

Spettabile
**Autorità di Regolazione per Energia
Reti e Ambiente**
Segretariato Generale
Piazza Cavour,5
20121 - Milano
protocollo@pec.arera.it

Milano, 15 settembre 2026

Prot. AFIR/ER-gm/40-26

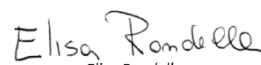
OGGETTO: Osservazioni al documento di consultazione 244/2026/A “Quadro strategico 2026-2029 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente”.

Spettabile ARERA,

Con la presente si trasmettono le osservazioni in merito alla consultazione in oggetto.

Rimaniamo a Vostra disposizione per qualsiasi chiarimento.

Cordiali saluti


Elisa Rondella

Direttore Affari Regolatori
Edison S.p.A.

Edison Spa

Foro Buonaparte, 31
20121 Milano
Tel. +39 02 6222.1

Capitale Soc. 5.377.000.671,00 euro i.v.
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014 - REA di Milano 1698754

PREMESSA

La transizione energetica rappresenta, prima di tutto, una **grande sfida di investimenti**. Nei prossimi anni sarà necessario mobilitare ingenti capitali per sviluppare nuova capacità rinnovabile, accumuli e flessibilità, rafforzare la sicurezza energetica, accompagnare l'evoluzione delle infrastrutture e offrire a famiglie e imprese nuovi servizi energetici.

Quando parliamo di investimenti, è utile ricordare che **non tutti vengono realizzati nell'ambito di attività regolate**. Una parte importante della trasformazione del sistema energetico dipenderà da imprese che investono in attività aperte alla concorrenza, come la produzione e la vendita dell'energia. È in questi ambiti che gli operatori assumono il rischio delle proprie scelte industriali e, attraverso la **competizione e la capacità di innovare**, generano le risorse necessarie per sostenere nuovi investimenti.

Edison ha scelto di contribuire a questa trasformazione con un piano di investimenti che prevede **1-1,5 miliardi di euro all'anno** per i prossimi anni, concentrati lungo tre principali direttrici: **rinnovabili e flessibilità; sicurezza energetica attraverso il gas e i green gas; crescita nei servizi energetici rivolti a clienti e territori**. È quindi proprio dalla **prospettiva degli investimenti** e dal ruolo che la regolazione può svolgere nell'accompagnare la trasformazione del sistema energetico che leggiamo, in prima battuta, il Quadro Strategico.

Naturalmente, il ruolo di ARERA non è quello di determinare le scelte industriali degli operatori, ma quello di definire un quadro regolatorio capace di accompagnarle, garantendo condizioni di **stabilità e prevedibilità nel tempo**. Questo è particolarmente importante perché gli investimenti energetici hanno **orizzonti molto lunghi** e una modifica delle regole può incidere su progetti che richiedono anni per essere autorizzati, finanziati e realizzati e che devono poi operare per decenni. Non basta, quindi, evitare il rischio di investimenti inefficienti, ma occorre considerare anche il rischio opposto: **investire troppo poco o troppo tardi**, con effetti che vanno ben oltre il singolo operatore e che possono tradursi in minore sicurezza, mancata integrazione delle rinnovabili e maggiore esposizione alla volatilità dei prezzi, con conseguenze che inevitabilmente si ripercuotono sui consumatori finali. La regolazione è certamente chiamata a garantire il corretto funzionamento del mercato e la tutela dei consumatori, ma deve al contempo preservare **le condizioni affinché il rischio imprenditoriale possa essere adeguatamente remunerato**, creando i presupposti perché il capitale continui ad affluire verso investimenti capaci di produrre valore per il sistema nel suo complesso.

Con il presente contributo, Edison formula pertanto alcune osservazioni e proposte, nella convinzione che una regolazione costruita attraverso il **confronto con gli operatori** possa favorire un mercato energetico più trasparente, competitivo, innovativo, al fine di massimizzare i benefici per i consumatori.

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

Edison accoglie con favore l'avvio della consultazione sul Quadro Strategico 2026-2030, condividendone gli obiettivi di rafforzamento della tutela dei consumatori, sviluppo della concorrenza e miglioramento dell'efficacia dell'azione regolatoria. Si tratta di un passaggio particolarmente significativo in una fase di profonda evoluzione dei mercati energetici, caratterizzata dal completamento del processo di liberalizzazione, dalla crescente digitalizzazione dei servizi e dall'affermazione di nuovi modelli di consumo e partecipazione attiva dei clienti.

In tale contesto, si ritiene essenziale che l'evoluzione del quadro regolatorio continui a perseguire un corretto equilibrio tra tutela del consumatore, promozione della concorrenza e valorizzazione dell'innovazione. Una regolazione efficace dovrebbe infatti accompagnare il mercato, favorendone lo sviluppo attraverso strumenti proporzionati, stabili e costruiti in un costante dialogo con gli operatori.

Alla luce di tali considerazioni, Edison ritiene opportuno richiamare alcuni principi che dovrebbero orientare l'attuazione degli obiettivi strategici dell'Autorità:

- trasparenza e confrontabilità delle offerte devono tradursi in una migliore qualità dell'informazione per il consumatore, senza determinare un'omologazione dei prodotti o limitare la capacità degli operatori di innovare e differenziare le proprie proposte commerciali;
- la tutela dei consumatori e la vigilanza sul mercato richiedono strumenti di controllo efficaci, proporzionati e basati sul rischio, accompagnati da una valorizzazione delle best practice e da un'applicazione uniforme della regolazione nei confronti di tutti gli operatori;
- qualsiasi intervento sulla disciplina delle tutele contrattuali, quale ad esempio quello prospettato nel recente DCO 304/2026/R/com, non può ignorare le dinamiche di funzionamento che caratterizzano il settore energetico ed espongono i venditori a fattori di rischio e dinamiche di costo che difficilmente trovano eguali in altri mercati e che non possono non essere riflesse nelle condizioni economiche applicate offerte. Il rischio, diversamente, è quello di provocare un irrigidimento del portafoglio di offerte disponibili sul mercato, con l'effetto di limitare le opportunità di scelta dei consumatori;
- il rafforzamento della qualità del mercato passa attraverso requisiti di accesso e permanenza più selettivi e vincolanti per tutti, capaci di escludere gli operatori che non rispettano gli standard di affidabilità, correttezza e solidità, piuttosto che attraverso un incremento generalizzato degli adempimenti a carico delle imprese già pienamente compliant;
- l'innovazione tecnologica, inclusi gli strumenti di intelligenza artificiale e lo sviluppo delle offerte a prezzo dinamico, rappresenta un'importante opportunità che deve essere accompagnata da adeguati momenti di confronto con gli operatori, affinché le nuove soluzioni regolatorie riflettano la reale complessità del mercato;
- il dialogo costruttivo tra Autorità, operatori, associazioni di categoria e associazioni dei consumatori costituisce un presupposto indispensabile per migliorare la qualità della regolazione, favorire un'applicazione uniforme delle disposizioni e rafforzare la fiducia dei clienti nel mercato libero;
- la valutazione delle dinamiche economiche e commerciali del mercato deve essere effettuata attraverso analisi complete e contestualizzate. In particolare, l'eventuale monitoraggio dei margini conseguiti dai venditori non può tradursi in una loro automatica qualificazione come

indicatore di anomalie, considerando che la marginalità è il risultato di molteplici fattori, quali strategie di approvvigionamento, gestione del rischio, investimenti, costi di acquisizione e gestione della clientela, qualità dei servizi offerti e specifiche scelte imprenditoriali. Inoltre, eventuali richieste di disclosure su tali informazioni dovranno essere attentamente valutate, in quanto i dati di marginalità possono rappresentare elementi commercialmente sensibili e incidere sulle dinamiche concorrenziali del mercato.

OS1 – Rafforzare le tutele per il consumatore

Revisione del Portale Offerte

Pur condividendo l'obiettivo di rafforzare gli strumenti a tutela del consumatore e di aumentare la trasparenza del mercato, si ritiene che il potenziamento del Portale Offerte debba avvenire in modo da rappresentare fedelmente il valore complessivo delle proposte commerciali e il ruolo svolto dagli operatori del mercato libero. In particolare, **il Portale non dovrebbe limitarsi a un confronto prevalentemente incentrato sul prezzo**, poiché tale approccio rischia di indurre il consumatore a valutazioni parziali e non pienamente consapevoli. La scelta di un fornitore di energia è infatti influenzata anche da numerosi elementi, quali i servizi digitali messi a disposizione, la qualità dell'assistenza clienti, la presenza di strumenti di monitoraggio dei consumi, le modalità di pagamento, i programmi di fidelizzazione, le soluzioni di efficienza energetica e, più in generale, l'affidabilità e la reputazione dell'operatore.

Un confronto realmente oggettivo dovrebbe quindi consentire al consumatore di valutare non solo il costo della fornitura, ma anche l'insieme dei servizi e delle caratteristiche che differenziano le offerte e che costituiscono un elemento essenziale della concorrenza nel mercato libero.

Occorre inoltre **evitare che il Portale, per come progettato o comunicato, possa essere percepito come un soggetto sostitutivo del venditore nel rapporto con il cliente**. Il venditore rappresenta infatti il primo interlocutore del consumatore, sia nella fase di orientamento e scelta dell'offerta sia durante l'intero rapporto contrattuale. Un sistema che centralizzi eccessivamente il processo di selezione o di sottoscrizione rischia di indebolire tale relazione, privando il cliente del supporto consulenziale che caratterizza il mercato libero.

Revisione dei requisiti di permanenza nell'Elenco Venditori

Si valuta positivamente l'intenzione dell'Autorità di rivedere i requisiti di permanenza nell'Elenco Venditori, quale strumento per rafforzare l'affidabilità complessiva del mercato. Gioverebbe in tal senso **intervenire per rendere più stringenti i criteri di ammissione e permanenza**, da un lato rafforzando i requisiti di natura finanziaria per l'accesso e dall'altro valutando l'introduzione di un meccanismo di rafforzamento dei requisiti di permanenza al raggiungimento di soglie prefissate di clienti serviti (es. attraverso un ulteriore aumento del capitale sociale versato o il rispetto di determinati standard atti a certificare le competenze aziendali in materia di gestione dei rischi energetici). Uguale rilievo avrebbe inoltre l'introduzione di una regolazione speculare atta a garantire onorabilità e professionalità dei soggetti che operano in qualità di intermediari alla vendita di energia, che nella maggior parte dei casi operano a diretto contatto con i clienti finali

Occorre evidenziare che le modifiche all'attuale architettura regolatoria si inseriranno nel contesto di un mercato che vede da un lato, le condizioni per un'aumentata mobilità dei clienti finali domestici elettrici, che dal 1° dicembre 2026 potranno avvalersi della riforma dello switching in 24 ore e dall'altro, la preoccupante diffusione di pratiche commerciali scorrette, spesso messe in atto da soggetti di piccole dimensioni in grado di sfuggire alle attività di controllo ed enforcement. Edison ritiene che **il corretto funzionamento del mercato finale non possa prescindere dal contrasto ai comportamenti scorretti**, ma evidenzia come questo rischi talvolta di tradursi in maggiori oneri amministrativi e operativi per quelle società che operano correttamente, oltre che in una limitazione di opportunità per i consumatori, senza in realtà incidere significativamente sulle attività di chi strutturalmente opera in maniera scorretta o peggio illecita. A tal riguardo, riteniamo poco efficaci interventi fondati sull'adesione volontaria degli operatori e suggeriamo che **l'attività di contrasto si focalizzi piuttosto su interventi mirati ad assicurare che sul mercato energetico operino solo soggetti rispondenti ai più stringenti requisiti di onorabilità, professionalità e solidità finanziaria**. L'azione regolatoria dovrebbe infatti concentrare i propri sforzi nell'individuare tempestivamente quei venditori che attuano comportamenti sistematicamente non conformi alla normativa o che adottano pratiche commerciali scorrette, prevedendo strumenti realmente efficaci per la loro esclusione dal mercato. Un Elenco Venditori più selettivo rappresenterebbe infatti un beneficio sia per i consumatori sia per gli operatori che investono nel rispetto delle regole, nella qualità del servizio e nella costruzione di un rapporto fiduciario con la clientela. La qualità della concorrenza è infatti più rilevante della sua mera numerosità.

Il rafforzamento dei requisiti di accesso e permanenza nell'Elenco Venditori e il potenziamento del Portale Offerte – di cui al capitolo precedente - dovrebbero pertanto essere considerati strumenti complementari di una medesima strategia: solo in questo modo sarà possibile promuovere una concorrenza sana, sostenibile e orientata alla creazione di valore per il cliente finale.

Applicazione ai clienti finali dei costi connessi al sistema ETS2

Particolare attenzione merita il sistema ETS2, non affrontato in modo specifico nella proposta di Quadro Strategico, ma che a nostro parere merita un presidio dedicato dall'Autorità.

Sebbene, allo stato attuale, il quadro normativo nazionale non preveda una regolamentazione puntuale della materia, né risulti programmata l'adozione di un provvedimento dedicato, si ritiene comunque auspicabile un ruolo proattivo di ARERA, considerati gli effetti che l'ETS2 avrà sui clienti finali.

In particolare, **andrebbero individuate le modalità attraverso cui “i soggetti regolamentati” tenuti alla restituzione delle quote ETS2 dovranno traslare i relativi oneri sui clienti**: in mancanza di regole comuni, i diversi operatori potrebbero infatti adottare approcci disomogenei, con ricadute negative sulla trasparenza del mercato retail, sulla possibilità per i clienti di confrontare le offerte e sulla qualità dell'informazione ricevuta (ad esempio, con riferimento alle modalità di comunicazione al consumatore delle modifiche contrattuali correlate all'addebito dei costi sarà necessario tenere conto della riforma relativa alla standardizzazione contrattuale prevista dalla delibera 386/2025).

Un simile scenario finirebbe per indebolire uno degli scopi fondamentali dell'ETS2, ossia trasmettere lungo la filiera un segnale di prezzo della CO2 capace di indirizzare gradualmente le scelte dei consumatori verso opzioni a minore impatto emissivo.

Coinvolgimento delle Associazioni di categoria

Nella consapevolezza che tali soggetti possono rappresentare un importante canale di diffusione delle informazioni verso i consumatori, è certamente da valutare la promozione di iniziative di divulgazione territoriale attraverso il coinvolgimento delle associazioni di categoria.

Affinché tali iniziative siano realmente efficaci, è tuttavia essenziale che tutti i soggetti coinvolti dispongano di un adeguato livello di competenza tecnica e di una conoscenza aggiornata della regolazione e del funzionamento dei mercati energetici, così da assicurare una comunicazione completa, oggettiva e imparziale. In particolare, anche le associazioni dei consumatori dovrebbero operare sulla base di un percorso di formazione continua e di un costante aggiornamento, al fine di evitare che informazioni parziali possano incidere negativamente sulla capacità dei clienti finali di compiere scelte consapevoli.

In tale prospettiva, potrebbe risultare **utile istituzionalizzare momenti periodici di confronto tra ARERA, operatori del mercato e associazioni dei consumatori, finalizzati sia alla costruzione di una cultura condivisa del mercato energetico, sia all'individuazione di proposte operative condivise relativamente a specifiche tematiche di interesse per il consumatore**. Il lavoro su questi tavoli di confronto non si dovrebbe esaurire in un semplice scambio di posizioni, ma dovrebbe essere supportato da dati, evidenze, analisi e documentazione adeguata, attraverso cui ciascuna delle parti possa illustrare e motivare le proprie valutazioni, esigenze e proposte.

Indagini demoscopiche, realizzazione del nuovo sito web e pubblicazione dei dati di performance economica dei fornitori

Si condivide l'obiettivo di rafforzare gli strumenti di informazione e consapevolezza dei consumatori sui mercati energetici, sui propri diritti e sui servizi a loro disposizione, anche attraverso campagne informative e iniziative digitali che favoriscano scelte maggiormente informate.

- **Con riferimento alle indagini sulla soddisfazione dei clienti**, si ritiene opportuno prevedere un preventivo coinvolgimento degli operatori della vendita nella definizione delle metodologie di rilevazione e degli indicatori utilizzati. Quali principali interlocutori del cliente lungo l'intero ciclo di vita contrattuale possono infatti favorire la costruzione di strumenti maggiormente aderenti alle reali dinamiche di mercato e più rappresentativi dell'effettiva esperienza dei consumatori. Si evidenzia, pertanto, l'importanza di un dialogo strutturato tra Autorità e operatori, volto a integrare la prospettiva regolatoria con l'esperienza operativa maturata sul mercato, al fine di rafforzare la qualità delle analisi, migliorare l'interpretazione dei risultati e garantire una rappresentazione più equilibrata e significativa delle performance dei servizi offerti.
- **Con riguardo al progetto di sviluppare uno "spazio virtuale" a beneficio dei consumatori**, si ritiene necessario approfondire il riferimento alla possibile pubblicazione di dati relativi alle "performance economiche" dei fornitori, definendone preventivamente perimetro,

significato e finalità informative. A tal riguardo, sarà essenziale avviare un confronto con gli operatori per individuare eventuali indicatori economici coerenti con gli obiettivi di trasparenza perseguiti dall'Autorità, ma che siano effettivamente utili per il cliente finale, senza tralasciare che talune informazioni economiche e gestionali possono assumere natura strategica e commercialmente sensibile: la loro diffusione dovrebbe pertanto essere attentamente valutata al fine di salvaguardare la neutralità competitiva e il corretto funzionamento del mercato. In quest'ottica, appare pertanto preferibile orientare l'informazione ai consumatori verso indicatori oggettivi e comparabili relativi alla qualità del servizio, al rispetto degli standard regolatori, ai livelli di assistenza e alla gestione dei reclami.

Semplificazione e standardizzazione delle offerte contrattuali

L'obiettivo di rendere le offerte commerciali e la documentazione contrattuale più chiare e facilmente comprensibili per i consumatori è certamente importante anche per i venditori. Occorre tuttavia prestare particolare **attenzione affinché l'obiettivo della standardizzazione non si traduca in un'eccessiva omologazione delle offerte commerciali**. La ricchezza del mercato libero risiede infatti nella possibilità per gli operatori di differenziare le proprie proposte, sviluppando soluzioni innovative e personalizzate in grado di rispondere alle diverse esigenze dei clienti finali.

Una standardizzazione spinta delle condizioni contrattuali potrebbe limitare gli spazi di innovazione commerciale e ridurre la capacità dei venditori di costruire offerte calibrate sui differenti profili di consumo, sulle preferenze della clientela e sull'evoluzione tecnologica dei servizi energetici. Tale rischio appare ancora più evidente con riferimento alle offerte dinamiche, ai prodotti integrati con servizi di efficienza energetica, alle soluzioni dedicate all'autoconsumo, alla mobilità elettrica o ad altri modelli di offerta che, per loro natura, richiedono un elevato grado di flessibilità e personalizzazione.

L'esigenza di assicurare la confrontabilità delle offerte non dovrebbe quindi essere perseguita attraverso una loro uniformazione, bensì mediante la definizione di criteri comuni di rappresentazione delle informazioni essenziali. In altri termini, dovrebbero essere standardizzate le modalità con cui le offerte vengono descritte e presentate al consumatore, non il contenuto delle offerte stesse.

OS2 – Potenziamento e rafforzamento delle attività di vigilanza dell'Autorità a tutela dei consumatori nei settori energetici e ambientali

Vigilanza e collaborazione tra Autorità indipendenti

Si ritiene che l'azione di controllo ed enforcement dovrebbe essere improntata a criteri di **proporzionalità, uniformità e coerenza, evitando approcci generalizzati** e concentrandosi prioritariamente sui comportamenti che presentano effettivi rischi per il cliente finale, evitando oneri eccessivi per gli operatori che adottano modelli organizzativi conformi alla normativa.

Si evidenzia inoltre la necessità di evitare che l'attività regolatoria e la comunicazione istituzionale contribuiscano ad alimentare una percezione sistematicamente negativa dell'intero settore della vendita di energia. Un approccio focalizzato esclusivamente sulle criticità rischierebbe infatti di accrescere la diffidenza dei consumatori, di disincentivare una loro attiva partecipazione e di favorire una crescente stratificazione normativa senza corrispondenti benefici in termini di comprensibilità e trasparenza: l'aumento della complessità normativa non si traduce necessariamente in una maggiore comprensibilità dei prodotti e dei servizi offerti.

In tale prospettiva, accanto agli strumenti di vigilanza e alle eventuali misure sanzionatorie, **appare opportuno valorizzare le best practice sviluppate dagli operatori in materia di trasparenza**, qualità del servizio e tutela della clientela, promuovendo modelli virtuosi e il miglioramento continuo delle performance.

È inoltre valutato positivamente l'obiettivo di rafforzare il coordinamento tra Autorità e Istituzioni competenti, al fine di assicurare una gestione più efficace dei fenomeni trasversali, quali il telemarketing aggressivo e le pratiche commerciali scorrette, e di garantire agli operatori un quadro regolatorio maggiormente coerente e prevedibile. In questo contesto, risulta essenziale favorire l'armonizzazione degli orientamenti interpretativi e delle modalità di intervento delle diverse Autorità, evitando sovrapposizioni normative e incertezze applicative. Tale percorso dovrebbe essere accompagnato da un confronto strutturato con gli operatori del mercato attivi in più settori, così da migliorare la qualità della regolazione, rafforzare la certezza del diritto e coniugare efficacemente tutela dei consumatori e corretto funzionamento del mercato.

Utilizzo intelligenza artificiale per vigilare sull'applicazione della regolazione

L'impiego di tecnologie avanzate può, senza dubbio, contribuire a rendere più tempestiva l'individuazione di fenomeni anomali, ad aumentare l'efficacia dei controlli e a migliorare la capacità dell'Autorità di intervenire a tutela dei consumatori. È tuttavia opportuna un'attenta valutazione del ricorso a questi strumenti.

- **È innanzitutto necessario che lo sviluppo e l'utilizzo di tali sistemi siano accompagnati da un confronto strutturato con gli operatori del mercato.** La collaborazione con i soggetti che progettano e commercializzano quotidianamente le offerte consentirebbe di affinare i criteri di analisi e di ridurre il rischio che gli strumenti di intelligenza artificiale interpretino come anomalie caratteristiche che, invece, rappresentano legittime modalità di differenziazione dell'offerta o modelli commerciali innovativi. Un sistema di analisi fondato esclusivamente su modelli standardizzati potrebbe non cogliere le peculiarità delle diverse offerte commerciali, con il rischio di produrre falsi positivi o valutazioni non pienamente aderenti alla realtà del mercato.
- In tale prospettiva, **l'intelligenza artificiale dovrebbe essere considerata uno strumento di supporto alle attività di vigilanza e non un meccanismo sostitutivo del giudizio tecnico e regolatorio.** Gli algoritmi dovrebbero essere sviluppati sulla base di criteri trasparenti, periodicamente verificati e aggiornati anche attraverso il contributo degli operatori, così da garantire che l'evoluzione delle pratiche commerciali e dell'innovazione di prodotto sia adeguatamente considerata nei modelli di analisi.

Un approccio partecipato alla definizione dei sistemi di monitoraggio consentirebbe di coniugare l'efficienza delle nuove tecnologie con la conoscenza operativa del mercato maturata dagli operatori, migliorando la qualità delle attività di controllo e riducendo il rischio di interpretazioni

eccessivamente standardizzate di un contesto commerciale che, per sua natura, è dinamico e in continua evoluzione.

Monitoraggio mercato ingrosso e retail

Si prende atto dell'obiettivo di rafforzare le attività di monitoraggio dei mercati all'ingrosso e retail e certamente si condivide la volontà di prevenire fenomeni distorsivi e comportamenti abusivi suscettibili di arrecare pregiudizio ai consumatori e al corretto funzionamento del mercato. Il monitoraggio dei mercati rappresenta certamente un presidio essenziale della regolazione; tuttavia, affinché produca risultati realmente affidabili, **è necessario che esso tenga conto dell'intera struttura economica della vendita al dettaglio e non attribuisca al solo andamento dei prezzi all'ingrosso una valenza esplicativa della formazione del prezzo finale**. Una lettura eccessivamente semplificata di tale relazione rischierebbe infatti di generare valutazioni non pienamente aderenti alle dinamiche competitive del mercato e di trasmettere ai consumatori un'immagine non corretta dei meccanismi che determinano il prezzo dell'energia nel mercato libero.

L'utilizzo del **PUN e della CMEM** quali benchmark di riferimento dovrebbe essere accompagnato da un'analisi che tenga adeguatamente conto delle peculiarità del mercato della vendita al dettaglio. Le condizioni economiche applicate ai clienti finali, infatti, non costituiscono una mera trasposizione dei prezzi rilevati sui mercati all'ingrosso, ma sono il risultato di un processo di formazione del prezzo significativamente più articolato. Nella definizione delle offerte commerciali concorrono, oltre al costo di approvvigionamento dell'energia, numerose ulteriori componenti economiche, tra cui i costi di acquisizione della clientela, gli oneri di gestione del rapporto contrattuale, i costi dei servizi di assistenza e customer care, gli investimenti nei canali digitali e nei sistemi informativi, gli oneri connessi alla gestione del rischio e della volatilità dei mercati, il costo del capitale, il rischio di credito e di morosità, nonché gli investimenti in innovazione e nello sviluppo di servizi a valore aggiunto.

Ne consegue che **eventuali scostamenti tra l'andamento dei prezzi wholesale e le condizioni economiche praticate sul mercato retail non possono essere considerati, di per sé, indice di anomalie o di comportamenti non conformi**. Tali differenze possono rappresentare il fisiologico effetto delle diverse strategie di approvvigionamento adottate dagli operatori, delle politiche di copertura dei rischi, della durata delle offerte, delle differenti strutture di costo e delle scelte commerciali proprie di ciascun venditore.

In tale contesto, appare pertanto **necessario che gli indicatori utilizzati nell'ambito delle attività di monitoraggio siano sviluppati attraverso un confronto preventivo con gli operatori del settore**, così da assicurare che i modelli di analisi riflettano adeguatamente la complessità dei meccanismi di formazione del prezzo finale ed evitino interpretazioni semplificate della relazione tra mercato all'ingrosso e mercato retail.

Parimenti, gli strumenti di monitoraggio dovrebbero essere orientati a individuare comportamenti effettivamente anomali o potenzialmente lesivi della concorrenza e dei consumatori, senza penalizzare modelli commerciali legittimi fondati su differenti strategie di approvvigionamento, gestione del rischio o differenziazione dell'offerta.

B. Contribuire in ambito europeo e internazionale all'evoluzione del sistema in un contesto di transizione ecologica

Edison condivide la necessità di promuovere un mercato elettrico efficiente, integrato a livello europeo e coerente con il percorso di decarbonizzazione e valuta positivamente l'impegno dell'Autorità nel contribuire all'evoluzione del quadro normativo europeo in questa direzione.

In particolare, il Quadro Strategico richiama la revisione del quadro europeo in materia di sicurezza energetica, il REPowerEU, l'attuazione della disciplina REMIT riformata, l'aggiornamento dei codici di rete CACM e FCA e lo sviluppo del nuovo Network Code sulla Demand Response. In tali processi risulterà essenziale assicurare **un'applicazione coerente e armonizzata delle disposizioni europee**, tenendo adeguatamente conto delle specificità nazionali e garantendo modalità e tempistiche di attuazione sostenibili per gli operatori

OS.3 - Promuovere lo sviluppo di un quadro europeo che favorisca una efficiente integrazione dei sistemi nazionali

Edison vede con favore il progressivo avanzamento dell'integrazione dei mercati elettrici europei, inclusa l'evoluzione delle **modalità di gestione delle interconnessioni** e il progressivo ingresso delle frontiere settentrionali italiane nella regione Central Europe.

- In tale contesto, un elemento di particolare rilevanza è rappresentato dai **diritti di trasmissione a lungo termine (Long-Term Transmission Rights, LTTR)**, che costituiscono uno strumento essenziale per la gestione del rischio di prezzo su orizzonti temporali estesi, favorendo gli scambi transfrontalieri e la liquidità dei mercati a termine. Sicuramente positivi i recenti sviluppi relativi alla CCR Italy North, che prevedono il passaggio dai Physical Transmission Rights con principio UIOSI ai Financial Transmission Rights in forma di opzioni, nonché l'introduzione di prodotti annuali allocati fino a due anni prima della consegna. Tali evoluzioni rappresentano un passo importante verso una maggiore integrazione dei mercati europei anche negli orizzonti a termine. Tuttavia, un orizzonte massimo di due anni non appare sufficiente per rispondere alle esigenze di copertura degli operatori e supportare efficacemente lo sviluppo di contratti di lungo termine transfrontalieri, inclusi i Power Purchase Agreement (PPA).

Si ritiene pertanto necessario **promuovere la disponibilità di prodotti LTTR con scadenze di almeno cinque anni e, ove possibile, di prodotti pluriennali**, non limitati a singole annualità. Questi prodotti consentirebbero di ridurre il rischio di rinnovo delle coperture e di liquidità lungo la durata dei contratti, offrendo maggiore certezza agli operatori che assumono decisioni di investimento e di approvvigionamento su orizzonti temporali estesi.

- Infine, si esprime perplessità in merito all'obiettivo espresso dall'Autorità di *"promuovere nelle sedi europee e nazionali competenti, un disegno dei mercati elettrici che consenta la formulazione di offerte per unità (unit-bidding)"*. Il mantenimento dello **unit bidding** per le unità che presentano una significatività a livello di sistema (le unità singolarmente abilitate – UAS) può in effetti contribuire alla trasparenza degli esiti di mercato e quindi facilitarne il monitoraggio. Tuttavia, alla luce dell'evoluzione del mercato nazionale con l'adozione del TIDE verso una crescente apertura a una platea sempre più ampia di operatori e alla conseguente valorizzazione dell'aggregazione delle risorse, si ritiene che ARERA debba preservare e, se possibile, **rafforzare**

la flessibilità nella partecipazione ai mercati dell'energia tramite portafogli il più possibile ampi e diversificati.

C. Efficienza, efficacia, trasparenza amministrativa e semplificazione

OS.9 Favorire la Digital Transformation per una gestione più efficiente e trasparente dei processi

Si propone di valorizzare ulteriormente l'Anagrafica Operatori quale base dati unica per tutti gli adempimenti ARERA, secondo il principio "once only". Le informazioni già presenti nell'Anagrafica dovrebbero essere riutilizzate automaticamente nelle successive raccolte dati e nei procedimenti dell'Autorità, evitando richieste duplicate e riducendo gli oneri amministrativi a carico degli operatori.

Ad esempio, in caso di fusione per incorporazione di una società di produzione di energia elettrica, le informazioni legate all'anagrafica degli impianti (potenza, tipo di tecnologia, ecc.) associati alla società incorporata dovrebbero essere automaticamente trasferite all'anagrafica della società incorporante. In questo modo, all'apertura delle maschere dell'Indagine Annuale, gli impianti risulterebbero già correttamente associati al nuovo soggetto, evitando la necessità di riconfigurarli o reinserirli manualmente specie se si tratta di numerosi impianti.

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

A. Lo Sviluppo sostenibile delle infrastrutture

OS13 – Sviluppo sostenibile delle infrastrutture di telecalore e costi efficienti del servizio

Revisione metodo tariffario del teleriscaldamento

Edison esprime apprezzamento per l'impostazione adottata dall'Autorità nell'ambito processo di revisione del metodo tariffario per **il teleriscaldamento**. La previsione di un periodo transitorio ha evitato un repentino superamento della metodologia finora applicata dagli esercenti garantendo, al contempo, la tutela dei clienti finali.

Tale approccio appare particolarmente condivisibile alla luce dell'elevata eterogeneità che caratterizza il settore del teleriscaldamento, sia sotto il profilo tecnologico sia con riferimento alle fonti energetiche impiegate, all'estensione delle reti e alla composizione della base clienti. In particolare, con riferimento agli impianti alimentati da biomassa legnosa di filiera corta, è opportuno considerare le specificità dei relativi costi di produzione del calore, influenzati sia dalle dinamiche dei mercati locali delle filiere forestali sia dall'evoluzione dei mercati energetici nazionali e internazionali.

Con riferimento agli ultimi orientamenti finali posti in consultazione, **Edison sostiene le conclusioni raggiunte dall'Autorità, che evidenziano una convergenza verso il mantenimento del metodo del**

costo evitato, ritenuto il più idoneo a perseguire gli obiettivi di efficienza gestionale e semplificazione amministrativa. Si condivide, altresì, la valutazione secondo cui le criticità applicative di tale metodo possano essere efficacemente mitigate attraverso gli specifici correttivi individuati, consentendo di definire un assetto regolatorio equilibrato, coerente con il quadro normativo e idoneo a coniugare la tutela degli utenti con la sostenibilità economica del servizio.

DM OIERT

Si richiama l'attenzione sulla recente approvazione del decreto ministeriale 15 aprile 2026 (DM OIERT), che disciplina le modalità di adempimento dell'obbligo di incremento della quota di energia rinnovabile termica. Il Decreto, in coerenza con il quadro europeo di riferimento, non introduce obblighi specifici per il teleriscaldamento qualora tale settore rappresenti una quota inferiore o pari al 2% della domanda di calore per riscaldamento, ma assume a riferimento gli obiettivi previsti per il settore delle rinnovabili termiche. Al contempo, prevede strumenti di flessibilità, quali l'utilizzo delle garanzie di origine e, in caso di mancato adempimento, il versamento di un contributo compensativo, contribuendo così a contenere e rendere maggiormente prevedibili i costi della transizione.

Pur condividendo l'orientamento dell'Autorità, secondo cui gli eventuali maggiori oneri della transizione energetica dovrebbero essere sostenuti attraverso specifici meccanismi di incentivazione pubblica e non mediante la regolazione tariffaria, **si ritiene necessario assicurare un adeguato coordinamento tra i nuovi obblighi introdotti dal DM OIERT e il quadro regolatorio ed economico di riferimento**. Tale coordinamento è essenziale per garantire certezza agli operatori, favorire gli investimenti necessari alla decarbonizzazione delle reti e preservare la competitività del settore, evitando che l'introduzione dei nuovi obblighi determini effetti distorsivi o rallenti il percorso di transizione. **Particolare attenzione dovrebbe essere riservata agli investimenti già realizzati dagli operatori del teleriscaldamento e dalle ESCo** sulla base del previgente quadro normativo e contrattuale assicurando condizioni che non compromettano la sostenibilità economica degli investimenti effettuati, né di quelli necessari per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Sviluppo dei data center

Un tema che merita poi particolare attenzione riguarda il **rapido sviluppo dei data center** sul territorio nazionale. Tale sviluppo comporta un crescente fabbisogno elettrico ma genera contestualmente grandi quantità di calore che, se opportunamente recuperate, possono diventare una risorsa energetica rilevante per il settore termico. Il recupero del calore dei data center attraverso le reti di teleriscaldamento consente, infatti, di ridurre i consumi di combustibili fossili, migliorare l'efficienza energetica complessiva del sistema e valorizzare una fonte energetica altrimenti dispersa. In questa prospettiva, ARERA potrebbe promuovere una riflessione regolatoria volta a:

- individuare criteri per la **valorizzazione del recupero termico** da data center;
- favorire l'**integrazione tra gestori** delle reti di teleriscaldamento e operatori delle infrastrutture digitali;
- garantire **certezza regolatoria agli investimenti** necessari per la connessione e il recupero del calore;

- sviluppare **meccanismi che riconoscano il beneficio sistemico** derivante dalla sostituzione di fonti fossili con il calore recuperato.

ETS2 nei settori degli edifici e dei trasporti

Assume, infine, particolare rilievo **l'implementazione dell'ETS2 nei settori degli edifici e dei trasporti**. Pur condividendo gli obiettivi ambientali ad esso sottesi, occorre evidenziare alcune criticità che rischiano di produrre effetti indesiderati sul settore del teleriscaldamento. Ad oggi, permane infatti un significativo livello di incertezza circa l'evoluzione futura del prezzo delle quote di CO₂, l'effettiva traslazione dei costi lungo la filiera e il coordinamento tra ETS2 e gli altri strumenti europei e nazionali di sostegno alla decarbonizzazione. Tale incertezza genera un aumento del rischio economico e finanziario per gli operatori che sono chiamati a pianificare investimenti di natura pluriennale.

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

A. Mercati all'ingrosso efficienti, integrati e flessibili

OS.20 - Sviluppo di mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, l'evoluzione della domanda e l'intensificarsi degli scambi transfrontalieri richiedono un disegno di mercato in grado di valorizzare tutte le risorse che contribuiscono alla flessibilità, all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema. Ciò presuppone, da un lato, il mantenimento e l'evoluzione di strumenti strutturali, quali il mercato della capacità, il meccanismo di contrattualizzazione degli accumuli (MACSE) ed i prodotti di copertura del rischio a lungo termine; dall'altro, un'adeguata remunerazione dei servizi effettivamente resi dalle diverse tecnologie, comprese la generazione termoelettrica efficiente e programmabile e i sistemi di accumulo. In tale contesto, i pompaggi idroelettrici rivestono un ruolo strategico, in ragione della loro peculiarità in termini di servizi offerti alla rete, impatto ambientale e contributo all'autonomia energetica. È pertanto necessario che l'evoluzione dei meccanismi di supporto agli accumuli riconosca le specificità tecniche ed economiche di tali impianti, consentendone lo sviluppo nell'ambito di un mix tecnologico diversificato e complementare alle batterie.

Parallelamente, le riforme riguardanti il TIDE, il monitoraggio dei mercati, la flessibilità locale e l'eventuale superamento del PUN dovranno essere accompagnate da valutazioni puntuali degli impatti economici e operativi, nonché da un coinvolgimento tempestivo e strutturato degli operatori e dei consumatori. Il percorso regolatorio dovrà inoltre rimuovere gli ostacoli agli investimenti, favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili e delle nuove tecnologie programmabili, nonché promuovere gli strumenti contrattuali di lungo termine, l'autoconsumo e la condivisione dell'energia.

Infine, con riferimento alle connessioni alla rete, è necessario rendere i processi più semplici, trasparenti ed efficienti, contrastando la saturazione virtuale e salvaguardando gli investimenti già avviati. Di seguito si forniscono ulteriori dettagli.

Monitoraggio, REMIT ed enforcement

Nell'ottica di un rafforzamento del monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso e dell'attività di enforcement, Edison ritiene essenziale che **l'attuazione della disciplina REMIT avvenga secondo criteri di piena armonizzazione europea**, in coerenza con gli orientamenti applicativi di ACER e con le prassi adottate negli altri Stati membri. Un approccio coordinato rappresenta una condizione imprescindibile per garantire certezza regolatoria agli operatori, evitare interpretazioni nazionali divergenti e preservare condizioni di parità competitiva nei mercati energetici dell'Unione. Anche l'eventuale impiego di strumenti tecnologici avanzati, inclusa l'intelligenza artificiale, dovrebbe essere accompagnato da adeguati presidi di trasparenza e verificabilità.

Con particolare riferimento all'implementazione delle misure previste dal decreto-legge 21/2026, le **modalità di verifica del trasferimento dei rimborsi nelle offerte di vendita di energia elettrica riferite agli impianti termoelettrici** proposte da ARERA nel DCO 222/2026/R/eel **non sembrano in linea con le disposizioni del regolamento REMIT** e con le Linee Guida di ACER. Queste ultime non accolgono una identificazione meccanica fra il costo del combustibile e il giusto prezzo dell'energia ma ammettono l'esistenza di altri costi variabili e costi-opportunità che legittimamente possono essere considerati per la formulazione delle offerte sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. Si auspica, pertanto, una revisione della proposta nel suo percorso attuativo.

Il mercato della capacità e adeguatezza del sistema

La transizione energetica richiede il mantenimento di adeguati standard di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico, in un contesto caratterizzato da una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. In tale scenario, il **mercato della capacità rappresenta uno strumento essenziale per garantire la disponibilità della capacità programmabile necessaria al sistema** e deve pertanto essere considerato una **componente strutturale del disegno del mercato elettrico italiano ed europeo**, complementare ai mercati dell'energia.

Risulta, quindi, opportuno **assicurare continuità al meccanismo** e avviare tempestivamente, con il coinvolgimento degli operatori, la **riflessione relativa alla sua evoluzione per il periodo successivo al 2032**. Una visione di lungo periodo è indispensabile per fornire segnali adeguati agli investimenti e garantire che la capacità contrattualizzata sia remunerata in misura coerente con i costi necessari a mantenerla disponibile, efficiente e flessibile.

Infine, con particolare riferimento agli **impianti termoelettrici esistenti ancora necessari a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico** nei prossimi anni (si veda il Rapporto Adeguatezza Italia 2025 di Terna), Edison mette in evidenza come la definizione di un premio del mercato della capacità che copra unicamente i costi fissi operativi degli impianti potrebbe non risultare più sufficiente a garantire la sostenibilità economica degli stessi. Questo aspetto è particolarmente rilevante, a fronte di **costi di esercizio crescenti** collegati ad un utilizzo sempre più modulato degli stessi che determina un incremento dei costi di manutenzione e, in molti casi, ingenti investimenti per il prolungamento della durata di vita degli impianti. Inoltre, **giòva considerare che batterie e impianti termoelettrici non sono perfettamente sostituibili sotto il profilo della sicurezza del sistema** ed il mercato della capacità deve continuare a garantire la valorizzazione del contributo effettivo all'adeguatezza delle diverse risorse e assicurare una copertura adeguata dei costi necessari per mantenere in esercizio e sviluppare la capacità di cui il sistema avrà bisogno.

Sempre con riferimento alla copertura dei costi, si ritiene che **l'eventuale incremento delle tariffe di trasporto gas debba essere opportunamente coordinato con il mercato della capacità** tramite l'aggiornamento del premio massimo riconosciuto alla capacità esistente ed un maggiore coordinamento tra le tempistiche di svolgimento delle aste del mercato della capacità e le tempistiche di conferimento della capacità gas e di definizione della tariffa di trasporto.

Le proposte di evoluzione del design dei mercati energetici e del mercato della capacità dovrebbero essere considerate congiuntamente, con l'obiettivo di continuare a garantire la sostenibilità economica degli impianti necessari all'adequazione e al corretto funzionamento del mercato elettrico nel contesto della transizione energetica in atto.

Lo sviluppo dei sistemi di accumulo

Edison accoglie con favore il richiamo di ARERA in merito alla **necessità di promuovere una gestione efficiente degli accumuli e degli strumenti di flessibilità**, riconoscendo, in particolare, il contributo degli **impianti idroelettrici a bacino e dei nuovi pompaggi** sotto il profilo energetico, ambientale e territoriale.

I **pompaggi** rappresentano una **tecnologia strategica per il sistema elettrico italiano**: sono caratterizzati da una lunga vita utile, mantengono la capacità di stoccaggio senza il degrado tipico di altre tecnologie, possono fare affidamento su una filiera industriale nazionale ed europea consolidata e limitano la dipendenza da materie prime e tecnologie provenienti da Paesi terzi. Garantiscono resilienza alla rete elettrica tramite, ad esempio, l'incremento dell'inerzia di sistema e possono inoltre generare rilevanti benefici ambientali e territoriali, anche attraverso la riqualificazione degli invasi esistenti e il contributo alla gestione della risorsa idrica e alla prevenzione del dissesto idrogeologico.

Edison ritiene, quindi, fondamentale che ARERA dia il proprio contributo per **un'evoluzione dell'attuale meccanismo di contrattualizzazione a lungo termine per lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo** in modo da garantire una **diversificazione del mix tecnologico**, consentendo lo sviluppo, a fianco delle batterie, anche di **nuovi impianti di pompaggio idroelettrico** che oggi non godono di un supporto regolatorio adeguato.

In assenza di una sostanziale modifica del quadro regolatorio in merito alle aste MACSE post-2028 che offra opportunità di valorizzazione anche ai nuovi pompaggi, esiste il **concreto rischio che i progetti di nuovi pompaggi non riescano nei fatti ad accedere ad un meccanismo di supporto e che non vengano di conseguenza realizzati**. Occorre in effetti considerare che la struttura di costo dei pompaggi è molto diversa da quella delle batterie agli ioni di litio, differenza che allo stato non viene adeguatamente riconosciuta dall'impianto regolatorio del MACSE. Inoltre, le iniziative di nuovi impianti di pompaggio, per loro peculiare natura, sono fortemente sito-specifiche e progetto-specifiche, e rendono di fatto ciascun nuovo impianto di pompaggio idroelettrico un "prototipo" difficilmente standardizzabile. Risulta quindi necessario **definire congrui livelli di remunerazione** che tengano conto di un'adeguata considerazione della realtà italiana e delle relative peculiarità (v. idrogeologia, orografia, sismicità, complessità degli iter autorizzativi). Inoltre, occorre considerare che la forte incidenza sui costi di investimento delle opere civili (grandi dighe ed opere sotterranee) accresce il rischio di divergenza (overrun) tra i costi preventivati e quelli effettivamente sostenuti.

Evoluzione del TIDE, flessibilità locale e superamento del PUN

Edison ha accolto con favore il processo di attuazione del TIDE, apprezzando in particolare il confronto continuativo con gli operatori. Si ritiene tuttavia necessaria un'ulteriore evoluzione del Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, finalizzata a garantire **un'adeguata valorizzazione dei servizi resi dagli impianti termoelettrici che ad oggi non sono remunerati** (o non lo sono adeguatamente), a titolo di esempio gli intervalli di fattibilità e il telescatto.

In particolare, **gli intervalli di fattibilità** imposti da Terna per la gestione delle congestioni e il bilanciamento in tempo reale limitano infatti i volumi negoziabili dagli operatori sui mercati infragiornalieri e nelle successive sessioni di dispacciamento e bilanciamento. Alla luce dell'ampio ricorso che Terna fa di questo strumento, è pertanto necessario prevedere una **remunerazione coerente con il servizio reso al sistema e con il costo opportunità associato** alla capacità che, in ragione del vincolo, non può essere offerta sui mercati.

Con riferimento ai **servizi ancillari locali e alla flessibilità locale**, Edison valuta positivamente lo sviluppo dei progetti pilota, ai quali ha partecipato attivamente. In vista della definizione del quadro regolatorio a regime, si ritiene opportuno assicurare un coinvolgimento tempestivo e strutturato degli operatori, anche attraverso l'istituzione di un tavolo tecnico dedicato. Tale confronto dovrebbe contribuire a definire condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie, chiarire il ruolo dei DSO e prevenire possibili conflitti tra gestione della rete, approvvigionamento della flessibilità e attività di mercato, anche mediante adeguati presidi di *unbundling*.

La regolazione dovrebbe inoltre abilitare l'accesso dei clienti finali e degli aggregatori ai servizi di gestione della domanda e della flessibilità, favorendo lo sviluppo di offerte innovative e una partecipazione più consapevole dei consumatori.

Quanto al **superamento del PUN e al passaggio a prezzi zonali lato prelievo**, si ritiene che ogni evoluzione debba essere accompagnata da un'attenta valutazione degli impatti sugli operatori e sui clienti finali, da tempistiche attuative adeguate e da un quadro applicativo stabile e trasparente

Al 2030, la generazione rinnovabile, prevalentemente concentrata al Sud, se non bilanciata da un adeguato sviluppo della capacità di trasporto e dei sistemi di accumulo, potrebbe determinare **consistenti differenze di prezzo tra le varie zone di mercato**, con prezzi più bassi al Sud e più alti al Nord. Un passaggio al prezzo zonale potrebbe quindi avere un **impatto rilevante sui consumatori industriali al Nord Italia** (in particolare per la platea degli energivori) che dovrà essere adeguatamente valutato nella definizione di un processo di graduale e progressivo superamento del PUN.

Edison mette, quindi, in evidenza che il superamento del PUN ed il passaggio a prezzi zonali lato prelievo è un processo che deve essere accompagnato da **un'estesa e approfondita analisi di impatto economico ed operativo** sugli attori coinvolti, in primo luogo le diverse categorie di consumatori finali. Edison auspica, quindi, un **ampio percorso consultivo** con il coinvolgimento degli operatori e delle associazioni di categoria.

Connessioni alla rete e saturazione virtuale

Edison condivide l'obiettivo di **aggiornare la regolazione delle connessioni**, rendendo i processi più semplici, trasparenti ed efficienti e **contrastando i fenomeni di saturazione virtuale della rete**. Tale fenomeno costituisce oggi uno degli ostacoli più rilevanti allo sviluppo degli impianti da fonti

rinnovabili, poiché il trattamento sequenziale delle richieste può rallentare progetti solidi a causa della capacità già impegnata da iniziative che potrebbero non giungere a realizzazione.

L'evoluzione della disciplina dovrà tuttavia essere definita con particolare attenzione, **salvaguardando gli investimenti già avviati e differenziando le iniziative sulla base del loro effettivo grado di maturità**. In particolare, non dovrebbero perdere efficacia le soluzioni di connessione già rilasciate per impianti da fonti rinnovabili che, pur non essendo ancora autorizzati o abilitati, abbiano già ottenuto un provvedimento positivo di valutazione ambientale o di esclusione dalla VIA, ovvero per i quali sia stato formalmente avviato un procedimento autorizzativo, abilitativo o di valutazione ambientale.

Si ritiene inoltre opportuno riconoscere una **priorità di trattamento alle richieste di connessione relative a interventi di repowering e di integrale ricostruzione di impianti esistenti**, tenuto conto del più elevato grado di maturità e della maggiore probabilità di realizzazione di tali progetti anche in ragione di un'assenza di incremento di consumo di suolo.

Infine, un più elevato livello di trasparenza sulle richieste in corso e sulle soluzioni tecniche già rilasciate contribuirebbe a migliorare la programmazione degli investimenti e a favorire eventuali soluzioni condivise tra operatori.

Nucleare sostenibile

Il Quadro Strategico richiama il disegno di legge relativo al nucleare sostenibile, per il quale l'Autorità potrebbe assumere nuovi compiti e dover aggiornare il quadro regolatorio di riferimento, al fine di integrare tale fonte nel sistema elettrico.

Un nuovo nucleare sostenibile rappresenta per l'Italia un'opportunità strategica per rafforzare la sicurezza energetica, ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. L'integrazione di tecnologie nucleari di nuova generazione, più sicure, flessibili ed efficienti, può fornire energia programmabile e a basse emissioni, complementare alle fonti rinnovabili e utile a garantire stabilità al sistema elettrico. Investire nel nucleare significa inoltre sviluppare competenze industriali e tecnologiche, creare occupazione qualificata e rafforzare la competitività dell'Italia nel percorso verso un sistema e decarbonizzato.

Strumenti di lungo termine e integrazione delle FER nei mercati

I Power Purchase Agreements (PPA) e gli altri strumenti contrattuali di lungo termine rappresentano un elemento chiave per favorire gli investimenti nelle fonti rinnovabili, migliorare la stabilità dei prezzi dell'energia e rafforzare la bancabilità dei nuovi impianti. Seppure il decreto-Legge 20 febbraio 2026, n. 21, li abbia attenzionati con misure specifiche, la loro diffusione rischia di essere ancora limitata da diversi fattori, tra cui la volatilità dei prezzi dell'energia, l'elevato rischio di credito, la complessità contrattuale e regolatoria e le difficoltà di accesso per le PMI, che spesso non dispongono della dimensione o delle competenze necessarie per negoziare accordi di lungo termine.

Edison condivide l'obiettivo di favorire la diffusione degli strumenti contrattuali di lungo termine e ritiene prioritario rimuovere le barriere regolatorie che ne limitano lo sviluppo. In particolare, appare opportuno promuovere PPA di natura fisica associati a nuova capacità rinnovabile, così da sostenere

concretamente gli investimenti addizionali necessari al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Si auspica pertanto la promozione di modelli aggregati, in grado di ampliare la partecipazione di PMI e clienti finali, riducendo costi e barriere all'ingresso e valorizzando il ruolo degli operatori di mercato già attivi nella fornitura, nell'intermediazione e nella strutturazione di soluzioni PPA.

Sul piano regolatorio, sarebbe utile **favorire la standardizzazione dei contratti e strumenti di mitigazione del rischio limitandone l'applicazione alla piattaforma di negoziazione già esistente (Bacheca GME). In tale contesto, l'eventuale coinvolgimento di un soggetto pubblico, quale il GSE/Aquirente Unico, dovrebbe avere una funzione di supporto e garanzia, senza assumere un ruolo operativo nella gestione dei PPA.** Le attività di strutturazione, aggregazione e gestione dei contratti dovrebbero infatti rimanere affidate agli operatori specializzati, preservando la concorrenza e favorendo lo sviluppo di un mercato efficiente e maturo.

Valorizzazione del ruolo delle ESCO

Le ESCo (Energy Service Companies) svolgono un ruolo centrale nella transizione energetica, grazie alla loro capacità di promuovere interventi di efficienza energetica e soluzioni innovative. Il loro contributo si riflette non solo nella riduzione delle emissioni, ma anche nel rafforzamento della competitività del settore industriale, nel contenimento della spesa pubblica nel settore della PA e nel miglioramento della sicurezza energetica del Paese.

In taluni casi le ESCo potrebbero subire effetti collaterali involontari di misure di tutela per i clienti finali di minori dimensioni che il Governo, come già avvenuto in passato, potrebbe trovarsi ad introdurre per fornire risposte alla volatilità dei prezzi. Un caso emblematico è quello del 2022 (cfr. Decreto-Legge 1° marzo 2022, n. 17 e smi), quando la riduzione della componente UG2, applicata anche alla quota variabile per consumi fino a 5.000 smc/anno - misura pensata per aiutare le famiglie - ha creato uno squilibrio (e del contenzioso amministrativo) per gli operatori con contratti multiservizi: i ricavi, indicizzati all'andamento del prezzo per i clienti beneficiari della misura, non risultavano coerenti con i costi effettivi di approvvigionamento del gas, rimasti invariati.

Poiché ARERA è frequentemente chiamata a dare attuazione alle misure di tutela e regolazione del mercato energetico, auspichiamo che l'esperienza maturata negli ultimi anni rappresenti un'importante base su cui costruire interventi che tengano in considerazione gli impatti trasversali sull'intera filiera, tra cui quello dei servizi energetici. Ad esempio, nel caso di interventi tariffari a tutela dei piccoli consumatori, si suggerisce di non correlare eventuali agevolazioni agli scaglioni di consumo di gas, ma di ancorare piuttosto tali misure a un perimetro chiaramente definito di clienti vulnerabili

Supporto allo sviluppo di iniziative di efficienza energetica

Con riferimento al tema della **fiscalizzazione degli oneri generali di sistema**, l'auspicio è che ARERA possa farsi parte attiva nel promuovere una riflessione più ampia e strutturata sul futuro del settore dell'efficienza energetica, stimolando la ricerca di proposte che tengano conto degli impatti di lungo periodo di una tale riforma. In particolare, **laddove venissero proposti interventi strutturali di fiscalizzazione degli oneri, dovrebbero essere contestualmente valutati ed introdotti meccanismi**

espliciti di supporto per gli investimenti di efficienza energetica ed autoconsumo che - oltre a salvaguardare le iniziative già avviate da parte degli operatori - valorizzino i benefici sistemici effettivamente apportati da tali configurazioni in termini di riduzione delle perdite di rete, flessibilità e contenimento degli investimenti infrastrutturali. Il tema riveste carattere di particolare rilevanza anche in considerazione della progressiva riduzione degli oneri generali di sistema associati ai regimi incentivanti storici delle fonti rinnovabili destinata a ridurre il differenziale economico tra energia prelevata dalla rete ed energia autoconsumata (cfr. Relazione ARERA n. 301/2026/I/EFER).

La promozione dell'autoconsumo diffuso

Promuovere efficacemente l'autoconsumo diffuso e le comunità energetiche richiede il superamento dei limiti attuali sulla **taglia degli impianti** (oggi fino 1 MW) e **del vincolo per cui tutti i membri della comunità devono essere allacciati alla stessa cabina primaria**.

L'apertura prevista dalla D. Lgs. 7 gennaio 2026, n. 3 sulla condivisione dell'energia, attualmente possibile solo per clienti attivi e comunità energetica dei cittadini, rappresenta un'opportunità strategica da valorizzare pienamente. In particolare, la possibilità di associare impianti fino a 6 MW ubicati nella stessa zona di mercato rappresenta una potenziale discontinuità nel percorso di elettrificazione e decarbonizzazione dei siti industriali e della Pubblica Amministrazione che hanno, peraltro, profili di consumo particolarmente coerenti con la generazione fotovoltaica e che possono pertanto massimizzare l'autoconsumo effettivo.

Affinché tale innovazione produca effetti concreti, appare tuttavia necessario che il quadro normativo - regolatorio evolva secondo una logica orientata all'effettiva attrattività dei modelli introdotti dal Legislatore. In questo contesto, l'inclusione dei clienti industriali può rafforzare la sostenibilità economica e la stabilità delle comunità energetiche.

Si auspica pertanto che l'Autorità si faccia promotrice di linee guida chiare e di un quadro regolatorio abilitante per tali evoluzioni, fondamentali per attrarre investimenti e favorire la partecipazione attiva e che la condivisione dell'energia e l'autoconsumo a distanza venga considerato come uno strumento di politica energetica industriale (oltre che di partecipazione dei consumatori) valorizzandone il potenziale per la competitività del sistema produttivo nazionale e per la riduzione strutturale dei costi energetici della Pubblica Amministrazione.

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

Sul **fronte gas**, Edison condivide l'impostazione generale che questa Consiliatura intende adottare per far evolvere il sistema nazionale del gas naturale verso un modello sempre più integrato con i gas da fonti rinnovabili e *low-carbon*. In tale prospettiva, si accoglie con favore che tale evoluzione sia perseguita attraverso un percorso graduale, improntato all'efficienza e alla sostenibilità dei costi, senza trascurare gli impatti sulla sicurezza degli approvvigionamenti, che riconosce al gas naturale un ruolo determinante nella fase di transizione verso economie sempre più decarbonizzate.

Inoltre, **si esprime apprezzamento verso l'attenzione che il Regolatore intende dedicare al contenimento dei costi per l'utilizzo delle infrastrutture gas**, attraverso una maggiore focalizzazione sulla selettività degli investimenti e la piena applicazione dei principi regolatori che ne incentivino l'efficienza. Se gli aspetti appena evidenziati sono meritevoli di apprezzamento, occorre, tuttavia, segnalare la mancanza, all'interno del Quadro, di riferimenti relativi ad alcuni interventi che consideriamo essenziali per aumentare l'efficienza e l'attrattività del mercato all'ingrosso gas.

Ci si riferisce, in particolare, **ad affinamenti della regolazione tariffaria e commerciale del servizio di rigassificazione**, finalizzati ad una maggior economicità e competitività dei nostri terminali di GNL, a miglioramenti della regolazione dello stoccaggio di gas naturale, nonché a interventi in materia di sicurezza degli approvvigionamenti e di contrasto alle situazioni di crisi.

Si tratta di interventi che, come più diffusamente descritto nei paragrafi successivi, senza comportare oneri per il sistema, consentirebbero di apportare benefici in termini di efficienza e attrattività del mercato gas e che avrebbero effetti positivi sui prezzi finali per il consumatore. Seguono osservazioni di dettaglio.

Regolazione dei gas rinnovabili

Biometano e bioGNL, così come l'idrogeno e altri gas sintetici, possono dare un contributo importante alla decarbonizzazione di settori nei quali l'elettrificazione non è sempre la soluzione più efficiente. Edison ritiene quindi importante che la regolazione accompagni lo sviluppo di queste filiere evitando rigidità che possano limitare la valorizzazione delle infrastrutture esistenti e degli investimenti già effettuati. In particolare:

- nel caso del **biometano**, l'evoluzione delle regole relative alla realizzazione e gestione delle cabine in “*reverse flow*” (immissioni da reti di distribuzione verso la rete di trasporto) dovrà tenere conto della specificità di funzionamento delle stesse, evitando fra l'altro di trasferire i rischi di gestione dei relativi flussi fisici sugli *shipper* (utenti del trasporto e del bilanciamento), che non hanno diretto controllo sugli stessi.
- Per quanto riguarda il **bioGNL**, essenziale per la decarbonizzazione del settore del trasporto marittimo nonché fondamentale anche per quello stradale, anche ai fini degli adempimenti in materia di ETS, riteniamo essenziale che il Regolatore, per quanto di sua competenza, si renda parte attiva nel dibattito ad oggi in corso in sede europea (consultazione su aggiornamento IR 2022/996) per sostenere la più ampia diffusione di soluzioni alternative alla liquefazione fisica del biometano, di per sé insufficiente a coprire la domanda e non necessariamente la più efficiente in un'ottica di decarbonizzazione, affinché tutte le infrastrutture che gestiscono la catena logistica del GNL presenti sul territorio nazionale siano abilitate ai servizi di conversione del biometano in bioGNL.

Regolazione del GNL

Come anticipato, si suggerisce che il Quadro Strategico attribuisca specifica rilevanza all'aggiornamento della **regolazione del servizio di rigassificazione**, in ragione del ruolo ormai strutturale assunto dal GNL per la sicurezza, la flessibilità e la diversificazione degli approvvigionamenti del sistema italiano.

Il mutato contesto geopolitico ed energetico, caratterizzato dalla sostituzione dei flussi di importazione dalla Russia, dalla crescita delle forniture GNL e dalla realizzazione di nuovi terminali, rende necessaria una revisione della disciplina vigente, in particolare del **TIRG** (il testo integrato delle condizioni di accesso alla capacità di rigassificazione), la cui impostazione generale risale al 2017, in un contesto di mercato profondamente diverso da quello attuale. Evidenziando, infatti, come il GNL

concorra oggi in modo essenziale alla copertura della domanda e alla flessibilità del sistema, in un mercato sempre più esposto alla competizione globale, si considera prioritario che sia promossa una disciplina che coniughi **competitività, sicurezza e flessibilità, e che possa rendere le infrastrutture italiane di rigassificazione attrattive, in primo luogo rispetto ai terminali europei concorrenti**. Ciò presuppone un maggior allineamento delle condizioni di accesso italiane alle prassi dei principali mercati europei, con particolare riferimento al rilascio e alla ricollocazione degli slot, alla riprogrammazione della capacità, alla trasparenza dei prezzi di riserva e alla competitività dei costi complessivi del servizio.

Si suggeriscono gli interventi di seguito descritti.

- Revisione della disciplina UIOLI

Un primo ambito di intervento dovrebbe riguardare la disciplina del **mancato utilizzo della capacità**, cosiddetta ***Use-It-Or-Lose-It*, UIOLI**, prevista dall'articolo 14 del TIRG. Si evidenzia infatti come l'attuale disciplina risulti caratterizzata da rigidità e meccanismi a soglie (oltre le quali la capacità è perduta per il futuro) che, nel nuovo contesto di mercato, possono risultare eccessivamente penalizzanti per gli utenti titolari di capacità pluriennale.

Si propone pertanto di valutare il **posticipo del termine per il rilascio degli slot** in prossimità dell'ultimo processo di conferimento previsto nel mese M-1, in modo da allineare maggiormente le tempistiche italiane a quelle adottate presso altri terminali europei. Si richiamano gli esempi di Francia, Spagna e Germania, e si vuole segnalare la necessità di maggiore compatibilità delle suddette scadenze con le esigenze operative degli utenti. L'attuale disciplina prevede, invece, l'assenza di soglie, e quindi di penalizzazioni per il futuro, solo per i rilasci che avvengano nel mese M-2, quindi con tempistiche che mal si attagliano alle esigenze operative di soggetti che devono operare in un mercato caratterizzato da maggior incertezza (ritardi o cancellazioni di carichi per decisioni del fornitore di GNL a monte, per condizioni meteo-marine avverse, per tensioni geopolitiche, etc.).

Si ritiene inoltre opportuno che, ai fini del calcolo del volume cumulativamente consegnato dall'utente, vengano considerate anche le **cessioni bilaterali di capacità**, evitando che tali operazioni siano trattate in modo penalizzante rispetto ad altre forme di utilizzo o riallocazione.

Un ulteriore profilo riguarda gli slot non utilizzati a causa di **condizioni meteo marine avverse** presso il terminale, che impediscano l'ormeggio in sicurezza della nave. In tali casi, si propone di esentare gli slot dal computo ai fini UIOLI, trattandoli in modo analogo agli eventi di forza maggiore, coerentemente con quanto già previsto in alcuni Codici di rigassificazione.

Tale previsione risulterebbe particolarmente rilevante per evitare che gli utenti siano penalizzati per eventi non controllabili e non riconducibili alla loro responsabilità, salvaguardando al contempo la sicurezza delle operazioni e l'equilibrio economico degli utenti che hanno assunto impegni di approvvigionamento e trasporto marittimo.

Si ritiene, infine, che la rigidità dell'attuale disciplina di utilizzo dei terminali di rigassificazione italiani possa sfavorire la sottoscrizione di contratti di fornitura GNL di medio-lungo termine, con possibili effetti negativi sulla sicurezza degli approvvigionamenti del sistema italiano.

- Riallocazione della capacità non utilizzata

In materia di riallocazione della capacità non utilizzata, si propone che l'utente che rilasci lo slot riceva i proventi derivanti dall'allocazione della capacità a terzi **a prescindere dall'effettivo utilizzo da parte dell'operatore subentrante**, posto che l'utente originario non può influenzare la condotta dell'operatore che acquisisce tale capacità. Tale modifica consentirebbe una più corretta allocazione delle responsabilità e renderebbe il rilascio di capacità più efficiente e meno penalizzante per gli utenti.

- Prezzi di riserva, trasparenza e valorizzazione della capacità

Un ulteriore ambito di intervento riguarda la disciplina dei **prezzi di riserva** nelle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione. In merito si vuole evidenziare l'esigenza di maggiore trasparenza sui criteri di calcolo, anche al fine di consentire agli operatori una migliore comprensione dei parametri utilizzati e incentivare l'acquisto delle capacità.

- Strumenti per rendere più competitive le condizioni economiche di accesso ai terminali italiani

Appare opportuno richiamare l'esigenza che le condizioni economiche del servizio di rigassificazione nel sistema nazionale risultino competitive rispetto agli altri sistemi europei, anche valutando strumenti già previsti dalla normativa e applicati in altri Paesi, come sconti alle tariffe di trasporto nei punti di entry GNL.

- Flessibilità nella riprogrammazione e spostamento degli slot

Nel nuovo contesto del mercato GNL, caratterizzato da maggiore incidenza di contratti FOB e spot rispetto ai tradizionali contratti DES con destinazione vincolata, diventa essenziale aumentare la flessibilità nella gestione degli slot e nella riprogrammazione delle consegne, affinché i nostri terminali siano in grado di competere con le condizioni offerte da altri terminali europei.

A tale riguardo, un'ulteriore misura di flessibilità, opportuna nell'attuale contesto, sarebbe quella di consentire lo **spostamento degli slot di rigassificazione** con una valorizzazione del relativo corrispettivo che rifletta in maniera puntuale solo gli eventuali costi sostenuti dal Terminale e che tenga conto delle effettive condizioni di utilizzo dello stesso.

- Stabilizzazione dei profili di riconsegna e resilienza del sistema

Si vorrebbe proporre inoltre l'introduzione di nuovi servizi finalizzati a **stabilizzare i profili di riconsegna (send-out) del gas** in presenza di eventi imprevedibili che incidano sull'operatività dei terminali. Tali servizi potrebbero essere realizzati, ad esempio, tramite l'utilizzo temporaneo di volumi in stoccaggio da reintegrare successivamente, con l'obiettivo di limitare gli effetti operativi e commerciali derivanti da riprogrammazioni improvvise.

Si ritiene che questa proposta risulti coerente con le finalità dell'OS.21, in quanto rafforzerebbe la resilienza del sistema gas, ridurrebbe l'esposizione degli utenti a rischi non controllabili e renderebbe i terminali italiani più competitivi rispetto a quelli europei.

Regolazione dello stoccaggio gas

Analogamente al settore della rigassificazione, si ritiene che anche alcuni affinamenti della regolazione del servizio di stoccaggio del gas naturale trovino adeguato spazio nella pianificazione della attività del Regolatore per il prossimo quadriennio.

Negli ultimi anni il riempimento degli stoccaggi europei è divenuto un tema particolarmente critico, anche a causa della minore prevedibilità dei flussi di approvvigionamento, della volatilità dei prezzi spot e dell'evoluzione degli spread stagionali, in parte condizionata dalla riduzione del differenziale di consumo tra inverno ed estate. Inoltre, il nuovo equilibrio del mercato europeo, conseguente alla drastica riduzione delle importazioni dalla Russia e alla maggiore dipendenza dal GNL, rende necessario un utilizzo sempre più flessibile degli stoccaggi, all'interno di un quadro regolatorio stabile e orientato al mercato.

Se da un lato va riconosciuto allo stoccaggio l'importante ruolo che svolge per la sicurezza del sistema, dall'altro appare opportuno proseguire nel percorso di **maggiore flessibilizzazione dei servizi di stoccaggio**, promuovendo un allentamento dei vincoli che impediscono la piena messa a disposizione del mercato di tutte le capacità e prestazioni disponibili. L'obiettivo dovrebbe essere quello di favorire un utilizzo dello stoccaggio più mirato al bilanciamento di un sistema sempre più esposto alla variabilità dei flussi di importazione, con il beneficio di ridurre gli oneri per operatori e consumatori finali.

Quanto al tema del riempimento degli stoccaggi, è possibile adottare alcuni accorgimenti che, minimizzando gli oneri per il sistema fino anche ad annullarli, consentano un'ottimizzazione dei processi di conferimento delle capacità.

In tale prospettiva, si ritiene essenziale che la regolazione continui a privilegiare **soluzioni di mercato**, capaci di incentivare il conferimento e l'utilizzo della capacità di stoccaggio da parte degli operatori, evitando, salvo circostanze eccezionali e temporalmente limitate, l'adozione di meccanismi non di mercato o di misure che impongano amministrativamente a specifici soggetti di immettere gas in stoccaggio. Si considera infatti necessario che gli interventi pubblici siano limitati, proporzionati e finalizzati al ripristino delle normali dinamiche di mercato.

Un primo ambito di intervento riguarda le **tempistiche delle aste di conferimento e la frequenza delle stesse**. Si propone di anticipare l'avvio delle aste annuali e pluriennali già a partire dalla fase di erogazione dell'anno precedente, ad esempio dal mese di novembre e di prevedere conseguentemente molteplici momenti di allocazione delle capacità per l'anno termico successivo, in modo da consentire agli utenti di:

- acquistare capacità per l'anno o per gli anni successivi con maggiore anticipo e in coerenza con le dinamiche di mercato;
- disporre di un maggior numero di finestre temporali per cogliere tempestivamente le opportunità offerte dal mercato relativamente a spread inverno-estate positivi;
- effettuare operazioni di copertura in modo più efficiente.

Si considera, inoltre, **opportuno che la regolazione dello stoccaggio sia coordinata con quella del GNL, del trasporto gas e del bilanciamento**. Infatti, la maggiore centralità del GNL, la possibile volatilità dei flussi in importazione e le esigenze di stabilizzazione dei profili di riconsegna rendono sempre più rilevante una gestione integrata delle diverse infrastrutture gas. In tale ottica, gli stoccaggi possono contribuire non solo alla copertura stagionale della domanda, ma anche alla gestione di eventi imprevisti che impattino sui flussi di approvvigionamento o sui *send-out* dei terminali.

In conclusione, si ritiene che l'evoluzione dello stoccaggio gas debba costituire parte integrante dell'accompagnamento del settore gas nella transizione delineata dall'OS.21.

Aggiornamento del Piano di Emergenza Gas e del prezzo di sbilanciamento in condizioni di emergenza

Il contesto energetico degli ultimi anni, caratterizzato da ricorrenti criticità sulle forniture gas, maggiore esposizione alle dinamiche internazionali, anche per effetto del crescente ruolo del GNL, rende infatti cruciale disporre di una disciplina regolatoria correlata al Piano **Piano di Emergenza Gas nazionale** (Piano) aggiornata, completa e coerente con l'attuale configurazione del sistema gas. In particolare, appare prioritario procedere alla revisione e al completamento delle misure previste dal Piano stesso, chiarendo con maggiore precisione ruoli e responsabilità degli operatori coinvolti.

Tale esigenza assume particolare rilievo per gli importatori di gas naturale nonché per gli operatori di mercato che agiscono anche in qualità di utenti del trasporto lungo tutta la filiera e che, per questo motivo, potrebbero essere esposti a penalizzazioni rilevanti in caso di:

- **underdelivery** negli approvvigionamenti o di modifiche dei profili di *send-out* dei terminali di rigassificazione dovute a eventi non prevedibili o comunque non direttamente riconducibili alla loro responsabilità;
- costi di sbilanciamento particolarmente elevati in condizioni di emergenza.

Si ritiene quindi necessario individuare soluzioni che evitino che tali operatori, pur adottando un comportamento diligente, siano chiamati a sostenere costi o penalità derivanti da cause esogene, al di fuori della propria sfera di controllo.

In questo quadro, un tema centrale è quello che riguarda l'individuazione di nuovi meccanismi per la **definizione del prezzo di sbilanciamento del gas naturale in caso di attivazione delle misure non di mercato previste dal Piano**. Oggi, infatti, i prezzi per l'attivazione di tali misure risultano oltre che particolarmente elevati anche fissi, circostanza che porta naturalmente il mercato a convergere verso gli stessi, vista l'assenza di qualsiasi meccanismo che possa prevenire tale evento. Per questo motivo si ritiene necessaria una rivalutazione di tale disciplina, che dovrebbe fondarsi su un approccio equilibrato e capace di tenere conto, congiuntamente, della sicurezza dell'approvvigionamento, della stabilità del mercato e di un'allocazione corretta e proporzionata dei costi tra i diversi soggetti della filiera.

L'attuale impostazione, infatti, rischia di attribuire agli utenti del trasporto un onere sproporzionato rispetto alle effettive responsabilità, in particolare qualora lo sbilanciamento sia provocato da riduzioni o interruzioni dell'approvvigionamento ad essi non imputabili.

Per tale ragione, sarebbe opportuno che siano valutate **metodologie di calcolo del prezzo di sbilanciamento del gas non direttamente dipendenti dal costo di attivazione della misura di emergenza**, verificando eventualmente anche le esperienze di altri Paesi europei. Ciò consentirebbe di evitare che prezzi (particolarmente elevati) di natura sostanzialmente regolata producano effetti distorsivi sul mercato, innescando dinamiche di prezzo che tendano a far convergere il mercato verso tali livelli, amplificando le tensioni già presenti in condizioni di crisi.

Inoltre, sarebbe ragionevole che fossero valutate forme di **compensazione**, anche *ex post*, dei costi di sbilanciamento sostenuti dagli operatori che si trovino in posizione “corta” a causa di eventi esogeni e non riconducibili alla propria responsabilità. Tali meccanismi sarebbero coerenti con l’esigenza di preservare la stabilità economico-finanziaria degli operatori, evitando, fra l’altro, effetti discriminatori e garantendo che il costo della sicurezza del sistema sia allocato secondo criteri di proporzionalità e responsabilità effettiva.

Proprio per il ruolo specifico che ARERA ricopre nell’ambito del **Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas**, il Quadro Strategico rappresenta un’occasione utile per avviare una riflessione organica sulla coerenza dell’attuale disciplina con l’evoluzione del sistema gas e con le esigenze di sicurezza, flessibilità e competitività del mercato.

Si segnala, inoltre, che ad oggi sono stati definiti puntualmente solo i prezzi di attivazione del servizio di interrompibilità tecnica per i clienti industriali e del servizio di *peak shaving*, mentre per tutte le altre misure, incluso l’utilizzo dello **stoccaggio strategico**, il prezzo di attivazione è ancora quello definito nel 2018 nel Punto 2 della Del. 612/2018/R/gas (82,8 €/MWh). La definizione del prezzo di attivazione delle misure di emergenza diverse dai due servizi sopra richiamati potrebbe, pertanto, costituire un’occasione per procedere ad una revisione organica dell’attuale disciplina nonché delle logiche sinora utilizzate per il calcolo dei prezzi di attivazione delle misure emergenziali, introducendo criteri più coerenti con l’attuale configurazione del mercato e con il principio di proporzionalità nell’allocazione dei costi.

In conclusione, si ritiene che un’effettiva transizione del settore gas verso un assetto decarbonizzato debba necessariamente poggiare anche su strumenti emergenziali aggiornati, chiari e proporzionati. La sicurezza degli approvvigionamenti e la resilienza del sistema non possono, infatti, essere considerate elementi residuali, ma devono costituire parte integrante del percorso di decarbonizzazione del sistema gas, come delineato nell’OS.21.

B. Mercati retail competitivi, partecipati ed affidabili

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

Offerte a prezzo dinamico

Si condivide l'obiettivo di favorire una partecipazione sempre più attiva dei consumatori e dei prosumer ai mercati dell'energia, promuovendo strumenti che incentivino una gestione più efficiente dei consumi e una maggiore consapevolezza delle opportunità offerte dall'evoluzione tecnologica potendo, però, sempre contare sul supporto di soggetti organizzati e competenti che, data la complessità del settore, svolgono un ruolo essenziale di facilitazione.

In tale contesto, l'introduzione e la diffusione delle offerte a prezzo dinamico rappresentano un'importante opportunità per favorire una più efficiente interazione tra domanda e offerta e per valorizzare la flessibilità dei consumi. **Tali modelli contrattuali, tuttavia, si caratterizzano per una struttura economica e commerciale significativamente diversa rispetto alle offerte tradizionali e**

richiedono, per loro natura, un elevato grado di flessibilità nella progettazione delle condizioni economiche e contrattuali.

Per questa ragione, **l'innovazione della regolazione precontrattuale e contrattuale e l'eventuale revisione del Codice di condotta commerciale, prefigurata dal Documento per la Consultazione 304/2026, dovrebbero evitare di introdurre schemi eccessivamente rigidi o standardizzati che potrebbero limitare lo sviluppo di tali prodotti.** Le offerte dinamiche si fondano infatti sulla capacità dei venditori di sviluppare soluzioni innovative, anche mediante l'integrazione con servizi di domotica, sistemi di gestione intelligente dei consumi, applicazioni digitali, strumenti di *demand response* e ulteriori servizi a valore aggiunto (come le centrali elettriche virtuali o VPP), elementi che difficilmente possono essere ricondotti a modelli uniformi.

La regolazione dovrebbe pertanto accompagnare l'evoluzione derivante dall'introduzione delle offerte dinamiche garantendo trasparenza e comprensibilità, ma preservando al contempo quel livello di flessibilità commerciale indispensabile affinché gli operatori possano continuare a investire in innovazione e a sviluppare prodotti in grado di rispondere alle esigenze, sempre più diversificate, dei consumatori e dei prosumer.

Analisi delle strategie di posizionamento dei venditori tramite l'analisi dei margini conseguiti

Si ritiene che l'utilizzo dei margini conseguiti dai venditori quale parametro di valutazione delle strategie di posizionamento debba essere affrontato con particolare cautela.

Il margine realizzato da un operatore non può infatti essere automaticamente assimilato a un indicatore di comportamenti non coerenti con il corretto funzionamento del mercato. Esso rappresenta il risultato di una pluralità di fattori, tra cui le politiche di approvvigionamento, le strategie di copertura del rischio, gli investimenti commerciali e tecnologici, i costi di acquisizione e gestione della clientela, il rischio di credito, il livello dei servizi offerti e, più in generale, le scelte imprenditoriali che caratterizzano ciascun modello di business.

In un mercato concorrenziale è fisiologico che operatori diversi conseguano livelli di marginalità differenti, in funzione delle rispettive strategie industriali e commerciali, della capacità di innovare e dell'efficienza organizzativa. Una diversa redditività non costituisce quindi, di per sé, un elemento sintomatico di criticità, ma rappresenta una normale conseguenza della competizione tra imprese.

Particolare **attenzione dovrebbe inoltre essere riservata alle modalità di raccolta, utilizzo ed eventuale divulgazione delle informazioni relative ai margini.** Tali dati possono infatti riflettere aspetti centrali delle strategie commerciali degli operatori e, pertanto, assumere natura commercialmente sensibile. Un livello di disclosure eccessivamente esteso potrebbe determinare effetti indesiderati sulle dinamiche competitive, rendendo conoscibili informazioni che costituiscono parte integrante del vantaggio competitivo delle imprese.

In tale prospettiva, appare necessario contemperare le esigenze di monitoraggio dell'Autorità con i principi di tutela della concorrenza e della libertà di iniziativa economica. **L'analisi dei margini dovrebbe essere finalizzata esclusivamente a supportare le attività istituzionali di vigilanza e monitoraggio, prevedendo adeguate garanzie in ordine alla riservatezza delle informazioni raccolte** e alla loro utilizzazione, così da evitare che dati strategici possano incidere, anche indirettamente, sul corretto dispiegarsi delle dinamiche concorrenziali.

Qualora l'Autorità intenda sviluppare specifiche metodologie di analisi della marginalità, si ritiene infine opportuno **prevedere un preventivo confronto con gli operatori**, al fine di definire criteri condivisi che consentano una corretta interpretazione dei dati e tengano adeguatamente conto della complessità economica dell'attività di vendita nel mercato libero.

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

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

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

OS.25 Quadro regolatorio per i settori dell'idrogeno e CCS.

Si accoglie con favore l'attenzione che il Regolatore intende rivolgere al **contenimento dei costi di rete** e, più in generale, dei **costi dei servizi infrastrutturali** sia nel settore del gas naturale che in quello dell'energia elettrica. Si ritiene condivisibile l'approccio adottato dall'Autorità, che mira a coniugare obiettivi di efficienza, sostenibilità e stabilità del quadro regolatorio.

Come detto, Edison condivide l'impostazione generale delle linee di intervento prospettate nel Quadro, che pone particolare attenzione:

- al contenimento degli impatti tariffari;
- ad una maggiore selettività degli investimenti;
- al rafforzamento dei meccanismi di efficienza degli investimenti stessi;
- all'aumento della trasparenza e della prevedibilità delle tariffe;
- alla competitività dei servizi infrastrutturali (anche attraverso opportune modulazioni dei corrispettivi tariffari, come ad es. sconti ai punti di entrata GNL);
- alla coerenza con il quadro normativo europeo e con gli obiettivi di transizione energetica.

In tale ambito, Edison ritiene prioritario garantire che i principi regolatori di cui **all'approccio ROSS** siano orientati a promuovere l'efficienza complessiva della spesa, evitando fenomeni di sovrainvestimento.

Con riferimento agli strumenti per rafforzare l'efficienza negli investimenti, si apprezza l'intenzione dell'Autorità di utilizzare il **benchmark sull'efficienza dei costi dei TSO** che sarà pubblicato nel 2027 da ACER, come prescritto dal Regolamento (UE) 1789/2024 (*Gas Package*). Il confronto degli operatori nazionali con il riferimento fissato da ACER sarà infatti essenziale per identificare se le spese sostenute dagli stessi siano in linea con quelle di un operatore europeo comparabile.

In relazione allo sviluppo delle infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio dell'**idrogeno e della CO₂ (CCS)**, Edison evidenzia la necessità che tale processo sia gestito in modo da evitare trasferimenti ingiustificati di costo sugli utenti gas.

A tale proposito, si ritiene opportuno **evitare forme di sussidio incrociato** relativamente agli investimenti per l'immissione di idrogeno nelle reti di trasporto del gas naturale (per maggiori

dettagli si rimanda alle osservazioni formulate in occasione della recente consultazione sul 7PRT 165/2026).

Inoltre, è auspicabile inoltre che nel corso del quadriennio 2026-2029 l'Autorità proceda, alla revisione della metodologia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (**WACC**) per il periodo regolatorio che decorre dal 2028 (III TIWACC). A tale proposito, si condividono le proposte anticipate nella consultazione 165/2026 sul 7PR Trasporto gas di revisione del tasso applicabile alle immobilizzazioni in corso e di coefficienti che incentivino la selettività degli investimenti. In aggiunta, si riterrebbe opportuno assicurare la maggiore omogeneità possibile tra tutti i servizi e l'armonizzazione con i criteri adottati dai principali paesi europei, in particolare per i parametri *Beta* e *gearing*.

Infine, si condivide l'intenzione di ARERA di procedere all'implementazione della metodologia di analisi dei rendimenti (**RORE**), finalizzata a verificare il livello dei rendimenti delle imprese regolate in coordinamento con lo sviluppo dei criteri ROSS.