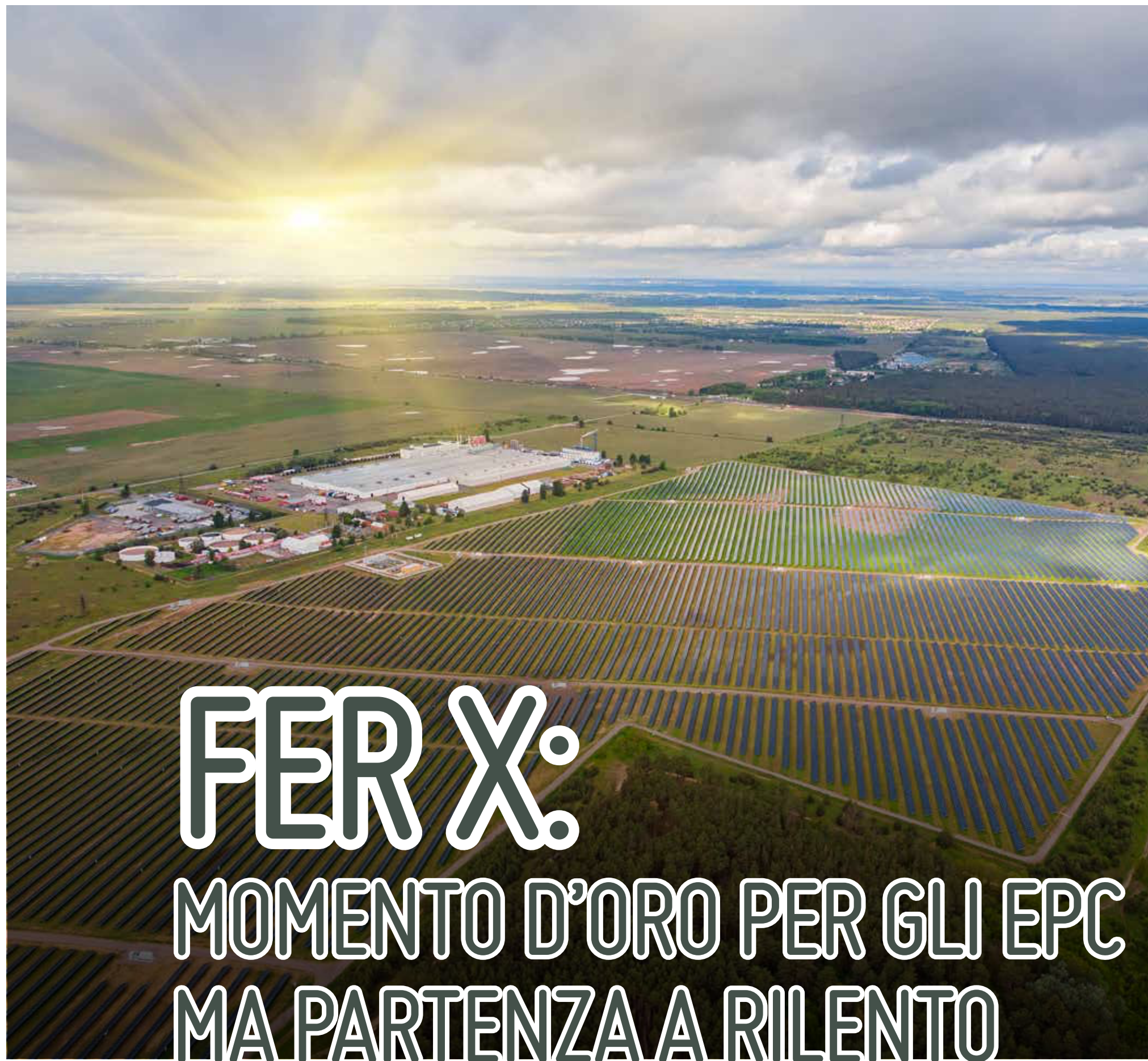




FER X: MOMENTO D'ORO PER GLI EPC MA PARTENZA A RILENTO

NELLE GRADUATORIE PUBBLICATE DAL GSE A FINE 2025 RIENTRANO IMPIANTI FV PER UNA POTENZA TOTALE DI 9 GW TRA FER X TRANSITORIO E FER X NZIA. CONSIDERANDO CHE CI SONO TRE ANNI DI TEMPO PER POTER REALIZZARE E CONNETTERE I PROGETTI, I PRINCIPALI OPERATORI DEL MERCATO SI CHIEDONO SE SI RIUSCIRÀ A METTERE A TERRA TUTTA QUESTA POTENZA, SOPRATTUTTO ALLA LUCE DI DUE CRITICITÀ: SCARSA DISPONIBILITÀ DI EPC E PROBLEMI NELLE CONNESSIONI. INTANTO QUALCOSA INIZIA A MUOVERSI TRA PRIMI CANTIERI E COMPRAVENDITA DI PROGETTI

DI MICHELE **LOPRIORE**

Ci siamo lasciati a fine 2025 con la pubblicazione da parte del GSE dei risultati legati alle aste del FER

X Transitorio e del FER X Nzia, con 7,7 GW e 1,1 GW di impianti fotovoltaici rientrati in posizione utile. A questi si aggiungono poi le installazioni fino a 1 MW in accesso diretto che, al momento, è più difficile quantificare. Sappiamo, tuttavia, che il contingente massimo per queste installazioni è di 3 GW. Potenzialmente, quindi, da qui ai prossimi tre anni si potrebbero installare più di 10 GW di nuovi impianti fotovoltaici solo con il meccanismo del FER X. Un potenziale notevole, così come sono notevoli le sfide da affrontare per portare a compimento tutti questi GW, e in poco tempo. Ma questo lo vedremo tra poco. La prima domanda che ci si pone è: a che punto è il mercato italiano? Sono partiti i primi cantieri? Quali sfide e quali criticità si trovano a dover affrontare EPC e sviluppatori? E ancora, quanti di questi GW vedremo installati nel corso dell'anno in Italia?

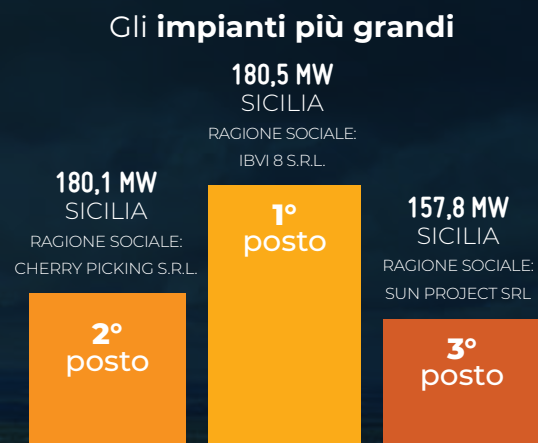
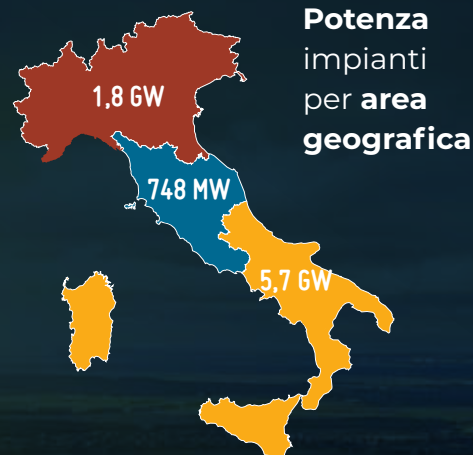
È un momento di fermento e di forte attenzione verso il meccanismo. È soprattutto un momento d'oro per gli EPC che da anni sono attivi in Italia e



FER X TRANSITORIO E NZIA

Numeri & curiosità

TRANSITORIO

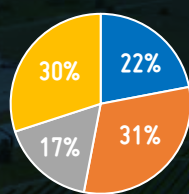


Potenza media impianti in graduatoria

16,2 MW

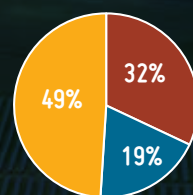
Per classi di **potenza** (%)

- >100 MW
- TRA 50 e 100 MW
- TRA 20 e 50 MW
- <20 MW



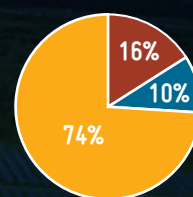
Numero per area geografica

Nord
Centro
Sud e Isole

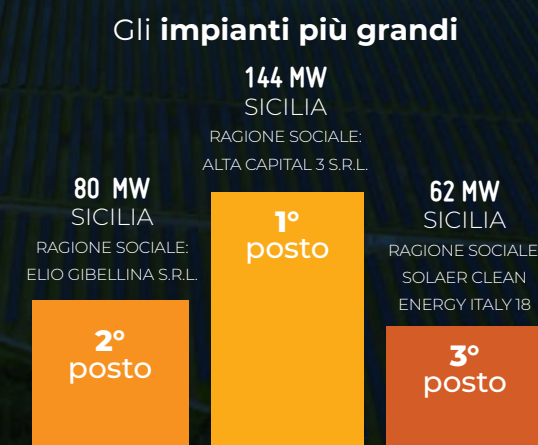
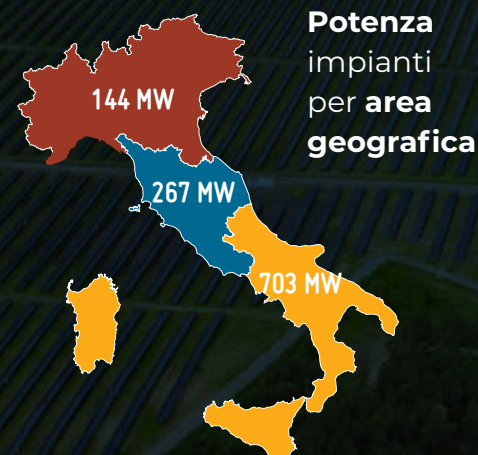


Potenza per area geografica

Nord
Centro
Sud e Isole



NZIA

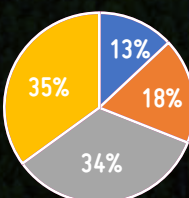


Potenza media impianti in graduatoria

12,6 MW

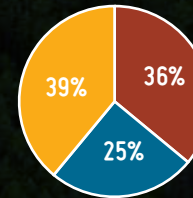
Per classi di **potenza** (%)

- >100 MW
- TRA 50 e 100 MW
- TRA 20 e 50 MW
- <20 MW



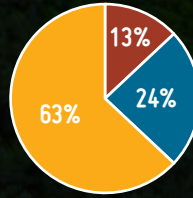
Numero per area geografica

Nord
Centro
Sud e Isole



Potenza per area geografica

Nord
Centro
Sud e Isole



che hanno di fronte a sé un potenziale installabile enorme. È, tuttavia, anche un momento molto delicato per alcuni fenomeni che stanno interessando il mercato del solare in Italia: rincaro dei prezzi dei componenti, saturazione virtuale di rete e scarsa disponibilità di operatori qualificati sono alcuni esempi.

Difficile quantificare i volumi che il FER X sarà in grado di mobilitare quest'anno in termini di nuove installazioni. Si auspica che, del totale, almeno il 30% dei progetti possa partire quest'anno per evitare ulteriori ritardi o, peggio ancora, la non riuscita di alcuni progetti.

Vediamo, quindi, come si stanno muovendo i principali operatori del mercato, in particolar modo gli EPC, e cosa aspettarci dal 2026 per quanto riguarda il FER X Transitorio.

QUALCHE DATO

Prima di entrare nel merito della questione, è doveroso fornire qualche dato. Partiamo dal FER X

Transitorio. Dei 7,7 GW rientrati in posizione utile, per un totale di 474 richieste, il 31% fa riferimento a installazioni di potenza compresa tra 50 e 100 MW, il 30% a impianti di potenza inferiore ai 20 MW, il 22% a impianti di potenza superiore ai 100 MW e il restante 17% a installazioni di potenza compresa tra 20 e 50 MW. La quasi totalità della potenza, per il 74%, fa riferimento a installazioni che potrebbero sorgere nelle regioni del sud Italia e delle isole maggiori, mentre il 16% e il 10% fanno riferimento rispettivamente a progetti nel nord e nel centro Italia. Risultati analoghi anche per quanto riguarda il FER X Nzia: in questo caso, la quasi totalità della potenza in graduatoria, per un totale di 1,1 GW, fa riferimento a installazioni tra 1 e 50 MW (69%), seguite dagli impianti tra 50 e 100 MW (13%) e oltre i 100 MW (16%). Anche nel caso del FER X Nzia, più del 60% della potenza dovrebbe essere realizzata nelle regioni del sud Italia e delle isole maggiori, mentre il 13% e il 24% fanno riferimento a nord e centro.

E ORA?

Dopo aver analizzato i numeri, entriamo nel merito per capire, innanzitutto, se sono partiti i primi cantieri. Ricordiamo che sono diversi i progetti autorizzati pronti a partire, ma ce ne sono anche alcuni fermi o oggetto di acquisizioni. Quindi è ipotizzabile che gran parte dei lavori partirà tra la seconda metà dell'anno e il 2027.

«Penso che vedremo i primi cantieri legati al FER X dalla seconda metà del 2026», dichiara Paolo Tusa, vice presidente Italia di OX2. «In questo momento c'è tanto fermento, ci sono diversi progetti autorizzati, ma soprattutto c'è molto movimento in termini di acquisizioni e cessioni dei progetti. Questo fenomeno è legato a due aspetti: da una parte ci sono realtà che hanno vinto l'asta con una serie di progetti ma si trovano impossibilitati a completarli per questioni di tempistiche e disponibilità di manodopera; dall'altra, ci sono operatori che non hanno disponibilità finanziaria ma hanno cercato di massimizzare la valorizzazione dei

progetti ready to build includendo la tariffa. Noi ci stiamo muovendo molto nella direzione delle acquisizioni».

Nico Nicoli, sales manager EPC di Aiem Srl, ha aggiunto: «Il nostro Paese, allo stato attuale, non dispone ancora di una struttura pienamente adeguata a sostenere simultaneamente tutti i progetti presenti in pipeline. Le criticità sono molteplici e si concentrano in particolare nella fase realizzativa: dalle connessioni alla gestione EPC, permangono colli di bottiglia che rallentano l'avanzamento delle iniziative. In questo contesto, il 2026 si profila come un anno particolarmente sfidante, destinato ad aumentare ulteriormente la pressione sugli investitori. È inevitabile che ci sarà una selezione: partiranno i progetti migliori. Dal punto di vista commerciale registriamo un aumento significativo delle richieste, ma a distanza di mesi molti contratti non si stanno ancora chiudendo. Gli operatori EPC stanno progressivamente consolidando la propria presenza sul mercato, creando le condizioni affinché l'avvio dei cantieri possa concretizzarsi, ma il timore è che questo avvenga verso la fine dell'estate. Parallelamente, si sta assistendo a un crescente fenomeno di acquisizioni: numerosi titoli autorizzativi sono oggi sul mercato e diversi operatori hanno scelto di disimpegnarsi, ridisegnando così gli equilibri competitivi del settore».

DISPONIBILITÀ DI EPC

Come abbiamo appena visto, il primo collo di bottiglia è legato alla scarsa disponibilità di EPC strutturati in grado di mettere "a terra" così tanti progetti. Così come accaduto negli anni del Conto Energia, quando la domanda era decisamente elevata e in mano a pochi operatori, questa scarsa disponibilità di operatori potrebbe comportare un duplice rischio: alta improvvisazione e, quindi, rischio di scarsa qualità nella progettazione e installazione degli impianti; necessità di coinvolgere squadre di installatori da altri Paesi europei pur di non perdere i progetti in graduatoria. Le complessità burocratiche e normative del nostro Paese, e la particolare conformazione dei tetti o dei terreni dove sorgeranno gli impianti, richiedono agli EPC competenze specifiche, che solo alcuni hanno maturato nel nostro Paese grazie a track record importanti.

«C'è un tema di scarsa disponibilità di operatori», spiega Lucio Copernico, country manager Italia di Parapet. «Parapet sta ricevendo numerose richieste di preventivo. Serve un know how tecnico elevato, che vada dalla mappatura dei terreni all'utilizzo di macchinari sempre più specialistici, servizi e soluzioni in grado di garantire qualità e sicurezza dei lavori. Oggi mancano figure così. Il ruolo dell'EPC è infatti cambiato: prima era la società che entrava in cantiere e che realizzava l'impianto, oggi è la realtà che deve garantire anche un ruolo consulenziale, quasi da partner. Il tempo però corre. Ci sono ritardi nelle consegne delle cabine di trasformazione, ritardi nell'avvio dei cantieri per saturazione virtuale di rete. Insomma, è un anno molto positivo per noi EPC ma serve che tutta la macchina si metta in moto, e il prima possibile».

Luca Tosi, head of renewable division di Mani Energy, ha aggiunto: «Il mercato italiano oggi conta su un numero limitato di EPC Contractor realmente strutturati per affrontare la mole di progetti che ci attende. Questo scenario apre a due fenomeni: da un lato, assisteremo all'ingresso di EPC internazionali che, pur portando competenze, richiederanno tempo e supporto per orientarsi nel complesso quadro normativo e autorizzativo italiano; dall'altro, esiste il rischio che anche gli operatori più solidi del mercato scelgano di ridurre il focus sulla qualità pur di cogliere tutte le opportunità disponibili. Questi fenomeni non sono nuovi: li abbiamo già vissuti più di dieci anni fa, negli anni dei Conti Energia, quando la corsa agli incentivi ha generato numerosi progetti di scarsa qualità. Oggi il settore ha il dovere di dimostrare di essere maturato, evitando di ripetere gli stessi errori».



SONO DIVERSI I PROGETTI AUTORIZZATI PRONTI A PARTIRE, MA CE NE SONO ANCHE ALCUNI FERMI O OGGETTO DI ACQUISIZIONI. QUINDI È IPOTIZZABILE CHE GRAN PARTE DEI LAVORI LEGATI AL FER X PARTIRÀ TRA LA SECONDA METÀ DELL'ANNO E IL 2027.



Soluzione Fotovoltaica Utility

- LCOE ottimizzato
- affidabilità di sistema
- ottimizzazione costi O&M

• Sigen PV 500H1



Vi aspettiamo allo Stand **D7-100**

Contattaci



Sito web



LinkedIn



Instagram



HANNO DETTO



“AMPIO FERMENTO NEL MERCATO SECONDARIO”

Paolo Tusa, vice presidente Italia di OX2

«Penso che vedremo i primi cantieri legati al FER X dalla seconda metà del 2026. In questo momento c'è tanto fermento, ci sono diversi progetti autorizzati, ma soprattutto c'è molto movimento in termini di acquisizioni e cessioni dei progetti».



“UNA PIPELINE PER LE REGIONI DEL CENTRO-NORD”

Alice Cajani, global director energy management di Enfinity

«Restano interrogativi sulle modalità di realizzazione e sulla pianificazione territoriale: è fondamentale chiedersi dove serve davvero l'energia. Ci sono regioni del sud sature in termini di rete, e proprio in quelle regioni si concentrano numerosi progetti. Noi, ad esempio, abbiamo concentrato la nostra pipeline soprattutto nel centro-nord, perché il nostro obiettivo è allineare produzione e domanda industriale».



“VEDREMO MOLTI IMPIANTI DA 1 A 20 MW”

Nico Nicoli, sales manager EPC di Aiem SRL

«Il nostro Paese, allo stato attuale, non dispone ancora di una struttura pienamente adeguata in grado di sostenere simultaneamente tutti i progetti presenti in pipeline. Le criticità sono molteplici e si concentrano in particolare nella fase realizzativa: dalle connessioni alla disponibilità di EPC, permangono colli di bottiglia che rallentano l'avanzamento delle iniziative. Il mercato si sta orientando verso impianti di taglia fino a 20 MW, con una forte concentrazione sotto i 10 MW. Questo perché sotto tale soglia è previsto un iter generalmente più gestibile in termini di connessione e autorizzazione».



“IL RITARDO DEI CANTIERI È LEGATO AI CAPEX”

Lucio Copernico, country manager Italia di Parapet

«La difficoltà principale che sta ritardando l'avvio dei cantieri è legato al Capex. L'aumento sui componenti degli impianti tra cui moduli, cabine e inverter, causato dalla decisione della Cina di togliere il rimborso Iva sull'esportazione, hanno fatto saltare tutti i calcoli. L'impatto lo vediamo soprattutto sugli impianti da 10 a 20 MW, che rispetto alle maxi installazioni non hanno delle ottime economie di scala tali per poter ribilanciare i conti economici».



“NUMERO LIMITATO DI EPC STRUTTURATI”

Luca Tosi, head of renewable division di Manni Energy

«Il mercato italiano oggi conta su un numero limitato di EPC Contractor realmente strutturati per affrontare la mole di progetti che ci attende. Questo scenario apre a due fenomeni: da un lato, assisteremo all'ingresso di EPC internazionali che, pur portando competenze, richiederanno tempo e supporto per orientarsi nel complesso quadro normativo e autorizzativo italiano, dall'altro, esiste il rischio che anche gli operatori più solidi del mercato scelgano di ridurre il focus sulla qualità pur di cogliere tutte le opportunità disponibili».

SATURAZIONE E RISCHIO CURTAILMENT

L'altro nodo che rischia di frenare il potenziale del FER X Transitorio è legato alle connessioni degli impianti in media e alta tensione. Al 31 gennaio 2026 le richieste di connessione in alta e altissima tensione per i soli impianti fotovoltaici ammontavano a oltre 145 GW, con una netta prevalenza di richieste in tre regioni: Sicilia (38,21 GW), Puglia (37,11 GW) e Sardegna (17,23 GW).

«Ci sono 36 mesi di tempo, a partire dalla pubblicazione delle graduatorie del FER X Transitorio, per realizzare e connettere gli impianti senza subire decurtazioni e al massimo 50 mesi per non perdere tariffa e garanzie», spiega Paolo Tusa di OX2. «Ma tra regioni sature e la necessità di dover realizzare cabine in alta tensione, c'è il rischio che i tempi non bastano. È anche per questo motivo che

le installazioni di potenza fino a 20 MW hanno avuto particolare successo, oltre ogni pronostico. Con buona probabilità, si tratta di molti impianti connessi in media tensione che non richiedono particolari opere aggiuntive sull'alta tensione, rendendo i business plan interessanti».

In effetti, come abbiamo visto all'inizio di questo articolo, il 30% della potenza totale in graduatoria fa proprio riferimento alle installazioni con potenza tra 1 e 20 MW che inizialmente, per le economie di scala differenti rispetto ai grandi impianti a terra, e per i prezzi di aggiudicazioni medi ponderati, erano quelle dalle quali non ci si aspettava sicuramente il contributo più importante.

«Oggi stanno realizzando gli impianti i veri EPC, quelli dotati di organizzazioni interne solide, accordi quadro e know-how consolidato», aggiunge Nico Nicoli di Aiem. «Il mercato si sta inoltre orientando verso impianti di taglia fino a 20 MW,

con una forte concentrazione sotto i 10 MW. Questo perché sotto tale soglia la connessione avviene tramite e-Distribuzione, e non tramite Terna, con iter generalmente più gestibili in termini di allaccio e autorizzazione. Sono questi gli impianti che vedremo realizzati maggiormente, distribuiti sul territorio in modo più capillare. In Italia non c'è spazio, se non in misura molto limitata, per i grandissimi impianti. Per gli investitori risk adverse, realizzare un impianto da 100 MWp o 10 impianti da 10 MWp ciascuno, consente di frammentare l'esposizione al rischio, con iter di connessione in media tensione teoricamente più rapidi. Alcuni investitori stanno quindi creando cluster di impianti da 7-8 MW tra loro vicini, arrivando così a sviluppare complessivamente 20-25 MW tramite connessioni distinte».

C'è poi tutto un tema di saturazione delle richieste in alcune specifiche aree, prevalentemente quelle del sud Italia.

Se si analizzano a fondo i dati relativi alla graduatoria del FER X Transitorio, i primi 13 impianti con potenza superiore ai 100 MW, per un totale quindi di 1,6 GW, fanno tutti riferimento a centrali solari in Sicilia. Se si estende questa analisi alle installazioni tra 50 e 100 MW, per un totale di 35 centrali, solo cinque di queste potrebbero essere realizzate nelle regioni del nord Italia e una sola nel centro Italia, in Lazio. Anche nella graduatoria del FER X Nzia, i primi tre impianti per potenza fanno riferimento a centrali in Sicilia.

Questa concentrazione in poche aree rischia di favorire sempre di più il fenomeno dei prezzi negativi, che si verificano principalmente per un eccesso di offerta rispetto alla domanda, e quindi portare a una cannibalizzazione dei prezzi che, di fatto, non fa bene alla bancabilità dei progetti. Non solo: l'impossibilità della rete di assorbire l'energia solare prodotta in eccesso rispetto alla domanda rischia di aumentare le probabilità di curtailment fotovoltaico, e quindi la riduzione controllata della produzione di energia solare per evitare sovraccarichi o squilibri. Si tratta di un fenomeno strutturale e in aumento in Europa, spesso legato a congestioni di rete, che ha un impatto economico molto forte sugli operatori e sulla bancabilità dei progetti stessi.

Secondo quanto riportato da Elettricità Futura, nel 2025 il curtailment commerciale delle rinnovabili in Europa, ossia la scelta volontaria degli operatori rinnovabili di ridurre o azzerare la produzione quando i prezzi dell'elettricità scendono a zero o in territorio negativo, è cresciuto in maniera consistente. Anzi: si tratta ormai di un fenomeno strutturale nei mercati elettrici caratterizzati da rapida crescita della capacità solare ed eolica e da una domanda ancora debole dopo la crisi energetica. Secondo il report “European price sensitive curtailment” elaborato dal centro di ricerca Montel, in Europa Paesi tra cui Germania, Francia e Paesi Bassi rappresentano oltre l'80% della produzione rinnovabile volontariamente non immessa in rete durante ore a prezzi pari o inferiori a zero, raggiungendo complessivamente quasi 4 TWh.

Per valorizzare al meglio, e sul lungo periodo, i nuovi progetti da fonti rinnovabili, una soluzione a questo fenomeno risiede sicuramente nella diffusione di sistemi di accumulo Bess, ma anche nella corretta distribuzione degli impianti su tutto il territorio, altrimenti il rischio è quello di un blocco di numerosi progetti.

In Italia, i risultati del FER X mostrano come diversi operatori abbiano comunque iniziato a guardare con interesse alle regioni del centro e nord Italia, anche nell'ottica di avvicinare gli impianti di produzione alle aree con la maggiore domanda di energia.

«Tutti i nostri progetti da fonti rinnovabili in Italia sono attualmente in costruzione, ma meno del 10% dei progetti autorizzati nel nostro Paese arriva effettivamente a essere realizzato e connesso», dichiara Alice Cajani, global director energy management di Enfinity. «Se guardiamo al FER X, c'è il rischio che, a causa di alcuni colli



Un nodo che rischia di frenare il potenziale del FER X Transitorio è legato alle connessioni degli impianti in media e alta tensione. Al 31 gennaio 2026 le richieste di connessione in alta e altissima tensione per i soli impianti fotovoltaici ammontavano a oltre 145 GW, con una netta prevalenza di richieste in tre regioni: Sicilia (38,21 GW), Puglia (37,11 GW) e Sardegna (17,23 GW)

di bottiglia, non tutti i GW assegnati entreranno in funzione. Complessivamente Enfinity vanta un portafoglio di oltre 800 MW di impianti da fonti pulite in project financing, già connessi o in costruzione in Italia. È questo il nostro punto di forza e ciò che ci ha permesso di posizionarci tra i principali asset owner del mercato. Abbiamo partecipato anche al FER X in un'ottica di diversificazione del portafoglio. Per un operatore che ha accesso ai PPA, il FER X può risultare meno appetibile dal punto di vista del prezzo, ma non bisogna confondere il prezzo con il valore. Il FER X è uno strumento di grande valore perché offre stabilità per 20 anni, un elemento accattivante per le banche e che protegge dalla volatilità dei prezzi. A seconda della localizzazione dell'impianto può essere una scelta estremamente strategica. Naturalmente tutto dipende dalla strategia di offerta e dall'esperienza dell'operatore. Restano infatti interrogativi sulle modalità di realizzazione e sulla pianificazione territoriale: è fondamentale chiedersi dove serve davvero l'energia. Ci sono regioni del sud sature in termini di rete, e proprio in quelle regioni si concentrano numerosi progetti. Noi, ad esempio, abbiamo concentrato la nostra pipeline soprattutto nel centro-nord, perché il nostro obiettivo è allineare produzione e domanda industriale. Molti clienti corporate ci scelgono proprio per la localizzazione dei nostri impianti, con vantaggi anche in termini ESG e minore esposizione al rischio di prezzi negativi».

RINCARO DEI PREZZI DEI MODULI

Un altro fenomeno che ha interessato i progetti che rientrano nelle graduatorie del FER X è quello dell'aumento dei prezzi di alcuni componenti, tra cui in particolare i moduli fotovoltaici. La decisione annunciata a inizio anno dal governo cinese di abolire il rimborso fiscale del 9% sull'esportazione di moduli fotovoltaici, l'aumento del costo di materie prime tra cui l'argento e il riallineamento della capacità produttiva alla reale domanda hanno generato, già nelle prime settimane del 2026, rincari dei listini fino al 25-30% rispetto ai valori di fine 2025. Per capire la portata di questo fenomeno e l'impatto sui progetti legati al FER X, bisogna fare un passo indietro e tornare a dicembre 2025, quando insieme alle graduatorie il GSE aveva fornito anche i prezzi di aggiudicazione. Per quanto riguarda il FER X Transitorio, il prezzo di aggiudicazione medio ponderato rispetto alla potenza assegnata è di 56,85 euro al MWh, che corrisponde a un ribasso medio del 37,34%. Nel caso del FER X Transitorio Nzia, il prezzo di aggiudicazione medio ponderato rispetto alla potenza assegnata è di 66,378 euro al MWh, con un ribasso medio del 27,69%, mentre il prezzo di aggiudicazione massimo registrato è di 73 euro al MWh.

I principali operatori interessati dal FER X si erano mostrati decisamente soddisfatti soprattutto se si considera la competitività dei prezzi di aggiudicazione in relazione al prezzo unico nazio-



Fusionsolar

Residential Smart PV Solution

Intelligent AFCI

DC arc cut-off within 0.5s, eliminating safety risks





nale, che a fine dello scorso anno ammontava a circa 120 euro al MWh. Un segnale positivo se si pensa che gli impianti realizzati con il FER X avranno un prezzo fisso per 20 anni di circa la metà del PUN con benefici sull'intero sistema energetico nazionale. È chiaro, però, che la situazione potrebbe complicarsi per quei soggetti hanno biddato a prezzi decisamente competitivi. Operatori che hanno offerto ribassi d'asta, magari sotto i 55-57 euro al MWh, si troveranno costretti a erodere marginalità dalle altre voci. Un'oscillazione di prezzo del 25% dei moduli rischia infatti di impattare sulla bancabilità dei grandi progetti, che operano su margini compressi e con modelli economici estremamente delicati e sensibili alle variazioni dei costi.

Bisogna tuttavia sottolineare come, a fronte dei prezzi raggiunti lo scorso anno dai moduli e dalla scarsa incidenza di questi componenti sui Capex (1-2%), anche a fronte di un rincaro del 20-25%, l'incidenza del costo dei pannelli potrebbe leggermente allungare i tempi di rientro dell'investimento, ma non mettere in discussione i progetti da un punto di vista economico.

«Noi abbiamo imparato molto dalle prime criticità incontrate nei cantieri», dichiara Alice Cajani di Enfinity. «Esistono sempre variabili, dal secondary permitting a possibili impatti sui costi dei componenti, come sta accadendo sui moduli. Per questo è necessario presidiare costantemente l'intera filiera: abbiamo capacità interna per la realizzazione degli impianti, e accordi di lungo termine con i nostri fornitori per la componentistica. Il rischio, oggi, riguarda quegli operatori che hanno partecipato con ribassi eccessivi e potrebbero trovarsi in difficoltà rispetto a tempi e costi di realizzazione».

Nico Nicoli di Aiem ha aggiunto: «Il rincaro dei moduli incide negativamente sui business plan, già messi alla prova da iter autorizzativi lenti e complessi. Allo stesso tempo, però, questa fase apre anche un'opportunità per gli investitori più strutturati. Assicurarsi con largo anticipo capacità produttive qualificate degli EPC consente di ridurre l'esposizione a future oscillazioni di altre componenti del Capex. Lo scenario attuale impone una scelta: capire se costruire, come costruire o se rinviare. Sopravvivranno gli operatori capaci di strutturare accordi di lungo periodo solidi».

All'aumento dei prezzi dei moduli si aggiungono anche i rincari su cabine e inverter causati sempre dalla decisione della Cina di togliere il rimborso Iva sull'esportazione anche di questi componenti.

«La difficoltà principale che sta ritardando l'avvio dei cantieri è legato al Capex» spiega Lucio Copernico di Parapet. «L'aumento sui componenti degli impianti tra cui moduli, cabine e inverter, causato dalla decisione della Cina di togliere il rimborso Iva sull'esportazione di alcuni componenti, ha fatto saltare tutti i calcoli. L'impatto lo vediamo soprattutto sugli impianti da 10 a 20 MW, che rispetto alle maxi installazioni non hanno delle ottime economie di scala tali per poter ribilanciare i conti economici. Auspichiamo quindi che quest'anno si realizzerà circa il 30% degli impianti in graduatoria. Parapet è molto ben posizionata in quanto riusciamo ad ottimizzare i costi di costruzione grazie a progettazioni molto avanzate e implementazioni in fase costruttiva molto accurate».

Luca Tosi di Manni Energy ha aggiunto: «Il recente incremento dei prezzi dei moduli complica ulteriormente il contesto, in quanto il rincaro potrebbe spingere alcuni attori del mercato verso compromessi al ribasso pur di mantenere la fattibilità economica dei progetti. Una pressione che rischia di impattare sulla qualità dei progetti».

Insomma, il 2026 può sembrare un anno decisamente interessante per gli EPC che lavoreranno a progetti legati al FER X, soprattutto per i numeri che abbiamo visto. Ma questi primi mesi ci parlano di una fase delicata, con alcune incertezze e colli di bottiglia che stanno in qualche modo congelando il potenziale dell'iniziativa. Non ci resta che monitorare l'andamento dei progetti del FER X e capire quanto il potenziale della misura si tradurrà in nuova potenza installata e connessa. ☀

SATURAZIONE VIRTUALE DI RETE: I NODI ANCORA DA SCIogliere

L'ESITO DELLE DUE ASTE DEL FER X TRANSITORIO SONO STATE UN SUCCESSO. TUTTAVIA, I PROBLEMI LEGATI AL FENOMENO DI SATURAZIONE DI RETE, CHE RISCHIANO DI RALLENTARE LE NUOVE CONNESSIONI, E I RITARDI SULLA DISCIPLINA DEL FER X DEFINITIVO, HANNO CREATO UN CLIMA CAOTICO. DIFFICILE, QUINDI, PIANIFICARE A LUNGO TERMINE

A CURA DI FABIO ROMANO, GIORGIA EPICOCO E MICHELANGELO LAFRONZA DI **ANIE RINNOVABILI**



L'esito delle due aste del FER X Transitorio è stato un successo: nella prima asta standard sono stati assegnati 10 GW con un prezzo medio ponderato di 56 euro al MWh per il fotovoltaico e 72 euro al MWh per l'eolico; nella seconda, dedicata esclusivamente al fotovoltaico e denominata asta Net Zero Industry Act (Nzia), sono stati assegnati 1,6 GW ad un prezzo medio ponderato di 66 euro al MWh. Si tratta di valori ben al di sotto dei prezzi del PUN Index del 2025 attestatosi a 115 euro al MWh.

Nel dettaglio: -37% per l'eolico, mentre per il fotovoltaico -51% per l'asta standard e -43% per l'asta Nzia. Il risultato è stato reso possibile dall'elevata partecipazione dell'offerta a testimonianza del fatto che più impianti si autorizzano più aumenta la competizione nelle aste.

Analizzando le differenze tra le due aste relative al fotovoltaico, emergono diverse informazioni interessanti:

1. L'asta standard ha un'efficienza superiore (96,2% posizioni utili) rispetto all'asta Nzia (69,7% posizioni utili).
2. Il mercato mostra maggiore interesse verso l'asta standard (+26% istanze rispetto al contingente disponibile) rispetto all'asta Nzia (+15%).
3. Il numero di rinunce degli aggiudicatari dell'asta Nzia è doppio rispetto al valore corrispondente dell'asta standard.
4. Il prezzo medio ponderato dell'asta Nzia è superiore del 17% rispetto all'asta standard.

Con un certo grado di approssimazione si stimano

investimenti per 3,4 miliardi di euro per l'eolico, mentre per il fotovoltaico 13,9 miliardi per l'asta standard e 2,4 miliardi per l'asta Nzia.

Si auspica da parte del GSE un monitoraggio sulle due aste fotovoltaiche, al fine di rendere pubblici gli effetti prodotti in termini di promozione e tutela della resilienza dell'industria rinnovabile europea. Nell'asta Nzia, infatti, sono stati esclusi tutti i player cinesi - e non il codice doganale cinese come, invece, disciplina il regolamento - e purtroppo anche quelli con stabilimenti produttivi in Europa; mentre sono state aperte le porte a moduli provenienti da India, Turchia e si spera dall'Europa. Ci si chiede, quindi, quale sia stata nelle due aste l'effettiva quota di moduli e inverter europei rispetto a quelli di paesi extra-UE e quali, tra questi ultimi, siano stati i Paesi da cui si è importato di più.

Da quanto sopra emerge che un approccio fondato sull'esclusione di player in base al Paese di origine:

- diversifica l'approvvigionamento dai paesi d'origine, ma non riguarda l'obiettivo Nzia di costituire una filiera europea che, a partire dalla ricerca e progettazione per arrivare alla produzione manifatturiera delle tecnologie, sia sufficientemente resiliente per coprire parzialmente il fabbisogno europeo. Servirebbe una disciplina più efficace che si basi sul "made in UE" o "buy by UE", altrimenti potremmo cadere nel "bye bye UE"; da qui la nuova iniziativa europea sull'Industrial Accelerator Act di prossima emanazione;
- non è economicamente sostenibile nel medio lungo termine richiedendo un volume di investimen-

ti importante. Arturo Lorenzoni, professore di Economia dell'Energia all'Università di Padova, a proposito dei 40 GW fotovoltaici aggiuntivi entro il 2030, stima un extra costo di circa 8 miliardi di euro per i soli pannelli, che aumenterebbe considerevolmente a oltre 30 miliardi l'altra componente fotovoltaica.

Su quest'ultima considerazione si è espressa anche la Commissione europea che nell'art. 26, comma 5, del regolamento Nzia considera sproporzionata una maggiorazione dei prezzi superiore al 15% tra aste standard e aste Nzia, dando facoltà agli Stati membri di non applicare il regolamento. Da qui emerge una riflessione alla luce del gap del +17% registrato nell'asta NZIA.

RITARDO NELL'APPROVAZIONE DEL FER X DEFINITIVO

Il DM FER X Transitorio era stato pensato come misura ponte. Tuttavia, la normativa transitoria è giunta al capolinea e il settore aspetta l'emanazione del DM FER X Definitivo per avere la giusta stabilità di medio-lungo periodo per la pianificazione industriale. Permangono i ritardi normativi (gli stop&go) che non consentono oggi di avere alcuna visibilità sui tempi di entrata in vigore del provvedimento che è in attesa del parere favorevole della Commissione europea; così come non si ha visibilità sul nodo connessioni, collo di bottiglia nella corretta messa in esercizio di impianti FER e Bess attesi nei prossimi anni. A questo si aggiunge il quadro normativo emergente — tra cui i correttivi al DLgs TU FER in materia di procedimenti amministrativi e di aree idonee — non ancora collaudato e che attende di essere sottoposto a uno stress test sia a livello regionale sia nel coordinamento tra i ministeri dell'ambiente e della cultura.

Il FER X Definitivo rientra, inoltre, nell'ambito di applicazione diretta del regolamento europeo Nzia, dovendo essere applicato dal 1° gennaio 2026. Tale regolamento richiede l'obbligo di utilizzo di criteri non basati sul prezzo — come, ad esempio, la sostenibilità della filiera, la sostenibilità ambientale, la cybersicurezza, e la resilienza — su una percentuale minima del 30% o di 6 GW di contingente.

Sembra che l'orientamento ministeriale sia quello di adottare la soglia del 30%. Gli accordi di approvvigionamento, però, seguono le logiche di produzione e di disponibilità delle tecnologie. L'assenza di visibilità su tempistiche e criteri mette a repentaglio l'intero settore industriale in particolare quello dei produttori europei dal quale ad oggi dipendono aziende e cittadini, sia in termini di affidabilità che di prezzo.

CONNESSIONI A RISCHIO

La saturazione virtuale delle connessioni di rete, cioè lo scenario in cui la capacità di rete è formalmente esaurita, pur non essendoci un effettivo limite fisico, continua a essere uno dei principali rischi per la realizzazione degli impianti. Il problema è noto al settore e discusso da operatori, associazioni e regolatori come rischio concreto per la crescita rinnovabile.

In questo contesto, la saturazione non è solo un problema tecnico, ma autorizzativo e procedurale, in quanto la mancanza di regole chiare sulla gestione delle connessioni — associate anche alle recenti proposte contenute nell'ultima bozza del DL Bollette — rischia di creare ritardi nella validazione dei progetti e nell'assegnazione delle connessioni Gaudi di Terna.

Anie Rinnovabili accoglie con favore sia una maggiore trasparenza sulle capacità di connessione disponibili sia il nuovo meccanismo delle sessioni di open season perché semplificano la pianificazione di rete riducendone i costi. Si chiede, però, una salvaguardia sui progetti che hanno un parere positivo di compatibilità ambientale e una soluzione di connessione validata da Terna.

Le recenti proposte introducono un periodo transitorio di 180 giorni, segnale certamente positivo. Tuttavia, permane il rischio di un approccio ec-

cessivamente rigido, basato esclusivamente sul perfezionamento formale delle autorizzazioni (PAS o AU). Pertanto, si auspica che, per i progetti con iter autorizzativo con tempistiche di legge ormai scadute, possano essere emessi i pareri entro 180 giorni dall'entrata in vigore del testo di legge. Gli iter autorizzativi, purtroppo, restano lunghi perché molto articolati per impianti utility-scale sia eolici che fotovoltaici e con durata ben superiori alle tempistiche previste dalle disposizioni di legge.

Sarebbe opportuno, pertanto, che venissero rispettate le tempistiche di legge: ciò garantirebbe sia una programmazione di rete più certa essendo più allineata ai tempi autorizzativi, sia un equo level playing field dato che per alcune tipologie di impianti medium scale o per i sistemi di accumulo stand-alone si adottano iter autorizzativi meno articolati e, quindi, tempistiche più brevi.

La questione assume un peso ancora più rilevante se inserita nel quadro più ampio del mercato

regolamentato. Tale approccio all'accesso alla rete potrebbe aumentare il livello di rischio percepito dagli investitori e riflettersi sul costo del capitale, con effetti indiretti anche sulla competitività delle aste future. La certezza delle connessioni è, infatti, uno dei principali fattori che determinano la bancabilità dei progetti e, in ultima analisi, il prezzo finale dell'energia per imprese e famiglie.

Concludendo, Anie auspica una migliore pianificazione dei provvedimenti normativi onde evitare le dinamiche di stop&go, che la disciplina di tali provvedimenti traguardi il medio periodo per dare visibilità e stabilità delle regole. Si richiama, inoltre, l'importanza del rispetto delle tempistiche di legge per la conclusione degli iter autorizzativi e, infine, si chiede un'attuazione coerente con la disciplina del regolamento europeo Nzia oppure una sua applicazione che attragga investimenti in Europa e promuova i produttori europei indipendentemente dall'origine societaria.



LONGi

Hi-MO 9 Una Nuova Evoluzione

PRO 24.80% | EFFICIENZA

Bifaccialità 75%-80% su richiesta

HPBC 2.0 Tecnologia HPBC 2.0

Anti-ombreggiatura

Degradazione inferiore garantita in 30 anni



HPBC 2.0