

*Spett.le Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente
Segretariato Generale
Piazza Cavour 5
20121 Milano*

Milano, 15 settembre 2026

Documento per la consultazione 244/2026/A “Quadro Strategico 2026-2029 dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente”

OS1 – Rafforzare le tutele per il consumatore

Revisione del Portale Offerte e requisiti permanenza Elenco Venditori

Il mercato retail, che nel corso del 2024 ha registrato un importante passaggio evolutivo con il completamento delle aste del Servizio a Tutele Graduali (STG) per i clienti domestici non vulnerabili, sarà interessato nei prossimi mesi da ulteriori sviluppi connessi al quadro regolatorio che disciplinerà il percorso di transizione dei clienti STG verso il Mercato Libero. In tale contesto, appare essenziale che il **completamento del processo di liberalizzazione** avvenga nel pieno rispetto delle condizioni e degli assetti definiti prima dello svolgimento delle aste, **assicurando stabilità, certezza regolatoria e coerenza del percorso sia per gli operatori sia per i consumatori coinvolti.**

Il mercato libero ha infatti dimostrato nel tempo il suo valore, che risiede nella possibilità per i consumatori energetici - così come in ogni altro mercato concorrenziale - di orientarsi tra una pluralità di proposte commerciali, individuando quelle maggiormente rispondenti alle proprie esigenze e aspettative, che sempre più spesso si estendono oltre la mera fornitura di energia. Una scelta sempre più fondata su una molteplicità di fattori che va oltre il solo elemento economico, troppo spesso utilizzata come unico metro di comparazione tra offerte, per considerare altri elementi come la qualità del servizio, incluso la prossimità e le soluzioni aggiuntive offerte e il valore complessivo che tali elementi sono in grado di generare per il consumatore.

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



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

un fornitore di energia è infatti influenzata anche da numerosi elementi qualitativi, 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 rappresentano uno degli elementi qualificanti della dinamica concorrenziale 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, riducendo il ruolo degli operatori a meri esecutori della fornitura e privando il cliente del supporto consulenziale che caratterizza il mercato libero.

Il Portale dovrebbe pertanto configurarsi come uno strumento di informazione e comparazione, capace di indirizzare il consumatore verso una **scelta consapevole**, lasciando però al venditore il ruolo centrale nella presentazione dell'offerta, nell'illustrazione delle relative caratteristiche e nella successiva fase di adesione. Ciò consentirebbe di preservare **un corretto equilibrio tra trasparenza, concorrenza e valorizzazione delle dinamiche competitive proprie del mercato libero.**

Infine, la valorizzazione del Portale dovrebbe essere accompagnata da strumenti che consentano di evidenziare indicatori oggettivi della qualità del servizio offerto dai venditori, evitando che il confronto si riduca a una mera classifica di prezzi. Solo una rappresentazione completa delle offerte consentirebbe ai consumatori di effettuare scelte realmente informate e, al contempo, favorirebbe una competizione basata non soltanto sul prezzo, ma anche sulla qualità, sull'innovazione e sulla capacità degli operatori di creare valore per i propri clienti. In tale contesto, **si valuta positivamente anche l'intenzione dell'Autorità di rivedere i requisiti di permanenza nell'Elenco Venditori**, quale strumento per rafforzare l'affidabilità complessiva del mercato. Tale revisione dovrebbe tuttavia essere orientata a **un'effettiva selezione dei soggetti che presentano adeguati requisiti per operare stabilmente nel settore**, evitando che si traduca in un ulteriore incremento di verifiche e adempimenti a carico degli operatori che, per dimensione, struttura organizzativa e consolidata cultura della compliance, adottano già modelli gestionali improntati a correttezza, trasparenza e diligenza. 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 in grado di sfuggire alle attività di controllo ed enforcement. In tale scenario, **appare essenziale perseguire con determinazione il contrasto ai comportamenti non conformi**, 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,



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

suggeriamo che **l'attività di contrasto si focalizzi 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 sull'individuazione tempestiva degli operatori che manifestano comportamenti sistematicamente non conformi al quadro normativo o adottano pratiche commerciali scorrette**, prevedendo strumenti realmente efficaci per la loro esclusione dal mercato.

In quest'ottica, un mercato efficiente richiede un confronto tra imprese che rispettano le regole, investono nell'innovazione, nella qualità dei servizi e nella tutela del cliente produce benefici più duraturi rispetto a una competizione alimentata da soggetti che fondano il proprio vantaggio competitivo su pratiche elusive o scorrette, che finiscono per penalizzare anche i consumatori finali, compromettendone la fiducia nel mercato.

Gioverebbe in tal senso **rinforzare il ruolo dell'Elenco Venditori di Energia Elettrica e Gas Naturale 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, **istituendo un vero e proprio Albo degli intermediari della vendita di energia elettrica e gas, la cui appartenenza richieda, anche per questi soggetti, garantire requisiti di onorabilità, competenze tecniche e solidità patrimoniale.**

Il rafforzamento dei requisiti di accesso e permanenza nell'Elenco Venditori e il potenziamento del Portale Offerte e l'istituzione dell'Albo degli intermediari, dovrebbero pertanto essere considerati strumenti complementari di una medesima strategia: da un lato, garantire che il mercato sia popolato da operatori realmente affidabili; dall'altro, consentire ai consumatori di confrontare offerte complete, valorizzando non soltanto il prezzo ma anche la qualità dei servizi, la solidità del venditore e l'effettivo valore della relazione commerciale. Solo in questo modo sarà possibile promuovere una concorrenza sana, sostenibile e orientata alla creazione di valore per il cliente finale.

Infine, riteniamo che il rafforzamento del ruolo centrale del consumatore all'interno del mercato, anche quale soggetto attivo dello stesso, debba essere accompagnato da **adequate tutele**, con particolare riguardo ai **clienti più vulnerabili**.

In tale prospettiva, l'accessibilità dell'energia per tutti i consumatori può essere garantita attraverso misure che vadano oltre il mero carico sulle finanze pubbliche di compensi economici una tantum e che prevedano **modifiche strutturali al mercato** che portino a **soluzioni efficienti nel lungo termine**, quali:

- La definizione di misure di sostegno mirate ai cittadini che si trovano in condizioni di effettiva fragilità, ritenendo quindi necessario ripensare la definizione di vulnerabilità, affinché gli interventi a essa dedicati siano realmente efficaci e coerenti, evitando al contempo la dispersione delle risorse disponibili.
- La necessità di sgravare dalle bollette le componenti non direttamente collegate alla fornitura di energia, tramite un **graduale trasferimento di tali**

componenti (quali gli OGDS o il canone di abbinamento alla televisione) alla **fiscalità generale**, prevedendo allo stesso tempo la salvaguardia della sostenibilità delle iniziative a supporto dell'autoconsumo ed efficienza energetica.

Inoltre, **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 sulle utenze 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 essere poste nelle condizioni di operare sulla base di un percorso di formazione continua e di un costante aggiornamento, al fine di evitare che informazioni parziali o interpretazioni non pienamente aderenti al quadro regolatorio 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 non tanto al contraddittorio quanto alla costruzione di una cultura condivisa del mercato energetico**. Tali occasioni di dialogo favorirebbero la reciproca comprensione delle rispettive esigenze e responsabilità, contribuendo a sviluppare un approccio collaborativo orientato all'interesse del consumatore e al corretto funzionamento del mercato, anziché alimentare una contrapposizione tra le diverse componenti del settore.



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Indagini demoscopiche, nuovo sito web e dati di performance economica



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Si condivide l'obiettivo di rafforzare gli strumenti di informazione e sensibilizzazione rivolti ai consumatori, favorendo una maggiore conoscenza dei diritti, delle caratteristiche dei mercati energetici e delle tematiche connesse alla protezione dei dati personali, anche attraverso campagne informative e iniziative di divulgazione realizzate sui principali canali di comunicazione. Con riferimento al previsto **ricorso a indagini demoscopiche** finalizzate a misurare il livello di soddisfazione dei clienti e a individuarne aspettative ed esigenze, si ritiene tuttavia **opportuno che tali iniziative siano precedute da una fase di consultazione con gli operatori della vendita**, che conoscono le concrete dinamiche di interazione con la clientela, le principali criticità operative e le effettive esigenze informative degli utenti. Un confronto preventivo consentirebbe infatti di sviluppare strumenti di analisi maggiormente aderenti alle effettive caratteristiche del mercato e di individuare indicatori in grado di rappresentare in modo equilibrato e completo l'esperienza del consumatore, migliorando la qualità metodologica delle indagini e l'interpretazione dei relativi risultati.

In questa prospettiva, **dimensione regolatoria ed esperienza di mercato dovrebbero essere considerate come elementi complementari e reciprocamente valorizzanti**. L'efficacia degli strumenti di monitoraggio e delle eventuali iniziative conseguenti può infatti risultare rafforzata da un dialogo strutturato tra Autorità e stakeholder del settore, capace di integrare la prospettiva istituzionale con l'esperienza maturata sul mercato.

Si comprende, altresì, l'obiettivo di sviluppare un ambiente digitale evoluto che consenta ai consumatori di accedere in modo semplice e integrato alle informazioni sui mercati, sui propri rapporti contrattuali e sui servizi messi a disposizione dall'Autorità, favorendo una maggiore consapevolezza nelle scelte di consumo. Merita tuttavia un **opportuno approfondimento il riferimento alla possibilità di rendere disponibili dati relativi alle "performance economiche" dei fornitori**. La nozione appare infatti suscettibile di diverse interpretazioni e richiede una puntuale definizione preventiva, al fine di evitare equivoci o rappresentazioni che possano risultare fuorvianti per i consumatori.

Risulta pertanto auspicabile **l'avvio di un confronto con i soggetti rappresentativi del mercato volto a individuare quali informazioni possano essere effettivamente considerate indicatori di performance economica e a valutarne l'effettiva rilevanza per il cliente finale**, nonché la coerenza con gli obiettivi di trasparenza perseguiti.

Occorre inoltre considerare che alcuni dati economici e gestionali possono costituire elementi sensibili delle strategie competitive delle imprese. La loro eventuale diffusione dovrebbe pertanto essere valutata con attenzione, assicurando un equilibrio tra le esigenze informative dei consumatori e la tutela di condizioni di mercato improntate a neutralità competitiva ed effettiva concorrenza.

In tale prospettiva, appare **preferibile orientare la comunicazione verso indicatori oggettivi, omogenei e realmente significativi per il consumatore**, privilegiando informazioni relative alla qualità del servizio, al rispetto degli standard regolatori, ai livelli di assistenza, alla gestione dei reclami e agli altri parametri che consentono una valutazione concreta dell'affidabilità del venditore. Qualora si intendano invece pubblicare indicatori di natura economica, essi dovrebbero essere preventivamente condivisi con gli operatori, fondati su criteri trasparenti e uniformi e tali da non comportare la divulgazione di informazioni strategiche o suscettibili di alterare le dinamiche concorrenziali del mercato.

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 rappresenta una finalità pienamente condivisibile. Ogni iniziativa volta a migliorare la leggibilità delle informazioni, la trasparenza delle condizioni economiche e la confrontabilità delle offerte costituisce infatti un elemento importante per favorire scelte più informate e consapevoli da parte dei clienti finali.

Al tempo stesso, appare opportuno **assicurare che le iniziative di semplificazione e standardizzazione non determinino effetti tali da comprimere la capacità del mercato di esprimere innovazione, varietà e differenziazione delle proposte 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.

Tale aspetto assume particolare rilevanza con riferimento alle offerte a prezzo dinamico, alle soluzioni integrate con servizi di efficienza energetica, ai modelli legati all'autoconsumo, alla mobilità elettrica e, più in generale, a tutte quelle proposte che richiedono flessibilità e personalizzazione per generare valore per il consumatore.

L'esigenza di garantire una maggiore confrontabilità delle offerte **dovrebbe pertanto essere perseguita privilegiando l'adozione di criteri comuni per la rappresentazione delle informazioni essenziali, piuttosto che attraverso una progressiva uniformazione dei contenuti delle offerte stesse.** In altri termini, dovrebbero essere standardizzate le modalità con cui le offerte vengono descritte e presentate al consumatore, non il contenuto delle offerte stesse.

Il raggiungimento di un corretto equilibrio tra trasparenza, comparabilità e differenziazione delle offerte rappresenta infatti una condizione essenziale per favorire un mercato concorrenziale ed efficiente. **Se si standardizza il prodotto, il mercato libero perde una delle sue principali ragioni d'essere: la capacità di innovare e di differenziare le offerte rispetto a un modello uniforme.**

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 condivide l'importanza di un'efficace attività di vigilanza sul rispetto degli obblighi informativi posti a carico dei venditori, in quanto la trasparenza delle comunicazioni commerciali e contrattuali rappresenta un presupposto essenziale per garantire la fiducia dei consumatori e il corretto funzionamento del mercato.

L'attività di controllo e il relativo enforcement costituiscono strumenti fondamentali della regolazione, a condizione che siano esercitati secondo criteri di proporzionalità, uniformità e coerenza nei confronti di tutti gli operatori. È infatti essenziale che gli interventi di vigilanza siano prioritariamente orientati verso i comportamenti che presentano concreti elementi di rischio per i consumatori, **evitando approcci generalizzati che possano determinare aggravii amministrativi e organizzativi anche per gli operatori che hanno sviluppato sistemi e processi consolidati improntati al rispetto della normativa vigente.**



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Al tempo stesso, appare opportuno **evitare che l'azione regolatoria e la comunicazione istituzionale contribuiscano ad alimentare, anche indirettamente, una percezione costantemente negativa del settore della vendita di energia.** Si tratta di un mercato certamente complesso e caratterizzato da una disciplina articolata, ma al contempo essenziale per cittadini e imprese. Una comunicazione incentrata prevalentemente sui rischi e sulle possibili criticità potrebbe accrescere il senso di diffidenza dei consumatori nei confronti degli operatori, scoraggiandoli dall'approfondire le caratteristiche delle offerte e rendendo sempre più necessario il ricorso a ulteriori interventi regolatori. Tale dinamica rischierebbe di innescare un processo in cui la crescente stratificazione normativa non si traduce necessariamente in una maggiore comprensibilità delle soluzioni e dei servizi disponibili.

Per tale ragione, **l'attività di vigilanza potrebbe essere accompagnata da iniziative finalizzate a valorizzare e diffondere le esperienze più virtuose presenti nel mercato.** Accanto alle misure di controllo e alle eventuali azioni sanzionatorie, potrebbero essere promosse iniziative volte a riconoscere e diffondere le migliori pratiche sviluppate dai venditori in materia di trasparenza, semplificazione delle comunicazioni, qualità dell'assistenza e tutela del cliente.

Una regolazione efficace non si fonda esclusivamente sull'individuazione delle non conformità, ma anche sulla capacità di **incentivare modelli organizzativi virtuosi.** In questa prospettiva, verifiche mirate e basate su criteri oggettivi, trasparenti e adeguatamente motivati, unite alla valorizzazione delle esperienze positive maturate dagli operatori più strutturati e affidabili, possono contribuire a **rafforzare la fiducia dei consumatori** e a sostenere lo sviluppo di un mercato sempre più trasparente, competitivo e orientato al miglioramento continuo.

In questa direzione è certamente positiva l'intenzione di rafforzare il coordinamento tra le diverse Autorità e Istituzioni competenti, nella consapevolezza che fenomeni trasversali, quali il telemarketing aggressivo e altre pratiche commerciali scorrette, richiedono un approccio integrato e una chiara definizione dei rispettivi ambiti di competenza.

Una maggiore collaborazione istituzionale rappresenta un elemento essenziale non solo per garantire una più efficace tutela dei consumatori, ma anche per assicurare agli operatori un quadro regolatorio coerente e prevedibile. La sovrapposizione di competenze o l'adozione di orientamenti non pienamente allineati da parte delle diverse Autorità può infatti determinare incertezze interpretative e applicative, con il rischio di imporre agli operatori obblighi non sempre coerenti tra loro e, conseguentemente, di generare confusione anche nei confronti dei clienti finali.

In tale prospettiva, il coordinamento tra le Autorità dovrebbe favorire la **definizione di indirizzi condivisi, criteri interpretativi uniformi e modalità di intervento armonizzate,** così da assicurare una **regolazione maggiormente stabile, chiara e facilmente applicabile.** Al tempo stesso, la definizione di orientamenti condivisi risulta tanto più efficace quanto più è accompagnata da un **dialogo periodico e strutturato con gli operatori del mercato,** che rappresentano i soggetti chiamati a dare concreta attuazione alle disposizioni regolatorie e che, **per esperienza diretta, sono in grado di evidenziare eventuali criticità applicative, sovrapposizioni normative o effetti non intenzionali delle misure adottate.**

Un sistema regolatorio costruito attraverso il dialogo tra Istituzioni e operatori è in grado di coniugare maggiore efficacia delle tutele, certezza del diritto e migliore qualità della regolazione, a beneficio sia dei consumatori sia del 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.

Al tempo stesso, l'eventuale ricorso a tali strumenti richiede un'attenta valutazione e dovrebbe essere accompagnato da un **confronto strutturato con gli operatori del mercato**. Il coinvolgimento dei soggetti che sviluppano e commercializzano le offerte consentirebbe infatti di affinare i criteri di analisi e di ridurre il rischio che sistemi automatizzati interpretino come anomalie elementi che rappresentano, invece, legittime forme di innovazione o differenziazione commerciale.

Il mercato della vendita di energia è caratterizzato da una crescente varietà di prodotti, strutture tariffarie e servizi accessori che difficilmente possono essere ricondotti a modelli uniformi. Per questo motivo, sistemi di analisi basati esclusivamente su parametri standardizzati potrebbero non coglierne tutte le peculiarità, generando valutazioni non sempre coerenti con le effettive dinamiche di mercato.

In tale contesto, **l'intelligenza artificiale dovrebbe essere considerata uno strumento di supporto alle attività di vigilanza e non sostitutivo della valutazione tecnica e regolatoria**. È pertanto importante che i criteri alla base degli algoritmi siano trasparenti, periodicamente aggiornati e sviluppati tenendo conto dell'evoluzione del mercato e delle esperienze maturate dagli operatori.

Un approccio partecipato alla definizione dei sistemi di monitoraggio consentirebbe di coniugare i benefici delle nuove tecnologie con la conoscenza delle dinamiche di mercato, migliorando l'efficacia delle attività di controllo e favorendo analisi più aderenti alla complessità e all'evoluzione del settore.

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.

Si ritiene tuttavia opportuno che l'utilizzo del PUN e della CMEM quali benchmark di riferimento sia accompagnato da un'analisi che tenga adeguatamente conto delle peculiarità del mercato della vendita al dettaglio. **Le condizioni economiche applicate ai clienti finali non rappresentano infatti una semplice traslazione dei prezzi all'ingrosso, ma derivano da un processo di formazione del prezzo più articolato.**

Nella definizione delle offerte concorrono, oltre ai costi di approvvigionamento dell'energia, una pluralità di fattori quali i costi di acquisizione e gestione della clientela, i servizi di assistenza, gli investimenti in infrastrutture digitali e sistemi informativi, gli oneri legati alla gestione del rischio e della volatilità dei mercati, nonché gli investimenti in innovazione e 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 legittime strategie di approvvigionamento, differenti politiche



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

di copertura del rischio, diverse strutture di costo o specifiche scelte commerciali. 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.

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. Un approccio di questo tipo contribuirebbe a una lettura più aderente alla realtà del mercato e a una migliore comprensione, da parte dei consumatori, delle dinamiche che influenzano il prezzo dell'energia.

OS3 – Promuovere lo sviluppo di un quadro europeo che favorisca una efficiente integrazione dei sistemi nazionali

Si valuta positivamente l'impegno dell'Autorità a contribuire all'evoluzione del quadro normativo europeo e alla crescente integrazione dei sistemi energetici nazionali.

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 risulta essenziale assicurare **un'applicazione coerente e armonizzata delle disposizioni europee, tenendo adeguatamente conto delle specificità nazionali**. L'implementazione a livello nazionale dovrebbe avvenire secondo tempistiche certe e con modalità chiare, proporzionate ed efficacemente implementabili dagli operatori.

In tale contesto, si desidera esprimere **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**.

Si valuta, inoltre, positivamente 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.

Si accolgono positivamente 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.

Un orizzonte massimo di due anni non appare tuttavia 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. Tali 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.

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

Nell'ambito dell'obiettivo di digitalizzazione e semplificazione amministrativa, 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.

Si condivide in generale l'approccio proposto dall'Autorità sulla Digital Transformation, ma si ritiene che debba essere **esplicitata la centralità dei dispositivi già disponibili sul campo per una gestione integrata delle reti elettriche**, anche attraverso la gestione della **flessibilità locale**.

La diffusione di dispositivi tecnologici avanzati come il Controllore Centrale d'Impianto (CCI) e i Sistemi di Limitazione dell'Immissione (SLI) rappresenta un elemento chiave per l'abilitazione dei Mercati Locali della Flessibilità.

Si ritiene utile che l'Autorità riconosca, in sede di implementazione delle linee di intervento, una chiara distinzione funzionale tra SLI e CCI:

- SLI: dispositivo/funzione più idonea alla gestione dei contratti di connessione flessibili, per la limitazione strutturale dell'immissione secondo profili concordati con il DSO;
- CCI: dispositivo utilizzato dal TSO nell'ambito della procedura RIGEDI. Si

ritiene che tale dispositivo potrebbe essere sfruttato anche per le esigenze del DSO

In tale prospettiva, appare opportuna l'estensione delle funzionalità del CCI a supporto delle esigenze operative dei DSO per una gestione emergenziale della flessibilità locale, ma solo ed esclusivamente nei casi in cui le risorse approvvigionate dal DSO tramite mercato non risultino adeguate, per quantità o distribuzione, a soddisfare il fabbisogno locale di flessibilità. Si ritiene, infatti, che ricorrere a strumenti di mercato per approvvigionarsi delle risorse flessibili sia la strada principale e più adeguata.

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

La regolazione del teleriscaldamento

In applicazione dell'art. 47-bis della Legge 21/04/2023 n. 41, ARERA ha dato avvio ad un percorso di revisione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento, esaminando l'ipotesi di adottare metodologie alternative rispetto a quella basata sul costo evitato del combustibile alternativo (gas naturale). In tale contesto, si concorda con l'approccio adottato dall'Autorità, che ha evitato un passaggio brusco rispetto alla metodologia finora applicata dagli esercenti prevedendo una *fase transitoria* e garantendo, così, la tutela ai clienti finali.

Tale impostazione risulta particolarmente condivisibile, considerata la marcata varietà che contraddistingue il settore del teleriscaldamento sia dal punto di vista tecnologico sia con riguardo alle fonti energetiche utilizzate, all'estensione delle reti e alla composizione della base clienti. Nello specifico, per quanto concerne gli impianti alimentati a biomassa legnosa di filiera corta, occorre tenere conto delle peculiarità dei relativi **costi di produzione del calore**, condizionati sia dalle dinamiche dei mercati locali delle filiere forestali sia dall'andamento dei mercati energetici nazionali e internazionali.

Con riguardo alle ultime posizioni finali sottoposte a consultazione, si valuta positivamente il **mantenimento del metodo del costo evitato**, considerato come il più adeguato al raggiungimento degli obiettivi di efficienza gestionale e semplificazione amministrativa; si concorda, inoltre, che le eventuali criticità applicative di tale criterio possano essere adeguatamente attenuate mediante gli appositi correttivi individuati, così da definire un apparato regolatorio equilibrato, in linea con il quadro normativo e capace di conciliare la tutela degli utenti con la sostenibilità economica del servizio.

Si segnala, inoltre, la recente **adozione del D.M. 15/04/2026 (DM OIERT)**, che regola le modalità di adempimento dell'obbligo di incremento della quota di energia rinnovabile termica: il documento, in linea con il quadro europeo di riferimento, **non prevede obblighi specifici per il teleriscaldamento** qualora tale settore rappresenti una quota inferiore o pari al 2% della domanda di calore per riscaldamento, **ma fa riferimento agli obiettivi stabiliti per il comparto delle rinnovabili termiche**. Allo stesso tempo, definisce strumenti di flessibilità, tra cui l'impiego delle **garanzie di origine** e il versamento di un **contributo compensativo** (in caso di inadempimento), aiutando in tal modo a moderare e rendere più prevedibili i costi della transizione.

Sebbene si approvi la posizione dell'Autorità, secondo cui gli eventuali maggiori oneri della transizione energetica dovrebbero trovare copertura attraverso specifici meccanismi di incentivazione pubblica anziché attraverso la regolazione



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

tariffaria, si reputa fondamentale garantire un adeguato **raccordo tra i nuovi obblighi introdotti dal DM OIERT e il quadro regolatorio ed economico di riferimento**. Tale raccordo risulta essenziale per **assicurare certezza agli operatori, sostenere gli investimenti funzionali alla decarbonizzazione delle reti e conservare la competitività del settore**, evitando che l'introduzione dei nuovi obblighi produca conseguenze distorsive o rallenti il percorso di transizione. In tale contesto, si ritiene che particolare attenzione dovrebbe essere dedicata agli investimenti già effettuati dagli operatori del teleriscaldamento e dalle ESCo alla luce del precedente quadro normativo e contrattuale, al fine di **scongiurare l'insorgere di effetti distorsivi** tra esercenti e non pregiudicare la sostenibilità economica degli investimenti già realizzati, né di quelli necessari al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

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 tale prospettiva, AREGA 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**.

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.**

OS20 - Sviluppo di mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

Introduzione

Si condivide l'impostazione nella misura in cui riconosce la necessità di accompagnare la transizione energetica attraverso mercati elettrici più efficienti, integrati e flessibili, capaci di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili, lo sviluppo della flessibilità non fossile, la diffusione dei sistemi di accumulo e l'evoluzione degli strumenti di contrattualizzazione e di adeguatezza del sistema. Nell'ambito degli schemi di supporto alle fonti rinnovabili, si ritiene necessario promuovere un quadro regolatorio che valorizzi la pluralità degli strumenti



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

disponibili, evitando che essi siano considerati tra loro necessariamente alternativi. **PPA, CfD, Energy Release e i meccanismi FER X e FER Z rispondono infatti a esigenze diverse e possono svolgere funzioni complementari ai fini della promozione degli investimenti**, della stabilizzazione dei ricavi, della riduzione del rischio di mercato e del trasferimento dei benefici delle rinnovabili ai consumatori finali.

I contratti per differenza, anche nell'ambito dell'evoluzione dei meccanismi FER X e FER Z, **possono rappresentare uno strumento essenziale per garantire bancabilità e prevedibilità dei ricavi nel lungo periodo**, soprattutto in un contesto caratterizzato da volatilità dei prezzi, rischio zonale e fenomeni di cannibalizzazione. Nella definizione dei futuri schemi CfD occorre **evitare il trasferimento integrale agli operatori di rischi non controllabili**, quali il rischio di congestione zonale derivante da indisponibilità o ritardi infrastrutturali, e i fenomeni di curtailment derivanti da carenze non riconducibili a scelte del produttore, preservando al contempo adeguati incentivi all'efficienza operativa e ai corretti segnali localizzativi.

È altresì importante che i meccanismi di supporto continuino a svolgere il proprio ruolo abilitante per gli investimenti, favorendo al contempo lo sviluppo di strumenti di mercato come i PPA, in una **logica di complementarità e reciproco rafforzamento**. Infatti, l'obiettivo del quadro regolatorio dovrebbe essere quello di consentire la **coesistenza di strumenti di mercato e strumenti regolati**, lasciando che siano il profilo di rischio dell'investimento, le caratteristiche dell'off-taker e le esigenze del sistema a determinarne la scelta, evitando effetti di crowding-out dei PPA da parte dei meccanismi pubblici di sostegno.

I PPA mantengono di fatto una funzione rilevante, in particolare per clienti industriali e corporate interessati a strategie di approvvigionamento rinnovabile di lungo periodo. Tuttavia, tali strumenti richiedono una gestione dei rischi di mercato e contrattuali, tra cui il rischio controparte, la zonaltà, il rischio curtailment, la durata del contratto e la coerenza tra profilo di produzione e profilo di consumo.

Con particolare riferimento al rischio di controparte, la diffusione dei PPA in Italia è influenzata dalla struttura del sistema produttivo nazionale, contraddistinto da una forte presenza di piccole e medie imprese. Tali imprese, in molti casi, non possiedono una scala operativa sufficiente, un adeguato merito creditizio o le competenze tecniche necessarie per sottoscrivere direttamente contratti di lungo termine.

Appare, pertanto, opportuno **valutare meccanismi di mitigazione del rischio controparte**, inclusi **eventuali strumenti di garanzia**, nel rispetto dei principi di proporzionalità e disciplina degli aiuti di Stato e meccanismi di aggregazione della domanda.

In tale contesto, **l'Energy Release** può rappresentare uno strumento complementare rispetto ai PPA e ai meccanismi di incentivazione, nella misura in cui consente di collegare direttamente lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile al trasferimento dei benefici economici ai consumatori finali. Affinché tale obiettivo sia effettivamente raggiunto, lo strumento dovrebbe essere disegnato secondo criteri di trasparenza, semplicità applicativa ed effettiva addizionalità rispetto agli altri schemi di supporto.

Nell'evoluzione dei meccanismi di supporto alle fonti rinnovabili, si ritiene inoltre necessario **tenere adeguatamente conto delle configurazioni impiantistiche ibride** nelle quali, sotto il medesimo punto di connessione, coesistano unità di produzione da fonti rinnovabili e sistemi di accumulo. Gli attuali meccanismi, tra cui FER X, FER X transitorio e FER 2019, valorizzano infatti l'energia immessa



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

in rete secondo modalità che possono non riconoscere pienamente l'energia prodotta dall'impianto rinnovabile, successivamente accumulata e immessa in rete dal sistema di stoccaggio. Tale impostazione può limitare l'efficiente integrazione tra produzione e accumulo.

Si ritiene pertanto opportuno che l'Autorità, nell'ambito delle proprie competenze e in coordinamento con le altre istituzioni interessate, promuova un'evoluzione del quadro regolatorio e dei meccanismi di supporto che consenta di valorizzare tali configurazioni. In particolare, dovrebbe essere **favorito l'utilizzo condiviso della capacità di connessione e delle infrastrutture elettriche da parte degli impianti di produzione rinnovabile e dei sistemi di accumulo**, anche attraverso l'impiego di un unico trasformatore comune.

L'attuale assetto può infatti indurre gli operatori a realizzare configurazioni basate su infrastrutture e trasformatori separati al solo fine di evitare il mancato riconoscimento dell'incentivo. Ne derivano un incremento dei CAPEX di progetto, un utilizzo meno efficiente delle infrastrutture di rete e, potenzialmente, un aumento dei prezzi offerti nelle procedure competitive. **L'adeguamento delle regole applicabili alle configurazioni ibride contribuirebbe pertanto non solo allo sviluppo della co-location, ma anche al contenimento dei costi complessivi dei meccanismi di supporto.**

Sotto un diverso ma complementare profilo, per favorire lo sviluppo dei PPA e ampliare le possibilità di approvvigionamento dei clienti finali, si ritiene opportuno dare piena attuazione, per quanto di competenza dell'Autorità, alle disposizioni dell'articolo 4 della direttiva (UE) 2019/944, come modificata dalla direttiva (UE) 2024/1711. In particolare, **il quadro regolatorio nazionale dovrebbe consentire al cliente finale di stipulare contemporaneamente più contratti di fornitura di energia elettrica**, prevedendo adeguate soluzioni di misurazione e fatturazione nell'ambito del medesimo punto di connessione, secondo modalità trasparenti e tali da assicurare la corretta attribuzione dei consumi ai diversi fornitori.

In tale contesto, si ritiene opportuno che ARERA, nell'ambito delle proprie competenze e attraverso il coordinamento con le altre istituzioni competenti, promuova un quadro volto a:

- **assicurare la coerenza e la complementarità tra PPA, CfD, Energy Release e altri meccanismi di supporto**, evitando sovrapposizioni ed effetti di crowding-out;
- **favorire lo sviluppo dei PPA attraverso strumenti di mitigazione del rischio controparte e soluzioni per l'aggregazione della domanda nell'ambito della piattaforma di negoziazione esistente (Bacheca GME);**
- **calibrare i CfD in modo da preservare i segnali di mercato senza trasferire integralmente agli operatori rischi non controllabili** connessi a congestioni di rete e curtailment;
- **assicurare stabilità e prevedibilità del quadro regolatorio, tutelando la bancabilità degli investimenti e contenendo il costo del capitale;**
- **preservare la concorrenza e la liquidità dei mercati;**
- **garantire che i benefici economici della nuova capacità rinnovabile siano trasferiti ai consumatori finali.**
- favorire la co-location tra impianti di produzione rinnovabile e sistemi di accumulo, adeguando i meccanismi di supporto affinché consentano la corretta valorizzazione dell'energia rinnovabile accumulata e successivamente immessa in rete, nonché l'utilizzo condiviso della capacità di connessione e delle infrastrutture elettriche;
- dare attuazione, per quanto di propria competenza, alla possibilità per i clienti

finali di stipulare più contratti di fornitura nell'ambito del medesimo punto di connessione, definendo adeguate regole di misurazione, attribuzione dei consumi e fatturazione.

In conclusione, si ritiene che l'evoluzione di tali strumenti debba pertanto essere guidata da **due principi fondamentali**:

- **investibilità**, garantendo stabilità regolatoria, finanziabilità e contenimento del costo del capitale: l'evoluzione degli strumenti di supporto dovrebbe essere valutata anche alla luce della loro capacità di sostenere **finanziabilità e bancabilità dei nuovi investimenti**, evitando frequenti modifiche regolatorie o segnali contrastanti che possano aumentare il costo del capitale;
- **competitività industriale**, favorendo l'accesso dei consumatori a energia rinnovabile a condizioni prevedibili e competitive: lo sviluppo dei PPA e degli altri strumenti di contrattualizzazione di lungo termine rappresenta non solo una leva per la realizzazione di nuovi investimenti rinnovabili, ma anche uno strumento di politica industriale in grado di migliorare la prevedibilità dei costi energetici per i consumatori energivori e rafforzare la competitività del sistema produttivo nazionale.

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 opportunità 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.

In quest'ottica, appare auspicabile che **l'Autorità accompagni tali evoluzioni attraverso la definizione di indirizzi applicativi chiari e di un quadro regolatorio stabile e abilitante, in grado di favorire gli investimenti, ridurre le incertezze operative e incentivare una partecipazione sempre più ampia da parte dei diversi soggetti coinvolti**.

PPA

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. La loro diffusione è ancora limitata da diversi fattori, tra cui il rischio di credito delle controparti, la complessità degli schemi contrattuali e regolatori e le difficoltà di accesso riscontrate dalle PMI, che spesso non dispongono della dimensione o delle competenze necessarie per negoziare accordi di lungo termine.

Si condivide pertanto l'obiettivo di promuovere una più ampia diffusione degli strumenti contrattuali di lungo termine, ritenendo prioritario intervenire sulle principali barriere che ne limitano lo sviluppo, in particolare, attraverso la **promozione dei PPA – anche per il tramite di intermediari - di natura fisica associati a nuova capacità rinnovabile**, così da **sostenere concretamente gli investimenti aggiuntivi necessari al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione**.

Si auspica pertanto la promozione di **modelli** di aggregazione della domanda, in grado di ampliare la partecipazione di PMI e clienti finali, favorendo economie di scala, riducendo le barriere di accesso e valorizzando il contributo degli operatori già attivi nelle attività di fornitura, aggregazione, consulenza e strutturazione di soluzioni contrattuali di lungo termine.

Sul piano regolatorio, sarebbe **utile favorire strumenti di mitigazione del rischio, limitandone l'applicazione alla piattaforma di negoziazione già esistente (Bacheca GME)**. In tale contesto, **l'eventuale coinvolgimento di soggetti pubblici quali il GSE e Acquirente Unico, dovrebbe avere una funzione meramente 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.

Con riferimento ai PPA transfrontalieri, permane l'esigenza di rafforzare la disponibilità di adeguati strumenti di copertura del rischio di congestione. In tale ambito, gli LTTR assumono un ruolo particolarmente rilevante, poiché consentono agli operatori di gestire l'esposizione ai differenziali di prezzo tra diverse zone di mercato su orizzonti temporali coerenti con la durata tipica dei contratti di lungo termine.

Si ritiene pertanto necessario estendere progressivamente la maturità dei prodotti LTTR fino ad almeno cinque anni e rendere disponibili anche prodotti pluriennali. L'offerta di soli prodotti annuali espone infatti le controparti a significativi rischi di rinnovo e di liquidità lungo la durata dei PPA. Adeguati volumi di prodotti a lungo termine, disponibili sulle frontiere della CCR Italy North e in entrambe le direzioni, contribuirebbero a sostenere gli scambi transfrontalieri, la liquidità dei mercati a termine e gli investimenti associati ai PPA.

Monitoraggio, REMIT ed enforcement

Nell'ottica di un rafforzamento del monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso e dell'attività di enforcement, si 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. Non risulta, quindi, conforme al Regolamento REMIT un regime di verifica che prevede una segnalazione automatica all'Autorità di offerte che possono riflettere costi che rientrano legittimamente nel calcolo del prezzo e che non sono quindi un indicatore di possibili condotte manipolative di trattenimento economico della capacità, considerando anche che è la stessa ACER a dichiarare che i principi espressi nelle *Guidance* per quanto riguarda la manipolazione di mercato devono essere considerati e applicati caso per caso, tenendo conto degli specifici fatti e delle circostanze.

È poi da notare che le ultime posizioni espresse da ACER^[1] evidenziano che l'obbligo di segnalazione alle Autorità da parte dei PPAT (Person Professionally Arranging Transactions) debbano avvenire solo nel caso di ragionevoli sospetti, motivati e contestualizzati, stigmatizzando altresì l'invio di numerose segnalazioni generate esclusivamente da alert automatici come sarebbe invece il caso con le modalità di verifica proposte.

^[1] Report del maggio 2026 sulle attività svolte dai PPAT (Person Professionally Arranging Transactions) tra cui il GME rientra.

Il mercato della capacità e adeguatezza del sistema

Si ritiene che la transizione energetica richieda 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 procedendo, da un lato, con il tempestivo svolgimento delle aste per la consegna nel periodo 2029-2032**, e, dall'altro, 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), si evidenzia 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.

Infine, l'attività di monitoraggio di ARERA e l'evoluzione del quadro regolatorio di riferimento per i mercati dovranno consentire e promuovere **l'infra-marginalità della produzione termoelettrica nuova ed efficiente**, garantendo una continuità rispetto alle aspettative di remunerazione a mercato in base alle quali era stata presa la decisione di investimento ed erano stati sottoscritti i relativi contratti nell'ambito del mercato della capacità. Le proposte di evoluzione del design dei mercati energetici e del mercato della capacità dovrebbero quindi essere considerate congiuntamente, con l'obiettivo di continuare a garantire la sostenibilità economica degli impianti necessari all'adeguatezza e al corretto funzionamento del mercato elettrico nel contesto della transizione energetica in atto.

Si condivide quindi l'esigenza di garantire l'adeguatezza del sistema, ma si ritiene opportuno che **il meccanismo evolva in modo tecnologicamente neutrale**, valorizzando pienamente il contributo delle batterie e delle risorse non fossili.

È inoltre necessario che i parametri tecnici applicabili alle batterie, inclusi i fattori di derating, siano definiti e aggiornati sulla base del **contributo effettivo** che tali risorse possono fornire all'adeguatezza, alla sicurezza e alla flessibilità del sistema.

Lo sviluppo dei sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo rappresentano una risorsa essenziale per l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, per la gestione della flessibilità e per il mantenimento dell'adeguatezza del sistema elettrico. In tale prospettiva, si ritiene necessario che l'evoluzione dei principali meccanismi di mercato e regolati, in particolare Capacity Market e MACSE, sia coerente con il ruolo crescente che le batterie possono svolgere nel sistema elettrico.

Con riferimento al **MACSE**, si ritiene che il meccanismo rappresenti uno strumento centrale per promuovere lo sviluppo degli accumuli e supportare l'integrazione delle fonti rinnovabili. Tuttavia, il suo disegno dovrebbe essere **ulteriormente affinato secondo criteri di efficienza, concorrenza, pluralità degli operatori e coerenza territoriale**.

In particolare, si ritiene opportuno valutare:

- l'introduzione di limiti alla massima capacità o energia aggiudicabile da un singolo operatore, al fine di evitare eccessive concentrazioni;
- una progressiva estensione geografica del meccanismo, sulla base delle effettive esigenze del sistema;
- **il coordinamento tra MACSE, Capacity Market e mercati dei servizi ancillari, al fine di evitare sovrapposizioni e segnali regolatori non coerenti.**

Si chiede pertanto all'Autorità di promuovere un'evoluzione coordinata di Capacity Market e MACSE, orientata a:

- valorizzare pienamente il contributo dei sistemi di accumulo (batterie e pompaggi) all'adeguatezza e alla flessibilità del sistema;
- garantire **neutralità tecnologica** tra le diverse tecnologie valorizzandone il rispettivo contributo;
- assicurare criteri tecnici trasparenti e aggiornati per la partecipazione degli accumuli;
- rendere il MACSE più equo, competitivo e coerente con le diverse configurazioni progettuali;

- favorire una pluralità di operatori e limitare fenomeni di concentrazione;
- assicurare coerenza tra strumenti regolati, mercati dei servizi ancillari e obiettivi di integrazione delle rinnovabili.

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

I pompaggi costituiscono una tecnologia strategica per il sistema elettrico italiano grazie alla lunga vita utile, all'assenza di degrado della capacità di stoccaggio, alla solidità della filiera industriale italiana ed europea e al contributo alla resilienza della rete e alla sostenibilità territoriale (es. gestione della risorsa idrica, etc.). È pertanto fondamentale che ARERA favorisca **un'evoluzione del meccanismo di contrattualizzazione a lungo termine dei sistemi di accumulo** che garantisca un adeguato spazio anche ai nuovi impianti di pompaggio idroelettrico. In assenza di correttivi al quadro regolatorio delle aste MACSE post-2028, infatti, tali progetti rischiano di non accedere ai meccanismi di supporto e di non essere realizzati, poiché presentano strutture di costo, profili di rischio e caratteristiche progettuali profondamente diversi da quelli delle batterie, che richiedono livelli di remunerazione coerenti con le specificità del contesto italiano e con l'elevata incidenza delle opere civili sugli investimenti.

Flessibilità, demand response e risorse distribuite

Si condivide l'obiettivo di favorire la partecipazione della flessibilità non fossile ai mercati dell'energia e dei servizi di rete e si ritiene necessario completare il percorso di apertura ai sistemi di accumulo, alla demand response, alle risorse distribuite e agli aggregatori. Si ritiene opportuno:

- sviluppare un quadro armonizzato per aggregatori e risorse distribuite;
- consentire loro una partecipazione efficace ai mercati globali e locali della flessibilità;
- prevedere meccanismi di remunerazione sia per la disponibilità della risorsa sia per l'energia effettivamente attivata;
- promuovere l'integrazione delle risorse distribuite nei servizi di rete

Integrazione tra mercati globali e locali e coordinamento TSO-DSO

La crescente diffusione delle risorse distribuite rende necessario rafforzare il coordinamento tra Terna e i DSO, al fine di evitare conflitti tra segnali locali e globali e garantire la partecipazione efficiente delle medesime risorse ai diversi mercati. A tal fine si propone:

- la definizione di un modello strutturato di coordinamento TSO-DSO;
- regole chiare di priorità nelle attivazioni con evidenza dei costi di opportunità;
- meccanismi di scambio informativo tra Terna e i DSO sui vincoli di rete e sulle risorse disponibili;
- un percorso che consenta alle risorse distribuite di partecipare, con un unico contratto di abilitazione, sia ai mercati locali sia a quelli globali, in coerenza con il principio di neutralità tecnologica



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Evoluzione del TIDE, flessibilità locale e superamento del PUN



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Si accoglie 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**, si valuta positivamente lo sviluppo dei progetti pilota. 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 zionali 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. **L'introduzione di segnali di prezzo maggiormente aderenti alle condizioni del sistema dovrebbe preservare la liquidità del mercato, la confrontabilità delle offerte e la possibilità per gli operatori di gestire efficacemente i rischi commerciali.**

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.

Si evidenzia, quindi, che **il superamento del PUN ed il passaggio a prezzi zionali 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**. È necessario che venga, inoltre valutato l'effetto incentivante dell'esposizione a differenziali di prezzo tra zone di mercato in termini di un maggiore «*engagement*» per la decarbonizzazione oppure per «*delocalizzare*» i consumi nelle zone a prezzo più basso. Si auspica, quindi, un **ampio percorso consultivo** con il coinvolgimento degli operatori e delle associazioni di categoria.

Connessioni alla rete e saturazione virtuale

Si 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. Nel dettaglio bisognerebbe distinguere tra gli impianti oggetto di integrale ricostruzione che non necessitano di rinforzi di rete (isopotenza), per i quali sarebbe opportuno prevedere l'esonero dalla decadenza della richiesta di connessione e procedure semplificate di rilascio del benestare, che garantiscano priorità di trattamento in caso di incremento di potenza, per gli impianti oggetto di integrale ricostruzione che necessitano di interventi di sviluppo o potenziamento sulla Rete di Trasmissione Nazionale e il cui Piano Tecnico delle Opere RTN non sia già stato validato.

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

ARERA richiama il disegno di legge relativo al nucleare sostenibile, per il quale l'Autorità potrà essere chiamata ad assumere nuovi compiti e ad 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.**



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Valorizzazione del ruolo delle ESCO



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Le ESCo (Energy Service Companies) rivestono un ruolo fondamentale nella transizione energetica e nella decarbonizzazione, in virtù della loro facoltà di promuovere interventi di efficienza energetica e soluzioni innovative finalizzate non solo alla riduzione delle emissioni, ma anche al rafforzamento della competitività del comparto industriale, alla limitazione della spesa pubblica nel settore della PA, alla crescita economica e al miglioramento della sicurezza energetica nazionale.

Sebbene non si rivolgano a consumatori di piccola taglia, le ESCo potrebbero comunque risentire di effetti collaterali non voluti derivanti da misure di tutela per i clienti finali di minori dimensioni che il Governo, come già precedentemente accaduto, potrebbe introdurre per rispondere a un contesto di volatilità. Un esempio significativo è rappresentato dal 2022 (cfr. Decreto-Legge 1° marzo 2022, n. 17 e smi), quando la riduzione della componente UG2, estesa anche alla quota variabile per consumi fino a 5.000 smc/anno, pur essendo concepita a sostegno delle famiglie, ha generato 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 allineati ai costi effettivi di approvvigionamento del gas, rimasti immutati.

Siccome ARERA è sovente chiamata ad attuare le misure di tutela e regolazione del mercato energetico, si auspica che **l'esperienza acquisita negli ultimi anni possa costituire una base rilevante per realizzare interventi sempre più specifici ed equilibrati, che tengano conto delle ripercussioni trasversali sull'intera filiera**, senza ignorare i possibili effetti distorsivi su ambiti non interamente ricompresi nel proprio perimetro di competenza e responsabilità, come nel caso dei servizi energetici. Ad esempio, nell'ipotesi di interventi tariffari a tutela dei piccoli consumatori, si suggerisce di non ancorare le eventuali agevolazioni agli scaglioni di consumo di gas, bensì di collegare tali misure a un perimetro chiaramente definito di clienti vulnerabili.

Supporto allo sviluppo di iniziative di efficienza energetica

La fiscalizzazione degli oneri generali di sistema rappresenta certamente una soluzione rilevante per alleggerire il peso della bolletta elettrica, ma rischia di non tenere pienamente conto degli effetti sull'intero sistema energetico: nello specifico, la stessa può avere impatti sfavorevoli sullo sviluppo dell'efficienza energetica e dell'autoconsumo, la cui convenienza economica si fonda, in particolare, sui risparmi derivanti dalla riduzione dei prelievi dalla rete. Si auspica che ARERA, partendo da un tema sul quale ha storicamente svolto un ruolo propositivo, possa farsi promotrice di **una riflessione più approfondita e strutturata sul futuro del settore dell'efficienza energetica**, sollecitando l'elaborazione di proposte che considerino gli impatti di lungo periodo di una simile riforma. In particolare, **qualora venissero proposti interventi strutturali di fiscalizzazione degli oneri, dovrebbero essere contemporaneamente valutati e adottati meccanismi espliciti di sostegno per gli investimenti in efficienza energetica e 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 attesa anche la 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/EFR).

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

Si condivide l'approccio del Regolatore di proseguire nel percorso di integrazione dei gas rinnovabili e *low-carbon* nel sistema del gas naturale, assicurando un quadro regolatorio stabile, coerente e prevedibile, in linea con il *Gas Package*, la regolazione sulle emissioni di metano e le misure connesse al *REPower EU*, senza pregiudicare la sicurezza degli approvvigionamenti e la resilienza del mercato.

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. Si 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.

Con lo spirito di voler fornire ulteriori spunti per interventi regolatori che auspichiamo possano avere luogo nel corso della prima parte dell'attuale Consiliatura, si riportano qui di seguito alcune proposte che, a nostro avviso, vanno nella direzione delle priorità indicate nell'OS.21, ossia quelle di **assicurare il corretto funzionamento del mercato, la formazione ordinata dei prezzi, maggiore trasparenza, liquidità e resilienza del mercato rispetto a shock geopolitici e tensioni sui flussi di importazione.**

1. Aggiornamento della regolazione della rigassificazione GNL e rafforzamento dell'attrattività dei terminali italiani

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.

Alla luce di tali considerazioni si ritiene auspicabile che ARERA inserisca tra gli obiettivi strategici del periodo 2026-2029 la **revisione del TIRG**, adeguandolo al **nuovo ruolo strategico del GNL nel sistema energetico nazionale** e valutando i seguenti interventi regolatori:

1. la revisione della disciplina *Use-It-Or-Lose-It* (nel seguito UIOLI), con posticipo delle finestre di rilascio degli slot verso il mese M-1;
 2. la rimozione o semplificazione del meccanismo a soglie per il rilascio della capacità;
 3. il riconoscimento all'utente rilasciante dei proventi derivanti dall'allocazione della capacità a terzi a prescindere dall'effettivo utilizzo dello slot da parte del subentrante;
 4. l'inclusione delle cessioni bilaterali nel calcolo dei volumi rilevanti ai fini UIOLI;
 5. l'esenzione dal computo UIOLI degli slot non utilizzati per condizioni meteo marine avverse;
 6. una maggiore trasparenza sui criteri di definizione dei prezzi di riserva delle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione, anche al fine di consentire agli operatori una migliore comprensione dei parametri utilizzati e incentivare l'acquisto delle capacità;
 7. la revisione dei corrispettivi per lo spostamento degli slot la cui valorizzazione si ritiene opportuno rifletta in maniera puntuale solo gli eventuali costi sostenuti dal Terminale e tenga conto delle effettive condizioni di utilizzo dello stesso;
 8. l'introduzione di strumenti come sconti alle tariffe di trasporto nei punti di *entry* GNL, per rendere più competitive le condizioni economiche di accesso ai terminali italiani rispetto a quelli europei;
 9. l'introduzione di servizi di stabilizzazione dei profili di riconsegna in caso di eventi imprevedibili che 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.
- 2. Flessibilizzazione della regolazione dello stoccaggio gas e valorizzazione della risorsa stoccaggio in un contesto di sicurezza e transizione**

Si ritiene che nel prossimo quadriennio **la regolazione del servizio di stoccaggio del gas naturale dovrebbe essere ulteriormente evoluta per rispondere ai cambiamenti del settore energetico**. Negli ultimi anni il riempimento degli stoccaggi è diventato più complesso a causa della minore prevedibilità degli approvvigionamenti, dell'elevata volatilità dei prezzi, dell'evoluzione degli spread stagionali e della trasformazione del mercato europeo, caratterizzato dalla forte riduzione delle importazioni russe e dalla

crescente dipendenza dal GNL.

Riconoscendo il **ruolo strategico dello stoccaggio per la sicurezza energetica**, è opportuno proseguire nel percorso di maggiore flessibilizzazione del servizio, riducendo i vincoli che limitano la piena messa a disposizione del mercato di tutte le capacità e prestazioni disponibili. Ciò consentirebbe un utilizzo più efficiente degli stoccaggi a supporto del bilanciamento del sistema e una riduzione dei costi per operatori e consumatori.

Per quanto riguarda il riempimento degli stoccaggi, la regolazione dovrebbe continuare a **privilegiare meccanismi di mercato**, incentivando il conferimento e l'utilizzo delle capacità da parte degli operatori ed evitando, salvo situazioni eccezionali e temporanee, misure amministrative o obblighi imposti per l'iniezione di gas. Gli interventi pubblici dovrebbero essere limitati, proporzionati e finalizzati esclusivamente al ripristino delle normali dinamiche di mercato.

Un'importante proposta riguarda **l'anticipazione delle aste di conferimento annuali e pluriennali**, con avvio già durante la fase di erogazione dell'anno precedente (ad esempio da novembre), prevedendo molteplici finestre di allocazione. Questo permetterebbe agli operatori **acquistare capacità con maggiore anticipo, cogliere più efficacemente le opportunità offerte dagli spread stagionali e realizzare strategie di copertura più efficienti**.

È inoltre essenziale assicurare un **quadro regolatorio stabile, prevedibile e trasparente**, evitando modifiche frequenti o interventi emergenziali che possano compromettere decisioni di investimento e approvvigionamento di lungo periodo. Infine, la regolazione dello stoccaggio dovrebbe essere maggiormente coordinata con quella del GNL, del trasporto e del bilanciamento del gas, favorendo una **gestione integrata** delle infrastrutture. In questo contesto, gli stoccaggi non solo garantiscono la copertura stagionale della domanda, ma contribuiscono anche alla gestione di eventuali criticità negli approvvigionamenti, sostenendo la transizione energetica attraverso infrastrutture flessibili, efficienti e orientate al mercato.

3. Aggiornamento della regolazione correlata al Piano di Emergenza Gas e del prezzo di sbilanciamento in condizioni di emergenza

Si considera opportuno che il Quadro Strategico attribuisca adeguata rilevanza anche al completamento del quadro regolatorio correlato all'attuazione del **Piano di Emergenza Gas nazionale** (Piano), quale strumento essenziale per garantire sicurezza delle forniture, stabilità del mercato e corretta gestione delle situazioni di crisi.

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 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.



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

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 AREGA 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 interruzione 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.

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

Offerte a prezzo dinamico

Si condivide l'obiettivo di promuovere una partecipazione sempre più attiva di consumatori e prosumer ai mercati dell'energia, favorendo 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, considerando, tuttavia, che 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 tale ragione, **l'innovazione della regolazione precontrattuale e contrattuale e l'eventuale revisione del Codice di condotta commerciale 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 schemi uniformi e standardizzati.

L'obiettivo di garantire ai consumatori una piena comprensione delle caratteristiche delle offerte e di facilitarne la confrontabilità, certamente condivisibile, dovrebbe essere perseguita attraverso **la standardizzazione delle informazioni essenziali e delle modalità di rappresentazione delle offerte, senza comprimere la libertà degli operatori di sviluppare modelli commerciali innovativi e differenziati.**

In particolare, appare opportuno che **gli strumenti di comparazione consentano di evidenziare con chiarezza le specificità delle offerte a prezzo dinamico**, distinguendole dalle offerte tradizionali e valorizzandone gli elementi caratterizzanti, senza ricondurle a parametri che potrebbero non coglierne adeguatamente il funzionamento, il potenziale beneficio e il valore complessivo.

Lo sviluppo delle offerte dinamiche rappresenta una delle principali direttrici evolutive del mercato energetico e un fattore abilitante per una maggiore partecipazione attiva della domanda ai processi di transizione energetica. La regolazione dovrebbe pertanto accompagnare tale evoluzione, 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.



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

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 un approccio prudente e metodologicamente rigoroso.

Il margine realizzato da un operatore non può infatti essere automaticamente assimilato a un “extraprofitto” o a un indicatore di comportamenti non coerenti con il corretto funzionamento del mercato. Esso rappresenta il risultato di una molteplicità di fattori, tra cui le strategie di approvvigionamento e copertura dei rischi, gli investimenti effettuati in ambito commerciale e tecnologico, i costi di acquisizione e gestione della clientela, il rischio di credito, il livello dei servizi offerti e, più in generale, le diverse scelte organizzative e imprenditoriali adottate dagli operatori.

In un contesto concorrenziale è naturale che imprese caratterizzate da modelli di business differenti conseguano livelli di redditività non omogenei, in funzione delle rispettive strategie, della capacità di innovazione, dell'efficienza operativa e del valore generato per i clienti. Differenze nella marginalità rappresentano pertanto una componente fisiologica delle dinamiche competitive e, in quanto tali, richiedono valutazioni che tengano adeguatamente conto del contesto economico e delle peculiarità dei singoli modelli operativi.

Particolare **attenzione dovrebbe inoltre essere riservata alle modalità di raccolta, trattamento ed eventuale divulgazione delle informazioni relative ai margini**. Tali dati possono infatti riflettere aspetti centrali delle strategie commerciali degli operatori e, pertanto, assumere **natura sensibile sotto il profilo concorrenziale**. Un livello di disclosure eccessivamente esteso potrebbe determinare effetti indesiderati sulle dinamiche competitive, incidendo sulla riservatezza di informazioni che costituiscono un elemento significativo delle strategie competitive 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'eventuale utilizzo delle informazioni economiche raccolte **dovrebbe essere finalizzato alle attività istituzionali di osservazione e vigilanza del mercato, prevedendo adeguate garanzie circa le modalità di trattamento, aggregazione e utilizzo dei dati**, al fine di **evitare possibili effetti distorsivi sulle dinamiche concorrenziali**.

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

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

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. In tale prospettiva, si ritiene condivisibile l'approccio adottato dall'Autorità, che mira a coniugare obiettivi di efficienza, sostenibilità e stabilità del quadro regolatorio.



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Come detto, si 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 coerenza con il quadro normativo europeo e con gli obiettivi di transizione energetica.

In tale ambito, si 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.

Inoltre, è auspicabile 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*.

Si condivide altresì 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.

Inoltre, si condivide pienamente il principio secondo cui l'adeguatezza delle reti di distribuzione rappresenta un obiettivo prioritario da perseguire attraverso una regolazione output-based.

In questo contesto, si sottolinea come lo sviluppo delle reti, i recenti contratti di connessione flessibili introdotti con il D.Lgs. 3/2026, a recepimento della direttiva UE 2024/1711 e i meccanismi di flessibilità locale rappresentino tematiche strettamente interconnesse: questi ultimi due strumenti possono costituire un complemento allo sviluppo infrastrutturale, consentendo ai DSO di gestire in modo più dinamico le congestioni locali e di sfruttare più efficacemente la capacità residua delle reti esistenti, fermo restando che non tutte le criticità di connessione risultano risolvibili attraverso tali strumenti.

Pianificazione infrastrutturale e strumenti di flessibilità

Si condivide l'indirizzo dell'Autorità secondo cui lo sviluppo delle infrastrutture energetiche rappresenta un elemento centrale per garantire sicurezza, resilienza ed efficienza nella transizione energetica, ma richiede un approccio sempre più selettivo, coordinato e orientato al valore sistemico.

In tale prospettiva, si condivide la priorità di **rafforzare la pianificazione anticipatoria degli investimenti di rete**, assicurando che TSO e DSO sviluppino piani di sviluppo coerenti tra loro e con gli scenari di elettrificazione, con



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

l'evoluzione della domanda e con gli obiettivi di decarbonizzazione, e che tali piani siano sottoposti a uno **scrutinio regolatorio rigoroso in termini di sostenibilità economica, tempistiche e rischi realizzativi**.

Si ritiene tuttavia essenziale che tale coordinamento nella pianificazione integri esplicitamente la flessibilità locale tra le opzioni di sviluppo valutate, così che il confronto tra soluzioni infrastrutturali e soluzioni di gestione attiva della rete avvenga fin dalla fase di pianificazione e non solo ex-post. A tal fine si propone che i Piani di sviluppo coordinati TSO-DSO:

- adottino scenari e ipotesi di riferimento condivisi e **trasparenti** tra i due livelli di rete;
- valutino, per ciascuna esigenza di sviluppo, l'opzione di ricorso alla flessibilità locale quale alternativa o complemento all'intervento infrastrutturale;
- rendano evidenti le interfacce informative tra rete di trasmissione e rete di distribuzione.

Neutralità regolatoria investimenti infrastrutturali – flessibilità

Alla luce del quadro sopra descritto, si ritiene che l'OS.23 esplicitamente introduca il principio di **neutralità regolatoria tra investimenti infrastrutturali e strumenti di flessibilità locale**.

L'attuale assetto regolatorio tende ancora a favorire in modo sistematico gli interventi infrastrutturali tradizionali. La ragione è di natura economica: l'investimento infrastrutturale entra nel capitale investito riconosciuto (RAB) oltre a poter accedere a meccanismi di premialità sui benefici (delibera 472/2024/R/eel). Al contrario, l'approvvigionamento di flessibilità locale, nell'ambito dei progetti pilota disciplinati dalla delibera 352/2021/R/eel, prevede il mero recupero dei costi ragionevoli sostenuti (in coerenza con l'art. 32, comma 2, della direttiva UE 2019/944), senza alcuna remunerazione del capitale né premialità. Tale asimmetria genera un incentivo implicito a favore della soluzione infrastrutturale, in contrasto con il principio di neutralità regolatoria e con l'obiettivo di uso efficiente delle infrastrutture richiamato dall'OS.23.

L'assetto dovrà quindi evolvere in modo tale da consentire ai DSO di **selezionare il mix ottimale di soluzioni tecniche ed economiche, senza distorsioni regolatorie a favore dell'una o dell'altra opzione**. Concretamente, si propone che le linee di intervento dell'OS.23 prevedano:

- l'introduzione di meccanismi di premialità sull'approvvigionamento di flessibilità da parte dei DSO che vadano oltre la mera copertura tariffaria dei costi (delibera 352/2021/R/eel), riconoscendo al distributore una quota dei risparmi di sistema conseguiti coerentemente con l'art. 32, comma 2, della direttiva (UE) 2019/944;
- la calibrazione di tali meccanismi di premialità in modo da equalizzare il margine atteso del DSO tra opzione infrastrutturale e ricorso alla flessibilità, evitando premialità forfettarie o cappate che ne vanifichino l'efficacia, a parità di beneficio sistemico della rete di distribuzione;
- l'estensione dell'ACB (Delibera 472/2024/R/eel) dei Piani di Sviluppo dei DSO all'opzione di ricorso alla flessibilità locale, quale strumento di confronto trasparente tra soluzioni alternative e complementari;
- una verifica ex-post dei benefici effettivamente conseguiti a seguito degli strumenti di flessibilità adottati;
- **l'adozione di un principio di preferenza per la soluzione a minor costo di sistema**, indipendentemente dalla sua natura CAPEX o OPEX.

Contratti di connessione flessibili

Tra gli strumenti complementari allo sviluppo infrastrutturale, un ruolo di primo piano potrebbe essere assunto dai contratti di connessione flessibili, introdotti dal D.Lgs. 3/2026 a recepimento della direttiva (UE) 2024/1711. Tali contratti potrebbero consentire di sbloccare le richieste di connessione, in particolare di impianti FER e nuovi carichi, e rappresentano pertanto una leva diretta per l'uso efficiente delle infrastrutture esistenti richiamato dall'OS.23.

Si ritiene opportuno che venga valorizzata la sinergia tra connessioni flessibili e flessibilità locale: la capacità concessa in via flessibile potrebbe essere gestita, nelle ore di effettiva congestione, attraverso l'approvvigionamento di flessibilità locale sul mercato (MLF) e, in via emergenziale, mediante i dispositivi di controllo installati presso l'impianto. In tale prospettiva, la connessione flessibile non rappresenterebbe un mero vincolo statico alla capacità immessa, bensì una risorsa gestita attivamente dal DSO, in coerenza con il principio di uso efficiente della rete.

Affinché tale strumento sia effettivo e offra certezza agli operatori, si ritiene che le linee di intervento dell'OS.23 debbano esplicitare:

- criteri predefiniti per la conversione degli accordi di connessione flessibile in accordi stabili a seguito degli sviluppi di rete;
- un modello standard di contratto di connessione flessibile che tuteli la certezza normativa per il produttore/consumatore;
- il ruolo dei dispositivi di controllo, in particolare il Controllore Centrale di Impianto (CCI) e il Sistema di Limitazione dell'Immissione (SLI), quale standard tecnico per l'implementazione delle connessioni flessibili.

Si sottolinea tuttavia come **il ricorso alla connessione flessibile debba mantenere natura transitoria e non tradursi in un rinvio strutturale degli investimenti necessari**. È pertanto essenziale che l'analisi costi-benefici consideri non solo il costo infrastrutturale evitato, ma anche i costi attesi di gestione della capacità flessibile lungo l'intero orizzonte, così da individuare la soluzione realmente efficiente per il sistema.

OS.24 Riformare i criteri di regolazione dei servizi infrastrutturali

Continuità normativa e rinnovo delle concessioni

Un elemento di particolare rilievo, richiamato al capitolo dell'OS.24, è la prospettiva del rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Si evidenzia come le disposizioni introdotte dalla Legge di Bilancio 2025 (art. 1, commi 50-53), che individuavano tra gli obiettivi dei piani di investimento pluriennale dei DSO l'aumento della flessibilità del sistema di distribuzione, anche tramite meccanismi finalizzati a favorire l'approvvigionamento di servizi di flessibilità da terzi secondo principi di trasparenza e non discriminazione, abbiano rappresentato un indirizzo di policy particolarmente significativo.

La mancata conferma di analoghe disposizioni nella Legge di Bilancio 2026 ha determinato una discontinuità normativa: si auspica che con le future leggi di bilancio il ruolo della flessibilità locale venga:

- ripristinato tra gli obiettivi dei piani di investimento dei DSO;
- inserito tra i criteri di rinnovo delle concessioni al 2030;
- Integrato nell'approccio regolatorio output-based orientato alle performance e agli output.



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader

Si chiede, quindi, che ARERA si adoperi nei confronti delle istituzioni per segnalare l'importanza della flessibilità nel contesto del rinnovo delle concessioni.

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

In relazione allo sviluppo delle infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio dell'**idrogeno e della CO₂ (CCS)**, si 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).

Restando comunque come sempre a piena disposizione per qualsiasi ulteriore chiarimento ed eventuale opportunità di confronto in tema, rinnoviamo tutti i nostri più cordiali saluti.



Paolo Ghislandi



AIGET
Associazione
Italiana di
Grossisti di
Energia
e Trader