

**Osservazioni di Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit al documento per la
consultazione 244/2026/A**

**“Quadro strategico 2026-2029 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente”**

Milano, 15 settembre 2026

Osservazioni generali

Il presente documento contiene le osservazioni di Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit (di seguito “la Società”) al Documento di consultazione 244/2026/A (di seguito “DCO”) dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito “ARERA” o “Autorità”), recante le linee e le misure di intervento di valenza strategica che orienteranno l’attuale Consiliatura nel periodo 2026–2029 e che sono state individuate alla luce dell’evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo e in esito al confronto avuto con gli stakeholder.

In generale, si condivide l’impostazione del Quadro Strategico 2026-2029, che individua nel corretto funzionamento dei mercati, nella sicurezza e resilienza del sistema, nella tutela dei consumatori e nella prevedibilità della regolazione condizioni essenziali per accompagnare la transizione energetica. In tale prospettiva, l’efficienza dei mercati e il rafforzamento dei presidi di monitoraggio ed enforcement devono procedere congiuntamente alla salvaguardia dell’adeguatezza e della continuità delle forniture, alla sostenibilità degli investimenti e alla certezza del quadro regolatorio, affinché l’evoluzione del sistema possa tradursi in benefici effettivi e durevoli per i clienti finali.

Il quadriennio di riferimento sarà caratterizzato da trasformazioni particolarmente rilevanti: la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e degli accumuli, l’elettrificazione dei consumi, lo sviluppo della flessibilità e delle risorse distribuite, la diffusione dell’autoconsumo e dei nuovi modelli di condivisione dell’energia, nonché la progressiva digitalizzazione dei processi e dei mercati. Queste evoluzioni richiedono una regolazione capace di accompagnare l’innovazione con regole stabili, proporzionate e tecnologicamente neutre, evitando al contempo duplicazioni, oneri non necessari e soluzioni che possano comprimere la concorrenza o rendere più complessa la partecipazione degli operatori e dei clienti.

In questo quadro, particolare rilievo assume il coordinamento tra gli obiettivi di tutela del consumatore e quelli di sviluppo dei mercati. La protezione del cliente deve poggiare su strumenti efficaci, accessibili e fondati su evidenze concrete, mentre la partecipazione attiva alla transizione energetica richiede la disponibilità di dati completi e tempestivi, processi interoperabili e condizioni che consentano anche alle risorse di minore dimensione di accedere ai mercati e ai servizi di flessibilità. Analogamente, lo sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili e dei nuovi modelli di energy sharing necessita di un quadro organico che valorizzi il ruolo dei clienti, degli aggregatori e degli operatori professionali, preservando trasparenza, libertà di scelta e corretta allocazione di ruoli e responsabilità.

Osservazioni di dettaglio

OS.1 – Rafforzare le tutele per il consumatore

Si condivide in linea generale l’obiettivo di assicurare strumenti di tutela individuale efficaci e accessibili; si ritiene tuttavia opportuno che l’eventuale evoluzione dell’attuale sistema sia preceduta da un’attenta valutazione delle effettive esigenze emerse dall’esperienza applicativa e dei relativi impatti sugli operatori. In particolare, l’ipotesi di ampliare ulteriormente l’ambito delle Procedure Speciali Risolutive e di introdurre un terzo livello decisorio avanti all’Autorità in caso di mancato accordo in sede conciliativa, come prospettato nell’OS.1, appare suscettibile di determinare una sovrapposizione rispetto agli strumenti di tutela già disponibili, non pienamente giustificata alla luce dell’andamento dei reclami e delle conciliazioni registrato negli ultimi anni. Inoltre, l’introduzione di un ulteriore livello decisorio rischierebbe di avere un’efficacia solo parziale, considerato che alcune delle principali cause di mancato accordo non risultano riconducibili esclusivamente al rapporto tra venditore e cliente finale, ma coinvolgono anche soggetti terzi della filiera, in

particolare il distributore locale, e che nell'ambito di tale procedura potrebbero comunque non trovare adeguata trattazione eventuali richieste di risarcimento del danno. Si ritiene pertanto preferibile concentrare gli interventi sul rafforzamento dell'efficienza e dell'efficacia degli strumenti esistenti, valutando eventuali estensioni solo sulla base di evidenze concrete circa specifici gap di tutela e previa analisi dei relativi costi e benefici.

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

Il DCO individua, tra le linee di intervento dell'OS.20, l'evoluzione del Capacity Market, la disciplina del MACSE e della demand response, l'integrazione delle risorse distribuite e dei servizi di flessibilità, il completamento della regolazione dell'autoconsumo diffuso, il rafforzamento del monitoraggio ai sensi REMIT, il superamento del PUN, la riforma delle connessioni e il completamento del settlement elettrico e della regolazione delle perdite di rete. Si condividono tali ambiti di intervento, sottolineando tuttavia la necessità che l'efficienza del mercato sia perseguita salvaguardando in modo esplicito l'adeguatezza e la sicurezza del sistema, la prevedibilità delle regole e la sostenibilità degli investimenti, e che l'evoluzione della flessibilità, delle Comunità Energetiche Rinnovabili e dei nuovi modelli di condivisione dell'energia sia accompagnata da un quadro nazionale armonizzato, interoperabile e proporzionato.

1. Capacity Market

Con riferimento all'adeguatezza del sistema elettrico, si ritiene fondamentale preservare e rendere strutturale il Capacity Market anche per gli anni futuri. Secondo le risultanze del Resource Adequacy Implementation Report richiamate da Terna, in assenza del meccanismo circa 26 GW dei 54 GW di capacità termoelettrica attualmente disponibile potrebbero essere dismessi entro il 2030 a causa di problemi di missing money. Una riduzione di tale portata comprometterebbe la capacità del sistema di soddisfare la domanda nelle condizioni più critiche, determinando un aumento non sostenibile delle ore nelle quali Terna potrebbe essere costretta ad adottare misure di disconnessione di parte dei consumi. Alla luce di tali evidenze, si condivide la valutazione di Terna circa la necessità di assicurare la permanenza della capacità termoelettrica funzionale al raggiungimento degli obiettivi di adeguatezza e sicurezza del sistema. La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e il progressivo sviluppo delle risorse di accumulo e flessibilità non fanno infatti venir meno, nell'attuale fase della transizione, l'esigenza di disporre di capacità programmabile in grado di garantire la copertura della domanda e la continuità delle forniture.

Si ritiene pertanto indispensabile confermare e prolungare l'attuale Capacity Market, rendendo strutturale un meccanismo di contrattualizzazione a termine della capacità necessaria al sistema. In particolare, occorre programmare l'applicazione del meccanismo vigente fino agli anni di consegna 2032, prevedendo lo svolgimento delle relative aste entro il 2028, e avviare quanto prima il processo di definizione del meccanismo destinato a operare successivamente. Tale processo dovrà essere intrapreso con adeguato anticipo, tenuto conto sia della complessità tecnica e regolatoria connessa alla definizione del nuovo assetto, sia delle tempistiche necessarie per la relativa notifica e approvazione da parte della Commissione europea. La continuità del meccanismo è infatti indispensabile per offrire agli operatori segnali sufficientemente stabili e prevedibili, necessari a orientare le decisioni di mantenimento in esercizio, ammodernamento e investimento nella capacità rilevante ai fini dell'adeguatezza.

La conferma del Capacity Market come componente strutturale del disegno di mercato risulta coerente con l'evoluzione del quadro europeo e con le scelte adottate o avviate in diversi Stati membri. La Germania ha introdotto un meccanismo centralizzato, basato su aste competitive e reliability option, con periodo di consegna 2031 e articolato in tre differenti tipologie di aste: una dedicata alle risorse di generazione in grado di assicurare prestazioni di lunga durata, superiori a dieci ore; una aperta a tutte le risorse di generazione;

una rivolta all'insieme delle capacità, comprese la generazione e la demand side response, con requisiti differenziati. Parallelamente, è stato avviato il percorso per la definizione di un meccanismo strutturale applicabile a partire dal 2032. Anche la Spagna ha ottenuto l'approvazione del proprio meccanismo di capacity auction, mentre altri Paesi hanno intrapreso percorsi di revisione dei rispettivi modelli. La Francia è passata da un sistema decentralizzato a un assetto centralizzato basato su aste, mentre la Polonia ha avviato un aggiornamento di specifici elementi del proprio meccanismo, tra cui i coefficienti di derating. Le iniziative assunte negli altri Stati membri confermano l'esigenza di integrare stabilmente i meccanismi di capacità nel disegno dei mercati elettrici e, al tempo stesso, evidenziano la validità dell'impostazione adottata in Italia. Il modello italiano non necessita pertanto di una revisione radicale, ma di interventi mirati che ne assicurino l'adeguatezza rispetto all'evoluzione tecnologica e alle mutate condizioni economiche. Sotto il primo profilo, sarebbe opportuno valutare la definizione di specifici contingenti di domanda riservati alla capacità in grado di garantire prestazioni di lunga durata. Tale soluzione potrebbe affiancare la definizione di coefficienti di derating adeguati e consentire al sistema di valorizzare correttamente le risorse che, per caratteristiche tecniche, sono in grado di contribuire in modo continuativo alla copertura del fabbisogno nelle situazioni di maggiore criticità.

Sotto il profilo economico, è necessario aggiornare i parametri del meccanismo affinché riflettano l'attuale contesto di mercato, caratterizzato da un significativo incremento dei costi di investimento e dei costi operativi, particolarmente rilevante per gli impianti termoelettrici. Parametri non allineati alle effettive condizioni economiche potrebbero compromettere la capacità del meccanismo di selezionare e contrattualizzare le risorse realmente necessarie, riducendone l'efficacia rispetto all'obiettivo di adeguatezza. L'aggiornamento dovrebbe essere finalizzato a consentire la contrattualizzazione del mix tecnologico più efficiente per il sistema, tenendo conto del contributo delle diverse risorse e della loro capacità di assicurare le prestazioni richieste. A tale riguardo, assumono rilievo anche le evidenze contenute nel recente EU CONE Dataset di ACER, nel quale i costi di investimento delle tecnologie convenzionali sono stati rivisti al rialzo rispetto ai valori precedentemente posti in consultazione. Gli incrementi rispetto ai precedenti studi nazionali risultano particolarmente significativi per i CAPEX delle tecnologie alimentate a gas e riflettono i più recenti sviluppi del mercato, comprese le tensioni nelle catene di approvvigionamento che hanno determinato un aumento dei costi attesi di costruzione. Tali evidenze dovrebbero essere adeguatamente considerate nell'aggiornamento dei parametri economici del Capacity Market.

In conclusione, tenuto conto delle tempistiche necessarie per aggiornare il meccanismo vigente, definire il nuovo assetto e completare il relativo procedimento europeo, si ritiene urgente avviare il processo regolatorio per la prosecuzione dell'attuale Capacity Market fino agli anni di consegna 2032 e per la definizione del meccanismo applicabile nel periodo successivo. L'obiettivo deve essere assicurare continuità e prevedibilità al quadro regolatorio, evitando disallineamenti temporali tra i diversi periodi di consegna e garantendo la disponibilità della capacità necessaria a preservare l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico nel corso della transizione energetica.

2. MACSE

Con riferimento al MACSE, gli esiti della prima asta, svolta nel settembre 2025, hanno evidenziato il funzionamento del meccanismo e un interesse particolarmente significativo da parte del mercato. Si ritiene, tuttavia, necessario completarne e perfezionarne il disegno regolatorio, intervenendo sia sui profili di sicurezza e autonomia strategica della filiera degli accumuli, sia sugli elementi ancora necessari per rendere pienamente operativo il mercato dei contratti di *time shifting*. In primo luogo, occorre considerare l'elevata concentrazione della produzione mondiale di batterie LFP in Cina, che oggi detiene oltre l'80% della capacità produttiva globale e presenta un vantaggio tecnologico e industriale significativo rispetto all'Europa e agli

Stati Uniti. Tale dipendenza rappresenta un elemento di attenzione non soltanto sotto il profilo industriale, ma anche in termini di sicurezza e resilienza del sistema energetico, considerato il ruolo crescente dei sistemi di accumulo nell'integrazione delle fonti rinnovabili e nella gestione della flessibilità. Il quadro europeo di riferimento, costituito in particolare dal Net-Zero Industry Act e dalla proposta di Industrial Accelerator Act, riconosce la necessità di accompagnare gli obiettivi di decarbonizzazione con lo sviluppo di una capacità tecnologica e manifatturiera europea, indispensabile per rafforzare l'autonomia produttiva, la resilienza e la competitività dell'Unione. Le batterie sono infatti ricomprese tra le tecnologie net-zero individuate dal Regolamento (UE) 2024/1735 e assumono un ruolo centrale anche nella proposta di Industrial Accelerator Act, che contempla l'introduzione di requisiti di *Union Origin*. In coerenza con tale evoluzione, si ritiene opportuno anticipare a livello nazionale l'introduzione di requisiti di origine europea nelle prossime aste MACSE, prevedendo uno specifico sottocontingente destinato ai progetti che utilizzano sistemi BESS dotati di celle prodotte nell'Unione europea. Tale soluzione, ispirata all'approccio già adottato nell'ambito del FER X transitorio NZIA, permetterebbe di sostenere lo sviluppo delle filiere produttive europee e di ridurre progressivamente la dipendenza da fornitori extraeuropei, salvaguardando al contempo la concorrenzialità delle procedure.

Un secondo profilo di intervento riguarda il completamento del quadro regolatorio relativo ai contratti di *time shifting*. Risultano ancora da predisporre la piattaforma di mercato del GME sulla quale tali contratti dovranno essere negoziati e il relativo regolamento, mentre Terna dovrà definire e pubblicare i contratti standard. La tempestiva definizione di questi elementi è essenziale per rendere pienamente operative le finalità per le quali vengono sviluppati gli stoccaggi contrattualizzati nell'ambito del MACSE. Il *time shifting* deve infatti offrire agli operatori uno strumento di copertura del rischio, particolarmente rilevante per la gestione degli impegni di lungo termine connessi allo sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. La funzione di tale servizio è destinata a diventare ancora più importante con l'evoluzione dei meccanismi di sostegno verso il FER Z, rispetto al quale gli stoccaggi MACSE possono rappresentare uno dei principali strumenti per mitigare il rischio volume derivante dalla gestione dei profili di produzione rinnovabile. È pertanto necessario assicurare una piena coerenza tra la disciplina del MACSE e quella del FER Z, affinché le modalità di funzionamento dei due meccanismi siano coordinate e consentano agli operatori di utilizzare concretamente il *time shifting* come strumento di gestione e copertura del rischio.

Tra gli aspetti ancora da definire assume particolare rilievo anche l'algoritmo attraverso il quale Terna dovrà ripartire, tra i diversi stoccaggi contrattualizzati, gli impegni derivanti dai contratti di *time shifting*. Tali impegni fanno infatti riferimento a uno stoccaggio commerciale, configurato come un hub virtuale corrispondente all'insieme degli stoccaggi fisici realizzati nell'ambito del MACSE, mentre la loro esecuzione richiede la movimentazione dei singoli asset. Il passaggio dalla dimensione commerciale a quella fisica rende indispensabile la definizione di un meccanismo di allocazione preventivamente conoscibile, oggettivo e verificabile. Per assicurare trasparenza agli operatori ed evitare possibili distorsioni competitive, il sistema di ripartizione non dovrebbe lasciare margini eccessivi di discrezionalità a Terna, ma essere disciplinato ex ante in modo dettagliato e completo, nel rispetto dei principi di trasparenza, efficienza e non discriminazione previsti dalla deliberazione ARERA 247/2023. I criteri attualmente contenuti nell'Allegato alla Disciplina non appaiono pienamente adeguati sotto questo profilo, in quanto attribuiscono a Terna un margine di valutazione troppo ampio. Si propone pertanto che tali criteri siano rivisti e sottoposti a uno specifico procedimento di consultazione, così da consentire agli operatori di valutarne preventivamente gli effetti e contribuire alla definizione di un meccanismo chiaro e non discriminatorio.

Infine, con riferimento alla consultazione relativa al valore del premio massimo per l'asta con periodo di consegna 2029, si condivide la scelta di fondare la determinazione dei parametri economici su studi più

aggiornati. Occorre tuttavia tenere conto delle dinamiche intervenute negli ultimi mesi, che hanno determinato pressioni al rialzo sui CAPEX dei sistemi di accumulo, riconducibili in particolare ai picchi registrati nelle quotazioni del carbonato di litio e alla progressiva riduzione degli sgravi fiscali cinesi applicati alle esportazioni di batterie. Per assicurare che il premio massimo sia definito sulla base di valori effettivamente rappresentativi delle più recenti condizioni di mercato, si propone che ARERA consideri anche il database ACER pubblicato all'inizio di agosto, richiamato nei contributi, ai fini dell'aggiornamento dei parametri economici di riferimento.

3. Monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso

Con riferimento al funzionamento dei mercati elettrici all'ingrosso, si condivide la priorità attribuita al rafforzamento dei presidi di vigilanza e al contrasto dei possibili abusi di mercato, in coerenza con il quadro normativo europeo definito dal Regolamento REMIT. Le attività di monitoraggio ed *enforcement* dovrebbero prioritariamente essere orientate a individuare situazioni effettivamente patologiche, distinguendole dalle dinamiche genuine del mercato e dalle strategie di offerta fondate su un razionale economico oggettivo. A tal fine, l'azione di vigilanza dovrebbe essere esercitata nel rispetto dei principi di proporzionalità e certezza del diritto, evitando che l'intensificazione dei controlli si traduca in un aggravio burocratico tale da distogliere le risorse istruttorie dai casi effettivamente meritevoli di approfondimento. Si ritiene inoltre necessario utilizzare, per quanto possibile, le informazioni già disponibili nei diversi flussi di monitoraggio e rendicontazione, evitando duplicazioni informative e sovrapposizioni tra le attività delle Autorità coinvolte. In questa prospettiva, si sostiene l'avvio di iniziative volte a sistematizzare il quadro dei controlli, ma si ritiene indispensabile che ARERA promuova preliminarmente un confronto strutturato con gli operatori, finalizzato a definire un quadro unitario, trasparente e coerente delle attività di monitoraggio, che chiarisca criteri, finalità, flussi informativi e modalità di utilizzo delle evidenze raccolte, integrando quanto già delineato dalla deliberazione 272/2026/R/eel.

In tale contesto, gli strumenti di monitoraggio *ex ante* e di *screening* possono costituire un valido supporto, consentendo di individuare anomalie statistiche o comportamenti che richiedano ulteriori verifiche; tali risultanze, tuttavia, non possono essere considerate di per sé sufficienti a dimostrare l'esistenza di una condotta manipolativa. L'accertamento di un abuso deve necessariamente fondarsi su un'analisi puntuale del singolo caso, che consideri il contesto di mercato, le informazioni disponibili all'operatore nel momento in cui ha formulato l'offerta, le alternative economiche concretamente accessibili e le motivazioni sottostanti alla strategia adottata. Con specifico riferimento alle strategie di offerta legittime, si apprezza, in tale contesto, l'intervento introdotto dall'articolo 6 del decreto-legge Bollette e ripreso dalla deliberazione 272/2026/R/eel, che riconosce espressamente, in coerenza con gli orientamenti di ACER, la possibilità di considerare nella formulazione delle offerte i costi opportunità, in aggiunta al mero costo marginale della capacità. Tale riconoscimento assume particolare rilievo per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, poiché chiarisce che un'offerta superiore a zero non può essere considerata automaticamente anomala o priva di giustificazione economica per il solo fatto che il costo marginale di produzione della fonte sia contenuto. La valutazione della legittimità dell'offerta deve invece verificare se il prezzo presentato sia sostenuto da un razionale economico oggettivo, coerente con le condizioni di mercato e con le informazioni disponibili all'operatore al momento della decisione. Tale impostazione è coerente con l'assetto dei mercati elettrici europei, caratterizzato da una successione di mercati integrati, quali *day-ahead*, *intraday* e bilanciamento, nei quali gli operatori sono chiamati a ottimizzare le proprie decisioni lungo l'intero orizzonte temporale e su diverse sedi di negoziazione. L'energia non può quindi essere valorizzata prendendo in considerazione esclusivamente il costo marginale sostenuto per produrla, ma deve essere valutata anche in relazione alle possibilità alternative di vendita disponibili nei successivi mercati, al valore che la risorsa può

assumere nel contesto del sistema ed ai rischi connessi al bilanciamento reale e all'incertezza della produzione. La formulazione di un'offerta che incorpori un premio coerente con tali opportunità e rischi può pertanto rappresentare una scelta economicamente razionale anche ai fini dell'applicazione del REMIT, purché la relativa valorizzazione sia fondata su criteri oggettivi, verificabili e coerenti con le informazioni disponibili ex ante.

4. Superamento del PUN

Con riferimento al prospettato superamento del PUN Index, si ritiene necessario che la riforma sia attuata secondo tempistiche strettamente coordinate con il progressivo sviluppo delle condizioni infrastrutturali, tecnologiche e di mercato necessarie a garantirne l'effettiva efficacia. In particolare, l'applicazione dei prezzi zonali anche alla domanda elettrica dovrebbe essere accompagnata dalla realizzazione degli interventi previsti dal Piano di Sviluppo di Terna e dalla progressiva entrata in esercizio delle risorse di flessibilità necessarie a gestire in modo efficiente la crescente variabilità della generazione connessa alla maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili. Tale coordinamento appare essenziale poiché gli attuali differenziali di prezzo tra le zone riflettono ancora, almeno in parte, la presenza di vincoli di rete e congestioni strutturali. In assenza dei necessari sviluppi infrastrutturali, i consumatori ubicati nelle zone caratterizzate da prezzi più elevati potrebbero trovarsi a sostenere un costo dell'energia superiore pur contribuendo già, attraverso le tariffe elettriche, al finanziamento degli interventi necessari a rimuovere i vincoli di rete interzonali. Si determinerebbe così il rischio di una sovrapposizione tra gli oneri tariffari sostenuti per lo sviluppo della capacità di trasporto e i maggiori costi derivanti dai differenziali zonali generati dalle medesime congestioni, prima che gli investimenti programmati abbiano prodotto i relativi benefici. Il superamento del PUN dovrebbe pertanto intervenire soltanto in presenza di condizioni abilitanti adeguate, affinché i segnali di prezzo locazionali possano tradursi in un effettivo miglioramento dell'efficienza allocativa e del funzionamento del mercato, anziché determinare una mera amplificazione dei differenziali di prezzo esistenti. Occorre inoltre considerare che l'applicazione dei prezzi zonali alla domanda comporterebbe una maggiore esposizione dei consumatori alla variabilità territoriale dei prezzi, con effetti potenzialmente più rilevanti nelle zone meridionali. La riforma avrebbe altresì conseguenze sulla gestione del rischio da parte degli operatori: il venir meno di un unico prezzo nazionale e la necessità di coprire distinti prezzi zonali potrebbero ridurre la disponibilità, l'efficacia e la liquidità degli strumenti di copertura, rendendo più complessa la definizione delle strategie di approvvigionamento e delle condizioni economiche dei contratti di fornitura. Per tali ragioni, si ritiene necessario che l'eventuale provvedimento relativo al superamento del PUN sia adottato e pubblicato con almeno 24 mesi di anticipo rispetto alla sua entrata in vigore, così da consentire agli operatori di adeguare tempestivamente i contratti, i sistemi e le strategie di copertura e da assicurare una transizione ordinata verso il nuovo assetto di mercato.

5. Riforma delle connessioni elettriche e saturazione virtuale

L'articolo 7 del decreto-legge 21/2026 prevede la definizione, da parte del MASE, sentita ARERA, di nuovi criteri per la gestione delle richieste di connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica, con l'obiettivo di superare il fenomeno della cosiddetta saturazione virtuale, determinato dalla presenza di richieste di connessione largamente superiori rispetto all'effettiva evoluzione della domanda e alla capacità concretamente disponibile sulla rete. In base al nuovo impianto, la capacità massima addizionale di connessione definita da Terna a livello microzonale dovrebbe essere assegnata agli operatori attraverso procedure trasparenti e non discriminatorie, le cosiddette open season, applicando un criterio basato sullo stato di avanzamento del procedimento autorizzativo, secondo il principio first permitted, first served, e non mediante aste economiche. Al fine di assicurare un'attuazione efficace della riforma, oltre ai profili già evidenziati da ARERA nel proprio parere sullo schema di decreto ministeriale attuativo, si ritiene necessario

prestare particolare attenzione al coordinamento tra il criterio utilizzato per l'assegnazione della capacità di rete e i criteri previsti per l'accesso ai meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili. Mentre, infatti, la capacità di connessione verrebbe attribuita sulla base della priorità temporale acquisita nel procedimento autorizzativo, i contingenti di incentivazione dei meccanismi FER sono assegnati sulla base del merito economico delle offerte. In assenza di un adeguato coordinamento regolatorio, la diversa logica sottesa ai due sistemi potrebbe determinare disallineamenti tra l'ordine di priorità per l'accesso alla rete e le graduatorie per l'accesso agli incentivi, con il rischio che progetti selezionati sulla base della maggiore efficienza economica non dispongano della capacità necessaria alla connessione o che, viceversa, la capacità venga assegnata a progetti che non risultino successivamente selezionati nell'ambito dei meccanismi di sostegno. È pertanto opportuno definire preventivamente regole di raccordo tra le open season e le procedure competitive FER, in modo da assicurare un utilizzo efficiente della capacità di rete e ridurre il rischio di rallentamenti o blocchi degli investimenti. Un ulteriore elemento essenziale riguarda la definizione dell'ordine temporale del permitting, destinato ad assumere un ruolo determinante nell'assegnazione della capacità. Il procedimento autorizzativo dovrà essere disciplinato in modo puntuale, pubblico e trasparente, individuando con chiarezza le fasi procedurali e il momento in cui un progetto può considerarsi autorizzato ai fini dell'applicazione del principio first permitted, first served. La mancanza di criteri uniformi e verificabili potrebbe infatti generare incertezza nell'ordine di priorità, disparità di trattamento tra gli operatori e un significativo contenzioso, compromettendo l'obiettivo della riforma di liberare la capacità impegnata da iniziative non sufficientemente mature e di renderla disponibile per progetti concretamente realizzabili.

6. Riforma del settlement elettrico e perdite di rete

Nel luglio 2025, con i documenti per la consultazione 268, 269 e 270, l'Autorità ha avviato un articolato processo di riforma della disciplina del settlement elettrico e delle perdite di rete, inizialmente destinato a entrare in vigore il 1° gennaio 2026. Successivamente, tenendo conto delle osservazioni formulate dagli operatori e delle richieste di proroga emerse durante la consultazione, con la deliberazione 430 di settembre 2026 l'entrata in vigore della nuova disciplina è stata posticipata al 1° gennaio 2027. Tale differimento rappresenta un primo intervento necessario, ma non appare sufficiente a garantire un'attuazione ordinata della riforma, considerato che il relativo quadro regolatorio risulta ancora incompleto sotto diversi profili tecnici e operativi essenziali. In particolare, con riferimento alla nuova disciplina delle perdite di rete, devono ancora essere definite alcune modalità applicative fondamentali, tra cui i criteri per il calcolo dell'energia residua e il livello di granularità da adottare per la predisposizione dei bilanci energetici. Si tratta di elementi che incidono direttamente sulla configurazione dei processi, sulla qualità e sulla disponibilità dei dati necessari, nonché sugli adeguamenti dei sistemi informativi e gestionali degli operatori. In assenza di regole complete e sufficientemente dettagliate, gli operatori non dispongono pertanto delle condizioni necessarie per valutare compiutamente gli impatti della riforma e predisporre in modo affidabile gli interventi organizzativi e informatici richiesti. Si ritiene quindi necessario che il completamento della disciplina avvenga attraverso un adeguato coinvolgimento degli operatori interessati e che, una volta definite tutte le disposizioni applicative, sia previsto un intervallo temporale congruo prima della relativa entrata in vigore. In tale prospettiva, appare opportuno valutare un ulteriore posticipo dell'avvio della nuova regolazione del settlement e delle perdite di rete, affinché la data di efficacia sia determinata tenendo conto non soltanto della formale adozione delle disposizioni mancanti, ma anche del tempo effettivamente necessario per adeguare i processi e i sistemi. A tal fine, si propone innanzitutto l'attivazione di specifici *focus group* con gli operatori, dedicati all'approfondimento e alla condivisione dei principali aspetti applicativi, con particolare riferimento alle modalità di predisposizione dei bilanci energetici. Tale confronto consentirebbe di individuare anticipatamente eventuali criticità, chiarire le responsabilità dei diversi soggetti e assicurare un'applicazione quanto più possibile uniforme della disciplina. Una volta completato il quadro regolatorio,

dovrebbe inoltre essere programmata una fase di sperimentazione e di prove in bianco sufficientemente estesa, durante la quale verificare concretamente il funzionamento dei nuovi processi, la coerenza dei flussi informativi e la corretta interazione tra i sistemi dei diversi operatori, senza produrre immediatamente effetti economici o regolatori. Solo a valle di tale fase dovrebbe essere confermata l'effettiva operatività della riforma. Un'attenzione specifica deve infine essere riservata ai Gestori dei Sistemi di Distribuzione Chiusi. L'energia distribuita dagli SDC presenta infatti dimensioni significativamente inferiori rispetto a quella gestita dai DSO. L'applicazione integrale della nuova disciplina potrebbe determinare per tali gestori oneri organizzativi, informatici e amministrativi rilevanti, a fronte di benefici complessivi per il sistema estremamente limitati in ragione dei ridotti volumi interessati. In applicazione dei principi di proporzionalità ed efficienza della regolazione, si propone pertanto di escludere i Gestori di SDC dall'ambito applicativo della riforma oppure, qualora l'esenzione non fosse ritenuta percorribile, di prevedere per tali soggetti un regime semplificato, calibrato sulle caratteristiche e sulle dimensioni effettive dei sistemi gestiti.

7. Servizi di flessibilità e partecipazione delle risorse distribuite

Si condivide l'obiettivo di ampliare la partecipazione delle risorse distribuite ai servizi di flessibilità, valorizzando anche il contributo della domanda residenziale. A tal fine, è necessario superare progressivamente la frammentazione delle attuali iniziative locali e definire un quadro regolatorio nazionale armonizzato, stabile e prevedibile. La presenza di requisiti di accesso, procedure di qualifica, metodologie di calcolo delle baseline, sistemi di remunerazione, processi di settlement e piattaforme differenti limita infatti lo sviluppo di soluzioni standardizzate e replicabili, aumentando i costi operativi e riducendo le economie di scala. La regolazione dovrebbe quindi accompagnare il passaggio dai progetti sperimentali a un modello strutturale di approvvigionamento della flessibilità locale, fondato su regole comuni, processi interoperabili e una pianificazione pluriennale dei fabbisogni. Una maggiore visibilità prospettica consentirebbe agli operatori di programmare gli investimenti in piattaforme digitali, sistemi di automazione e acquisizione delle risorse, offrendo al contempo ai clienti maggiore chiarezza sulle condizioni e sui benefici della partecipazione. I requisiti di accesso dovrebbero essere compatibili anche con le risorse di minore dimensione, attraverso la riduzione delle soglie minime e la valorizzazione della partecipazione aggregata. Ove compatibile con le esigenze tecniche e di sicurezza della rete, anche gli ordini di modulazione e la valutazione delle prestazioni dovrebbero essere gestiti a livello di aggregato. Ciò consentirebbe di compensare gli scostamenti delle singole utenze e valorizzare la diversificazione dei portafogli, rendendo la risposta complessiva più stabile e affidabile, soprattutto nel segmento residenziale. È inoltre necessario prevedere una remunerazione che riconosca adeguatamente non soltanto l'energia effettivamente movimentata, ma anche la disponibilità delle risorse. Nei segmenti caratterizzati da volumi contenuti, una remunerazione basata prevalentemente sull'attivazione potrebbe infatti non essere sufficiente a sostenere i costi di acquisizione, qualificazione e gestione delle risorse. Un maggiore riconoscimento della disponibilità favorirebbe la partecipazione dei clienti e gli investimenti di lungo periodo degli aggregatori. Lo sviluppo della flessibilità dovrebbe valorizzare le infrastrutture di misura esistenti, in particolare gli smart meter di seconda generazione, limitando il ricorso a dispositivi dedicati ai casi strettamente necessari. I soggetti responsabili della fornitura dei servizi dovrebbero inoltre poter accedere alle misure delle risorse incluse nei propri portafogli in modo tempestivo, standardizzato e continuativo, nel rispetto delle autorizzazioni del cliente e della disciplina sulla protezione dei dati. La disponibilità di misure complete e affidabili è essenziale per il calcolo delle baseline, la verifica delle prestazioni, il settlement e la corretta remunerazione dei clienti. In tale prospettiva, assume carattere prioritario il completamento dell'attuazione del TIDE, con particolare riferimento alla separazione tra BSP e BRP. Tale evoluzione dovrebbe essere accompagnata da meccanismi uniformi per la condivisione dei dati e da un processo nazionale standardizzato per il cambio del BSP associato alle singole risorse, con responsabilità, tempistiche e flussi informativi chiaramente definiti. La regolazione dovrebbe pertanto

delineare un modello nazionale della flessibilità locale fondato sulla standardizzazione delle regole, sull'interoperabilità delle piattaforme e dei flussi informativi, sulla progressiva inclusione delle risorse residenziali e sulla valorizzazione del ruolo degli aggregatori. L'obiettivo dovrebbe essere trasformare la flessibilità della domanda da insieme di sperimentazioni locali a componente strutturale del sistema elettrico, favorendo modelli di business sostenibili e la piena integrazione delle risorse distribuite nei mercati dell'energia e dei servizi.

8. Autoconsumo, Comunità Energetiche Rinnovabili e nuovi modelli di condivisione dell'energia

Nel processo di integrazione delle risorse distribuite, lo sviluppo dell'autoconsumo e delle Comunità Energetiche Rinnovabili assume un ruolo rilevante per favorire la partecipazione attiva dei clienti e generare benefici energetici, economici, ambientali e sociali per i membri e i territori. La regolazione dovrebbe accompagnare l'evoluzione delle CER da configurazioni prevalentemente incentrate sulla condivisione incentivata dell'energia verso modelli più strutturati, capaci di integrare produzione rinnovabile, efficienza e riqualificazione energetica, gestione della domanda, accumulo, flessibilità e mobilità elettrica. A tal fine, appare necessario completare e razionalizzare il quadro regolatorio, chiarendo la natura giuridica delle CER, le attività esercitabili, la capacità operativa e le modalità di collaborazione con gli operatori professionali. Potrebbe essere valutata la predisposizione di una disciplina unitaria, riferita all'intero ciclo di vita delle configurazioni, dalla costituzione alla gestione operativa e allo sviluppo di nuovi servizi, così da coordinare le disposizioni oggi contenute in fonti differenti e offrire maggiore certezza ai membri, alle amministrazioni e agli operatori coinvolti. Occorre inoltre favorire forme di cooperazione e aggregazione tra CER, anche su scala sovracomunale, per superare la frammentazione delle iniziative, conseguire economie di scala e condividere competenze, piattaforme digitali e servizi di supporto, preservando l'autonomia e il radicamento territoriale delle singole comunità. A tale evoluzione potrebbero contribuire standard tecnici e organizzativi e strumenti di riconoscimento e qualificazione che rendano le CER maggiormente identificabili nei rapporti con le amministrazioni pubbliche, gli operatori economici e il sistema finanziario. Il consolidamento delle configurazioni richiede anche il contributo di operatori professionali dotati delle necessarie competenze tecniche, gestionali e finanziarie. Tali soggetti possono supportare le CER nella progettazione, nella realizzazione e gestione degli impianti, nel monitoraggio dei consumi, nella riqualificazione energetica, nella gestione della domanda e nell'integrazione con accumulo, flessibilità e mobilità elettrica. Il loro ruolo dovrebbe essere chiaramente disciplinato, assicurando l'autonomia decisionale della comunità, la trasparenza dei rapporti contrattuali, una chiara ripartizione delle responsabilità, la corretta attribuzione dei benefici e la prevenzione dei conflitti di interesse. Gli obblighi dovrebbero comunque essere proporzionati alle dimensioni e alla complessità delle configurazioni. In prospettiva, le CER potrebbero operare anche come aggregatori della domanda di interventi di riqualificazione energetica, coordinando i fabbisogni dei membri con la produzione rinnovabile, l'accumulo e la condivisione dell'energia. La regolazione dovrebbe quindi favorire un ecosistema aperto e collaborativo, accompagnando le comunità verso modelli multifunzionali, replicabili e progressivamente meno dipendenti dagli incentivi. Tale percorso dovrà essere coordinato con l'evoluzione europea dell'energy sharing e con i nuovi modelli introdotti dal Market Design. Occorre chiarire il rapporto tra clienti attivi, accordi di condivisione, autoconsumo diffuso e CER, nonché disciplinare l'adesione a più accordi, il coinvolgimento di produttori e operatori professionali e la figura dell'organizzatore della condivisione dell'energia. Di quest'ultimo dovrebbero essere definite funzioni, responsabilità e relazioni con clienti, produttori, venditori, gestori di rete e soggetti responsabili del bilanciamento. Dovrebbero essere chiarite anche le condizioni di partecipazione delle imprese di maggiori dimensioni, l'applicazione del limite dei 6 MW e il trattamento delle garanzie di origine relative all'energia prodotta e non condivisa, assicurando la corretta attribuzione del valore energetico, economico e ambientale della produzione.

Con riferimento allo scorporo in bolletta, si condivide l'obiettivo di rendere maggiormente percepibile per il cliente il beneficio associato all'energia condivisa. Dovrebbero tuttavia essere valutate anche modalità alternative capaci di assicurare analoga trasparenza senza attribuire ai venditori attività, responsabilità e costi non coerenti con il relativo ruolo. Qualora lo scorporo fosse introdotto, dovrebbe essere esclusa qualsiasi anticipazione finanziaria da parte del venditore, garantendo la contestuale disponibilità delle informazioni e delle somme da riconoscere ai clienti.

Il funzionamento dei nuovi modelli richiede, infine, dati completi, tempestivi e granulari e flussi standardizzati e interoperabili tra GSE, SII, gestori di rete e operatori. Considerata la complessità del nuovo assetto, l'attuazione dovrebbe avvenire gradualmente, attraverso una consultazione dedicata e progetti pilota che consentano di verificare preventivamente la disponibilità dei dati, l'interoperabilità dei sistemi e gli impatti sui processi di misura, fatturazione, bilanciamento e settlement.

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

1. Integrazione dei mercati nazionali all'ingrosso

Con riferimento all'obiettivo di accompagnare l'evoluzione del settore del gas naturale, si ritiene necessario attribuire particolare attenzione al persistente disallineamento tra le quotazioni rilevate al PSV e quelle del TTF. Tale differenziale è riconducibile anche alla progressiva stratificazione dei costi logistici e tariffari applicati nei diversi sistemi nazionali attraversati dal gas lungo le rotte di approvvigionamento provenienti dal Nord Europa, che rappresentano frequentemente la fonte marginale per il bilanciamento del sistema italiano. Il fenomeno del cosiddetto pancaking tariffario determina quindi un aggravio del costo di approvvigionamento del gas destinato al mercato nazionale e può incidere negativamente sull'efficienza e sull'effettiva integrazione del mercato europeo. Per affrontare il problema in modo strutturale, appare necessario intervenire sulle cause che determinano il cumulo dei costi tariffari lungo le rotte di trasporto, superando un approccio limitato alla gestione degli effetti prodotti sul mercato italiano. In tale prospettiva, ARERA dovrebbe esercitare pienamente il ruolo di interlocuzione con le istituzioni europee e con le altre autorità nazionali previsto dall'OS.3, rappresentando nelle sedi competenti le specificità e le esigenze del sistema italiano. In particolare, si ritiene opportuno che l'Autorità monitori in modo continuativo le iniziative e le deliberazioni tariffarie adottate dai regolatori dei Paesi situati lungo le principali rotte di approvvigionamento dell'Italia. Tale attività dovrebbe consentire di valutare preventivamente i potenziali effetti delle decisioni nazionali sul costo di trasporto del gas, sulla competitività del mercato italiano e sul differenziale tra PSV e TTF, evitando che interventi non adeguatamente coordinati determinino distorsioni del mercato o aggravino gli effetti del pancaking tariffario. Parallelamente, ARERA dovrebbe sostenere nelle sedi europee l'adozione di interventi coordinati e di soluzioni strutturali per la progressiva riduzione del cumulo tariffario tra i diversi sistemi nazionali. L'obiettivo dovrebbe essere quello di rafforzare l'integrazione del mercato europeo del gas, ridurre le barriere economiche agli scambi transfrontalieri e assicurare che le metodologie tariffarie adottate dai singoli Stati non producano effetti sproporzionati sui Paesi collocati a valle delle rotte di approvvigionamento. A tale finalità potrebbe contribuire anche una progressiva revisione della ripartizione dei costi da recuperare tra i punti di entry e di exit del sistema nazionale. In particolare, la riduzione della quota di costo attribuita ai punti di entrata potrebbe concorrere a limitare le barriere tariffarie all'importazione e a contenere gli effetti cumulativi dei corrispettivi già sostenuti dal gas lungo le rotte europee. Tale evoluzione dovrebbe essere valutata nell'ambito di un disegno complessivo che tenga conto dell'esigenza di garantire la copertura dei costi efficienti delle infrastrutture, evitando al contempo che la struttura tariffaria nazionale amplifichi il differenziale tra PSV e i principali hub europei. Si ritiene pertanto necessario che l'obiettivo OS.21 sia attuato in stretto coordinamento con l'azione europea prevista dall'OS.3, affiancando all'evoluzione interna della regolazione del settore gas un'iniziativa strutturata nei confronti

delle istituzioni europee e degli altri regolatori nazionali. Tale coordinamento appare essenziale per affrontare il pancaking alla sua origine, favorire una maggiore convergenza tra PSV e TTF e migliorare l'efficienza e la competitività del mercato italiano nel contesto europeo.

2. Riforma del settlement gas

Con riferimento al settlement gas, si ritiene necessario proseguire e completare il percorso di revisione della disciplina, assumendo come obiettivo prioritario la significativa riduzione delle tempistiche di determinazione e liquidazione delle partite economiche derivanti dalle sessioni di aggiustamento. Pur apprezzando gli interventi regolatori introdotti negli ultimi anni da ARERA, che hanno contribuito a contenere l'entità e l'impatto dei conguagli, permane infatti una rilevante criticità connessa al lungo intervallo temporale intercorrente tra l'anno di riferimento dei consumi e la regolazione definitiva delle relative partite. Tale criticità ha assunto dimensioni significative, considerato che nel 2023 i conguagli hanno raggiunto importi complessivi pari a diverse centinaia di milioni di euro. Il processo di settlement del gas distribuito è volto a ricondurre i volumi fatturati dai venditori ai clienti finali, in particolare famiglie e PMI, ai volumi effettivamente transitati attraverso la rete. Tale processo si rende necessario in ragione del fisiologico e non completamente eliminabile disallineamento tra le misure rilevate presso i punti di riconsegna dei clienti finali, sulla base delle quali il venditore procede alla fatturazione dei consumi, e quelle registrate a monte presso i city gate, sulla base delle quali il medesimo venditore sostiene il costo del gas approvvigionato dal grossista. Le due categorie di misuratori presentano caratteristiche e prestazioni significativamente differenti sotto il profilo della frequenza, della tempestività e della disponibilità delle letture. I volumi fatturati ai clienti finali sono determinati sulla base delle misure rilevate presso i relativi contatori oppure, quando la lettura effettiva non sia disponibile, mediante valori stimati. I volumi approvvigionati e pagati a monte sono invece determinati sulla base delle misure rilevate presso i city gate. Ne deriva una differenza tra i volumi fatturati e quelli approvvigionati, che si traduce in uno scostamento tra costi e ricavi per il venditore retail. Tale scostamento risulta difficilmente prevedibile sia nella sua entità sia nel suo segno, potendo generare partite economiche a favore o a sfavore dell'operatore. Il riallineamento avviene attraverso le sessioni di aggiustamento, ma le attuali tempistiche di liquidazione espongono i venditori a un prolungato livello di incertezza economica e, soprattutto, finanziaria. Il ritardo nella definizione delle partite incide infatti sulla programmazione dei flussi finanziari, sulla corretta rappresentazione economica dei risultati e sulla possibilità di chiudere i bilanci sulla base di dati sufficientemente consolidati, determinando inoltre il rischio di dover riaprire poste riferite a esercizi precedenti. L'attuale disciplina prevede lo svolgimento di sessioni di bilanciamento mensili, alle quali seguono una sessione di aggiustamento annuale e una successiva sessione pluriennale. Per la sessione annuale, relativa all'anno n e maggiormente rilevante sotto il profilo economico, gli esiti fisici definitivi sono resi disponibili entro il 31 dicembre dell'anno $n+1$, mentre la liquidazione nei confronti dei venditori avviene, in assenza di imprevisti, entro il mese di luglio dell'anno $n+2$. Per la sessione pluriennale, che affina gli esiti della sessione annuale e riguarda, secondo un criterio rolling, gli anni n , $n-1$, $n-2$ e $n-3$, gli esiti fisici definitivi sono resi disponibili entro il 31 luglio dell'anno $n+2$, mentre la liquidazione interviene entro il mese di febbraio dell'anno $n+3$. Tali tempistiche non appaiono compatibili con l'esigenza degli operatori di disporre di una rappresentazione tempestiva e quanto più possibile definitiva delle partite di competenza. Si ritiene pertanto necessaria un'ulteriore revisione del Testo integrato per il settlement gas, finalizzata ad anticipare in misura significativa sia lo svolgimento delle sessioni di aggiustamento sia la liquidazione delle relative partite economiche. In particolare, per la sessione annuale dovrebbe essere perseguito il passaggio dall'attuale orizzonte temporale $Y+2$ a un modello $Y+1$, riducendo il periodo di esposizione degli operatori all'incertezza sui conguagli. Più in generale, le partite di settlement dovrebbero essere determinate e regolate in modo completo e definitivo, auspicabilmente entro l'anno in cui si svolge la relativa sessione di aggiustamento. Qualora tale obiettivo non possa essere raggiunto immediatamente,

dovrebbe essere comunque prevista una riduzione sostanziale delle tempistiche vigenti, tale da consentire ai venditori di chiudere i bilanci utilizzando dati maggiormente consolidati, limitare la necessità di conguagli successivi e ridurre gli impatti sull'equilibrio economico e finanziario degli operatori.

Il documento per la consultazione 306/2025/R/gas ha già prospettato una revisione delle tempistiche, ma tale percorso non si è ancora tradotto in un provvedimento definitivo. Si ritiene pertanto urgente che il processo regolatorio venga completato, valorizzando anche le interlocuzioni già avviate tra i venditori e gli Uffici dell'Autorità e definendo una soluzione che consenta di anticipare effettivamente la liquidazione delle partite. Nel delineare la riforma occorre tenere conto del ruolo centrale dei distributori, ai quali compete la raccolta e la messa a disposizione dei dati necessari per la determinazione del settlement. Le criticità operative rappresentate da tali soggetti devono essere affrontate mediante una revisione coordinata dei processi, delle tempistiche e dei flussi informativi, ma non dovrebbero impedire il perseguimento dell'obiettivo di una regolazione più tempestiva delle partite. È quindi necessario individuare soluzioni che migliorino la qualità, la completezza e la disponibilità dei dati lungo l'intera filiera, definendo responsabilità e scadenze coerenti con il passaggio a un modello Y+1.

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

Si condivide l'obiettivo di promuovere mercati retail competitivi, trasparenti e affidabili, rafforzando la capacità di scelta del cliente, la disponibilità delle informazioni e dei dati necessari per una partecipazione attiva, nonché la correttezza dei processi di switching e delle relazioni contrattuali. Le misure di tutela devono tuttavia essere disegnate in modo proporzionato, evitando duplicazioni informative e preservando il funzionamento concorrenziale di un'attività di vendita liberalizzata. In tale prospettiva, la digitalizzazione e l'interoperabilità dei flussi informativi rappresentano un fattore abilitante sia per la consapevolezza del consumatore sia per lo sviluppo di servizi energetici innovativi.

1. Obbligo di comunicazione dei margini di profitto

In sede di conversione del decreto-legge Energia/Bollette è stato introdotto, a carico degli operatori della vendita di energia elettrica e gas, un nuovo obbligo informativo finalizzato a promuovere la trasparenza, la concorrenza e il corretto funzionamento del mercato energetico. La norma prevede, in particolare, la trasmissione ad ARERA di informazioni dettagliate relative ai margini di profitto, distinti per tipologia di cliente e per singola offerta, demandando all'Autorità la definizione della frequenza, comunque almeno annuale, delle modalità e dei criteri della nuova raccolta informativa. Pur condividendo l'obiettivo generale di rafforzare la trasparenza e la concorrenza nel mercato retail, si ritiene necessario evidenziare che la determinazione del margine di profitto presenta rilevanti complessità metodologiche e può risentire di ampi margini di discrezionalità nella rappresentazione dei dati. Il risultato dipende, infatti, dai criteri adottati per l'imputazione alle singole offerte delle diverse componenti di costo e di rischio. Per le offerte a prezzo fisso, ad esempio, devono essere correttamente considerati i costi di assicurazione e di copertura sostenuti dal venditore; per le offerte che includono servizi extra commodity occorre individuare criteri adeguati per distinguere e allocare le diverse componenti economiche; analoghe criticità riguardano l'attribuzione dei costi fissi e dei costi di acquisizione della clientela. Particolarmente complessa risulta, inoltre, la valorizzazione dei rischi tipici dell'attività di vendita nel mercato retail, quali i rischi volume e morosità, i rischi connessi ai processi allocativi e quelli derivanti dal settlement. In assenza di criteri preventivamente definiti, omogenei e sufficientemente dettagliati, operatori diversi potrebbero rappresentare grandezze analoghe secondo metodologie differenti, rendendo i dati poco comparabili e non necessariamente rappresentativi dell'effettiva redditività delle singole offerte. Occorre altresì considerare che l'attività di vendita ai clienti domestici si svolge in un mercato liberalizzato sotto il profilo tariffario, fatte salve le specifiche forme di tutela previste per i clienti vulnerabili. L'attuazione del nuovo obbligo informativo dovrà pertanto risultare

pienamente coerente con tale assetto e non tradursi, direttamente o indirettamente, in forme di controllo amministrativo dei prezzi, delle politiche commerciali o dei livelli di marginalità degli operatori. In questa prospettiva, appare opportuno valorizzare prioritariamente il patrimonio informativo già raccolto da ARERA attraverso il Portale Offerte, nel quale confluiscono le offerte di energia elettrica e gas aperte al pubblico. Aniché introdurre una nuova raccolta autonoma, con il rischio di duplicare gli adempimenti e aumentare gli oneri amministrativi a carico dei venditori, le informazioni presenti nel Portale potrebbero costituire la base per le analisi e le attività di confronto attribuite all'Autorità, anche in relazione alle condizioni economiche e ai livelli di profittabilità riscontrabili nel mercato. Qualora ARERA ritenga comunque necessario acquisire dati ulteriori, sarà essenziale definire un quadro metodologico uniforme, trasparente e stabile, che disciplini puntualmente il perimetro delle componenti economiche considerate, i criteri di allocazione dei costi e dei rischi e le modalità di rappresentazione dei risultati, garantendo al contempo la riservatezza delle strategie commerciali degli operatori.

2. Switching in 24 ore e tutela dei dati lungo la filiera

Con riferimento alla riforma dello switching in 24 ore, si ritiene necessario accompagnare la velocizzazione del processo di cambio fornitore con adeguati presidi volti a rafforzare la tutela del cliente finale e a ridurre il rischio di pratiche commerciali scorrette. La maggiore rapidità dello switching rappresenta un'evoluzione positiva del mercato, in quanto favorisce la mobilità e la capacità di scelta del cliente, ma rende al contempo ancora più importante limitare la circolazione, lungo la filiera, delle informazioni commerciali sensibili e dei dati che non risultino strettamente necessari all'esecuzione del processo. In particolare, si ritiene che i recapiti diretti del cliente, quali il numero di telefono e l'indirizzo e-mail, debbano essere resi disponibili esclusivamente ai soggetti e nelle fattispecie in cui il loro utilizzo sia effettivamente indispensabile. Tali informazioni non dovrebbero, pertanto, essere trasmesse ai distributori o ad altri soggetti della filiera quando non siano necessarie alla gestione tecnica della fornitura. In questa prospettiva, si propone una revisione del tracciato informativo del Sistema Informativo Integrato, applicando in modo rigoroso il principio di minimizzazione dei dati e limitando le informazioni condivise a quelle strettamente pertinenti rispetto alle responsabilità attribuite a ciascun soggetto. Analoghi presidi di riservatezza dovrebbero essere assicurati con riferimento ai flussi relativi al Preliminary Check e allo switching, evitando che soggetti non autorizzati possano accedere alle informazioni sullo stato delle pratiche o individuare i clienti che stanno effettuando un cambio di fornitore. La conoscibilità anticipata di tali informazioni potrebbe infatti favorire iniziative commerciali non corrette o interferenze nel processo di switching. Più in generale, si ritiene necessario rafforzare la separazione tra la gestione tecnica della fornitura e la gestione della relazione commerciale con il cliente: quest'ultima, inclusa la disponibilità dei recapiti e delle informazioni necessarie alle comunicazioni commerciali, dovrebbe rimanere nella competenza del venditore, mentre il SII, i distributori e gli altri soggetti coinvolti dovrebbero poter accedere esclusivamente ai dati tecnici indispensabili allo svolgimento delle attività di rispettiva competenza. Tale impostazione consentirebbe di coniugare l'efficienza e la rapidità del nuovo processo di switching con una più efficace protezione dei dati del cliente e con la prevenzione di possibili utilizzi impropri delle informazioni lungo la filiera.

3. Revisione della regolazione precontrattuale e contrattuale

Con riferimento alla revisione della regolazione precontrattuale e contrattuale, si ritiene necessario prestare particolare attenzione alle proposte riguardanti il rinnovo delle condizioni economiche dei contratti di fornitura, affinché il rafforzamento delle tutele non determini effetti distorsivi sul funzionamento del mercato o ricadute negative sui clienti finali. La disciplina dovrebbe, in primo luogo, garantire la certezza del prezzo contrattuale per l'intero periodo di validità delle condizioni economiche sottoscritte dal cliente. In fase di definizione dell'offerta, infatti, il venditore determina il prezzo sulla base di uno specifico orizzonte

temporale e delle condizioni di mercato, dei costi e dei rischi associati a tale periodo. Alla relativa scadenza, l'operatore può decidere di prorogare temporaneamente le condizioni applicate, ma non dovrebbe essere obbligato a mantenerle a tempo indeterminato, poiché ciò altererebbe i presupposti economici sulla base dei quali il prezzo è stato originariamente formulato. Occorre inoltre considerare che, nel quadro nazionale ed europeo di liberalizzazione dell'attività di vendita, la definizione delle politiche commerciali e di margine rientra nella legittima autonomia dell'impresa, ferma restando la necessità di assicurare al cliente informazioni chiare, complete e tempestive. La regolazione deve pertanto tutelare la trasparenza e la consapevolezza del cliente, senza comprimere la possibilità per gli operatori di definire nuove condizioni economiche alla naturale scadenza di quelle precedentemente concordate e senza imporre la divulgazione delle strategie commerciali sottostanti. In tale prospettiva, assume particolare rilievo la corretta definizione del concetto di "giustificato motivo", che deve essere differenziato, anche sotto il profilo giuridico, a seconda che si tratti di un rinnovo delle condizioni economiche o di una variazione unilaterale. Nel primo caso, le nuove condizioni sostituiscono un prezzo la cui validità è giunta alla scadenza prevista dal contratto e il cui aggiornamento costituisce quindi un evento già contemplato nel rapporto contrattuale; nel secondo caso, invece, la modifica interviene in modo non originariamente previsto su un prezzo o su altre condizioni ancora in corso di validità. Le due fattispecie presentano pertanto natura, presupposti ed effetti differenti e non dovrebbero essere assoggettate ai medesimi requisiti sostanziali. Si ritiene quindi necessario che la futura disciplina mantenga una chiara distinzione tra rinnovi e variazioni unilaterali, assicurando, da un lato, la stabilità delle condizioni economiche durante il periodo contrattualmente previsto e, dall'altro, la possibilità per il venditore di formulare nuove condizioni alla relativa scadenza, nel rispetto di adeguati obblighi di informazione preventiva e trasparenza nei confronti del cliente.

4. Dati e partecipazione attiva dei clienti

Si condivide l'obiettivo di rafforzare la partecipazione attiva e consapevole dei clienti al mercato energetico. A tal fine, la disponibilità di dati completi, affidabili, tempestivi e sufficientemente granulari costituisce un presupposto essenziale per migliorare la consapevolezza dei consumi e favorire lo sviluppo di servizi innovativi nei settori dell'efficienza energetica, della gestione della domanda, dell'accumulo, della flessibilità e della mobilità elettrica. È pertanto necessario superare la frammentazione dei sistemi e dei flussi informativi, promuovendo un modello digitale integrato e interoperabile tra i diversi soggetti della filiera. Le informazioni dovrebbero essere aggiornate alla fonte e messe a disposizione dei clienti e dei soggetti da questi delegati attraverso processi standardizzati, sicuri e facilmente scalabili, con ruoli e responsabilità chiaramente definiti. La semplificazione e la digitalizzazione dei processi dovrebbero ridurre oneri, tempi di gestione, duplicazioni e passaggi non necessari, favorendo lo sviluppo su larga scala di servizi energetici evoluti. Al contempo, la disciplina sull'accesso ai dati deve garantire un adeguato equilibrio tra innovazione, tutela del cliente, protezione delle informazioni e sicurezza dei sistemi. Il cliente dovrebbe mantenere il controllo sui propri dati e poter autorizzare l'accesso da parte dei fornitori di servizi energetici secondo modalità semplici, trasparenti e uniformi. L'evoluzione regolatoria dovrebbe infine coordinarsi con il quadro europeo in materia di accesso e condivisione dei dati, valorizzando il dato energetico come infrastruttura abilitante per la concorrenza, l'innovazione e la partecipazione attiva dei clienti. L'obiettivo dovrebbe essere la costruzione di un ecosistema nel quale i consumatori possano assumere decisioni più consapevoli e gli operatori sviluppare servizi trasparenti, personalizzati e funzionali alla transizione energetica.

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

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

Il significativo incremento delle tariffe di trasporto registrato negli ultimi anni richiede una maggiore attenzione alle dinamiche dei costi infrastrutturali, soprattutto in uno scenario di progressiva riduzione dei consumi di gas, nel quale i costi della rete rischiano di essere ripartiti su volumi sempre più contenuti. La regolazione deve pertanto conciliare sicurezza degli approvvigionamenti, sostenibilità economica e utilizzo efficiente delle infrastrutture, contenendo il rischio di una spirale tariffaria. In tale prospettiva, è necessario rafforzare la selettività degli investimenti destinati allo sviluppo e al mantenimento della rete gas, assicurando che siano fondati su criteri rigorosi di efficienza, economicità e utilità per il sistema. L'esigenza di diversificare le fonti e mantenere un adeguato livello di ridondanza infrastrutturale deve essere accompagnata da una valutazione puntuale dei costi e dei benefici, delle alternative disponibili e dell'effettivo contributo di ciascun intervento alla sicurezza e alla resilienza del sistema.

Si condivide quindi l'orientamento di ARERA volto a rafforzare il monitoraggio dei Piani industriali, anche ai fini dell'attuazione del ROSS avanzato, dei Piani decennali di sviluppo della rete e dei relativi scenari di domanda e offerta. Questi ultimi devono essere solidi, trasparenti e realistici, nonché coerenti con l'evoluzione cross-settoriale della transizione energetica, inclusi l'elettrificazione dei consumi, la diffusione delle fonti rinnovabili e lo sviluppo dei gas rinnovabili e a basse emissioni. Ciò consentirebbe di ridurre il rischio di sovrainvestimenti, duplicazioni o realizzazione di infrastrutture destinate a risultare sottoutilizzate. Si condivide inoltre la prevista revisione, dal 2028, dei criteri di determinazione del WACC, che dovrebbe assicurare un equilibrio tra la finanziabilità degli investimenti efficienti e il contenimento degli oneri a carico degli utenti. Alla medesima finalità possono contribuire modelli di remunerazione più flessibili e orientati ai risultati, la progressiva attuazione del ROSS avanzato e il ricorso al benchmarking dei costi efficienti, valorizzando gli investimenti capaci di produrre benefici misurabili per il sistema.

In coordinamento con i responsabili delle politiche energetiche e fiscali, potrebbe essere valutata anche la fiscalizzazione selettiva di una parte dei costi infrastrutturali che oggi gravano sulle tariffe o sugli oneri di sistema, in particolare quando gli investimenti perseguono finalità generali di sicurezza energetica, resilienza o transizione e producono benefici non riconducibili esclusivamente agli utenti della rete gas.

È infine necessario rafforzare la prevedibilità e la trasparenza tariffaria, mettendo a disposizione del mercato non soltanto gli elementi alla base delle determinazioni già adottate, ma anche informazioni che consentano di stimare ragionevolmente l'evoluzione futura dei corrispettivi. Una maggiore visibilità prospettica permetterebbe agli operatori di programmare le strategie di approvvigionamento, le politiche commerciali e gli investimenti, riducendo l'incertezza e favorendo un confronto più consapevole sugli effetti tariffari dei piani infrastrutturali.

L'attuazione degli OS.23 e OS.24 dovrebbe quindi fondarsi su un approccio integrato, nel quale selettività degli investimenti, qualità degli scenari, riconoscimento dei costi efficienti, revisione del WACC e trasparenza tariffaria concorrano a garantire la sicurezza e la resilienza del sistema senza compromettere l'accessibilità delle tariffe di rete.

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

La cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ rappresentano una leva essenziale per la decarbonizzazione dei settori industriali hard to abate. Il ruolo strategico della CCS è riconosciuto sia a livello europeo, nell'ambito dell'Industrial Carbon Management Strategy e del Net-Zero Industry Act, che prevede una

capacità europea di iniezione pari a 50 milioni di tonnellate annue entro il 2030, sia a livello nazionale dal PNIEC, che individua Ravenna CCS quale progetto di riferimento.

Si ritiene pertanto urgente definire un quadro regolatorio chiaro, stabile e concretamente attuabile, così da non compromettere lo sviluppo delle prime progettualità necessarie al raggiungimento degli obiettivi al 2030 e l'utilizzo delle risorse finanziarie già ottenute dagli emettitori per gli investimenti negli impianti di cattura. La disciplina, da sviluppare nel solco del decreto-legge Bollette e della futura normativa sulla filiera CCS, dovrebbe adottare un approccio pragmatico e graduale, accompagnando l'evoluzione del mercato senza introdurre assetti prematuramente rigidi. La gradualità deve tuttavia essere accompagnata da principi chiari e da una traiettoria regolatoria prevedibile, necessaria per sostenere gli investimenti di lungo periodo e garantire stabilità ai progetti già avviati. In coordinamento con l'OS.3, ARERA dovrebbe inoltre monitorare l'evoluzione della disciplina europea della CCUS e interloquire con le istituzioni competenti, affinché il futuro quadro europeo risulti coerente con quello nazionale e non produca effetti retroattivi o distorsivi sulle iniziative già sviluppate o operative.