

## AUDIZIONI PERIODICHE ARERA 2024

### Memoria Edison

## Premessa

### 1. Prime riflessioni su liberalizzazione gas ed elettricità nel retail

Il 2024 passerà alla storia per essere stato l'anno della completa liberalizzazione del mercato italiano dell'energia, giunta alla fine di un lungo percorso iniziato molti anni fa e l'occasione odierna ci permette di riflettere sul valore del mercato libero e sugli elementi che ancora mancano per poterlo esprimere pienamente.

Un aiuto ci viene dal recente Rapporto Edison/Censis – il quarto – incentrato sulle opportunità del mercato libero, che mostra come gli italiani guardino con fiducia alle soluzioni che il mercato offre, ma a patto di essere messi effettivamente nelle condizioni di poter cogliere il valore insito nella messa a disposizione di una pluralità di offerte e servizi integrati.

In effetti, il passaggio al mercato libero può essere rappresentato come la progressiva evoluzione dal concetto di tariffa regolata a quello di prezzo fino a quello di valore. Quest'ultimo è un concetto ben più ampio della semplice convenienza di prezzo e il primo elemento di valore del mercato libero - così come in ogni altro mercato concorrenziale - risiede nella possibilità di scegliere e di individuare all'interno di un'ampia gamma di offerte commerciali quella che meglio risponde alle proprie esigenze, non limitandosi necessariamente alla sola fornitura di energia.

Edison, che nelle aste per l'assegnazione del Servizio a Tutele Graduali elettrico per i consumatori domestici si è aggiudicata quattro aree, ha potuto verificare concretamente come questi consumatori siano interessati ai prodotti e ai servizi disponibili sul mercato libero e, al contempo, mostrino un forte, e forse inatteso, tasso di digitalizzazione. Quasi 80.000 tra loro, ad esempio, sin dai primi mesi di fornitura si sono registrati sull'area privata del sito internet e una buona parte ha manifestato interesse per sistemi premianti come bonus o programmi loyalty. Digitalizzazione che si affianca alla richiesta di prossimità territoriale, percepita come valore fondamentale nella costruzione di una relazione di fiducia con il proprio fornitore di energia.

In questo contesto, riteniamo che la tradizionale comparazione tra prezzi di tutela e prezzi del mercato libero sia ormai superata nella sostanza, mentre l'analisi dovrebbe ampliarsi per considerare altri elementi come la qualità del servizio, incluso la prossimità e le opzionalità accessorie disponibili sul mercato e il valore che queste ultime possono rivestire per i consumatori.

La possibilità di scelta favorirà inoltre lo sviluppo di un contributo diffuso verso la transizione energetica, in cui i consumatori possano rivestire un ruolo da protagonisti consapevoli, ad esempio attraverso l'adozione di soluzioni di efficientamento dei propri consumi o di autoconsumo individuale e collettivo.

Un percorso verso la transizione energetica che non dovrà lasciare indietro nessuno, soprattutto i consumatori vulnerabili, ma senza che ciò comporti distorsioni rispetto alle regole predeterminate, in base alle quali si sono svolti i passaggi e le procedure che hanno portato alla liberalizzazione. Non è quindi condivisibile la misura appena approvata in sede emendativa al Disegno di Legge Annuale per la Concorrenza 2024, articolo 21 bis, che mira a dare la possibilità ad una platea potenziale di 12 milioni di clienti (tra maggior tutela e mercato libero) di accedere al servizio STG, modificando in modo sostanziale l'impianto regolatorio su cui gli operatori hanno fatto legittimo affidamento. Per essi dovrebbero piuttosto essere pensate modalità e forme di sostegno mirate che forniscano una risposta strutturale e di lungo periodo alle loro esigenze.

## 2. La transizione energetica per contrastare i cambiamenti climatici

L'apertura dei mercati è andata di pari passo, complice anche la crisi degli ultimi anni, con una maggiore consapevolezza nel consumo di energia nel rispetto dell'ambiente. Questo di per sé sarà sempre più un fattore in grado di facilitare la transazione verde. Tuttavia, la decarbonizzazione richiede tempo e strumenti adatti per perseguirla.

- Necessario garantire adeguati standard di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico a fronte di uno sviluppo senza precedenti delle fonti rinnovabili non programmabili. Continuerà ad essere cruciale il ruolo della generazione termoelettrica a gas e si rende quindi necessario considerare il Capacity Market un elemento strutturale del mercato elettrico post 2028

Altrettanto indispensabile è l'implementazione del meccanismo di contrattualizzazione a lungo termine per lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo. È però necessario che il nuovo meccanismo in corso di implementazione, il MACSE, garantisca una diversificazione del mix tecnologico, consentendo lo sviluppo, a fianco delle batterie, anche di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico che presentano numerosi vantaggi. Si tratta, infatti, di una tecnologia che può contare su una filiera industriale nazionale ed europea consolidata che consente di limitare la dipendenza da tecnologie e materie prime provenienti da Paesi terzi. È poi una tecnologia che apporta indubbi benefici di tipo sociale e ambientale nei territori, come ad esempio nel sud d'Italia dove la ristrutturazione e il miglioramento delle capacità di accumulo degli invasi esistenti possono contribuire a contrastare il dissesto idrogeologico.

- Continuerà ad essere fondamentale il contributo del gas naturale nell'assicurare una transizione sicura e sostenibile. Pertanto, la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione e l'individuazione di ulteriori fonti di approvvigionamento sono passi necessari, ma è altrettanto necessario che le misure regolatorie garantiscano un accesso competitivo alle infrastrutture nazionali, anche per evitare stranded cost per i consumatori. Al contempo è importante proseguire nelle azioni che favoriscano la sempre maggior diffusione dei "green gas", in particolare del biometano. Va anche ricordato il prezioso ruolo che potrà svolgere il GNL (e il BioGNL) nel percorso di decarbonizzazione dei trasporti (marittimi e stradali) a integrazione dell'auspicato percorso di elettrificazione della mobilità civile. A fronte di fabbisogni che comunque continuano ad essere rilevanti e realisticamente sempre più orientati al vettore elettrico, modelli di consumo che siano più efficienti spingono anche verso un maggior uso delle FER e nel complesso verso un sistema di transizione che è coerente con una decarbonizzazione complessiva. Tuttavia, la decarbonizzazione richiede tempo e strumenti adatti per perseguirla. In questo la Regolazione avrà nei prossimi mesi un ruolo fondamentale.

Di seguito, le nostre proposte di dettaglio.

### Proposte di dettaglio

#### **Mercato della vendita ai clienti finali e dei servizi energetici**

- a) Progressiva qualificazione dell'attività di vendita: contrasto alle pratiche illecite e regolamentazione del settore dell'intermediazione**

Il coinvolgimento del consumatore e il suo interesse a ingaggiarsi in temi talvolta complessi come quelli energetici non possono prescindere dalla sua percezione di muoversi in un ambiente sano e integro. Quanto

fatto fino ad oggi in tale direzione, seppure di rilevante importanza, non basta. Nonostante l'istituzione dell'elenco venditori di energia elettrica, l'auspicata prossima adozione dell'albo dei venditori gas, l'iscrizione al ROC (Registro degli Operatori di Comunicazione) degli operatori ed il costante adeguamento delle informazioni obbligatorie da fornire ai clienti sia in fase precontrattuale che post contrattuale (tramite il Codice di Condotta Commerciale e il Codice del Consumo), mancano ancora dei tasselli alla regolazione, indispensabili per tutelare il cliente *in primis* e le società energetiche che operano nel rispetto delle disposizioni vigenti e spesso anche superandole in meglio. È ormai palese che comportamenti fraudolenti vanno a detrimento del mercato, danneggiando i venditori corretti che sono lasciati privi di strumenti per rimediare e contrastare le difformità. È quindi necessario e urgente la collaborazione di tutti gli *stakeholders*, portatori di interesse istituzionali e privati, per la definizione e l'inquadramento normativo di soluzioni che, in sinergia con quelle già esistenti, siano volte a osteggiare irregolarità e scorrettezze nell'approccio verso il cliente. In quest'ambito, è particolarmente importante definire un sistema di regole e principi tesi a disciplinare l'intermediazione alla vendita dei servizi di energia elettrica e gas ai clienti finali, sia in fase di accesso all'attività che nel corso dello svolgimento della stessa.

Si fa innanzitutto riferimento all'istituzione – patrocinata dalle maggiori Associazioni del settore, di un **Registro unico elettronico (RUE)** degli intermediari alla vendita di energia operanti sul territorio nazionale. In analogia con quanto già avviene in altri settori (ad es. nel settore assicurativo), l'iscrizione e la permanenza nel RUE, a fronte del possesso di determinati requisiti di professionalità, onorabilità e di patrimonializzazione, dovrebbe essere condizione necessaria per l'esercizio delle attività di intermediazione nei confronti dei clienti finali.

Come è noto, il settore energetico risulta purtroppo sempre più colpito della tecnica del **CLI spoofing (Calling Line Identification Spoofing)**. È molto difficile, al momento, individuare e sanzionare i soggetti che si avvalgono di tale tecnica, ed appare urgente l'introduzione di strumenti specifici idonei a garantire il blocco delle chiamate fraudolente. Va evitata, al contempo, una ulteriore regolazione del settore, che porterebbe alla paralisi del *telemarketing* e si risolverebbe in danno per gli operatori che già si muovono correttamente sul mercato. Altrimenti detto, il *CLI spoofing* va contrastato imponendo ai soggetti che lo utilizzano di modificare le proprie pratiche e vigilando sull'osservanza degli obblighi imposti a favore del mercato nella sua interezza.

## b) Sostenere chi ne ha effettivamente necessità

Come già detto, la fiducia nel settore è il principale *driver* che guida la preferenza del cliente.

Per questo motivo, la nuova fase del mercato non può trascurare l'eterogeneità di chi deve compiere la scelta dell' esercente cui affidarsi. In questo contesto, particolare attenzione va riservata ai **clienti vulnerabili**, evitando di alimentare distorsioni rispetto ad un *level playing field* assicurato da regole predefinite che hanno disegnato i passaggi e le procedure che hanno portato alla liberalizzazione. Per questi clienti si dovrebbe piuttosto fare ricorso a forme di sostegno dedicate e strutturali che mirino a risposte di lungo periodo alle loro esigenze.

Non si tralasci che la platea dei clienti vulnerabili è particolarmente vasta e non necessariamente l'appartenenza a questo *cluster* è giustificata da un'effettiva incapacità economica. Se si pensa al caso degli over 75 – che in Italia sono numerosi e in crescita – risulta evidente che l'ingresso sia dettato dalla situazione anagrafica e non da quella patrimoniale, mentre eventuali problematiche di disagio fisico vengono comunque tutelate attraverso gli altri criteri di vulnerabilità.

Il tema della corretta perimetrazione dei clienti vulnerabili diventa ancora più rilevante con riferimento al fenomeno della **morosità** e alla conseguente necessità di distinguere chi ha riscontrabili difficoltà (e quindi versa in una situazione di morosità incolpevole) da chi utilizza la propria appartenenza ad un *cluster* protetto per godere di benefici cui non avrebbe diritto. Sarebbe pericolosa e ingiusta, nei confronti di chi ha reali disagi, l'applicazione indistinta di misure volte a prevenire l'attuazione, da parte del venditore, di misure di

riscatto del proprio credito. Al fine di non incentivare comportamenti opportunistici e minimizzare il loro eventuale impatto sul sistema nel suo complesso, è quindi opportuno ragionare sulla modulazione di eventuali disposizioni relative alla protezione dalla disconnessione proprio dei clienti classificati come vulnerabili, di cui l'Europa si è fatta promotrice nella Direttiva Mercato, basandosi su criteri più puntuali e meno generici.

#### c) Interventi di adeguamento del Sistema Indennitario: il mercato funziona se gli strumenti funzionano

Esprimiamo apprezzamento per l'avvio del procedimento relativo al processo di voltura con cambio fornitore nel settore gas. L'introduzione di tale processo, in analogia a quanto è stato già proficuamente implementato da alcuni anni nel settore elettrico, potrà completare la definizione dei processi di acquisizione previsti dalla regolazione, e costituirà un rilevante elemento di semplificazione e velocizzazione dei processi anche e soprattutto a beneficio dei clienti finali.

Questo processo, fornisce, però alcuni importanti spunti di riflessione sugli strumenti attualmente forniti dalla regolazione per la gestione di debiti conseguenti ad attivazioni o volture con *switching* strumentali ad evitare solleciti di pagamento e disconnessioni di punti di fornitura il cui saldo risulta altrimenti irrecuperabile.

Non è in dubbio l'utilità di quanto implementato negli anni dal regolatore, **il Sistema Indennitario**, infatti è uno strumento che, considerata la proficua utilità, è stato ed è ampiamente utilizzato. Efficacemente modificato per conformarsi alle richieste degli esercenti (si pensi alla sua estensione ai clienti MT o al settore del gas), per arrivare ad un livello di ottimizzazione del processo e soprattutto per tenere il passo con il progresso regolatorio cui stiamo assistendo in tema di processi tecnici, andrebbe rivisto in alcune sue caratteristiche cardine.

Consci che la tutela del credito sia perseguibile solo attraverso il ricorso a strumenti adeguati si manifesta la necessità che, in caso di voltura strumentale, **il Sistema Indennitario (SI) facendo riferimento al codice fiscale/partita IVA del cliente, consenta l'applicazione del corrispettivo CMOR alle altre forniture intestate a tale cliente presso altri venditori**, permettendo quindi all'uscente di intraprendere le azioni necessarie a recuperare, anche parzialmente, i propri crediti.

Nel caso di nuove attivazioni abbinate al medesimo cliente, la richiesta verrebbe, invece, soddisfatta solamente a valle del pagamento da parte del cliente del proprio debito pregresso.

In questi casi, l'inserimento del codice fiscale/partita IVA all'interno dei dati TIMOE di cui all'art. 6.4, nel momento in cui il cliente richiede una nuova attivazione, permetterebbe al SII di allertare l'esercente uscente che avrebbe la possibilità di ottenere il completo recupero, di quanto ancora pendente e non riavuto tramite il SII, attraverso la nuova controparte commerciale.

Per non addentrarci in dettagli non confacenti a questa sede, ci siamo limitati all'aspetto principale rimandando ad eventuali successive interlocuzioni i passaggi più pratici e specializzati.

#### d) Supporto allo sviluppo di iniziative di efficienza energetica

Il tema della fiscalizzazione degli oneri generali di sistema avanzato da ARERA nei suoi provvedimenti sembrerebbe non valutare gli impatti di tale provvedimento sulla totalità del sistema energetico, ci riferiamo in particolare agli impatti che queste misure potrebbero avere sul mondo dell'efficienza energetica e dell'autoconsumo.

Bisogna infatti sottolineare che, ad oggi, lo sviluppo di dette iniziative basa la propria attrattività economica per il cliente finale principalmente sui risparmi economici che queste riescono a garantire grazie a minori prelievi di energia elettrica dalla rete. Qualsiasi intervento impattante le componenti amministrative della

bolletta ha una diretta incidenza sulla convenienza economica delle iniziative in corso, e sull'attrattiva di quelle future.

Per la ragioni di cui sopra, si **ritiene imprescindibile che laddove venissero proposti interventi strutturali sugli oneri generali di sistema vengano contestualmente valutati ed introdotti meccanismi di supporto per gli investimenti di efficienza energetica ed autoconsumo**, salvaguardando le iniziative già avviate da parte degli operatori. Questo anche considerato il contributo efficiente (anche in termini di competitività relativa rispetto allo sviluppo di tecnologie sempre più innovative e decarbonizzate) che esse possono fornire nel raggiungimento degli sfidanti obiettivi della transizione energetica.

#### e) **Regolazione tariffaria del teleriscaldamento**

Come già anticipato in altre sedi, si **apprezza l'approccio di ARERA nell'assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione di un regime di tariffe regolate**. L'applicazione per il periodo transitorio per l'anno 2024 di un vincolo ai ricavi basato su logiche di costo evitato si è rivelato un meccanismo correttivo, se pur temporaneo, che di fatto ha permesso di superare le criticità individuate nell'ambito dell'indagine conoscitiva.

Per il 2025, ARERA ha avviato un procedimento per la definizione del metodo tariffario a regime con l'obiettivo di definire il vincolo ai ricavi sulla base dei costi del servizio di teleriscaldamento.

Il documento proposto, tuttavia, non contiene sufficienti indicazioni numeriche perché gli operatori possano realmente soppesare le alternative proposte anche sulla base di valutazioni di impatto quantitativo e non soltanto teorico e fornire una risposta precisa e di merito a quanto delineato dall'Autorità. Si condivide e si apprezza invece la proposta dell'Autorità di optare per una regolazione tariffaria a vincolo dei ricavi, lasciando agli operatori la possibilità di continuare a definire le proprie tariffe nel rispetto dei contratti, nel rispetto del vincolo tariffario definito da ARERA. Si ritiene che questa modalità sia la più adatta alle peculiarità del settore, che, in assenza di obblighi di connessione, ha bisogno della "leva commerciale" per attrarre nuovi clienti.

È evidente, ormai, la difficoltà di rispettare le tempistiche di applicazione del nuovo regime tariffario previste all'interno del documento. **Stante i numerosi e diversi obiettivi da contemperare nell'identificazione di un modello tariffario per il complesso settore del teleriscaldamento, preme comunque sottolineare come la regolazione tariffaria adottata da ARERA nel periodo transitorio possa a nostro avviso ritenersi adeguata allo scopo**. Infatti, **il metodo del costo evitato**, pur se passibile di eventuali miglioramenti, anche basati sull'esperienza finora maturata dal settore nel periodo transitorio, che lo rendano ancora più adatto a rispondere alle molteplici finalità perseguite dalla regolazione, **ha il pregio di essere conosciuto e potrebbe rappresentare un ottimo punto di partenza**. Diversamente, l'adozione in tempi ristretti e senza adeguata valutazione di impatto quantitativo di altri metodi tariffari posti in consultazione, se non adeguatamente affinati, potrebbe condurre a maturare elementi di criticità nel riuscire a intercettare le differenze e le peculiarità delle varie gestioni.

#### f) **Supporto allo sviluppo della mobilità elettrica**

In merito al tema della decarbonizzazione dei trasporti, si apprezza fortemente l'attenzione, e il costante confronto con gli operatori, di cui l'Autorità ha dato prova negli ultimi anni, con una serie di documenti di consultazione (449/2022/R/eel, 540/2023/R/eel) e con la recente, e ancora in corso, esperienza dei focus group; strumento che si ritiene molto importante in questa fase storica di definizione di una via italiana alla mobilità elettrica.

Entrando nel merito degli aspetti di maggiore attualità, e degli indirizzi normativo/regolatori maggiormente desiderabili per lo sviluppo ragionato di un sistema di mobilità decarbonizzato, si ritiene che, per quanto riguarda il segmento ricarica pubblica – in luce del perdurare di bassi numeri di veicoli elettrici circolanti nel paese – **risultino ancora necessarie misure tariffarie idonee a supportare l'operatore nella fase di take-up dell'investimento (come la tariffa BTVE)**.

Mentre **per il segmento ricarica privata** - centrale nell'ecosistema della mobilità elettrica –, dove si rileva una storica assenza di supporto lato costi di capitale - soprattutto nelle casistiche “condivise” (e.g. parcheggi pubblici, condomini) dove le spese di infrastrutturazione possono assumere valori importanti – **si ritiene che misure tariffarie di supporto, eventualmente anche a mezzo di sperimentazioni e progetti pilota, possano rappresentare una possibile leva di sviluppo.**

#### g) Sviluppo dell'autoconsumo diffuso e ritardi nella connessione alla rete

Con riferimento allo sviluppo di nuovi impianti a fonte rinnovabile e alle configurazioni di autoconsumo diffuso, preme segnalare una **crescente frequenza di ritardi nella connessione di nuovi impianti con diversi casi superiori ai due anni anche per impianti connessi in bassa tensione.** Il raggiungimento degli sfidanti obiettivi in termini di nuova capacità rinnovabile dovrebbe essere accompagnato da tempi di connessione adeguati, anche da parte dei distributori, evitando di creare discriminazioni in specifiche aree geografiche del Paese.

Il fenomeno della saturazione virtuale della rete è una delle principali criticità legate alle attuali procedure di connessione alla rete, in quanto il sistema di fatto consente a molti operatori di presentare richieste di connessione e prenotare la capacità della rete senza necessariamente predisporre progetti adeguatamente dettagliati e mostrare concreta volontà di realizzazione degli impianti. **Per disincentivare indirettamente dinamiche speculative, un possibile intervento potrebbe riguardare il set documentale richiesto all'atto della richiesta di connessione, ad oggi di livello tecnico ridotto.** Potrebbe essere prevista la richiesta di integrazioni con documentazione progettuale di dettaglio, che, pur comportando per gli operatori maggiori oneri economici e burocratici, potrebbe contribuire a disincentivare la presentazione e la permanenza di domande di connessione non sufficientemente solide ad opera di soggetti non dotati di sufficienti competenze ed interesse alla finalizzazione del progetto.

## Mercato elettrico all'ingrosso

### a) Ruolo della generazione termoelettrica: il Mercato della Capacità

L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili comporterà, inevitabilmente, una **maggior volatilità dei prezzi nel mercato elettrico**, con sempre maggior occorrenza di overgeneration e congestioni zonal. In tale contesto si rendono necessari **strumenti di mercato** in grado di fornire **segnali di prezzo di lungo periodo**, per promuovere investimenti in impianti programmabili efficienti e flessibili in grado di rispondere alle esigenze della rete.

In questo senso, continuerà ad essere fondamentale il ruolo della **generazione termoelettrica** e si rende quindi necessario considerare il **Capacity Market** quale **elemento strutturale del mercato elettrico**. Il mercato della capacità è infatti uno strumento essenziale di accompagnamento alla transizione energetica, il cui obiettivo è quello di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico secondo gli standard definiti dalle Autorità italiane a fronte di una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili necessaria al raggiungimento degli obiettivi climatici nazionali ed europei. Per questi motivi, **l'operatività del mercato della capacità deve proseguire anche al di là del periodo decennale (2018-2028)** coperto dalla decisione di approvazione dell'attuale meccanismo da parte della Commissione europea (Decision C (2018/617). Occorrerebbe quindi avviare fin da oggi, insieme agli operatori, un processo di riflessione per la definizione del **disegno del Mercato della Capacità per il periodo successivo al 2028**, tenendo conto dell'esperienza di questi primi anni di implementazione e **con l'obiettivo di rendere tale meccanismo strutturale nel design di mercato** che accompagnerà la decarbonizzazione del sistema elettrico. Si auspica

quindi che gli operatori e le associazioni vengano coinvolte nell'analisi che Terna trasmetterà ad ARERA e MASE entro il 21 dicembre 2026, ai sensi del Decreto Ministeriale del 9 maggio 2024, in merito all'opportunità di estensione del meccanismo dopo il 2028.

Per quanto riguarda, invece, le **aste relative agli anni di consegna 2026, 2027 e 2028**, si prende atto della recente modifica all'articolo 26 della Disciplina, approvata con Decreto Ministeriale del 17 ottobre 2024, che consente a Terna di includere nella **curva di offerta dell'Asta Madre** (ad un Premio pari a 0 €/MW-anno) **volumi corrispondenti ad una stima prudentiale della CDP relativa ad unità costituite da sistemi di accumulo e/o da impianti di generazione da fonti rinnovabili**, che non partecipano alla Procedura Concorsuale e che entreranno in esercizio tra la data di esecuzione della stessa e l'inizio del relativo anno di consegna. In merito a queste nuove disposizioni, si richiede che:

- **Terna si limiti a considerare nella curva di offerta una stima prudentiale della sola CDP relativa ad unità costituite da sistemi di accumulo e/o da impianti di generazione da fonti rinnovabili oggetto di meccanismi di contrattualizzazione a termine**, ossia il FER X e il MACSE, dopo che gli stessi saranno operativi (i.e. a valle dello svolgimento delle prime procedure concorsuali). Non sembra invece corretto, né in linea con quanto esplicitato nella comunicazione di Terna del 1° agosto 2024, l'inclusione nella curva di offerta da parte di Terna di impianti (in costruzione e/o prospettici al di fuori dei meccanismi di contrattualizzazione sopra citati) la cui entrata in esercizio, in mancanza di una forma di contrattualizzazione a termine, può risultare più incerta con un potenziale rischio per l'adeguatezza del sistema.
- Come suggerito anche da ARERA (Parere 396/2024/l/eel), sia **garantita maggiore trasparenza sulla metodologia adottata da Terna per la stima del contributo all'adeguatezza di impianti da fonti rinnovabili e di sistemi di accumulo non ancora in esercizio**. Tale metodologia dovrebbe essere oggetto di consultazione con l'obiettivo di integrare la Disciplina del mercato della capacità in vista dello svolgimento dell'asta madre per l'anno di consegna 2028.

#### b) Sviluppo di nuova capacità di accumulo

Sostanziale sarà il ruolo degli accumuli e in particolare dei **nuovi pompaggi** nel favorire la penetrazione delle fonti rinnovabili; pompaggi le cui caratteristiche in termini, ad esempio, di dimensioni e flessibilità li rendono particolarmente asserviti alle necessità della rete. Vanno poi ricordati anche altri vantaggi legati a questa tecnologia:

- Sono **investimenti long lasting**, ovvero hanno una vita utile di almeno 30 anni e un mantenimento della capacità di stoccaggio su tutto l'arco di vita senza degradazione.
- Sono **investimenti con alto profilo di sostenibilità**, sia da un punto di vista *ambientale* (sfruttano invasi esistenti) che *sociale ed economico* nei territori in cui vengono sviluppati; potendo contare su una catena di produzione 100% italiana hanno enormi benefici per il tessuto industriale del Paese e non presentano criticità legate alla dipendenza dalle importazioni di materie prime critiche e tecnologie provenienti da Paesi terzi (es. la Cina).

Accanto al mercato della capacità, si riconosce quindi **necessità di un meccanismo di contrattualizzazione a termine per lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo**. Questo per garantire **stabilità e certezza di remunerazione nel lungo periodo** agli accumuli che sono asset strategici per consentire un'efficace penetrazione delle rinnovabili nei prossimi anni. È però necessario che il nuovo meccanismo in corso di implementazione, il MACSE, garantisca una **diversificazione del mix tecnologico**, consentendo lo sviluppo, a fianco delle batterie, anche di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico alla luce dei vantaggi sopra esposti.

Edison ritiene, quindi, imprescindibile che la **Disciplina MACSE** garantisca una **diversificazione del mix**

**tecnologico approvvigionato tramite il meccanismo** che rispecchi pienamente i vantaggi, i rischi e le potenzialità di entrambe le tecnologie (pompaggi e batterie). L'attuale versione della Disciplina approvata con Decreto Ministeriale del 10 ottobre 2024, **non assicura però l'effettiva neutralità tecnologica** che si propone di tutelare rischiando di escludere proprio i nuovi impianti di pompaggio dal mix dei sistemi di accumulo "utility scale" che accompagneranno la transizione ecologica del sistema elettrico italiano. Alla luce di quanto sottolineato **si accoglie con favore** quanto previsto all'articolo 1 comma 2 del suddetto Decreto Ministeriale con la **richiesta a Terna di elaborare e presentare al MASE entro il 31 marzo 2025 una proposta di modifica della disciplina relativamente alle modalità e alle condizioni per la partecipazione dell'accumulo idroelettrico** al meccanismo di approvvigionamento.

In vista di questa parziale revisione della Disciplina, si desidera portare all'attenzione gli **aspetti di maggiore criticità dell'attuale quadro regolatorio** in merito alla possibilità di sviluppo di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico:

- **Lo schema di aste sequenziali proposto nel documento per la consultazione 393/2022/R/eel** e che Terna sembra voler implementare per i casi in cui uno stesso fabbisogno può essere soddisfatto da più tecnologie di riferimento **risulta penalizzante per la tecnologia con orizzonte di pianificazione e vita utile più lunghi (ossia i pompaggi idroelettrici)**, in quanto tale tecnologia sarebbe soggetta ad un premio massimo legato alle dinamiche concorrenziali che emergono nella procedura concorsuale precedente, quella dedicata all'accumulo elettrochimico, ossia ad una tecnologia con caratteristiche profondamente diverse (es. in termini di costi, rischi, tempi di realizzazione, etc.) e durata contrattuale differente. Tale criticità potrebbe essere affrontata anche identificando un **fabbisogno dedicato ai pompaggi idroelettrici** alla luce delle caratteristiche di questa tecnologia in modo che venga meno la necessità di mettere in concorrenza tra loro le due tecnologie di riferimento tramite il meccanismo delle aste sequenziali.
- **La possibilità di selezione parziale di una capacità offerta in sede d'asta potrebbe comportare la non sostenibilità, da un punto di vista economico, dell'intero SdS.** In particolare, si tratta di una criticità rilevante per gli impianti di pompaggio di grande taglia che non possono essere suddivisi in sezioni. Inoltre, i vincoli imposti nella definizione dei contingenti d'asta in funzione delle capacità qualificate può essere particolarmente penalizzante per i nuovi pompaggi dal momento che, per ciascuna area, il numero di nuovi progetti non può che essere limitato dalla disponibilità di siti adatti.
- **Gli impianti di pompaggio idroelettrico** – soprattutto laddove non si tratti di meri potenziamenti di asset esistenti ma di progetti che prevedono la realizzazione di almeno un nuovo bacino e di nuove vie d'acqua – sono **iniziative di carattere infrastrutturale, costituite da lavorazioni e costruzioni complesse di opere ingegneristiche rilevanti**, con cantieri multi lotti e di durate pluriennali, a cui è associato un **grado di rischio alto** (come peraltro si evince dallo Studio di Terna posto in consultazione in agosto 2023) e non governabile entro certi limiti e condizioni. Questo livello di complessità impatta necessariamente sui **tempi di realizzazione** e può portare a **discrepanze tra le prestazioni definite in fase di progetto** (es. capacità di accumulo, potenza minima e massima, rendimento, etc.) e **quelle effettivamente realizzabili** una volta entrato in esercizio l'impianto. Per questi motivi è auspicabile che la disciplina preveda la possibilità per gli Assegnatari di **correggere**, entro certi limiti prestabiliti, le **prestazioni qualificate in fase di asta** e di **posticipare l'avvio del periodo di consegna per almeno 12 mesi**, a fronte di una penale, in analogia a quanto previsto nella Disciplina del Mercato della Capacità.
- Al fine di garantire **un'equa competizione tra operatori che sviluppano nuova capacità di stoccaggio idroelettrico** e **assicurare l'approvvigionamento di nuova capacità di accumulo** è necessario che, anche nel caso di riconversioni di impianti idroelettrici e ripotenziamenti di pompaggi esistenti, sia



**verificata e valorizzata l'effettiva realizzazione di capacità di accumulo aggiuntiva** rispetto alla situazione attuale.

### c) Implementazione del TIDE

Edison accoglie con favore il **processo di implementazione del nuovo Testo integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)** che, con una prima fase transitoria, sarà avviato **a partire dal 1° gennaio 2025**. Pur riconoscendo la complessità della riforma e lo sforzo implementativo richiesto al GME e Terna con l'aggiornamento della TIDME (Disciplina del mercato elettrico) e del Codice di Rete, è tuttavia necessario che **i processi di consultazione, adozione e pubblicazione finale di tali testi** avvengano con **tempistiche adeguate** (es. da 3 a 6 mesi prime della loro entrata in vigore) in modo da **consentire agli operatori di implementare gli adattamenti richiesti**.

Nel corso della fase transitoria è poi necessario che vengano garantite per gli operatori **congrue tempistiche di implementazione in linea con la significatività degli interventi richiesti**, alcuni dei quali richiedono importanti modifiche d'impianto. Con particolare riferimento alle modifiche richieste con le nuove versioni degli Allegati A.15 e A.25 (nel dettaglio all'applicazione delle nuove funzionalità ILF, il raccordo dei programmi tra ISP contigui, etc. i), si ritiene che **le tempistiche di implementazione definite da Terna, seppur meno stringenti rispetto quelle proposte in consultazione** (es. modifiche algoritmi di programmazione, interventi sui regolatori di velocità delle unità di produzione, etc.) **siano comunque stringenti**. È inoltre auspicabile che ARERA consideri la possibilità di **introdurre forme di rimborso anche forfettario delle spese sostenute per gli interventi di adeguamento degli impianti esistenti** richiesti da Terna (es. nel caso delle nuove funzionalità ILF), definendo però diverse categorie di intervento in funzione delle specificità tecniche degli impianti coinvolti, come è stato già previsto in passato per casi analoghi (es. adeguamenti impiantistici per l'inclusione degli impianti nel piano di riaccensione ai sensi della deliberazione 324/2020/R/eel).

Relativamente alla **riclassificazione dei servizi ancillari globali** prendiamo atto che **Terna**, al di là della FCR che dovrà essere oggetto di mercato ad hoc e del corrispettivo forfettario per il servizio di regolazione di tensione (che comunque non appare in linea con il valore del servizio offerto), **non apre a ulteriori forme di remunerazione e non sono avanzate proposte sugli aspetti più innovativi previsti dal TIDE** (in primis l'approvvigionamento a mercato della FCR e del servizio di modulazione straordinaria). Ci sono una serie di servizi, in particolar modo quelli non relativi alla frequenza e parte dei servizi confluiti nel servizio di modulazione straordinaria, che con il TIDE vengono specificati in modo più chiaro rispetto a oggi ma che per il momento continueranno ad essere soggetti ad obblighi di fornitura senza una remunerazione esplicita (per la disponibilità o le singole attivazioni). L'apertura fatta dal TIDE per una **remunerazione esplicita di questi servizi oggi offerti gratuitamente al sistema** (es. teleseccato, potenza di corto circuito, inerzia, black start, rifiuto del carico etc.), fortemente auspicata dagli operatori anche alla luce di una tendenza alla riduzione delle opportunità di remunerazione dei servizi offerti sull'MBR, non sembra essere stata, quindi, adeguatamente valutata da Terna. Al contrario con l'aggiornamento del Codice di rete recentemente approvato, osserviamo **l'introduzione di ulteriori vincoli** in capo agli operatori (es. nuovi intervalli di fattibilità in MB, riduzione del tempo di risposta agli ordini di dispacciamento, introduzione di requisiti di gradiente da utilizzare per il calcolo del profilo di variazione di potenza attiva associato ad un ordine di dispacciamento MB).

Infine, si prende atto della volontà di Terna di continuare ad imporre **intervalli di fattibilità** che limitano i volumi che possono essere scambiati sui mercati infra-giornalieri da parte delle unità abilitate, estendendone l'applicazione anche in esito al MB. Se viene ritenuto necessario il mantenimento di questi vincoli, **la remunerazione degli intervalli di fattibilità risulta una priorità a fronte dell'uso estensivo che Terna fa di questo servizio e del conseguente costo opportunità sostenuto dagli operatori**, legato all'impossibilità di disporre sui mercati infragiornalieri della capacità riservata. A tal proposito consideriamo necessario che, in

quanto servizio reso al sistema, gli intervalli di fattibilità vengano remunerati esplicitamente tramite un meccanismo di mercato (offerte di mercato in €/MW) o, in alternativa, tramite una valorizzazione pari alla differenza tra il prezzo di sbilanciamento relativo all'MTU rilevante (o prezzo offerto su MSD/MB) e il prezzo MGP zonale.

Alla luce di quanto sopra, chiediamo quindi che Terna e ARERA facciano un **ulteriore passo avanti** e avanzino nuove proposte su **modalità per remunerare i servizi ancillari al momento privi di remunerazione esplicita** e sugli **aspetti di maggiore innovazione del TIDE**.

#### d) Efficientamento delle procedure di connessione degli impianti connessi in AT e AAT

Il fenomeno della **saturatione virtuale della rete** è una delle principali criticità legate alle attuali procedure di connessione alla rete, in quanto il sistema di fatto consente a molti operatori di presentare richieste di connessione e prenotare la capacità della rete senza necessariamente predisporre progetti adeguatamente dettagliati e mostrare concreta volontà di realizzazione degli impianti.

Nell'ambito del processo di revisione del TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive) avviato dall'ARERA, si desidera presentare alcune **proposte concrete** di semplificazione ed efficientamento delle procedure di connessione degli impianti connessi in AT e AAT che riguardano i seguenti aspetti:

- Si ritiene necessario definire le **tempistiche delle principali fasi del processo** e le **modalità di organizzazione e conduzione dei tavoli tecnici**, affidando a Terna un ruolo più attivo nella progettazione delle opere di rete. Infatti, nei casi in cui l'impianto di rete per la connessione sia condiviso tra più richiedenti, il processo di coordinamento dei tavoli tecnici non risulta essere adeguatamente strutturato e caratterizzato da tempi certi, in quanto viene affidato agli operatori interessati senza che Terna assuma un ruolo attivo di mediazione.
- Poiché per la connessione alla RTN dei **progetti di Integrali Ricostruzioni (IR)** sono normalmente utilizzate le infrastrutture di connessione già esistenti e, in molti casi, queste sono di per sé sufficienti a garantire il trasporto dell'energia immessa in rete, **si suggerisce per i progetti di IR di prevedere una priorità di trattamento rispetto ai progetti «Green-Field»**. Un regime di connessione temporanea con eventuali restrizioni alla potenza immessa in rete può costituire una soluzione per consentire a progetti come le integrali ricostruzioni di avanzare senza che i promotori debbano assumersi la responsabilità di rinforzi di rete non direttamente collegati all'impianto in oggetto.
- Agire sul **costo di connessione** potrebbe rappresentare un'opzione possibile, pertanto, insieme ad un aumento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo secondo quanto stabilito dal punto 6.6 del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), si propone di:
  - richiedere **idonea documentazione** volta ad attestare la **validità del progetto** in termini di realizzabilità nei tempi ipotizzati, nonché competenza e affidabilità dell'operatore;
  - **incrementare il contributo variabile a carico dell'operatore** connesso ai costi per la progettazione e la realizzazione delle opere indicati all'interno della STMG.
- Inoltre, si ritiene opportuno **commisurare il costo della connessione** non solo alla capacità impegnata, ma **anche alla durata dell'impegno** introducendo misure di natura economica per il mantenimento della capacità impegnata per periodi di tempo predeterminati (es. uno o più semestri/anni) a partire dal momento dell'accettazione della STMG; alla scadenza di tale periodo la STMG decadrà, oppure potrà essere rinnovata, pagando nuovamente, per un altro periodo. Visti i lunghi tempi autorizzativi, per cui l'operatore non ha colpe, gli importi già versati per la prenotazione di capacità verrebbero detratti dai costi finali di allacciamento. Tale meccanismo dovrebbe essere applicato anche alle STMG già accettate, per consentire un'effettiva riduzione del fenomeno della saturazione virtuale della rete.

- In aggiunta, sarebbe auspicabile un **maggior livello di trasparenza e dettaglio informativo** (sui portali dei Gestori di Rete e/o anche sulla piattaforma Econnexion di Terna) **anche sugli iter di connessione attualmente attivi e le STMG rilasciate**. Ciò permetterebbe una maggiore visibilità della capacità di connessione impegnata in determinate aree della rete e degli operatori che hanno avviato pratiche di connessione, con il duplice vantaggio di dare maggiore chiarezza sulle aree in cui la rete è saturata e di favorire eventuali accordi tra operatori che abbiano progetti nella stessa area e possano valutare soluzioni comuni per accelerarne la realizzazione.

## Mercato gas all'ingrosso

I recenti **cambiamenti nella geografia degli approvvigionamenti energetici e il crescente ruolo del GNL**, pur rappresentando una valida alternativa ai flussi precedentemente garantiti dalla Russia, **espongono i mercati a una competizione globale più intensa**. Questo contesto richiede particolare attenzione sia nella definizione delle regole di accesso e delle condizioni economiche per l'utilizzo delle nuove infrastrutture di rigassificazione sia in una più ampia ottica di garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti.

Per quanto riguarda le infrastrutture di **rigassificazione** è fondamentale che il quadro normativo e regolatorio sia sviluppato in modo coerente con gli obiettivi strategici individuati da Governo e Parlamento, che hanno riconosciuto l'importanza di investire in nuova capacità di rigassificazione (ex DL n. 50/2022). Tuttavia, la creazione di tali infrastrutture e l'attivazione di ulteriori fonti di approvvigionamento, sebbene necessarie, non sono da sole sufficienti a garantire che il GNL arrivi in modo stabile e continuativo nel nostro Paese.

In questa prospettiva, riteniamo essenziale che **le condizioni economiche del servizio di rigassificazione nel sistema nazionale risultino sempre competitive** rispetto agli altri sistemi europei e che con tale finalità sia definito un quadro normativo e regolatorio che coniughi **competitività, sicurezza, flessibilità e certezza al fine di attrarre forniture di GNL per il mercato italiano**.

Tali considerazioni sono valide per i terminali attualmente in esercizio ed appaiono ora ancora più pertinenti con riferimento al Terminale di Ravenna, il cui corrispettivo base d'asta, per come prospettato, si attesta ad un livello che è circa due volte quello della FSRU di Piombino. **Desta preoccupazione, quindi, la prospettiva circa l'entità dei costi per l'utilizzo dell'infrastruttura di Ravenna**, che la renderebbe non competitiva rispetto ad altri terminali italiani ed europei. A tal fine, è opportuno considerare le soluzioni più opportune per ridurre il livello di prezzo delle capacità di questo terminale, con l'obiettivo di giungere ad un livello che non superi quello stabilito per il corrispettivo base d'asta del primo conferimento della FSRU di Piombino. In particolare, potrebbero essere adottati meccanismi simili a quelli previsti dalla regolazione per la copertura "rafforzata" dei costi del terminale di Piombino<sup>1</sup>. Considerando il successo del conferimento relativo a tale rigassificatore, sarebbe opportuno valutare la possibilità di destinare prioritariamente le risorse del Fondo da 30 milioni di euro annui, istituito dal MEF ai sensi del DL 50/2022, alla copertura dell'investimento per l'infrastruttura di Ravenna, integrandole con eventuali ulteriori risorse necessarie.

Con riferimento alla FSRU attualmente in esercizio a **Piombino**, si auspica che ARERA supporti il Governo, con analisi tecnico-economiche su costi e benefici di una **ricollocazione della nave rigassificatrice** Italis LNG (ex "Golar Tundra") e si faccia parte attiva nel processo di valutazione di tale evenienza. La possibile rilocazione del Terminale di Piombino prevista nell'anno termico 2026/27 rappresenta un rilevante fattore di incertezza, oltre che di maggior costo per il sistema. Si considera necessario che sia data al più presto certezza agli operatori e al sistema riguardo alla futura operatività dell'Italis LNG. Si ritiene inoltre opportuno che nel definire le modalità di esercizio futuro di tale FSRU sia considerata l'importanza di assicurare la continuità operativa, fondamentale per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali.

In conclusione, sia per la FSRU di Piombino che per quella di Ravenna, si ritiene opportuno siano **valutate soluzioni che possano compensare il gap di competitività economica di queste infrastrutture, dovuto ai**

<sup>1</sup> Delibera 28/2023/R/Gas

**maggiori costi di realizzazione, anche attraverso interventi che vadano oltre il solo ambito energetico.** Tali infrastrutture forniscono, infatti, un contributo significativo alla sicurezza energetica del Paese in quanto sono realizzate con accorgimenti impiantistici che aumentano le possibilità di operare in condizioni meteorologiche sfavorevoli e possono quindi permettere di affrontare con maggiore efficacia potenziali future crisi nell'approvvigionamento di gas con benefici sostanziali, come il contenimento dei costi energetici per il sistema produttivo nazionale e le famiglie.

Quanto alle **regole di accesso alla capacità di rigassificazione**, si ritiene poi che, per poter favorire un afflusso continuativo di GNL verso il Paese, anche nell'ottica di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, debba essere favorita l'allocazione di capacità di rigassificazione di lungo termine, su base continuativa e in via prioritaria, ai soggetti che:

- possano garantire la disponibilità di contratti di fornitura di GNL di lungo termine per consegne fisiche al mercato italiano;
- dimostrino un concreto interesse a portare il GNL in Italia attraverso una stabile presenza nella vendita di gas naturale sul mercato finale.

Ferme restando le priorità per le allocazioni di lungo termine sopra indicate, si ritiene auspicabile che una quota della capacità disponibile (fino ad un massimo del 25% circa) sia destinata a prodotti short term/spot.

Inoltre, per preservare nel tempo la competitività dei nostri terminali di rigassificazione rispetto a quelli europei si ravvisa l'opportunità che:

- l'attuale **disciplina del TIRG** sia oggetto di ulteriori perfezionamenti. In particolare, con riferimento alla disciplina dello UIOLI (*use-it-or-lose-it*) della capacità si propone di prevedere finestre di rilascio più vicine alla consegna attraverso il rilassamento delle tempistiche previste da codice e la rimozione dei vincoli di capacità rilasciabile e di rivedere il meccanismo a soglie definito dall'articolo 14.4 del TIRG, in linea con la prassi nei principali paesi europei.
- siano riviste le logiche di calcolo dei **prezzi di riserva**, anche mediante l'introduzione di elementi che consentano di tenere conto delle peculiarità tecnico operative degli impianti di rigassificazione in Italia. Allo stesso tempo occorrerebbe slegare dalle attuali logiche connesse al prezzo di riserva il calcolo dei corrispettivi di alcuni servizi di flessibilità resi disponibili dai Terminali, come ad esempio gli scambi di capacità con il Terminale (i.e. spostamenti di slot da un mese ad un altro). Si propone la revisione delle regole vigenti di tali corrispettivi affinché i relativi servizi risultino competitivi e rendano tali servizi effettivamente fruibili. Ad esempio, si potrebbe valutare l'introduzione di un meccanismo che preveda un corrispettivo fisso, dimensionato sui soli costi eventualmente insorgenti e da rendere disponibile nei casi di basso o nullo utilizzo del terminale.

Con specifico riferimento allo **Stoccaggio gas** si ritiene opportuno evidenziare come l'attuale situazione del mercato del gas, che potrebbe persistere nei prossimi mesi, nella quale **i prezzi a termine per consegne nell'inverno 2025/26 risultano inferiori a quelli per l'estate 2025 (c.d. "Backwardation" o "inversione del differenziale di prezzo inverno-estate")** rischi di incidere sui processi di conferimento e/o di effettivo riempimento della capacità di stoccaggio per il prossimo anno termico stoccaggio, oltre che generare condizioni di tensione sui mercati. Al fine di scongiurare il verificarsi di tali effetti, si auspica che siano:

- **augmentate ed anticipate le finestre di conferimento di capacità di stoccaggio** per cogliere momenti favorevoli di allocazione che possano verificarsi prima che si giunga ai mesi di marzo/aprile nel corso dei quali tradizionalmente trovano avvio di processi di conferimento della capacità di stoccaggio (per gli anni di stoccaggio successivi al 2025/2026 le procedure di conferimento della capacità di stoccaggio è auspicabile trovino avvio ogni anno dal mese di novembre);
- definite **soluzioni che incentivino in tempo utile il conferimento e l'utilizzo delle capacità di stoccaggio evitando l'adozione di meccanismi non di mercato** e di misure che amministrativamente impongano a taluni soggetti (Snam, GSE o chiunque altro) di immettere gas in stoccaggio. Si riterrebbe, pertanto, opportuno che fosse valutato sia l'azzeramento per gli Utenti dello stoccaggio dei costi legati ai consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento, come già effettuato

nel corso del 2022, sia l'introduzione di un "premio giacenza" per gli utenti che, a fine fase di iniezione, avranno riempito gli stoccaggi. Si ritiene che tale premio, così come inizialmente indicato nella delibera 165/2022/R/gas, dovrebbe essere dimensionato di volta in volta sulla base del differenziale inverno-estate più aggiornato e di una stima degli oneri finanziari sostenuti dagli operatori di mercato.

Inoltre, con riferimento **alle penali di mancato riempimento degli stoccaggi** si sottolinea la necessità che eventuali future modifiche alle regole con le quali questi sono calcolati non trovino applicazione in relazione ai conferimenti pluriennali effettuati in passato: alle capacità pluriennali conferite nell'aprile 2024 dovrebbero essere applicate esclusivamente le regole disposte fino a quel momento in quanto gli operatori avevano su queste fatto ragionevole affidamento.

Sempre con riferimento alla sicurezza degli approvvigionamenti si ricorda inoltre come, per garantire la massima efficienza ed efficacia delle **misure da adottare in caso di crisi gas** e quindi di eventuale attivazione dei livelli di preallarme, allarme ed emergenza previsti dal "*Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale*", sia auspicabile, in un'ottica proattiva, la riapertura del dibattito relativo, in generale, alle **misure da adottare in situazioni di crisi dei mercati energetici**, siano esse di mercato o non di mercato, e, in particolare, alle **logiche di definizione del prezzo di attivazione delle misure non di mercato**, ormai in sospenso da oltre due anni.

Analizzando, infatti, le disposizioni attualmente vigenti non solo risulta di fondamentale importanza il **completamento del quadro regolatorio**, anche attraverso la **definizione di livelli di priorità** che tengano conto dell'effettivo costo di ciascuna misura per il sistema, ma anche la **revisione di alcune delle disposizioni approvate in passato** e che, in talune condizioni, oltre ad esporre gli operatori a prezzi di sbilanciamento eccessivamente penalizzanti, se non addirittura insostenibili, rischiano di creare effetti distorsivi sul mercato del gas stesso, creando una naturale convergenza dei prezzi di mercato al prezzo di attivazione della misura di cui risulti più probabile l'utilizzo in una situazione di crisi o, ancor peggio, della più costosa tra quelle attivabili.

A tal proposito si ritiene opportuno evidenziare come le misure che saranno adottate in questo ambito dovrebbero **tenere conto fra l'altro anche del ruolo essenziale degli operatori** che, pur in un contesto di sempre maggiore incertezza e volatilità dei prezzi, **garantiscono un approvvigionamento stabile e sicuro al Paese**. Infatti, alle attuali condizioni di mercato, sono proprio questi soggetti ad essere sottoposti a rischi molto maggiori rispetto al passato. Per questo motivo, nonché per evitare di pregiudicare la stabilità economico – finanziaria di chi maggiormente contribuisce alla sicurezza degli approvvigionamenti, con impatti che risulterebbero evidentemente negativi su tutto il sistema, è auspicabile che le politiche regolatorie odierne e future riescano a tenere conto delle nuove e più complesse condizioni dei mercati in cui gli attori della filiera operano, evitando così che **l'onere della sicurezza** ricada solo su questi soggetti invece che essere **equamente ripartito su tutta la filiera**.

Nell'ottica di garantire la maggiore stabilità possibile al mercato del gas a livello nazionale, anche considerato che, già a livello globale, esso presenta un grado di incertezza sempre più elevato, si ritiene opportuno garantire una maggiore **prevedibilità e trasparenza nell'aggiornamento delle tariffe di trasporto**. Ciò al fine di creare le condizioni perché gli operatori possano valutare preventivamente eventuali aumenti, tenendone tempestivamente conto nella catena di approvvigionamento.

In tale contesto, appare quantomeno comprensibile il disorientamento degli operatori con riferimento a modifiche sostanziali alla **disciplina del bilanciamento**, come quelle recentemente approvate con riferimento allo **small adjustment**. Ci si sarebbe augurati che le stesse non solo trovassero applicazione in un tempo più congruo, per assicurare l'adattamento di tutta la filiera anche sui contratti già sottoscritti, ma anche che mirassero a garantire, quantomeno in parte, la possibilità di quantificare *ex ante* il "rischio sbilanciamento"

In relazione ai **gas verdi**, la transizione energetica e gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione fissati dall'Unione Europea richiedono soluzioni innovative per integrare efficacemente i combustibili rinnovabili nei settori dei trasporti e dell'industria; l'evoluzione del contesto normativo-regolatorio sarà cruciale per garantirne il raggiungimento. Il **BioGNL**, con la sua **capacità di ridurre significativamente le emissioni climalteranti**, riveste già un ruolo cruciale come carburante sia nel trasporto pesante su strada sia nel settore marittimo, ed è destinato a crescere ulteriormente. A livello europeo, alcuni terminali GNL si sono già mossi per abilitare presso la propria infrastruttura la conversione del Biometano in BioGNL, ottenendo le necessarie certificazioni da enti riconosciuti dalla UE.

Nel sistema nazionale, i **depositi costieri di GNL** saranno essenziali per garantire ai propri utenti quantitativi adeguati di BioGNL. Tuttavia, ad oggi non sempre tali infrastrutture dispongono di un collegamento fisico diretto alla rete di trasporto. Ciò limita la possibilità di valorizzare queste strutture come punti strategici per la diffusione di BioGNL, in quanto, stante il quadro normativo europeo attuale, per poter garantire la tracciabilità delle transazioni di gas verdi è necessario rispettare il principio del bilancio di massa, che presuppone una connessione dell'infrastruttura alla rete nazionale.

**Per ovviare a tale problematica, sarebbe auspicabile l'introduzione di un collegamento, ancorchè virtuale, alla rete nazionale per i depositi, tramite un punto di *entry* virtuale, in modo da farli risultare effettivamente connessi alla rete. Grazie a tale connessione, sarebbe possibile implementare un sistema di *virtual liquefaction* analogo a quello già offerto da alcuni terminali GNL nazionali.** Tramite tale servizio, il biometano certificato potrebbe essere associato ai quantitativi di gas gestiti nei depositi costieri, nei limiti dei quantitativi di boil-off gas prodotti durante la gestione del deposito, per vincolare fisicamente il processo. Il risultato sarebbe un sistema in grado di garantire la conformità normativa e supportare gli operatori nel raggiungimento dei loro obiettivi di decarbonizzazione.