

OSSERVAZIONI ANEV
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE ARERA 244/2026/A
SUL QUADRO STRATEGICO 2026-2029

1. *Presentazione ANEV*
2. *Contesto e considerazioni generali*
3. *Considerazioni e proposte puntuali*

1. Presentazione ANEV

L'ANEV, l'Associazione Nazionale Energia del Vento, rappresenta uno dei principali riferimenti del settore eolico e si configura come un'associazione di protezione ambientale, riconosciuta ai sensi della Legge 8 luglio 1986 n. 349. Costituita nel luglio 2002, riunisce oltre 100 aziende rappresentanti il comparto eolico nazionale in Italia e all'estero, tra cui produttori e operatori di energia elettrica e di tecnologia, impiantisti, progettisti, studi ingegneristici e ambientali, trader elettrici e sviluppatori che operano nel rispetto delle norme e dei regolamenti Associativi.

L'ANEV è presente nel Board direttivo delle corrispondenti associazioni europee e mondiali quali il WWEA–GWEC–EWEA ed aderisce a UNI–CEI–AIEE. Concorrere alla promozione e all'utilizzazione della fonte eolica, preservando l'equilibrio fra il contesto ambientale e gli insediamenti, è uno degli scopi dell'Associazione, compresi quelli di promuovere la ricerca e lo sviluppo tecnologico finalizzato all'utilizzo della risorsa vento e all'uso razionale dell'energia, e di curare la diffusione di una corretta informazione centrata su dati reali.

L'obiettivo di conciliare lo sviluppo della produzione di energia pulita con le necessarie tutele di valorizzazione e salvaguardia del territorio ha spinto l'ANEV a intraprendere una stretta collaborazione con le principali associazioni ambientaliste, che ha portato negli anni alla sottoscrizione di vari Protocolli d'intesa con LEGAMBIENTE, WWF e GREENPEACE, finalizzati a diffondere l'eolico nel rispetto dei principi di tutela del paesaggio. L'ANEV si pone, grazie alla sua esperienza specifica e all'alta professionalità degli associati, come l'interlocutore privilegiato sia nell'auspicato processo di collaborazione con le Istituzioni per la definizione della normativa e della regolazione di settore, sia con tutti gli organi di informazione sensibili ai temi ambientali e interessati alla divulgazione di una corretta informazione basata sull'analisi scientifica dei dati diffusi.

2. Contesto e considerazioni generali

Il perdurare dell'attuale instabilità geopolitica, dovuta al conflitto tra Russia e Ucraina e alle tensioni in Medio Oriente, determina la volatilità dei mercati energetici e dei prezzi delle materie prime. In questo contesto, la sicurezza energetica e la transizione ecologica diventano elementi strategici per rafforzare la stabilità economica, ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e sostenere la competitività del Paese. La risposta più efficace a queste criticità consiste nell'accelerare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la soluzione oggi più vantaggiosa sotto il profilo economico e ambientale, la cui produzione elettrica sosterrà il processo di elettrificazione dei consumi di tutti i principali settori economici.

In tale prospettiva, è necessario definire obiettivi nazionali vincolanti di elettrificazione da introdurre nel PNIEC corrente e avviare la pianificazione energetica per il prossimo decennio, e assicurare che il funzionamento dei mercati e delle reti continui a garantire equilibrio economico e sostenibilità dei costi per i consumatori. L'azione regolatoria dovrebbe continuare a perseguire la tutela del consumatore attraverso misure in grado di favorire indipendenza energetica, riduzione dei costi e riduzione delle emissioni. Come misura di carattere generale, raccomandiamo l'utilizzo dei proventi del sistema ETS per sostenere le tecnologie pulite e la decarbonizzazione, evitando interventi che alterino la corretta valorizzazione economica delle diverse tecnologie energetiche.

In questo quadro, l'energia eolica è considerata una delle tecnologie maggiormente in grado di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Si tratta infatti di una tecnologia matura, supportata da una filiera industriale consolidata, che in passato ha già dimostrato di poter raggiungere ritmi di installazione significativi.

Più in generale, l'ANEV ritiene indispensabile un quadro regolatorio stabile, prevedibile e orientato al mercato, capace di sostenere gli investimenti e favorire l'innovazione, per ottenere il pieno sviluppo del potenziale eolico italiano, sia onshore sia offshore. Le principali sfide riguardano la necessità di mantenere prezzi competitivi, sviluppare nuove capacità produttive, rafforzare la sicurezza elettrica, aumentare la flessibilità del sistema e accompagnare la transizione verso un'economia decarbonizzata.

Constatiamo con soddisfazione che nel nuovo Quadro Strategico sono stati richiamati i principi alla base della transizione energetica così come da noi sopra citati, mentre riteniamo fondamentale la definizione di una pianificazione puntuale e chiara nel tempo per l'adozione urgente delle disposizioni che possano imprimere un'accelerazione all'elettrificazione dei consumi e nell'attuazione di tutte le disposizioni che riducano i costi dell'energia elettrica per il consumatore e rendano evidenti anche i vantaggi economici ai territori che ospitano le fonti rinnovabili. Purtroppo, la persistente complessità e mancanza di chiarezza delle procedure autorizzative, e la continua opposizione da parte delle autorità paesaggistiche, esacerbata dall'utilizzo limitativo da parte delle amministrazioni locali di strumenti creati per accelerare lo sviluppo

delle rinnovabili, come le aree idonee, in unione con l'introduzione di nuove disposizioni regolatorie, come la riforma delle connessioni, rischiano di rallentare ulteriormente lo sviluppo delle fonti rinnovabili, già inferiore ai tassi di crescita richiesti dagli obiettivi del PNIEC, vanificando i benefici attesi.

3. Considerazioni e proposte puntuali

Nel Quadro Strategico, l'Autorità richiama giustamente la centralità del PNIEC quale “Piano” di implementazione degli obiettivi nazionali (nel seguito “il Piano”).

Nel nostro ruolo di operatori di mercato, osserviamo come negli ultimi anni il Piano abbia perso centralità nella pianificazione del settore elettrico, procedendo a passo lento e marcando una rilevante distanza rispetto a quanto previsto dallo stesso documento, specialmente nelle sue componenti di eolico onshore e offshore.

Questa distanza sta generando un duplice effetto negativo: (a) da un lato, il ritardo rispetto agli obiettivi del Piano in termini di capacità installata, (b) dall'altro, una minor fiducia degli investitori nei confronti del mercato italiano.

Il mercato italiano potrebbe beneficiare dall'avere, nell'Autorità (e.g. anche attraverso l'Osservatorio Permanente sulla regolazione descritto nell'OS 5), un soggetto indipendente incaricato di monitorare in modo attivo la realizzazione del Piano e di segnalare ritardi, in particolare, laddove siano riconducibili a criticità regolatorie.

L'Autorità richiama giustamente la tematica dell'Energy Market Reform, e in particolare, la necessità di “rendere i prezzi più stabili e meno esposti alla volatilità dei combustibili fossili”, nonché l'importanza della “diversificazione degli approvvigionamenti e il rafforzamento della sicurezza energetica”.

In tal senso, si condivide l'importanza di intervenire sul differenziale del costo dell'energia tra l'Italia e gli altri Paesi membri, e concordiamo con l'Autorità sulla necessità di porre l'accento sulla “componente energia”, dove la posizione italiana rappresenta un'anomalia rispetto agli altri mercati comunitari. Molto spesso negli ultimi anni, grande enfasi è stata posta sui costi delle policy che vengono coperti attraverso gli oneri di sistema (i cosiddetti ASOS).

Se da un lato è importante tenere sotto controllo ed efficientare tutti gli elementi che costituiscono la bolletta elettrica, dall'altro, l'efficacia della politica energetica finanziata attraverso gli oneri ASOS andrebbe misurata in relazione alla capacità delle medesime policies d'impattare positivamente sulla componente energia.

A titolo di esempio, osserviamo che nel dibattito sui costi delle componenti in tariffa, si pone attenzione agli effetti delle aste FER sulle componenti ASOS, grazie al meccanismo dei contratti per differenza a due vie; tuttavia, segnaliamo una preoccupante assenza di analisi e discussione circa gli effetti positivi sulla componente energia. Questo effetto, tra l'altro, è alla base dello sviluppo, negli ultimi vent'anni, di progetti che adottano la tecnologia di eolico in molti paesi europei. È quindi cruciale che l'Italia adotti un approccio robusto (i.e. analisi costi-benefici) nei confronti di questa tecnologia.

OS.3 - Promuovere lo sviluppo di un quadro europeo che favorisca una efficiente integrazione dei sistemi nazionali

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

In particolare, il Quadro Strategico richiama la revisione del quadro europeo in materia di sicurezza energetica, il REPowerEU, l'attuazione della disciplina REMIT riformata, l'aggiornamento dei codici di rete CACM e FCA e lo sviluppo del nuovo Network Code sulla Demand Response. In tali processi risulta essenziale assicurare **un'applicazione coerente e armonizzata delle disposizioni europee**, tenendo adeguatamente conto delle specificità nazionali. L'implementazione a livello nazionale dovrebbe avvenire secondo tempistiche certe e con modalità chiare, proporzionate ed efficacemente implementabili dagli operatori.

In tale contesto, si desidera esprimere perplessità in merito all'obiettivo espresso dall'Autorità di *“promuovere nelle sedi europee e nazionali competenti, un disegno dei mercati elettrici che consenta la formulazione di offerte per unità (unit-bidding)”*. Il mantenimento dello **unit bidding** per le unità che presentano una significatività a livello di sistema (le unità singolarmente abilitate – UAS) può in effetti contribuire alla trasparenza degli esiti di mercato e quindi facilitarne il monitoraggio. Tuttavia, alla luce dell'evoluzione del mercato nazionale con l'adozione del TIDE verso una crescente apertura a una platea sempre più ampia di operatori e alla conseguente valorizzazione dell'aggregazione delle risorse, si ritiene che ARERA debba preservare e, se possibile, **rafforzare la flessibilità nella partecipazione ai mercati dell'energia tramite portafogli il più possibile ampi e diversificati**.

Si valuta, inoltre, positivamente il progressivo avanzamento dell'integrazione dei mercati elettrici europei, inclusa l'evoluzione delle **modalità di gestione delle interconnessioni** e il progressivo ingresso delle frontiere settentrionali italiane nella regione Central Europe.

In tale contesto, un elemento di particolare rilevanza è rappresentato dai **diritti di trasmissione a lungo termine (Long-Term Transmission Rights, LTTR)**, che costituiscono uno strumento essenziale per la gestione del rischio di prezzo su orizzonti temporali estesi, favorendo gli scambi transfrontalieri e la liquidità dei mercati a termine.

Si accolgono positivamente i recenti sviluppi relativi alla CCR Italy North, che prevedono il passaggio dai Physical Transmission Rights con principio UIOSI ai Financial Transmission Rights in forma di opzioni, nonché l'introduzione di prodotti annuali allocati fino a due anni prima della consegna. Tali evoluzioni rappresentano un passo importante verso una maggiore integrazione dei mercati europei anche negli orizzonti a termine.

Un orizzonte massimo di due anni non appare tuttavia sufficiente per rispondere alle esigenze di copertura degli operatori e supportare efficacemente lo sviluppo di contratti di lungo termine transfrontalieri, inclusi i Power Purchase Agreement (PPA). Si ritiene pertanto necessario **promuovere la disponibilità di prodotti LTTR con scadenze di almeno cinque anni e, ove possibile, di prodotti pluriennali**, non limitati a singole annualità. Tali prodotti consentirebbero di ridurre il rischio di rinnovo delle coperture e di liquidità lungo la durata dei contratti, offrendo maggiore certezza agli operatori che assumono decisioni di investimento e di approvvigionamento su orizzonti temporali estesi.

OS. 20 - Sviluppo di mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

Riteniamo l'OS 20 (Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica) obiettivo cruciale che, da un punto di vista concettuale, va considerato come un obiettivo "alto" in quanto in grado di abilitare e rendere più perseguibile anche molti degli altri "OS".

Avere a disposizione del mercato elettrico nazionale un'elevata dotazione di energia rinnovabile, quanto più possibile attivando le sue diverse opzioni tecnologiche, è l'elemento ad oggi più efficace per garantire l'efficienza e la sostenibilità dei mercati elettrici.

Monitoraggio, REMIT ed enforcement

Nell'ottica di un rafforzamento del monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso e dell'attività di enforcement, si ritiene essenziale che **l'attuazione della disciplina REMIT avvenga secondo criteri di piena armonizzazione europea**, in coerenza con gli orientamenti applicativi di ACER e con le prassi adottate negli altri Stati membri. Un approccio coordinato rappresenta una condizione imprescindibile per garantire certezza regolatoria agli operatori, evitare interpretazioni nazionali divergenti e preservare condizioni di parità competitiva nei mercati energetici dell'Unione. Anche l'eventuale impiego di strumenti tecnologici avanzati, inclusa l'intelligenza artificiale, dovrebbe essere accompagnato da adeguati presidi di trasparenza e verificabilità.

Flessibilità locale

Con riferimento ai **servizi ancillari locali e alla flessibilità locale**, si valuta positivamente lo sviluppo dei progetti pilota. In vista della definizione del quadro regolatorio a regime, si ritiene opportuno assicurare un coinvolgimento tempestivo e strutturato degli operatori, anche attraverso l'istituzione di un tavolo tecnico dedicato. Tale confronto dovrebbe contribuire a definire condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie, chiarire il ruolo dei DSO e prevenire possibili conflitti tra gestione della rete,

approvvigionamento della flessibilità e attività di mercato, anche mediante adeguati presidi di *unbundling*.

La regolazione dovrebbe inoltre abilitare l'accesso dei clienti finali e degli aggregatori ai servizi di gestione della domanda e della flessibilità, favorendo lo sviluppo di offerte innovative e una partecipazione più consapevole dei consumatori.

L'ANEV inoltre evidenzia l'importanza crescente delle risorse di flessibilità e dei sistemi di accumulo elettrochimico. In questo ambito viene espressa preoccupazione per le proposte di riduzione dei rating factor applicati alle batterie, che potrebbero limitarne lo sviluppo e ridurne la valorizzazione all'interno del Capacity Market. L'Associazione auspica quindi una revisione organica della metodologia di valutazione, accompagnata da un'analisi approfondita degli impatti sul settore.

Connessioni alla rete e saturazione virtuale

Si condivide l'obiettivo di **aggiornare la regolazione delle connessioni**, rendendo i processi più semplici, trasparenti ed efficienti e **contrastando i fenomeni di saturazione virtuale della rete**.

Tuttavia, una delle principali preoccupazioni riguarda la riforma delle procedure di connessione alle reti elettriche in atto. Le future disposizioni dovranno assicurare trasparenza, certezza delle regole e tutela degli investimenti già in stato avanzato di sviluppo. Secondo l'ANEV, eventuali modifiche delle soluzioni di connessione potrebbero generare criticità rilevanti per i procedimenti autorizzativi, comportando ritardi, aumento del contenzioso e, in alcuni casi, l'abbandono dei progetti. Per questo motivo viene richiesta una maggiore attenzione nell'integrazione tra le procedure autorizzative e le attività dei gestori di rete, così da evitare che le modifiche alle soluzioni di connessione possano produrre ritardi e la dilatazione dei tempi per la realizzazione dei progetti, permettendo di seguire procedimenti semplificati e ridurre gli impatti sostanziali sui progetti in fasi avanzate del procedimento autorizzativo. Il nuovo approccio introdotto con la riforma esporrà gli investitori ad un maggiore rischio per via della strutturale incertezza delle tempistiche dei procedimenti autorizzativi e per il fatto che spesso il processo autorizzativo non può essere controllato o governato dalle imprese per via della presenza di opposizioni strumentali che nella maggior parte dei casi si rivelano infondate, ma che comportano la dilatazione delle tempistiche per l'ottenimento dei titoli senza avere tempi certi. Riteniamo quindi che la riforma aggraverà e aumenterà l'incertezza dei procedimenti. Di conseguenza per un operatore pianificare diventerà estremamente difficile.

Tra gli aspetti fondamentali da considerare, riteniamo sia necessario dedicare particolare attenzione alla **salvaguardia degli investimenti già avviati**. In particolare, non dovrebbero perdere efficacia le soluzioni di connessione già rilasciate per impianti da fonti rinnovabili che, pur non essendo ancora autorizzati o abilitati, abbiano già ottenuto un provvedimento positivo di valutazione ambientale o di esclusione dalla VIA.

Si ritiene inoltre opportuno riconoscere una disciplina dedicata **alle richieste di connessione relative a interventi di rifacimento integrale (cd. Repowering) di impianti esistenti**, tenuto conto del più elevato grado di maturità e della maggiore probabilità di realizzazione di tali progetti anche in ragione di un'assenza di incremento di consumo di suolo. Nel dettaglio bisognerebbe distinguere

1. gli impianti oggetto di integrale ricostruzione che non necessitano di rinforzi di rete, per i quali sarebbe opportuno prevedere l'esonero dalla decadenza della richiesta di connessione e procedure semplificate di rilascio del benestariato;
2. impianti oggetto di integrale ricostruzione che necessitano di interventi di sviluppo o potenziamento sulla Rete di Trasmissione Nazionale e il cui Piano Tecnico delle Opere RTN non sia già stato validato, che dovrebbero accedere ad una priorità di trattamento.

Infine, un più elevato livello di trasparenza sulle richieste in corso e sulle soluzioni tecniche già rilasciate contribuirebbe a migliorare la programmazione degli investimenti e a favorire eventuali soluzioni condivise tra operatori.

L'Associazione guarda inoltre con attenzione all'introduzione dei contratti di connessione flessibile, ritenendo necessario che tali strumenti non determinino un trasferimento eccessivo del rischio sugli investitori. In assenza di adeguate garanzie, infatti, la possibilità di riduzioni permanenti della capacità produttiva potrebbe compromettere la bancabilità dei progetti.

Strumenti di lungo termine e integrazione delle FER nei mercati

Per quanto riguarda il mercato elettrico, l'ANEV evidenzia come le fonti rinnovabili possano contribuire in misura crescente alla riduzione del costo dell'energia per i consumatori. I meccanismi basati sui contratti per differenza consentono infatti di trasferire benefici economici agli utenti finali, mentre l'aumento della produzione rinnovabile può contribuire a ridurre i prezzi dell'energia nelle aree caratterizzate da una maggiore presenza di impianti. Per massimizzare tali effetti è tuttavia necessario che si dia corso il prima possibile all'attuazione concreta dei prezzi zionali per il consumo con l'eliminazione del PUN Index, nonché intervenire sulla struttura degli oneri e della fiscalità applicata ai consumi elettrici, attraverso una riduzione di oneri e accise che incentivi la domanda elettrica e la sua flessibilità e consenta

di rendere maggiormente evidenti ai consumatori i benefici economici derivanti dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili. In tale contesto, appare altresì opportuno superare l'attuale articolazione dei corrispettivi per fasce orarie, ormai non più coerente con i profili di generazione e di prezzo di un sistema elettrico a crescente penetrazione di fonti rinnovabili, adottando segnali di prezzo più dinamici e aderenti alle effettive condizioni del mercato.

Per quanto considerato, riteniamo che l'attuazione del Decreto-Legge "Bollette Energia 2026" con il sostegno previsto per la generazione elettrica da gas, potrebbe produrre effetti distorsivi sul mercato, riducendo l'efficacia del sistema ETS e alterando la competitività tra le diverse tecnologie di generazione. Il provvedimento rischierebbe di influenzare negativamente il mercato europeo dell'energia e di rallentare lo sviluppo dei contratti di lungo termine necessari a garantire stabilità agli operatori, penalizzando gli impianti privi di adeguati strumenti di copertura e compromettendo nuovi investimenti. Cogliamo inoltre l'occasione per ribadire le nostre preoccupazioni circa gli ulteriori orientamenti espressi dall'Autorità nel documento per la consultazione 222/2026/R/eel, circa le misure transitorie funzionali alla riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, il cui beneficio di breve periodo rischierebbe di tradursi in minori investimenti e in una più lenta riduzione strutturale dei prezzi. Sul tema del ridispacciamento, l'Associazione richiama l'attenzione sulla necessità di considerare le differenti caratteristiche tecnologiche degli impianti. In particolare, gli impianti più datati potrebbero incontrare difficoltà significative nell'erogazione di determinati servizi richiesti dal sistema elettrico, con costi di adeguamento elevati e non sempre sostenibili.

I Power Purchase Agreements (PPA) e gli altri strumenti contrattuali di lungo termine rappresentano un elemento chiave per favorire gli investimenti nelle fonti rinnovabili, migliorare la stabilità dei prezzi dell'energia e rafforzare la bancabilità dei nuovi impianti. La loro diffusione è ancora limitata da diversi fattori, tra cui la volatilità dei prezzi dell'energia, l'elevato rischio di credito, la complessità contrattuale e regolatoria e le difficoltà di accesso per le PMI, che spesso non dispongono della dimensione o delle competenze necessarie per negoziare accordi di lungo termine.

Si condivide l'obiettivo di favorire la diffusione degli strumenti contrattuali di lungo termine e si ritiene prioritario rimuovere le barriere regolatorie che ne limitano lo sviluppo.

Si auspica pertanto la promozione di modelli aggregati, in grado di ampliare la partecipazione di PMI e clienti finali, riducendo costi e barriere all'ingresso e valorizzando il ruolo degli operatori di mercato già attivi nella fornitura, nell'intermediazione e nella strutturazione di soluzioni PPA.

Sul piano regolatorio, sarebbe utile **favorire la standardizzazione dei contratti e strumenti di mitigazione del rischio limitandone l'applicazione alla piattaforma di negoziazione già esistente (Bacheca GME). In tale contesto, l'eventuale coinvolgimento di un soggetto pubblico, quale il**

GSE/Aquirente Unico, dovrebbe avere una funzione di supporto e garanzia, senza assumere un ruolo operativo nella gestione dei PPA. Le attività di strutturazione, aggregazione e gestione dei contratti dovrebbero infatti rimanere affidate agli operatori specializzati, preservando la concorrenza e favorendo lo sviluppo di un mercato efficiente e maturo.

Con riferimento ai PPA transfrontalieri, permane l'esigenza di rafforzare la disponibilità di adeguati strumenti di copertura del rischio di congestione. In tale ambito, gli LTTR svolgono un ruolo fondamentale, consentendo agli operatori di gestire l'esposizione ai differenziali di prezzo tra zone di mercato su orizzonti temporali coerenti con la durata dei contratti.

Come evidenziato nelle osservazioni relative all'OS.3, si ritiene pertanto necessario estendere progressivamente la maturità dei prodotti LTTR fino ad almeno cinque anni e rendere disponibili anche prodotti pluriennali. L'offerta di soli prodotti annuali espone infatti le controparti a significativi rischi di rinnovo e di liquidità lungo la durata dei PPA. Adeguati volumi di prodotti a lungo termine, disponibili sulle frontiere della CCR Italy North e in entrambe le direzioni, contribuirebbero a sostenere gli scambi transfrontalieri, la liquidità dei mercati a termine e gli investimenti associati ai PPA.

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

In relazione all'OS21, segnaliamo come la tecnologia eolica onshore e offshore, grazie ai suoi volumi ed ai suoi ottimi profili invernali ha la capacità di ridurre la dipendenza dal gas. A titolo di esempio, i 3,8GW di eolico offshore previsti dal Decreto Fer2, corrispondendo a circa 12TWh, permetterebbero – all'interno del merit order – di “spiazzare” una produzione termoelettrica per cui sono necessari circa 2 miliardi di metri cubi di gas, ovvero circa il 10% della domanda nazionale di gas a fini termoelettrici, in linea con gli obiettivi del PNIEC di riduzione dei prelievi di gas naturale.

ANEV



Associazione Nazionale Energia del Vento