

Osservazioni di Eni S.p.A. al Documento per la consultazione 244/2026/A
***“Quadro strategico 2026-2029 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti
e Ambiente”***

San Donato Milanese, 15/09/2026

Il presente documento contiene le osservazioni di Eni alla Documento di consultazione (“Documento” o “DCO”) sul Quadro strategico 2026-2029 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (“ARERA” o “Autorità”).

Innanzitutto, preme ringraziare codesta rispettabile Autorità per l’opportunità di fornire osservazioni sulle tematiche di interesse (mercato gas, elettrico, CCUS e filiera idrogeno); si riportano nel seguito i vari contributi con riferimento ai diversi obiettivi individuati all’interno del documento di consultazione.

MERCATO GAS, CCUS E FILIERA IDROGENO

Considerazioni di carattere generale

La programmazione strategica dell’attività regolatoria che ARERA dovrà compiere nel prossimo quadriennio si inserisce in un contesto caratterizzato da elevata incertezza e significative trasformazioni, con uno scenario geopolitico complesso e un contesto economico critico: alla spinta verso la transizione ecologica si accompagna l’esigenza di garantire la sicurezza e l’accessibilità delle forniture energetiche, come peraltro riconosciuto anche dal PNIEC 2024. In questo scenario **il gas naturale rappresenta e continuerà a rappresentare un elemento fondamentale del mix energetico nazionale ed europeo**, sia per il suo contributo alla disponibilità energetica, sia per sostenere il percorso di transizione energetica, garantendo flessibilità e adeguatezza al sistema in una fase di crescente integrazione delle fonti rinnovabili.

Grazie alle tecnologie di cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio (“CCUS”), il gas può peraltro offrire un contributo ancor più determinante alla riduzione delle emissioni, rafforzando la traiettoria di decarbonizzazione in chiave pragmatica e tecnologicamente neutra. In altre parole, il gas già oggi garantisce la sicurezza energetica, e consente di traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione.

In questo contesto, la sfida per il sistema energetico italiano è creare le condizioni affinché il gas possa continuare a svolgere il proprio ruolo in modo efficiente e coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione.

Con tali premesse, Eni intende fornire di seguito alcuni spunti ed osservazioni rispetto a quanto riportato da ARERA nel documento di consultazione sul “Quadro strategico 2026-2029” che orienterà le azioni regolatorie per il prossimo quadriennio.

Integrazione dei mercati nazionali all'ingrosso [OS.21] - promuovere lo sviluppo di un quadro europeo che favorisca una efficiente integrazione dei sistemi nazionali [OS.3]:

Il fenomeno del disallineamento delle quotazioni rilevate al PSV rispetto al TTF è principalmente riconducibile allo stratificarsi dei costi logistici (c.d. “*pancaking*” tariffario) nei vari sistemi nazionali che il gas attraversa lungo le rotte di approvvigionamento dal Nord Europa, che spesso rappresenta la fonte marginale per il bilanciamento del sistema italiano.

Per risolvere in modo strutturale tale fenomeno, è necessario intervenire sulla causa prima, rappresentata appunto dal *pancaking*: è pertanto opportuno che ARERA, nell'esercizio del proprio previsto **ruolo attivo di interlocuzione con istituzioni europee e altre autorità nazionali [OS.3]:**

- **monitori in modo attento iniziative e deliberazioni tariffarie di altre autorità nazionali, in particolare con riferimento ai Paesi collocati sulle rotte di approvvigionamento dell'Italia**, per evitare che tali iniziative / decisioni determinino effetti negativi sul sistema energetico nazionale, distorcano il mercato, o peggiorino gli effetti del *pancaking* tariffario;
- **sostenga azioni di riforma strutturale dei sistemi tariffari a livello europeo che siano in grado di superare in modo strutturale il problema del *pancaking*;**
- promuova una efficace ed efficiente ripartizione di costi e benefici delle infrastrutture transfrontaliere tra gli Stati Membri interessati, contribuendo ad una più concreta implementazione di strumenti quali **CBCA** (Cross Border Cost Allocation).

Riteniamo inoltre che all'obiettivo di integrazione con i mercati europei e di riduzione delle relative barriere tariffarie possa concorrere anche una progressiva **evoluzione della ripartizione dei costi da recuperare tra entry/exit** nel sistema nazionale, in modo da diminuire la quota parte di costi allocata ai punti di entry: ciò sulla base di un principio che, in continuità con i criteri già adottati dalla medesima ARERA, considera il livello di ridondanza infrastrutturale delle infrastrutture di trasporto in entry, parametrandolo sul fattore di utilizzo delle stesse nel giorno di picco dell'utilizzo della capacità complessiva in entry, e attribuisce i costi di tale ridondanza agli utenti del sistema alle exit nazionali, in quanto beneficiari della connessa sicurezza degli approvvigionamenti.

Sistemi di distribuzione chiusi del gas naturale [OS.21]

In merito alla regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi del gas naturale (“RIU gas”), apprezziamo l'iniziativa intrapresa da ARERA di voler disciplinare, seppur gradualmente, le reti interne di utenza del gas naturale.

Particolarmente positivo risulta il mandato conferito a Snam Rete Gas, con la delibera 75/2026/R/gas, di apportare le modifiche al Codice di rete necessarie per l'attivazione del Servizio di default trasporto (di seguito SdDT) a fronte della risoluzione o conclusione del contratto di fornitura con il cliente su RIU gas. Tale revisione, di cui auspichiamo l'attuazione in tempi brevi, consente all'utente del trasporto di gestire la fornitura su PdR condivisi che alimentano RIU gas senza doversi esporre a rischi ulteriori rispetto a quelli legati alla propria controparte.

Si ribadisce inoltre la piena condivisione degli obiettivi perseguiti, pur evidenziando che le disposizioni che l'Autorità riterrà di adottare a seguito del censimento in corso e ad integrazione delle disposizioni minime in vigore, incidono su aspetti particolarmente rilevanti della gestione delle RIU gas e possono richiedere, per essere correttamente attuate, approfondite valutazioni, significativi interventi di adeguamento dei sistemi e delle infrastrutture, nonché la definizione di opportuni processi (si pensi a titolo esemplificativo a quelli per l'attivazione del FUI, del SdDT e per la disalimentazione fisica dei punti di riconsegna). In tale contesto, risulta pertanto necessario riconoscere un congruo periodo di tempo per consentire agli operatori delle RIU gas di porre in essere tutte le attività indispensabili a una corretta ottemperanza alle nuove disposizioni.

Rileviamo inoltre che il quadro di regole può produrre effetti concreti solo a seguito di disposizioni attuative puntuali, che stabiliscano ruoli, responsabilità, processi operativi e flussi informativi. In mancanza, si ritiene che le disposizioni minime introdotte dalle delibere 75/2026/R/gas e 265/2026/R/gas potrebbero non essere implementate compiutamente, lasciandone l'attuazione alla completa autonomia del gestore della RIU gas. Pertanto, si auspica che l'Autorità proceda a una regolazione di maggior dettaglio, a salvaguardia di efficacia e omogeneità di approcci.

Integrazione nei mercati dei gas rinnovabili, sintetici e low-carbon [OS.21]:

In merito ai gas rinnovabili, sintetici e *low-carbon*, si apprezza che l'azione dell'Autorità sia orientata a sostenere la loro negoziabilità transfrontaliera e l'integrazione regionale dei mercati. A questo proposito, si segnala che per gli operatori riveste particolare importanza il **completamento del quadro normativo/regolatorio che disciplina emissione, utilizzo e annullamento delle garanzie d'origine associate a biometano e idrogeno**, secondo principi che consentano di:

- garantire l'utilizzabilità di tali vettori a fini di *compliance* con gli obblighi EU ETS, minimizzando gli oneri amministrativi in capo agli operatori della filiera;
- rimuovere gli ostacoli al *cross-border trade* di tali prodotti, in modo da evitare possibili distorsioni di mercato e consentire la formazione di segnali di prezzo efficienti.

A questo scopo, auspichiamo una stretta collaborazione di ARERA con MASE e GSE, anche in vista del futuro aggiornamento delle regole operative del decreto MASE 224/2023 (cd. "Decreto GO"), previsto al comma 4 dell'art. 17 del decreto MASE 183/2026.

Selettività degli investimenti ed uso efficiente delle infrastrutture; accessibilità delle tariffe di rete e mitigazione della spirale tariffaria [OS.23-OS.24]:

L'incremento delle tariffe di trasporto osservato negli ultimi anni, estremamente significativo e ormai da ritenersi quasi fisiologico, evidenzia la **necessità di una crescente attenzione alle dinamiche delle tariffe infrastrutturali**, determinate tanto da parametri regolatori quanto dall'evoluzione delle prenotazioni di capacità.

È evidente la **necessità di una selezione sempre più accurata, guidata da criteri di efficienza ed economicità, degli investimenti infrastrutturali funzionali allo sviluppo e al mantenimento della rete gas**. Infatti, l'esigenza di consentire la diversificazione delle fonti e di disporre di infrastrutture "ridondanti" capaci di garantire la sicurezza degli

approvvigionamenti si deve conciliare con l'esigenza di preservare l'accessibilità delle tariffe di rete e di mitigare la "spirale tariffaria".

In tale prospettiva, si apprezza e si supporta l'orientamento di ARERA a un **monitoraggio attento dei Piani Industriali** (per l'implementazione efficace del ROSS avanzato), **dei Piani Decennali del trasporto e dei sottostanti scenari di domanda/offerta**. Questi ultimi devono essere **solidi e realistici rispetto alle ipotesi di sviluppo della domanda – anche ai fini delle determinazioni tariffarie** -, tenendo in debito conto gli altri sviluppi cross-settoriali nel quadro della transizione energetica ma anche lo status quo della situazione nazionale e le prospettive concrete di evoluzione del mix di consumi e fonti. A tal proposito, ad esempio, si supporta l'orientamento di ARERA, espresso nel recente "DCO Sardegna", a voler approfondire l'opportunità dei singoli investimenti previsti, nel rispetto delle disposizioni normative ma in un'ottica di efficienza e di minimizzazione dei costi posti a carico del sistema.

All'obiettivo, condiviso, di preservare l'accessibilità delle tariffe di rete, possono concorrere anche altre azioni, citate da ARERA.

Ad esempio, si condivide l'orientamento di ARERA a operare una **revisione dei criteri di definizione del WACC dal 2028**, che si auspica concorra a mitigare la spirale tariffaria e a preservare l'accessibilità delle tariffe di rete, fatta salva la necessità di garantire al TSO adeguati livelli di remunerazione che tengano conto del contesto socio-economico di riferimento.

Nella medesima direzione muove la promozione del **mantenimento in esercizio di metanodotti completamente ammortizzati tariffariamente**, nel rispetto dei requisiti di sicurezza ed efficienza complessiva del servizio. L'attuale meccanismo, che potrà essere affinato rendendolo maggiormente efficace ed equilibrato, permette infatti di promuovere la selettività negli investimenti e ridurre in generale i costi di ammortamento e di nuovi investimenti, a favore di una maggiore efficienza di sistema.

Infine, alle stesse finalità possono concorrere alcuni **"modelli di remunerazione più flessibili"**, come ipotizzato da ARERA, non soltanto attraverso la progressiva implementazione dei meccanismi **ROSS avanzato** e di approcci basati su **benchmarking dei costi efficienti riconosciuti**, ma anche esplorando – di concerto con i policy makers – soluzioni innovative attraverso cui **almeno una parte dei costi** che devono essere remunerati e che oggi gravano sui consumi gas (in forma di tariffa e/o in forma di oneri di sistema) possa essere **recuperata mediante soluzioni di fiscalizzazione**.

Per continuare a garantire accessibilità delle tariffe di rete e al contempo un uso efficiente delle infrastrutture in un contesto di certezza e stabilità regolatoria, non meno importante è l'ulteriore **rafforzamento della prevedibilità e della trasparenza tariffaria**: è infatti necessario **proseguire nel percorso di una sempre maggior trasparenza degli elementi e dei parametri sottostanti le singole determinazioni tariffarie, incominciando a fornire concretamente al mercato anche gli elementi necessari ad una stima ragionevole delle possibili evoluzioni tariffarie negli anni futuri, come da orientamento che ARERA ha già espresso** nell'ambito della consultazione sulla prossima revisione dei criteri tariffari del trasporto.

Da ultimo, un contributo al contenimento delle tariffe infrastrutturali a carico del sistema gas

potrà arrivare anche dalla corretta ed efficiente allocazione dei costi propri del servizio di trasporto dell'idrogeno – di cui si dirà più avanti -, evitando sussidi incrociati tra gli utenti delle diverse reti.

Settore CCS [OS.25]:

Il ruolo della CCS quale leva fondamentale di decarbonizzazione, specie per i settori “*hard to abate*”, è stato riconosciuto sia dall’Unione Europea (nell’ambito in particolare dell’*Industrial Carbon Management Strategy* e del *Net-Zero Industry Act*, prevedendo un target di sviluppo di capacità di iniezione europea di 50 MTPA entro il 2030) che a livello italiano, in riferimento agli obiettivi di decarbonizzazione nazionali dichiarati nel **PNIEC, ove Ravenna CCS è identificato come progetto di riferimento per il raggiungimento del target nazionale di 4 Mtpa di capacità di iniezione al 2030.**

La strategicità di Ravenna CCS è confermata anche dal forte interesse che ha raccolto dal mercato: ad oggi sono stati firmati più di 30 accordi preliminari non vincolanti con emettitori domestici ed europei, per un volume di CO₂ pari a oltre 30 MTPA al 2035, di cui più di 7 MTPA si sono aggiudicati il sostegno europeo a fondo perduto per il 40-50% dei costi previsti per gli investimenti in impianti di cattura tramite Innovation Fund e altri fondi nazionali, per un valore complessivo di più di 1,5 miliardi €.

Stanti tali premesse, **è necessario che si provveda con urgenza alla definizione di un quadro regolatorio funzionale a sostenere la nascita della filiera CCS nazionale, così da non pregiudicare lo sviluppo delle prime progettualità, necessarie al raggiungimento degli obiettivi PNIEC 2030, né le quote di fondi già ottenuti da diversi emettitori nazionali ed europei a supporto dei loro investimenti in impianti di cattura.**

Ai fini dello sviluppo della filiera CCS nazionale, è necessario un **quadro di garanzia per gli operatori infrastrutturali** che comprenda, accanto alla **piena copertura dei costi efficienti delle infrastrutture regolate** e a una **congrua remunerazione del capitale investito**, un **sistema di garanzia di ultima istanza, al fine di coprire i rischi della filiera**, quali quelli legati ad una mancata sincronizzazione tra gli sviluppi degli impianti di cattura e quelli delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio, con i conseguenti rischi volume connessi. Tali rischi sono infatti particolarmente significativi nelle fasi iniziali di sviluppo della filiera.

Per la definizione del quadro regolatorio della CCS, da attuarsi nel solco di quanto previsto dal DL “Bollette” e, a tendere, dalla Legge Delega per la regolazione della filiera CCS attualmente in fase di adozione parlamentare, occorre poi un approccio pragmatico, con sviluppo graduale delle regole in modo che le stesse accompagnino il progressivo sviluppo del mercato, in analogia con quanto avvenuto nella regolazione gas ed assicurando che la partenza dei primi progetti non risulti rallentata od ostacolata.

In riferimento a tale necessità di un **iniziale assetto di regole snello e semplificato**, si ravvisa in particolare l’opportunità di **procedure di conferimento delle capacità di trasporto e stoccaggio** agli emettitori che siano sufficientemente **flessibili** (da attuarsi, ad esempio, con tempistiche differenziate e con modalità / criteri differenziabili in base alle tempistiche, così da non vincolare il conferimento di tutte le capacità infrastrutturali alle tempistiche necessarie per la piena implementazione dei sistemi di incentivazione lato emettitori).

Ai fini dello sviluppo di regole di mercato, a livello nazionale, secondo le linee appena illustrate, è fondamentale anche che, nell'ambito di quanto previsto dall'obiettivo OS.3 del presente Quadro Strategico, **ARERA monitori la prossima definizione del futuro quadro legislativo europeo previsto per il settore CCS, interloquendo con le istituzioni europee in modo da garantire che lo stesso non risulti incompatibile con il quadro regolatorio nazionale, che nel frattempo sarà stato disegnato e implementato, e non determini effetti retroattivi indesiderati e distorsivi sui progetti già avviati e/o operativi**, garantendo così la certezza regolatoria necessaria in questa fase per lo sviluppo del mercato nazionale e per il raggiungimento degli obiettivi PNIEC.

Idrogeno [OS.25]:

Nel contesto della prossima, complessa, attività di definizione del quadro regolatorio applicabile alla filiera idrogeno, si concorda con la necessità, rilevata da ARERA nel Quadro Strategico in consultazione, di minimizzare i rischi di cross-subsidies, in particolare tra gli utenti dei sistemi gas ed elettrico e quelli del futuro sistema idrogeno. In questo senso, si ritiene opportuno che la definizione dei sistemi di remunerazione tariffaria delle future reti a idrogeno tenga in debito conto meccanismi quali la *Intertemporal Cost Allocation* - già esplorata da ACER nel contesto della consultazione PC_2025_G_01 pubblicata a marzo 2025 -, che consentono di mantenere accessibili le tariffe di rete durante la fase di avvio del mercato (caratterizzata da una domanda di idrogeno relativamente bassa rispetto alla capacità della rete) senza impattare sugli utenti delle altre infrastrutture energetiche.

MERCATO ELETTRICO

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

Si condivide l'obiettivo dell'Autorità di migliorare l'efficienza dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, anche con opportuni meccanismi di controllo ed enforcement, al fine di prevenire distorsioni e fare in modo che i miglioramenti tecnologici e l'aumento della concorrenza si traducano in vantaggi concreti per i consumatori finali.

Allo stesso tempo, a garanzia anche del consumatore, assieme ad una maggior efficienza è necessario che vengano salvaguardati anche gli obiettivi di garantire la continuità delle forniture, l'adeguatezza e la gestione in sicurezza del sistema elettrico, in un contesto di penetrazione sempre maggiore delle fonti rinnovabili e di tensioni geopolitiche che condizionano e condizioneranno non solo i prezzi delle commodity energetiche ma anche i costi e le opportunità di approvvigionamento degli asset necessari a produrre e stoccare l'energia.

1. Capacity Market

Per quanto riguarda il tema dell'adeguatezza, Terna ha stimato che, in assenza del **Capacity Market** ("CM"), circa 26 GW di termoelettrico (di 54 GW ora disponibili) potrebbero essere dismessi entro il 2030 per problemi di *missing money*. Ciò provocherebbe un aumento insostenibile delle ore in cui Terna sarebbe costretta a staccare dalla rete parte della domanda.

A tal proposito, Eni concorda con Terna in merito alle risultanze del RAI e ritiene fondamentale preservare il CM per gli anni futuri ed in particolare garantire un'adeguata permanenza della capacità programmabile garantita dal termoelettrico, in accordo agli obiettivi di sistema.

Riteniamo quindi **indispensabile confermare, prolungare e rendere strutturale un meccanismo a termine** a supporto dell'adeguatezza. Occorre programmare le aste del CM attuale fino agli anni di consegna 2032 (con aste entro il 2028), e **avviare al più presto il processo per la definizione di un nuovo meccanismo per le aste successive al 2028**, che dovrà poi essere notificato alla Commissione Europea.

Tale indirizzo è allineato al disegno di mercato unico previsto dalla Commissione Europea, dove il **CM è stato riconosciuto come un elemento strutturale**, ed è coerente con quanto sta avvenendo in **alcuni Stati membri**, che **hanno già riconosciuto l'esigenza di dotarsi di meccanismi di CM analoghi a quello italiano** e ne hanno avviato i processi di definizione e implementazione.

In particolare, in **Germania** è stato introdotto e recentemente approvato ai sensi degli Aiuti di Stato un meccanismo con periodo di consegna 2031, basato su un modello centralizzato con aste competitive e reliability option. Il meccanismo prevede lo svolgimento di **3 diverse tipologie aste** rispettivamente per:

- le risorse di generazione (inclusi stoccaggi) di lunga durata (>10h);
- tutte le risorse di generazione (inclusi stoccaggi) senza requisiti di durata;
- tutte le capacità (sia di generazione e stoccaggio che DSR) **con requisiti differenziati**.

La prima asta del nuovo CM tedesco si è conclusa in questi giorni e contestualmente si sta lavorando alla definizione di uno strumento strutturale per gli anni a partire dal 2032.

La **Spagna**, a maggio di quest'anno, ha ottenuto l'approvazione del proprio meccanismo di *capacity auction*.

Altri Paesi, invece, hanno intrapreso un percorso di revisione dei propri meccanismi: in alcuni casi per modificarne la struttura - come la **Francia**, che è passata da un modello decentralizzato a uno centralizzato basato su aste - in altri per aggiornarne specifici elementi, come nel caso della revisione dei coefficienti di *derating* nel meccanismo polacco.

La direzione intrapresa da questi Stati Membri conferma **la bontà del modello italiano, che si ritiene debba solo essere aggiornato in alcuni aspetti**.

In particolare, sarebbe opportuno:

- da un lato, valutare meccanismi che premiano risorse in grado di garantire prestazioni per lunga durata;

- dall'altro considerare un aggiornamento dei parametri economici per riflettere l'attuale contesto di mercato, che risulta caratterizzato da un significativo incremento dei costi di investimento e operativi, in particolare per gli impianti termoelettrici.

A questo proposito, preme far notare che anche ACER, nella recente pubblicazione EU CONE Dataset, ha rivisto al rialzo i costi di investimento delle tecnologie convenzionali. ACER, inoltre, ha specificato che gli incrementi, rispetto a vecchi studi nazionali sul valore del CONE, riguardano in particolare i CAPEX delle tecnologie a gas e riflettono i recenti sviluppi di mercato, incluse le tensioni nelle catene di approvvigionamento che hanno spinto verso l'alto i costi attesi di costruzione.

Infine, considerando le **tempistiche** necessarie per garantire segnali di investimento pro-adequatezza, per definire il disegno del nuovo meccanismo e per la notifica alla Commissione Europea, si ritiene **urgente avviare quanto prima il processo di aggiornamento del CM esistente e definizione del CM post 2032.**

2. Revisione del moltiplicatore short term capacità di exit gas per termoelettrici (1X)

Nell'ottica degli obiettivi dichiarati da ARERA di migliorare l'efficienza e il coordinamento dei mercati, segnaliamo anche la necessità di rivedere l'attuale struttura dei corrispettivi di trasporto gas che vengono applicati al gas consumato dagli impianti termoelettrici.

Negli ultimi anni si è assistito ad una crescente necessità di flessibilizzazione del parco termoelettrico italiano, riconducibile principalmente all'evoluzione del mix di generazione. La forte crescita delle fonti rinnovabili non programmabili ha ridotto le ore di funzionamento degli impianti termoelettrici, esponendoli a profili di esercizio sempre più discontinui, caratterizzati da frequenti avviamenti/fermate e da rapide variazioni di carico. Questa dinamica si riflette anche sulle strategie di prenotazione di capacità gas.

Tale tendenza, che si registra da circa 3 anni, è destinata ad aumentare nei prossimi anni.

La prenotazione di capacità gas su base giornaliera, pertanto, diventerà per gli impianti termoelettrici sempre più rilevante e sempre più spesso il costo marginale dell'energia sarà definito da centrali che includono questa componente variabile nei propri prezzi di offerta.

L'effetto sopra descritto si andrà a combinare con il parallelo aumento dei corrispettivi unitari di prenotazione di capacità gas, derivanti dall'evoluzione della base costi sostenuti dal TSO e delle capacità prenotate.

Considerato che già a condizioni e tariffe attuali il *bidding* degli impianti termoelettrici in caso di prenotazione giornaliera include circa 15€/MWh a copertura di tali costi e che l'attuale moltiplicatore della capacità giornaliera è pari a 7 volte il corrispettivo applicato alla capacità prenotata su base annuale (moltiplicatore 7X), l'incremento di costo per i consumatori elettrici dovuto ai fenomeni sopra descritti potrà essere molto significativo.

Per quanto sopra, e coerentemente con i recenti orientamenti delle istituzioni (tra cui il "DL Bollette" convertito in Legge n. 49/2026), si propone una riforma che preveda l'applicazione di un coefficiente moltiplicativo pari a 1 per il conferimento di capacità su base giornaliera per i clienti termoelettrici allacciati alla rete di trasporto.

3. MACSE

La prima asta del MACSE del settembre 2025 ha dimostrato la validità dello strumento e il fortissimo interesse da parte degli operatori di mercato. Tuttavia, il disegno del meccanismo deve essere ancora completato e migliorato.

In primo luogo, occorre completare il quadro regolatorio del MACSE, in merito ai contratti di *time shifting*: il GME deve ancora predisporre la piattaforma di mercato in cui verranno negoziati i contratti di *time shifting* e il relativo Regolamento di mercato, mentre Terna dovrà definire e pubblicare i contratti standard.

È importante, quindi, che venga definito il framework regolatorio anche di questa parte del meccanismo perché riguarda la finalità principale per cui vengono sviluppati gli stoccaggi del MACSE: offrire un prodotto per la copertura del rischio, in particolare per la gestione di impegni di lungo termine per lo sviluppo di impianti rinnovabili. Il mercato del *time shifting* assume una rilevanza ancora maggiore con l'evoluzione dei meccanismi di supporto alle rinnovabili verso il FER Z. In questo contesto, il servizio di *time shifting* offerto attraverso gli stoccaggi MACSE diventa uno degli strumenti principali per mitigare il rischio volume associato alla gestione dei profili FER Z.

È necessario quindi che ci sia coerenza fra le regole del MACSE e le regole del FER Z.

Fra i punti ancora da definire, tra l'altro, vi è **l'algoritmo con cui Terna ripartisce tra i diversi stoccaggi contrattualizzati gli impegni derivanti dai contratti di *time shifting***. Infatti, gli impegni di *time shifting* fanno riferimento a uno stoccaggio "commerciale", ovvero un hub virtuale pari alla somma degli stoccaggi fisici realizzati nell'ambito del Mercato degli accumuli. L'esecuzione di tali impegni avviene però attraverso la movimentazione degli asset fisici.

Per motivi di trasparenza verso gli operatori e per evitare distorsioni competitive, il meccanismo di allocazione degli impegni di *time shifting* non dovrebbe avere margini di arbitrarietà, ma essere definito ex ante in modo dettagliato e completo rispettando i principi di trasparenza, efficienza e non discriminazione previsti dalla delibera 247/23 di ARERA.

In secondo luogo, in linea con l'evoluzione del quadro di policy europeo, Eni, ritiene urgente il sostegno alle filiere produttive locali e, a tale proposito, sostiene a livello nazionale **l'introduzione anticipata di requisiti di Union Origin, nelle prossime aste MACSE**, tramite definizione di un sotto-contingente d'asta dedicato ai progetti che si approvvigionano di sistemi BESS dotati di celle prodotte in Europa, con un approccio analogo a quello già sperimentato con successo nel settore delle rinnovabili (FER X transitorio NZIA).

Infine, un'ultima considerazione per quanto riguarda la recente consultazione sul **valore del premio massimo** per l'asta con consegna 2029: si condivide la scelta di utilizzare degli studi più aggiornati, si segnala, tuttavia, che negli ultimi mesi **si sono verificati fenomeni rialzisti dei CAPEX** (segnatamente picchi di prezzo nelle quotazioni del carbonato di litio e progressiva riduzione degli sgravi fiscali cinesi sulle esportazioni delle batterie). Si ritiene quindi che per una **stima più aggiornata dei parametri economici di riferimento** ARERA possa prendere in considerazione il database ACER pubblicato ad inizio agosto citato in precedenza.

4. Monitoraggio dei mercati dell'energia all'ingrosso

Con riferimento al tema del **funzionamento efficiente dei mercati spot**, si condivide la priorità data all'adeguamento dei presidi di vigilanza e al contrasto di possibili abusi di mercato, anche in coerenza con il quadro regolatorio europeo. In questo contesto, si segnala la necessità che le attività di monitoraggio ed enforcement siano volte ad **intercettare situazioni realmente patologiche che non rappresentano dinamiche di mercato genuine**. Tali attività dovrebbero sempre svilupparsi secondo i principi di proporzionalità, certezza del diritto e chiarezza preventiva delle regole, al fine di evitare che l'incremento dei controlli generi incertezza operativa o che si risolva in un onere burocratico che impedisca di concentrare l'attività istruttoria sui casi effettivamente meritevoli di attenzione.

In particolare, si ritiene che il rafforzamento degli interventi di vigilanza e controllo rispetto al corretto funzionamento dei mercati energetici all'ingrosso non possa prescindere dai seguenti elementi:

- le **modalità di svolgimento devono essere pienamente coerenti con i requisiti normativi sia a livello nazionale che europeo**;
- gli strumenti di monitoraggio ex-ante e di screening, individuando anomalie statistiche, possono costituire un valido supporto all'attività di monitoraggio dei mercati ma **l'accertamento di una condotta manipolativa deve necessariamente basarsi su un'analisi puntuale e specifica del caso oggetto di valutazione**;
- il quadro dei monitoraggi di mercato deve prevedere un **pieno coordinamento tra le diverse Autorità coinvolte** e, per quanto possibile, l'utilizzo delle informazioni già disponibili nei diversi flussi di monitoraggio e rendicontazione.

In tale contesto, **supportando l'avvio di iniziative volte a sistematizzare il quadro dei controlli e delle attività di monitoraggio**, si ritiene indispensabile che l'Autorità avvii un momento di confronto preventivo con gli operatori volto a codificare un quadro unico dei monitoraggi che tuttora non risulta pienamente previsto anche nelle indicazioni delineate della delibera 272/2026/R/eel.

5. Superamento PUN

Il Documento fa riferimento alla necessità del superamento del PUN, *“affinché per gli operatori di mercato lato prelievo trovi applicazione il prezzo zonale secondo i criteri di differenziazione e implementazione graduale stabiliti dal decreto ministeriale del 18 aprile 2024”*.

A tal proposito, si ritiene opportuno che il superamento del PUN Index avvenga assicurando una stretta coerenza temporale con il progressivo sviluppo delle condizioni infrastrutturali, tecnologiche e di mercato necessarie a garantirne l'efficacia.

In particolare, il passaggio per la domanda elettrica ad una configurazione ancorata ai prezzi zonalì dovrebbe essere coordinato con la realizzazione delle infrastrutture previste dal Piano di Sviluppo di Terna e con la progressiva entrata in esercizio di risorse di flessibilità.

Tale coordinamento è opportuno in considerazione del fatto che gli attuali differenziali di prezzo tra le zone riflettono ancora vincoli di rete e congestioni strutturali.

In assenza dei necessari sviluppi infrastrutturali, la domanda nelle zone in cui si formano prezzi maggiori si troverebbe a pagare l'energia ad un prezzo superiore nonostante nelle tariffe elettriche siano già inclusi i costi necessari per eliminare i vincoli di rete interzonali.

Si determinerebbe, pertanto, il rischio di una sovrapposizione tra gli oneri tariffari sostenuti per la rimozione delle congestioni e i differenziali di prezzo generati dalle medesime congestioni, prima che gli investimenti abbiano prodotto i relativi benefici in termini di capacità di trasporto.

Alla luce di quanto sopra, si ribadisce la necessità che la riforma sia attuata secondo tempistiche coerenti con lo sviluppo della rete e delle risorse di flessibilità, affinché i segnali di prezzo locazionali si traducano in un effettivo miglioramento dell'efficienza allocativa e del funzionamento del mercato. In assenza delle necessarie condizioni abilitanti, la maggiore granularità zonale determinerebbe una mera amplificazione dei differenziali di prezzo esistenti.

Infine, si segnala che il passaggio ai prezzi zonali anche per la domanda determinerà una maggiore esposizione dei consumatori alla variabilità dei differenziali zonali, con effetti potenzialmente più rilevanti nelle zone meridionali. Questo passaggio, da un lato molto probabilmente accrescerà la volatilità del prezzo dell'energia, dall'altro ridurrà la liquidità dei mercati forward, per l'effetto del passaggio da un unico riferimento di prezzo a più riferimenti zonali, rendendo più complessa per gli operatori la gestione dell'hedging del rischio di prezzo e riducendo per i clienti finali l'opportunità di disporre di contratti a prezzo fisso.

Pertanto, è necessario che:

- a supporto della decisione sull'eventuale superamento del PUN, venga svolta una valutazione approfondita degli effetti di tale misura sul mercato elettrico e per i clienti finali, anche con riferimento alla gestione del rischio prezzo;
- nel caso si proceda al superamento del PUN, l'eventuale provvedimento venga pubblicato con un anticipo di almeno 24 mesi per permettere agli operatori di adeguare contratti e coperture.

6. Evoluzione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (“TIDE”) e sviluppo di meccanismi di flessibilità dell'offerta

Con riferimento al mercato del bilanciamento, alla fornitura dei servizi ancillari e alla copertura di una maggior richiesta di flessibilità da parte del sistema elettrico, nel Documento, ARERA afferma l'importanza: (i) di sviluppare *“ulteriormente, tramite l'evoluzione del TIDE, la disciplina relativa ai servizi ancillari”*; (ii) di sviluppare e integrare nei mercati risorse di flessibilità (demand response, storage, risorse distribuite), rimuovendo barriere all'ingresso e definendo un quadro armonizzato per aggregatori e meccanismi di partecipazione; (iii) *“sviluppare ulteriormente, tramite l'evoluzione del TIDE, la disciplina relativa ai servizi ancillari e alla flessibilità locale, tenendo conto della partecipazione attiva della domanda [...] e puntando a sviluppare meccanismi di flessibilità dell'offerta”*.

In relazione a tali obiettivi si vogliono di seguito evidenziare tre aspetti.

a) Opportunità di flessibilizzazione della cogenerazione

Condividiamo innanzitutto le valutazioni in merito all'esigenza di nuova offerta di flessibilità necessaria per il sistema elettrico come conseguenza dell'aumento del contributo delle risorse non programmabili nel mix di generazioni nazionale¹.

In questo contesto di crescente fabbisogno di flessibilità, nell'ambito del mix di generazione² è altresì ancora rilevante la presenza di impianti cogenerativi asserviti a processi industriali e, conseguentemente, soggetti a vincoli di esercizio che ne limitano la possibilità di modulare la produzione elettrica in funzione delle condizioni del sistema. Tale vincolo risulta particolarmente rilevante nelle ore caratterizzate da elevata produzione di fonti energetiche rinnovabili ("FER") e domanda contenuta, quando Terna potrebbe avere la necessità di ricorrere a strumenti per garantire la sicurezza del sistema.

La disponibilità di soluzioni tecnologiche rende oggi possibile intervenire sulla flessibilizzazione delle centrali cogenerative mediante opportuni investimenti.

Si propone quindi **l'introduzione di un meccanismo di contrattualizzazione a termine finalizzato alla flessibilizzazione delle unità di produzione ("UP") termoelettriche cogenerative** abilitate a MBR, ma **soggette a vincoli**, attraverso l'installazione di tecnologie alternative per la produzione del calore (quali boiler elettrici) in grado di garantire la continuità della fornitura di utilities agli utenti industriali, anche durante lo spegnimento delle UP.

Tale proposta trova un possibile inquadramento regolatorio nell'ambito dell'articolo 21, comma 2, del decreto-legge n. 69/2023, che consente a Terna, sulla base degli indirizzi del MASE e secondo criteri e modalità definite da ARERA, di implementare meccanismi innovativi finalizzati alla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale. In tale ambito rientra, ad esempio, il meccanismo di modulazione dei prelievi approvato con la deliberazione 12/2026/R/eel.

Gli interventi di flessibilizzazione genererebbero un duplice beneficio per il sistema:

- consentirebbero di rimuovere il vincolo che oggi impone il mantenimento in esercizio di capacità termoelettrica anche nelle ore caratterizzate da elevata produzione rinnovabile e domanda ridotta;
- qualora realizzati attraverso l'installazione di boiler elettrici, introdurrebbero un nuovo carico elettrico in grado di assorbire energia proprio nelle situazioni di elevata produzione FER, contribuendo ad aumentare il carico residuo e a ridurre il rischio di limitazioni della generazione rinnovabile. In questo modo, il nodo di rete associato all'impianto si

¹ L'evoluzione del mix di generazione italiano, caratterizzato dalla progressiva crescita della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), sta modificando profondamente le esigenze di funzionamento del sistema elettrico nazionale. L'aumento della capacità eolica e fotovoltaica (ca. + 7 GW/anno negli ultimi due anni) determina, infatti, una crescente necessità di risorse in grado di modulare rapidamente il proprio profilo di immissione e prelievo, al fine di consentire l'integrazione di una quota sempre maggiore di rinnovabili nel mix, garantendo contemporaneamente l'esercizio in sicurezza della rete elettrica.

² Nel documento "*Prospettive di sviluppo del sistema energetico 2050 – Copertura della domanda elettrica*", Terna evidenzia come il parco cogenerativo abbia raggiunto nel 2023 oltre 27 GW di capacità installata e circa 96 TWh di produzione annua su 163 TWh complessivi di produzione termoelettrica, svolgendo un ruolo significativo nella copertura dei fabbisogni elettrici e termici del Paese.

trasformerebbe da una configurazione caratterizzata da limitata flessibilità a una risorsa in grado di contribuire attivamente alle esigenze del sistema.

La piena efficacia di tale meccanismo di flessibilizzazione richiede un **intervento complementare sulle modalità di applicazione della componente tariffaria relativa ai costi di trasporto sulla rete elettrica nazionale (“CTR”)** che, per come al momento è strutturata, potrebbe rappresentare una barriera all'adozione degli interventi di flessibilizzazione nei nodi di rete oggetto di interventi.

Nella configurazione attuale, la CTR è composta da una quota potenza (“CTRp”) e da una quota di energia (“CTRe”), con la CTRp che rappresenta il 93% del gettito complessivo ed è determinata sulla base del massimo valore di potenza prelevata registrato su base quart’oraria nel corso del mese. Tale struttura tariffaria produce implicazioni rilevanti per la flessibilizzazione dei siti cogenerativi inseriti in Sistemi di Distribuzione Chiusi (“SDC”) o in configurazioni analoghe.

La realizzazione degli interventi di flessibilizzazione, infatti, comporterebbe un maggiore ricorso alla rete elettrica nelle ore di riduzione o spegnimento della cogenerazione per coprire sia i fabbisogni associati agli eventuali boiler elettrici che la quota di consumi elettrici del sito (non più soddisfatta dalla UP cogenerativa). Pur trattandosi di prelievi funzionali alla prestazione di un servizio utile al sistema, si andrebbe a determinare un ingente aumento dei costi per i clienti del SDC a causa dell’applicazione del corrispettivo di potenza della CTR.

Si determinerebbe, così, un disallineamento tra i segnali economici derivanti dalla struttura tariffaria e le esigenze di flessibilizzazione del sistema elettrico.

Per superare questa criticità, si propone che, limitatamente ai siti associati agli interventi di flessibilizzazione, riconosciuti nell'ambito del meccanismo di contrattualizzazione qui presentato, la CTR venga applicata solo per la quota parte legata all’energia.

b) Integrazione delle FER e sviluppo di nuovi prodotti e mercati

Rispetto all’integrazione delle FER nel mercato dei servizi di bilanciamento, con la definizione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (“TIDE”), ARERA ha compiuto un notevole sforzo per costruire un quadro di regole che favorisse l’integrazione di tutte le risorse, che possono fornire flessibilità al sistema, rimuovendo le barriere all’accesso al mercato dei servizi ancillari (ad esempio con la rimozione del vincolo di presentare offerte simmetriche per servizi a salire e a scendere).

Tale mercato, risulta ora accessibile a tutte le nuove risorse (FER, accumuli, *demand side response*, generazione diffusa), nel rispetto del principio della neutralità tecnologica e dei vincoli di sicurezza posti da Terna ed in accordo al framework europeo; tuttavia, se da un lato le nuove regole del bilanciamento permetteranno a tutte le risorse e a tutte le tecnologie di partecipare sulla base del contributo di flessibilità che riescono a dare, dall’altro è importante che venga garantito il principio per cui la remunerazione del servizio sia aderente alla qualità del servizio offerto.

In quest’ottica **è importante che nella futura evoluzione del TIDE venga completato il quadro regolatorio con l’attivazione di nuovi mercati per valorizzare in modo appropriato i servizi ancillari non relativi alla frequenza che le risorse e le tecnologie disponibili**

possono offrire a Terna, nonché completare lo sviluppo dei nuovi mercati avviati di recente da Terna come quello della riserva primaria ("*Frequency Containment Reserve*").

c) Intervalli di fattibilità e indisponibilità della rete di trasmissione

Infine, sempre nell'ottica di disegnare un mercato che fornisca il giusto valore alla flessibilità che gli operatori possono fornire al sistema elettrico, cogliamo l'occasione per segnalare che, con l'evoluzione della Fase di Consolidamento del TIDE, è necessario che siano rivisti alcuni vincoli operativi imposti ai produttori di energia elettrica che partecipano al Mercato del bilanciamento.

Si consideri il caso dei c.d. "intervalli di fattibilità" che, introdotti per rispondere a un'esigenza di sicurezza del sistema per ridurre eventuali scostamenti in tempo reale, costituiscono a tutti gli effetti un costo per i produttori, attualmente non remunerato. Infatti, l'imposizione di tali bande, in cui non è possibile modificare il programma di immissione, impone dei limiti all'operatività sul Mercato Infragiornaliero per i titolari di impianti di generazione abilitati al MBR. Sono quindi di fatto equiparabili ad azioni di dispacciamento per le quali però non è prevista alcuna valorizzazione. Pertanto, Eni ritiene che la fase di consolidamento del TIDE possa essere anche l'occasione per **individuare uno strumento per remunerare adeguatamente il controvalore delle restrizioni** imposte dall'introduzione degli intervalli di fattibilità in base ad un principio di costo opportunità, come auspicato anche nel documento di consultazione 685/2022/R/EEL.

Infine, altra questione rilevante per quanto riguarda il funzionamento dei mercati, riguarda **l'imposizione da parte di Terna di vincoli di rete** che precludono agli operatori l'impossibilità totale o parziale di produrre e di partecipare ai mercati. L'attuale impostazione del Codice di Rete sembra essere eccessivamente sbilanciata a sfavore degli operatori poiché non viene previsto alcun riconoscimento di forme di compensazione.

Tali **vincoli di rete, definiti vincoli di produzione limitata** implicano per gli operatori di mercato:

- impossibilità di vendere volumi sui mercati dell'energia (nel caso di vincoli di produzione a zero);
- limitazioni della potenza massima che può essere venduta sui mercati energia con conseguente riduzione del rendimento e aumento dei costi variabili di produzione sottostanti ai prezzi offerti a mercato (e.g. nel caso di vincoli di produzione al minimo tecnico).

Questo si traduce, quindi, in una mancata opportunità per gli operatori, configurandosi come una potenziale mancata opportunità non dovuta ad una reale indisponibilità fisica degli impianti di produzione. Al momento non è prevista alcuna forma di riconoscimento o remunerazione per tale prestazione.

Gli interventi operati da Terna nell'ambito del potenziamento della rete e dell'evoluzione tecnologica dei sistemi di controllo dovrebbero portare a una riduzione nell'applicazione dei vincoli di produzione limitata, tuttavia, il PDS 2025 introduce molti interventi di reconductoring con estesi periodi di indisponibilità che imporranno rilevanti vincoli agli operatori.

Al fine di contenere tale impatto e, in generale, aumentare l'efficienza del mercato, risulta pertanto necessaria l'introduzione di un meccanismo di valorizzazione dei vincoli di produzione limitata per interventi di rete.

7. Riforma settlement elettrico e perdite di rete

A luglio 2025 l'Autorità ha avviato un processo di riforma del settlement e delle perdite di rete che si è concretizzato con la nuova disciplina, definita dalla delibera 430/2025/R/eel, che entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2027.

Tuttavia, segnaliamo che mancano ancora alcuni aspetti tecnici e operativi estremamente rilevanti per l'applicazione della riforma, in particolare, con riferimento alla nuova regolazione sulle perdite di rete (ad esempio la modalità di calcolo dell'"energia residua", la granularità del bilancio energetico).

Si ritiene quindi necessario completare il framework regolatorio, con il coinvolgimento degli operatori attraverso opportune consultazioni, e, di conseguenza, **posticipare il termine previsto per l'avvio della nuova disciplina**, prevedendo che il provvedimento finale venga pubblicato con adeguato anticipo rispetto alla data di decorrenza, così da garantire agli operatori un tempo congruo all'adeguamento di processi e sistemi.

Infine, considerato che l'energia distribuita dagli SDC rispetto a quella dei DSO è di ordini di grandezza inferiore (ad esempio per gli otto SDC del Gruppo Eni corrisponde a circa 2,6 TWh), proponiamo di esentare i Gestori di SDC dall'applicazione della nuova disciplina. In alternativa, è possibile prevedere un regime semplificato per gli SDC, in virtù del fatto che tali misure generano impatti significativi in termini di oneri di gestione a fronte di un apporto irrilevante in termini di benefici per il sistema.