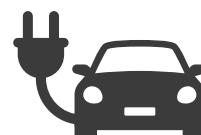
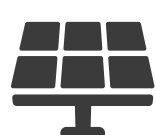


GLI SPECIALI DI

SOLARE B2B



Inserito allegato al numero di ottobre 2026 di SolareB2B

Speciale utility scale

- MERCATO: LE NUOVE FRONTIERE DEI GRANDI IMPIANTI A TERRA IN UN CONTESTO PIÙ MATURO E SELETTIVO
- VETRINA: ATTIVITÀ, PIPELINE E CASE HISTORY DEI PRINCIPALI EPC E IPP

SOLAR & STORAGE LIVE Italia

7-8 ottobre 2026 | Veronafiere, Verona



PARAPET

**Your EPC
Trusted Partner**

Our expertise covers:

**EPC
DESIGN & BUILD**

A-Z

SOLAR



BESS



WIND



www.parapet.ro



ESPE GROUP

DALLA PRODUZIONE ALL'ACCUMULO, UN PROGETTO ENERGETICO COMPLETO.

Fotovoltaico e storage possono esprimere al meglio il loro potenziale quando vengono progettati come parti di un unico sistema. Il Gruppo ESPE mette a disposizione una filiera completa per gli impianti Large Scale, C&I e agrivoltaici, integrando lo sviluppo, la progettazione, la realizzazione e la gestione attraverso competenze coordinate.

A questa esperienza si affiancano i sistemi BESS, integrati o stand-alone, progettati sulle caratteristiche dell'impianto e sugli obiettivi dell'investimento. Una visione che accompagna l'energia dalla produzione alla gestione, con soluzioni su misura per ogni progetto.



Progettiamo
e installiamo il tuo BESS.
Scopri di più



ESPE
Energy Expertise

Ti aspettiamo a

**SOLAR &
STORAGE**
LIVE Italia

Veronafiere, 7-8 ottobre 2026
STAND D90

ENERGYEAR
ITALIA 2026

Milano, 13 **14** 15 ottobre 2026



Built for **energy** performance

ENGINEERING • PROCUREMENT • CONSTRUCTION

Solare • BESS • Agrivoltaico • Efficienza Energetica

FV

UTILITY & INDUSTRIALE

Impianti su larga scala

40

ANNI

Di esperienza nel settore

BESS

STORAGE & IDROGENO

Energy storage solutions

EPC

FULL SERVICE

Engineering, procurement e construction

01

Progettazione
esecutiva

02

Fornitura
componenti TIER 1

03

Costruzione e
installazione

04

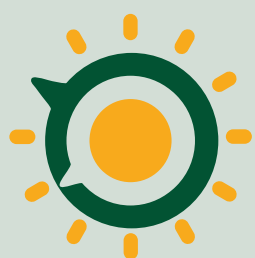
Connessione alla
rete

05

Storage BESS &
Idrogeno



Sommario



Pag.6

Utility scale, nuova spina dorsale del mercato

Pag.14

L'offerta dei principali player

- pag. 14 AIEM
- pag. 14 ALBASOLAR
- pag. 14 BAYWA RE POWER SOLUTIONS
- pag. 15 BFP SERVICE
- pag. 15 ENERGY TIME
- pag. 16 ENFINITY GLOBAL
- pag. 16 ESAPRO
- pag. 16 ESPE
- pag. 17 GREENERGY
- pag. 17 IBERDROLA ITALIA
- pag. 18 MANNI ENERGY
- pag. 18 OPEN SB
- pag. 18 PARAPET SB
- pag. 19 SAEM
- pag. 19 SKY-NRG
- pag. 20 STERN ENERGY
- pag. 20 SUNCITY
- pag. 20 SUNSOLUTION

Pag.21

Comunicazione aziendale
STÄUBLI: affidabilità su cui contare



STORAGE C&I 244kW/488kWh

La nuova dimensione dell'energia per la tua azienda.



Nuove celle da 500+ Ah:
maggiore durata,
payback più rapido



Sistema di sfiato
superiore per la
massima sicurezza



Più energia in meno
spazio grazie al layout
side-by-side



EMS integrato per
l'ottimizzazione dei picchi
e la massimizzazione
dei profitti



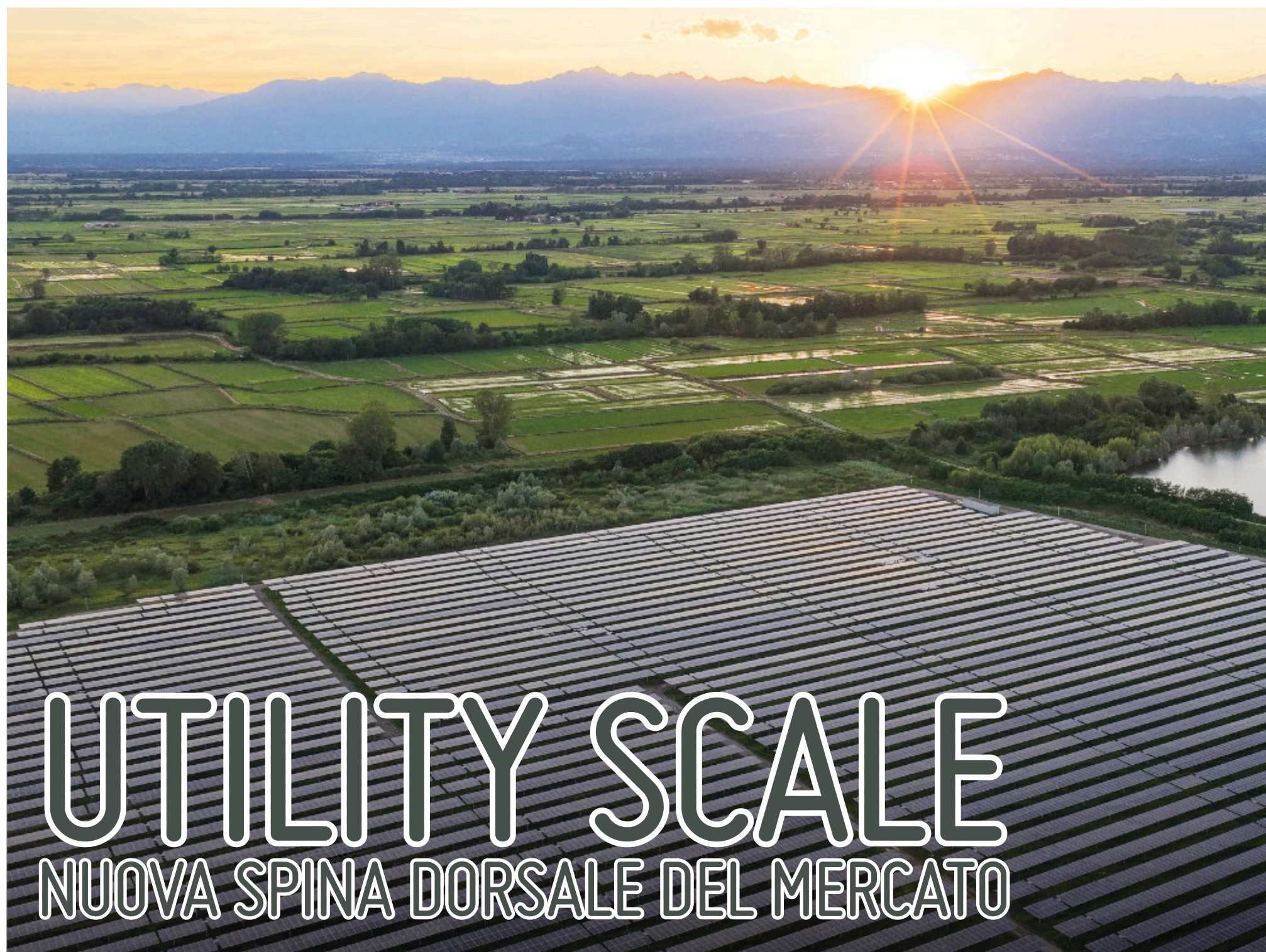
it.chintpower.com



service.italy@chintpower.com.cn



Seguici su LinkedIn



UTILITY SCALE

NUOVA SPINA DORSALE DEL MERCATO

IL FOTOVOLTAICO DI GRANDE TAGLIA È SEMPRE PIÙ CENTRALE NELLO SVILUPPO DELLE FER IN ITALIA E IN EUROPA. IL MERCATO ENTRA IN UNA FASE PIÙ MATURA E SELETTIVA, DOVE ALLA CRESCITA DELLE PIPELINE DEVE SEGUIRE LA CAPACITÀ DI TRASFORMARE I PROGETTI IN IMPIANTI REALMENTE AUTORIZZATI, FINANZIABILI E CANTIERABILI. STORAGE, AGRIVOLTAICO, SISTEMI IBRIDI E UNA GESTIONE PIÙ EVOLUTA DELL'ENERGIA APRONO NUOVE OPPORTUNITÀ, MENTRE STABILITÀ NORMATIVA, RETE ED EXECUTION DIVENTANO I FATTORI DECISIVI PER COGLIERLE

DI MONICA **VIGANÒ**

Se si analizza il mercato del fotovoltaico osservando le taglie degli impianti installati, balza all'occhio un'innegabile polarizzazione. Da un lato infatti c'è il segmento residenziale che rallenta ed è in sofferenza. Al suo fianco, il segmento C&I che mantiene una crescita stabile ma ancora poco dinamica rispetto ai pronostici. All'estremo opposto c'è invece il mercato dei grandi impianti a terra che assumono un ruolo sempre più centrale nella nuova capacità installata.

In particolare, analizzando i dati di Gaudì, negli ultimi due anni e mezzo le installazioni delle taglie 1-10 MW e oltre i 10 MW sono esplose. Per quanto riguarda le installazioni da 1 a 10 MW, la nuova potenza allacciata è passata da 21 MW nel gennaio 2023 a 169 MW a luglio 2026. Se si guarda agli impianti oltre i 10 MW, invece, la nuova potenza allacciata è passata da 36 MW di maggio 2023 a 349

MW dello scorso luglio.

Queste analisi trovano corrispondenza anche se si allarga lo sguardo all'estero. Solar Power Europe nel suo report "Global Solar Market Outlook 2026-2030" evidenzia come la crescita dell'1,4% su base annua delle installazioni solari in Europa nel 2025 sia stata trainata principalmente da connessioni utility scale. Il solare su scala industriale è infatti diventato la spina dorsale dello sviluppo europeo, assorbendo il trend al ribasso di residenziale e C&I e arrivando a rappresentare il 54% del totale delle nuove installazioni in Europa, in aumento rispetto al 45% nel 2024 e al 35% nel 2023. Nel suo aggiornamento pubblicato a metà 2026, l'associazione conferma che il solare utility scale dovrebbe rimanere la colonna portante del nuovo installato anche quest'anno, con una percentuale di incidenza del 56%.

I NUMERI DELL'UTILITY SCALE IN ITALIA

Nello specifico, secondo il rapporto di metà anno di Solar Power Europe, l'Italia nei primi sei mesi del 2026 ha registrato installazioni per 3,1 GW contro i 2,8 GW del primo semestre 2025, portando la capacità installata cumulativa oltre i 46 GW. La crescita è stata trainata da impianti di grandi dimensioni che hanno compensato il continuo calo del segmento residenziale. Infatti la nuova potenza installata in ambito residenziale è scesa del 23% su base annua, a 556 MW, mentre le installazioni C&I tra 20 kW e 1 MW sono aumentate del 22% a 1,15 GW. Le nuove installazioni utility scale sopra 1 MW sono invece cresciute del 22%, raggiungendo 1,38 GW. Di conseguenza, gli impianti C&I e su scala utility hanno rappresentato oltre l'80% della nuova capacità installata

durante il primo semestre dell'anno. Lo spostamento verso impianti di dimensioni maggiori è diventato evidente nel secondo trimestre, quando sono stati connessi 1,65 GW (+15% rispetto ai primi tre mesi del 2026) nonostante un calo del numero di nuovi impianti connessi. Questo indica un cambiamento continuo nella composizione del mercato italiano.

Per avere dati più specifici, ci si può affidare a Terna, per cui – considerando la media, alta e altissima tensione – al 31 luglio 2026 in Italia si contavano in totale 174 impianti con potenza superiore ai 10 MW (per circa 6 GW di potenza) e 3.222 impianti con potenza compresa tra 1 e 10 MW (per circa 8 GW di potenza).

Gli allacci in media tensione, possibili per i progetti che restano sotto la soglia dei 10 MW, hanno raggiunto 22,6 GW segnando una crescita del 15% rispetto alla potenza allacciata a luglio 2025. In questa fascia, i numeri maggiori sono registrati in Lombardia (3,1 GW), Puglia (2,6 GW) e Piemonte (2,4 GW).

Gli allacci in alta e altissima tensione, invece, obbligatori per impianti con potenza superiore ai 10 MW, hanno totalizzato 6,4 GW, per una crescita del 49% rispetto a luglio 2025. In questo caso, spiccano i numeri di Lazio (2 GW) e Sicilia (1,6 GW), che distanziano di molto la Sardegna, terza in classifica con 860 MW allacciati.

Un quadro, quello fotografato dai numeri, che trova conferma anche nella lettura di chi segue da vicino l'evoluzione del comparto. Per Emiliano Pizzini, consigliere di Italia Solare, lo stato dell'arte dei grandi impianti a terra si trova oggi in una fase di sostanziale stabilità: il trend dell'Italia di posizionarsi intorno a 6-7 GW di connessioni annue si è confermato tanto nel 2025 quanto nel 2026. Un dato che, se si osserva l'andamento delle connessioni per taglia dal 2023 a giugno 2026, restituisce l'immagine di un mercato che ha trovato un proprio ritmo di crescita, seppur non esplosivo.

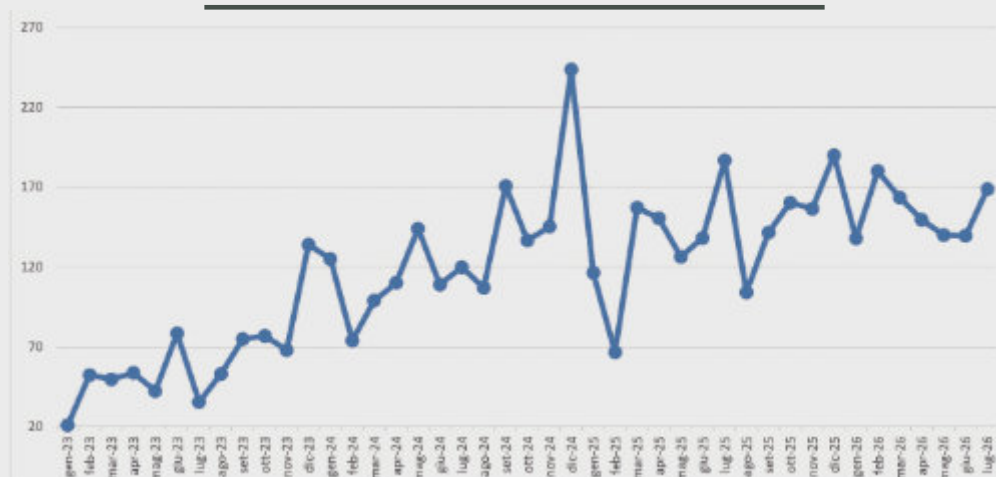
A pesare maggiormente, secondo Pizzini, non è tanto la produzione quanto l'enorme mole di progetti ancora in coda: lo stock di impianti in autorizzazione, autorizzati e non ancora realizzati resta infatti molto ampio, con alcune decine di GW che attendono di essere sbloccati. «Il mercato si presenta comunque vitale, pur in un contesto in cui è diventato sempre più complesso avviare iter autorizzativi con tempistiche e probabilità relativamente stimabili», spiega il consigliere di Italia Solare. Proprio questa complessità sta generando una serie di interrogativi che oggi investono chiunque sia addentro al sistema e che riguardano tanto le scelte di business quanto l'evoluzione del quadro normativo. Il primo nodo è quello del modello di ricavo più adatto per un nuovo impianto: partecipare alle aste per garantirsi stabilità di prezzo, affidarsi al mercato libero nonostante l'attuale contesto di incertezza sui prezzi, puntare su PPA diretti con privati, oppure orientarsi verso servizi di rete. Il secondo riguarda la stabilità stessa del quadro normativo: se, cioè, il settore potrà contare su una cornice regolatoria finalmente consolidata o se dovrà ancora fare i conti con interpretazioni e modifiche in corsa. Un terzo tema è quello dei meccanismi di stabilizzazione del mercato delle rinnovabili che l'Italia deciderà di sviluppare, e con quali tempi e durate. A questi si aggiungono due questioni più operative: se le autorizzazioni attualmente in corso arriveranno a saturare il burden sharing e se la modifica sulle connessioni virtuali arriverà con tempi certi. Ma andiamo con ordine nell'analisi di nodi e opportunità di sviluppo.

LA SALUTE DEL MERCATO SECONDO I PLAYER

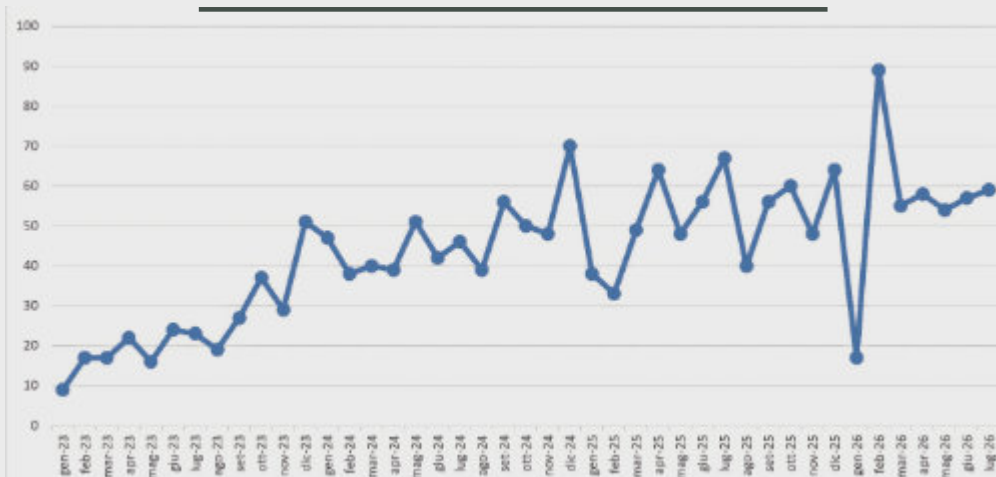
Il giudizio degli operatori che oggi vivono il mercato dei grandi impianti a terra dal punto di vista della

IMPIANTI 1-10 MW

Nuova potenza FV allacciata in Italia in MW



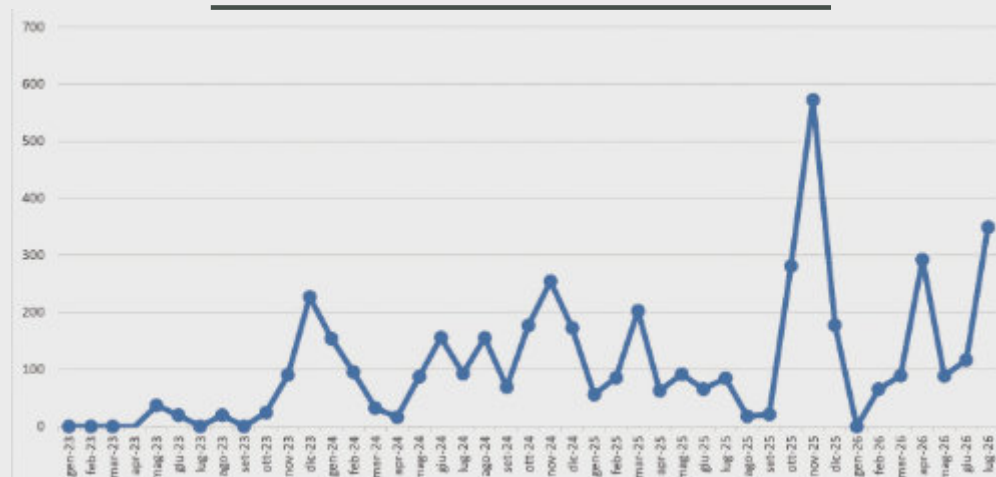
Numero nuovi impianti FV allacciati in Italia



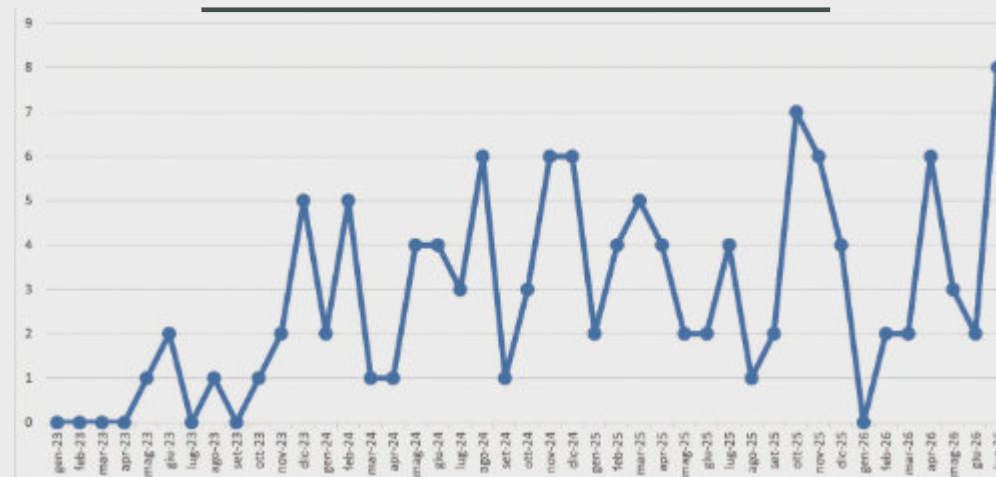
LE INSTALLAZIONI DA 1 A 10 MW SONO CRESCIUTE DA 9 UNITÀ A GENNAIO 2023 FINO A 59 UNITÀ A LUGLIO 2026, CON UN PICCO DI 89 IMPIANTI A FEBBRAIO 2026. QUESTA CRESCITA TROVA RISCANTO ANCHE NELLA NUOVA POTENZA ALLACCIATA, CHE È PASSATA DA 21 MW NEL GENNAIO 2023 A 169 MW A LUGLIO 2026. DA SEGNALARE CHE IL PICCO DI 89 NUOVI IMPIANTI DI FEBBRAIO 2026 CORRISPONDE IN REALTÀ A 180 MW INSTALLATI: IN TERMINI DI POTENZA, IL PICCO È STATO REGISTRATO A DICEMBRE 2024 CON 244 MW INSTALLATI PER 70 IMPIANTI SOLARI.

IMPIANTI OLTRE 10 MW

Nuova potenza FV allacciata in Italia in MW



Numero nuovi impianti FV allacciati in Italia



I DATI GAUDÌ NELLO STESSO ARCO TEMPORALE MOSTRANO UNA CRESCITA ANCORA PIÙ MARCATA NEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI OLTRE 10 MW DI POTENZA. IN TERMINI NUMERICI, SI È PASSATI DA 1 IMPIANTO A MAGGIO 2023 (36 MW) AL PICCO MASSIMO DI 8 IMPIANTI DELLO SCORSO LUGLIO (349 MW). ANALIZZANDO LA POTENZA, IL PICCO SI È REGISTRATO A NOVEMBRE 2025 QUANDO I 6 IMPIANTI ALLACCIATI IN RETE HANNO RAPPRESENTATO 573 MW DI NUOVA POTENZA.

realizzazione converge su un punto: il settore non si è fermato, ma sta cambiando pelle. Dopo anni segnati da una crescita quasi automatica delle pipeline, in cui la maggior parte dei progetti trovava comunque una valorizzazione, il mercato italiano sta entrando in una fase più matura, selettiva e sempre più orientata alla capacità di realizzare concretamente ciò che fino a poco tempo fa restava spesso sulla carta.

Lo spiega Gianluca Miccoli, amministratore delegato di Aiem, secondo cui il periodo appena trascorso è stato caratterizzato soprattutto da sviluppo, permitting, operazioni di M&A e strutturazione finanziaria. Oggi molti di quei progetti stanno arrivando alla fase di costruzione, e questo sta generando dal punto di vista di un EPC un mercato in forte accelerazione, con una pipeline importante che si sta trasformando in cantieri reali. «Il tema centrale non sarà più soltanto disporre di progetti autorizzati e capitali, ma avere capacità di execution: EPC strutturati, bancabili e in grado di garantire qualità, tempi, performance e standard adeguati agli investitori istituzionali», osserva Miccoli, che legge in questo cambio di fase un vantaggio per gli operatori che hanno pianificato per tempo capacità produttiva, supply chain e risorse.

Sulla stessa linea si muove la lettura di Luca Tosi, head of renewables division di Manni Energy, che conferma il passaggio da una fase in cui quasi ogni progetto riusciva a trovare una valorizzazione e le pipeline crescevano costantemente, a un mercato oggi più maturo e selettivo. «Si distinguono gli operatori capaci di sviluppare progetti di qualità, ridurre i tempi autorizzativi grazie a una forte presenza sul territorio e integrare fin dall'origine del progetto una chiara route to market», sintetizza Tosi, indicando nella capacità di presidio territoriale e nella pianificazione della via al mercato due discriminanti sempre più decisive.

Dunque il mercato dei grandi impianti in Italia è oggi più maturo e selettivo, un'evoluzione che secondo Gianluca Paroni, amministratore delegato di SKY-NRG, nel medio periodo può rivelarsi anche positiva, traducendosi in meno progetti teorici e più progetti realmente cantierabili. Paroni evidenzia come il settore negli ultimi anni ha visto moltissimi progetti, pipeline molto importanti e una grande disponibilità di capitale, con numerosi fondi arrivati in Italia attratti dalle opportunità del comparto. Ma oggi c'è una sempre maggiore distinzione tra un progetto che esiste sulla carta e un progetto che può essere realmente costruito. Secondo Paroni, gli aspetti principali su cui si gioca la reale fattibilità di

un progetto sono un'autorizzazione solida, una connessione concretamente realizzabile, un terreno compatibile, un modello economico sostenibile e tempi ragionevolmente prevedibili. La loro assenza genera la problematica più diffusa ovvero l'arenarsi di progetti. «Ci sono fondi di investimento esteri che arrivano in Italia e acquistano sviluppi che poi si traducono in progetti non realizzabili per costo o tempistiche», spiega Paroni portando l'esempio concreto di chi acquista un progetto da uno sviluppatore e si trova poi ad affrontare costi di connessione, di realizzazione o di opere compensatorie troppo elevati per renderlo effettivamente cantierabile.

A fotografare con i numeri questa distanza tra pipeline dichiarata e progetti effettivamente realizzabili è Annarita Mitola, CEO di BFP Service, che spiega: «Il dato che racconta meglio il mercato non sta nel nuovo installato. Infatti, a fronte di oltre 140 GW di richieste di connessione fotovoltaiche, solo circa 10 GW risultano oggi ready-to-build». Un divario che da solo restituisce la dimensione reale della selezione in atto. «Stiamo passando dalla corsa allo sviluppo alla capacità di execution: il valore non è più soltanto nella dimensione della pipeline, ma nella capacità di trasformarla in progetti realmente autorizzati, finanziabili, cantierabili e connessi». Dal punto di vista della CEO di BFP Service, questo richiede anche un coinvolgimento anticipato dell'EPC, poiché molte criticità che diventano costose in cantiere possono e devono essere intercettate prima, nella fase di sviluppo del progetto.

FER X E MACSE: DUE LEVE REALI

Sul fronte degli strumenti di sostegno al mercato, il giudizio degli operatori converge su un punto: FER X e Macse sono leve reali e utili, ma non rappresentano la soluzione risolutiva ai problemi strutturali del settore.

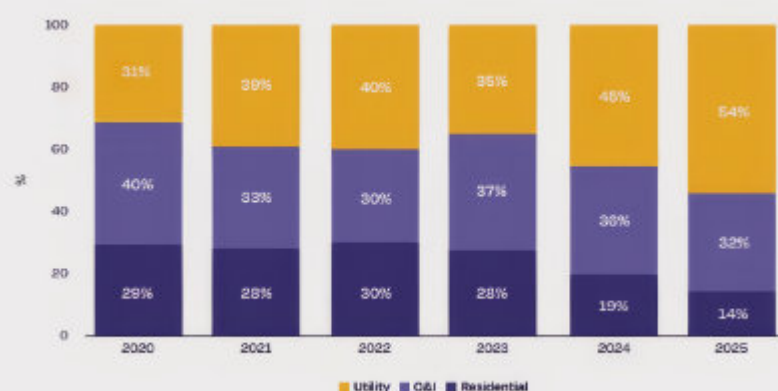
Bene o male tutti gli operatori concordano sul fatto che entrambi gli strumenti rappresentino opportunità importanti perché aumentano la visibilità dei ricavi e favoriscono la bancabilità degli investimenti, creando le condizioni per accelerare nuove iniziative. Nello specifico, risultano utili a finanziare progetti altrimenti difficili da sostenere. Ma guardando al mercato attuale, in molti casi risulta più vantaggioso realizzare un impianto a condizioni di mercato piuttosto che tramite FER X.

Inoltre c'è da considerare che la pipeline esistente è già molto significativa, la vera sfida ora è trasformarla in MW costruiti e in questa fase la disponibilità di EPC qualificati, risorse, supply chain e capacità produttiva diventa determinante. «Gli strumenti

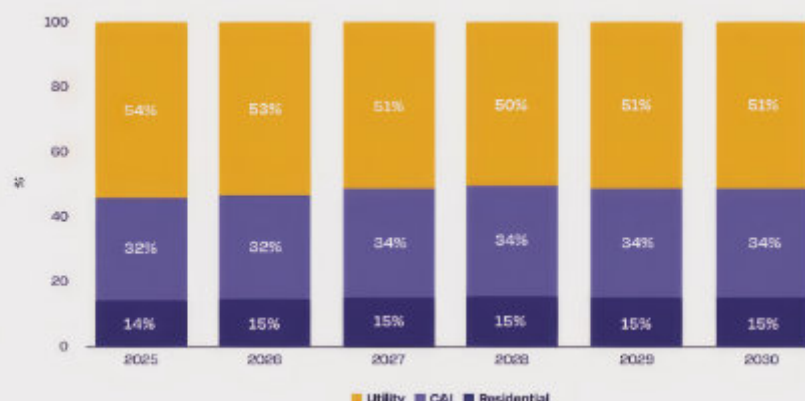
incentivanti possono sostenere il mercato, ma senza una filiera esecutiva solida rischiano di spostare il collo di bottiglia dallo sviluppo alla costruzione», aggiunge Gianluca Miccoli di Aiem. La filiera solida consentirebbe peraltro di integrare in modo efficace incentivi, storage, flessibilità e domanda: sviluppare cioè iniziative coerenti con le esigenze del sistema elettrico, del quadro regolatorio e del mercato dell'energia.

Entrando maggiormente nello specifico dei due strumenti, il FER X Transitorio ha dato un segnale molto forte, con circa 7,7 GW di fotovoltaico assegnati a un prezzo medio di 56,8 euro al MWh, un dato che dimostra sia l'interesse degli investitori sia la competitività ormai raggiunta dalla tecnologia. Per il FER X definitivo invece il contingente di potenza che sarà complessivamente reso disponibile per il fotovoltaico è pari a 10 GW, con impianti fino a 1 MW che possono accedere direttamente al meccanismo e installazioni con potenza superiore a 1 MW che dovranno partecipare alle aste. Sul fronte storage, invece, la prima asta Macse ha assegnato integralmente 10 GWh, con un'offerta superiore di oltre quattro volte alla domanda, mentre la seconda è prevista per il 24 novembre prossimo. «Concordo sul fatto che incentivi e meccanismi di mercato non possano risolvere da soli il problema della cantierabilità», sostiene Annarita Mitola di BFP Service. «La vera accelerazione arriverà quando sostegno economico, autorizzazioni, storage e disponibilità della rete procederanno con tempi coerenti tra loro». A inquadrare il tema da una prospettiva più politica è Emiliano Pizzini di Italia Solare, per il quale in questo momento per il mercato l'importante non è tanto lo strumento in sé, quanto il fatto che dall'annuncio alla realtà passino mesi se non anni. «Il FER X doveva traghettare il settore fino alla fine del ventennio», spiega il consigliere. «Si è invece tradotto in un transitorio e poi in un definitivo che dovrebbe durare una o due aste soltanto. È quindi uno strumento annunciato come piano di stabilizzazione che ha avuto tempi, entità e durata completamente diversi da quanto promesso. Staremo a vedere cosa succederà con il proclamato FER Z». Sul fronte storage, infine, il Macse ha convinto molti operatori a entrare nel mercato delle batterie e sicuramente per gli impianti di grandi dimensioni lo strumento è importante per dare stabilità a un business case altrimenti difficile da impostare. Per gli impianti di minori dimensioni, invece, la possibilità di gestire l'installazione in modo più flessibile genera un interesse crescente verso gli IPP, soprattutto in un periodo storico caratterizzato da importanti

Segmentazione del mercato solare in EU per anno (2020-2025)



Previsione della segmentazione del mercato solare in EU per anno (2025-2030)



SECONDO SOLAR POWER EUROPE, IL PESO DEL MERCATO UTILITY SCALE È DESTINATO A MANTENERE UNA CERTA STABILITÀ NEI PROSSIMI ANNI FINO AL 2030. SE DAL 2020 AL 2025 INFATTI LA SUA QUOTA PERCENTUALE NELLE NUOVE INSTALLAZIONI ANNUE È CRESCIUTA IN MANIERA IMPORTANTE PASSANDO DAL 31% AL 54%, TRA IL 2025 E IL 2030 QUESTA PERCENTUALE È DESTINATA A LIVELLARSI LIEVEMENTE FINO AL 51%.

movimenti sui prezzi dell'energia. La progressiva diminuzione di prezzo di alcune tecnologie, come gli accumuli, unita alle nuove opzioni di mercato, può così diventare un'alternativa importante ai tradizionali contratti ventennali con il GSE.

AGRIVOLTAICO: UN'OPPORTUNITÀ MA CON CONDIZIONE

Se sugli strumenti di mercato le posizioni sono sostanzialmente allineate, sul tema dell'agrivoltaico gli intervistati condividono un avvertimento comune, pur partendo da prospettive diverse: può diventare una leva concreta di sviluppo, ma solo a patto di non ridurlo a una scorciatoia normativa.

Integrare realmente produzione energetica e attività agricola richiede maggiore complessità progettuale, costruttiva e gestionale rispetto al fotovoltaico tradizionale. Per cui l'agrivoltaico può diventare una leva concreta per lo sviluppo di grandi impianti in area agricola, ma non sarà un mercato per tutti quanto un'opportunità destinata a premiare gli operatori capaci di integrare competenze energetiche, civili e agronomiche. La sfida inoltre sarà industrializzare queste soluzioni mantenendo qualità, tempi, costi e bancabilità: è questo il passaggio che potrà trasformare l'agrivoltaico da segmento specialistico a mercato su larga scala.

«L'agrivoltaico è un modello articolato, che richiede la reale integrazione tra produzione energetica e attività agricola, attraverso competenze energetiche, agronomiche, ambientali e autorizzative», spiega Luca Tosi di Manni Energy. «Se progettato correttamente, può migliorare l'accettabilità territoriale e generare valore per tutti gli stakeholder; se interpretato solo come una scorciatoia normativa, rischia invece di produrre contenziosi, inefficienze e progetti poco sostenibili nel lungo periodo».

Insomma, l'agrivoltaico non è semplicemente una variante tecnologica del fotovoltaico: è una nuova disciplina progettuale e gestionale. E per questo premierà soprattutto gli operatori capaci di integrare realmente le due funzioni, agricola ed energetica. «Il progetto deve funzionare sia dal punto di vista energetico sia da quello agricolo, il che comporta strutture, progettazione, gestione e monitoraggio differenti, e soprattutto richiede competenze che normalmente non appartengono a un solo soggetto», aggiunge Gianluca Paroni di SKY-NRG. «Questa complessità non è necessariamente un limite ma può diventare un'opportunità per gli operatori più strutturati».

Ancora una volta Emiliano Pizzini di Italia Solare evidenzia l'aspetto legale e normativo dello strumento: allo stato attuale della disciplina, è l'unica opzione per realizzare impianti su terreni agricoli che non rientrano tra le aree idonee. In diversi casi, però, un impianto agrivoltaico ha un senso limitato mentre in altri rappresenta un valore aggiunto concreto per l'attività agricola, garantendo un reddito supplementare al proprietario del terreno a fronte di una perdita non così significativa di superficie sfruttabile. Non mancano però delle criticità che è necessario affrontare, come gli standard in termini di altezza minima delle strutture che spesso sono definiti attraverso parametri soggettivi e che rendono incerta la realizzazione e la gestione degli impianti. Insomma il settore dovrà essere bravo a creare le condizioni perché gli investimenti si traducano in un beneficio per il mercato, attraverso il contenimento del costo dell'energia e la contemporanea realizzazione di un'attività agricola più solida.

AFFRONTARE I COLLI DI BOTTIGLIA

Tornando al tema degli impianti di taglia utility, emerge come tra i principali ostacoli che frenano la diffusione ci sia come accennato la coda di connessione. Al 31 luglio 2026 le richieste di

connessione a vari stadi dell'iter di impianti solari in alta e altissima tensione raggiungevano i 140,33 GW, per un totale di 3.531 pratiche. Le richieste maggiori arrivano dalla Puglia (35,99 GW per 854 pratiche) e dalla Sicilia (35,63 GW per 725 pratiche), mentre il sito del ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica annovera 372 progetti attualmente in fase di valutazione e autorizzazione ambientale. Un aiuto per arginare la situazione dovrebbe arrivare con il nuovo decreto contro la saturazione virtuale della rete. Grazie a questo provvedimento sarà possibile liberare la capacità di rete oggi bloccata da richieste di connessione non più coerenti con progetti realmente cantierabili, favorendo l'ingresso di iniziative e progetti concreti. Con il nuovo decreto si passa da una logica "First Come, First Served", dove si assegnava priorità in base a quando veniva presentata la domanda di connessione, indipendentemente dal fatto che quel

progetto avesse poi ottenuto o meno l'autorizzazione, ad una logica "First Permitted, First Connected" per la quale conta l'ordine di ottenimento dell'autorizzazione, non l'ordine di presentazione della domanda.

Ma la coda di connessione, che è un problema tipicamente italiano, non è l'unico freno al solare utility scale. Tra i nodi più critici del momento ci sono sicuramente l'instabilità normativa e i tempi autorizzativi. A questi si aggiungono l'opposizione sociale, che rende complicato per le amministrazioni del territorio muoversi in modo ordinato, e le soluzioni di connessione sempre più onerose, sia in termini di tempi, sia di lavorazioni da eseguire, sia di costo.

Il tema dell'instabilità regolatoria trova un riscontro molto concreto nell'esperienza raccontata da Gianluca Paroni di SKY-NRG, per il quale il problema che attraversa trasversalmente il settore è

SOLUZIONI AFFIDABILI

Sistemi di montaggio per impianti fotovoltaici a terra, progettati per durare.

SL Rack
Schletter Ludwig



Massima flessibilità, facilità di montaggio e stabilità duratura con i SISTEMI PER IMPIANTI A TERRA SL RACK

- » Adattamento ottimale al terreno, anche in caso di terreni collinosi o suoli difficili.
- » Tempi di montaggio ridotti grazie a minor numero di componenti, parti preassemblate e facilità d'uso.
- » Massima stabilità grazie alla struttura robusta, profili ottimizzati a livello statico e materiali di lunga durata.
- » Installazione economica grazie a minori fondazioni, aperture ottimizzate e montaggio rapido.
- » Flessibilità nel fissaggio dei moduli possibile grazie al serraggio orizzontale o longitudinale.

Venite a trovarci alla
**Solar & Storage Live Italia,
Verona**

7-8 Ottobre 2026 | Posizione B20

**Energyear Italia 2026,
Milano**

13-15 Ottobre 2026

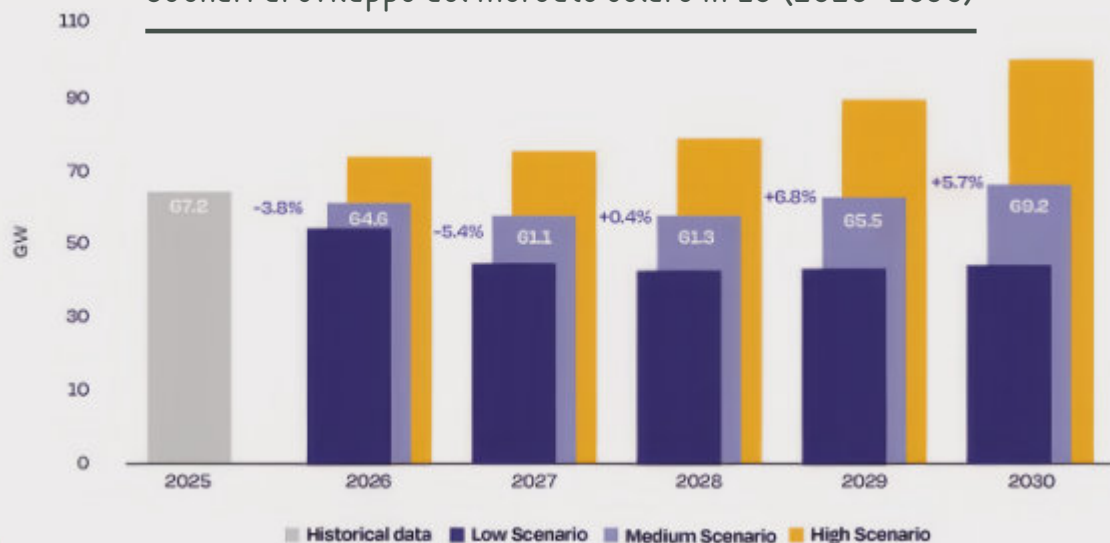
**SL Rack
L'originale**

www.sl-rack.it



IN UNO SCENARIO MEDIO SOLAR POWER EUROPE PREVEDE UN RALLENTAMENTO DELLE NUOVE INSTALLAZIONI NEI PROSSIMI DUE ANNI. LE INSTALLAZIONI ANNUALI DOVREBBERO SCENDERE A 64,6 GW NEL 2026 E 61,1 GW NEL 2027, PER POI STABILIZZARSI NEL 2028 E RECUPERARE FINO A 69,2 GW ENTRO IL 2030.

Scenari di sviluppo del mercato solare in EU (2025-2030)



l'incertezza. «Incertezza sui tempi autorizzativi, sulle aree, sulle connessioni e, in alcuni casi, sull'evoluzione stessa delle regole durante la vita del progetto», spiega Paroni. «Per chi deve investire decine di milioni di euro, il tempo è una variabile economica esattamente come il costo dei moduli, delle strutture o della connessione e abbiamo esempi di clienti che non hanno proseguito i propri progetti a causa di cambiamenti normativi durante l'iter di approvazione. Non intendo dire che bisogna autorizzare tutto più velocemente, ma quantomeno sapere in quanto tempo avremo una risposta».

Questa considerazione è estendibile alle connessioni: anche su questo tema servono regole chiare, stabili e con tempi certi, senza retroattività o modifiche imposte in tempi troppo stretti su progetti che richiedono, come minimo, sei mesi di lavoro già avviato. «Aree idonee, regole territoriali non sempre omogenee, iter autorizzativi e tempi delle opere di connessione continuano a incidere in maniera significativa e lo dimostra la distanza tra gli oltre 140 GW di richieste di connessione fotovoltaiche e i circa 10 GW oggi in stato ready-to-build», commenta Annarita Mitola di BFP Service. «Serve quindi maggiore stabilità normativa e una programmazione della rete sempre più collegata alla maturità effettiva dei progetti».

Ai vari colli di bottiglia legati all'iter autorizzativo si sta aggiungendo la capacità realizzativa. Con l'aumento dei progetti autorizzati e finanziati, infatti, il rischio concreto è che la scarsità di EPC qualificati diventi il vero limite alla crescita del mercato. Servono quindi certamente maggiore certezza e uniformità normativa, tempi autorizzativi più prevedibili, pianificazione e potenziamento della rete. Ma parallelamente serve una filiera EPC più strutturata, un fronte su cui alcune aziende come Aiem stanno investendo direttamente, programmando con largo anticipo risorse, supply chain e capacità produttiva per accompagnare la crescita attesa del mercato. E inoltre il coinvolgimento dell'EPC nella fase di pre-construction può ridurre significativamente rischi, costi e ritardi perché geologia, accessibilità, interferenze, opere di connessione, logistica, rischi archeologici o bellici devono essere approfonditi molto prima dell'apertura del cantiere.

CANNIBALIZZAZIONE DEI PREZZI E RISCHIO CURTAILMENT

Allargando lo sguardo oltre i confini nazionali, ci sono altri temi che frenano lo sviluppo dei grandi impianti a terra. A livello europeo, Solar Power Europe evidenzia come una delle sfide principali che oggi il fotovoltaico su scala utility deve affrontare non riguarda tanto il potenziale di sviluppo, quanto il valore di mercato. La rapida espansione della generazione rinnovabile, unita a una flessibilità di

rete ancora insufficiente, ha portato a un forte aumento dei periodi con prezzi negativi in tutta Europa. Se fino al 2022 la quota di ore con prezzi negativi dell'energia restava sotto lo 0,5%, questa percentuale è salita a quasi il 2% nel 2023, a circa il 3% nel 2024 e ha raggiunto un nuovo massimo del 3,4% nel 2025 – equivalente a circa 310 ore di prezzi sotto zero, quasi due settimane consecutive.

Queste condizioni si traducono direttamente in ricavi più bassi per i produttori di energia fotovoltaica e si riflettono nel crollo dei capture rate degli impianti, scesi fino al 31% in Germania a giugno e al 18% in Spagna a maggio. In risposta, sviluppatori e investitori si sono rivolti sempre più spesso a percorsi di accesso al mercato a rischio ridotto, in particolare corporate PPA e aste. I volumi di queste ultime sono cresciuti fortemente nel 2025, rafforzando il loro ruolo di principale meccanismo di stabilizzazione per lo sviluppo del fotovoltaico su scala utility in molti Stati dell'Unione europea. Allo stesso tempo, il mercato dei PPA ha rallentato in modo marcato, poiché gli acquirenti hanno mostrato una maggiore riluttanza a bloccare prezzi a lungo termine in un contesto caratterizzato da valori spot bassi e negativi.

Insomma i prezzi negativi, il calo dei capture rate del fotovoltaico e il crescente curtailment stanno esercitando una pressione crescente sui ricavi dei progetti e sul mercato dei PPA. Insieme ai vincoli di connessione alla rete e all'insufficiente capacità di accumulo e flessibilità, queste problematiche stanno indebolendo la tenuta finanziaria dei nuovi progetti in diversi mercati maturi d'Europa, tra cui l'Italia.

Lo conferma Annarita Mitola di BFP Service, secondo cui si tratta ormai di un tema strutturale: «Nel secondo trimestre 2026, nelle zone Sud, Calabria e Sicilia si sono registrate 215 ore con prezzi pari o inferiori a 20 euro al MWh, concentrate interamente nelle ore diurne; il 12 maggio, Sud e Sicilia hanno registrato addirittura nove ore consecutive a prezzo zero. Questo cambia radicalmente il modo di valutare un investimento fotovoltaico. Non basta più stimare quanta energia produrrà un impianto, bisogna capire quando la produrrà e quanto varrà quell'energia in quelle ore». Capture price, curtailment, congestioni di rete e sviluppo futuro della capacità rinnovabile devono quindi entrare nei modelli finanziari sin dall'origine del progetto. Storage, PPA opportunamente strutturati, gestione attiva dell'energia e progressiva ibridazione degli asset diventano di conseguenza sempre più importanti. Questo perché, in considerazione del fatto che cannibalizzazione e curtailment sono temi sempre più centrali, il rischio va gestito già in fase di sviluppo.

In prospettiva, il valore di un impianto non dipenderà soltanto dai MWh prodotti, ma dalla capacità di generare energia quando il sistema ne ha maggiore

bisogno e di valorizzarla efficacemente sul mercato. Quindi se fino a qualche anno fa la domanda principale era quanto producesse un impianto, oggi occorre chiedersi anche quando produce e quanto vale l'energia nel momento in cui viene prodotta. Per questo chi sviluppa oggi un grande impianto destinato a lavorare per molti anni non può permettersi di non valutare anche lo storage, perché è lo strumento che può modificarne il profilo operativo e aumentare la flessibilità dell'installazione.

Oggi governare queste incertezze diventa una necessità imprescindibile. Le opzioni oggi più efficaci, secondo Emiliano Pizzini di Italia Solare, sono sostanzialmente tre: la partecipazione a meccanismi che possono offrire di volta in volta protezione dal curtailment e da prezzi nulli o negativi; l'adozione di soluzioni ibride di fotovoltaico con accumulo; la stipula di contratti privati in grado di ridurre almeno parte di questi rischi. Nella fase di sviluppo attuale dei progetti, tuttavia, risulta spesso difficile intervenire su questi fattori, poiché molti degli sviluppi in corso sono partiti anni fa, con impostazioni ormai consolidate. Per i nuovi impianti in partenza, invece, l'idea di selezionare fin dall'origine il proprio modello di business resta la strada più corretta. C'è comunque da tener presente che nella fase di reperimento delle risorse finanziarie diventa fondamentale disporre di un business case che tenga conto dell'evoluzione attesa dei prezzi.

SERVE UNA STRATEGIA CHIARA E DURATURA

In questo contesto dinamico e promettente ma comunque con dei punti critici, gli operatori del settore sono concordi nel dire che quel che serve, ancora prima di incentivi o regole più favorevoli, sono stabilità e prevedibilità.

«Se dovessi indicare una sola priorità, chiederei maggiore certezza e stabilità del quadro regolatorio», afferma Gianluca Miccoli di Aiem. «Il settore non ha bisogno soltanto di incentivi, ma di regole chiare, uniformi e prevedibili nel tempo, che consentano agli investitori di programmare capitali e agli EPC di pianificare capacità produttiva, supply chain e risorse con anni di anticipo, perché oggi l'incertezza normativa rischia di rallentare anche progetti industrialmente e finanziariamente solidi».

Un altro suggerimento di intervento viene da Luca Tosi di Manni Energy che indica la riforma delle connessioni avviata con il DL Bollette in considerazione del fatto che la saturazione virtuale della rete ha limitato lo sviluppo di molti progetti, occupando capacità con iniziative non sufficientemente mature.

Più che una singola modifica normativa, però, gli operatori del mercato ritengono che serva in generale una direzione chiara, coerente e stabile nel tempo: gli investimenti nel settore energetico si sviluppano su orizzonti pluriennali e richiedono un quadro regolatorio prevedibile. La priorità oggi è quindi garantire continuità e certezza agli operatori, per concentrarsi sul rendere più competitiva la tecnologia solare, anziché sull'adattamento continuo ai cambiamenti regolatori.

E lo afferma ad esempio Gianluca Paroni di SKY-NRG: «Se potessi chiedere una sola modifica al quadro regolatorio non avrei dubbi: certezza dei tempi. Non chiederei una scorciatoia autorizzativa né che ogni progetto venisse approvato, ma semplicemente un imprenditore che decide di investire deve poter sapere entro quanto tempo riceverà un sì o un no perché un no ricevuto in tempi definiti permette di prendere una decisione e investire altrove, mentre un progetto che resta per anni nell'incertezza immobilizza capitale, persone e opportunità. Le imprese sanno gestire il rischio: quello che è molto più difficile gestire è l'incertezza». Risulta dunque decisivo il passaggio verso un sistema integrato, chiaro e stabile. Se il settore

riuscirà ad avere maggiore certezza autorizzativa, una capacità di rete allocata in maniera più efficiente e una crescita dello storage coerente con quella delle rinnovabili, il mercato potrà accelerare significativamente. Inoltre serve una gestione più efficace della capacità di connessione: la rete è una risorsa strategica e limitata e non ci si può permettere che capacità potenzialmente disponibile rimanga impegnata per anni da iniziative che non avanzano, mentre progetti realmente autorizzati, finanziabili e prossimi alla costruzione attendono di poter essere connessi. La capacità di rete, quindi, dovrebbe seguire la capacità concreta di realizzare gli investimenti, premiando chi riesce davvero a trasformare una richiesta di connessione in un impianto costruito, connesso e produttivo.

Davanti a queste considerazioni, ancora una volta il consigliere di Italia Solare Emiliano Pizzini offre una lettura più politica parlando di un quadro normativo che si sta stabilizzando tra revisione delle aree idonee a livello regionale, aree di accelerazione e Testo Unico FER. Quello che serve, con questa impostazione, è l'aggiornamento dei meccanismi di mercato a partire dalle regole di connessione e dalla partecipazione ai diversi mercati disponibili. «Per superare la soglia del 2030 servono diversi tipi di interventi normativi e di mercato», spiega Pizzini. «In primo luogo, una presa di posizione politica chiara che indichi con un documento ufficiale quali siano i target 2035-2040, accettando che il nucleare — semmai si realizzerà — non sarà disponibile prima di quindici anni. La scelta del legislatore sembra oggi spingere gli impianti utility scale verso meccanismi statali di contrattazione ma in questo contesto serve un piano strutturato, con meccanismi chiari, lineari e di durata credibile, affiancato dalla facilitazione di

strumenti di partecipazione al mercato da parte dei grandi impianti fotovoltaici». Insomma, non serve una sola modifica ma una sola strategia industriale energetica che venga mantenuta per almeno un decennio.

PROSPETTIVE FUTURE

Guardando al futuro, le opinioni sul destino del segmento dei grandi impianti sono contrastanti. Secondo alcuni operatori del mercato, il comparto è destinato a rallentare dal 2030 in poi per l'esaurimento del suolo disponibile. A questa considerazione si affianca l'analisi di Solar Power Europe, il cui report mostra uno scenario di sostanziale stabilità negli anni tra il 2025 e il 2030. In particolare, in uno scenario medio, il fotovoltaico di taglia utility dovrebbe restare dominante, rappresentando il 50-53% delle nuove installazioni annuali fino al 2030. Le installazioni residenziali su tetto dovrebbero stabilizzarsi intorno al 15%, indicando una lenta ripresa, mentre le installazioni C&I combinate dovrebbero guadagnare gradualmente importanza, salendo da circa il 32% nel 2025 al 34% entro il 2030. In concreto, fino al 2030 esistono già autorizzazioni in corso che garantiscono il mantenimento dei livelli attuali. Il periodo successivo resta un'incognita in termini di contesto normativo, ma la necessità ormai assodata di arrivare al 2040-2050 con uno stock ancora maggiore di rinnovabili — il Pniec parla di circa 200 GW di solare a tendere — presuppone la prosecuzione dello sviluppo anche a livelli attuali negli anni successivi.

Per gli operatori coinvolti in questo articolo, la curva di contrazione dal 2030 è uno scenario realistico: la progressiva riduzione delle aree disponibili, unita ai vincoli autorizzativi e di rete, porterà inevitabilmen-

te a una maggiore selettività nello sviluppo di nuovi grandi impianti. Tuttavia il vero limite non sarà il suolo, ma la capacità del sistema di integrare quote crescenti di energia rinnovabile. Il vero cambio di paradigma sarà passare da una logica di pura generazione a una logica di gestione dell'energia.

Insomma, il rallentamento non significa la fine del mercato, ma l'ingresso in una fase più matura: ci sarà maggiore selettività sul greenfield, più agrivoltaico, impianti ibridi e storage, utilizzo di aree industriali o compromesse e soprattutto crescente attenzione a revamping e repowering del patrimonio esistente. Sul piano più strutturale, la separazione netta tra chi produce energia e chi gestisce la flessibilità è quindi destinata a farsi sempre più sfumata, con varie tecnologie che diventeranno sempre più parti di uno stesso sistema integrato.

«Personalmente non sono convinto che il futuro del fotovoltaico italiano si possa misurare semplicemente contando gli ettari disponibili», commenta Gianluca Paroni di SKY-NRG. «Il mercato cambierà: ci saranno impianti esistenti da rifare e potenziare, nuove tecnologie, sistemi di accumulo, agrivoltaico e un utilizzo sempre più attento delle aree industriali o già compromesse. La transizione energetica non consiste nell'installare il maggior numero possibile di pannelli: consiste nel produrre e utilizzare energia rinnovabile nel modo più efficiente possibile».

In uno scenario di volumi più contenuti aumenterà la competizione e, ancora una volta, saranno premiati gli operatori più strutturati e capaci di garantire efficienza, qualità, bancabilità e capacità di execution. Il tema non sarà semplicemente trovare nuovi ettari, ma produrre più energia e più valore utilizzando meglio territorio, rete e infrastrutture già disponibili. ☀️

POWER MINI

IL NUOVO SISTEMA STORAGE RETROFIT OUTDOOR

- **96 KWH DI CAPACITÀ**
In un'unica soluzione
- **INVERTER FOTOVOLTAICO**
Integrato fino a 60 kw
- **INSTALLAZIONE PLUG&PLAY**
Per ridurre tempi e costi
- **RAFFREDDAMENTO AD ARIA E DESIGN ANTICONDENSA**
Per garantire affidabilità in ogni condizione

**SISTEMI FOTOVOLTAICI INTELLIGENTI
PER LA TUA INDIPENDENZA ENERGETICA**

NEW

AZZURRO
ZCS
zcsazzurro.com



BFP SERVICE

RELIABLE EPC.
TRUSTED MAINTENANCE.

BUILDING SOLAR
ASSETS THAT
DELIVER LONG-TERM
VALUE.

BUILT BUILT

UTILITY-SCALE SOLAR
From construction to

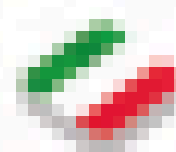
FROM
THE GROUND
TO A CLEANER
FUTURE

www.bfpgroup.net

ITALIAN EXPERTISE.
TRUSTED EXECUTION
FOR A SUSTAINABLE
FUTURE.

ON TIME. TO PERFORM.

SOLAR EPC
to grid connection.



ENERGYEAR
ITALIA
S.p.A. - Via dell'Industria, 10 - 20139 Milano

[REQUEST INFORMATION](#)



LA SCHEDA

- **Sede:** Rovigo e Roma
- **Attività principale:** EPC
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 5-50 MWp



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** Oltre 200
- ★ **MW installati complessivi:** Oltre 600 MWp
- ★ **Pipeline:** Oltre 100 MWp entro il terzo trimestre del 2028



CASE HISTORY

A Campagnano di Roma, l'azienda ha realizzato un impianto fotovoltaico da 10 MWp su circa 13 ettari per un importante IPP internazionale, destinato alla vendita di energia con immissione in rete. La sfida principale ha riguardato le opere di connessione: oltre 6 km di infrastrutture in media tensione con sottoattraversamento di importanti infrastrutture, oltre alla gestione idraulica del sito. Le criticità sono state superate integrando progettazione, opere civili ed elettriche e interventi di invarianza idraulica.


"SI ENTRA NELLA FASE REALIZZATIVA DEI PROGETTI"

Gianluca Miccoli, amministratore delegato

«Nei prossimi 12-18 mesi prevediamo una forte accelerazione dei grandi impianti. Dopo una fase caratterizzata da M&A e finanziamento dei progetti, il mercato entrerà pienamente nella fase realizzativa. A guidare gli investimenti saranno soprattutto gli asset owner che hanno già stretto accordi con EPC strutturati, assicurandosi capacità produttiva e risorse. Gli altri rischiano rallentamenti per il forte squilibrio tra numero di progetti e la crescente scarsità di EPC qualificati, in grado di garantire qualità, elevati standard realizzativi e, soprattutto, bancabilità dei progetti».



LA SCHEDA

- **Sede:** Alba (CN)
- **Attività principale:** EPC
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 1-5 MWp



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** Oltre 1.000
- ★ **MW installati complessivi:** Oltre 400 MWp



CASE HISTORY

A Ceresole d'Alba, per GAI Macchine, Albasolar sta completando un progetto energetico integrato con ampliamento dell'impianto fotovoltaico da 3 a 6 MWp associato a un sistema storage da 4,4 MW / 8,8 MWh già in funzione. Fotovoltaico, accumulo e i già esistenti cogeneratori a gas, UPS a massa rotante e gruppo elettrogeno sono tutti coordinati da Aspecindustry AI, sistema proprietario sviluppato da Albasolar per governare in modo automatico i flussi energetici ed economici del sito.


"GRANDI OPPORTUNITÀ PER I PLAYER PIÙ STRUTTURATI"

Massimo Marengo, titolare e CEO

«Parto da una considerazione generale: i grandi impianti, finora, erano spesso sistemi a terra tradizionali, dove la maggiore complessità riguardava soprattutto l'iter autorizzativo. Oggi chi progetta, costruisce e gestisce si confronta con una complessità crescente, legata alle diverse tipologie di realizzazione ma soprattutto all'integrazione con la rete e alle dinamiche del mercato energetico. Nulla è più scontato né semplice. Per cui in futuro serviranno più competenza e meno improvvisazione. Vedo quindi un possibile rallentamento, ma anche maggiori opportunità per i player più strutturati e qualificati».



BayWa r.e.



LA SCHEDA

- **Sede:** Verona
- **Attività principale:** Progettazione e realizzazione di impianti FV e soluzioni energetiche per C&I e utility scale; O&M
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 2-5 MWp



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** 220
- ★ **MW installati complessivi:** Circa 135 MWp



CASE HISTORY

A Susegana, in provincia di Treviso, è stato realizzato un impianto FV da 5,5 MWp per un cliente industriale e destinato a PPA. Il progetto prevedeva anche delle pensiline fotovoltaiche nel parcheggio. Di fronte a una diversa interpretazione del Comune, che avrebbe impattato sugli indici urbanistici del sito, Baywa RE Power Solutions, parte del Gruppo Fervo, ha riprogettato l'intervento concentrando la potenza sulle coperture esistenti e mantenendo invariato l'obiettivo di 5,5 MWp.


"L'ESIGENZA DELL'AUTOCONSUMO SOSTIENE GLI INVESTIMENTI IN GRANDI IMPIANTI"

Francesca Manso, managing director

«Nei prossimi mesi prevediamo un mercato dei grandi impianti in consolidamento, con spazi importanti per gli operatori dotati di competenze tecniche, capacità esecutiva e solidità organizzativa. La crescita sarà sostenuta soprattutto dagli investimenti industriali per l'autoconsumo, sempre più centrali per rendere prevedibili i costi energetici. Il contesto normativo in evoluzione e la maturazione culturale delle imprese verso soluzioni energetiche più complesse e flessibili rappresentano le leve su cui lavorare per consolidare la fiducia nel sistema».



LA SCHEDA

- **Sede:** Modugno (BA)
- **Attività principale:** Costruzione e manutenzione di impianti fotovoltaici
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 1-15 MWp per EPC, 5-50 MWp per O&M



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** 25
- ★ **MW installati complessivi:** 56 MWp
- ★ **Pipeline:** 21,3 MWp per 9 impianti entro febbraio 2026 attualmente in realizzazione



CASE HISTORY

A Santa Ninfa (TP) è stato realizzato un impianto fotovoltaico da 5 MWp per un fondo di investimento spagnolo attivo nelle rinnovabili e in espansione in Italia, destinato alla vendita di energia. Durante la battitura degli ultimi pali è stato rinvenuto un ordigno bellico non emerso dalle verifiche preventive. Lo stop, la messa in sicurezza e la riprogrammazione delle attività hanno consentito di completare l'impianto, evidenziando l'importanza di affiancare alle verifiche progettuali procedure efficaci di gestione del rischio residuo.



"IN ARRIVO UNA FASE DI SELEZIONE A VANTAGGIO DI PROGETTI REALMENTE CANTIERABILI"

Annarita Mitola, CEO

«Nei prossimi 12-18 mesi l'utility scale entrerà in una fase di selezione: il tema non sarà più quanti progetti esistono, ma quanti sono realmente cantierabili. Con una pipeline autorizzata ampia, il valore si sposterà su connessioni, bancabilità e capacità EPC di rispettare tempi, costi e performance. Le opportunità maggiori saranno nei progetti solar+storage e nel revamping/repowering. Il vero collo di bottiglia sarà trasformare MW sulla carta in impianti connessi, efficienti e gestibili nel lungo periodo».



CASE HISTORY

In provincia di Agrigento è stato realizzato un impianto da 33,5 MW per un IPP e supportato da un PPA. L'impianto si articola su sei aree, collegate attraverso circa 10 km di cavidotto. La realizzazione ha richiesto capacità di gestione delle complessità tecniche e operative. Per la natura del terreno, la prefettura ha consentito l'installazione delle strutture, il percorso dell'elettrodotto ha richiesto un'attenta pianificazione delle lavorazioni.



LA SCHEDA

- **Sede:** Campobasso
- **Attività principale:** Operatore integrato D-EPC-OM
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** Fino a circa 50 MW



I NUMERI

- ★ **MW installati complessivi:** Circa 250 MWp
- ★ **Pipeline:** Oltre 240 MWp di backlog al 31/12/2025 + 40 MWp nel 2026

"NECESSARIO AFFRONTARE I COLLI DI BOTTIGLIA"

Marco Pulitano, CEO

«Assistiamo a un rallentamento dei piccoli impianti e, parallelamente, a una forte crescita degli impianti utility scale, molti dei quali stanno entrando nella fase realizzativa dopo anni di iter autorizzativi. Restano, tuttavia, alcuni importanti colli di bottiglia. Per molti impianti già autorizzati dal Mase è ancora necessario completare iter secondari che possono richiedere diversi mesi. Nella fase di costruzione incidono poi le criticità logistiche, considerando che gran parte dei componenti proviene dalla Cina, con possibili rallentamenti legati principalmente alle tensioni geopolitiche internazionali. Sul fronte delle connessioni, registriamo inoltre ritardi significativi da parte dei DSO per gli impianti in Media Tensione, mentre per quelli in Alta Tensione una delle principali criticità riguarda la reperibilità dei componenti necessari alla realizzazione delle sottostazioni».



SolisStorage

L'accumulo energetico reso semplice

Gestione energetica intelligente basata sull'IA

Scopri la gamma.

5-40kWh





LA SCHEDA

- **Sede:** Milano
- **Attività principale:** Progettazione, asset management e commercializzazione dell'energia
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** Utility scale 8-94 MWp



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** 18
- ★ **MW installati complessivi:** 535 MWp
- ★ **Pipeline:** 850 MWp connessi entro il 2027



CASE HISTORY

In provincia di Ferrara è stato realizzato un progetto che comprende quattro impianti fotovoltaici utility scale per un totale di 70 MWp di potenza, 23 km di linee in media tensione e una sottostazione elettrica nei comuni di Codigoro, Lagosanto e Fiscaglia. Destinato all'immissione di energia rinnovabile in rete, ha richiesto la gestione di condizioni meteorologiche eccezionalmente difficili tra il 2024 e il 2025, oltre al coordinamento delle attività in aree prossime ai centri abitati. Attraverso soluzioni tecniche dedicate, decisioni operative tempestive e un dialogo costante con le comunità locali, il progetto è stato realizzato minimizzando gli impatti sul territorio.



enfinity



"DATA CENTER E IA ALIMENTERANNO SEMPRE PIÙ LA DOMANDA DI GRANDI IMPIANTI"

Alessandro Ceschiati, general manager

«Nei prossimi mesi la crescita della domanda elettrica, trainata dall'elettrificazione dei consumi e dallo sviluppo di data center e IA, renderà ancora più urgente accelerare la realizzazione di nuova capacità rinnovabile. Per cogliere questa opportunità sarà però necessario semplificare i processi e ridurre i tempi che ancora rallentano la trasformazione dei progetti in impianti operativi, lungo un percorso che coinvolge enti locali, amministrazioni centrali e gestori di rete. Le tecnologie già disponibili oggi, in particolare fotovoltaico e sistemi di accumulo, possono contribuire concretamente a contenere la volatilità e l'incremento dei prezzi dell'energia e a rafforzare la sicurezza e l'autonomia energetica del Paese».



LA SCHEDA

- **Sede:** Milano, San Pietro in GU (PD)
- **Attività principale:** EPC, lifecycle management, vigilanza
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** Utility scale



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** Oltre 240
- ★ **MW installati complessivi:** Oltre 450 MWp
- ★ **Pipeline:** 180 MWp entro il 2027



CASE HISTORY

A Ghislarengo (VC), Esapro ha realizzato per la multiutility Repower un impianto utility scale da 19,5 MWp connesso in AT. L'opera ha superato complesse criticità geotecniche grazie a un'ingegneria mirata. Elemento distintivo è lo sviluppo di un PPC scalabile, progettato insieme all'EPC della sottostazione e al fornitore del sistema di controllo, predisposto all'integrazione futura di BESS e altri impianti. Una soluzione ad alta ingegnerizzazione per governare la stabilità dell'intero nodo energetico.



"IL FUTURO È DEI GRANDI PROGETTI INTEGRATI"

Giorgio Menaldo, amministratore delegato

«Nel prossimo futuro cresceranno gli investimenti in grandi progetti integrati: fotovoltaico, Bess e AT che richiederanno, oltre a solidità tecnica e finanziaria, competenze più ampie rispetto all'EPC tradizionale. Tra i colli di bottiglia restano i tempi autorizzativi e procurement: i vincoli di cybersecurity sui componenti extra-UE impattano sulla filiera, priva di alternative europee equivalenti per costi e tecnologia. In questo scenario, la capacità di governare il rischio d'esecuzione diventa cruciale per tutelare la bancabilità dell'investimento».



LA SCHEDA

- **Sede:** Grantorto (PD)
- **Attività principale:** EPC contractor specializzato nel settore delle energie rinnovabili e dell'impiantistica elettrica industriale; progettazione, approvvigionamento e costruzione di impianti fotovoltaici chiavi in mano
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 1-70 MWp



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** Oltre 820 impianti fotovoltaici a terra e su tetto
- ★ **MW installati complessivi:** Oltre 775 MWp dal 2003



CASE HISTORY

A San Martino di Venezze, in provincia di Rovigo, l'azienda ha realizzato un impianto fotovoltaico da 17,6 MWp sviluppato da Chiron Energy. Il progetto nasce dalla riqualificazione di un'area produttiva inutilizzata e produrrà oltre 24,5 GWh all'anno destinati alla vendita di energia. La sfida principale è emersa a cantiere quasi ultimato, con la revisione dei requisiti di connessione che ha imposto la redistribuzione della potenza tra i due POD e la riprogettazione della rete MT. Grazie a un efficace coordinamento tra progettazione e cantiere, l'intervento è stato completato senza ritardi sul cronoprogramma.



"LA SFIDA NON È LA TECNOLOGIA, MA L'ESECUZIONE"

Ernest Juricic, sales director

«Oggi la vera sfida non riguarda la tecnologia, ma la capacità di trasformare rapidamente i progetti in impianti operativi. Utility scale, sistemi di accumulo e agrivoltaico rappresentano i principali driver di crescita del mercato nei prossimi anni. Per cogliere appieno queste opportunità sarà però essenziale accelerare lo sviluppo delle infrastrutture di rete, semplificare i processi autorizzativi e rafforzare una filiera in grado di sostenere volumi sempre più significativi».

Greenenergy

LA SCHEDA

- **Sede:** Castellaneta (TA), Bari, Cagliari, Milano e Padova
- **Attività principale:** EPC e partner per sviluppo, progettazione, costruzione e gestione impianti
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 1-50 MWp

I NUMERI

- ★ **MW installati complessivi:** Oltre 100 MWp
- ★ **Pipeline:** Oltre 500 MWp autorizzati, pipeline di 2 GW tra progetti in sviluppo e iniziative per i prossimi anni

CASE HISTORY

A Cascina Maggiore, in provincia di Pavia, Greenenergy ha realizzato un impianto agrivoltaico avanzato da 3,6 MWp. Il progetto si distingue per l'impiego di moduli bifacciali installati verticalmente a 90°, soluzione che favorisce la continuità dell'attività agricola e una migliore integrazione con il territorio. Greenenergy ha seguito l'intervento chiavi in mano, dalla progettazione costruttiva al collaudo finale.



“SARANNO PREMIATI OPERATORI IN GRADO DI PRESIDARE L'INTERO CICLO DI VITA DEI PROGETTI”

Tommaso Lentini, CCO

«Nei prossimi 12-18 mesi vediamo un mercato dei grandi impianti ancora dinamico, ma più selettivo. Le opportunità saranno soprattutto nell'utility scale, nell'agrivoltaico e nell'integrazione con sistemi di accumulo. Il vero tema sarà trasformare le pipeline in progetti cantierabili: autorizzazioni, connessioni alla rete e stabilità normativa restano i principali colli di bottiglia. Saranno premiati gli operatori capaci di presidiare l'intero ciclo di vita del progetto e portare a terra impianti solidi, sostenibili e realizzabili».

Iberdrola

CASE HISTORY

- **Sede:** Roma
- **Attività principale:** Sviluppo, progettazione, realizzazione, O&M; vendita dell'energia prodotta tramite PPA
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 7-200 MWp

I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** 4 in Italia
- ★ **MW installati complessivi:** Circa 450 MWp
- ★ **Pipeline:** 100 progetti in fase avanzata di sviluppo, obiettivo entro il 2028 di capacità installata di 700 MW in Italia e crescita progressiva al 2035

Esteso su 400 ettari in Sicilia, tra i comuni di Belpasso, Centuripe e Paternò, Iberdrola Fenix ha una potenza di 243 MWp ed è il più grande impianto fotovoltaico attivo in Italia. Produce circa 400 GWh l'anno, destinati principalmente a grandi aziende tramite contratti di lungo periodo a prezzo fisso. La complessità realizzativa ha rappresentato una sfida importante, affrontata integrando competenze, innovazione e attenzione al territorio lungo tutto lo sviluppo del progetto.



“SERVE INVESTIRE SU RETI, STORAGE E FLESSIBILITÀ”

Valerio Faccenda, country manager Iberdrola Italia

«L'Italia sta accelerando verso la transizione energetica: le imprese mostrano una forte spinta alla decarbonizzazione, i capitali sono disponibili e le tecnologie mature. Il contesto è favorevole, ma servono investimenti su reti elettriche, sistemi di accumulo e strumenti di flessibilità, indispensabili per integrare la crescente produzione da fonti rinnovabili. Solo così sarà possibile garantire un'elettrificazione efficiente e un sistema energetico resiliente. Il futuro industriale del Paese passa dalla sicurezza e dalla stabilità della rete».

448 MW realizzati
619 MW in gestione
Un solo interlocutore industriale.

esapro.it

Oltre 170 professionisti e 10 sedi operative per una presenza capillare sul territorio. Esapro è il contractor industriale che presidia l'intero ciclo di vita di impianti utility-scale, BESS e infrastrutture elettriche.

IMPIANTO REPOWER / GHISLARENGO

ESAPRO
Integrated Energy Execution



LA SCHEDA

- **Sede:** Verona
- **Attività principale:** Technical advisory, progettazione, owner engineering e O&M
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** Oltre 5 MWp



I NUMERI

- ★ **Pipeline:** 330 MW servizio technical advisory; 79 MWp servizio owner engineering; 126 MWp servizio progettazione; 210 MW in fase di negoziazione con clienti o investitori



CASE HISTORY

Per un impianto fotovoltaico da 7,4 MWp in provincia di Pavia, la società ha affiancato un IPP attraverso i servizi di owner engineering, direzione lavori, CSP-CSE e construction monitoring on site. Il presidio continuativo del cantiere e l'esperienza operativa del team coinvolto hanno consentito di individuare tempestivamente le criticità, ridurre i costi rispetto al budget e rispettare i tempi del programma di realizzazione.



“IL MERCATO PREMIA I PROGETTI DI QUALITÀ”

Luca Tosi, head of renewables division

«Abbiamo alle spalle una fase in cui quasi ogni progetto riusciva a trovare una valorizzazione e le pipeline crescevano costantemente. Oggi il mercato è più maturo e selettivo: si distinguono gli operatori capaci di sviluppare progetti di qualità, ridurre i tempi autorizzativi grazie a una forte presenza sul territorio e integrare fin dall'origine del progetto una chiara route to market».



MANNI ENERGY
ENERGY SOLUTIONS



LA SCHEDA

- **Sede:** Cremona, Brescia, Napoli
- **Attività principale:** Soluzioni integrate per la transizione energetica (fotovoltaico, pompe di calore, efficientamento energetico, gestione dell'energia, service)
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** Fino a 10 MWp



I NUMERI

- ★ **MW installati complessivi:** 25,8 MWp solo nel 2025
- ★ **Pipeline:** Oltre 100 MWp tra progetti e realizzazioni da gestire entro il 2027, con soluzioni innovative di agrivoltaico e floating PV



CASE HISTORY

L'impianto galleggiante da 2,2 MWp realizzato da Open SB in provincia di Cremona su un bacino artificiale per l'irrigazione rappresenta un caso applicativo nel settore utility scale. L'energia prodotta è interamente immessa in rete. Il progetto ha richiesto soluzioni specifiche per la movimentazione delle piattaforme, la protezione delle impermeabilizzazioni, l'ancoraggio alle variazioni del livello dell'acqua e la connessione elettrica. Ne è nato un modello replicabile che dimostra come l'innovazione progettuale sia determinante per superare criticità tecniche.



“RIFLETTORI PUNTATI ANCHE SU REVAMPING E REPOWERING”

Valerio Natalizia, CEO

«Nei prossimi mesi il mercato sarà guidato dagli obiettivi europei al 2030, che richiedono una forte accelerazione delle installazioni rinnovabili. La vera opportunità non è solo costruire nuovi impianti, ma sviluppare soluzioni capaci di produrre, gestire e valorizzare l'energia in modo più efficiente, integrando tecnologie come fotovoltaico, pompe di calore e sistemi di gestione. Anche revamping e repowering possono contribuire ad aumentare la potenza disponibile. Per sostenere questa crescita servono regole stabili, strumenti di supporto e procedure autorizzative più snelle, oltre a nuove soluzioni ai colli di bottiglia legati alla capacità della rete e ai tempi di connessione».



LA SCHEDA

- **Sede:** Bergamo
- **Attività principale:** EPC, progettazione e costruzione
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 5-100 MWp (50-250 MWh per il Bess)



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** Circa 350
- ★ **MW installati complessivi:** 2.500 MWp tra solare, eolico e storage
- ★ **Pipeline:** Circa 1,5 GW entro il 2027 tra solare e



CASE HISTORY

Parapet ha realizzato in Italia l'impianto Sant'Agata in qualità di appaltatore per Alerion, specializzata in energie rinnovabili. Il progetto combina un impianto fotovoltaico da 10 MWp integrato con un parco eolico esistente da 20 MW. La produzione solare ed eolica condividono la stessa sottostazione e lo stesso allacciamento alla rete, ottimizzando le infrastrutture esistenti e consentendo all'energia rinnovabile di raggiungere la rete nazionale e i consumatori finali.



PARAPET



“IL FUTURO È NELLE SOLUZIONI INTEGRATE TRA PRODUZIONE E STOCCAGGIO”

Paul Moldovan, fondatore

«Prevedo che i progetti su larga scala continueranno a crescere, sia nel settore fotovoltaico che, in misura ancora maggiore, in quello eolico e dei sistemi di accumulo. Stiamo già assistendo a un passaggio dallo sviluppo di singoli progetti a portafogli più complessi che combinano generazione, accumulo e, nel tempo, soluzioni di flessibilità. In Italia, ritengo che i prossimi 12-18 mesi saranno un periodo di accelerazione, in particolare per i progetti utility scale. Il mercato presenta un notevole potenziale di crescita nel settore delle energie rinnovabili, mentre il quadro normativo e i meccanismi di mercato stanno creando le condizioni affinché un numero maggiore di progetti passi dalla fase di sviluppo a quella di costruzione. Per noi l'opportunità è molto chiara: progetti fotovoltaici su larga scala, nonché progetti che combinano la generazione con lo stoccaggio. Stiamo assistendo sempre più alla necessità di soluzioni integrate, piuttosto che alla semplice aggiunta di nuova capacità di generazione».



LA SCHEDA

- **Sede:** Altamura (BA)
- **Attività principale:** Impianti industriali, residenziali e utility, scale; O&M
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 1-15 MWp

I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** 4.500
- ★ **MW installati complessivi:** 473 MWp
- ★ **Pipeline:** Revamping e nuove installazioni per circa 60 MW tra il 2027 e il 2028

CASE HISTORY

Realizzazione, in agro di Novoli (LE), di un impianto con struttura tracker monoassiale, comprensivo delle opere di connessione alla rete. La potenza è di 10,7 MWp con un ampliamento di 4 MW attualmente in fase di costruzione. Il cliente GS-Energy ha incaricato Saem di realizzare un impianto destinato alla vendita di energia. La sfida nella costruzione della struttura, situata in un'ex cava, è stata rappresentata dalle temperature elevate in cantiere.



"NORME FRAMMENTATE E TEMPI DI CONNESSIONE FRENANO IL MERCATO"

Angelo Colonna, CEO

«Vedremo una forte accelerazione della capacità installata nell'utility scale, ma accompagnata da profonde sfide strutturali. Le principali opportunità sono l'integrazione di sistemi di accumulo a batteria, lo sviluppo dell'agrivoltaico di grande taglia grazie a nuove linee guida e fondi dedicati, il repowering e revamping dei primi grandi impianti che raggiungono i 10-15 anni di vita. Invece il principale collo di bottiglia del settore è la connessione alla rete, con tempi di attesa che rischiano di rallentare decine di GW di progetti già autorizzati. A questo si aggiunge l'incertezza normativa soprattutto riferita al decreto Aree Idonee con un'applicazione frammentata da parte delle Regioni».



TSG Group Company

LA SCHEDA

- **Sede:** Castiglione delle Stiviere (MN)
- **Attività principale:** EPC
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** Impianti da <1 MWp a oltre 5 MWp

I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** 2.858
- ★ **MW installati complessivi:** Oltre 480 MWp
- ★ **Pipeline:** Potenziale installato annuo di 200 MWp per i prossimi tre anni

CASE HISTORY

A Marcara (MN), è stato realizzato un impianto da 8,3 MWp per l'azienda agricola Francescon specializzata nella produzione di melone e anguria Perla Nera. Si tratta di un impianto in cessione totale sviluppato in un contesto agricolo complesso, dove progettazione e capacità esecutiva sono state determinanti: viabilità di cantiere ottimizzata, gestione dei ritardi sulla linea BT, posa profonda dei cavi, verifiche Georadar e spazi dedicati ai mezzi agricoli.



"VERSO UN MERCATO PIÙ INCENTRATO SU VALORE E EFFICIENZA"

Gianluca Paroni, CEO

«Nei prossimi mesi il mercato cambierà. Avremo impianti esistenti da rifare e potenziare, nuove tecnologie, sistemi di accumulo, agrivoltaico e un utilizzo sempre più attento delle aree industriali o già compromesse. Dobbiamo ricordarci che la transizione energetica non consiste nell'installare il maggior numero possibile di pannelli: consiste nel produrre e utilizzare energia rinnovabile nel modo più efficiente possibile. Per questo è possibile che a un certo punto rallenti la crescita delle superfici occupate senza che rallentino necessariamente gli investimenti o il lavoro per il nostro settore. Potrebbe semplicemente iniziare una nuova fase: meno focalizzata sui MW installati e molto più sul valore e sull'efficienza dell'asset energetico».



SECURITYTRUST
SYSTEM INTEGRATOR

SOLUZIONI NIS₂ PER IL FOTOVOLTAICO

Protezione di impianti, reti OT/IT e continuità operativa

Security assessment impianti

ISA-99/IEC 62443 compliance

Deployment con Professional Services

MSSP & SOC 24/7



LA SCHEDA

- **Sede:** Parma
- **Attività principale:** Construction, revamping, repowering, O&M e asset management
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** Utility scale da 1 fino a 60 MWp



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** Circa 290 tra Italia, Regno Unito, Paesi Bassi, Germania, Francia e Danimarca
- ★ **MW installati complessivi:** Circa 1 GWp
- ★ **Pipeline:** 1,5 GWp al 2030



CASE HISTORY

Pozzolo Formigaro, (AL) è un progetto agrivoltaico da 30 MWp con tracker monoassiali, capace di produrre circa 42 GWh all'anno, coprendo il fabbisogno di 10.000 famiglie. L'impianto integra produzione di energia rinnovabile e pascolo ovino e prevede la piantumazione di 10.000 alberi a beneficio della biodiversità e del territorio. La sfida in fase di progettazione ed esecuzione è stata coniugare efficacemente le due componenti fotovoltaica ed agricola, anche sensibilizzando la comunità locale.



"TEMPISTICHE CONDIZIONATE DA INCENTIVI, PPA E PROJECT FINANCING"

Alfredo Beggi, director of sales & strategic development

«Nei prossimi mesi, il mercato dei nuovi impianti richiederà un ulteriore cambio di passo. Vedremo la realizzazione di progetti con differenti taglie, configurazioni e tecnologie, dal fotovoltaico tradizionale all'agrivoltaico, fino agli impianti ibridi con sistemi di storage e Bess stazionario. Le tempistiche saranno sempre più condizionate da incentivi, PPA e project financing. La sfida sarà sia costruire, che coordinare in modo efficace autorizzazioni, connessioni, procurement e attività di cantiere, garantendo al contempo qualità, affidabilità e rispetto delle scadenze. Il vero banco di prova sarà gestire questa complessità su più siti contemporaneamente, mantenendo gli elevati standard che ci contraddistinguono».



LA SCHEDA

- **Sede:** Pescara
- **Attività principale:** EPC di impianti MT conto terzi e investimento diretto per la realizzazione di impianti fotovoltaici di proprietà
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 1-15 MWp



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** 175
- ★ **MW installati complessivi:** Oltre 75 MWp
- ★ **Pipeline:** 42 progetti in execution per oltre 70 MWp e oltre 75 MWp in fase di sviluppo



CASE HISTORY

Ad Andria, SunCity ha realizzato per Agrinatura Società Agricola un impianto utility scale da 9 MW, con cessione dell'energia prodotta alla rete. L'intervento ha incluso un'infrastruttura di connessione in MT, con 4,8 km di cavidotto interrato. La presenza di roccia calcarea e arenitica ha reso più complesse le opere di scavo, l'infissione dei pali e la trivellazione orizzontale controllata, richiedendo soluzioni specifiche, come il predrilling. Indagini geotecniche mirate, mezzi potenziati e squadre operative in parallelo hanno consentito di superare le criticità.



"GRANDE POTENZIALE DA NUOVI MODELLI FINANZIARI E INTEGRAZIONI TECNOLOGICHE"

Pietro Pitingolo, co-fondatore

«Il settore fotovoltaico presenta un forte potenziale caratterizzato dalla presenza di meccanismi incentivanti come FER X e CER che attraggono investimenti. È inoltre caratterizzato da interessanti integrazioni tecnologiche come agrivoltaico e sistemi Bess. Infine ci sono modelli come i PPA, sul posto e a distanza, che aprono nuove opportunità di business. Il collo di bottiglia è rappresentato dalla farraginosità burocratica nell'autorizzazione degli impianti, spesso complicata da norme regionali non in linea con quelle nazionali e carenze informative degli uffici locali e periferici. Altro collo di bottiglia è la saturazione della rete elettrica nazionale, in alcuni casi virtuale».



LA SCHEDA

- **Sede:** Parma e Treviso
- **Attività principale:** Full EPC, Soft EPC, BOS, FV aziendale/industriale, impianti a terra e agriFV, revamping, storage, O&M, coperture e bonifica amianto
- **Taglia impianti seguiti prevalentemente:** 1-10 MWp



I NUMERI

- ★ **Impianti realizzati:** Circa 100 in modalità EPC
- ★ **MW installati complessivi:** 120 MWp
- ★ **Pipeline:** 55 MWp in autorizzazione, 33,7 MW in costruzione, 83 MW in negoziazione



CASE HISTORY

In provincia di Parma, per l'azienda Tecnopali, è stato realizzato un impianto da 2,2 MWp con moduli bifacciali da 610 Wp. L'energia viene autoconsumata quasi interamente in modalità sincrona, la quota residua viene ceduta in rete. Il progetto rappresenta una soluzione su misura che massimizza i benefici per il cliente in termini di risparmio e affidabilità operativa. Per la realizzazione Sunsolution ha operato in modalità full EPC, occupandosi anche della fornitura dei pannelli e dei principali componenti. La società è intervenuta prima della progettazione mettendo a norma le coperture dello stabilimento interessate dalla presenza di amianto.



"COLLABORARE CON I CLIENTI PER TUTELARE LA SCALABILITÀ DEI PROGETTI"

Andrea Cremaschi, founder & CCO

«Nel prossimo futuro le maggiori opportunità stanno nell'integrazione e nell'utilizzo dell'intelligenza artificiale nei sistemi di gestione, ad esempio per attività predittive o correttive legate all'O&M. Crescerà anche l'attenzione per i sistemi Bess che man mano saranno sempre più richiesti. Queste opportunità si scontrano sicuramente con alcuni freni come le difficoltà nella catena di approvvigionamento ma anche la compressione dei margini lungo tutta la filiera. In questo panorama, gli operatori più strutturati dovranno lavorare in partnership con i clienti per far sì che anche i progetti più piccoli restino competitivi e scalabili».

STÄUBLI, 30 ANNI DI CONNESSIONI FV: AFFIDABILITÀ SU CUI CONTARE

L'AZIENDA CELEBRA TRE DECENNI DI ESPERIENZA NELLE CONNESSIONI DC PER IL FOTOVOLTAICO. UN PERCORSO COSTRUITO SUL CAMPO, DOVE QUALITÀ, DOCUMENTAZIONE E SUPPORTO TECNICO DIVENTANO ELEMENTI CHIAVE PER LA BANCABILITÀ DEI PROGETTI

Il fotovoltaico è passato da applicazione di nicchia a infrastruttura energetica globale. Con questa crescita, anche il rischio è cambiato. Oggi la domanda non è solo quanta energia possiamo produrre, ma quanto affidabile può restare un impianto nel tempo.

In questo scenario, la connessione DC ha un ruolo decisivo. È un componente piccolo, ma può incidere su resa, sicurezza e bancabilità. Errori di installazione, qualità variabili e componenti non adeguati possono generare fermi impianto, perdite di produzione e costi non previsti lungo il ciclo di vita.

Per Stäubli, questo è il punto da cui tutto è iniziato.

LA STORIA

Dalla metà degli anni Novanta, l'azienda ha contribuito allo sviluppo dei connettori DC a innesto rapido per il fotovoltaico e ha accompagnato l'evoluzione del settore fino alla sua diffusione attuale. Il percorso dal portfolio MC3 (Multi-Contact) al portfolio MC4 è stato guidato da un principio preciso: nessun compromesso sulla qualità.

Oggi, circa 1.200 GW di capacità fotovoltaica installata nel



mondo utilizzano connettori Stäubli. Non è solo un dato. È esperienza accumulata in condizioni operative reali, su impianti esposti a caldo, freddo, umidità, radiazione solare, agenti chimici e ambienti complessi.

L'affidabilità, per Stäubli, non è una dichiarazione. È il risultato di materiali qualificati, tecnologia di contatto MULTILAM brevettata, test accurati, certificazioni, tracciabilità e formazione sulle corrette procedure di installazione. I programmi di training e certificazione aiutano a preve-

nire errori evitabili in fase di assemblaggio ed installazione, creando maggiore fiducia tra EPC, asset-owner e OEM.

MENO RISCHI

Per gli EPC, connessioni affidabili significano meno rischi in fase di commissioning, minore attività di revamping e una consegna più controllata. Per gli asset-owner, significano rendimento più prevedibile, minore volatilità dei costi operativi e maggiore solidità nella valutazione tecnica e finanziaria. Per gli OEM, significano continuità di design, compatibilità e supporto nel lungo periodo.

Il traguardo dei 30 anni non è quindi una celebrazione fine a sé stessa. È una prova di continuità in un mercato che richiede sempre più evidenze, standard chiari e documentazione pronta per audit, finanziatori e assicuratori.

Con il messaggio "Count on it", Stäubli sintetizza questa responsabilità: essere un partner su cui contare quando il fotovoltaico deve produrre energia pulita, in modo sicuro e affidabile, per decenni. Perché il futuro del solare non si costruisce solo installando di più. Si costruisce installando meglio, a partire dalla connessione.



FV Power

Fissaggi e accessori per il Fotovoltaico

by

Tecnosystemi
group

SOLUZIONI DI FISSAGGIO PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Tecnosystemi, leader nella produzione di fissaggi per il fotovoltaico, propone al mercato zavorre in cemento che garantiscono stabilità e sicurezza dell'impianto.

Con soluzioni innovative e all'avanguardia l'azienda supporta la transizione energetica, ottimizzando l'efficienza e contribuisce alla riduzione dell'impatto ambientale.

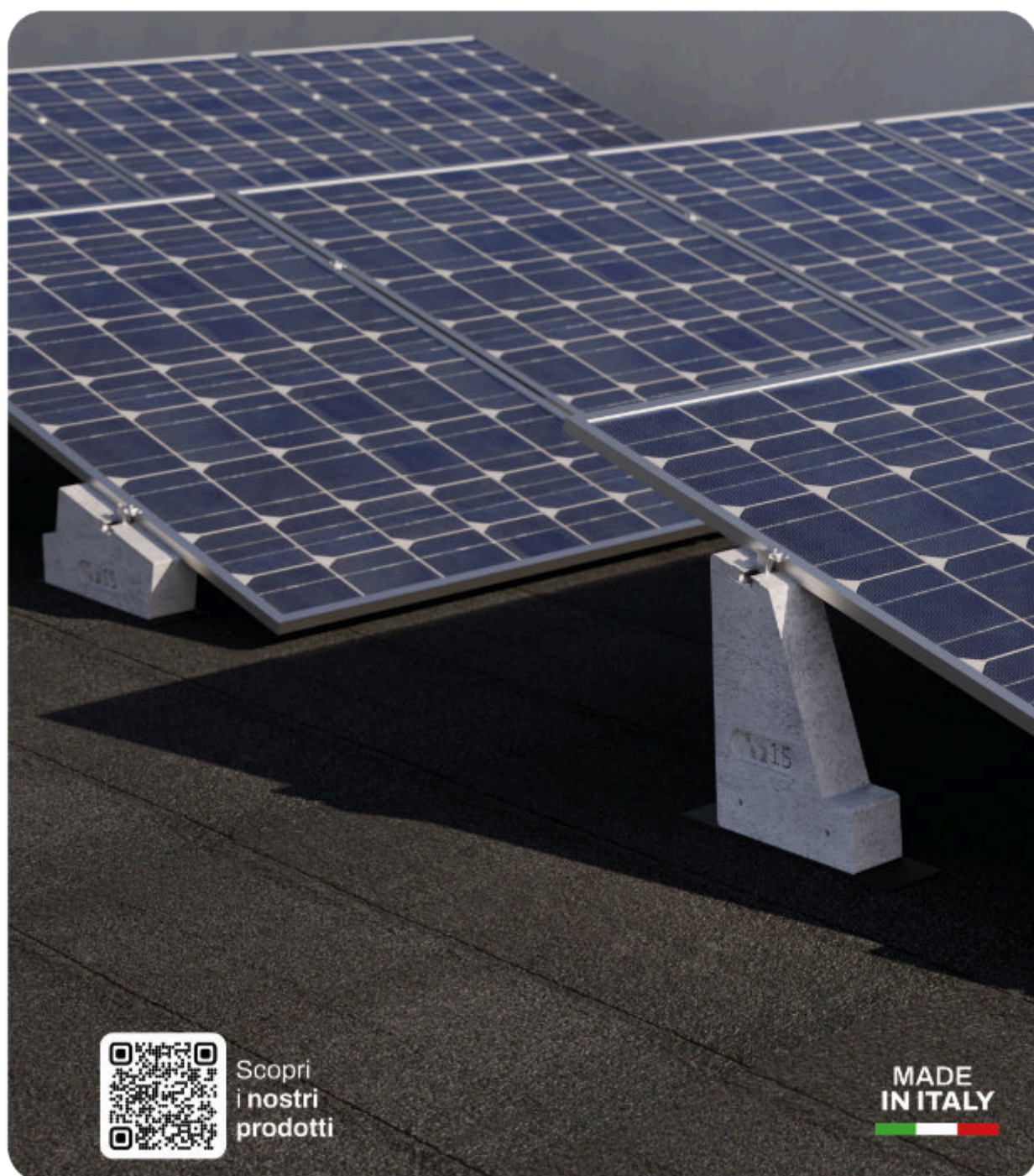
TECNOSYSTEMI S.P.A. SOCIETÀ BENEFIT

PLANT 1: Via dell'Industria, 2/4 | PLANT 2: Via Caduti del Lavoro, 7

PLANT 3: Via Caduti del Lavoro, 5

Z.I. San Giacomo di Veglia 31029 Vittorio Veneto (TV) Italy

Tel +39 0438.500044 / Fax +39 0438.501516 / Numero Verde 800 904474



Scopri
i nostri
prodotti

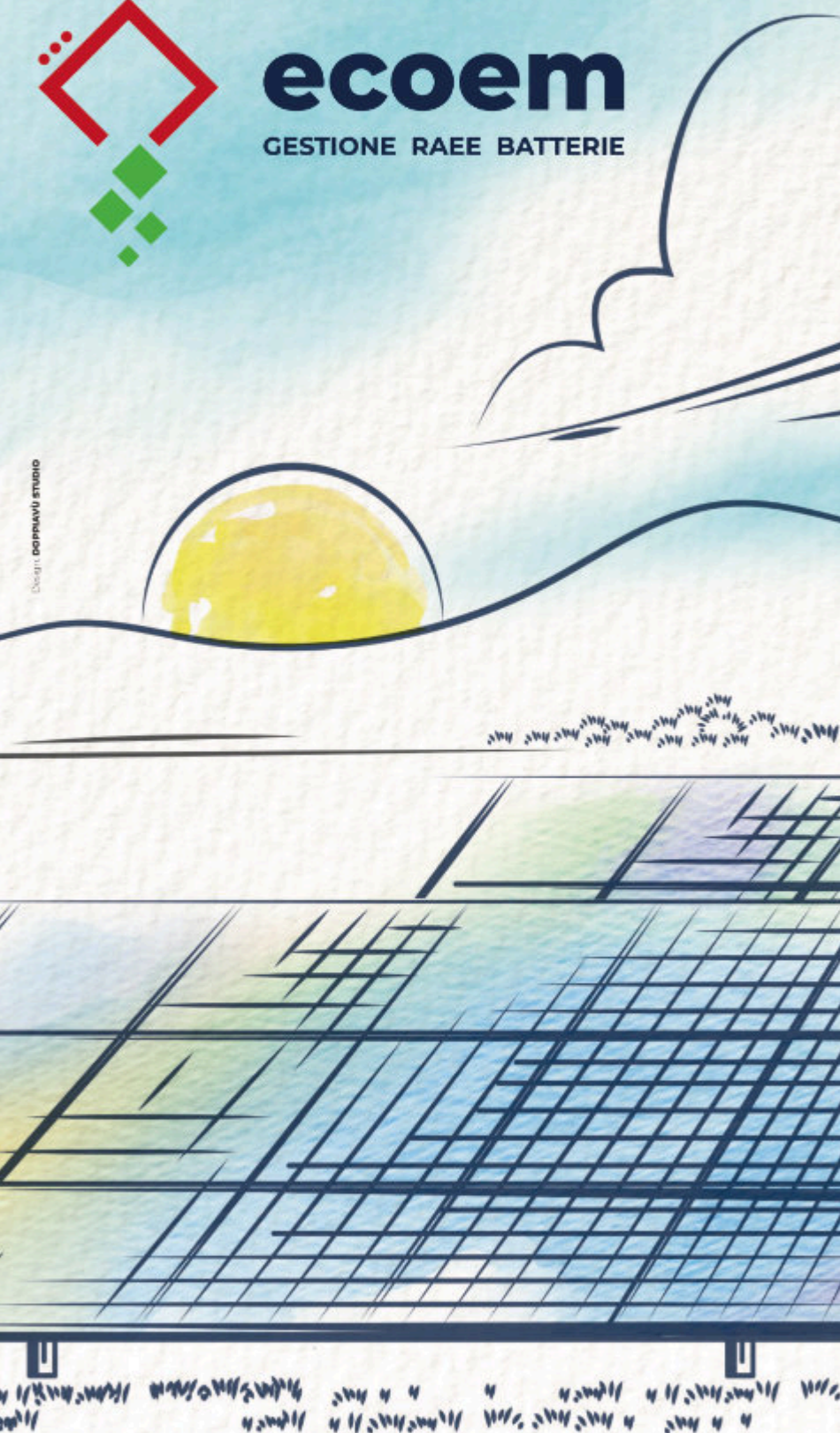
MADE
IN ITALY



*Progetta
il futuro
con il tuo partner
per il riciclo*



Design: DOPPIA VU STUDIO



La Soluzione

Che tu sia un produttore, un importatore o un distributore del settore, associati al **Consorzio ECOEM**. Avrai un **Partner qualificato** e **servizi personalizzati** per la gestione, il ritiro, la **raccolta** ed il **trattamento** dei **moduli fotovoltaici a fine vita**.

Il nostro impegno

ECOEM è leader nella gestione dei rifiuti collegati ai prodotti da **energie rinnovabili**, vantando una consolidata esperienza nel settore.

Attraverso una **filiera certificata**, il Consorzio garantisce la **conformità normativa** ed un sistema di tracciabilità volte ad attività di riciclo efficienti e sostenibili.

Consorzio ECOEM

Milano - Via V. Monti, 8 - 20123
tel (+39) 02 54276135
Salerno - Pontecagnano Faiano
Via Carlo Mattiello, 33
Loc. Sardone - 84098
info@ecoem.it

www.ecoem.it

NUMERO VERDE
800 198674

Indice

Gli allegati di SolareB2B

SETTEMBRE 2026

DISTRIBUTORI: ECCO
GLI ELEMENTI CHE
RIDISEGNANO
IL MERCATO



LUGLIO/AGOSTO 2026

BESS: ASSET STRATEGICO
A SUPPORTO
DEL FOTOVOLTAICO



GIUGNO 2026

INTERSOLAR 2026: FOCUS
SULL'INTEGRAZIONE TRA
FONTI ENERGETICHE



MAGGIO 2026

MODULI FV: LA
SOSTENIBILITÀ COME
DRIVER COMPETITIVO



APRILE 2026

INVERTER C&I: MOLTO
PIÙ DI UNA COMMODITY



MARZO 2026

TRACKER E SISTEMI
DI MONTAGGIO:
DA SUPPORTI A
COMPONENTI STRATEGICI





SEMANA INTERNACIONAL
DE LA **ELECTRIFICACIÓN**
Y LA **DESCARBONIZACIÓN**

24-26
Nov
2026

 genera +  matelec

Connecting energies,
creating new
opportunities.

+59k

Professional
Visitors

+800

Exhibitors

+120

Activities

+34k

Exhibition
area s.q.m.



ADQUIERE TU PASE



 **IFEMA
MADRID**



ENERGIA INTELLIGENTE PER RESIDENZIALE E COMMERCIALE

Soluzioni ibride complete progettate per offrire massima efficienza, continuità energetica e gestione intelligente dell'energia.

12
ANNI

GARANZIA PRODOTTO



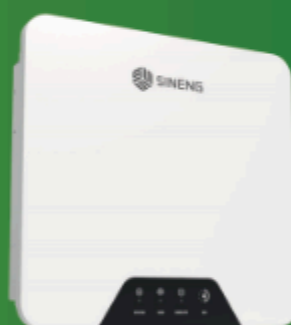
THE FUTURE OF
HOME ENERGY

*Inverter ibridi monofase e trifase
Batterie HV modulari da 6,4 a 25,4 kWh
Backup EPS con commutazione ≤ 10 ms
Efficienza fino al 98,2%
Protezione AFCI integrata
Monitoraggio intelligente via App
Installazione semplice e veloce*



SN3.0-6.0HS

*Inverter Ibrido **MONOFASE**
2 MPPT indipendenti
Efficienza fino al 97,6%
EPS ≤ 10 ms
Design fan-less ultra silenzioso*



SN5.0-15HT

*Inverter Ibrido **TRIFASE**
Efficienza fino al 98,2%
Compatibile con pompe di calore e colonnine
IP66 e protezione AFCI integrata
Output trifase sbilanciato 100%*



EB SERIES

*Batteria **HV Modular**
6,4-25,4kWh
Design modulare stackabile
Celle LFP automotive-grade
Installazione plug & play
Espansione flessibile*

AFFIDABILITÀ. PERFORMANCE. FUTURO.

Distribuito in Italia da **Forniture Fotovoltaiche**

Scopri la gamma



Soluzioni fotovoltaiche per installatori e professionisti del settore.



800 82 25 13



FORNITUREFOTOVOLTAICHE.IT



general@forniturefotovoltaico.it