

CONSULTAZIONE SUL QUADRO STRATEGICO ARERA 2026-2029

Contributo del Gruppo ERG

Inquadramento della consultazione e chiave di lettura del contributo ERG

Il presente contributo del Gruppo ERG è stato predisposto nell'ambito della consultazione sul Quadro Strategico 2026-2029 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, avviata con il documento 244/2026/A (nel seguito, il Quadro Strategico o il Piano).

Il Quadro Strategico ARERA presenta una **ricostruzione del contesto energetico complessivamente solida e coerente con le principali direttrici di evoluzione del settore**. Risultano ben individuati i riferimenti programmatici nazionali ed europei, le principali sfide connesse alla transizione energetica e i fattori che condizioneranno l'evoluzione del sistema nei prossimi anni. In particolare, **viene evidenziato il ruolo centrale dell'elettrificazione dei consumi, dello sviluppo delle fonti rinnovabili, dell'integrazione degli accumuli e delle risorse di flessibilità**, nonché della necessità di realizzare reti più digitalizzate, resilienti e adeguate ai nuovi scenari di domanda e produzione. Analogamente, appare condivisibile **l'attenzione dedicata al tema del costo dell'energia e al persistente differenziale dei prezzi italiani rispetto agli altri Paesi europei, con i conseguenti impatti sulla competitività e sulle bollette dei consumatori, oltre che al peso delle componenti fiscali e para-fiscali**.

Meriterebbe forse un ulteriore approfondimento la sezione dedicata all'attività regolatoria per il settore elettrico che l'Autorità intende sviluppare nel periodo di Piano. A fronte di un'analisi articolata e condivisibile delle principali criticità del sistema, gli interventi prospettati sembrano porre una particolare attenzione al rafforzamento delle attività di monitoraggio e vigilanza e all'attuazione del quadro REMIT, ambito certamente rilevante e rispetto al quale anche ERG ha evidenziato l'importanza di un'applicazione efficace, proporzionata e coerente della disciplina. **Nel Piano potrebbe tuttavia trovare maggiore evidenza il contributo che l'azione regolatoria dell'Autorità può offrire rispetto ad alcune leve in grado di favorire una riduzione strutturale del costo dell'energia, contenere l'impatto sulle bollette finali e supportare l'attuazione delle politiche energetiche nazionali ed europee**. In tale prospettiva assumono particolare rilievo i **meccanismi competitivi per la nuova capacità rinnovabile, l'utilizzo delle risorse derivanti dall'ETS, la valorizzazione degli accumuli e delle diverse forme di flessibilità di sistema, non limitate alla sola demand response, nonché il sostegno all'integrazione efficiente delle nuove risorse nei mercati energetici**. Si tratta di elementi che possono contribuire in modo significativo alla diffusione dell'elettrificazione dei consumi, passaggio fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, competitività e sicurezza energetica del Paese.

1. REMIT e vigilanza dei mercati

Tra gli **elementi più solidi e sostanziali del Quadro Strategico vi è certamente l'attenzione dedicata al monitoraggio del comportamento degli operatori sui diversi mercati energetici, alla trasparenza e alla facilitazione dell'applicazione del quadro REMIT**. In un sistema caratterizzato da una crescente complessità

operativa, dalla diffusione delle fonti rinnovabili e dalla progressiva integrazione di nuove risorse di flessibilità, il presidio dell'integrità dei mercati rappresenta una funzione centrale dell'Autorità e una delle leve sulle quali ARERA può esprimere il maggiore valore aggiunto.

È pertanto condivisibile l'obiettivo di rafforzare le attività di vigilanza e controllo. Positiva appare anche l'attenzione verso una maggiore capacità di monitoraggio in tempo reale e verso il coordinamento con le istituzioni europee competenti.

Nel Quadro Strategico ARERA, gli Obiettivi Strategici 1 e 2 attribuiscono un ruolo centrale all'attività di vigilanza dei mercati e al contrasto di comportamenti distorsivi. In tale contesto si inseriscono le criticità rilevate del DL Bollette, le cui disposizioni rischiano di introdurre alterazioni dei segnali di prezzo e delle dinamiche concorrenziali.

Al tempo stesso, l'efficacia di tale azione potrebbe essere ulteriormente rafforzata ampliando il perimetro di osservazione rispetto a quanto emerge dal Piano. L'attenzione appare infatti prevalentemente concentrata sui mercati energetici e sui comportamenti degli operatori, mentre sarebbe **opportuno adottare una visione più ampia che consideri l'interazione tra tutti i mercati che contribuiscono alla formazione dei costi del sistema elettrico.**

In particolare, si ritiene opportuno:

- rafforzare le attività di monitoraggio dei mercati energetici in coerenza con il Regolamento REMIT, con l'obiettivo di individuare fenomeni distorsivi e criticità lungo l'intera catena di formazione del prezzo;
- estendere l'analisi a tutte le sessioni di mercato rilevanti, inclusi mercato del giorno prima, mercati infragiornalieri, bilanciamento e dispacciamento, valutandone il contributo complessivo ai costi sostenuti dal sistema;
- approfondire il funzionamento dei processi di risoluzione delle congestioni locali, valutandone impatti economici, criteri applicativi e grado di efficienza;
- considerare, nell'ambito delle attività di monitoraggio, non solo i comportamenti degli operatori ma anche le modalità operative adottate dai gestori della rete, il cui ruolo può influenzare significativamente gli esiti di mercato e i costi complessivi del sistema;
- valutare, nell'ambito delle proprie funzioni consultive e di segnalazione, eventuali interventi correttivi finalizzati a preservare l'efficienza allocativa dei mercati e la neutralità tecnologica;
- definire modalità attuative delle disposizioni del DL Bollette che minimizzino gli effetti distorsivi tra tecnologie, garantiscano prevedibilità per gli operatori e assicurino coerenza con il quadro ETS europeo e con la disciplina sugli aiuti di Stato.

Più in generale, appare auspicabile che il rafforzamento dell'azione sul REMIT si accompagni a una crescente attenzione verso l'efficienza complessiva del sistema elettrico e alla capacità dei mercati di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili, degli accumuli e delle nuove risorse di flessibilità. La corretta formazione dei prezzi e l'efficienza dei meccanismi di mercato rappresentano infatti condizioni indispensabili non solo per

garantire trasparenza e concorrenza, ma anche per sostenere gli investimenti necessari alla transizione energetica, promuovere l'elettrificazione dei consumi e contribuire alla riduzione strutturale del costo dell'energia per il Paese.

2. Elettrificazione e leve attuative dell'Autorità

L'elettrificazione dei consumi rappresenta una delle direttrici fondamentali della transizione energetica e costituisce un elemento essenziale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza energetica e competitività del sistema economico nazionale. Il Quadro Strategico richiama correttamente il ruolo della mobilità elettrica, delle pompe di calore e dell'evoluzione dei consumi finali, riconoscendo come la crescita della domanda elettrica sia una condizione necessaria per accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Tuttavia, **il tema dell'elettrificazione meriterebbe un posizionamento ancora più centrale tra le priorità dell'azione regolatoria dell'Autorità**. La crescita efficiente della domanda elettrica rappresenta infatti uno dei principali strumenti attraverso cui favorire l'integrazione delle energie rinnovabili, ridurre l'esposizione del Paese alla volatilità dei combustibili fossili importati e trasferire ai consumatori i benefici economici derivanti dalla crescente disponibilità di produzione rinnovabile nazionale.

In questa prospettiva, appare opportuno attribuire **maggiore attenzione non soltanto all'elettrificazione dei consumi civili, ma anche a quella dell'industria**, che rappresenta uno dei maggiori potenziali di crescita della domanda elettrica e uno dei principali fattori competitivi per il sistema produttivo nazionale.

Permangono tuttavia **numerosi elementi di natura regolatoria, tariffaria ed economica che continuano a limitare la convenienza dell'elettrificazione** e che rischiano di rallentarne la diffusione. Tra questi assumono particolare rilievo:

- **il peso delle componenti fiscali e parafiscali** che gravano sulla bolletta elettrica;
- la persistente **concentrazione degli oneri generali di sistema sui consumi elettrici**;
- **strutture tariffarie** che riflettono solo parzialmente l'evoluzione del mix di generazione e la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili;
- la **limitata trasferibilità ai consumatori dei benefici economici derivanti dalle ore caratterizzate da elevata disponibilità di energia rinnovabile**;
- la presenza di **barriere regolatorie e amministrative che possono scoraggiare l'incremento dei consumi elettrici** anche quando funzionali agli obiettivi di decarbonizzazione.

In tale contesto, l'Autorità può svolgere un ruolo particolarmente rilevante, sia attraverso **l'evoluzione della regolazione di propria competenza** sia mediante **le attività consultive e di supporto agli organi governativi competenti**, contribuendo alla definizione di un quadro che favorisca una crescita sostenibile ed efficiente della domanda elettrica.

In particolare, **si ritiene opportuno che l'Autorità:**

- continui ad evolvere le **strutture tariffarie** affinché riflettano in misura crescente i **segnali provenienti dai mercati elettrici** e incentivino comportamenti di consumo efficienti e flessibili;
- promuova una **progressiva riduzione degli elementi che penalizzano economicamente l'utilizzo dell'elettricità rispetto ai combustibili fossili**;
- supporti, nelle sedi competenti, la definizione di **obiettivi nazionali di elettrificazione** coerenti con i fabbisogni di sviluppo del sistema energetico;
- contribuisca **all'individuazione di modalità di utilizzo dei proventi ETS orientate a sostenere elettrificazione, efficienza energetica, accumuli e investimenti nelle tecnologie pulite**;
- favorisce la diffusione di strumenti in grado di **connettere la crescita della domanda elettrica con nuovi investimenti in capacità rinnovabile, inclusi i contratti di lungo termine e i PPA**;
- **rimuova eventuali ostacoli regolatori** che limitano l'incremento dei consumi elettrici per usi virtuosi e funzionali alla transizione energetica;
- supporti lo sviluppo di strumenti che favoriscano l'integrazione tra elettrificazione dei consumi e contratti di lungo termine, inclusi i PPA, anche favorendo il ricorso a **tali formule contrattuali da parte della Pubblica Amministrazione**, mediante:
 - processi di procurement dedicati,
 - modelli contrattuali standardizzati e compatibili con i vincoli della contabilità pubblica;
 - forme di aggregazione della domanda pubblica.

Proprio la Pubblica Amministrazione potrebbe fornire un contributo rilevante al processo di elettrificazione: i relativi consumi energetici sono infatti stimati in circa 4,6 Mtep annui - di cui circa 20 TWh di energia elettrica - e presentano un significativo potenziale di elettrificazione degli usi termici, che potrebbe generare una domanda elettrica aggiuntiva dell'ordine di 10 TWh annui e un risparmio di energia primaria prossimo a 2 Mtep. La Pubblica Amministrazione può quindi svolgere un ruolo di lead customer della transizione energetica, non soltanto attraverso l'elettrificazione dei propri consumi, ma anche promuovendo forme innovative di approvvigionamento energetico in grado di sostenere nuovi investimenti nelle fonti rinnovabili. La dimensione e la stabilità della domanda pubblica possono infatti contribuire a creare segnali di mercato di lungo periodo, favorendo lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile e l'adozione di modelli replicabili anche nel settore privato. Un primo esempio concreto di tale approccio è rappresentato dalle iniziative del Gruppo Ferrovie dello Stato, che nel 2025 ha sottoscritto, a seguito di procedure competitive, contratti di lungo termine (PPA) per l'approvvigionamento di energia rinnovabile. Esperienze di questo tipo dimostrano come la domanda pubblica possa contribuire non solo alla propria decarbonizzazione, ma anche alla creazione di condizioni favorevoli per nuovi investimenti nel settore energetico e per una maggiore stabilità dei costi nel lungo periodo.

Particolare attenzione dovrebbe essere dedicata al tema dei **segnali temporali di prezzo**. L'attuale articolazione delle fasce tariffarie è stata sviluppata in un contesto profondamente diverso da quello attuale e potrebbe non rappresentare più in modo ottimale la crescente variabilità dei prezzi associata alla diffusione delle fonti rinnovabili. Appare pertanto **opportuno valutare un'evoluzione dei segnali economici che consenta ai consumatori di beneficiare più chiaramente della disponibilità di energia rinnovabile nelle diverse ore della giornata**, favorendo al contempo una maggiore flessibilità dei consumi e una riduzione dei costi complessivi di sistema.

Nel periodo di validità del Piano assumerà inoltre **particolare rilevanza l'entrata in vigore dell'ETS2**. In tale contesto risulterà fondamentale assicurare che la nuova disciplina contribuisca concretamente alla transizione energetica senza generare effetti percepiti come esclusivamente penalizzanti per cittadini e imprese. Sarà quindi importante favorire modalità di impiego dei relativi proventi che rendano visibili e misurabili i benefici derivanti dalla decarbonizzazione, sostenendo elettrificazione, efficienza energetica e riduzione strutturale dei costi energetici. Analoga attenzione dovrebbe essere dedicata alle risorse derivanti dall'ETS1.

Più in generale, l'elettrificazione dei consumi dovrebbe essere considerata **non soltanto come uno strumento di riduzione delle emissioni, ma come una delle principali leve per valorizzare la crescente produzione rinnovabile nazionale, rafforzare l'indipendenza energetica del Paese e migliorare la competitività di famiglie e imprese**. Una maggiore domanda elettrica, accompagnata da corretti segnali di prezzo, adeguati strumenti di flessibilità e un quadro regolatorio coerente, può infatti attivare un **circolo virtuoso nel quale sviluppo delle fonti rinnovabili, sicurezza energetica, competitività industriale e riduzione dei costi dell'energia si rafforzano reciprocamente**.

3. Meccanismi di supporto alle fonti rinnovabili e sviluppo della capacità installata

Il Quadro Strategico ARERA individua correttamente nello sviluppo delle fonti rinnovabili uno dei pilastri del percorso di decarbonizzazione e richiama più volte la necessità di accelerare la crescita della capacità installata e la sua integrazione nel sistema elettrico. Alla luce degli obiettivi del PNIEC e della persistente esigenza di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, appare tuttavia opportuno attribuire **maggiore enfasi al tema dell'effettiva realizzazione dei volumi necessari per il raggiungimento dei target nazionali**.

Il quadro dei meccanismi di supporto alle fonti rinnovabili è infatti in una fase di profonda evoluzione. L'introduzione del DM FER X e il previsto sviluppo di ulteriori strumenti, tra cui i meccanismi d'asta a profilo, rappresentano un passaggio cruciale per garantire continuità agli investimenti nel corso dell'intero periodo di Piano. In tale contesto, **il tema centrale appare non solo la disponibilità degli strumenti quanto la loro capacità di generare concretamente la capacità rinnovabile necessaria nei tempi richiesti dalla transizione energetica**.

Sotto questo profilo, il ruolo dell'Autorità assume particolare rilevanza. Il nuovo assetto comporterà infatti numerose attività regolatorie, consultive e attuative, spesso caratterizzate da elevata complessità tecnica e da tempistiche particolarmente stringenti. È pertanto essenziale **che l'Autorità continui a garantire elevati livelli di efficienza procedurale e di rispetto delle tempistiche** previste, evitando che i passaggi di propria competenza possano costituire un elemento di rallentamento nell'implementazione delle misure di sostegno. In una fase in cui la rapidità di esecuzione rappresenta un fattore strategico, appare fondamentale che ARERA contribuisca ad accelerare i processi piuttosto che divenire, anche involontariamente, un collo di bottiglia nell'attuazione degli strumenti.

Parallelamente, sarebbe opportuno che il Piano dedicasse maggiore attenzione al dimensionamento efficace dei meccanismi per la diffusione delle energie rinnovabili, quali appunto il DM FERX. **Il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC richiede infatti che i volumi per fonti rinnovabili effettivamente assegnati e realizzati**

risultino coerenti con il fabbisogno di nuova capacità installata. In tale prospettiva, occorre monitorare con attenzione eventuali fenomeni di sottoutilizzo dei contingenti disponibili e assicurare che la struttura delle aste non ostacoli la piena allocazione dei volumi necessari. Tale aspetto di efficacia e tempestività assume un ruolo ancor più rilevante per il sistema elettrico nei periodi di forte tensione sui prezzi delle commodities energetiche importate, quando ogni GW di mancata allocazione di energie rinnovabili costituisce un aggravio netto e prolungato del costo nazionale dell'energia.

In particolare, si ritiene opportuno che l'Autorità:

- supporti, nell'ambito delle proprie funzioni consultive, una programmazione pluriennale stabile e prevedibile delle procedure competitive, con calendari definiti e visibili agli operatori;
- favorisca una gestione delle aste orientata alla massima partecipazione e alla piena allocazione dei volumi disponibili, come già accade nella maggioranza dei paesi europei;
- monitori gli esiti delle procedure per verificare la coerenza tra capacità messa in asta, capacità assegnata, capacità effettivamente realizzata e target nazionali;
- contribuisca a valutare eventuali correttivi ai meccanismi di contingentamento qualora questi dovessero limitare il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo;
- promuova un approccio che contemperi l'efficienza economica delle procedure con l'esigenza di assicurare la realizzazione effettiva della capacità rinnovabile prevista dal PNIEC.

Particolare attenzione merita inoltre il tema della crescente complessità introdotta dai criteri non di prezzo. Sebbene tali strumenti possano perseguire finalità condivisibili, esiste il rischio che un'eccessiva stratificazione di criteri, requisiti e premialità aumenti gli oneri amministrativi e riduca l'efficacia complessiva dei meccanismi di supporto. Sotto questo profilo, appare opportuno privilegiare criteri semplici, trasparenti ed utili a conseguire i benefici complessivi di sistema, piuttosto che prediligere strutture ineccepibili sul piano formale ma del tutto carenti a livello di *execution*.

Una specifica valorizzazione potrebbe essere riconosciuta agli interventi di repowering eolico, che rappresentano una delle modalità più efficienti per incrementare la produzione rinnovabile. Tali interventi consentono infatti di aumentare la capacità e la generazione sfruttando siti esistenti, limitando il consumo di nuovo suolo e riducendo, nella maggior parte dei casi, le esigenze di sviluppo della rete rispetto a nuovi impianti greenfield. In quest'ottica, l'Autorità potrebbe supportare l'introduzione di criteri che riconoscano maggiormente il contributo del repowering agli obiettivi di decarbonizzazione, integrazione del sistema e sostenibilità ambientale.

Più in generale, il successo dei meccanismi di supporto dovrebbe essere valutato non esclusivamente in termini di efficienza allocativa delle singole procedure, ma soprattutto in funzione della loro capacità di assicurare il conseguimento degli obiettivi nazionali di sicurezza energetica, competitività e decarbonizzazione. In questo quadro, ARERA può svolgere un ruolo significativo nel promuovere soluzioni regolatorie che coniughino rapidità di implementazione, semplicità applicativa, certezza per gli operatori ed effettiva realizzazione della capacità rinnovabile necessaria alla transizione energetica.

4. Flessibilità non fossile e integrazione dei meccanismi di mercato

Lo **sviluppo delle risorse di flessibilità** rappresenta uno dei temi più rilevanti del Quadro Strategico ARERA e uno degli elementi chiave per il successo della transizione energetica. La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili rende infatti sempre più necessario disporre di strumenti in grado di garantire l'equilibrio del sistema, la gestione delle congestioni, la sicurezza delle forniture e l'efficienza dei mercati. In questo contesto, il Piano individua correttamente l'importanza di accumuli, demand response e risorse distribuite, riconoscendone il ruolo crescente all'interno del sistema elettrico.

Tuttavia, il tema della flessibilità potrebbe essere ulteriormente rafforzato, evidenziando con maggiore chiarezza il **ruolo strategico che le risorse non fossili saranno chiamate a svolgere nel progressivo riequilibrio del mix di capacità e dei servizi di sistema**. La sfida dei prossimi anni non consiste infatti soltanto nell'integrare maggiori quantità di energia rinnovabile, ma anche nel consentire che una **quota crescente dei servizi oggi forniti dagli impianti termoelettrici venga progressivamente assicurata da impianti rinnovabili, accumuli, demand response e altre tecnologie innovative**.

In tale prospettiva, assumono particolare rilevanza il MACSE, il Capacity Market e i futuri strumenti destinati a valorizzare la flessibilità. La coesistenza di più meccanismi rende necessario un **disegno coerente e integrato**, capace di fornire segnali economici chiari agli investitori e di evitare situazioni di sotto-valorizzazione delle risorse effettivamente disponibili.

Particolarmente importante appare l'introduzione del **mercato del time shifting** previsto dal MACSE e affidato a GME. Si tratta di un passaggio cruciale per il sistema elettrico nazionale, destinato a valorizzare la capacità degli accumuli di trasferire l'energia dalle ore caratterizzate da elevata produzione rinnovabile a quelle di maggiore domanda. Il corretto funzionamento di tale mercato potrà contribuire in modo significativo all'integrazione delle fonti rinnovabili, alla riduzione delle congestioni e all'ottimizzazione dell'utilizzo delle infrastrutture esistenti. In questo contesto, ARERA potrà svolgere un ruolo fondamentale di supporto regolatorio nella sua implementazione oltre che di vigilanza, anche in relazione al quadro REMIT e alle **modalità operative delle risorse assegnatarie del MACSE**.

Analogamente, il tema dell'adeguatezza del sistema e dell'evoluzione del **Capacity Market** assume un'importanza crescente. Il meccanismo continuerà a rappresentare uno strumento essenziale per garantire la sicurezza del sistema elettrico, ma dovrà progressivamente **evolvere per riflettere il contributo crescente delle nuove tecnologie di flessibilità**. L'attuale configurazione continua infatti a riflettere, almeno in parte, una struttura costruita attorno alle tecnologie termoelettriche convenzionali, mentre il sistema elettrico dei prossimi anni richiederà una presenza crescente di risorse non fossili caratterizzate da elevata rapidità di risposta, programmabilità e capacità di supportare l'integrazione delle rinnovabili.

In tale contesto, si ritiene opportuno che ARERA:

- assicuri un coordinamento organico tra MACSE, Capacity Market, MSD/MBR e futuri mercati della flessibilità, chiarendone complementarità e interazioni;

- promuova una visione integrata dei meccanismi di adeguatezza e flessibilità, evitando sovrapposizioni e distorsioni nei segnali di investimento;
- definisca regole stabili e prevedibili per il revenue stacking tra i diversi mercati e meccanismi di remunerazione;
- favorisca **criteri di attivazione delle risorse trasparenti e non discriminatori**, preservando neutralità tecnologica ed efficienza del merit order;
- accompagni lo sviluppo del mercato del time shifting, garantendo chiarezza regolatoria e coerenza con il disegno complessivo dei mercati;
- monitori gli effetti del Capacity Market sull'allocazione efficiente degli investimenti e sull'evoluzione del mix di capacità disponibile;
- supporti l'evoluzione del Capacity Market verso un modello capace di valorizzare pienamente il **contributo delle risorse di flessibilità non fossile**.

Riguardo al capacity market, particolare attenzione dovrebbe essere ad esempio dedicata **ai criteri di valorizzazione degli accumuli e, in particolare, ai fattori di de-rating applicati alle batterie**. Pur essendo corretto tenere conto delle specificità tecnologiche, appare opportuno verificare periodicamente che tali parametri riflettano l'effettivo contributo di questi impianti all'adeguatezza del sistema, anche alla luce dell'evoluzione delle prestazioni tecnologiche, e tenendo a mente, parallelamente all'obiettivo di adeguatezza, l'obiettivo di decarbonizzazione. Derating eccessivamente penalizzanti rischiano infatti di **sottostimare il valore degli accumuli**, rallentando investimenti che risultano invece sempre più indispensabili per accompagnare la crescita delle fonti rinnovabili.

Più in generale, l'adeguatezza del sistema non dovrebbe essere considerata esclusivamente come disponibilità di capacità convenzionale, ma come la capacità complessiva del sistema elettrico di garantire sicurezza, flessibilità ed efficienza in un contesto ad alta penetrazione di fonti rinnovabili. **Accumuli, demand response e altre forme di flessibilità rappresentano strumenti sempre più centrali per raggiungere tale obiettivo** e meritano pertanto di essere pienamente valorizzati nei diversi meccanismi di mercato. L'azione regolatoria dovrebbe quindi favorire un progressivo spostamento del baricentro dei servizi di sistema verso risorse non fossili, assicurando un quadro stabile, trasparente e coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza energetica e competitività del sistema elettrico nazionale.

5. Reti, investimenti e sviluppo della domanda elettrica

Il Quadro Strategico **attribuisce correttamente un ruolo centrale allo sviluppo delle infrastrutture di rete** e alla necessità di rafforzarne lo sviluppo in un contesto caratterizzato dalla crescita delle fonti rinnovabili, dalla prevista elettrificazione dei consumi e dall'emergere di nuovi carichi elettrici. Si tratta di un aspetto particolarmente rilevante, poiché il **rispetto dei piani di investimento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione rappresenta una delle condizioni fondamentali per il successo della transizione energetica**.

Nei prossimi anni, infatti, lo sviluppo del sistema elettrico richiederà non soltanto il collegamento di rilevanti quantità di nuova generazione rinnovabile e di sistemi di accumulo, ma anche la connessione di nuovi carichi che contribuiranno alla crescita della domanda elettrica, quali data center, elettrificazione dei processi industriali, mobilità elettrica e pompe di calore. In questo contesto, **un eventuale ritardo o sotto-investimento nelle reti rischierebbe di compromettere il raggiungimento degli obiettivi energetici nazionali, con ripercussioni su sicurezza del sistema, competitività e integrazione delle fonti rinnovabili.**

Per tale ragione, appare fondamentale che ARERA continui a svolgere un forte ruolo di **indirizzo e supervisione rispetto alla realizzazione dei piani di sviluppo di TSO e DSO, promuovendo una visione anticipatoria degli investimenti.** In un contesto di rapida evoluzione della domanda e dell'offerta, lo sviluppo delle reti non può infatti limitarsi a seguire il mercato, ma deve in molti casi anticiparne le esigenze, creando le condizioni necessarie per l'elettrificazione e per la diffusione delle nuove tecnologie.

Particolare attenzione merita inoltre l'attuazione delle disposizioni introdotte dal DL Bollette 2026 in materia di connessioni. Il nuovo modello, fondato sull'assegnazione dinamica della capacità e sull'utilizzo di meccanismi competitivi per l'accesso alla rete, rappresenta un'importante evoluzione verso una gestione più efficiente delle infrastrutture elettriche. Allo stesso tempo, la fase di transizione richiede un'attenta regolazione affinché vengano evitati elementi di incertezza che potrebbero rallentare la realizzazione degli investimenti.

In tale prospettiva, si ritiene opportuno che ARERA:

- assicuri che l'evoluzione della regolazione delle connessioni supporti contemporaneamente lo sviluppo della generazione rinnovabile, degli accumuli e dei nuovi carichi elettrici;
- mantenga una forte attenzione al rispetto dei piani di investimento di Terna e dei distributori, monitorandone l'attuazione e la coerenza con gli obiettivi di elettrificazione e decarbonizzazione;
- promuova una visione di investimenti anticipatori nelle reti, in grado di supportare tempestivamente la crescita della domanda elettrica e la localizzazione di nuovi consumi strategici;
- garantisca che la nuova disciplina delle connessioni fornisca certezza e continuità ai progetti autorizzati, evitando situazioni di blocco derivanti da indisponibilità sopravvenute della capacità di rete;
- introduca meccanismi che consentano di individuare tempestivamente soluzioni alternative di connessione nei casi in cui la soluzione originaria non sia più disponibile;
- valorizzi, ove possibile, il mantenimento dei punti di connessione esistenti per gli interventi di repowering, riducendo tempi, costi e impatti sul territorio;
- assicuri chiarezza regolatoria in merito alla validità delle STMG e alle condizioni di accesso alle procedure competitive di allocazione della capacità;
- eviti interpretazioni restrittive che possano ridurre la partecipazione alle open season e rallentare lo sviluppo dei progetti.

Più in generale, il successo del nuovo modello di connessione dipenderà dalla capacità di coniugare efficienza nell'utilizzo della rete e certezza per gli investitori. La prioritizzazione degli investimenti infrastrutturali, la riduzione delle tempistiche realizzative e la disponibilità di capacità adeguata nei nodi strategici rappresentano fattori essenziali non solo per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili, ma anche per sostenere la crescita della domanda elettrica.
