Building a Fully Connected, Intelligent World
HUAWEI
Fusionsolar
Sistema All-in-One residenziale
LUTERRA-S2-XL/XM
L'avanguardia dell'energia domestica intelligente



LA RIVISTA DEI PROFESSIONISTI DELL'ENERGIA SOLARE // NOVEMBRE 2026 / ANNO XVII / NUMERO 11

SOLARE B2B

FOTOVOLTAICO, BESS ED EFFICIENZA ENERGETICA

JA
Reliable Power for the Journey Ahead
Contact Us
JA Europe

PRIMO PIANO / PAG. 26



REVAMPING E REPOWERING: NUOVA VITA AL SOLARE

L'invecchiamento dei parchi solari in Conto Energia potrebbe creare un bacino di oltre 10 GW da rinnovare. Tra moduli bifacciali, tracker e ibridizzazione con Bess, il mercato dell'ammodernamento riceve un'ulteriore accelerazione dal recente decreto Mase, che permette il riscatto degli incentivi residui per interventi di potenziamento.

ATTUALITÀ / PAG. 34



INVERTER CINESI: LA STRETTA UE TRA RISCHI E PROSPETTIVE

Il 1° novembre è scattato il blocco all'installazione di convertitori da Paesi ad alto rischio per gli impianti fotovoltaici sostenuti dai fondi europei. La misura preannuncia una stagione di regole ancor più severe su tracciabilità e cybersecurity nell'Unione Europea. Ecco i punti di vista degli operatori europei e cinesi.



IN ALLEGATO

MODULI FV: LA MAPPA DELL'INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Tra l'affermazione del TOPcon, l'ascesa del back contact e la spinta dell'eterogiunzione, l'offerta di pannelli solari conferma la continua evoluzione tecnologica. Per gli operatori di settore la sfida principale si sposta sulla capacità di valorizzare le singole soluzioni in base al contesto, bilanciando potenza, affidabilità e resa nel lungo periodo. Nell'allegato a questo numero, prodotti e strategie dei principali player.



LA NUOVA FRONTIERA DEL MONITORAGGIO PER LE SMART GRID

INTERVISTA A FULVIO FERRARI
FONDATORE DI HIGECO MORE

UN MESE DI FIERE ED EVENTI

DALLA PRIMA EDIZIONE DI SSEC, ANDATA IN SCENA A VICENZA A FINE SETTEMBRE, ALL'EVENTO DI NETWORKING SOLARITALY A FIRENZE, DALLA FIERA SOLAR & STORAGE DI VERONA A ENERGYEAR DI MILANO: ECCO IL REPORTAGE DI SOLAREB2B DEGLI APPUNTAMENTI DI INIZIO AUTUNNO

EV-CHARGER: L'INFRASTRUTTURA ACCELERA

SPINTA DALLA CRESCITA DELLE COLONNINE PUBBLICHE E DAL PESO DEL MERCATO PRIVATO, LA RETE DI RICARICA IN ITALIA CONTINUA A EVOLVERSI. I DATI DELLO SMART MOBILITY REPORT TRACCIANO SCENARI DI SVILUPPO ANCORA PIÙ MARCATI IN VISTA DEL 2030

SMART HOME E FV: L'ECOSISTEMA CHE CREA VALORE

L'INTEGRAZIONE TRA DOMOTICA E FOTOVOLTAICO OFFRE UN NETTO VANTAGGIO RISPETTO ALLA PROPOSTA DEL SOLO IMPIANTO SOLARE. PER DISTRIBUTORI E INSTALLATORI, AMPLIARE L'OFFERTA CON SOLUZIONI CONNESSE SIGNIFICA DIFFERENZIARSI, FIDELIZZARE IL CLIENTE E FAR CRESCERE IL PROPRIO BUSINESS

SENEC. A prova di serenità. SENEC

Building a Fully Connected, Intelligent World
HUAWEI
Fusionsolar
LUTERRA S2
10 minuti per l'installazione, 5 per la configurazione
Solido come una roccia, per una sicurezza dalla cella alla scocca
Meno di 29dB: funzionamento silenzioso per garantire tranquillità 24 ore su 24
LUTERRA è un marchio registrato di HUAWEI Technologies Co., Ltd.

SENEC. A prova di **serenità.**



Il lavoro dell'installatore è sempre più difficile. Un continuo destreggiarsi tra trovare nuovi clienti, battere la concorrenza sempre più agguerrita, installare a regola d'arte, gestire l'assistenza.
Con SENEC tutto questo diventa più semplice. Perché offriamo ai nostri partner validi strumenti per supportarli in ogni fase del lavoro, come la qualifica interna dei contatti interessati ad un preventivo, i configuratori online, la verifica della conformità dell'installazione e molti altri.
Così lavori con più serenità.

Scansiona il QRcode e scopri come lavorare in serenità con SENEC

senec.com

TEKNOMEGA
Evolving together

Il valore del tuo tempo.

No, non stiamo promuovendo la meta delle tue prossime vacanze.
Stiamo parlando delle strutture TEKNOMEGA per **impianti a terra** con **aggancio rapido**.

Minor tempo di montaggio.
Più tempo per tutto il resto.



Scopri di più

LE STRUTTURE TEKNOMEGA CON AGGANCIO RAPIDO

- **Tempi di installazione drasticamente ridotti**
- **Assistenza tecnica step by step**
- **Verificate secondo NTC-2018**
- **Resistenti alla corrosione**

WWW.TEKNOMEGA.IT
Via Privata Archimede, 1 – 20094 Corsico (Milano) | info@teknomega.it

RCM energy



PENSILINE FOTOVOLTAICHE

MADE IN ITALY

RCM ENERGY Via Monsola 8 Bis, Villafalletto, Cuneo (IT) +39 **0171 938278** · info@rcmenergy.it · **www.rcmenergy.it**

RCM energy

IMPIANTI FISSI

SUNRACKER®
CATCH THE POWER OF SUN

INSEGUITORE SOLARE

RCM ENERGY Via Monsola 8 Bis, Villafalletto, Cuneo (IT) +39 **0171 938278** · info@rcmenergy.it · **www.rcmenergy.it**







STABILI. SICURI. *INTELLIGENTI.*





Sistemi di montaggio
IBC SOLAR.

Stabili. Sicuri. Intelligenti.

Voi date ogni giorno il meglio di voi stessi, noi vi forniamo sistemi all‘altezza delle vostre aspettative. Che si tratti di tetto piano, tetto inclinato o facciata, abbiamo il sistema di montaggio adatto a ogni superficie: progettato con cura, robusto e facile da installare. Per tutti coloro che desiderano realizzare impianti a regola d‘arte e offrire ai propri clienti soluzioni di qualità.

Per tutti coloro che installano con il cuore, con le mani e con la mente.

Scopri di più su:
https://it.ibc-solar.com/strutture-di-montaggio

25 YEARS MOUNTING SYSTEMS

IBC SOLAR

Have sun!

SOMMARIO

REVAMPING E REPOWERING: LUNGA VITA AGLI IMPIANTI FV

L'invecchiamento dei parchi solari nati con i conti energia sta trasformando l'ammodernamento tecnologico in uno dei più importanti driver di crescita del fotovoltaico italiano, con un potenziale stimato tra 10 e 18 GW. Tecnologie come moduli bifacciali e tracker stanno ridisegnando il mercato, insieme alle opportunità legate all'ibridizzazione con sistemi Bess. Il recente decreto del Mase che consente di uscire dal conto energia e utilizzare gli incentivi residui per opere di repowering potrebbe dare ulteriore slancio.

PAG. **26**

ATTUALITÀ E MERCATO PAG. **10**

NEWS PAG. **18**

SERVIZI
Emilia Romagna: finanziamenti fino a 1 milione di euro per le imprese del territorio PAG. **23**

COVER STORY
La nuova frontiera del monitoraggio per le smart grid

Intervista a Fulvio Ferrari, fondatore di Higeco More PAG. **24**

ATTUALITÀ
Stop agli inverter cinesi: e adesso? PAG. **34**

Aree idonee: aggiornamento regione per regione PAG. **62**

EVENTI
Energyear Italia: oltre 1.100 partecipanti alla tre giorni milanese PAG. **37**

REPORTAGE
L'esordio di Storage & Solar Expo Conference PAG. **38**

Oltre 6.000 professionisti a Solar & Storage PAG. **40**

GLOSSARIO
Nomi e sigle del fotovoltaico PAG. **46**

RUBRICA EPC
Costruire pensando all'esercizio: il valore dell'integrazione tra EPC e O&M PAG. **48**

MERCATO
E-mobility: l'infrastruttura cresce a ritmo serrato PAG. **50**

Smart home: quando l'ecosistema diventa un vantaggio competitivo PAG. **56**

SPOTLIGHT
Tbea, soluzioni per un mercato in evoluzione PAG. **60**

FOCUS ON
SolareB2B Weekly, gratis nella tua mail PAG. **61**

APPROFONDIMENTI
Bess: modelli regulated e merchant a confronto PAG. **64**

Prezzi elettricità: l'aumento non si placa PAG. **66**

Adozione criteri Nzia: l'Italia è più avanti di tutti in Europa PAG. **68**

CONTRIBUTI
Agrivoltaico post Pnrr: tre proposte per favorire il connubio agricoltura-energia PAG. **70**

CASE HISTORY
Le installazioni del mese PAG. **73**

Fotovoltaico e Bess C&I per ottimizzare il consumo energetico PAG. **74**

RISORSE UMANE
Dall'algoritmo al modulo: l'IA ridisegna le competenze del FV PAG. **76**

COMUNICAZIONE AZIENDALE
Bisol Group: l'importanza del passa parola nella reputazione aziendale PAG. **77**

SMA inaugura il nuovo polo produttivo di inverter PAG. **78**

Gokin realizza impianto a oltre 4mila metri di altitudine PAG. **79**

PM Green: soluzioni semplici e partnership al centro PAG. **80**

EEN, dalla Cina all'Italia: una filiera costruita sulle relazioni PAG. **81**

Centrica Business Solutions diventa Joulz PAG. **82**

STI Repair, interlocutore unico per ridar vita agli inverter Schneider Electric Xantrex GT500 E PAG. **83**

LE CHART DEL MESE PAG. **84**
NUMERI E TREND PAG. **85**
DATI & PREVISIONI PAG. **86**
CRONOLOGIA ARTICOLI PAG. **88**

NOVEMBRE 2026

Direttore responsabile
Davide Bartesaghi
bartesaghi@farlastrada.it

Responsabile Commerciale
Marco Arosio
arosio@farlastrada.it

Redazione
Michele Lopriore
lopriore@solareb2b.it

Hanno collaborato:
Aldo Cattaneo, Marta Maggioni, Monica Viganò

Editore: Editoriale Farlastrada srl
Stampa: Ingraph - Seregno (Mi)

Redazione:
Via Martiri della Libertà, 28
20833 Giussano (MB)
Tel: 0362/332160 - Fax 0362/282532
info@solareb2b.it
www. solareb2b.it

Impaginazione grafica:
Ivan Iannacci

Responsabile dati:
Marco Arosio
Via Martiri della Libertà, 28
20833 Giussano (MI)

Solare B2B: periodico mensile Anno XVII n.11 - Novembre 2026
Registrazione al Tribunale di Milano n. 195 del 2 aprile 2010. Poste Italiane SpA - Spediz. in Abb. Postale D.L. 353/2003

(Conv. in Legge 27/02/2004 n°46) Art.1 Comma 1 D.C.B. Milano - L'editore garantisce la massima riservatezza dei dati personali in suo possesso. Tali dati saranno utilizzati per la gestione degli abbonamenti e per l'invio di informazioni commerciali.
In base all'Art. 13 della Legge numero 196/2003, i dati potranno essere rettificati o cancellati in qualsiasi momento scrivendo a Editoriale Farlastrada srl.

Questo numero è stato chiuso in redazione il 23 settembre 2026

All'interno del presente numero sono utilizzate immagini provenienti da banche di immagini stock (Adobe Stock, Magnific, Pixabay). Il numero include inoltre immagini generate tramite intelligenza artificiale, presenti alle pagine 9, 26-27, 34, 50, 56, 64, 65

EDITORIALE FARLASTRADA





TUCANO SOLAR SERVICE

O&M IMPIANTI FOTOVOLTAICI · SERVIZI DI MANUTENZIONE ORDINARIA

Manutenzione certificata, energia garantita.

Ci prendiamo cura del vostro impianto con macchinari tecnologici e operatori qualificati, per operare in sicurezza e ottenere una maggiore resa produttiva.



01

Manutenzione del verde

Sfalcio con macchinari di ultima generazione: zero urti all'impianto, meno rischio incendio, più luce sui moduli.



02

Pulizia pannelli

Lavaggio con robot semi-automatici o con spazzole specifiche per grandi impianti, a terra e su tetto, per mantenere la superficie pulita e massimizzare la resa.

Servizi aggiuntivi

03 Gestione cabine elettriche

Estintori e derattizzazione per proteggere cavi e quadri e lavorare nel rispetto delle norme di sicurezza.

04 Report performance

Analisi periodica di produzione, rendimento e perdite per individuare anomalie e ottimizzare l'impianto.

• QUALITÀ DI LAVORO GARANTITA E CERTIFICATA SECONDO IL NOSTRO PROTOCOLLO OPERATIVO •

info@tucanosolarservice.it • **www.tucanosolarservice.it**

RICHIEDI UN PREVENTIVO

Tucano Solar Service S.r.l. · Via F.lli Remmert 30/32 · 10073 Ciriè (TO)

EDITORIALE

DISTRIBUTORI, NON DIMENTICATE I PICCOLI IMPIANTI

DI DAVIDE **BARTESAGHI**

C'è un gran movimento di poltrone ai vertici delle aziende del fotovoltaico italiano. Nelle ultime settimane si sono susseguiti, con una intensità superiore alla media, annunci di nuovi incarichi e cambi di casacca. Quando si muovono così tante figure di rilievo, significa che qualcosa sta cambiando negli equilibri del mercato.

Tra i movimenti più significativi ci sono quelli che riguardano la distribuzione. L'arrivo di Christian Carraro alla direzione generale di VP Solar, e qualche settimana prima quello di Alessio Palla in Baywa r.e. Solar Distribution sono segnali che confermano la centralità strategica dei distributori in un settore che sta ridisegnando i propri equilibri.
Negli ultimi anni il mondo della distribuzione ha attraversato scossoni, accelerazioni e profonde trasformazioni. Uno dei cambiamenti più significativi riguarda la scelta di molti operatori, anche se non di tutti, di allargare il proprio raggio d'azione agli impianti industriali e small utility. Una scelta comprensibile: nei primi nove mesi del 2026 gli impianti di taglia superiore a 200 kWp hanno coperto il 70% della nuova potenza fotovoltaica connessa in Italia, e quelli superiori a 1 MW sono arrivati al 51%. È lì che oggi si concentrano le più allettanti opportunità di business. Ma l'utility scale ha anche le sue insidie: certamente pochi impianti possono generare volumi di vendita impossibili da raggiungere con i soli impianti residenziali, ma allo stesso tempo basta anche un cantiere bloccato, magari per un ritardo nella connessione alla rete, per mandare all'aria previsioni di fatturato e programmazione delle forniture.
Nel mix di attività dei distributori anche i piccoli impianti possono continuare a svolgere un ruolo prezioso. Negli ultimi tre anni e mezzo, il progressivo ridimensionamento del segmento residenziale ci ha abituati a considerarlo ormai un mercato secondario, da presidiare con risorse residuali. Ma siamo sicuri che sia una scelta lungimirante?



La crisi di questo segmento non è irreversibile. Anzi, ci sono i primi segnali di un cambio di direzione. Nei primi 9 mesi del 2026 la fascia di impianti fotovoltaici fino a 6 kWp di potenza ha rialzato la testa, con un incremento dell'8% della nuova potenza connessa rispetto allo stesso periodo del 2025. Non solo: incontriamo sempre più spesso installatori letteralmente sommersi di lavoro, al punto da faticare a rispondere alle nuove richieste.
I piccoli impianti rappresentano una straordinaria opportunità di crescita, e possono riprendere a generare volumi importanti per tutta la filiera.
A una condizione, però: bisogna tornare a creare domanda. Non basta aspettare nuovi incentivi o confidare nell'ennesima impennata delle bollette. Servono investimenti nella comunicazione, nella lead generation, nella formazione e nel sostegno commerciale agli installatori. E proprio i distributori, grazie alla loro presenza capillare e al rapporto privilegiato con migliaia di professionisti, possono svolgere un ruolo decisivo.

Insomma, ben venga la corsa ai grandi impianti. Ma sarebbe miope dimenticare i piccoli. Perché un mercato sano ha bisogno di crescere in tutte le sue componenti: residenziale, C&I, utility scale. E soprattutto ha bisogno di protagonisti capaci non soltanto di intercettare la domanda, ma anche di contribuire a crearla.

CHNT POWER
To Build the Leading Smart PV+ESS Generator

Progettiamo le soluzioni FV e Storage del futuro

BNEF Tier 1 PV Inverter & Energy Storage Manufacturer

CONFIGURAZIONE ALL-IN-ONE
Alta densità di potenza con sezione di media integrata

ALTA DENSITà DI STORAGE
+ 25% di capacità, stesso spazio

STABILITÀ DI RETE
Tecnologia Grid forming

Nuovo Inverter Utility
512 kW di potenza effettiva fino a 40°

NEW
Skid PCS 40" da 6.25MW



NEW
Sistema di accumulo 20" da 6.25MWh



NEW
SCH 512kW
Inverter di stringa Trifase



Per ulteriori informazioni:
it.chintpower.com
Chintpower.Italy@chint.com

Seguici su LinkedIn
Resta aggiornato sulle nostre novita e soluzioni.

PERSONE&PERCORSI

PM GREEN: A MASSIMILIANO COCCONI L'INCARICO DI GENERAL MANAGER



A seguito della riunione del consiglio di amministrazione tenutasi venerdì 23 ottobre, PM Green annuncia la nomina di Massimiliano Cocconi a general manager della società. La decisione si inserisce nel percorso di integrazione e sviluppo avviato con la fusione tra PM Service e Greensun. Rappresenta inoltre un ulteriore passo nel consolidamento della struttura organizzativa e manageriale del gruppo. L'incarico di Cocconi punta a rafforzare il coordinamento delle diverse aree aziendali, valorizzare le competenze presenti nell'organizzazione e sostenere le ambizioni di crescita di PM Green sul mercato italiano e internazionale. Già amministratore delegato di Greensun, Massimiliano Cocconi porta nel nuovo ruolo una profonda conoscenza del settore, una consolidata esperienza manageriale e un percorso professionale strettamente legato allo sviluppo dell'azienda.

VP SOLAR: CHRISTIAN CARRARO È IL NUOVO DIRETTORE GENERALE



DA SINISTRA: ALESSIO MASO, STEFANO LORO, CHRISTIAN CARRARO E PAOLO ZAVATTA

Nell'ambito del proprio piano di sviluppo strategico, VP Solar, parte del gruppo Tadiran, annuncia il rafforzamento del team manageriale con l'ingresso di Christian Carraro nel ruolo di direttore generale. L'ingresso di Christian Carraro rappresenta un ulteriore passo nel percorso di consolidamento e sviluppo dell'azienda, con l'obiettivo di rafforzare il proprio posizionamento nel mercato europeo e cogliere le nuove opportunità di crescita nel settore delle soluzioni energetiche.
«Ho il piacere di annunciare un importante rafforzamento della nostra struttura manageriale», commenta Stefano Loro, fondatore, socio e amministratore delegato di VP Solar. «Il gruppo intende accelerare ulteriormente la propria crescita nel business della distribuzione specializzata dei sistemi energetici. Con l'ingresso di Christian Carraro, professionista che lavora nel settore dal 2005 e ha ricoperto ruoli manageriali in aziende leader in Italia e in Europa nei diversi ambiti della filiera, aggiungiamo esperienza, competenza e visione strategica, elementi fondamentali per raggiungere i nostri ambiziosi obiettivi di sviluppo in Italia e in Europa. Christian Carraro entra a far parte di una squadra manageriale già composta da Paolo Zavatta come direttore commerciale e marketing, e Alessio Maso come CFO».
Christian Carraro ha aggiunto: «Sono orgoglioso di poter entrare a far parte del Gruppo VP Solar Tadiran, presenza storica nel mondo delle energie rinnovabili, e poter lavorare insieme ad un gruppo di successo che è cresciuto molto negli ultimi due anni mettendo le basi per un ulteriore ambizioso step di espansione in Italia e all'estero a cui oggi ho l'opportunità di contribuire».



GIANLUCA PROIETTI È DIRETTORE GENERALE DI RCM ENERGY

Dal 1° ottobre Gianluca Proietti è il nuovo direttore generale di RCM Energy Spa, societa del gruppo Eos con sede in provincia di Cuneo attivo nella produzione e commercializzazione di sistemi di montaggio, tracker e pensiline per impianti fotovoltaici. Con questo nuovo incarico, Proietti si occuperà della direzione, coordinamento e sviluppo del gruppo RCM in Italia, con uno sguardo particolare alle opportunità nei segmenti C&I e utility scale.
Prima di questa nuova posizione, Gianluca Proietti ha lavorato per circa due anni in Envision in qualità di country manager per l'Italia. Prima ancora, per sei anni ha lavorato in Huawei dove ha rivestito vari incarichi nell'ambito delle vendite a livello globale.
Ha inoltre rivestito l'incarico di business development manager e country manager per l'Argentina in Convert Italia, dove ha lavorato da maggio 2017 a marzo 2019.

TOTALENERGIES INTEGRATED POWER ITALY: FRANCESCO BENVENUTO È IL NUOVO AMMINISTRATORE DELEGATO



Francesco Benvenuto ha ricevuto l'incarico di amministratore delegato di TotalEnergies Integrated Power Italy, nuova organizzazione di TotalEnergies dedicata al settore elettrico. Il gruppo adotterà un approccio integrato al mercato energetico, combinando la produzione elettrica da fonti rinnovabili e asset flessibili, tra cui i Bess, con l'obiettivo di garantire una disponibilità di energia elettrica competitiva, affidabile e a basse emissioni di carbonio. Questo modello consentirà di sviluppare soluzioni energetiche personalizzate per i clienti retail e large B2B, massimizzando al contempo le sinergie tra le diverse attività della società e cogliendo le opportunità derivanti dall'integrazione dei mercati dell'elettricità e del gas. Oggi TotalEnergies sta sviluppando in Italia 4,6 GW di capacità da fonti rinnovabili.
Prima di assumere il nuovo incarico, Benvenuto ha ricoperto il ruolo di VP Power Integration & Markets presso la sede centrale di TotalEnergies a Parigi, contribuendo allo sviluppo della strategia della società nei principali mercati a livello globale, tra cui Europa, Stati Uniti, Australia e Brasile.

SIGENERGY: STEFANO SALICA È IL NUOVO SALES DIRECTOR ITALIA PER LA DIVISIONE UTILITY

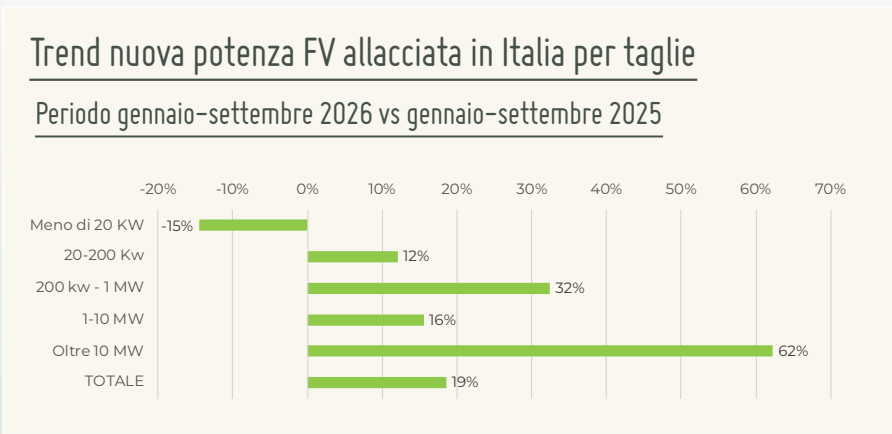


Stefano Salica è il nuovo sales director per la divisione Utility di Sigenergy Italia. Salica ha rivestito un ruolo analogo in Longi Solar, dove ha lavorato dal 2023 prima come sales manager, e nell'ultimo anno come sales director della divisione Utility.
Stefano Salica ha una Laurea Magistrale in Economia. Ha inoltre conseguito un Master Universitario di II livello in energie rinnovabili e sviluppo sostenibile. Il suo percorso professionale nel settore Renewables è iniziato nel 2007. In questi anni ha rivestito incarichi di responsabilità in ambito commerciale per multinazionali del settore, tra cui Phoenix Solar, Scheuten Solar, ReneSola e Ingeteam.

FOTOVOLTAICO ITALIA, LA NUOVA POTENZA CONNESSA NEI PRIMI OTTO MESI DEL 2026 SUPERA I 4 GW (+14%)

CONTINUA LA CORSA DELLE INSTALLAZIONI DI POTENZA SUPERIORE A 1 MW, CHE DA GENNAIO AD AGOSTO HANNO COPERTO IL 54% DELLA NUOVA POTENZA DA FV CONNESSA

Nei primi otto mesi del 2026 la nuova potenza fotovoltaica connessa in Italia ha raggiunto circa 4,2 GW. Il dato segna un incremento del 14% rispetto ai 3,7 GW allacciati nello stesso periodo del 2025. Da gennaio ad agosto sono cresciuti tutti i segmenti di mercato, tranne quello residenziale. Continua invece la corsa delle installazioni di potenza superiore a 1 MW, che da gennaio ad agosto hanno coperto il 54% della nuova potenza da fotovoltaico connessa.
Nel solo mese di agosto 2026 sono stati allacciati 9.213 impianti per una potenza totale di 345 MW.
Analizzando le singole taglie, continua il calo della nuova potenza solare in ambito residenziale. Nei primi otto mesi dell'anno sono stati infatti connessi 600 MW di impianti (-31%). Bene invece l'andamento delle nuove installazioni di potenza compresa tra 20 e 200 kWp, che registrano un incremento del 9% rispetto allo stesso periodo del 2025.
Una delle taglie che è cresciuta di più nei primi otto mesi dell'anno è quella degli impianti con potenza compresa tra 200 kWp e 1 MWp, che con 796 MW di nuove connessioni segnano un incremento del 32% rispetto ai primi otto mesi del 2025.
Ma sono ancora una volta gli impianti di potenza superiore al MW a registrare la crescita più importante.
Si conferma infatti il trend positivo della taglia compresa tra 1 e 10 MW. In questo caso, si segnala l'entrata in funzione di ben 444 impianti da inizio anno per una potenza di 1,2 GW, con un incremento del 18% rispetto allo stesso periodo del 2025. Connessi anche 24 nuovi impianti di potenza superiore ai 10 MW, per un totale di oltre 1 GW. Il dato segna una crescita del 52% rispetto ai primi otto mesi del 2025. Complessivamente, a fine agosto 2026 si contavano in Italia 2,19 milioni di impianti fotovoltaici per una potenza totale di circa 47,7 GW.



LA SOLUZIONE GIUSTA. OVUNQUE.



OMNI LAND

Sistema per impianti a terra con pali infissi nel terreno o su fondazione.

WALL MOUNT

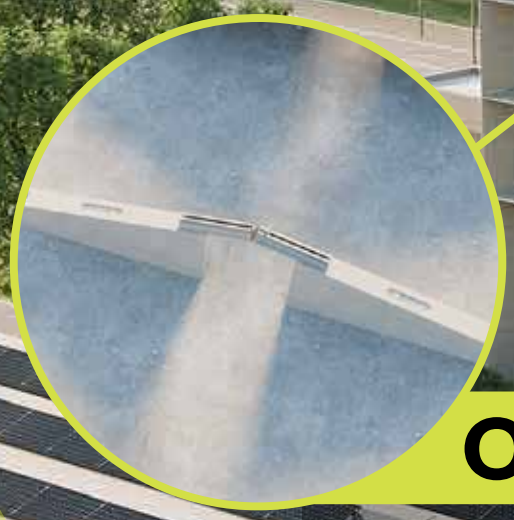
Sistema di supporto a parete con moduli verticali o orizzontali.





FRANGISOLE

Sistema di supporto a parete inclinato con moduli verticali o orizzontali.



OMNI LEVEL

Sistema di supporto zavorrato per tetti piani con multi-inclinazioni.



CARPORT

Offre ombra ai veicoli e trasforma la copertura in una superificie ideale per la produzione di energia.



OMNI FLEX

Sistema di supporto su lamiera grecata curva.

ALUSISTEMI
solar solutions

Alusistemi S.r.l.
Via Fermi, 5 - 35030 Caselle di Selvazzano (PD)
T. (+39) 049 630157 - **www.alusistemi.it**

sonepar
Powered by Difference

IL PARTNER GIUSTO PER FAR CRESCERE OGNI PROGETTO

Utility Scale, Agrivoltaico, Industria 5.0
Dall'energia alla realizzazione.
Accompagniamo sviluppatori, EPC, installatori e investitori nella realizzazione di impianti fotovoltaici ad alto valore, mettendo a disposizione competenze, tecnologie e un supporto dedicato in ogni fase del progetto.

Perchè scegliere Soneapr Italia:

Portafoglio completo. Moduli, Inverter, sistemi di accumulo, strutture, componentistica elettrica, monitoraggio ed Energy Management System dei principali brand internazionali.

Specialisti dedicati . Un team di esperti a supporto delle attività di progettazione, dimensionamento, selezione tecnologica e sviluppo delle migliori soluzioni per impianti Utility Scale e Agrivoltaici.

Supporto ai progetti Industria 5.0. Soluzioni integrate per massimizzare i benefici degli investimenti in efficienza energetica e autoproduzione da fonti rinnovabili.

Logistica capillare. Una rete nazionale di punti vendita e centri distributivi per garantire disponibilità dei materiali, rapidità e continuità nelle forniture.

Storage e gestione intelligente dell'energia. Soluzioni BESS, EMS e tecnologie digitali per aumentare autoconsumo, redditività e flessibilità energetica



OLTRE LA FORNITURA.
UN PARTNER CHE CREA VALORE.

Utility Scale Competenza tecnica, supporto dedicato e continuità di approvvigionamento per impianti di grande taglia.

Agrivoltaico Tecnologie e soluzioni integrate per coniugare produzione energetica e valorizzazione del territorio.

Industria 5.0 Fotovoltaico, accumulo e gestione intelligente dell'energia per accelerare la transizione energetica delle imprese.

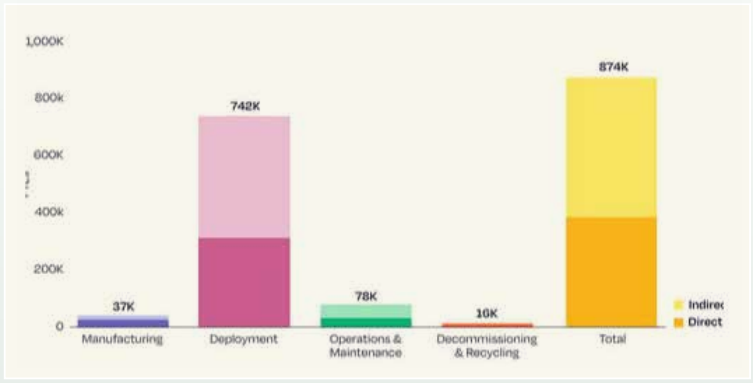
BUSINESS UNIT
SUSTAINABILITY & BUILDING

sustainability_building@sonepar.it
Sede legale ed amministrativa:
Riviera Maestri del Lavoro 24, 35127 Padova

Seguici su

FV E STORAGE: NEL 2025 IN UE QUASI 1 MILIONE DI OCCUPATI

L'ITALIA SI COLLOCA AL TERZO POSTO DELLA CLASSIFICA CON 85MILA ADDETTI, SUBITO DOPO GERMANIA E SPAGNA



Nel 2025 è salito a 874mila il numero di occupati in Europa nel fotovoltaico. Il dato segna una crescita dell'1% rispetto al 2024. Il numero di occupati sale a quasi 1 milione (982mila posti di lavoro) se si considera anche lo storage. È quanto emerge da un report di Solar-Power Europe dal titolo "EU Solar Jobs Report 2026". Analizzando il fotovoltaico, l'occupazione rimane fortemente concentrata nelle attività di installazione e messa in opera, con 742.000 occupati, l'85% del totale. Sale a 78mila l'occupazione nelle attività di O&M, mentre non decolla il numero di occupati nel comparto manifatturiero, che con 37mila posti di lavoro copre il 4% del totale.
La Germania è il principale mercato del solare nei Paesi UE con circa 165.000 addetti, seguita dalla Spagna. L'Italia al terzo posto con 85mila addetti. Insieme, i tre Paesi rappresentano quasi la metà dell'occupazione solare nell'UE.
Per la prima volta dall'inizio delle rilevazioni nel 2021, inoltre, gli impianti fotovoltaici di taglia utility scale hanno superato il solare su tetto per numero di occupati, arrivando a rappresentare il 50,2% dei posti di lavoro.
SolarPower Europe prevede che l'occupazione solare nell'UE scenderà a 766.000 occupati entro il 2030, rispetto agli 874.000 del 2025. Il calo si concentrerà nella fase di installazione, dove si stima una contrazione del 22% degli impieghi dovuta alla stabilizzazione delle installazioni annuali e al miglioramento della produttività. Questa diminuzione dell'occupazione prevista avverrà nonostante la continua crescita del parco solare. SolarPower Europe stima che la capacità installata aumenterà da 411 GW nel 2025 a 739 GW nel 2030. Di conseguenza, i posti di lavoro nella gestione e manutenzione dovrebbero salire da 78.000 a 109.000.

FER X DEFINITIVO, AGGIORNATE LE REGOLE OPERATIVE

PER QUANTO RIGUARDA IL FOTOVOLTAICO, IL DECRETO DIRETTORIALE STABILISCE I VOLUMI MINIMI, OBIETTIVO E MASSIMI PER LE PRIME DUE PROCEDURE COMPETITIVE. IL TESTO STABILISCE FINO A UN MASSIMO DI 3,5 GW DI NUOVI IMPIANTI PER SINGOLA PROCEDURA, E UN CONTINGENTE FINO A 1,5 GW PER LE INSTALLAZIONI CON COMPONENTI MADE IN UE

A ottobre il ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha approvato l'aggiornamento delle regole operative del FER X Definitivo. Il testo integra e aggiorna il decreto direttoriale del Mase del 7 agosto 2026. Si ricorda che il meccanismo prevede l'assegnazione di un contingente massimo di 37,15 GW di nuova capacità da rinnovabili di cui 10 GW per il solo fotovoltaico. Le regole operative disciplinano contingenti, coefficienti locazionali, tempistiche e modalità di presentazione e valutazione delle manifestazioni di interesse e delle richieste di partecipazione alle procedure competitive. Per quanto riguarda il fotovoltaico, il decreto direttoriale stabilisce i volumi minimi, obiettivo e massimi per le prime due procedure competitive. Il testo stabilisce fino a un massimo di 3,5 GW di nuovi impianti fotovoltaici per singola procedura, e un contingente massimo di 1,5 GW per impianti fotovoltaici che soddisfano i criteri di resilienza della filiera industriale europea.
È stata inoltre stabilita una data per la trasmissione della cauzione provvisoria, fissata per il 6 novembre 2026. Per gli impianti in accesso diretto, sono inoltre confermate le regole operative per i piccoli impianti con un contingente aggregato fino a 10 GW complessivi con disponibilità della finestra fino al 31 dicembre 2030. Nelle prossime settimane saranno pubblicati i bandi per la presentazione delle manifestazioni di interesse e per la partecipazione alla prima procedura competitiva.

COMUNITÀ ENERGETICHE: LE ASSOCIAZIONI CHIEDONO DI ESTENDERE GLI INCENTIVI FINO AL 2030

AL 31 AGOSTO 2026 RISULTANO ATTIVE SOLO 6.161 CONFIGURAZIONI CER, CON CIRCA 62.000 ADERENTI E 523,6 MW DI IMPIANTI, UNA POTENZA CHE RAPPRESENTA IL 10% DELL'OBIETTIVO DI 5 GW PREVISTO DAL DM 414/2023

A inizio ottobre le principali associazioni di categoria tra cui Assoesco, CIA, CNA, Coordinamento Cers Roma e Lazio, Confartigianato, Confcooperative, Coordinamento Free, Elettricità Futura, Federesco, Italia Solare e Legacoop hanno inviato una lettera congiunta al ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Gilberto Pichetto Fratin, all'interno della quale chiedono un orizzonte temporale adeguato allo sviluppo di comunità energetiche e configurazioni di autoconsumo diffuso. Allo stesso modo, evidenziano le criticità che ancora ne rallentano la diffusione.



Le associazioni chiedono di garantire continuità al sistema di incentivazione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo diffuso, estendendo l'attuale meccanismo fino al 31 dicembre 2030 o, se precedente, fino al raggiungimento dell'obiettivo di 5 GW di potenza complessivamente incentivata.
"Il meccanismo ha riscosso un interesse significativo", si legge nella lettera. "I numeri del Pnrr, infatti, ci dicono che i MW installati sono destinati ad aumentare notevolmente. Questo dimostra che ci sono interesse e disponibilità: le CER piacciono e c'è una forte volontà di realizzarle. Il problema, quindi, non è la mancanza di interesse, quanto piuttosto la lentezza dell'iter e dei processi necessari per arrivare alla loro effettiva costituzione e operatività".
I dati mostrano infatti come il percorso sia ancora in una fase iniziale. Al 31 agosto 2026 risultano attive 6.161 configurazioni, con circa 62.000 aderenti e 523,6 MW di impianti. Una potenza che rappresenta circa il 10% dell'obiettivo di 5 GW previsto dal DM 414/2023. A incidere sui tempi di sviluppo sono anche alcune difficoltà emerse nella prima fase di applicazione del meccanismo: complessità delle procedure, tempi di lavorazione delle pratiche, evoluzione delle modalità operative e tempi necessari per modificare le configurazioni già esistenti attraverso l'ingresso di nuovi partecipanti o nuovi impianti".

CARPORT BROOKLYN

Energia e funzionalità in un unico sistema

PATENT PENDING

NEW SYSTEM 2026



- **Struttura resistente** dimensionata per carichi vento e neve
- **Design a sbalzo** con montanti arretrati, per massima accessibilità e fruibilità del parcheggio
- **Integrazione fotovoltaica ottimizzata**, con sistemi Contact Italia
- **Massima personalizzazione** grazie al dimensionamento ad hoc dell'ufficio tecnico
- **Compatibilità** con accessori, come colonnine, inverter, quadri elettrici e illuminazione.

CONTACT ITALIA®

Contact Italia S.p.A.
SP 157 C.S. 1456 c.da Grotta Formica
Altamura (BA) – Tel. +39 080 3141265
www.contactitalia.it

Follow us

ISO 14001 · ISO 9001 · N.305/2011 Regolamento (UE) · EN 1090-1 Strutture Metalliche · UNI PDR 125 Parità di Genere · CE · 100% MADE IN ITALY

RATING DI LEGALITÀ ★★

PARCO AGRISOLARE, ECCO IL PRIMO ELENCO DEI BENEFICIARI

IN GRADUATORIA CI SONO IMPIANTI FV PER OLTRE 500 MWP, PER UNA POTENZA MEDIA DI 70 KWP



Inquadra il QR Code o clicca sopra per accedere all'elenco dei soggetti beneficiari

Lo scorso 31 agosto è stata completata l'assegnazione delle risorse disponibili nell'ambito della misura "Facility Parco Agrisolare". Il bando è finalizzato alla realizzazione di impianti fotovoltaici da installare su edifici a uso produttivo operanti nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale. I contributi sono concessi in conto capitale con incentivi fino all'80% dei lavori.
L'assegnazione ha riguardato la totalità delle risorse disponibili, per un importo complessivo pari a 770 milioni di euro. Complessivamente, rientrano in graduatoria circa 7.500 impianti fotovoltaici per una potenza totale di circa 505 MWp. Le installazioni hanno una potenza media di circa 70 kWp e sorgeranno principalmente nelle regioni del Nord (con una fetta del 62%). Oltre al fotovoltaico, sono contemplati interventi tra cui rimozione amianto, areazione e isolamento. Rientrano tra le spese finanziabili anche i sistemi di storage e le infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica.
Le richieste risultate idonee ma non finanziabili per esaurimento delle risorse disponibili sono 1.863, per un valore complessivo di 187milioni di euro e una potenza fotovoltaica di circa 170 MWp.
Il GSE a ottobre ha inoltre pubblicato una nota che spiega come, a seguito delle criticità segnalate dai soggetti beneficiari in merito al completamento dell'iter di connessione degli impianti alla rete elettrica, il sia stato prorogato il termine per completare la presentazione della richiesta di saldo del contributo sul relativo portale al 31 dicembre 2026.
Per quanto riguarda invece l'agrivoltaico innovativo, a ottobre Il GSE ha attivato la funzionalità per la comunicazione di entrata in esercizio e la rendicontazione delle spese degli impianti rientranti in graduatoria. La funzionalità è all'interno del Portale Agrivoltaico e accessibile solo per i titolari di impianti agrivoltaici entrati in esercizio che hanno inviato la notifica di accettazione dell'Atto di Concessione.

ENERPOINT DISTRIBUISCE I PRODOTTI SIGENERGY IN ITALIA

L'INGRESSO DEI PRODOTTI SIGENERGY ARRICCHISCE LA PROPOSTA DEDICATA AI PROFESSIONISTI DEL SETTORE CON UN ECOSISTEMA CHE RIUNISCE FOTOVOLTAICO, STORAGE, ENERGY MANAGEMENT, BACKUP ED E-MOBILITY

Enerpoint ha siglato un accordo commerciale con Sigenergy. Grazie a questa partnership, la società di Varedo (MB) amplia la propria offerta con i prodotti del brand, specializzato in soluzioni per l'accumulo e la gestione intelligente dell'energia.
L'ingresso di Sigenergy nel catalogo Enerpoint arricchisce la proposta dedicata ai professionisti del settore con un ecosistema che riunisce fotovoltaico, storage, energy management, backup ed e-mobility. Si tratta di soluzioni modulari e scalabili, che possono integrarsi con gli impianti fotovoltaici in configurazioni diverse, dal residenziale al C&I.



Nel residenziale, Sigenergy propone un sistema che integra in un unico prodotto inverter, PCS, batteria, EMS ed EV charger. Le batterie modulari permettono di dimensionare la capacità in funzione delle esigenze dell'impianto e dei consumi, mentre la piattaforma mySigen facilita il monitoraggio e la gestione dei flussi energetici.
L'offerta Sigenergy è pensata anche per il segmento commercial & industrial, con soluzioni progettate per crescere in base alle esigenze energetiche del progetto. Ad esempio, SigenStack utilizza moduli batteria da circa 12 kWh e consente di realizzare configurazioni fino a circa 250 kWh per sistema. Una capacità maggiore è garantita dalla possibilità di mettere più sistemi in parallelo. L'architettura DC-coupled permette inoltre di integrare fotovoltaico e storage in un unico ecosistema, mentre la scalabilità consente di sviluppare soluzioni da decine di kW fino a configurazioni multi-MW.

NASCE TCL SOLAR CLUB, INIZIATIVA CHE PREMIA GLI INSTALLATORI CON PRODOTTI TCL

DA OTTOBRE 2026 A FINE MARZO 2027, OGNI ACQUISTO DI TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA A MARCHIO TCL SOLAR, PRESSO UNO DEI DISTRIBUTORI AUTORIZZATI, FA GUADAGNARE PUNTI

TCL Solar ha lanciato l'operazione a premi "TCL Solar Club" che si rivolge agli installatori fotovoltaici italiani. Da ottobre 2026 a fine marzo 2027 ogni acquisto di tecnologia fotovoltaica a marchio TCL Solar, presso uno dei distributori autorizzati, fa guadagnare punti. Accumulando punti, si possono scegliere i premi del catalogo: prodotti tecnologici a marchio TCL per il tempo libero e il lavoro.
Per partecipare occorre registrarsi sul portale del Solar Club e caricare i documenti d'acquisto dei moduli fotovoltaici TCL Solar. Ogni prodotto ha un diverso livello di contribuzione e di punti, che vengono accreditati sul profilo dell'installatore.
Con i punti accumulati si possono riscattare i premi del catalogo, tutti a marchio TCL, ad esempio smart TV, soundbar, tablet e smartphone.



Inquadra il QR Code o clicca sopra per maggiori informazioni sul TCL Solar Club

SIGUESOL TERMINA L'ATTIVITÀ DI REBRANDING E DIVENTA ECOSTAL ENGINEERING

IL REBRANDING RIFLETTE L'INTERA GAMMA DI SOLUZIONI OFFERTE DALLA SOCIETÀ, CHE ABBRACCIA PRODOTTI E SERVIZI COMPRESA L'INGEGNERIA DI PROGETTO

SigueSol, parte di Ecostal Group dal 2023, cambia nome in Ecostal Engineering. Il rebranding intende riflettere l'intera gamma di soluzioni offerte dalla società, che abbraccia prodotti e servizi compresa l'ingegneria di progetto.
"Il nome SigueSol definiva la nostra competenza nelle strutture", si legge in una nota rilasciata dalla società. "Ecostal Engineering definisce ciò che siamo diventati: l'entità di ingegneria di un gruppo europeo, che progetta, produce, installa e fa vivere le soluzioni energetiche dei suoi clienti installatori. È lo stesso know-how, con un nome che lo spiega meglio".
Le modifiche riguarderanno il nome della società, il logo e l'identità visiva e il sito internet.
Restano invece invariati gli interlocutori commerciali e tecnici, i progetti già in corso compresi contratti e garanzie, le certificazioni e la produzione europea conforme ai requisiti Nzia. Inoltre restano confermate le gamme EnerGround, EnerPark, EnerTrack ed EnerFlexx.



Bando Parco Agrisolare:

scegli tra i moduli Made in EU
della nostra gamma **Silver**

Contattaci per soluzioni personalizzate

OMNIA®
SOLAR
high performance panels

omniasolar.it

30 40 ANNI DI GARANZIA

+39 0172 476 939

info@omniasolar.it

CON MANNI ENERGY

PREVIENI IL RISCHIO DI SCARSA QUALITÀ NELLE NUOVE REALIZZAZIONI UTILITY SCALE

Sbagliare nella fase di realizzazione è irreversibile: i costi di costruzione sono oltre il 70% dell'LCOE.

CON NOI AVRAI:

- PERMITTING SECODARIO
- PROGETTAZIONE ESECUTIVA
- DIREZIONE LAVORI
- COORDINATORE SICUREZZA
- CONSTRUCTION MONITORING

L'esperienza maturata sul campo, ci permette di fornire continui **feedback operativi** che garantiscono **riduzione dei costi** e **ottimizzazione dei tempi**.

FISSA UN APPUNTAMENTO CON UN NOSTRO ESPERTO

Scansiona il QR code

MANNI ENERGY
ENERGY SOLUTIONS

sales.mannienergy@mannienergy.it
www.mannienergy.com

ENERQOS FESTEGGIA 20 ANNI DI ATTIVITÀ

DAL 2006 AD OGGI IL GRUPPO HA SVILUPPATO OLTRE 1 GWP DI CAPACITÀ FOTOVOLTAICA IN ITALIA



GIORGIO PUCCI, CHAIRMAN E FONDATORE DI ENERQOS.

Enerqos ha festeggiato vent'anni di attività nel corso di un evento che ha visto la presenza di tutti i dipendenti e dei colleghi del gruppo Ameresco (di cui la società fa parte dal 2023) e che è stata l'occasione per condividere i risultati raggiunti e le prospettive future.
Fondata nel 2006, l'azienda ha svolto un ruolo attivo nella trasformazione del mercato energetico italiano, contribuendo allo sviluppo delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e di soluzioni integrate per la decarbonizzazione di imprese, infrastrutture e pubbliche amministrazioni.
In questi vent'anni, Enerqos ha sviluppato e realizzato centinaia di progetti energetici su tutto il territorio nazionale, contribuendo allo sviluppo di oltre 1 GWp di capacità fotovoltaica in Italia e consolidando un modello operativo che integra competenze di sviluppo, autorizzazione, progettazione, costruzione, gestione e manutenzione. Un passaggio fondamentale di questo percorso è stato appunto l'ingresso di Enerqos nel gruppo Ameresco. In qualità di società del gruppo Ameresco, azienda quotata al Nyse e tra i principali operatori internazionali nel settore delle infrastrutture energetiche, Enerqos "ha ulteriormente rafforzato la propria capacità di operare sul mercato italiano, combinando competenze locali e know-how tecnico con l'accesso a una piattaforma globale e una presenza consolidata in Nord America ed Europa", come spiega una nota dell'azienda.

OGT SOLAR È DISTRIBUTORE UFFICIALE DI LONGI SOLAR ITALIA

LA COLLABORAZIONE RAFFORZA LA PROPOSTA DI OGT NEL MONDO DEI BESS UTILITY SCALE E C&I, E DEI MODULI AD ALTA EFFICIENZA



OGT Solar e Longi Solar Italia hanno siglato un accordo di distribuzione per il mercato italiano. La collaborazione riguarda tutta l'offerta di Longi, dai moduli ai sistemi di accumulo. «Questa nuova partnership rafforza la nostra proposta nel mondo dei Bess (con soluzioni dedicate allo storage energetico per applicazioni Utility e C&I) e dei moduli fotovoltaici ad alta efficienza» ha dichiarato Fabrizio Bonsignore, BU manager & sales director di OGT Solar. «È un passo importante per offrire ai nostri clienti soluzioni sempre più complete, affidabili e orientate alla transizione energetica».
«Con questo accordo Longi amplia la propria rete di distribuzione in Italia» ha aggiunto Gianluigi Riva, sales director di Longi Solar Italia per la distribuzione. «Questa partnership è stata voluta per rafforzare la presenza sul territorio e rendere le soluzioni Longi ancora più accessibili a professionisti e aziende del settore fotovoltaico grazie alla professionalità e alle competenze di un distributore qualificato come OGT Solar».

NASCE IL REGISTRO GAS FREE

L'OBIETTIVO DEL PROGETTO È QUELLO DI FORMARE UNA RETE NAZIONALE DI PROGETTISTI SPECIALIZZATI NELLE ABITAZIONI SENZA COMBUSTIBILI FOSSILI E AIUTARE I CITTADINI A INDIVIDUARLI SUL TERRITORIO



L'INGEGNERE MATTEO MASOLINI DI CEFTI, A SINISTRA CON SIMONE SCOTTO DI CARLO DI CASA GAS FREE ETS

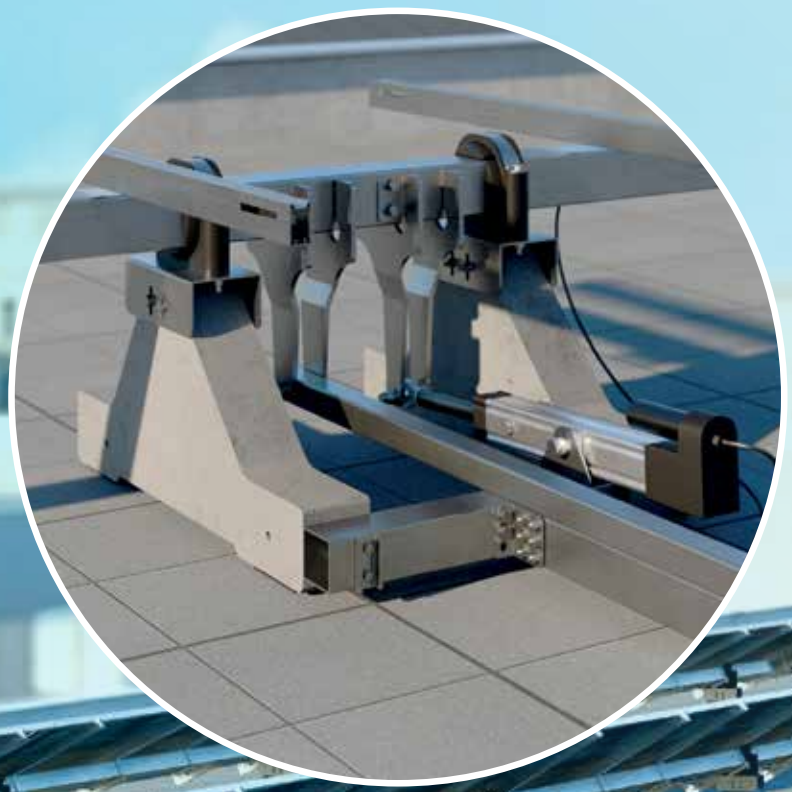
L'associazione ambientalista Casa Gas Free ETS e il Centro Formativo Termotecnico Italiano (Cefti) hanno presentato il progetto Registro Gas Free alla fiera Saie di Bologna, dedicata a costruzioni, progettazione, edilizia e impianti.
L'obiettivo del progetto è quello di formare una rete nazionale di progettisti specializzati nelle abitazioni senza combustibili fossili e aiutare i cittadini a individuarli sul territorio.
La collaborazione unisce l'esperienza di Casa Gas Free nella promozione delle abitazioni senza fonti fossili alle attività di formazione termotecnica di Cefti.
In pratica è possibile accedere al Registro attraverso il corso Progettista Gas Free e il superamento del relativo esame. Per i professionisti, il progetto offre un percorso di specializzazione collegato alla pratica progettuale. Invece per i cittadini, punta a rendere più semplice la ricerca di tecnici preparati ad accompagnare gli interventi. Infatti è prevista una mappa pubblica degli iscritti per facilitare l'incontro tra professionisti e cittadini interessati a costruire o riqualificare la propria casa.
Il percorso si collega al protocollo di certificazione volontaria Casa Gas Free, già sviluppato dall'associazione. La formazione e l'iscrizione del professionista al Registro sono passaggi distinti dalla certificazione della singola abitazione. Quest'ultima resta subordinata al rispetto dei requisiti e al completamento dell'iter previsto dal protocollo.

ROOFTRACKER

Il primo **Tracker Zavorrato** da tetto

PATENT PENDING

NEW SYSTEM 2026





- fino al **30%** in più di produzione rispetto a strutture fisse
- **La forza scarica** sulla **struttura** stessa
- **Gestione** efficace di **vento e turbolenze**
- **Un solo motore** per più file

ROOFBRAIN

IN-HOUSE SYSTEM

ROOFBRAIN è l'unità di controllo del **ROOF**TRACKER che consente il movimento di più file (vele) con un solo motore, riducendo costi, manutenzione e complessità.

CONTACT ITALIA®

Contact Italia S.p.A.
SP 157 C.S. 1456 c.da Grotta Formica
Altamura (BA) – Tel. +39 080 3141265
www.contactitalia.it

Follow us

ISO 14001 · ISO 9001 · N.305/2011 Regolamento (UE) · EN 1090-1 Strutture Metalliche · UNI PDR 125 Parità di Genere · CE · 100% MADE IN ITALY · RATING DI LEGALITÀ ★★

1st Beam

SISTEMI DI ACCUMULO ENERGETICO

BESS: la qualità al centro della scelta

1stBeam seleziona partner Tier 1 per sistemi di accumulo affidabili, sicuri e performanti nel tempo.

BESS
Più Affidabile Più Efficiente



Accumulo di energia C&I e su scala industriale

20+ anni
Esperienza nelle rinnovabili

Tier 1
Partner selezionati

BMS
Sistemi certificati

100%
Assistenza nel lungo periodo

Affidabilità, innovazione e conformità agli standard internazionali

Cerchi un partner affidabile per il tuo sistema di accumulo? Scrivi a info@1stbeam.com oppure inquadra il QR Code.

www.1stbeam.com

NEWS



FORUM ITALIA SOLARE: ECCO IL PROGRAMMA

Il 30 novembre e 1° dicembre, presso l'A.Roma Lifestyle Hotel di Roma, si terrà l'11° Forum di Italia Solare. Durante le due giornate ci saranno momenti di confronto per individuare le azioni necessarie ad accelerare gli investimenti, superare gli ostacoli e rafforzare la competitività del settore fotovoltaico.
La transizione energetica è infatti entrata in una fase matura: accumuli, autoconsumo, reti, flessibilità ed elettrificazione dei consumi devono essere parte di un unico sistema integrato e sinergico che interessa famiglie, imprese, territori e istituzioni.
Il SolarForum sarà quindi il luogo in cui questa transizione verrà letta con lo sguardo di chi ogni giorno costruisce il futuro dell'energia. Operatori, industria, regolatori, istituzioni, ricerca e associazioni si confronteranno per capire come rendere il solare più forte, più integrato, sempre più utile e vicino ai bisogni reali dei consumatori e del sistema produttivo.
Il primo giorno è prevista una sessione di apertura sul tema "Fotovoltaico, accumuli e flessibilità al centro della transizione". Seguirà la sessione "Industria europea, sicurezza tecnologica e nuove regole per fotovoltaico e accumuli" e infine l'incontro "Market Design, condivisione dell'energia e nuova regolazione dei contratti".
Il giorno seguente si aprirà con la sessione "FV Residenziale: casa elettrica, accumuli, pompe di calore e bolletta" seguita dal dibattito "C&I: soluzioni di autoconsumo e storage per la competitività delle imprese". Nel pomeriggio spazio all'incontro "Bess, impianti FV tradizionali e agrivoltaici: quali sono le opportunità di investimento tra aree idonee, autorizzazioni e valorizzazione del territorio". La due giorni si chiuderà con la sessione "Capacità di rete, congestioni e nuovi carichi flessibili".

SOLPLANET LANCIA IL SISTEMA D'ACCUMULO AP-H



Solplanet amplia la propria offerta di sistemi di storage per il segmento commerciale e industriale con il modello AP-H. Si tratta di una soluzione di accumulo ad alto voltaggio pensata per integrarsi con gli inverter ibridi trifase ASW 15-30K TH del brand. L'architettura modulare del sistema permette la configurazione dell'accumulo in base alle specifiche esigenze energetiche di aziende ed edifici commerciali, adattandosi a progetti di diverse dimensioni.
Il sistema AP-H di Solplanet utilizza moduli batteria da circa 5 kWh, le configurazioni sono costituite da 3 a 10 unità per torre, quindi la capacità è compresa tra 15 e 50 kWh. L'accumulo può raggiungere fino a 400 kWh per inverter e, nelle configurazioni con più inverter, può offrire a una capacità complessiva di 2 MWh per impianto. La potenza di carica e scarica di ogni torre può arrivare fino a 25,6 kW, questo consente di rendere disponibile l'energia accumulata in modo da rispondere efficacemente alle necessità dell'impianto. Grazie all'uso della tecnologia al litio ferro fosfato (LFP), una profondità di scarica arriva fino al 95% e la corrente massima di carica e scarica è di 50 A. La nuova soluzione storage AP-H di Solplanet è progettata per rendere semplice l'installazione e per consentirne il suo posizionamento anche in ambienti ristretti. I moduli batteria sono compatti e hanno infatti una profondità di soli 250 millimetri. Inoltre, grazie all'architettura plug-and-play e al peso contenuto dei pacchi batteria, agevolano le operazioni di movimentazione e installazione.



DA EXIDE TECHNOLOGIES IL NUOVO BESS SOLITION POWERFLEX

Exide Technologies presenta il sistema modulare di accumulo Solition Power flex, progettato per applicazioni commerciali e industriali. Solition Power flex consente ai clienti di adattare la capacità di accumulo energetico alle loro esigenze attuali. Allo stesso tempo mantiene la flessibilità necessaria per aumentare capacità man mano che le esigenze cambiano. La sua architettura modulare supporta il collegamento in parallelo di un massimo di 15 unità. Così fornisce una soluzione scalabile per C&I, mobilità elettrica, agricoltura e applicazioni biogas. Ogni unità eroga 125 kW di potenza e 261 kWh di capacità energetica con un ingombro ridotto. Il sistema integrato di batterie e conversione di potenza semplifica l'installazione e riduce le attività necessarie per l'integrazione, mentre il design plug-and-play consente una messa in servizio rapida. Basato sulla tecnologia al Litio-Ferro-Fosfato (LFP), Solition Power flex garantisce affidabilità a lungo termine e funzionamento sicuro. Il raffreddamento a liquido, il sistema antincendio integrato e le funzionalità avanzate di monitoraggio assicurano prestazioni affidabili e il rilevamento tempestivo di condizioni critiche. Il nuovo sistema di accumulo di Exide Technologies presenta un sistema di controllo sviluppato in Europa. Offre una piattaforma unica per collegare il Bess con le operazioni del sito, gli impianti di generazione, i gestori della rete elettrica e gli operatori del mercato energetico. Il sistema supporta applicazioni come l'ottimizzazione dell'autoconsumo, il contenimento dei peak shaving, la partecipazione ai mercati spot dell'energia e l'erogazione di servizi di regolazione della potenza.

SAJ PRESENTA LA SOLUZIONE IBRIDA DI ACCUMULO CHS3

SAJ Italia ha presentato la soluzione ibrida di accumulo CHS3 pensata per applicazioni commerciali, industriali e utility scale. Durante l'evento di presentazione è stato previsto anche un approfondimento su elekeeper 5.0, la piattaforma SAJ per la gestione intelligente dell'energia.
La soluzione CHS3 per il segmento C&I integra gli inverter della serie CH3 e le batterie della famiglia CB3. Il sistema combina produzione fotovoltaica, accumulo e gestione dei flussi energetici. La gamma di inverter CH3 di SAJ comprende modelli da 75, 100 e 125 kW di potenza nominale. L'architettura trifase consente di coordinare la produzione fotovoltaica e la carica e scarica delle batterie. Tra le configurazioni di accumulo figura il cabinet CB3-L261, con capacità nominale di 261 kWh. L'unità utilizza celle al litio-ferro-fosfato (LFP) e un sistema di raffreddamento a liquido. La scheda tecnica globale del produttore indica una profondità di scarica fino al 95%.



SUNFER
ENSTALL GROUP

STRUTTURE STUDIATE PER PRESTAZIONI SOLARI OTTIMALI.

ENERGIA SOLARE OLTRE IL TETTO.

Automobili progettate per un futuro basato sulle energie rinnovabili.







PRODOTTO IN SPAGNA

Ulteriori informazioni:

Camino de la Dula s/nº - Polígono Industrial - 46687 – Albalat de la Ribera – Valencia - España | +34 962 492 322 | info.so@enstall.com | sunferenergy.com

GOODWE PRESENTA LE NUOVE SOLUZIONI DI ACCUMULO ESA PER RESIDENZIALE E C&I

GoodWe ha presentato i nuovi sistemi di accumulo ESA All in One per il settore residenziale e ESA 125/261 kWh per il comparto commerciale e industriale.
La serie ESA All in One è disponibile in versione monofase da 3 a 10 kW e trifase da 5 a 30 kW per applicazioni light commercial.



Questo sistema di accumulo integra in un'unica unità pre-cablata inverter, batteria e commutazione di livello UPS. Mette a disposizione una capacità di storage espandibile fino a 108 kWh. Uno degli aspetti distintivi del prodotto è la silenziosità; infatti il sistema raggiunge un livello di rumorosità massima di 30 dB, paragonabile a quanto si potrebbe sentire all'interno di una biblioteca. La gamma ESA All in One offre inoltre una protezione a sei livelli dalla cella all'intero sistema. Il sistema è stato progettato anche per semplificare il lavoro degli installatori: grazie al suo design plug-and-play, la serie è installabile in 10 minuti. Accanto alla gamma residenziale è stata presentata anche la serie ESA 125 kW/261 kWh, un sistema di storage a raffreddamento liquido pensata per il segmento C&I. Il sistema integra in un unico armadio il Power Conversion System, le celle batteria, il Battery Management System e l'Energy Management System. In totale l'ingombro è di 1,47 metri quadrati e la capacità è scalabile fino a 20 unità in parallelo, per un totale di 5,22 MWh in configurazioni on-grid.

JA SOLAR, DUE NUOVE SOLUZIONI BESS PER IL SEGMENTO C&I



JA Solar ha ampliato la sua offerta di sistemi di accumulo per il segmento C&I dedicati al mercato europeo, introducendo il modello JAPlanet Fusion e il modello JAPlanet 2.0.
JAPlanet Fusion integra inverter, accumulo a batteria e funzione di backup in un unico sistema. Grazie a questa soluzione viene semplificata la progettazione, l'installazione e la messa in servizio. Inoltre con l'integrazione dei componenti viene ridotto il numero di interfacce e i cablaggi, si riduce anche lo spazio richiesto e il rischio di incompatibilità tra apparecchiature acquistate separatamente. Nel sistema è compreso un armadio batterie da 261 kWh con una potenza nominale di 125 kW. La sua architettura modulare consente di collegare in parallelo fino a 10 unità nelle applicazioni connesse alla rete e fino a sei unità nel funzionamento in isola, consentendo di dimensionare la capacità del sistema in base alle esigenze del progetto. Accanto a JAPlanet Fusion, JA Solar commercializzerà in Europa JAPlanet 2.0, il sistema da 261 kWh che raggiunge un'efficienza massima superiore al 90% del ciclo completo di carica-scarica e funziona a temperature ambiente fino a 50°C senza riduzioni di potenza. Grazie alla gestione termica intelligente il consumo elettrico dei servizi ausiliari è stato ridotto del 20% rispetto ai sistemi convenzionali, migliorando l'efficienza del sistema e permettendone l'impiego in un'ampia gamma di condizioni ambientali. La sicurezza del prodotto è garantita dal monitoraggio della tensione e della temperatura a livello di cella e dalla certificazione UL 9540A dell'intero sistema batteria.

MIDORI CONNECT ED ENERCOM LANCIANO IL SERVIZIO ENERCOACH PER IL MONITORAGGIO DEI CONSUMI

Midori Connect ed Enercom hanno sviluppato il servizio digitale Enercoach dedicato al monitoraggio intelligente dei consumi energetici. Lo scopo è quello di trasformare i dati sui consumi domestici in informazioni utili per capire meglio dove e come viene utilizzata l'energia in casa. Attraverso l'analisi dei dati raccolti, il servizio individua anomalie, evidenzia possibili inefficienze e propone suggerimenti personalizzati per ottimizzare le performance energetiche. Alla base della soluzione c'è l'impiego della tecnologia Nilm di Midori che consente di stimare il contributo dei dispositivi elettrici partendo dal profilo di consumo rilevato dal contatore. Ogni utente può ricostruire la distribuzione del consumo tra gli apparecchi nell'abitazione, senza ricorrere all'installazione di sensori dedicati. Questa capacità rende il dato energetico più ricco di informazioni e permette alle persone di comprendere quali abitudini o dispositivi incidano maggiormente sui consumi. Enercoach è attivabile direttamente sulla app di Enercom, dove sono già disponibili anche altre informazioni su consumi orari e prezzi dell'energia.



RINNOVABILI E STORAGE: PROGETTI E NUOVI ALLACCI

Tipologia impianto	Stato	Potenza	Luogo	Player	Altre info
Passaggio di proprietà	Completato	Due impianti per 54 MWp	Provincia di Cagliari e provincia di Latina	EOS Investment Management Group – asset manager indipendente tra gli operatori di riferimento nell'ambito degli investimenti sostenibili e nella transizione energetica – ha perfezionato la cessione a Sonnedix, società globale attiva nelle energie rinnovabili, dell'intero capitale sociale di due società veicolo proprietarie di altrettanti impianti fotovoltaici operativi in Sardegna e Lazio.	L'Italia è un mercato strategico per Sonnedix, dove la società continua a crescere attraverso acquisizioni e sviluppo, valorizzando al contempo il proprio portafoglio con investimenti in ibridizzazione e sistemi di accumulo a batteria. Tra le operazioni più recenti rientra l'acquisizione di un portafoglio Bess da 260 MW a Tuscania, nella provincia di Viterbo, un'operazione che evidenzia l'impegno di Sonnedix nel contribuire alla realizzazione di una rete energetica più resiliente e flessibile nell'Europa meridionale.
Nuovo progetto Bess	In fase di realizzazione	10 MWh	Provincia di Alessandria	ESPE S.p.A., società attiva nel settore delle energie rinnovabili come EPC Contractor.	Il nuovo sistema sarà collegato a un impianto fotovoltaico a terra da 5 MWp, già installato dalla società nel 2025 in un'area industriale urbanizzata.
Passaggio di proprietà	Completato	Impianto Bess stand alone da 200 MW di potenza e oltre 1 GWh di capacità	Troia (FG)	ZE Energy, operatore europeo attivo nel settore della flessibilità elettrica tramite sistemi di stoccaggio a batterie stand-alone e soluzioni ibride.	Una volta entrato in esercizio, questo asset porterà a 300 MW la capacità di stoccaggio stand-alone di ZE Energy nel Paese, un anno dopo lo sviluppo del suo primo progetto italiano a Sessa Aurunca (CE) in Campania. Il progetto Elena è stato acquisito da Aura Power, sviluppatore britannico di progetti solari e di stoccaggio presente in Italia da quasi dieci anni.
Nuovi progetti agrivoltaici	In fase di completamento	Progetti agrivoltaici innovativi per una potenza di 29 MWp	Provincia di Cosenza	Ecosuntek S.p.A. (ECK), società quotata su Euronext Growth Milan.	Gli impianti, che rientrano nel piano "Agrivoltaico Innovativo" previsto dal Pnrr, saranno in grado di produrre 50,7 GWh di energia pulita ogni anno. L'iniziativa rappresenta la prima parte di un più ampio piano di sviluppo sul territorio calabrese che proseguirà nel 2027 con l'avvio di progetti per ulteriori 29 MWp.
Nuovo impianto in regime di PPA	In esercizio	Impianto a terra da 3 MWp	Valenza (AL)	Edison Next, società del Gruppo Edison che accompagna aziende, pubbliche amministrazioni e comunità locali per crescere insieme attraverso soluzioni energetiche, e Wienerberger, filiale italiana del Gruppo austriaco omonimo, fornitore di sistemi per murature, facciate e tetti.	L'impianto sorge su un'ex cava di argilla in prossimità di uno stabilimento dove vengono prodotte coperture avanzate per tetti in terracotta. Costituito da 4.632 moduli fotovoltaici da 630 Wp ciascuno, è in grado di produrre oltre 4,5 GWh di energia rinnovabile l'anno, coprendo quasi il 40% del fabbisogno elettrico complessivo dello stabilimento di Valenza. Per l'installazione è stato siglato un Power Purchase Agreement on site della durata di 20 anni. Wienerberger ha infine scelto di valorizzare l'area, destinandola alla produzione di energia rinnovabile e sostenendone la ricrescita erbosa e il ritorno della flora e della fauna locali.
Nuovo impianto FV	In esercizio	7 MWp	Povoletto (UD)	Verbund Green Power Italia, controllata di Verbund, principale azienda energetica austriaca e uno dei maggiori produttori di energia pulita in Europa.	L'impianto è il primo di Verbund entrato in esercizio nell'ambito del FER X, aggiudicato con successo tramite asta nel 2025.

FORNITURE FOTOVOLTAICHE

INVERTER E BATTERIE
Residenziale e Commerciale

FOX ESS

ENERGIA INTELLIGENTE PER RESIDENZIALE E COMMERCIALE

Soluzioni ibride e sistemi di accumulo ad alta tensione progettati per garantire efficienza, flessibilità e continuità energetica.

10 ANNI **GARANZIA PRODOTTO**

THE FUTURE OF HOME ENERGY

Inverter ibridi monofase e trifase
Batterie LFP ad alta tensione e scalabili
Backup EPS con commutazione <10 ms
Potenza inverter fino a 15 kW
Sistemi di accumulo fino a 46,08 kWh
Monitoraggio avanzato con FoxCloud V2.0
Installazione semplice e flessibile



H1(G2)-WL

Inverter Ibrido **MONOFASE**
Potenza da 3 a 6 kW
2 MPPT indipendenti
Batterie HV 80–480 V
Backup EPS <10 ms
WiFi e LAN integrati
Protezione IP65



H3 SMART

Inverter Ibrido **TRIFASE**
Potenza da 5 a 15 kW
3 MPPT indipendenti
Batterie HV 100–800 V
Efficienza fino al 97,9%
Backup EPS <10 ms
Protezione IP65



EP SERIES

Batterie **HV LFP**
5,76 e 11,52 kWh
Scalabili fino a 46,08 kWh
90% profondità di scarica
≥6.000 cicli di vita
Installazione a parete o pavimento
Protezione IP65



P100

Sistema di accumulo **ALL-IN-ONE**
Inverter e batteria completamente integrati
Potenza da 5 a 10 kW
Batteria LFP da 10,24 kWh
95% profondità di scarica
Backup EPS <4 ms
Protezione IP66

AFFIDABILITÀ. PERFORMANCE. FUTURO.

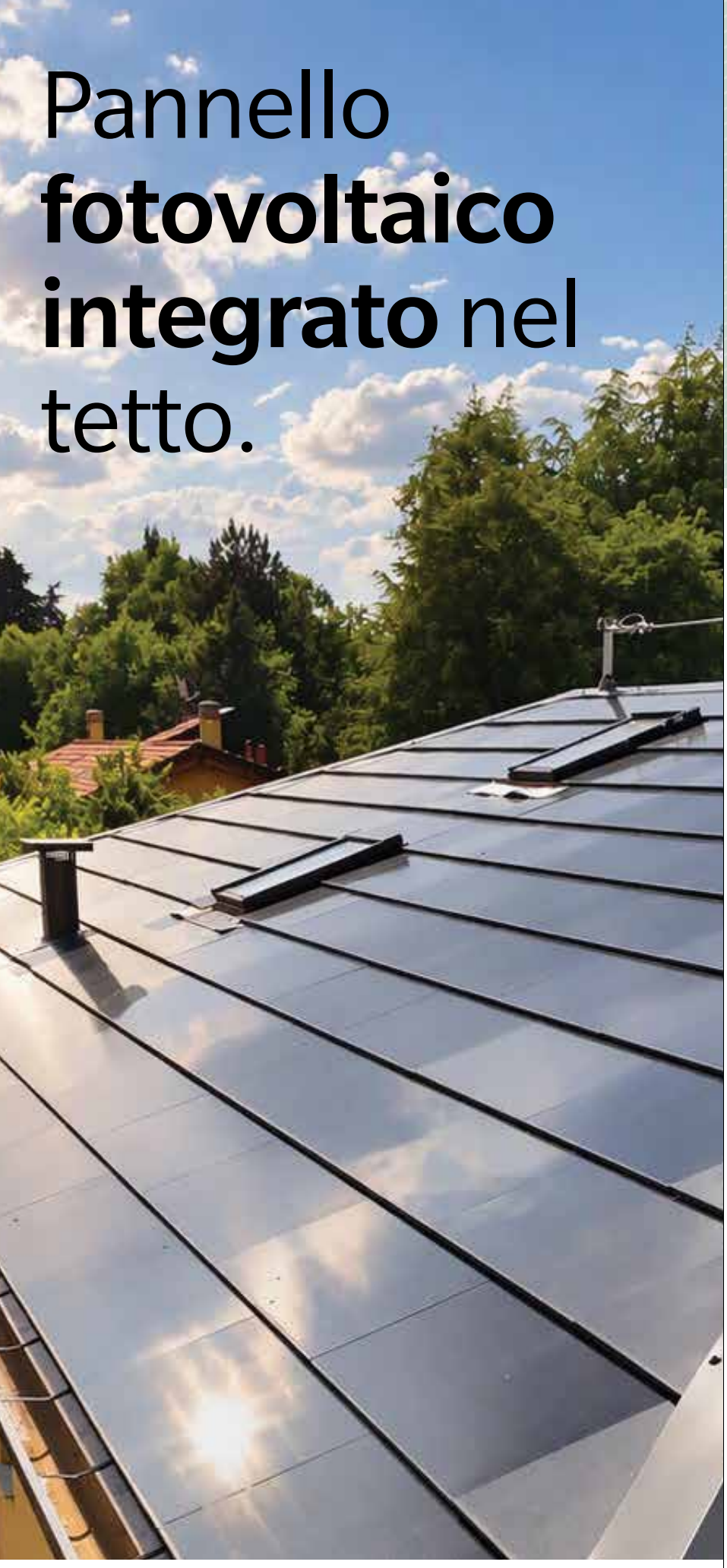
Distribuito in Italia da **Forniture Fotovoltaiche**

Scopri la gamma FOX ESS

Soluzioni fotovoltaiche per installatori e professionisti del settore.

Contattaci **800 82 25 13** **fornituresfotovoltaiche.it**

Pannello **fotovoltaico integrato** nel tetto.





La gamma Wevolt offre coperture fotovoltaiche che uniscono **efficienza e design**, sostituendo tegole o coppi.

Con finiture eleganti e l'innovativo colore terracotta, **Wevolt X-Roof** trasforma i sistemi fotovoltaici in elementi architettonici di pregio.

wienerberger

www.wienerberger.it

SOLARITALY, CIRCA 600 PRESENZE ALLA QUARTA EDIZIONE; FRANCESCO ESPOSITO (PLC) È SOLAR STAR



La quarta edizione di Solaritaly, che si è svolta giovedì 24 settembre a Firenze, ha registrato un grande successo di pubblico, con circa 600 partecipanti. L'evento, organizzato da Wattkraft e Higeco More, si è tenuto presso la prestigiosa location di Palazzo dei Congressi, Villa Vittoria. Durante Solaritaly 2026 si sono tenute 12 sessioni di dibattito sui temi più attuali che riguardano il fotovoltaico italiano. La sessione di apertura ha visto un confronto su fotovoltaico e mobilità elettrica tra Nicola Armaroli (dirigente di ricerca presso il CNR) e Daniele Invernizzi (EV-Now) intervistati dal direttore di SolareB2B, Davide Bartesaghi. Tra i temi affrontati nelle sessioni successive focus su scenari di mercato, autorizzazioni, ruolo delle associazioni nello sviluppo del solare, mercati elettrici, Bess, flessibilità, e tanto altro. Tra i molti autorevoli relatori ha partecipato, da remoto, anche Francesco Starace, CEO di Enel, con un intervento dal titolo "Europa e sua reale competitività attraverso la transazione energetica e le convulsioni della geopolitica". Al termine della giornata si è svolta la premiazione di Solar Star of Italy 2026: il vincitore è Francesco Esposito, chairman di PLC. Esposito è stato scelto tra una rosa di cinque finalisti che comprendevano anche Diego Demetrio (Dabco); Katiuscia Eroe (Legambiente); Letizia Magaldi (Magaldi Green Energy); Pietro Pacchione (Elettricità Futura). Premiati anche quattro "Green Energy Ambassador", con riconoscimenti ad altrettanti soggetti che si sono distinti nella divulgazione e nelle attività di supporto allo sviluppo del fotovoltaico: Filippo Giorgi, climatologo e divulgatore scientifico; Francesco Groppi, ingegnere elettrotecnico; Luca Mercalli, climatologo e divulgatore scientifico; infine standing ovation per Gianni Silvestrini, ambientalista, saggista e direttore scientifico di Kyoto Club.

E.ON ITALIA INAUGURA LA SUA NUOVA SEDE NEL MILANO INNOVATION DISTRICT



E.ON Italia ha inaugurato a Milano la sua nuova sede all'interno dell'edificio Horizon che sorge nel Milano Innovation District (Mind). Questa apertura consolida la presenza dell'azienda in un ecosistema in cui innovazione, ricerca e sviluppo tecnologico si incontrano. E.ON Italia è anche partner energetico del distretto attraverso la rete intelligente ectogrid sviluppata dalla divisione E.ON Energy Infrastructure Solutions. Questa rete opera a bassa temperatura per condividere l'energia termica e frigorifera tra gli edifici. Inoltre sfrutta in modo efficiente l'energia disponibile a livello locale, compreso il calore residuo, prima di ricorrere a un apporto energetico supplementare. Il sistema è inoltre ottimizzato da ectocloud, piattaforma digitale di E.ON, che utilizza i dati e il machine learning per prevedere i pattern energetici e coordinare l'interazione tra edifici, fonti energetiche e componenti di sistema. Nella configurazione attuale, ectogrid evidenzia una riduzione stimata dei consumi energetici del 55,6% rispetto allo scenario di riferimento. Partendo dall'esperienza di ectogrid, E.ON Italia ha sviluppato un approccio che amplia la valutazione della decarbonizzazione oltre la sola riduzione delle emissioni. L'obiettivo è quello di comprendere il valore generato da un'infrastruttura energetica e la sua capacità di produrre benefici duraturi per territori, persone e sistemi economici.

ZUCCHETTI CENTRO SISTEMI INAUGURA A TERRANUOVA BRACCIOLINI (AR) IL PALAZZO DEL FUTURO



Il 30 settembre Zucchetti Centro Sistemi (ZCS) ha inaugurato il nuovo Palazzo del Futuro. Il building, situato a Terranuova Bracciolini, in provincia di Arezzo, si sviluppa su più livelli: al piano terra circa 2.380 metri quadri sono dedicati alla produzione, mentre gli uffici, distribuiti tra primo e secondo piano, occupano complessivamente 2.730 metri quadri. Il piano interrato ospita, inoltre, un parcheggio privato da 2.700 metri quadri per 77 posti auto, a cui si aggiunge un parcheggio pubblico da 154 posti. L'edificio è dotato di un impianto fotovoltaico che lo rende autosufficiente al 100% dal punto di vista energetico.

L'impianto ha una potenza complessiva di 180 kWp ed è composto da un inverter fotovoltaico ZCS Azzurro da 110 kW e un inverter ibrido ZCS Azzurro da 60 kW, abbinati a due unità di accumulo ZCS Azzurro Power Mini per una capacità di storage di 160 kWh. A produrre l'energia sono 330 pannelli fotovoltaici, che coprono l'80% della superficie disponibile del tetto.

Il Palazzo del Futuro rappresenta un'evoluzione sequenziale dei quattro precedenti edifici realizzati negli anni passati da Zucchetti Centro Sistemi nel Valdarno: il Palazzo delle Idee e della Tecnologia (dedicati al mondo software per l'impresa e la sanità), quello dell'Innovazione (Energie Rinnovabili) e il Logistic Hub.

SONEPAR ITALIA APRE UNO STORE A FORLÌ E SPOSTA LA FILIALE DI MODENA

Sonepar Italia ha trasferito il punto vendita di Modena in una nuova sede. Inoltre ha inaugurato una nuova filiale a Forlì. I due punti vendita si inseriscono nella rete emiliana di Sonepar Italia, che conta ora complessivamente 14 sedi. I nuovi spazi si sviluppano su una superficie complessiva di circa 1.950 metri quadrati e ospitano oltre 7.000 referenze. Danno impiego a 15 collaboratori impegnati nelle attività commerciali, nella consulenza alla clientela e nella gestione del banco e del magazzino. Operativo dal 28 settembre e inaugurato ufficialmente il 12 ottobre, il nuovo punto vendita di Forlì si trova in via Andrea Dragoni 108. Occupa una superficie di circa 850 metri quadrati. Al suo interno sono disponibili circa 4.000 referenze, affiancate da servizi di vendita e consulenza al banco. Presenti anche i servizi di supporto tecnico-commerciale, fermo deposito, ritiro della merce e gestione degli ordini. L'organico, che Sonepar Italia prevede di ampliare in futuro, è costituito da cinque addetti, dedicati alle attività commerciali e alla gestione del banco e del magazzino. A Modena invece il punto vendita si è trasferito nei nuovi spazi di via Dalton 27, in prossimità dell'uscita 5 della tangenziale. La nuova collocazione, inaugurata lo scorso 9 ottobre, garantisce maggiore accessibilità e visibilità. Inoltre mette a disposizione della clientela una struttura moderna e funzionale, più adeguata alle attuali esigenze operative e commerciali.

EMILIA ROMAGNA: FINANZIAMENTI FINO A 1 MILIONE DI EURO PER LE IMPRESE DEL TERRITORIO

A CURA DI **MUFFIN**

LA REGIONE EMILIA-ROMAGNA, NELL'AMBITO DEL PR FESR 2021-2027, CONFERMA L'OPERATIVITÀ DEL COMPARTO FONDO ENERGIA. CON UN PLAFOND DI 13 MILIONI, LO STRUMENTO PUNTA A SOSTENERE PROCESSI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO NELLE AZIENDE, L'AUTOPRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI, L'ADEGUAMENTO SISMICO DEGLI EDIFICI E LO SVILUPPO DI PROCESSI DI ECONOMIA CIRCOLARE

muffin
La finanza agevolata smart
Per maggiori informazioni gli esperti di Muffin sono a disposizione inquadrando il QR code

Il Fondo Energia è un bando promosso dalla Regione Emilia-Romagna che al suo interno offre svariate opportunità per il mercato fotovoltaico e l'impiantistica green. Contempla infatti l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili all'interno di un piano aziendale di transizione energetica. Tra gli interventi ammessi rientrano:

- impianti fotovoltaici per l'autoconsumo: nuove installazioni dimensionate sui consumi reali (o stimati ex post in caso di nuovi capannoni/ampliamenti), sistemi di stoccaggio dell'energia (batterie di accumulo) e colonnine di ricarica;
- interventi di repowering e revamping: interventi di potenziamento (repowering) su impianti esistenti ed eventuali ammodernamenti tecnologici (revamping, se associati al repowering);
- lavori accessori e di copertura: Opere propedeutiche quali lo smaltimento dell'amianto, il rifacimento della guaina di copertura nel perimetro dell'impianto e l'installazione di sistemi di sicurezza (linee vita e ancoraggi) fino al 20% delle spese ammissibili dell'impianto;
- efficienza energetica e sistemi integrati: Pompe di calore, schemi di building automation, isolamento termico e interventi di adeguamento sismico combinati (questi ultimi finanziabili fino al 50% dell'importo degli interventi energetici).

BENEFICIARI E REQUISITI DI ACCESSO

La misura ha un plafond di 13 milioni di euro. È aperta a imprese di qualsiasi dimensione (dalle micro imprese fino alle grandi realtà), professionisti iscritti a ordini/REA, Esco (Energy Service Company) e comunità energetiche con unità locale o sede operativa attiva in Emilia-Romagna. È ammissibile la quasi totalità dei settori produttivi, quali ad esempio: manifatturiero, commercio, servizi, edilizia, trasporti, alloggio e ristorazione.

STRUTTURA DEL FINANZIAMENTO E FONDO PERDUTO

L'agevolazione offre una copertura finanziaria combinata che azzera la necessità di capitale proprio per l'investimento iniziale:

- finanziamento agevolato misto (100% dell'investimento): Importo compreso tra 25.000 e 1.000.000 euro con durata da 18 a 96 mesi (inclusi fino a 18 mesi di preammortamento). Il finanziamento è composto per il 75% a tasso zero e per il 25% da provvista bancaria (Euribor 6M + spread massimo del 4,99%);
- contributo a fondo perduto sulle spese tecniche: un contributo diretto a fondo perduto fino al 12,5% della quota pubblica del finanziamento per coprire i costi propedeutici e di supporto tecnico (diagnosi energetica, progettazione, analisi dei flussi di cassa e verifica idoneità coperture). Per le spese tecniche è riconosciuta la retroattività fino a 4 mesi prima della presentazione della domanda.

REQUISITI TECNICI E TEMPISTICHE

La procedura di selezione delle domande è valutativa a sportello (ordine cronologico) ed è obbligatorio allegare la diagnosi energetica e la preventiva delibera bancaria per la quota di provvista privata rilasciata da un istituto convenzionato. Le domande possono essere presentate fino al 30 novembre 2026, salvo esaurimento fondi.



INTERVISTA A FULVIO FERRARI
FONDATORE DI HIGECO MORE

DALL'ADEGUAMENTO DEL CCI ALLA RIVOLUZIONE DEL CONTROLLO DEGLI IMPIANTI IN BASSA TENSIONE, FINO ALLA GESTIONE DINAMICA DEI BESS, LA STRATEGIA DI HIGECO MORE PUNTA SULLA TRASFORMAZIONE DEGLI OBBLIGHI NORMATIVI IN OPPORTUNITÀ DI BUSINESS GRAZIE A UN APPROCCIO SARTORIALE E INTEGRATO. «RENDERE EFFICIENTE LA GENERAZIONE DISTRIBUITA SIGNIFICA GESTIRE IN MANIERA INTELLIGENTE FLUSSI ENERGETICI E CONSUMI», SPIEGA FULVIO FERRARI, SOCIO FONDATORE DI HIGECO MORE. «È L'ESSENZA STESSA DELLE SMART GRID, IL NOSTRO CORE BUSINESS»



LA NUOVA FRONTIERA DEL MONITORAGGIO PER LE SMART GRID

Nel fotovoltaico la gestione dei dati e il controllo dinamico degli asset sono ormai imprescindibili per la stabilità della rete. In questo contesto, le architetture hardware e software per monitoraggio, telecontrollo ed energy management system rappresentano il cuore pulsante della transizione energetica. Dalle installazioni utility scale al segmento C&I, dalle comunità energetiche fino ai Bess, l'esigenza del mercato è disporre di piattaforme che possano integrare funzioni intelligenti e adeguare gli impianti ai repentini cambi normativi, come sta già succedendo con la delibera 385/2022 di Arera per l'installazione dei controllori centrali d'impianto e come vedremo in futuro con una maggiore integrazione dei Bess e con le linee guida per gli impianti in bassa tensione. È proprio in questo contesto che si inserisce Higeco More, azienda con sede a Milano che da 18 anni progetta e sviluppa soluzioni chiavi in mano per il monitoraggio, il controllo e la gestione di impianti da fonti rinnovabili nei segmenti commerciale e utility scale. Grazie a una solida competenza nel settore delle energie rinnovabili, il gruppo offre un supporto completo, dalla progettazione e fornitura fino al commissioning, fornendo sistemi avanzati di controllo industriale e infrastrutture di monitoraggio su misura. Ne abbiamo parlato con Fulvio Ferrari, socio fondatore dell'azienda.

«I Bess e i servizi ancillari trasformano l'impianto fotovoltaico da mero costo a risorsa flessibile ad alta redditività: il vero valore sta negli algoritmi di ottimizzazione dei flussi energetici»

Il mercato del fotovoltaico si trova di fronte a un cambio di paradigma normativo che vede la generazione distribuita trasformarsi in un pilastro attivo per la stabilità della rete. Qual è il contributo di Higeco More in questo scenario?

«Il principale driver dell'evoluzione in atto risiede nei sistemi di controllo. Rendere efficiente e integrata la generazione distribuita significa gestire in maniera intelligente flussi energetici e consumi: è l'essenza stessa delle smart grid, ed è ciò che Higeco More fa da sempre. Telecontrollo, monitoraggio e gestione avanzata dei dati sono il nostro core business. Oggi assistiamo a una convergenza perfetta tra le esigenze regolatorie del sistema elettrico e il nostro know-how tecnologico».

In che modo vi state muovendo per guidare gli operatori e quali sono i principali interlocutori con cui vi interfacciate?

«Manteniamo una solida presenza presso i nostri interlocutori storici: EPC, O&M provider e asset manager. Negli ultimi anni, tuttavia, il mercato ha visto l'emergere di due figure strategiche. Da un lato gli Independent Power Producer (IPP), che attribuiscono una centralità assoluta al monitoraggio evoluto come strumento di tutela della rendita dell'asset, rendendo i nostri sistemi uno standard vincolante nei loro capitolati. Dall'altro i trader energetici, con i quali stiamo siglando accordi quadro per l'integrazione nativa dei nostri apparati di campo. Sono proprio i trader i soggetti con cui ci confrontiamo quotidianamente per abilitare i nuovi paradigmi della flessibilità di rete».

La prima scadenza di dicembre per la Delibera 385 di Arera relativa al controllore centrale d'impianto (CCI) è imminente. Qual è la sensazione sul campo e come state supportando i produttori per evitare colli di bottiglia?

«A dicembre scatta il primo termine per l'adeguamento dei CCI sugli impianti di potenza superiore al MW, chiamati a integrare la funzione di controllo degli inverter. Il quadro operativo reale presenta tuttavia diverse criticità: le nostre analisi evidenziano come circa la metà dei proprietari di impianti non abbia ancora avviato le procedure di adeguamento. Il rischio concreto è quello di assistere a una corsa dell'ultimo minuto, con inevitabili sovraccarichi per l'intera filiera».

Quali sono le cause strutturali di questo ritardo?

«Da un lato, molti operatori hanno concentrato risorse ed energie sui recenti adeguamenti per il teledistacco, dovendo rimpiazzare modem installati di recente con l'architettura CCI. Dall'altro, persiste l'aspettativa di una proroga che, tuttavia, non ci sarà. Il vero nodo emergerà nel 2027 con le scadenze progressive per l'installazione del controllore d'impianto sulle installazioni con potenze inferiori».

In che modo?

«L'ostacolo principale non sarà la disponibilità hardware, ma la complessità dei servizi da integrare su asset esistenti: occorre verificare la regolabilità dei generatori di vecchia concezione e la compatibilità delle logiche di comunicazione. Non essendoci un obbligo di sostituzione degli inverter, a meno che non si pianifichi un contestuale repowering, la vera sfida risiede nella formazione tecnica necessaria per adeguare decine di migliaia di siti. Inoltre, per far funzionare realmente il sistema occorrono trasparenza e flussi dati fluidi tra quattro attori diversi: Terna, DSO, produttori e fornitori di CCI. Per questo abbiamo proposto, insieme a Italia Solare, l'istituzione di un tavolo di lavoro temporaneo tra tutte le parti coinvolte. La regolazione e la modulazione dell'overgeneration fotovoltaica sono imprescindibili per la stabilità della rete e per evitare tagli strutturali della produzione».

Con la norma CEI controllore di impianto di bassa tensione (Cibt) e il percorso tracciato verso la controllabilità della Bassa Tensione, quali nuove sfide si aprono per il monitoraggio dei sistemi di minore taglia?

«Le linee guida tracciate indicano chiaramente la necessità di rendere modulabile e osservabile l'intera generazione distribuita. La proposta normativa CEI sul Cibt punta a estendere i concetti di teledistacco e telemodulazione anche al segmento tra i 10 e i 50 kW. Al sistema di monitoraggio verranno richiesti requisiti prestazionali elevati, con la rilevazione in tempo reale di potenza attiva, reattiva e tensione, anche per gli impianti in solo consumo. È un cambio di passo epocale per la bassa tensione».

In che modo Higeco More sta capitalizzando l'espe-





rienza maturata sulla media tensione per sviluppare soluzioni Cibt già pronte e scalabili?
«Siamo stati tra i primi a ingegnerizzare e certificare i sistemi di controllo per la media tensione, e intendiamo confermare la nostra leadership anche sui requisiti per la bassa tensione. L'obiettivo è offrire una piattaforma di controllo omogenea e scalabile, capace di coprire le applicazioni dalla bassa fino all'altissima tensione. In questo percorso trasferiamo sia il bagaglio tecnico maturato negli ultimi quattro anni sul CCI, sia l'esperienza acquisita nei mercati europei, dove le esigenze di stabilità di rete sono analoghe. L'Italia si conferma un apripista virtuoso a livello normativo e tecnologico».
La diffusione dei Bess sta abilitando la partecipazione ai servizi di rete, ma molti operatori faticano a valorizzare appieno questo potenziale. Quali sono gli ostacoli principali?
«Bess e servizi ancillari rappresentano una svolta fondamentale: trasformano l'impianto da mero centro di costo o produzione passiva a risorsa flessibile ad alta redditività. Prevedo che l'accumulo diventerà un elemento standard in quasi tutti gli impianti C&I.
Tuttavia, occorre fare cultura tecnica. I sistemi di storage vanno ingegnerizzati e dimensionati analizzando nel dettaglio i profili di carico e le specifiche dei singoli servizi di rete a cui si intende partecipare. Questo scenario sta favorendo la nascita di una nuova figura chiave: l'ottimizzatore. Non è il Bess in sé a generare valore, ma l'algoritmo software capace di stabilire in tempo reale quando caricare, scaricare o scambiare energia con la rete. L'ottimizzatore è una figura già centrale in mercati maturi come Germania e Regno Unito, ma che sta prendendo rapidamente piede anche in Italia».
In questo contesto di crescente complessità, qual è il valore di potersi affidare a un unico interlocutore tecnologico per la gestione integrata di generazione, storage e rete?
«All'aumentare della complessità dell'architettura di impianto, frammentare la catena dei fornitori significa moltiplicare le inefficienze, i costi di integrazione e i tempi di fermo. Higeco More propone un approccio nativamente integrato: un'unica piattaforma tecnologica capace di orchestrare in modo coerente impianti ibridi e complessi, garantendo continuità operativa e massimizzazione dei ricavi».
In un mercato caratterizzato da prodotti standardizzati e spesso poco personalizzabili, qual è il fattore differenziante dell'approccio di Higeco More?
«Quando una tecnologia diventa di massa, il mercato tende ad affollarsi di soluzioni. L'affidabilità e il valore reale si misurano però nel lungo termine. Il nostro posizionamento è chiaro: non ci limitiamo a fornire un dispositivo hardware, ma affianchiamo il cliente durante tutto il ciclo di vita dell'impianto con un supporto ingegneristico su misura. Questo approccio sartoriale e di presenza costante è il fattore che il mercato ci riconosce e che premia la nostra crescita».
La cybersecurity e la resilienza della filiera della componentistica sono al centro dell'agenda europea. Qual è la posizione di Higeco More su questi temi?
«La cybersecurity è una priorità assoluta e non negoziabile. I rischi informatici vanno analizzati, gestiti e mitigati con i più severi protocolli internazionali. Tuttavia, riteniamo che le regole debbano basarsi su criteri tecnici neutri, trasparenti e già codificati da certificazioni ufficiali. L'impostazione emersa a livello comunitario appare talvolta più orientata da logiche politiche che da evidenze tecniche. La filiera energetica è globale e complessa: limitare singoli componenti sulla base del Paese di origine, quando molti altri apparati critici provengono dai medesimi mercati, rischia di creare storture senza risolvere il tema della sicurezza. La vera protezione si ottiene con una rigorosa mitigazione del rischio sul piano software e di architettura di rete, ed è esattamente ciò su cui lavoriamo quotidianamente».
Guardando oltre gli adempimenti normativi imminenti, quali saranno le direttrici strategiche di sviluppo di Higeco More per i prossimi anni?
«La nostra roadmap si articola su tre pilastri fondamentali. Il primo è l'estensione su scala internazionale della nostra piattaforma di controllo per tutte le fasce di potenza, esportando l'esperienza maturata in Italia. Il secondo riguarda lo sviluppo di algoritmi proprietari avanzati per l'ottimizzazione dinamica dei Bess e la partecipazione ai mercati della flessibilità. Infine, stiamo realizzando un importante investimento per il rinnovo completo della nostra centrale operativa di monitoraggio, integrando strumenti di diagnostica predittiva di nuova generazione per offrire agli operatori un livello di servizio unico sul mercato».

© Riproduzione riservata

La scheda

Ragione sociale: Higeco More Srl
Indirizzo sede: viale Toscana, 13/B 20136 Milano (MI)
Mail: info@higecomore.com
Anno di fondazione: 2008
Potenza FER monitorata: oltre 10 GW
Sistemi di monitoraggio installati: oltre 8.000
Sistemi di controllo installati: oltre 3.000
Presenza internazionale: 25 Paesi
L'offerta:
Power Plant Controller – Senergy PPC
Energy Management System – Senergy EMS
Controllore Centrale di Impianto – Senergy CCI
Piattaforma di Asset Management – Vision
Sistemi Scada

«Non ci limitiamo a fornire un dispositivo hardware, ma affianchiamo il cliente con un supporto ingegneristico su misura. In questa fase serve cultura tecnica»

LA GAMMA DI SOLUZIONI HIGECO MORE COMPRENDE SISTEMI DI CONTROLLO INDUSTRIALE, CONTROLLORI CENTRALI DI IMPIANTO (CCI), APPARATI DI TELECONTROLLO ED ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (EMS) PER IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI, BESS E CER



NEGLI ULTIMI MESI HIGECO MORE HA SEGNATO DUE TAPPE FONDAMENTALI NEL SUO PERCORSO DI CRESCITA E CONSOLIDAMENTO SUL TERRITORIO NAZIONALE CON L'INAUGURAZIONE DI DUE NUOVE SEDI STRATEGICHE: UNA A ROMA E UNA A BRINDISI. QUESTE NUOVE APERTURE VANNO A RAFFORZARE LA RETE GIÀ CONSOLIDATA DELL'AZIENDA, CHE CONTA OGGI SULLA PRESENZA IN QUATTRO CITTÀ CHIAVE LUNGO TUTTA LA PENISOLA: BELLUNO, MILANO, ROMA E BRINDISI. NELLA FOTO: LA SQUADRA DEGLI UFFICI MILANESI



REVAMPING E REPOWERING
LUNGA VITA AGLI IMPIANTI FV

L'INVECCHIAMENTO DEI PARCHI SOLARI NATI CON I CONTI ENERGIA STA TRASFORMANDO L'AMMODERNAMENTO TECNOLOGICO IN UNO DEI PIÙ IMPORTANTI DRIVER DI CRESCITA DEL FOTOVOLTAICO ITALIANO, CON UN POTENZIALE STIMATO TRA 10 E 18 GW. TECNOLOGIE COME MODULI BIFACCIALI E TRACKER STANNO RIDISEGNANDO IL MERCATO, INSIEME ALLE OPPORTUNITÀ LEGATE ALL'IBRIDIZZAZIONE CON SISTEMI BESS. IL RECENTE DECRETO DEL MASE CHE CONSENTE DI USCIRE DAL CONTO ENERGIA E UTILIZZARE GLI INCENTIVI RESIDUI PER OPERE DI REPOWERING POTREBBE DARE ULTERIORE SLANCIO

DI **MICHELE LOPRIORE**

L'Europa e l'Italia si trovano oggi di fronte a uno snodo storico e cruciale per la transizione energetica, definito non solo dalla crescita delle nuove installazioni fotovoltaiche, ma anche dalle opportunità legate al revamping e al repowering del parco solare esistente. Le attività di ammodernamento dei parchi fotovoltaici sono tra i driver più promettenti. Basti pensare che, secondo un'analisi di Wood Mackenzie, tra il 2040 e il 2049 circa 2,5 TW di progetti fotovoltaici ed eolici dovrebbero raggiungere il fine vita. I proprietari di questi asset dovranno quindi decidere se abbandonare i siti, rinnovarli oppure potenziarli. Pertanto le operazioni di revamping e repowering contribuiranno a incrementare le installazioni solari ed eoliche. Una notizia di valore, visto anche il contesto di stabilizzazione della crescita della domanda di nuovi impianti nel Vecchio Continente.

L'Italia è sicuramente uno dei candidati più importanti in questo contesto. Oggi oltre il 40% degli impianti sul territorio nazionale ha più di 10 anni: circa 18 GW di potenza installata fa riferimento al periodo compreso tra il 2010 e il 2013.

Secondo un'analisi del GSE, inoltre, circa il 50% della potenza installata alla fine del 2024, su un totale nazionale tra i 35 e i 40 GW, faceva capo ad asset già in esercizio nel 2014. La vitalità di questo segmento trova riscontro anche nei numeri ufficiali dell'Osservatorio FER di Anie Rinnovabili elaborati su dati Gaudì di Terna: negli ultimi quattro anni, la nuova potenza fotovoltaica cumulata allacciata in Italia grazie a opere di revamping e repowering ha raggiunto i 2,2 GW, pari al 5% della potenza allacciata totale. Solo nel corso del 2025, le attività di potenziamento e gestione del fine vita hanno interessato quasi 1 GW, a testimonianza di come il mercato si sia spostato con decisione verso opere di manutenzione.

In Italia, quindi, oggi c'è uno dei parchi installati più vasti d'Europa, che offre diverse possibilità di innovare e ammodernare. Come? Sicuramente, come vedremo più avanti, con l'integrazione delle tecnologie più evolute in termini tecnologici: moduli bifacciali, inverter di stringa e, laddove possibile, tracker e sistemi Bess. Il tutto con tempi di rientro dell'investimento, a seconda dei casi, decisamente sostenibili.

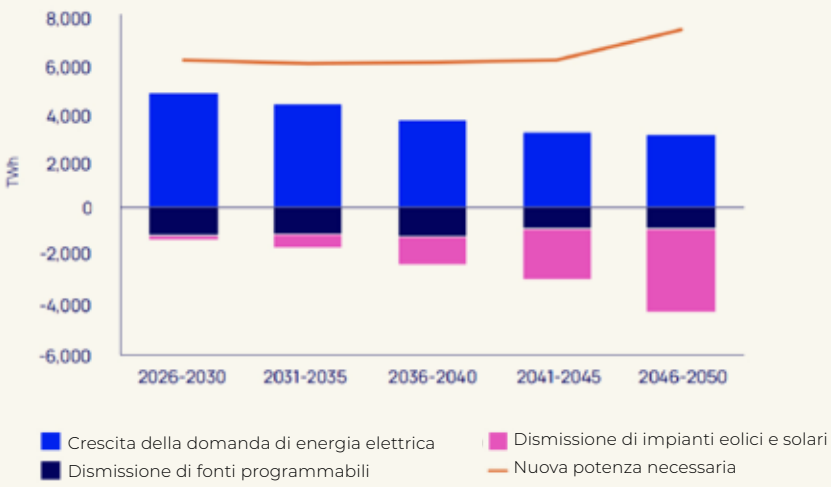
TRA REGOLE CERTE E ASSIST POTENZIALI

Realizzare un intervento di revamping o repowering su impianti storici richiede un'attenta e rigorosa valutazione del perimetro normativo e delle disposizioni ministeriali. Accanto alle regole tradizionali che consentono di effettuare interventi di revamping incrementando la potenza nominale fino a una soglia del 5% nel caso di impianti fino a 20 kWp e dell'1% per le installazioni di potenza maggiore per preservare le tariffe del Conto Energia, il quadro normativo si è arricchito di importanti novità.

Un passaggio chiave è delineato dal decreto del ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, che disciplina le modalità di fuoriuscita volontaria dal Conto Energia per impianti di po-

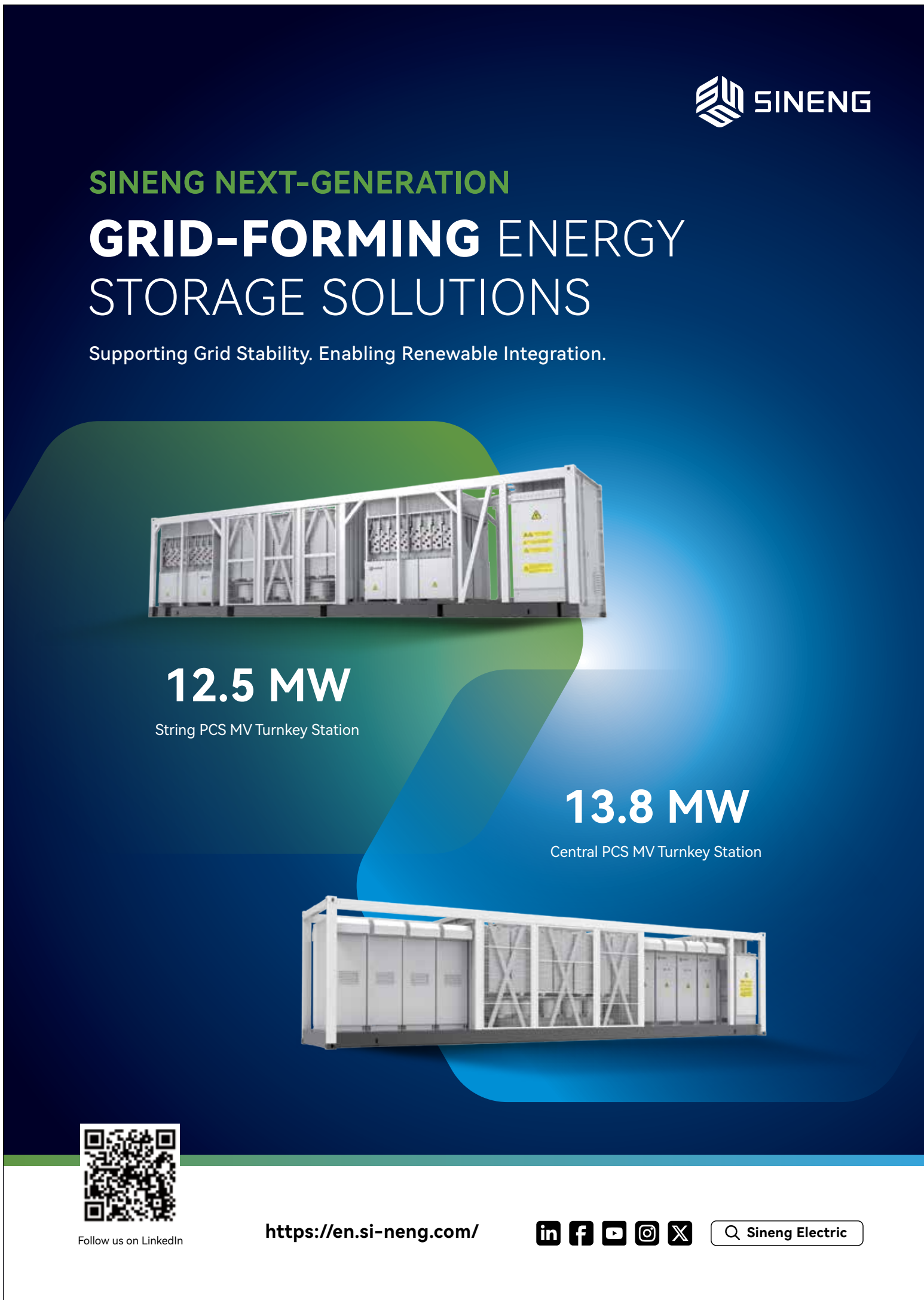


NUOVA GENERAZIONE NECESSARIA PER COPRIRE L'AUMENTO DELLA DOMANDA E LA DISMISSIONE DI IMPIANTI PRODUTTIVI



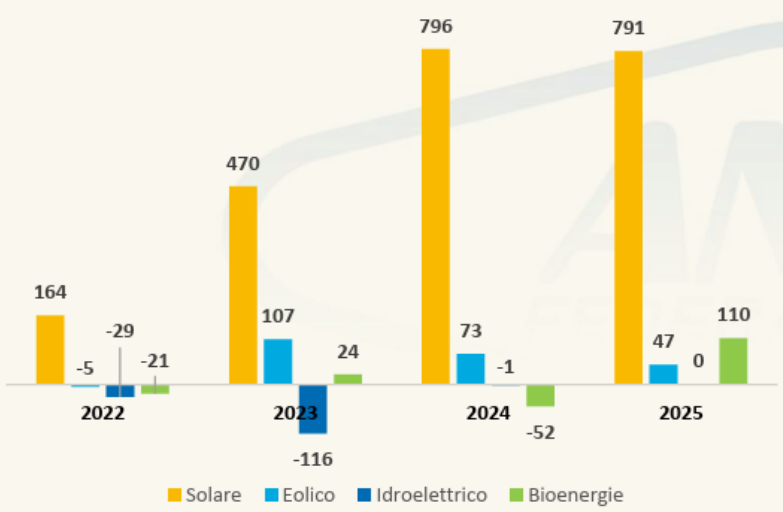
SECONDO WOOD MACKENZIE TRA IL 2026 E IL 2050 LA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA RALLENTA (ISTOGRAMMA BLU), MA NON IL FABBISOGNO DI NUOVA GENERAZIONE PERCHÉ CRESCE IL PESO DELLA DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI ESISTENTI (ISTOGRAMMA VIOLA E NERO).
LA LINEA ARANCIONE RAPPRESENTA LA NUOVA GENERAZIONE ELETTRICA NECESSARIA. CORRISPONDE ALLA SOMMA DEGLI ISTOGRAMMI BLU, NERO E VIOLA PERCHÉ OCCORRE COPRIRE SIA LA DOMANDA IN PIÙ SIA CIÒ CHE ESCE DI SERVIZIO

tenza superiore a 20 kW, per un potenziale complessivo di circa 10 GW. A fronte della rinuncia all'incentivo, il GSE riconosce un corrispettivo economico tramite una procedura competitiva da completare entro giugno 2027. Questa opzione apre la strada a interventi di repowering da realizzare tra il 2028 e il 2030, imponendo incrementi minimi della produzione energetica del 30% per i sistemi su tetto e a terra in area agricola, e del 100% per tutte le altre tipologie. Tali opere di rifacimento prevedono l'obbligo di utilizzare moduli fotovoltaici Made in UE, vincolando l'energia aggiuntiva a contratti a termine come i PPA.
«L'Italia vanta oggi uno dei mercati con l'installato fotovoltaico più estesi d'Europa, contando circa 100.000 impianti con oltre dieci anni di vita che risalgono alla stagione dei Conti Energia e, in particolare, al picco del 2010», spiega Pietro Pitingolo, co fondatore e responsabile business development, sales and marketing di Suncity. «È in questo contesto che le recenti misure del Mase si rivelano estremamente attuali, fornendo un

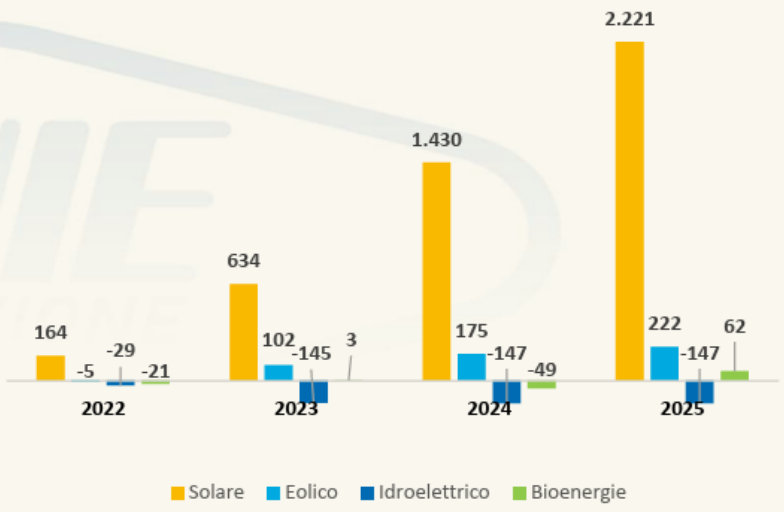


SECONDO UN RAPPORTO DI ANIE ELABORATO SU DATI GAUDÌ DI TERNA, INVECE, IN ITALIA NEGLI ULTIMI QUATTRO ANNI LA NUOVA POTENZA FOTOVOLTAICA CUMULATA ALLACCIATA GRAZIE A OPERE DI REVAMPING E REPOWERING HA RAGGIUNTO I 2,2 GW, PARI AL 5% DELLA POTENZA ALLACCIATA TOTALE. SOLO NEL CORSO DEL 2025, LE ATTIVITÀ DI POTENZIAMENTO E GESTIONE DEL FINE VITA HANNO INTERESSATO QUASI 1 GW, A TESTIMONIANZA DI COME IL MERCATO SI SIA SPOSTATO CON DECISIONE VERSO OPERE DI MANUTENZIONE E POTENZIAMENTO

POTENZA DI REPOWERING/REVAMPING E DISMISSIONI (MW) IN ITALIA



POTENZA CUMULATA DI REPOWERING/REVAMPING E DISMISSIONI (MW) IN ITALIA



punto di riferimento fondamentale per guidare l'ammodernamento del settore. Per valorizzare questo parco impianti la normativa offre due strade principali. Da un lato c'è il revamping, che consente da diversi anni di incrementare la potenza nominale preservando integralmente le tariffe incentivanti del Conto Energia. Dall'altro troviamo il repowering, che entra in gioco quando si intende installare una capacità nettamente superiore, garantendo importanti semplificazioni autorizzative e il vantaggio strategico di moltiplicare la produzione senza occupare ulteriore suolo.

La scelta tra queste due opzioni, tuttavia, non è sempre immediata. Se si considera che un intervento di revamping permette di recuperare tra il 10% e il 30% di efficienza facendo salvo l'incentivo storico, diventa chiaro come ogni operazione debba essere pianificata accuratamente a tavolino, supportata da uno studio economico-finanziario che analizzi sia i costi d'intervento sia i tempi di fermo impianto. In questa valutazione pesa infatti anche il bilanciamento tra l'extracosto della componentistica Made in UE prevista dal decreto del Mase e il valore reale dell'incentivo da salvaguardare».

Angelo Colonna, Ceo di Saem, ha aggiunto: «Analizzando le dinamiche che guidano oggi la trasformazione del parco fotovoltaico nazionale, la scelta strategica tra revamping e repowering risponde a esigenze industriali e finanziarie ben precise, legata indissolubilmente allo stato di salute dell'asset e al suo residuo orizzonte di incentivazione. Il revamping si conferma la via obbligata e conservativa per blindare la redditività garantita dal regime esistente: intervenendo sulla sostituzione dei componenti degradati a parità di potenza nominale, permette infatti di azzerare le perdite e di recuperare immediatamente tra il 20% e il 30% della produzione persa a causa dell'usura. Di contro, il repowering rappresenta l'opzione migliore per gli impianti ormai in uscita dalla tariffa ventennale, un trend in fortissima ascesa in questo periodo, o per chi sceglie di sviluppare sezioni d'impianto separate. In questo scenario, la quota di potenza incrementale viene gestita interamente a mercato in regime di grid parity o tramite contratti PPA, offrendo una leva formidabile per mantenere elevata e duratura la rendita complessiva del sito».

A favorire questo tipo di attività, ci sarebbe anche un quadro stabile da tempo, con iter semplici. E questo potrebbe essere un assist fondamentale soprattutto se si considerano i lunghi tempi autorizzativi, ad esempio, nel caso di nuovi impianti a terra.

«Sotto il profilo procedurale e regolatorio», continua Angelo Colonna di Saem, «se da un lato il revamping gode da tempo di iter snelli e rapidi, spesso in regime di edilizia libera o comunicazione preliminare poiché non altera i parametri fondamentali dell'impianto verso l'esterno, dall'altro il repowering beneficia oggi in modo decisivo del consolidamento delle normative di semplificazione e delle PAS accelerate».

E ancora, Stefano Masiero, CEO di OEMpv, aggiunge: «Dal punto di vista procedurale, il quadro è decisamente favorevole: i lavori di revamping si avviano con una semplice comunicazione, Dila o Cila, beneficiando di un iter autorizzativo fortemente semplificato che le recenti misure, come lo Spalma Incentivi bis, renderanno ancora più attrattivo. A questo si aggiungono gli obblighi di installazione dei CCI, che potrebbero dare ampio spazio alla sostituzione degli inverter più obsoleti, ampliando il

HANNO DETTO



"REVAMPING E REPOWERING, DUPLICE VANTAGGIO"

Angelo Colonna, CEO di Saem

«Il revamping si conferma la via obbligata e conservativa per blindare la redditività garantita dal regime incentivante esistente, recuperando immediatamente tra il 20% e il 30% della produzione persa a causa dell'usura. Di contro, il repowering rappresenta l'opzione migliore per gli impianti ormai in uscita dalla tariffa ventennale».



"NON UNA SEMPLICE SOSTITUZIONE"

Gianluca Proietti, direttore generale di RCM Energy

«Oggi l'intervento non si limita alla semplice sostituzione dei componenti guasti, ma prevede una vera e propria riprogettazione tecnologica. L'esempio più diffuso è il passaggio dalle vecchie strutture fisse ai tracker monoassiali abbinati a moduli bifacciali e inverter di stringa avanzati».



"PIANIFICARE ACCURATAMENTE LE OPERAZIONI"

Pietro Pitingolo, cofondatore e responsabile business development, sales & marketing di Suncity

«L'Italia vanta oggi uno dei mercati con l'installato fotovoltaico più estesi d'Europa, contando circa 100.000 impianti con oltre dieci anni di vita che risalgono alla stagione dei Conti Energia e, in particolare, al picco del 2010. La scelta tra revamping e repowering, tuttavia, non è sempre immediata. Ogni operazione deve essere pianificata accuratamente, supportata da uno studio economico-finanziario che analizzi sia i costi d'intervento sia i tempi di fermo impianto».



"TANTI INTERVENTI DAL PERIMETRO SALVA ALCOA"

Stefano Masiero, CEO di OEMpv

«Gli interventi più vantaggiosi riguardano in particolare il perimetro del cosiddetto Salva Alcoa: trattandosi di asset con potenze da 1 MW in su e caratterizzati dalle tariffe più alte, gli ammodernamenti consentono tempi di ritorno eccezionali, compresi tra i 2 e i 3 anni. Per massimizzare l'efficacia dell'investimento, tuttavia, le operazioni di smontaggio e rimontaggio devono essere estremamente rapide».

AIEM

CASE HISTORY

Revamping e repowering per raddoppiare la potenza e aumentare la produzione

Società responsabile dell'intervento: *Aiem Srl*

Luogo: *Foggia (Puglia)*

Data installazione impianto FV: *2011 (prima realizzazione impianto) - 2023 attività di revamping e repowering*

Potenza originaria: *1 MWp*

Produzione originaria: *Circa 1.450 MWh/anno, valore teorico stimato per l'impianto originario da 1 MWp, equipaggiato con moduli fotovoltaici di precedente generazione e strutture fisse;*

Problematica: *L'impianto fotovoltaico, realizzato nel 2011, presentava un significativo stato di degrado e obsolescenza tecnologica, aggravato dalla sostanziale assenza di manutenzione e gestione da parte della precedente proprietà. Negli ultimi due anni antecedenti all'intervento, l'impianto risultava di fatto fuori produzione, con conseguente perdita di producibilità e progressiva svalutazione dell'asset. Le principali criticità riguardavano l'invecchiamento della componentistica, l'inefficienza del sistema di conversione, le condizioni generali dell'infrastruttura e la necessità di ripristinare l'affidabilità operativa dell'intero sito.*

Perdite economiche per mancata produzione: *La sostanziale inattività dell'impianto per circa due anni ha comportato una mancata produzione potenziale stimabile in circa 2.900 MWh di energia elettrica. Assumendo un valore indicativo dell'energia compreso tra 0,36 euro/kWh e 0,49 euro/kWh, basando i calcoli sul valore minimo (II Conto Energia) il mancato ricavo teorico può essere stimato in 1.044.000 euro nel biennio, al netto di eventuali ulteriori effetti economici legati agli incentivi e agli obblighi contrattuali, ai quali si sommerebbero la mancata vendita della componente energia, per 290.000 euro nel biennio, per un totale di oltre 1,3 milioni di euro.*

L'intervento: *Aiem ha realizzato nel 2023 un intervento integrato di revamping e repowering, finalizzato al completo recupero funzionale dell'impianto esistente e all'incremento della potenza complessivamente installata. Il revamping della sezione incentivata da 1 MWp ha previsto la sostituzione delle strutture fisse con tracker monoassiali 1P, l'installazione di moduli fotovoltaici bifacciali N-Type ad alta efficienza e la sostituzione degli inverter centralizzati con inverter di stringa distribuiti, dotati di 12 Mppt. L'intervento ha compreso inoltre la sostituzione completa della conversion unit e della cella MT, l'aggiornamento dei sistemi di videosorveglianza con tecnologia AI e analisi video, oltre alle attività di commissioning.*

Contestualmente, Aiem ha realizzato un intervento di repowering attraverso l'installazione di una nuova sezione fotovoltaica non incentivata da 1 MWp, equipaggiata con tracker monoassiali, moduli bifacciali N-Type e inverter di stringa. L'operazione ha consentito di recuperare un asset precedentemente improduttivo, raddoppiare la potenza installata e incrementare del 28% la produzione annua attesa della sezione incentivata rispetto alla configurazione precedente. Il tempo di ritorno dell'investimento è stimato in meno di cinque anni.
Potenza post revamping: *2 MWp complessivi, suddivisi in:*
- 1 MWp incentivato, oggetto di revamping;
- 1 MWp non incentivato, realizzato mediante repowering.
Produzione post revamping: *Circa 3.700 MWh/anno complessivi stimati, così suddivisi:*
- Sezione incentivata da 1 MWp: circa 1.850 MWh/anno;
- Nuova sezione non incentivata da 1 MWp: circa 1.850 MWh/anno.



raggio d'azione e aprendo nuove opportunità anche allo storage, soprattutto in ambito C&I».

PIANIFICAZIONI RIGOROSE

La decisione di intervenire su impianti esistenti e che beneficiano di tariffe incentivanti non può quindi essere improvvisata. Ogni operazione di ammodernamento richiede una pianificazione rigorosa, tenendo conto dei tempi di fermo impianto, dei costi dei componenti principali e del bilanciamento tra gli extra costi della componentistica e il valore dell'incentivo da salvaguardare.
«Abbiamo avviato la nostra divisione dedicata al revamping nel 2022», spiega Stefano Masiero di



OEMpv. «All'indomani della pandemia, molti impianti nati con il Conto Energia mostravano ancora una buona affidabilità e si poteva intervenire con correzioni puntuali; tuttavia, negli anni successivi ci siamo trovati sempre più ad affrontare criticità che richiedevano un'azione radicale su inverter e moduli. Gli interventi più vantaggiosi riguardano in particolare il perimetro del cosiddetto Salva Alcoa: trattandosi di asset con potenze da 1 MW in su e caratterizzati dalle tariffe più alte, gli ammodernamenti consentono tempi di ritorno eccezionali, compresi talvolta tra i 2 e i 3 anni. Per massimizzare l'efficacia dell'investimento, le operazioni di smontaggio e rimontaggio devono però essere estremamente rapide: attraverso formule Full EPC "chiavi in mano", ad esempio, garantiamo interventi completi in circa 60 giorni grazie a squadre dedicate di almeno 12 professionisti per cantiere. Questo approccio si rivolge in primis al nostro parco gestito, forte di circa 500 MW in O&M e contratti per oltre 550 MW».
Pietro Pitingolo di Suncity ha aggiunto: «Le opportunità che il mercato offre sono enormi, ma di fronte a impianti obsoleti occorre strutturare strategie su misura. Per questo affianchiamo il mercato con due approcci differenti: da una parte dialoghiamo direttamente con utility e IPP per pianificare le finestre d'intervento più opportune; dall'altra accompagniamo i clienti del segmento Commercial & Industrial con un percorso di consulenza dedicato, guidandoli passo dopo passo nella valorizzazione del proprio investimento».

I PROTAGONISTI DELL'AMMODERNAMENTO

Analizzando alcune delle esperienze e dei cantieri di ammodernamento più recenti (ne riportiamo una carrellata all'interno dell'articolo), emerge come il revamping non possa più essere considerato una semplice operazione di manutenzione straordinaria o una mera sostituzione "uno a uno" dei componenti guasti. Al contrario, ci si trova di fronte a una vera e propria riprogettazione integrata e tecnologica dell'impianto. L'obsolescenza che caratterizza i parchi installati nella stagione dei Conti Energia lascia oggi lo spazio a soluzioni industriali mature capaci di moltiplicare le rese energetiche complessive pur mantenendo inalterata, o persino riducendo, l'impronta di suolo e di superficie occupata. Il cuore di questo salto risiede soprattutto nell'evoluzione dei moduli fotovoltaici. Nei primi Conti Energia lo standard di mercato era rappresentato da pannelli in silicio policristallino o monocristallino da 230-250 Wp con efficienze che raramente superavano il 14-15%. Oggi, la transizione verso moduli ad alta efficienza e ad alta potenza permette di raggiungere performance decisamente elevate, liberando spazio fisico e moltiplicando la resa. A questo

ESPE

CASE HISTORY

Nuova vita a 7 MW di impianti FV presso l'Interporto Quadrante Europa di Verona



Società responsabile dell'intervento: *Espe Spa*

Committente: *Magis srl (Gruppo Magis)*

Luogo: *Verona*

Potenza impianti FV*: 7 MWp*

Problematica: *Necessità di ripristinare ed incrementare le prestazioni, l'efficienza energetica e l'affidabilità operativa degli impianti installati su dieci coperture presso il Centro Spedizionieri dell'Interporto Quadrante Europa di Verona;*

L'intervento: *Espe curerà la progettazione e la realizzazione degli interventi di revamping e repowering finalizzati all'ammodernamento tecnologico degli impianti esistenti. Il completamento dei lavori è previsto entro il 2027.*

CASE HISTORY

OEMPV

Da sistema fisso a tracker monoassiale

Società responsabile dell'intervento: *OEMpv S.r.l.*

Luogo: *Fiesso Umbertiano (RO)*

Data installazione impianto FV*: dicembre 2015 (IV° Conto Energia con deroga zone terremotate)*

Potenza originaria: *998,40 kWp*

Produzione originaria: *1.200 MWh*

Problematica: *L'impianto presentava frequenti anomalie degli inverter e un significativo degrado dei moduli, problematiche mai completamente risolte nonostante i numerosi interventi della casa madre. L'eventuale apertura di un claim avrebbe inoltre comportato un iter lungo e dall'esito incerto.*

Perdite economiche per mancata produzione: *oltre 30mila euro annui*

L'intervento: *Il revamping ha interessato l'intero impianto, con l'obiettivo di superare le criticità esistenti e incrementarne producibilità e affidabilità. La configurazione originaria fissa a 30° è stata convertita in un sistema ad inseguimento monoassiale PVH, mentre i due inverter centralizzati sono stati sostituiti con nuove macchine SMA, mantenendo così la maggiorazione dell'incentivo legata alla componentistica Made in EU.*
Anche i moduli sono stati integralmente sostituiti, scegliendo Bisol bifacciali da 500 Wp, più adatti alla nuova configurazione a inseguimento. L'intervento ha inoltre previsto un nuovo quadro di parallelo nell'ex cabina inverter e la sostituzione del trasformatore, passando dal doppio secondario a una configurazione a secondario singolo. Particolare attenzione è stata dedicata anche alla sicurezza: i collegamenti AC sono stati realizzati esclusivamente con cavi in alluminio, posati su letto di sabbia e senza corrugati, riducendo al contempo la vulnerabilità dell'impianto al rischio di furti.
Il risultato è un impianto profondamente rinnovato, progettato non solo per risolvere le problematiche pregresse, ma per migliorare producibilità, affidabilità, sicurezza e redditività nel lungo periodo.

Potenza post revamping: *999,50 kWp*

Produzione post revamping: *1.680 MWh*



OPEN SB

CASE HISTORY

Produzione a +20% grazie a revamping in ambito C&I

Società responsabile dell'intervento: *Open SB*

Committente: *Cometal IP Srl*

Luogo: *Vailate (CR)*

Data installazione impianto FV: *il primo impianto è stato installato nel 2010*

Potenza originaria: *96,8 kWp*

Produzione originaria: *96,5 MWh*

Problematica: *Necessità di rifacimento delle coperture e di efficientamento dell'impianto esistente.*

L'intervento: *Sono state ammodernate sia le coperture del fabbricato sia l'impianto fotovoltaico esistente, installato nel 2010. L'azienda ha deciso di investire per aumentare la produzione, principalmente per autoconsumo, inserendo nel piano d'interventi anche l'installazione di un secondo impianto fotovoltaico sulla copertura di un altro fabbricato.*
Mantenendo pressoché invariata la potenza, l'impianto revampato permetterà all'azienda di usufruire di una produzione che aumenta di circa il 20%.



Potenza post revamping: *97,06 kWp*

Produzione post revamping: *117,470 kWh*

CASE HISTORY

SAEM

Produzione ripristinata per impianto a terra

Società responsabile dell'intervento: *Saem Energie Alternative S.r.l.*

Luogo: *Poggiorsini (BA)*

Data intervento revamping: *luglio 2026*

Potenza originaria: *741,75 kWp*

Produzione originaria: *953 MWh*

Problematica: *Decadimento della producibilità legata alla perdita di efficienza dei pannelli fotovoltaici e delle perdite sulle reti distributive Perdite economiche per mancata produzione: 185mila euro*

L'intervento: *Il progetto prevede l'ottimizzazione dell'efficienza produttiva mediante la sostituzione delle strutture fisse con inseguitori monoassiali e dei pannelli fotovoltaici. Sono stati installati tracker "Conterra" prodotti da Contact, pannelli fotovoltaici bifacciali Trina Vertex da 730 Wp e inverter Huawei*

Tempo di rientro: *4 anni*

Potenza post revamping: *740,22 kWp*

Produzione post revamping: *1,3 GWh*



si aggiunge l'adozione ormai generalizzata della bifacciali tà, che garantisce ulteriori incrementi produttivi. Si aprono quindi due strade: negli impianti a terra i moduli bifacciali consentono di raggiungere volumi di produzione nettamente superiori e di ridurre il numero complessivo dei pannelli, mentre nel segmento commerciale e industriale permettono di realizzare veri e propri repowering, consentendo alle aziende di ampliare la potenza installata sui tetti rispetto alla configurazione iniziale.

«Il mercato del revamping e del repowering in Italia offre potenzialità enormi: parliamo di oltre 10-15 gigawatt di impianti utility scale e C&I installati durante l'era dei Conti Energia che si avviano verso la scadenza della vita utile e necessitano urgentemente di ammodernamento», spiega Gianluca Proietti, direttore generale di RCM Energy. «Oggi l'intervento non si limita alla semplice sostituzione dei componenti guasti, ma prevede una vera e propria riprogettazione tecnologica. Un esempio è il passaggio dalle vecchie strutture fisse ai tracker monoassiali abbinati a moduli bifacciali e inverter di stringa avanzati, capace di incrementare le performance. A questo si aggiunge la straordinaria opportunità dell'ibridizzazione, integrando sistemi di accumulo Bess per fare peak shaving e partecipare ai servizi di rete. Grazie alle normative attuali, i proprietari possono non solo estendere la vita operativa degli asset per altri quindici anni sfruttando le agevolazioni sulla componentistica europea, ma anche affrontare iter burocratici lineari, ottenendo tempi di rientro dell'investimento rapidissimi e rendendo il revamping una leva strategica imprescindibile».

LA TRASFORMAZIONE DELLE STRUTTURE FISSE

Come abbiamo appena visto, oltre alla diffusione dei moduli bifacciali, un altro trend tecnologico di primaria importanza riguarda la parte meccanica e di orientamento negli impianti, soprattutto per quelli installati a terra. Si assiste sempre più frequentemente alla conversione delle vecchie strutture fisse in moderni sistemi ad inseguimento monoassiale. L'integrazione di tracker di nuova generazione abbinati a moduli bifacciali consente di stravolgere e livellare la curva di produzione giornaliera, garantendo incrementi di producibilità netta fino al +40% a parità di potenza nominale installata.

«In un impianto con quindici anni di vita, il calo fisiologico della produzione si attesta almeno al 12-15%», continua Stefano Masiero di OEM-pv. «La nostra strategia mira a ribaltare questo trend combinando l'adozione di strutture ad inseguimento monoassiale, che garantiscono oltre il 20% di resa in più, all'impiego esclusivo di moduli bifacciali, capaci di assicurare un ulteriore incremento reale del 10%. L'effetto combinato di queste tecnologie, unito al guadagno complessivo che può superare il 45%, permette



CASE HISTORY

SUNCITY

Sostituzione completa per impianto a terra

Società responsabile dell'intervento: *Suncity*

Luogo: *Corridonia, Contrada Sarrocciano (MC)*

Data installazione impianto FV: *agosto 2011*

Potenza originaria: *4.641,84 kWp*

Produzione originaria: *1.789 kWh/kWp*

Problematica: *L'intervento si è reso necessario al fine di sopperire al decadimento della produzione registrato negli ultimi anni ed efficientare l'impianto con nuove tecnologie in grado di massimizzare la producibilità, riducendo i costi di gestione.*

L'intervento: *L'ammodernamento tecnologico è avvenuto tramite la sostituzione di vecchi moduli fotovoltaici, di strutture di supporto di tipo fisse e degli inverter, con nuovi moduli bifacciali (JinkoSolar Tiger Neo, 630 Wp) montati su inseguitori monoassiali (Convert/Valmont) e collegati a nuovi inverter di stringa (Sun2000-33o KTL Huawei). L'opera di revamping è stata completata in tre mesi, da settembre a dicembre 2025.*



Potenza post revamping: *4.687,20 kWp*

Produzione post revamping:
1.816 kWh/kWp

CASE HISTORY

SKY-NRG

Revamping e repowering per cinque impianti industriali

Società responsabile dell'intervento: *SKY-NRG*

Nome del cliente: *Ikea Italia Retail S.r.l.*

Luogo: *Rimini, Casalecchio di Reno, Villesse, Baronissi, Roncadelle*

Data interventi di revamping: *tra il 2025 ed il 2026*

Esigenza/problematica:
Il cliente aveva l'esigenza di riqualificare e potenziare impianti fotovoltaici esistenti, e di sfruttare al massimo la superficie disponibile delle coperture.
Incremento stimato: La nuova configurazione, attraverso interventi di revamping e repowering, ha consentito di stimare un incremento complessivo nell'ordine del +300% rispetto alla configurazione precedente.

L'intervento: *È stata prevista una riqualificazione pressoché completa degli impianti, con la sostituzione di strutture, cablaggi e cavi, quadri elettrici, moduli fotovoltaici e inverter. L'adozione di componenti di nuova generazione ha permesso di incrementare la potenza installata sulla stessa superficie disponibile, sfruttando la maggiore potenza ed efficienza dei moduli attuali.*

Durata dei lavori: *Circa sei mesi per singolo cantiere. Le tempistiche sono state significativamente superiori rispetto a quelle di un normale intervento fotovoltaico su copertura, poiché contestualmente il cliente ha eseguito anche il rifacimento del tetto.*
Impianto di Rimini

Potenza originale ed oggetto di revamping: *462 kW*

Potenza ampliamento (repowering): *776 kW*

Potenza finale: *1.238 kW*

Produzione dell'impianto oggetto di revamping: *564 MWh/a*

Produzione impianto in repowering: *947 MWh/a*

IMPIANTO DI CASALECCHIO DI RENO (BO)
Potenza originale ed oggetto di revamping: *252 kW*
Potenza ampliamento (repowering): *702 kW*
Potenza finale: *954 kW*
Produzione dell'impianto oggetto di revamping: *302 MWh/a*
Produzione nuovo impianto in repowering: *842 MWh/a*

IMPIANTO DI VILLESSE (UD)
Potenza originale ed oggetto di revamping: *309 kW*
Potenza ampliamento (repowering): *803 kW*
Potenza finale: *1.112 kW*
Produzione dell'impianto oggetto di revamping: *355 MWh/a*
Produzione nuovo impianto in repowering: *923 MWh/a*

IMPIANTO DI BARONISSI (SA)
Potenza originale ed oggetto di revamping: *316 kW*
Potenza ampliamento (repowering): *913 kW*
Potenza finale: *1.229 kW*
Produzione dell'impianto oggetto di revamping: *436 MWh/a*
Produzione nuovo impianto in repowering: *1.260 MWh/a*

IMPIANTO DI RONCADELLE (BS)
Potenza originale ed oggetto di revamping: *370 kW*
Potenza ampliamento (repowering): *806 kW*
Potenza finale: *1.176 kW*
Produzione dell'impianto oggetto di revamping: *440 MWh/a*
Produzione nuovo impianto in repowering: *959 MWh/a*



all'impianto di ripartire da zero anche dal punto di vista delle garanzie».
Sul fronte dell'elettronica di potenza, invece, i vecchi inverter centralizzati di prima generazione, soggetti a frequenti anomalie, fermi macchina prolungati e difficoltà nel reperimento dei ricambi, vengono progressivamente sostituiti da architetture a inverter di stringa avanzati con sistemi di monitoraggio predittivo e algoritmi di intelligenza artificiale per l'analisi dei guasti.
Un esempio concreto che sintetizza il potenziale del connubio tra revamping e repowering arriva dalla Puglia, dove la società EPC Aiem ha riqualificato integralmente di un impianto fotovoltaico a terra installato nel 2011 a Foggia. Nato con una capacità originaria di 1 MWp nell'era dei Conti Energia, l'impianto presentava l'architettura tipica dell'epoca: strutture fisse, pannelli di vecchia generazione e inverter centralizzati. Una configurazione che, pur rimanendo funzionale, consentiva evidenti margini di miglioramento in termini di efficienza di conversione e resa complessiva.
L'intervento sviluppato da Aiem ha trasformato radicalmente l'infrastruttura attraverso una doppia azione. Da un lato, la sezione incentivata da 1 MWp è stata oggetto di un revamping tecnologico integrale: le vecchie strutture fisse hanno lasciato il posto a tracker monoassiali 1P per l'inseguimento solare, abbinati a moduli bifacciali N-Type ad alta efficienza e a un'architettura di inverter di stringa distribuiti a 12 Mppt. L'opera è stata completata dalla sostituzione della conversion unit, della cella di media tensione e dall'integrazione di sistemi di sicurezza Tvcc dotati di analisi video basata su intelligenza artificiale.
Dall'altro lato, sfruttando la maggiore densità di potenza e la superficie disponibile, è stato realizzato un intervento di repowering affiancando una nuova sezione non incentivata da 1 MWp, costruita con i medesimi standard tecnologici avanzati e dotata di un proprio contatore di produzione. Il risultato è un asset completamente rinnovato che raddoppia la propria capacità nominale arrivando a 2 MWp. Sotto il profilo delle prestazioni, il revamping della sola sezione incentivata garantisce un incremento della produzione annua stimato al +28%, a cui si somma l'energia generata dalla nuova sezione potenziata, assicurando un tempo di rientro dell'investimento inferiore ai cinque anni.

IBRIDIZZAZIONE A FAVORE DELLE RETI

Parallelo e complementare all'ammodernamento dei soli componenti generativi, il retrofitting con sistemi di accumulo elettrochimico rappre-

senta oggi uno dei temi più caldi e strategici per l'intero settore fotovoltaico. L'aggiunta di batterie su impianti esistenti, sia di taglia industriale che utility scale, permette di evolvere la natura stessa dell'impianto, trasformandolo da semplice generatore intermittente a risorsa energetica programmabile e flessibile. Attraverso l'installazione di sistemi di accumulo, in ambito industriale è possibile massimizzare la quota di autoconsumo istantaneo ed effettuare operazioni di peak shaving, ovvero il taglio dei picchi di assorbimento dalla rete elettrica durante le ore ad alto costo energetico. Allo stesso tempo, per gli impianti di taglia superiore e utility-scale, l'accoppiamento con i Bess apre la strada alla partecipazione ai mercati dei servizi di rete e di dispacciamento, consentendo di fornire regolazione di frequenza e riserva di potenza. L'integrazione dello storage nelle opere di revamping e repowering può quindi trasformare gli impianti storici in pilastri fondamentali per la stabilità e la flessibilità del sistema elettrico nazionale.

«In questo scenario di profondo rinnovamento, l'integrazione dei sistemi di accumulo elettrochimico Bess e lo sviluppo degli impianti in ottica agrivoltaica non rappresentano più opzioni secondarie o marginali, ma priorità strategiche imprescindibili», spiega Angelo Colonna di Saem. «Le batterie rispondono a una duplice necessità: da un lato consentono di effettuare arbitraggio energetico per mitigare la forte volatilità dei prezzi e il fenomeno dei prezzi negativi nelle ore di massimo irraggiamento; dall'altro permettono di attuare efficaci strategie di peak shaving sui consumi industriali durante i cicli di lavoro più intensi. In questo modo, i Bess e le soluzioni avanzate di rigenerazione trasformano l'impianto fotovoltaico esistente da semplice generatore intermittente a risorsa energetica altamente flessibile, programmabile e perfettamente integrata nella transizione energetica del Paese».

Pietro Pitingolo di Suncity ha aggiunto: «Nella nostra operatività ci focalizziamo principalmente su impianti utility scale con potenze comprese tra 1 MW e 10 MW. Proprio su queste taglie, e in particolare in ambito industriale e su copertura, l'ammodernamento si sposa sempre più spesso con l'integrazione dei sistemi di accumulo Bess. Ma anche in questo caso, la convenienza dipende dal modello di business: mentre sugli impianti con incentivo puro sulla produzione l'aggiunta di batterie va ponderata con attenzione, nei contesti in autoconsumo il Bess offre benefici immediati, aumentando la quota di energia autoconsumata ed evitando l'esposizione ai prezzi negativi di mercato».

ASPETTI ECONOMICI E NODI DA SCIOGLIERE

Analizzare il revamping e il repowering esclusivamente sotto il profilo dell'innovazione tecnologica sarebbe riduttivo. Il vero motore che sta spingendo proprietari di impianti, investitori e utility verso l'ammodernamento del parco solare è la convenienza economico-finanziaria. A differenza dei nuovi progetti greenfield, soggetti a lunghi iter autorizzativi e costi di infrastrutturazione primari, gli interventi sugli impianti esistenti operano su asset strategici già collegati alla rete elettrica e dotati di titoli autorizzativi consolidati. Ciò riduce drasticamente il profilo di rischio dell'investimento. Sul fronte dei ricavi, le analisi condotte sul campo evidenziano come il naturale degrado dei moduli, unito all'obsolescenza e ai guasti ricorrenti degli inverter, generi oggi perdite economiche ingenti. I dati ricavati dai cantieri dimostrano invece che la sostituzione dei vecchi componenti con tecnologie ad alta efficienza come moduli bifacciali e tracker, consente di incrementare la produzione in maniera significativa. Questo salto prestazionale assicura un tempo di rientro dell'investimento estremamente rapido, solitamente compreso tra i 3 e i 4 anni. Considerando che la vita utile residua dell'impianto rinnovato si estende per ulteriori venticinque anni, il tasso di rendimento interno della rigenerazione risulta tra i più competitivi dell'intero settore energetico.

Non mancano tuttavia criticità nodi ancora da sciogliere, a partire dalle connessioni. «Il principale collo di bottiglia che riscontriamo costantemente sul campo rimane la disponibilità di capacità di accoglienza e di potenza della rete elettrica di connessione in corrispondenza del POD», spiega Angelo Colonna di Saem. «Questo si riflette direttamente anche sui tempi di ritorno dell'investimento: un revamping puro mostra un payback estremamente rapido, compreso tra i 3 e i 5 anni per i grandi impianti industriali e tra i 4 e i 7 anni per le taglie commerciali minori, mentre il repowering si attesta mediamente tra i 5 e i 7 anni, a fronte però di una redditività e di un valore patrimoniale di lungo periodo nettamente superiori».

Il mercato del revamping e del repowering non rappresenta più una semplice misura tampone contro l'invecchiamento dei componenti, ma la vera spina dorsale dell'evoluzione fotovoltaica italiana. Rigenerare e potenziare il parco solare esistente significa massimizzare l'efficienza di superfici già utilizzate, ottimizzare l'uso delle reti elettriche e accelerare il raggiungimento dei target di decarbonizzazione senza consumo di nuovo suolo.

Tra semplificazioni burocratiche, nuove opzioni normative e l'integrazione di tecnologie avanzate come tracker e Bess, gli operatori che sapranno pianificare gli interventi con attenzione e con la giusta pianificazione potranno trasformare gli asset storici dei Conti Energia in centrali intelligenti, flessibili e moderne, pronte a guidare il mercato elettrico nei prossimi vent'anni.

© Riproduzione riservata





STOP AGLI INVERTER CINESI: E ADESSO?

DAL 1° NOVEMBRE I CONVERTITORI PROVENIENTI DA PAESI AD ALTO RISCHIO, CINA COMPRESA, NON POSSONO PIÙ ESSERE INSTALLATI NEI PROGETTI FOTOVOLTAICI FINANZIATI CON FONDI UE. NONOSTANTE ALCUNI TIMORI, SECONDO WOOD MACKENZIE E L'ESMC L'IMPATTO DEL PROVVEDIMENTO SARÀ CONTENUTO. TUTTAVIA IL VERO NODO SEMBRA ESSERE UN ALTRO: QUESTA DECISIONE RAPPRESENTEREBBE SOLO L'ANTICAMERA DI UN MAGGIORE RIGORE SU TRASPARENZA E CYBERSICUREZZA DA PARTE DELL'UNIONE EUROPEA, CON REGOLE PIÙ STRINGENTI CHE POTREBBERO ARRIVARE GIÀ NEI PROSSIMI MESI

Dopo il no della Commissione europea a una concessione di proroga, il 1° novembre è entrato in vigore lo stop all'installazione di inverter provenienti da Paesi considerati a rischio nei progetti fotovoltaici finanziati dall'Unione europea.

Pertanto, almeno sulla carta, a partire dal 1° novembre i progetti fotovoltaici collegati, o in via di collegamento, alla rete elettrica dell'Unione e finanziati, in toto o in parte, da strumenti finanziari europei dovranno escludere i fornitori ad alto rischio e quindi Cina, Russia, Iran e Corea del Nord. In alternativa, dovranno passare progressivamente a inverter di fornitori considerati non ad alto rischio.

L'iniziativa avanzata a inizio anno dalla Commissione europea è legata a motivazioni di cybersicurezza. In particolare si è parlato del rischio che i produttori possano accedere da remoto e manipolare gli inverter, destabilizzando le reti elettriche e provocando blackout. Tuttavia la scelta ha suscitato preoccupazione tra gli operatori del mercato soprattutto per il dubbio che i produttori di inverter non asiatici possano garantire volumi e costi adeguati. E quindi che si possa bloccare lo sviluppo e la penetrazione del fotovoltaico nel mix elettrico dei Paesi europei.

Anche investitori istituzionali come la Banca europea per gli investimenti si sono detti preoccupati per la decisione della Commissione europea. Alla luce dei timori sulla disponibilità e sui costi delle alternative, gli operatori del mercato avevano chiesto

L'analisi del rischio cibernetico da parte dello Smart Energy Expert Group

Secondo l'EU Solar Market Outlook 2025-2030 di SolarPower Europe, la capacità solare installata in Europa è passata da 86 GW nel 2015 a 406 GW nel 2025 e si prevede che raggiungerà i 718 GW nel 2030. Tale crescita ha creato un rischio significativo di cybersicurezza per il sistema elettrico dell'UE.

Il rischio è diventato più urgente alla luce di vari aspetti. In primo luogo, è aumentata l'attività dei ricercatori di vulnerabilità su apparecchiature fotovoltaiche come gli inverter. In secondo luogo, l'aumento delle tensioni geopolitiche ha accresciuto i timori di attacchi informatici da parte di gruppi allineati a determinati Stati.

Inquadra il QR Code per leggere il report del Seeg

LO STUDIO DEL SEEG

Lo Smart Energy Expert Group (Seeg), gruppo di esperti che fornisce consulenza alla Commissione europea in ambito di smart energy, gestione dei dati, tutela dei consumatori e sicurezza informatica delle infrastrutture energetiche, ha avviato un progetto per analizzare il rischio di cybersicurezza degli impianti fotovoltaici e le modalità per mitigarlo. La valutazione si è concentrata sugli impatti per il sistema elettrico di attacchi malevoli agli impianti fotovoltaici condotti attraverso le infrastrutture dei produttori, le reti locali, i fornitori di servizi e gli aggregatori

Gli impianti fotovoltaici sono stati suddivisi in quattro casi d'uso in base alla taglia dell'impianto: residenziale plug in (>800W), residenziale (800W-10kW), C&I (10kW-1MW), utility scale (>1MW).

Per ciascun caso d'uso sono state stimate la probabilità e l'impatto degli scenari di minaccia rilevanti.

Sono stati individuati tre rischi elevati a partire dagli attacchi alle piattaforme dei produttori a cui sono connessi gli impianti fotovoltaici, in particolare per gli impianti residenziali e C&I. Altro rischio è l'introduzione di backdoor intenzionali da parte del produttore per conto di un attore statale. La backdoor potrebbe essere collocata nella piattaforma centrale oppure nell'hardware o nel firmware dell'inverter.

Questo rischio riguarda tutti i casi d'uso considerati nel presente documento. Ultimo rischio rilevato riguarda gli attacchi agli impianti utility scale attraverso le reti locali, in cui l'attore malevolo ottiene l'accesso a un firewall di accesso remoto.

MISURE DI MITIGAZIONE

Per affrontare questi rischi elevati, il gruppo di lavoro raccomanda varie misure di mitigazione. Per tutti i casi d'uso considerati, i produttori dei dispositivi connessi a internet utilizzati negli impianti dovrebbero essere obbligati a istituire solidi processi di gestione delle vulnerabilità per le proprie piattaforme cloud. Per gli impianti utility scale, la comunicazione internet degli inverter dovrebbe essere controllata in modo sistematico: tutto il

all'UE una proroga della scadenza che tuttavia non è stata accolta.

UN IMPATTO CONTENUTO

Varie sono le motivazioni alle spalle della decisione della Commissione europea di non dare ascolto alla richiesta di proroga a partire dal tipo di interventi coinvolti nel provvedimento. Si fa infatti riferimento solo a quelli che ricevono, in tutto o in parte, capitali attraverso gli strumenti finanziari UE tra cui BEI (Banca europea per gli investimenti) e FEI (Fondo europeo per gli investimenti), Innovation Fund, Connecting Europe Facility, Fondi di coesione e altri strumenti finanziari implementati tramite partner dell'Unione.

In considerazione di ciò, i ricercatori Wood Mackenzie avevano negli scorsi mesi sostenuto che il provvedimento non avrebbe avuto in realtà un grande impatto, essendo l'80% dei progetti attualmente all'attivo privati o inseriti in bandi e fondi, senza dipendere da finanziamenti UE. La decisione potrebbe colpire soprattutto i paesi dell'Europa centrale e orientale, dove i finanziamenti UE sono più diffusi. Tra i mercati più esposti ci sono Romania, Bulgaria, Repubblica Ceca, i paesi baltici e la Grecia. Sempre secondo Wood Mackenzie, lo stop dovrebbe interessare solo il 14% della domanda europea di inverter prevista tra il 2026 e il 2030 per un totale di oltre 28 GW. Nello stesso periodo, potrebbe essere coinvolto anche il 12% delle installazioni di storage previste, con l'accumulo utility scale maggiormente esposto.

In aggiunta a ciò, Wood Mackenzie ha indicato anche che, nonostante il sovrapprezzo degli inverter di produzione europea, l'impatto complessivo sui costi totali dei progetti si dovrebbe attestare solo tra il 2% e l'8% a seconda del segmento di mercato.

Pertanto, almeno stando a quanto sostenuto dalla società di ricerca, l'impatto del provvedimento dovrebbe essere meno consistente del temuto.

LE ALTERNATIVE CI SONO?

In aggiunta, l'European Solar Manufacturing Council (Esmc) ha dichiarato che i produttori occidentali di inverter fotovoltaici hanno già la capacità produttiva necessaria per soddisfare la domanda di nuovi impianti solari nei Paesi dell'Unione europea. La capacità produttiva europea di inverter si attesta infatti a circa 104 GW. A questa si aggiungono oltre 120 GW di capacità produttiva disponibile da parte di produttori nelle Americhe e nella regione Asia-Pacifico, esclusa la Repubblica Popolare Cinese.

traffico dovrebbe essere documentato, crittografato e autenticato; le connessioni in uscita dovrebbero essere limitate a server situati all'interno dell'UE o in giurisdizioni equivalenti; non dovrebbero essere consentite comunicazioni in ingresso dall'esterno della rete locale. Per tutti i casi d'uso considerati, l'impiego di componenti e software di fornitori soggetti alla giurisdizione di Paesi terzi identificati come fonte di rischi significativi per la cybersicurezza dovrebbe essere limitato, sulla base dei criteri stabiliti nella proposta di revisione del Cybersecurity Act. Infine per gli impianti C&I e utility scale, gli aggiornamenti firmware automatici avviati dai produttori dovrebbero essere sostituiti da aggiornamenti manuali controllati, condotti da fornitori di manutenzione qualificati.

SUGGERIMENTI E POSSIBILI SVILUPPI FUTURI

Il Gruppo di lavoro raccomanda inoltre che gli scenari di attacco informatico siano integrati nelle valutazioni del rischio per il sistema elettrico. Gli esperti del SEEG hanno inoltre condotto un'analisi delle lacune normative per determinare in che misura la legislazione UE vigente possa essere utilizzata per rendere obbligatorie le misure di mitigazione dei rischi di cybersicurezza.

Il report fornisce un'istantanea del parere degli esperti sulla cybersicurezza dei sistemi fotovoltaici di diverse dimensioni e configurazioni. Si tratta di un passo importante nel dibattito europeo sulla cybersicurezza del fotovoltaico: l'attenzione si sta spostando dall'individuazione delle vulnerabilità alla definizione di come regolamentare concretamente produttori, installatori e proprietari degli impianti.

Produttori asiatici: "Il ban dell'Europa rallenterà la messa a terra dei progetti"

LA DECISIONE DELLA COMMISSIONE EUROPEA DI ESCLUDERE GLI INVERTER DI PAESI A RISCHIO DAI PROGETTI FINANZIATI DALL'UE GENERA EFFETTI IMMEDIATI: REVISIONE DEI FORNITORI, RIPROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI E CANTIERI IN SLITTAMENTO. I PLAYER DEL FAR EAST CONTESTANO IL METODO — NESSUNA CONSULTAZIONE, CRITERI NON PUBBLICI — E CHIEDONO VERIFICHE INDIPENDENTI SULLA SICUREZZA DELLE PROPRIE SOLUZIONI. RESTANO APERTE MOLTE ZONE D'OMBRA SU RETROATTIVITÀ E CONTRATTI IN CORSO



La decisione della Commissione europea relativamente alle restrizioni agli inverter dei Paesi considerati a rischio nei progetti finanziati dall'UE provocherà certamente delle conseguenze.
La redazione di SolareB2B ha parlato con operatori basati nei Paesi considerati a rischio. Riportiamo qui una sintesi dei pareri raccolti.

Il primo effetto immediato del "ban europeo" è che un progetto già impostato può dover cambiare fornitore, rivedere la progettazione e riaprire il confronto con i finanziatori. Nel frattempo, gli ordini possono restare sospesi e i cantieri slittare.
Il costo dell'incertezza ricade anche su sviluppatori, installatori e clienti europei.
Quello che i produttori con sede nel Far East contendono è soprattutto il metodo, condividendo le critiche mosse da SolarPower Europe. L'associazione aveva infatti denunciato l'assenza di consultazione preventiva e di una valutazione d'impatto, oltre alla carenza di informazioni scritte sul perimetro della decisione. Una misura di questa portata richiede criteri pubblici, tempi realistici e tutele per gli investimenti già avviati. Il 1° novembre inoltre andrebbe letto nel quadro di un regime transitorio e presentarlo come l'inizio di un divieto generale rischia di alimentare ulteriormente la confusione.

CAMBIA LA PERCEZIONE DEL MARCHIO

Un'altra conseguenza è chiaramente relativa alle strategie dei produttori di inverter con base in uno dei Paesi a rischio per i quali cambia sostanzialmente la possibilità di competere per una parte dei progetti, anche quando il prodotto soddisfa i requisiti tecnici richiesti dal cliente. E cambia la percezione del marchio: l'etichetta di alto rischio può influenzare anche commesse esterne al perimetro del provvedimento.
L'affidabilità della tecnologia merita una valutazione concreta. La stessa Agenzia internazionale dell'energia riconosce agli inverter cinesi prestazioni elevate, affidabilità e competitività economica. Esistono inoltre produttori cinesi che documentano certificazioni sulla gestione della sicurezza delle informazioni rilasciate da enti indipendenti.
Questo non significa che una certificazione renda impossibile un attacco informatico o cancelli i rischi geopolitici. Significa che occorre esaminare prodotti, processi e possibilità effettive di accesso ai sistemi. I produttori asiatici, insomma, chiedono di poter dimostrare la sicurezza delle proprie soluzioni attraverso verifiche indipendenti, con requisiti trasparenti e una valutazione proporzionata dei rischi.

VERSO UN AUMENTO DI TEMPI E COSTI

Analizzando i volumi coinvolti nel provvedimento, Wood Mackenzie stima oltre 28 GW interessati nel 2026–2030, circa il 14% della domanda fotovoltaica europea prevista. Per i produttori asiatici è una quantità rilevante.
La stessa analisi segnala maggiori costi complessivi del 2–8%, secondo il segmento, oltre a difficoltà di approvvigionamento e riprogettazione. Per chi ha già chiuso il piano finanziario, anche pochi punti percentuali possono imporre nuove trattative. Il rischio è che una parte di quei gigawatt rimanga sulla carta.
C'è da aggiungere che secondo Wood Mackenzie, lo stop non avrà un grande impatto perché circa l'80% della domanda passa attraverso canali privati o finanziamenti nazionali, fuori dal perimetro iniziale. Questa stima non tiene però conto delle conseguenze del ban. Quell'80% riguarda la domanda europea di fotovoltaico e accumulo, non un conteggio dei progetti. Inoltre, gli effetti possono concentrarsi nei mercati più dipendenti dal sostegno europeo. L'incertezza può influenzare anche chi investe fuori dal perimetro attuale. Se un finanziatore teme che le restrizioni si allarghino, potrebbe rinviare una decisione. Quella percentuale è quindi un dato da leggere insieme agli effetti sugli investimenti.

INCERTEZZE E ZONE D'OMBRA DA CHIARIRE

Queste considerazioni riflettono il rischio di un rallentamento della messa a terra dei progetti, indipendentemente dal fatto che la capacità produttiva europea sia in grado di rispondere all'aumento di domanda proveniente dallo stop.
La domanda, considerando la produzione europea, è se le alternative siano disponibili nel modello, nella taglia e nei tempi richiesti da ogni progetto. L'IEA osserva che la capacità complessiva può essere sufficiente, ma che una mancata corrispondenza fra i modelli prodotti e quelli richiesti può determinare ritardi e maggiori costi. Alcune linee possono richiedere una riconversione.
Per un impianto già progettato, sostituire l'inverter può comportare verifiche di compatibilità e nuove condizioni di garanzia e manutenzione. Peraltro mancano ancora specifiche sul perimetro del provvedimento anche in termini di retroattività.
Per i progetti in corso esistono disposizioni transitorie. Contratti già firmati, nuove concessioni e modifiche del finanziamento possono avere trattamenti diversi. Gli operatori asiatici chiedono quindi che Commissione e autorità nazionali chiariscano i vari casi sostenendo che sia irragionevole lasciare a ogni installatore il compito di risolvere un'incertezza che nasce a livello istituzionale.



PER SMA ITALIA LO STOP UE AGLI INVERTER DEI PAESI A RISCHIO NON CAMBIA LA STRATEGIA AZIENDALE, MA CONFERMA CHE CYBERSICUREZZA, TRASPARENZA DELLA FILIERA E RESILIENZA PESANO ORMAI QUANTO COSTO ED EFFICIENZA. NELLA FOTO UNA FASE DEI PROCESSI PRODUTTIVI NELLA GIGAWATT FACTORY EUROPEA DI SMA SITUATA A NIESTETAL, IN GERMANIA INAUGURATA LO SCORSO 17 SETTEMBRE

L'Esmc ha anche evidenziato come i player attivi nei Paesi dell'Europa orientale abbiano una base installata multi-gigawatt, team locali di assistenza e la capacità di incrementare in modo significativo la propria operatività nell'arco di pochi mesi. Un'indagine condotta da Esmc tra sei produttori occidentali ha evidenziato la presenza di una base installata complessiva di circa 14 GW in otto mercati oltre a circa 330 addetti alle vendite e all'assistenza presenti sul territorio o dedicati da remoto, e a una capacità di aumentare in modo sostanziale vendite e supporto nell'arco di circa sei mesi.

Non si tratta quindi di nuovi operatori "improvvisati" per cogliere un'opportunità regolatoria: queste aziende operano nella regione da quasi 15 anni. La Polonia guida lo scenario: tutti e sei i produttori occidentali oggetto dell'indagine sono attivi nel Paese, con una base installata di 4.430 MW, circa 74 addetti dedicati e la capacità di aumentare la propria operatività entro tre mesi.

Insomma, il provvedimento produrrà certamente degli effetti ma probabilmente minori di quanto temuto. C'è da aggiungere che alcuni operatori del mercato fotovoltaico credono che questo sia il primo passo verso l'adozione di regolamenti più stringenti in termini di trasparenza e cybersicurezza. Come se lo stop a inverter cinesi fosse precursore di una strategia conservativa di più ampio respiro che a livello comunitario potrebbe arrivare nei prossimi mesi.

LA RISPOSTA DEL GOVERNO CINESE

D'altro canto, la Cina sembra rispondere a queste iniziative con manovre che ufficialmente sono motivate da preoccupazioni di sicurezza nazionale. A fine ottobre infatti il governo cinese ha proposto il blocco alle esportazioni di alcune tecnologie per la produzione di celle e moduli. Non si tratta di un limite all'esportazione di prodotti ma propriamente di licenze, brevetti e linee di produzione. Il blocco interesserebbe anche processi di produzione e tecnologie di costruzione degli impianti per celle solari in perovskite-silicio tandem basate su wafer di dimensioni pari ad almeno 182 millimetri e con efficienze di conversione del 30% o superiori. Ulteriori soglie si applicano ai moduli di grandi dimensioni, tra cui i pannelli in perovskite monogiunzione di almeno un metro quadrato con efficienze di conversione del 18% o superiori, e i moduli in perovskite tandem della stessa area minima con efficienze di almeno il 28%.

La misura interesserebbe anche specifici processi produttivi ad alte prestazioni per le celle solari TOPcon, back contact e a eterogiunzione, ma anche alcuni processi per la produzione di polisilicio avanzato. Con questa decisione, il governo cinese aggiunge 12 tecnologie alla lista di prodotti e soluzioni per cui ha limitato o vietato l'export. Si tratta attualmente di una consultazione pubblica che dovrebbe restare aperta fino a metà novembre.

© Riproduzione riservata

Bragheri (SMA): "Un boost per la diversificazione della supply chain"

LO STOP UE AGLI INVERTER DEI PAESI A RISCHIO RIPORTA AL CENTRO IL TEMA DELLA SICUREZZA DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE E APRE NUOVE PROSPETTIVE PER LA FILIERA INDUSTRIALE EUROPEA. PER SMA, CYBERSICUREZZA, AFFIDABILITÀ E DIVERSIFICAZIONE DEI FORNITORI SONO FATTORI SEMPRE PIÙ DECISIVI NELLE SCELTE DI MERCATO. NE PARLIAMO CON ATTILIO BRAGHERI, AMMINISTRATORE DELEGATO DI SMA ITALIA E VICE PRESIDENT LARGE SCALE & PROJECT SOLUTIONS SWEU DI SMA SOLAR TECHNOLOGY

Per SMA Italia lo stop UE agli inverter dei Paesi a rischio non cambia la strategia aziendale, ma conferma che cybersicurezza, trasparenza della filiera e resilienza pesano ormai quanto costo ed efficienza. Più che uno scontro tra produttori europei e cinesi, Attilio Bragheri, amministratore delegato di SMA Italia e vice president large scale & project solutions Sweu di SMA Solar Technology, vede l'occasione di costruire una supply chain più solida. E va in questa direzione ad esempio l'inaugurazione, lo scorso 17 settembre, della Gigawatt Factory europea di SMA situata a Niestetal, in Germania, e dedicata alla produzione di inverter utility scale, che secondo le stime attuali a pieno regime potrebbe produrre oltre 60 GW annui.



ATTILIO BRAGHERI, AMMINISTRATORE DELEGATO DI SMA ITALIA E VICE PRESIDENT LARGE SCALE & PROJECT SOLUTIONS SWEU DI SMA SOLAR TECHNOLOGY

za più ampia che stiamo osservando sul mercato. Detto questo, non credo che il dibattito debba essere interpretato come una contrapposizione tra produttori europei e produttori cinesi. Il punto centrale è che gli inverter stanno diventando una componente strategica delle infrastrutture energetiche e, come tali, devono soddisfare requisiti sempre più elevati in termini di sicurezza e resilienza. Il vero obiettivo non dovrebbe essere semplicemente spostare quote di mercato da un produttore all'altro, bensì costruire una filiera energetica più solida, diversificata e resiliente. Se queste misure contribuiranno a rafforzare la competitività tecnologica europea e a ridurre le vulnerabilità delle infrastrutture critiche, allora il beneficio andrà ben oltre il singolo settore degli inverter».

Quali conseguenze produce la decisione della Commissione europea?
«La decisione della Commissione europea rappresenta un passaggio importante nel modo in cui l'Europa sta affrontando il tema della sicurezza delle infrastrutture energetiche. Gli inverter, infatti, non sono più semplici componenti elettronici, ma dispositivi digitali connessi che svolgono un ruolo essenziale nella gestione della rete elettrica. Per questo motivo Bruxelles ha ritenuto necessario introdurre criteri più stringenti legati alla cybersicurezza per i progetti finanziati con fondi europei. Le conseguenze principali saranno una maggiore attenzione alla provenienza delle tecnologie utilizzate e una valutazione sempre più approfondita degli aspetti di cybersecurity già nelle fasi di progettazione degli impianti. È probabile inoltre che il mercato acceleri il percorso di diversificazione della supply chain e di rafforzamento delle competenze industriali europee. Per SMA, più che un vincolo normativo, questa decisione è un'opportunità per rafforzare la fiducia degli investitori e degli operatori del settore».

Cambieranno le vostre strategie?
«Non parlerei di un cambiamento di strategia, quanto piuttosto di una conferma della direzione che SMA segue da tempo. La cybersecurity, la qualità dei prodotti e la resilienza delle infrastrutture energetiche sono elementi che abbiamo sempre considerato centrali nello sviluppo delle nostre soluzioni. Quello che sta cambiando è il livello di attenzione del mercato verso questi aspetti. In passato il dibattito era focalizzato principalmente sulle prestazioni tecniche e sul costo delle tecnologie; oggi clienti, investitori e istituzioni valutano sempre più anche la sicurezza informatica, la trasparenza della filiera e l'affidabilità nel lungo termine».

Lo stop riguarda progetti fotovoltaici finanziati dall'UE. Quali, ad esempio? C'è un principio di retroattività?
«In linea generale, il provvedimento riguarda i progetti energetici che beneficiano di fondi europei. Per quanto riguarda misure specifiche come le Comunità Energetiche Rinnovabili o il piano Transizione 5.0, sarà necessario fare riferimento alle disposizioni attuative e ai chiarimenti che verranno forniti dalle autorità competenti. Per quanto riguarda la retroattività, il principio generale è fornire certezza agli investimenti e stabilità al mercato. Gli impianti già installati o i progetti già autorizzati seguono normalmente le regole vigenti al momento della loro approvazione, ma anche in questo caso sarà importante fare riferimento alle indicazioni ufficiali delle istituzioni competenti».

Secondo Wood Mackenzie il provvedimento riguarda circa 4-5 GW all'anno di domanda che potrebbero spostarsi da fornitori cinesi verso produttori europei da qui fino al 2030. Siete d'accordo?
«Le stime di Wood Mackenzie indicano una possibile riallocazione di una quota significativa della domanda verso fornitori europei e credo siano coerenti con una tendenza più ampia che stiamo osservando sul mercato. Detto questo, non credo che il dibattito debba essere interpretato come una contrapposizione tra produttori europei e produttori cinesi. Il punto centrale è che gli inverter stanno diventando una componente strategica delle infrastrutture energetiche e, come tali, devono soddisfare requisiti sempre più elevati in termini di sicurezza e resilienza. Il vero obiettivo non dovrebbe essere semplicemente spostare quote di mercato da un produttore all'altro, bensì costruire una filiera energetica più solida, diversificata e resiliente. Se queste misure contribuiranno a rafforzare la competitività tecnologica europea e a ridurre le vulnerabilità delle infrastrutture critiche, allora il beneficio andrà ben oltre il singolo settore degli inverter».

In realtà sempre secondo Wood Mackenzie lo stop a inverter cinesi non avrà un grande impatto, perché l'80% dei progetti sono privati o inseriti in bandi e fondi. Siete d'accordo?
«Credo che l'analisi di Wood Mackenzie colga un punto importante: nel breve periodo l'impatto diretto del provvedimento potrebbe essere più limitato rispetto a quanto immaginato, perché una quota significativa del mercato fotovoltaico europeo non dipende direttamente da finanziamenti europei e continuerà quindi a seguire le proprie logiche di investimento. Tuttavia, ritengo che sia riduttivo valutare questa decisione esclusivamente sulla base dei gigawatt immediatamente coinvolti. Quando le istituzioni europee introducono nuovi criteri legati alla cybersecurity e alla resilienza delle infrastrutture energetiche, il loro effetto va spesso oltre il perimetro strettamente normativo. Il vero impatto potrebbe essere culturale e strategico prima ancora che quantitativo».

La capacità produttiva europea sarà in grado di rispondere all'aumento di domanda proveniente da questo stop?
«Credo che la capacità produttiva europea sia destinata a crescere in modo significativo proprio in risposta a questa evoluzione del mercato. La domanda di tecnologie sviluppate e prodotte in Europa è in aumento e i principali player industriali si stanno già preparando. In SMA abbiamo investito con convinzione in questa direzione: il 17 settembre abbiamo inaugurato la nostra nuova Gigawatt Factory, un impianto dedicato alla produzione di inverter per applicazioni utility scale che rappresenta un passo importante nel rafforzamento della filiera tecnologica europea. Secondo le stime attuali, lo stabilimento dispone dello spazio necessario per raggiungere, a pieno regime, una capacità produttiva annua superiore a 60 GW. Ritengo quindi che l'Europa abbia tutte le competenze industriali, tecnologiche e ingegneristiche necessarie per sostenere questa crescita».

La Commissione europea a luglio chiedeva agli Stati membri di adottare questa restrizione anche per progetti fotovoltaici e di storage finanziati con bilanci nazionali. Ci sono novità in merito a questo punto?
«L'applicazione concreta di eventuali restrizioni nei programmi sostenuti dai singoli Stati membri dipenderà dalle decisioni che verranno adottate a livello nazionale e dai relativi provvedimenti attuativi. Quello che appare evidente, però, è la direzione di marcia intrapresa dall'Europa: la cybersecurity sta diventando un requisito sempre più centrale per tutte le infrastrutture energetiche strategiche, indipendentemente dalla fonte di finanziamento. È proprio per questo che SMA investe da anni nello sviluppo di soluzioni progettate secondo criteri di security by design, con attività di ricerca, sviluppo e produzione fortemente radicate in Europa. Indipendentemente dall'evoluzione delle singole normative nazionali, siamo convinti che questi aspetti diventeranno sempre più determinanti nelle decisioni di investimento del mercato».

ENERGYEAR ITALIA: OLTRE 1.100 PARTECIPANTI ALLA TRE GIORNI MILANESE



L'APPUNTAMENTO DEDICATO AL SETTORE DELL'ENERGIA E DELLE RINNOVABILI, IN SCENA ALL'UNAHOTELS EXPO FIERA DAL 13 AL 15 OTTOBRE, SI CONFERMA PUNTO DI RIFERIMENTO PER IL MERCATO UTILITY SCALE (E NON SOLO). CRESCONO I VISITATORI E L'AREA DEDICATA AI PARTNER SPONSOR DELL'EVENTO. PROSSIMO APPUNTAMENTO DAL 19 AL 21 OTTOBRE 2027

Continua a crescere e a catturare interesse Energyear Italia, appuntamento dedicato al settore dell'energia e delle rinnovabili in scena all'Unahotels Expo Fiera di Milano dal 13 al 15 ottobre. L'evento, giunto alla sesta edizione, ha riunito numerosi professionisti del settore, tra aziende, sviluppatori, investitori, esperti e principali operatori della transizione energetica in Italia. Quest'anno gli organizzatori hanno registrato un'affluenza di oltre 1.100 partecipanti, più di 100 partner, 120 relatori e 20 panel tematici.
Per la prima volta il congresso si è svolto nell'arco di tre giornate, una novità che riflette la crescita dell'evento e l'evoluzione del mercato italiano delle energie rinnovabili, rafforzando al tempo stesso le opportunità di networking e sviluppo del business.

OCCASIONI DI NETWORKING

L'estensione del programma ha offerto maggiori occasioni di confronto tra sviluppatori, investitori, utility, EPC, fornitori di tecnologie, istituzioni finanziarie e altri protagonisti della transizione energetica. L'edizione 2026 ha quindi puntato sul networking professionale, combinando spazi dedicati agli incontri d'affari con strumenti digitali pensati per facilitare nuove connessioni e collaborazioni.
Attraverso l'app ufficiale di Energyear Italia, i partecipanti hanno potuto consultare l'elenco degli iscritti, richiedere incontri one-to-one e organizzare la propria agenda prima, durante e dopo il congresso. Inoltre, è stata allestita un'area esclusiva con tavoli numerati dedicati a meeting B2B della durata di 20 minuti, assegnati automaticamente una volta confermata la disponibilità di entrambe le parti.

UN RICCO PROGRAMMA CONVEGNISTICO

Come ogni anno, gli organizzatori di Energyear Italia hanno dato ampio spazio alla parte convegnistica, che in questa edizione ha focalizzato l'attenzione su fotovoltaico, Bess, infrastrutture energetiche, investimenti e sviluppo del mercato. La prima giornata ha dedicato ampio spazio allo sviluppo dei progetti rinnovabili, affrontando temi quali permitting, autorizzazioni, accesso alla rete, impianti fotovoltaici utility scale, strategie EPC, bancabilità dei progetti, agrivoltaico e innovazione tecnologica. La seconda giornata è stata interamente focalizzata sui sistemi di accumulo, con approfondimenti sulle prospettive del mercato italiano, i modelli di business, l'integrazione con la rete, i progetti ibridi, la monetizzazione dello storage e le opportunità di investimento. La terza giornata, infine, ha dato spazio ai grandi consumatori di energia, ai data center e al settore industriale, con particolare attenzione ai Corporate PPA, alle soluzioni behind-the-meter, alla gestione intelligente dell'energia, all'intelligenza artificiale e all'ottimizzazione dei consumi.
Gli organizzatori danno appuntamento al 2027: Energyear torna a Milano dal 19 al 21 ottobre del prossimo anno.

La formula che ti guida
CCI Ailux e Tesmec:
le risposte Made in Italy
per la gestione
degli impianti fotovoltaici.
Con le nostre soluzioni garantiamo che il tuo impianto fotovoltaico venga gestito nel rispetto degli standard, in modo sicuro e a vantaggio della rete.
PRODOTTI IN PRONTA CONSEGNA
31.12.2026
Scade il contributo 10.000 €* previsto per l'adeguamento alla delibera ARERA 385/2025
*500 kW ≤ P < 1MW
AiLux the digital connection company
TESMEC
Da oltre 15 anni ELFOR è protagonista del settore fotovoltaico come punto di riferimento nella distribuzione di prodotti e soluzioni per i professionisti delle energie rinnovabili e della cultura Made in Italy.
ELFOR
Versatili per natura
Via Lavoratori Autobianchi, 1
Strada 8 Edificio, 22/F
20832 Desio (MB)
Tel. +39 0362 1900443
elfor.org
info@elfor.org

L'ESORDIO DI STORAGE & SOLAR EXPO CONFERENCE

OLTRE 50 AZIENDE, 70 SPEAKER E SETTE CONVEGNI SOLD OUT PER L'ESORDIO DI SSEC, IL NUOVO EVENTO B2B ORGANIZZATO DA ITALIAN EXHIBITION GROUP E DEDICATO A FOTOVOLTAICO E ACCUMULO. LA PROSSIMA EDIZIONE, SEMPRE A VICENZA, IL 28 E 29 SETTEMBRE 2027



Alessandra Astolfi, global exhibition director della divisione Green & Technology di **Italian Exhibition Group**, ha raccontato ai microfoni di Solare B2B le prime impressioni sull'esordio del nuovo evento

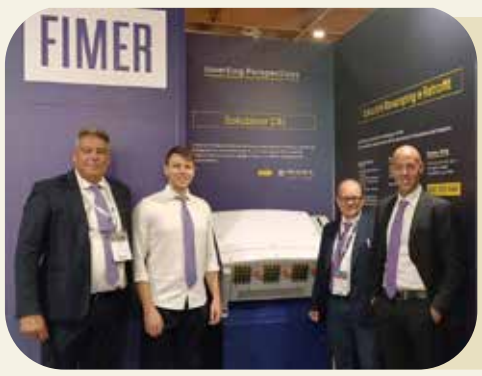
Inquadra il QR Code per guardare il video

Gli scorsi 22 e 23 settembre si è svolta a Vicenza la prima edizione di Ssec – Storage & Solar Expo Conference, il nuovo appuntamento B2B dedicato a fotovoltaico, accumulo e gestione dell'energia. La manifestazione è stata organizzata da IEG – Italian Exhibition Group in collaborazione con Meneghini&Associati e con il supporto di Italia Solare. L'evento, ospitato dal quartiere fieristico di Vicenza, ha proposto un modello orientato all'incontro diretto tra domanda e offerta, mettendo in relazione aziende

I PLAYER INCONTRATI IN FIERA



LO STAFF DI ENERPOINT HA PORTATO A STORAGE & SOLAR EXPO CONFERENCE LA CASE HISTORY DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO SPERIMENTALE DI MONTEPARANO (TA). DA SINISTRA: ALESSIO GOTTIFREDI, MARCO RAVASI, PAOLO ROCCO VISCONTINI, ALICE ELLI E FEDERICO PRADA



PER FIMER, LA FIERA È STATA OCCASIONE PER PRESENTARE LA SOLUZIONE MADE IN EUROPE PER IL RESIDENZIALE E IL C&I PVM-75/125-TL. DA SINISTRA: ALBERTO PINORI, MARCO MALATESTA, FABIO GROHOVAZ E ANDREA AMBROSIONI

ALESSIO SALATIN, FOUNDER DI HIGECO ENERGY, A FIANCO DEL NUOVO CCI ABBINATO ALL'EMS PER LA GESTIONE DEI SISTEMI BESS



VALERIO NATALIZIA, CEO DI OPEN SB, HA RACCONTATO A SSEC LA NUOVA HOLDING E LE SOLUZIONI INTEGRATE PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA: DAL FOTOVOLTAICO ALLE POMPE DI CALORE, DALL'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO AI SISTEMI DI MONITORAGGIO DEI FLUSSI ENERGETICI.





FRANCESCA MANSO, MANAGING DIRECTOR DI BAYWA R.E. POWER SOLUTIONS, HA ILLUSTRATO A SSEC L'INTEGRAZIONE TRA FOTOVOLTAICO COMMERCIALE E INDUSTRIALE ED EFFICIENZA ENERGETICA, OLTRE ALL'INGRESSO DELLA SOCIETÀ NEL GRUPPO FERVO



IL TEAM DI FORNITURE FOTOVOLTAICHE HA PARTECIPATO ALLA PRIMA EDIZIONE DI SSEC PRESENTANDO LA PROPRIA AMPIA GAMMA DI PRODOTTI PER IL FOTOVOLTAICO.

utilizzatrici, produttori di tecnologie, progettisti, operatori e stakeholder della filiera.

IL PROGRAMMA CONVEGNISTICO

Durante i due giorni, accanto agli spazi espositivi, si sono susseguiti convegni e eventi che hanno agevolato il networking di oltre 50 aziende della filiera, associazioni, istituzioni, analisti ed esperti.
In particolare, 70 speaker e sette convegni, tutti sold out, hanno approfondito le nuove esigenze energetiche del sistema produttivo. Da segnalare il tavolo "Energia di sistema", che ha riunito nel confronto Confindustria Brescia, Confindustria Vicenza e Confindustria Alto Adriatico. In programma ci sono stati anche tre speech a cura di Confartigianato dedicati ad "Autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili", "Controllori centrali di impianto" e "Guida pratica alle norme CEI 0-21 e CEI 0-16". Spazio anche a dieci focus startup, durante i quali sono state presentate soluzioni innovative per la filiera.

IL BILANCIO E L'APPUNTAMENTO DEL 2027

Come confermato dagli organizzatori, la prima edizione della manifestazione ha soddisfatto le aspettative.
«La transizione energetica è ormai una componente strutturale delle strategie di investimento e di competitività delle imprese», ha dichiarato Corrado Peraboni, amministratore delegato di IEG – Italian Exhibition Group. «Ssec è nata per intercettare questa evoluzione con un format fortemente B2B, capace di avvicinare domanda e offerta e di creare occasioni concrete di relazione e business. La risposta raccolta in queste due giornate conferma l'interesse del mercato per un appuntamento verticale su solar e storage, complementare a KEY – The Energy Transition Expo di Rimini e collocato in uno dei sistemi produttivi più importanti del Paese. È su questa specializzazione e sulla qualità delle relazioni generate che vogliamo costruire lo sviluppo futuro di Ssec».
La seconda edizione di Ssec – Storage & Solar Expo Conference si terrà ancora al Vicenza Expo Centre, il 28 e 29 settembre 2027.



IL SISTEMA DI ACCUMULO HUAWEI LUNA2000-241 KWH A RAFFREDDAMENTO IBRIDO È IN GRADO DI RIDURRE I CONSUMI AUSILIARI E OFFRIRE CINQUE LIVELLI DI SICUREZZA ATTIVA A TUTELA DEL DISPOSITIVO E DELL'IMPIANTO. LO HA SPIEGATO IN FIERA FRANCESCA COCCA, SOLUTION MANAGER PV+BESS+EVCI DI ZELIATECH



ALLO STAND ESPE ERNEST JURICIC, SALES DIRECTOR DELLA SOCIETÀ, E ALBERTO CASALIN, SERVICE & SALES DIRECTOR DI REFLOW, HANNO ILLUSTRATO L'AMPIA GAMMA DI SERVIZI DELLE AZIENDE DEL GRUPPO, CON UN FOCUS SU FOTOVOLTAICO E STORAGE

IL RESPONSABILE MARKETING DI PM GREEN MATTEO INNOCENTI HA DATO VOCE ALL'OFFERTA DI SERVIZI E PRODOTTI DELL'AZIENDA PER IL FOTOVOLTAICO SUI QUALI PUNTANO PER CONTINUARE A CRESCERE



ALLO STAND DI REGALGRID EUROPE, IL SALES MANAGER GJERGJ GJOKA HA ILLUSTRATO IL SISTEMA SNOCU CCI, DOTATO DI MONITORAGGIO AVANZATO, CONTROLLO INTELLIGENTE DEI FLUSSI ENERGETICI E AEMS INTEGRATO PER LA GESTIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO





IL FOCUS DI BARBARA PAPA, SALES BUSINESS MANAGER FOR CENTRAL AND SOUTHERN ITALY DI INGETEAM, È STATO SUL SISTEMA DI ACCUMULO ALL-IN-ONE INGECON SUN STORAGE, CON INTEGRAZIONE DI POMPA DI CALORE E SISTEMI DI RICARICA PER VEICOLI ELETTRICI



DAVIDE TINAZZI, CEO DI ENERGY SPA, A FIANCO DEL NUOVO SISTEMA DI ACCUMULO MODULARE EMBLEMA, PENSATO PER CONFIGURAZIONI FLESSIBILI DESTINATE ALLE AZIENDE, DA 700 KW E 400 KWH FINO A DIVERSI MW DI POTENZA E MWH DI CAPACITÀ

ANDREA JR. VISCIDO, FOUNDER E COO DI EXSAL, HA PRESENTATO IL SUPPORTO TECNICO E COMMERCIALE OFFERTO DALL'AZIENDA, E SOTTOLINEATO COME QUESTO SIA LA LEVA PER CONSOLIDARNE LA PRESENZA DELLA SOCIETÀ SUL TERRITORIO





LA PRESENZA DI GREENERGY A VICENZA ERA COERENTE CON LA CRESCITA DELL'AZIENDA NEL VENETO, COME CONFERMA ANCHE L'APERTURA DELLA NUOVA SEDE A PADOVA E L'ADESIONE A CONFINDUSTRIA VENETO EST. UN PERCORSO CON CUI GREENERGY, HA SPIEGATO IL DIRETTORE COMMERCIALE TOMMASO LENTINI, PUNTA AD AFFIANCARE GLI IMPRENDITORI ATTRAVERSO LA PROPOSTA DELLE ENERGIE RINNOVABILI



UNIQUBE È LA NUOVA GENERAZIONE DI POWER CONVERSION SYSTEM DI NIDEC. SI TRATTA DI UN CONVERTITORE MODULARE PLUG & PLAY DESTINATO ALLE INSTALLAZIONI ESTERNE, COME HA ILLUSTRATO IL PRODUCT MANAGER DELL'AZIENDA ANDREA ZOSO

OLTRE 6.000 PROFESSIONISTI A SOLAR & STORAGE

LA SECONDA EDIZIONE DELL'EVENTO DI TERRAPINN DEDICATO A FOTOVOLTAICO E ACCUMULO HA CHIUSO CON UN BILANCIO POSITIVO, CONSIDERANDO LA CRESCITA DI PUBBLICO ED ESPOSITORI CUI SI SONO AGGIUNTI OLTRE 180 RELATORI. LA NOVITÀ È L'AREA BUSINESS STRATEGY & FINANCE. PROSSIMO APPUNTAMENTO IL 6-7 OTTOBRE 2027 A VERONAFIERE

La seconda edizione di Solar & Storage Live Italia, fiera dedicata a fotovoltaico e accumulo energetico, ha registrato una grande affluenza. L'evento, organizzato da Terrapinn e svoltosi a Veronafiere il 7 e 8 ottobre 2026, ha infatti accolto 6.000 professionisti del settore, con l'area espositiva che ha registrato il tutto esaurito.

Rispetto all'anno precedente il numero di espositori è cresciuto in modo significativo e gli spazi espositivi sono quasi raddoppiati. La manifestazione ha ottenuto, tra gli altri, il patrocinio del ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (Mase) e il supporto di Anie Federazione, Kyoto Club, Legacoop, Elettricità Futura e Global Solar Council, in collaborazione con il Comune di Verona.

All'evento hanno partecipato più di 110 produttori, distributori e fornitori, che hanno presentato moduli fotovoltaici, sistemi di montaggio, inverter, soluzioni per l'accumulo, sistemi di connessione alla rete e tecnologie di stoccaggio a batteria.

Nelle due giornate oltre 180 relatori si sono alternati sui quattro palchi dell'evento, organizzati in cinque aree tematiche: Battery & Storage, Utility Scale, Commercial & Industrial, Solar Residential e Business Strategy & Finance, la novità di quest'anno dedicata al finanziamento dei progetti, alla strutturazione e alla crescita di aziende solari scalabili.

La terza edizione di Solar & Storage Live Italia si terrà sempre a Veronafiere il 6 e 7 ottobre 2027.



I PLAYER INCONTRATI IN FIERA



MARIBEL OTAÑO, COUNTRY MANAGER DI SOLIS, DAVANTI A EVERCORE, LA SOLUZIONE STORAGE C&I DA 261 KWH. DI RECENTE L'AZIENDA HA LANCIATO ANCHE LE PROPOSTE PER LO STORAGE RESIDENZIALE INTELLIHOME E FLEXHOME



CARLO GRISOT, CAPO AREA COMMERCIALE ITALIA, E GIORGIO RIGONI, PRESIDENTE DI TECNOSYSTEMI, DAVANTI ALL'OFFERTA DI ACCESSORI PER IL FISSAGGIO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI E POMPE DI CALORE

PATRIZIA POTASSA, SALES MANAGER ITALY DI SL RACK, HA MOSTRATO IL SISTEMA SL FAST FLAT, SOLUZIONE MADE IN EUROPE CHE CONSENTE DI RISPARMIARE TEMPO E RIDURRE I COSTI LOGISTICI





DA SINISTRA, WANDA DAL SASSO (SALES MANAGER), MATTIA VANZO (GENERAL MANAGER) E JUAN CLEMENZA (UFFICIO TECNICO) DI SUN-AGE ACCANTO ALLA ZAVORRA REGOLABILE, ADATTA A MOLTEPLICI CONFIGURAZIONI E UTILE A SEMPLIFICARE IL LAVORO DEGLI INSTALLATORI



FRANCESCA FLORA, ACCOUNT EXECUTIVE DI REONIC, HA ILLUSTRATO LE NOVITÀ PER ACCELERARE OGNI FASE DEI PROGETTI: DAL RILIEVO 3D DEL TETTO AL PREVENTIVO FIRMATO DIGITALMENTE, FINO ALLE PRATICHE DI ALLACCIO



DA SINISTRA, ROMANO PAOLICELLI (FOUNDER E DIRETTORE COMMERCIALE), YANG HUIQIAN E VINCENZO PAOLICELLI (DIRETTORE ACQUISTI) DAVANTI ALLA PROPOSTA SINENG, CHE COMPRENDE STORAGE E INVERTER MONOFASE E TRIFASE. L'AZIENDA HA UN ACCORDO DI DISTRIBUZIONE ESCLUSIVA CON SINENG PER I MERCATI RESIDENZIALE E C&I



L'evento in pillole

- **Date e luogo:** 7 e 8 ottobre 2026, Veronafiere, seconda edizione
- **Organizzatore:** Terrapinn
- **Visitatori:** 6.000 professionisti
- **Espositori:** oltre 110 tra produttori, distributori e fornitori
- **Area espositiva:** quasi raddoppiata rispetto al 2025 e tutto esaurito
- **Relatori:** oltre 180, su 4 palchi e 5 aree tematiche
- **Novità 2026:** l'area Business Strategy & Finance
- **Prossima edizione:** 6 e 7 ottobre 2027, Veronafiere





DA DESTRA, FABIO GRATTONI (AREA SALES MANAGER), ANTONELLA SCARFÒ (BRANCH MANAGER) E GABRIELE ROSSO (SALES DIRECTOR ITALY) DI ENERGY3000 ITALIA, CON BERNHARD SEIDL, KEY ACCOUNT MANAGER DI NOVAFIXX. L'AZIENDA PRODUCE STRUTTURE DI FISSAGGIO MADE IN EUROPE, DA POCO ENTRATE NEL CATALOGO DEL DISTRIBUTORE



DA SINISTRA, FULVIO FERRARI (FOUNDER) E ANDREA PIRRI (SALES MANAGER) DI HIGECO MORE CON IL CCI ADATTO A IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI, COMPRESI I PROGETTI SOLARI OLTRE I 100 KWP. IL PRODOTTO È UN ALL IN ONE CHE PUÒ INTEGRARE IL CONTROL POLICY PER LA GESTIONE DELLO STORAGE

SIGENERGY

Soluzioni energetiche di nuova generazione guidate dall'intelligenza artificiale

SigenStor NEO
Residenziale

- Soluzione tutto in uno
- Modulo di backup integrato
- Alimentazione dei carichi senza interruzioni (0 ms)
- Sicurezza a 360°
- Design ancora più compatto





SigenCube
Commerciale e industriale

- Elevata densità energetica
- Rumorosità estremamente ridotta
- Elevata capacità di sovraccarico
- Gestione termica basata sull'intelligenza artificiale
- Adattabilità alle diverse condizioni di rete

Instagram | Linkedin | Facebook | YouTube
www.sigenergy.com

ENJOY GREEN ENERGY

I PLAYER INCONTRATI IN FIERA



IL TEAM ITALIA DI INGETEAM HA PARTECIPATO ALLA SECONDA EDIZIONE DELLA FIERA DI VERONA CON LA GAMMA DI INVERTER DEDICATA AI SETTORI RESIDENZIALE, C&I E UTILITY SCALE



PRESSO IL TRUCK DI SIGENERGY ITALIA, ERANO PRESENTI, DA SINISTRA, GIOVANNI COLOMBERA (SOLUTION & SERVICE MANAGER), CHANG GAO (COUNTRY MANAGER ITALY) E FABIO ALBERTINI (SALES DIRECTOR ITALY). L'AZIENDA HA PORTATO IN FIERA LA GAMMA DI INVERTER E SISTEMI DI ACCUMULO PER LE TAGLIE RESIDENZIALE, COMMERCIALE E INDUSTRIALE

SIMONE MAENZA, PRE-SALES ENGINEER MANAGER, E ANTONIO MARCHIONNI, BUSINESS DEVELOPER E BRAND AMBASSADOR DI ENERKLIMA (AL CENTRO DELLA FOTO), HANNO INCONTRATO CLIENTI E PARTNER E ILLUSTRATO LE SOLUZIONI PER IL SEGMENTO C&I



IL TEAM AL COMPLETO DI WATTKRAFT ITALIA HA PUNTATO I RIFLETTORI SULLE SOLUZIONI DISTRIBUITE PER RISPONDERE ALLA DOMANDA DI NUOVI IMPIANTI FOTOVOLTAICI E BESS DI TAGLIA C&I E UTILITY SCALE





DA SINISTRA PAOLO GIACCHERO (OPERATIONS & SALES MANAGER), NICCOLÒ MINETTI (COORDINATORE COMMERCIALE) E ANDREJ STOJKOV (MARKETING & COMMUNICATION SPECIALIST) DI ALBASOLAR HANNO SPIEGATO L'APPROCCIO DELL'AZIENDA ALL'INTEGRAZIONE DEI BESS NEI SISTEMI INDUSTRIALI COMPLESSI, DOVE STORAGE, PRODUZIONE E CONSUMI DIVENTANO PARTE DI UN UNICO SISTEMA



DA SINISTRA, FABIO MENEGHETTI (COO DI ESPE), ALBERTO CASALIN (SERVICE & SALES DIRECTOR DI REFLOW) E MATTEO VECCHIATO (CEO DI ESPE). LO SPAZIO ESPOSITIVO È STATO CONDIVISO CON REFLOW E PERMATECH, SOCIETÀ DEL GRUPPO DEDICATE RISPETTIVAMENTE A MANUTENZIONE E PERMITTING, PER VALORIZZARE COMPETENZE E SOLUZIONI LUNGO L'INTERO CICLO DI VITA DEI PROGETTI



AL TRUCK DI AIKO ENERGY, ELENA MARCHITELLI (HEAD OF MARKETING SOUTH EUROPE) E MICHELE GIOVANNI SOFIA (BUSINESS DEVELOPMENT MANAGER) HANNO FATTO CONOSCERE IL NUOVO MODULO ABC DA 485 WP



IL TEAM DI SUN BALLAST HA PROPOSTO ELITE PV DESIGN TOOL, LA PIATTAFORMA SVILUPPATA CON IL PARTNER INSUN PER PROGETTARE IMPIANTI FOTOVOLTAICI, SIMULARE IL DESIGN ELETTRICO E CREARE PREVENTIVI

IL TEAM DI SUNCITY, AZIENDA SPECIALIZZATA IN EPC E ASSET MANAGEMENT PER LA CLIENTELA ITALIANA DEL C&I, DELL'AGRICOLTURA E DELL'UTILITY SCALE



IL TEAM DI MERI ENERGY HA PORTATO I NUOVI SISTEMI DI ACCUMULO E GLI INVERTER MONOFASE E TRIFASE PER I SEGMENTI C&I E RESIDENZIALE





PAOLO PANIGHI, CEO DI ELFOR, HA SVELATO SUNLOOP, IL NUOVO SITO E-COMMERCE DELL'AZIENDA



LA SQUADRA DI SOLAX POWER, IN FIERA CON LE SOLUZIONI PER IL RESIDENZIALE E IL C&I

I PLAYER INCONTRATI IN FIERA



RICCARDO GAVIANI (GENERAL MANAGER) E ANTONELLA BIELLA (DIRETTORE COMMERCIALE) DI IC GREEN POWER HANNO RACCONTATO EFFY TECH, IL NETWORK CHE OFFRE AI PARTNER PACCHETTI CHIAVI IN MANO, FORMAZIONE E SUPPORTO IN OGNI FASE DEL PROGETTO



GLI AREA SALES MANAGER DI FIMER ANDREA AMBROSIONI E MARCO MALATESTA CON L'INVERTER TRIFASE PVM-75/125-TL PER IL SEGMENTO C&I



GIUSEPPE MALTESE DI ENERGIA ITALIA HA SOTTOLINEATO IL RUOLO DEL DISTRIBUTORE SPECIALIZZATO, CON UN FOCUS SUI MARCHI DISTRIBUITI IN ITALIA PER IL MERCATO DEL SOLARE E DELLO STORAGE



VALTER PISCHE, SALES MANAGER SOUTHERN EUROPE DI GOODWE, CON LA SERIE ESA, SOLUZIONE DI ACCUMULO ALL IN ONE PER IL SEGMENTO RESIDENZIALE



ANDREA VISCIDO (FOUNDER E DIRETTORE OPERATIVO DI EXSAL) E ANDREA PRATICÒ (SALES DIRECTOR ENERGY STORAGE DI EP CUBE) HANNO ILLUSTRATO LA PARTNERSHIP STRATEGICA TRA LE DUE AZIENDE

IL TUO DISTRIBUTORE SPECIALIZZATO PER IMPIANTI FV

Da oltre 30 anni supportiamo installatori e professionisti del settore con prodotti selezionati, consulenza tecnica qualificata e servizi dedicati ad ogni progetto fotovoltaico.

krannich
global solar distribution

Krannich Solar Italy & SVR
Tel.: 051 6133538
www.krannich-solar.com
www.svr-italy.com
shop.krannich-solar.com/ita-it

BREMAS SOLAR

PROTEZIONE TOTALE PER IMP

Dal 2012 Bremas mette a disposizione dell'industria solare il proprio know how maturato in oltre sessant'anni di esperienza nell'automazione industriale, sviluppando e realizzando soluzioni progettate esclusivamente per il settore fotovoltaico.





SICUREZZA INTELLIGENTE.
Dalla ricerca dei laboratori Bremas nasce Smart Solar Sentinel, una soluzione plug&play, capace di intervenire automaticamente in situazioni di emergenza disinserendo e riarmando le linee DC in totale sicurezza.

PROGETTAZIONE E PRODUZIONE INTERNA

INNOVAZIONE BREVETTATA

8 brevetti

SPECIALIST

PIANTI FOTOVOLTAICI







ENERGIA SOTTO CONTROLLO. Con l'introduzione dei quadri di stringa e dei quadri CEI 0-21 Bremas consolida il proprio ruolo di partner strategico per il fotovoltaico. Questi dispositivi, standard e custom, integrano in un unico sistema tutte le funzioni di sicurezza e controllo.

COMPONENTI DI PROTEZIONE. La salvaguardia degli impianti fotovoltaici raggiunge nuovi livelli di efficienza con la gamma di sezionatori DC, scaricatori, magnetotermici differenziali e portafusibili. Progettati per ridurre il rischio di danni causati da sovracorrente e cortocircuiti, sono il cuore della protezione elettrica dell'impianto.

QUALITÀ
MADE IN ITALY

SICUREZZA
CERTIFICATA

MADE IN ITALY

bremas.it



Nomi e sigle del fotovoltaico

Tutto cambia: tecnologie, regolamenti, modelli di business, stakeholder, offerte, soggetti istituzionali coinvolti, meccanismi. Per meglio districarsi in questo panorama di concetti e termini spesso tecnici, ecco una ***piccola guida mensile*** *per* ***sapere sempre*** *di* ***cosa si sta parlando***



Solar Captured Price

Il solar captured price è il prezzo medio effettivamente percepito dall'energia fotovoltaica sul mercato elettrico, calcolato ponderando i prezzi orari di mercato con il profilo di produzione oraria degli impianti. Si contrappone al prezzo medio di mercato (baseload), che è la media semplice dei prezzi su tutte le ore. Poiché il fotovoltaico produce energia concentrandosi nelle ore centrali della giornata, proprio quando l'elevata generazione rinnovabile comprime i prezzi (fenomeno di cannibalizzazione dei prezzi, legato alla duck curve), il captured price tende sistematicamente a essere inferiore al prezzo medio di mercato. Il rapporto tra captured price e prezzo medio baseload è noto come capture rate (o value factor) e tende a peggiorare con l'aumentare della penetrazione solare nel sistema elettrico, un fenomeno osservato anche in Italia nelle regioni a maggiore concentrazione di impianti. È un indicatore chiave per la valutazione della bancabilità di un progetto fotovoltaico merchant o parzialmente esposto al mercato.

Baseload

Il baseload indica il prezzo di riferimento calcolato come media aritmetica semplice dei prezzi orari su tutte le ore del giorno (o del periodo considerato), senza pesature legate al profilo di produzione. Il prezzo baseload è lo storico benchmark di riferimento per PPA e contratti di fornitura. Con la crescente penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, il baseload sta perdendo rilevanza come parametro rappresentativo del valore reale dell'energia solare o eolica, poiché non riflette la concentrazione della produzione in specifiche fasce orarie: da qui la crescente importanza del solar captured price rispetto al semplice baseload come riferimento per la valutazione economica dei progetti rinnovabili.



Market Time Unit (MTU)

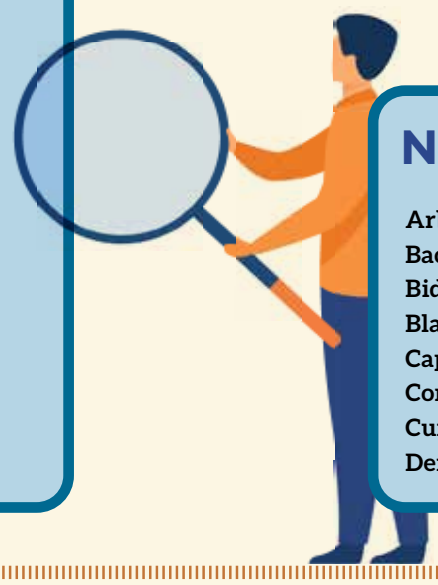
La Market Time Unit è l'unità temporale minima su cui viene negoziata e regolata l'energia elettrica in un determinato mercato. Storicamente in Europa il MTU standard era l'ora, ma con l'armonizzazione dei mercati infragiornalieri europei e l'obiettivo di allineare i mercati alla maggiore variabilità delle fonti rinnovabili, il regolamento UE ha previsto il passaggio al quarto d'ora (15 minuti) come MTU standard per il Mercato del Giorno Prima e l'Intraday. In Italia questa transizione comporta l'adeguamento dei sistemi di misura, dispacciamento e offerta al quarto d'orario. Un MTU più preciso consente una rappresentazione più accurata della variabilità di produzione solare ed eolica, riducendo gli sbilanciamenti e migliorando il segnale di prezzo per gli asset flessibili (storage, demand response) ma richiede capacità previsionali e di trading più sofisticate da parte degli operatori.

IN SINTESI

Solar Captured Price
Prezzo medio effettivamente percepito dall'energia solare sul mercato, ponderato sul profilo di produzione oraria. Tende a essere inferiore al prezzo medio baseload per la concentrazione della produzione nelle ore di prezzo basso (price cannibalization). Indicatore chiave per progetti fotovoltaici merchant.

Baseload
Prezzo medio semplice su tutte le ore, senza pesature di produzione. Benchmark storico per PPA, ma sempre meno rappresentativo del valore reale del fotovoltaico rispetto al solar captured price, data la produzione concentrata in poche ore

Market Time Unit
Unità temporale minima di negoziazione dell'energia elettrica. Il passaggio europeo dall'ora al quarto d'ora (15 minuti) migliora la rappresentazione della variabilità solare ed eolica, riducendo sbilanciamenti e affinando i segnali di prezzo per storage e demand response.



NELLE PUNTATE PRECEDENTI

Arbitraggio	**Duck Curve**	**IPP**
Backlog	**Energy as a service**	**Merchant**
Bidding	**Flessibilità**	**Net Load**
Black Start	**FPA**	**PAS**
Capacity Market	**Greenfield/Brownfield**	**Permitting**
Commissioning	**Grid forming**	**Shared Savings**
Curtailment	**Grid parity**	**Tide**
Demand Response	**Guaranteed Savings**	**Tolling**

IMPIANTI UTILITY SCALE: I PROTAGONISTI

DA QUEST'ANNO SOLAREB2B HA DATO IL VIA A UN NUOVO SPAZIO EDITORIALE PENSATO PER PRESENTARE I PROTAGONISTI DEL MERCATO DEI GRANDI IMPIANTI FOTOVOLTAICI A TERRA. NEGLI ULTIMI DUE ANNI, IL SEGMENTO UTILITY SCALE È STATO LA LOCOMOTIVA CHE HA TRASCINATO TUTTO IL MERCATO E LO FARÀ ANCORA A LUNGO GRAZIE A MISURE COME IL FER X E AI GRANDI INVESTIMENTI CHE SI STANNO RIVERSANDO SU QUESTO MODELLO DI BUSINESS

Con il primo numero del 2026, SolareB2B ha inaugurato una nuova rubrica che punta i riflettori sui protagonisti di progettazione, sviluppo e realizzazione dei grandi impianti utility scale: soprattutto EPC contractor, ma anche IPP e altre figure. Questo nuovo spazio intende dare visibilità ai principali operatori attivi nel mercato italiano dei grandi impianti a terra, raccontandone competenze, progetti, obiettivi e posizionamento strategico. Gli EPC Contractor sono il perno centrale delle attività legate ai grandi parchi fotovoltaici, sono figure fondamentali per lo sviluppo di progetti fotovoltaici di ampia portata e, in generale, da fonti rinnovabili. Conoscere i protagonisti di questo specifico mercato consente di comprenderne dinamiche, strumenti, opportunità e criticità, strategie e soluzioni, elementi che solitamente sono poco noti al grande mercato. La rubrica sarà quindi una rassegna di operatori del settore: da EPC storici e leader di mercato, a realtà di dimensioni medie, fino a player emergenti. In queste pagine verranno raccontati la loro storia e il loro posizionamento attuale. Verranno anche mostrati i volti e i ruoli dei principali responsabili. Il mercato è fatto di tecnologie e investimenti, ma soprattutto di quelle persone che li trasformano in casi di successo.

Puntate precedenti

QR SCAN

Ottobre:
Baywa r.e. Power Solutions e Sunsolution

Settembre:
Neoen

Luglio-agosto:
ZGS

Giugno:
Energy Time e Greenergy

Maggio 2026:
Manni Energy

Aprile:
ECO The Photovoltaic Group ed European Energy

Marzo:
SKY-NRG e Parapet

Febbraio:
Espe e RP Global

Gennaio:
Aiem e Coesa

Visita l'archivio dei numeri precedenti di SolareB2B dove puoi trovare questi articoli

Grid-Forming
White Paper Launch

KEHUA TECH

68 GW
PV Installation

53 GW
ESS Installation

10 GW+
Grid-Forming shipments globally





@Kehua Digital Energy

Download here

IMPIANTI UTILITY SCALE: I PROTAGONISTI

COSTRUIRE PENSANDO ALL'ESERCIZIO: IL VALORE DELL'INTEGRAZIONE TRA EPC E O&M

LA LUNGA ESPERIENZA DI BFP SERVICE NELLA ATTIVITÀ DI OPERATION & MAINTENANCE CONSENTE DI PROGETTARE IMPIANTI CON UNA VISIONE DI LUNGO PERIODO SAPENDO ANTICIPARE E PREVENIRE LE PROBLEMATICHE CHE POTREBBERO SORGERE DURANTE L'ESERCIZIO. L'OFFERTA SI CONCENTRA SUL SEGMENTO UTILITY SCALE E SI RIVOLGE PRINCIPALMENTE A INVESTITORI, FONDI NAZIONALI E INTERNAZIONALI, PRODUTTORI DI ENERGIA E OPERATORI DEL FOTOVOLTAICO

LA SEDE DI BFP SERVICE A MODUGNO IN PROVINCIA DI BARI



La scheda

Ragione sociale: BFP Service
Sede: via degli Arredatori 8, Modugno (BA)
Anno di nascita: 2012
Attività e Servizi: EPC – Costruzione, revamping, repowering e O&M di impianti fotovoltaici utility scale
Fatturato: 10,5 milioni di euro

Portfolio

Numero impianti fotovoltaici realizzati: 30
Potenza totale impianti realizzati: 64,5 MW
Potenza media: 2,15 MW
Impianto più grande: 7,12 MW
Numero impianti fotovoltaici di proprietà: 0

Pipeline

18,5 MW in fase di **costruzione** (6 cantieri aperti)
13,5 MW in fase di **negoziazione** con clienti o investitori

Principali fornitori

Moduli: Jinko Solar, Trina Solar
Inverter: Huawei, Sungrow, Ingeteam
Storage: Huawei, Sungrow
Strutture di montaggio: Comal, Axial

Le peculiari caratteristiche dell'identità e dell'offerta di BFP Service sono strettamente legate allo sviluppo e alle scelte strategiche che hanno caratterizzato questi ultimi anni di attività della società che ha sede a Modugno, in provincia di Bari.
Nata nel 2012 all'interno del gruppo BFP - le cui origini risalgono al 2004 nel settore dell'ingegneria – BFP Service era stata costituita per mettere a frutto le competenze maturate dal gruppo nella gestione e manutenzione degli impianti da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di preservarne l'efficienza e le prestazioni nel tempo.
Dall'attività iniziale di Operation & Maintenance l'azienda ha poi progressivamente ampliato il perimetro operativo al revamping, al repowering e alla costruzione di nuovi impianti fotovoltaici. Oggi BFP Service opera sul territorio nazionale come società EPC e O&M del gruppo, mantenendo un collegamento diretto tra esperienza ingegneristica, costruzione e gestione degli impianti.
«Questa evoluzione è stata accompagnata dalla crescita delle competenze interne, delle squadre operative e delle attrezzature di proprietà» spiega Annarita Mitola, Ceo di BFP Service.
Ed è proprio questo uno degli elementi distintivi che identifica il posizionamento dell'azienda: il collegamento tra le decisioni prese durante la progettazione e la costruzione e i loro effetti durante l'esercizio.
«L'esperienza O&M ci permette di valutare concretamente aspetti come manutenibilità, sicurezza, affidabilità dei componenti e costi operativi e di portare nei nuovi progetti soluzioni più affidabili e più semplici da mantenere» prosegue Annarita Mitola.
«Le competenze interne e la disponibilità di mezzi e attrezzature propri rafforzano il controllo delle attività sul campo. Vogliamo essere riconosciuti per la capacità di realizzare impianti che possano essere gestiti efficacemente lungo la loro vita utile. È questa la visione che guida l'integrazione tra EPC e O&M nella nostra offerta».
Il modello di business integra quindi costruzione, revamping e repowering con servizi continuativi di gestione e manutenzione. Il commissioning riguarda collaudi, messa in servizio e gestione delle attività tecniche necessarie alla connessione.
«BFP Service affianca inoltre i principali produttori di tecnologia come service partner qualificato, svolgendo attività di commissioning per gli inverter Sungrow e Ingeteam e per i sistemi di accumulo BESS Sungrow».
BFP Service presidia la realizzazione degli impianti con un approccio EPC integrato, coordinando ingegneria, approvvigionamenti, project management e attività di cantiere. Gli investimenti in mezzi e attrezzature di proprietà accrescono l'autonomia operativa e il controllo dell'esecuzione. Le competenze interne, unite al supporto ingegneristico di Studio Tecnico BFP, rafforzano il presidio di tempi, qualità e costi, consolidando il ruolo della società come interlocutore di riferimento per il cliente, dalla costruzione alla gestione dell'impianto.

Top Management



DANILO POMPONIO
PRESIDENTE CDA



ANNARITA MITOLA
AMMINISTRATORE DELEGATO



LUIGI PICCOLO
DIRETTORE TECNICO



GIANLUCA BIAGIO BISCOTTI
DIRETTORE COSTRUZIONI

"Tempi e budget sono fondamentali. Ma non bastano"

«PER NOI IL SUCCESSO COMPRENDE LA QUALITÀ DELL'IMPIANTO CONSEGNATO E IL SUO COMPORTAMENTO DURANTE L'ESERCIZIO» SPIEGA ANNARITA MITOLA, CEO DI BFP SERVICE. «SICUREZZA, AFFIDABILITÀ E FACILITÀ DI MANUTENZIONE DIPENDONO ANCHE DALLE SCELTE EFFETTUATE IN CANTIERE. È SU QUESTI ELEMENTI CHE UN EPC PUÒ COSTRUIRE RELAZIONI DURATURE CON I CLIENTI»

Con vent'anni di esperienza nel settore delle energie rinnovabili, maturata principalmente presso fornitori di servizi O&M per impianti eolici e fotovoltaici, Annarita Mitola è amministratrice delegata di BFP Service dal 2019 e componente del Consiglio direttivo di Italia Solare per il terzo mandato consecutivo.

Come si è evoluto negli ultimi anni il ruolo dell'EPC contractor nel fotovoltaico utility scale?

«Il ruolo dell'EPC richiede una crescente capacità di integrare competenze tecniche, organizzazione e gestione dei rischi. Le decisioni prese durante la progettazione e la costruzione incidono per anni sulla sicurezza, sulla disponibilità dell'impianto e sui costi di manutenzione. Per BFP Service, l'esperienza maturata nell'O&M costituisce un contributo concreto alle nuove costruzioni: conoscere le problematiche degli impianti in esercizio aiuta a valutare accessibilità, manutenibilità e affidabilità delle soluzioni adottate. Il supporto ingegneristico di Studio Tecnico BFP rafforza questo collegamento. Il nostro approccio è costruire considerando fin dall'inizio come l'impianto dovrà essere gestito».



ANNARITA MITOLA, CEO DI BFP SERVICE

Quali sono oggi le principali criticità nella gestione di un progetto EPC "chiavi in mano" in Italia, soprattutto nei rapporti con sviluppatori, fornitori e grid operator?

«Un progetto autorizzato richiede ulteriori verifiche prima di poter essere realizzato secondo tempi e costi attendibili. Completezza dell'ingegneria, condizioni del sito, accessi, interferenze, forniture e opere di connessione devono essere coerenti con il programma dei lavori.
La criticità maggiore è coordinare attività che dipendono da interlocutori diversi. Con lo sviluppatore occorre chiarire il perimetro e le condizioni di partenza; con i fornitori, specifiche e consegne; con il gestore di rete, requisiti e passaggi necessari alla connessione. Per questo è essenziale individuare presto le dipendenze, attribuire responsabilità chiare e aggiornare la pianificazione quando cambiano le condizioni».

A suo avviso, quali sono i fattori chiave per avere successo nell'attuale mercato fotovoltaico in ambito utility scale?

«Rispetto dei tempi e del budget sono fondamentali. Per valutarli occorre però considerare anche la qualità del progetto, la capacità organizzativa dell'impresa e la corretta allocazione dei rischi. Un prezzo deve essere sostenuto da ipotesi realistiche su lavorazioni, risorse e responsabilità. Per noi il successo comprende la qualità dell'impianto consegnato e il suo comportamento durante l'esercizio. Sicurezza, affidabilità e facilità di manutenzione dipendono anche dalle scelte effettuate in cantiere. È su questi elementi che un EPC può costruire relazioni durature con i clienti e rendere riconoscibile il proprio valore».

Nel quotidiano, quali sono le sfide operative più impegnative che affrontate? Come le state gestendo concretamente?

«Una sfida quotidiana è rendere disponibili competenze, squadre e attrezzature nel momento in cui servono, coordinando cantieri e attività sugli impianti in esercizio. Abbiamo quindi investito nel presidio interno delle attività e in mezzi di proprietà: macchine battipalo, mezzi di sollevamento e movimentazione, attrezzature per la pulizia dei moduli e la gestione della vegetazione. Questi investimenti ci permettono di programmare più direttamente le lavorazioni e ridurre la dipendenza dalla disponibilità di mezzi esterni. Le attrezzature devono essere accompagnate da formazione, sicurezza e coordinamento tra ingegneria, acquisti e personale in campo. È questa organizzazione che consente di affrontare gli imprevisti e sostenere la crescita mantenendo il controllo dell'esecuzione».



«Ci siamo resi conto di quanto fosse importante dotarci di attrezzature di nostra proprietà per aumentare l'autonomia operativa e internalizzare le lavorazioni in situazioni di particolare emergenza o di problemi che possono mettere a repentaglio le tempistiche».
L'offerta di BFP Service si rivolge principalmente a investitori, fondi nazionali e internazionali, produttori di energia e operatori del fotovoltaico utility scale. A seconda dell'incarico, l'azienda lavora con proprietari degli impianti, sviluppatori e altri EPC contractor, offrendo servizi di costruzione, riqualificazione o gestione operativa. «Le esigenze cambiano in funzione del cliente e della fase del progetto, ma ricorrono alcuni obiettivi: affidabilità dell'interlocutore, controllo dei tempi e dei costi, qualità dei lavori e continuità delle prestazioni durante l'esercizio».
L'attività si concentra sugli impianti utility scale dove l'azienda può esprimere le competenze in progettazione, costruzione e manutenzione con il supporto ingegneristico del gruppo BFP.
«Una delle sfide principali è trasformare i progetti autorizzati in cantieri realmente eseguibili. Occorre verificare per tempo ingegneria, connessioni, accessi, interferenze e approvvigionamenti, perché ciascuno di questi aspetti può incidere sul programma dei lavori e sull'equilibrio economico della commessa» aggiunge Annarita Mitola. «Un secondo tema è mantenere qualità e sostenibilità economica in un mercato caratterizzato da una forte pressione sui prezzi. Per noi questo significa valutare con attenzione le condizioni contrattuali, l'allocazione dei rischi e la coerenza tra impegni assunti e risorse necessarie per rispettarli».
Per sostenere la crescita potendo disporre di personale qualificato, l'azienda investe in formazione continua e si è dotata di un'organizzazione capace di presidiare contemporaneamente più cantieri e impianti in esercizio, mantenendo elevata l'attenzione alla sicurezza.
Anche laddove l'evoluzione tecnologica richiede di aggiornare continuamente le competenze, l'approccio di BFP Service è quello di rafforzare il coordinamento tra ingegneria, cantiere e O&M, usando l'esperienza operativa per migliorare le scelte dei progetti successivi. Un esempio? L'agrivoltaico. «In questo ambito costruzione e manutenzione devono tenere conto anche delle attività agricole: accessibilità, sicurezza e interferenze devono essere affrontate fin dalla progettazione. Ed è soprattutto in queste situazioni che emerge tutto il valore del nostro approccio».

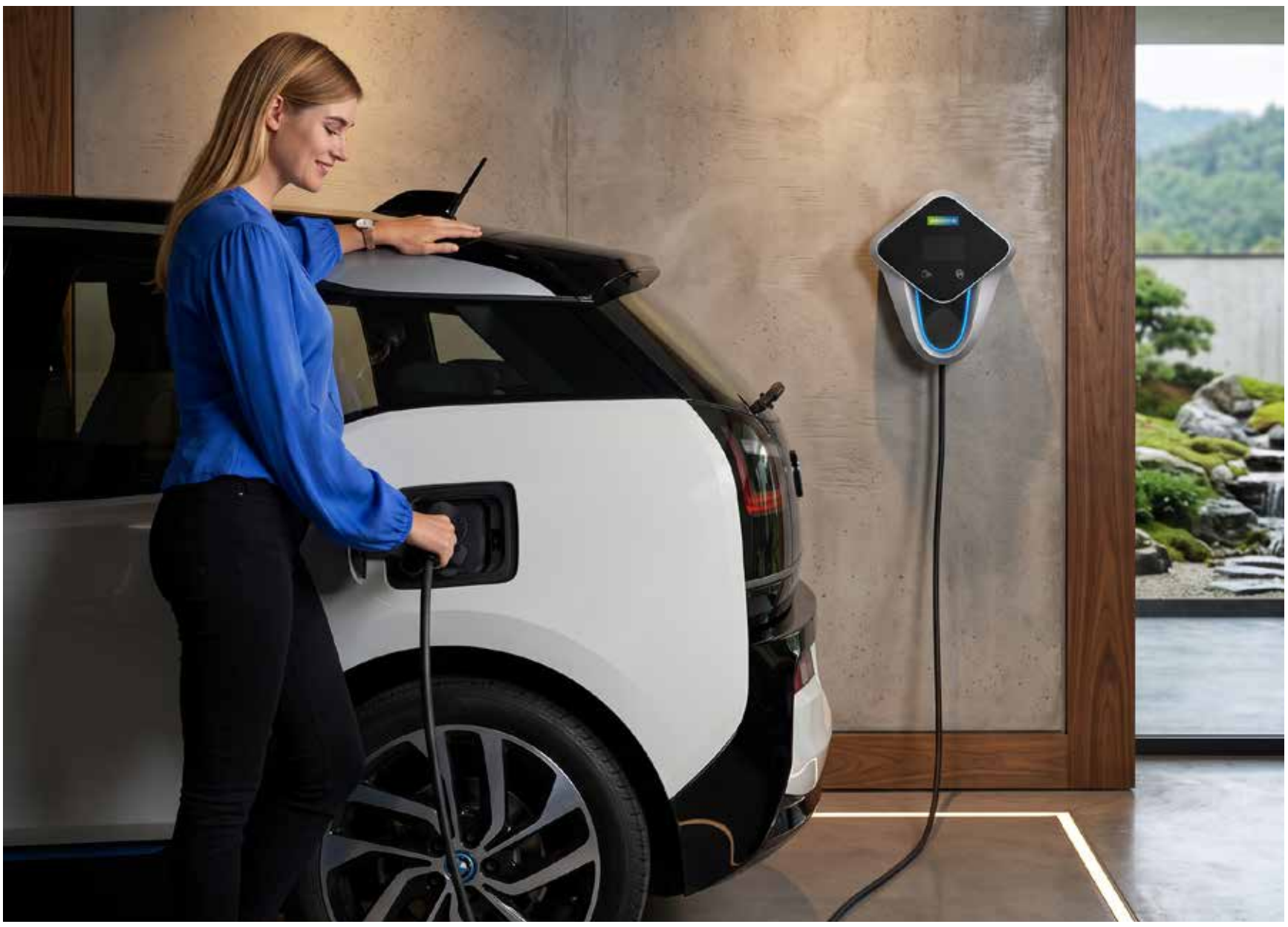
PRIMA E DOPO: IL RISULTATO DI UN INTERVENTO DI REVAMPING COMPLETO

BFP Service ha realizzato un progetto di riqualificazione su un impianto con potenza di 1 MW in Puglia, località Neviano, in provincia di Lecce. L'intervento ha restituito efficienza e prestazioni all'impianto fotovoltaico attraverso il rinnovamento tecnologico e l'ottimizzazione della configurazione impiantistica



E-MOBILITY
L'INFRASTRUTTURA CRESCE A RITMO SERRATO

SECONDO QUANTO RILEVATO DALLO SMART MOBILITY REPORT 2026, LA CRESCITA DELLA MOBILITÀ ELETTRICA STA MODIFICANDO ANCHE LA STRUTTURA DELLA RETE DI RICARICA IN ITALIA. IL 2025 HA REGISTRATO UN ULTERIORE INCREMENTO DEI PUNTI PUBBLICI, MENTRE L'INFRASTRUTTURA PRIVATA CONTINUA A RAPPRESENTARE UNA COMPONENTE RILEVANTE DELLO SVILUPPO COMPLESSIVO. GLI SCENARI AL 2030 E AL 2035 INDICANO UN INCREMENTO ANCORA PIÙ MARCATO, ACCOMPAGNATO DA UNA PROGRESSIVA EVOLUZIONE DELLE MODALITÀ DI UTILIZZO E GESTIONE DELLA RICARICA

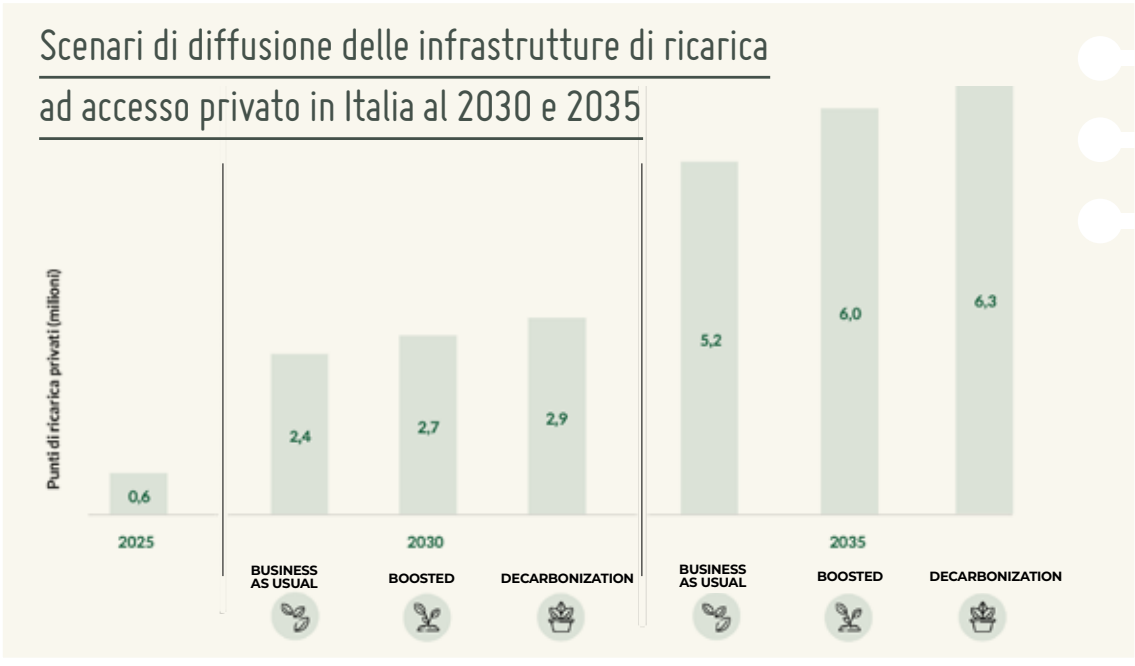


Il 2025 ha confermato una crescita dell'ecosistema della mobilità elettrica in Italia, sia sul fronte dei veicoli sia su quello delle infrastrutture di ricarica. Il quadro delineato dallo Smart Mobility Report 2026 dell'Energy & Strategy Group del Politecnico di Milano mostra tuttavia un mercato ancora caratterizzato da velocità di sviluppo differenti: mentre la rete di ricarica pubblica continua ad ampliarsi e quella privata raggiunge uno stock ormai significativo, la diffusione delle auto elettriche rimane più contenuta rispetto agli altri principali mercati europei. Le prospettive al 2030 e al 2035 dipenderanno quindi dall'evoluzione congiunta di domanda, offerta, normativa e infrastrutture.

LA RICARICA ACCELERA

A fine 2025 i punti di ricarica ad accesso pubblico installati nel mondo hanno raggiunto circa 7 milioni, con una crescita del 27% rispetto all'anno precedente. I punti fast, identificati dal report come quelli con potenza superiore a 22 kW, rappresentano il 39% dello stock globale e sono cresciuti a un ritmo più elevato rispetto agli slow: +35% contro +26%. La distribuzione geografica resta fortemente concentrata: circa due terzi dei punti di ricarica pubblici mondiali si trovano in Cina, mentre l'Europa rappresenta il 18% dello stock globale. Nel perimetro europeo considerato dal rapporto, a fine 2025 erano presenti circa 1,3 milioni di punti di ricarica ad accesso pubblico. Il 20% circa appartiene alla categoria fast. Anche in questo caso la crescita della ricarica ad alta potenza è stata più sostenuta: rispetto al 2024, i punti slow sono aumentati del 19%, mentre quelli fast del 45%. L'Italia segue la stessa traiettoria, seppure partendo da uno stock decisamente più contenuto. A fine 2025 l'infrastruttura pubblica ha raggiunto 77,3 mila punti di ricarica, contro i 66mila del

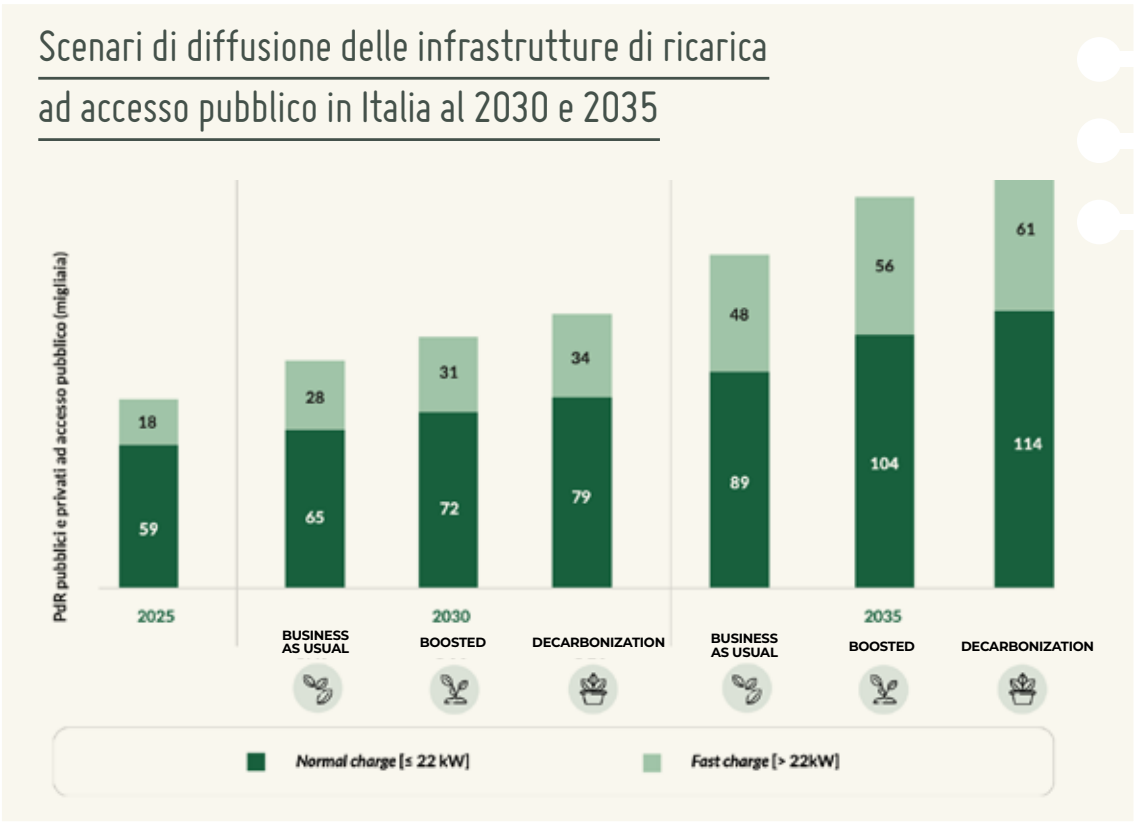
2024, con una crescita di circa il 17%. I punti slow sono arrivati a 59,1 mila, mentre quelli fast hanno raggiunto circa 18,2 mila unità. Ne deriva una quota fast pari a circa il 23% del totale. Anche in Italia la componente ad alta potenza cresce più rapidamente: nel 2025 i punti slow sono aumentati del 15%, mentre i fast hanno registrato un incremento del 25%. Il dato assume maggiore significato se osservato nella prospettiva temporale proposta dal report. Nel 2019 l'Italia disponeva di circa 9,2mila punti di ricarica pubblici; nel 2020 erano diventati 15,3mila, nel 2021 26,9mila e nel 2022 38,6mila. Nel 2023 lo stock aveva raggiunto 49,2mila unità, per poi salire a 66mila nel 2024 e superare quota 77mila nel 2025. In sei anni, quindi, l'infrastruttura è cresciuta di oltre otto volte. Accanto alla rete pubblica, il report fotografa un secondo segmento ormai rilevante per dimensioni: quello dell'infrastruttura ad accesso privato. Nel 2025 in Italia sono stati installati circa 70mila nuovi punti di ricarica privati, portando lo stock complessivo a 630 mila dispositivi, il 12,5% in più rispetto al 2024. La dinamica evidenzia tuttavia un rallentamento delle installazioni rispetto alle fasi precedenti. Dopo una crescita particolarmente sostenuta negli anni in cui il Superbonus ha contribuito ad anticipare una parte della domanda, il mercato ha progressivamente ridotto il ritmo di nuove installazioni. Il confronto tra le due componenti restituisce quindi una fotografia articolata. La ricarica pubblica continua a svilupparsi sostenuta dalla necessità di accompagnare la crescita del parco elettrico e dall'espansione delle reti dei CPO, mentre quella privata dispone già di una base installata molto più ampia. Nei prossimi anni, tuttavia, sarà proprio quest'ultima a mostrare i tassi di crescita più rilevanti nelle proiezioni dell'Energy & Strategy.



TRE SCENARI

Gli scenari elaborati per il periodo 2030-2035 sono tre: Business As Usual (BAU), Boosted e Decarbonization (DEC). Per la rete pubblica il parametro utilizzato è il rapporto tra punti di ricarica e autovetture elettriche circolanti. Il report prevede che questo rapporto, oggi pari a circa un punto ogni dieci auto elettriche, diminuisca progressivamente con la crescita del parco circolante e con il conseguente aumento del tasso di utilizzo dell'infrastruttura. Al 2030 il rapporto viene stimato tra 1:30 e 1:35 nello scenario BAU e tra 1:35 e 1:40 nello scenario DEC; al 2035 arriverebbe rispettivamente a un intervallo compreso tra 1:55 e 1:60 e tra 1:60 e 1:65. La riduzione del rapporto tra punti di ricarica e veicoli non indica quindi una contrazione della rete, ma riflette l'ipotesi di un utilizzo progressivamente più intenso delle infrastrutture pubbliche. Il numero complessivo dei punti è infatti previsto in crescita in tutti gli scenari. A fronte dei circa 77mila punti del 2025, il report stima circa 93mila unità al 2030 nello scenario BAU, 103mila nello scenario Boosted e 113mila nello scenario Decarbonization. Al 2035 le proiezioni salgono rispettivamente a circa 137mila, 160mila e 175mila punti. La crescita riguarda inoltre non soltanto il numero complessivo dei punti, ma anche la loro composizione tecnologica. La quota dei punti fast, oggi poco inferiore al 25%, è prevista nell'ordine del 30% al 2030 e del 35% al 2035 in tutti gli scenari. In termini assoluti, il grafico del report porta la componente normal charge dai circa 59mila punti del 2025 a 65mila nel 2030 nello scenario BAU, 72mila nel Boosted e 79mila nel Decarbonization; al 2035 i valori salgono rispettivamente a 89mila, 104mila e 114mila. Per la componente fast, si passa dai circa 18mila punti del 2025 a 28mila, 31mila e 34mila nel 2030 e quindi a 48mila, 56mila e 61mila nel 2035. La differenza tra gli scenari, quindi, tende ad ampliarsi nel tempo, ma resta relativamente contenuta se confrontata con la crescita complessiva della domanda di mobilità elettrica. Il report evidenzia inoltre che, considerando esclusivamente la variazione rispetto al 2025, la crescita dei punti pubblici va da circa il 20% dello scenario BAU al 2030 fino al 126% dello scenario DEC al 2035. Ancora più marcato è il potenziale di sviluppo dell'infrastruttura privata. In questo caso il parametro utilizzato per costruire gli scenari è il rapporto tra nuove installazioni di punti di ricarica privati e vendite di auto elettriche. Il valore è previsto in progressiva riduzione, soprattutto per la minore disponibilità di spazi per nuove installazioni, in particolare nei contesti urbani. Le ipotesi prevedono per il 2030 un rapporto del 70% nello scenario BAU, del 65% nel





Boosted e del 60% nel Decarbonization; al 2035 i valori scendono rispettivamente al 60%, 50% e 40%.

LO STOCK PRIVATO

Nonostante questa progressiva riduzione del rapporto tra nuove auto elettriche e nuovi dispositivi di ricarica, lo stock privato è destinato ad aumentare rapidamente. Dai 630mila punti del 2025 si passa a 2,4 milioni nel 2030 nello scenario BAU, 2,7 milioni nello scenario Boosted e 2,9 milioni nel Decarbonization. Al 2035 le proiezioni raggiungono rispettivamente 5,2, 6 e 6,3 milioni di dispositivi. Nel caso dello scenario DEC, quindi, lo stock sarebbe oltre dieci volte quello del 2025. Il divario tra BAU e DEC supera già il mezzo milione di punti nel 2030 e arriva a oltre 1,1 milioni nel 2035. Il dato sulla ricarica privata introduce inoltre un elemento importante per il mercato degli ev-charger. La crescita prevista non può essere letta soltanto come un incremento quantitativo delle installazioni. La progressiva riduzione degli spazi disponibili, soprattutto nelle città, rende più rilevanti la gestione della potenza, la ricarica intelligente e l'integrazione con gli altri carichi elettrici dell'edificio. In questo quadro si inserisce anche l'evoluzione normativa nazionale: il recepimento della RED III ha previsto funzionalità di ricarica intelligente per i nuovi punti privati o per quelli sostituiti, con l'obbligo del Controllore di Infrastruttura di Ricarica (CIR) rinviato al 1° gennaio 2027. Il CIR abilita la modulazione della potenza di ricarica in funzione degli altri consumi e dell'eventuale produzione locale e può rendere disponibile la flessibilità a operatori remoti. Il quadro che emerge è dunque quello di un'infrastruttura destinata a crescere su entrambi i fronti, ma con dinamiche differenti. La rete pubblica evolve verso una maggiore presenza della ricarica fast e verso un utilizzo più intenso dei punti esistenti; quella privata è chiamata a sostenere una crescita numerica molto più consistente, confrontandosi però con vincoli fisici e con la necessità di gestire in modo più efficiente la potenza disponibile.

UN MERCATO DELL'AUTO ELETTRICA ANCORA DISTANTE

La dinamica della ricarica rimane strettamente collegata a quella del mercato automobilistico. Nel 2025 in Europa sono state immatricolate circa 3,9 milioni di autovetture elettriche, di cui 2,6 milioni BEV e 1,3 milioni Phev. La quota complessiva dell'elettrico è salita al 26,8%, rispetto al 22,7% del 2024. In Italia le immatricolazioni di auto elettriche hanno raggiunto circa 193mila unità, con una distribuzione quasi pari-

Vetrina prodotti

LIVOLTEK



Livoltek Robot AC Charger è la wallbox intelligente che porta la ricarica dell'auto elettrica dentro un ecosistema energetico completo. Compatta e facile da installare, si gestisce da app, con controllo di potenza e orari di ricarica. Integrata con inverter e sistemi di accumulo Livoltek, permette di ricaricare il veicolo con l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, massimizzando l'autoconsumo e riducendo i costi in bolletta.

GROWATT



Il portafoglio Growatt per la mobilità elettrica comprende oggi soluzioni AC e DC. La gamma AC è rappresentata dalle Thor trifase da 22 kW: THOR22ASSV1, con presa Tipo 2, e THOR22ASPV1, con cavo da 5 m. Entrambe offrono LAN/Wi-Fi, display LCD, lettore Rfid con card inclusa, gestione intelligente dei carichi e ricarica dal surplus fotovoltaico, gestibile da app, con protezione IP65. Per la ricarica rapida sono comunque disponibili le Thor DC THOR20DSP4 da 20 kW e THOR40DSP4 da 40 kW, con LAN/4G, display LCD, cavo CCS II da 5 m e RFID: una proposta pensata anche per aziende, parcheggi e strutture ricettive.

SCHNEIDER

Schneider Charge Pro è una stazione di ricarica AC semplice e robusta, progettata appositamente per edifici residenziali e per applicazioni domestiche con parco macchine. Si installa rapidamente in abitazioni multifamiliari o in infrastrutture nuove o esistenti, gestisce i carichi EV senza compromettere il comfort dei residenti grazie alla compatibilità con sistemi di gestione dei carichi semplici o più complessi. Inoltre, è facile da integrare con la supervisione remota del Charging Point Operator ed è progettata per semplificare i processi di fatturazione.



BTICINO



Pensata per il segmento residenziale, Green'Up Home è la gamma di stazioni di ricarica in corrente alternata di BTicino, disponibile in configurazione monofase da 7,4 kW o trifase da 22 kW. Le wallbox supportano la ricarica in Modo 2 e Modo 3 e sono proposte con o senza cavo di ricarica integrato, con presa Tipo 2. L'installazione può essere effettuata a parete oppure a pavimento tramite un apposito supporto, sia in ambienti interni sia all'aperto. L'involucro in policarbonato raggiunge il grado di protezione IP55 e la resistenza meccanica IK10. La gestione della ricarica può essere integrata nell'ecosistema Smart Home BTicino attraverso l'app Home + Control, con connettività Bluetooth, Wi-Fi o LAN. L'app consente di avviare la ricarica, anche in modalità programmata, monitorarne lo stato, regolare la corrente e visualizzare i consumi e lo storico delle sessioni.

VIESSMANN

La Wallbox VEC04 Smart di Viessmann è una stazione di ricarica in corrente alternata che integra la mobilità elettrica nei sistemi energetici residenziali e commerciali. È disponibile in tre potenze, 7,4 kW monofase, 11 e 22 kW trifase, offrendo una soluzione flessibile, con potenza regolabile in base alle caratteristiche dell'impianto e alle esigenze dell'utente. La ricarica avviene tramite una presa di tipo 2 senza cavo, conforme allo standard europeo, rapida e sicura. Grazie al controllo dinamico dei carichi, la VEC04 Smart modula la potenza destinata alla ricarica in base ai consumi presenti nell'edificio, evitando sovraccarichi e ottimizzando l'uso dell'energia.

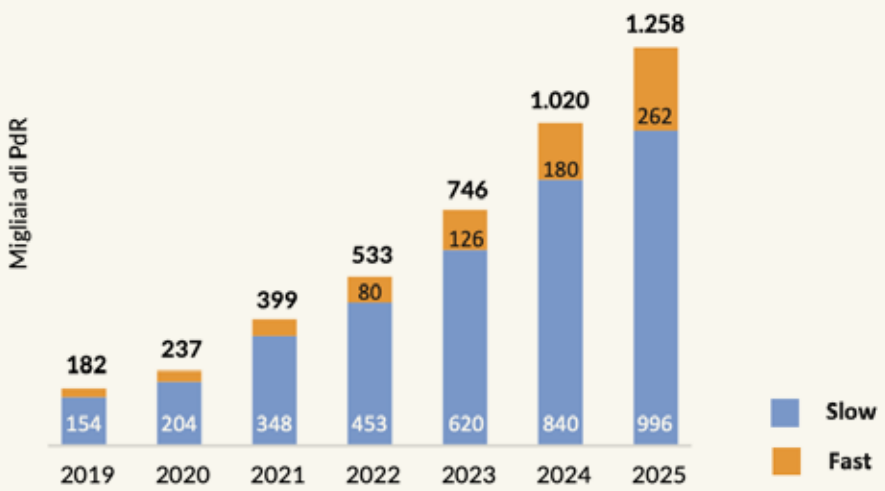


HUAWEI

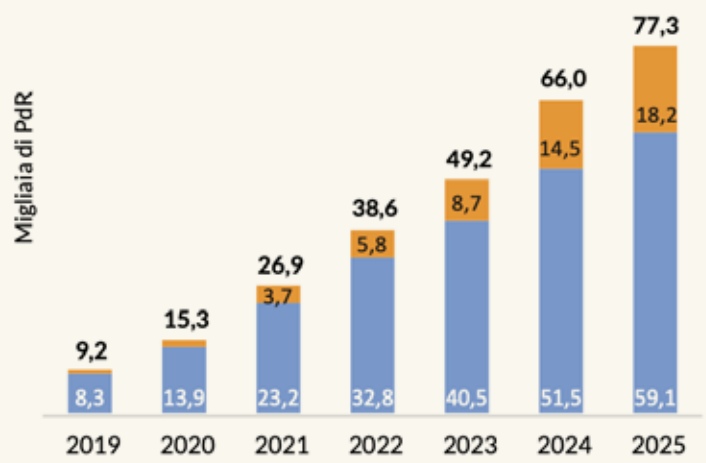


Huawei Smart Charger è la wallbox domestica pensata per integrare la ricarica del veicolo elettrico nell'ecosistema residenziale Huawei FusionSolar. Disponibile nelle versioni SCharger-7KS-S0 monofase fino a 7,4 kW e SCharger-22KT-S0 trifase fino a 22 kW, è adatta sia ad abitazioni senza fotovoltaico sia a impianti FV o FV+Storage, dove la ricarica può essere coordinata con produzione solare, batteria e consumi dell'utenza. La scelta di installatori e clienti finali è guidata da semplicità d'uso, integrazione energetica e sicurezza operativa. La modalità "PV power preferred" privilegia l'energia fotovoltaica disponibile, mentre la potenza di carica dinamica regola l'assorbimento in funzione dei carichi domestici, contribuendo a evitare lo sgancio del contatore quando sono presenti meter e dispositivi Huawei compatibili. Sono inoltre disponibili ricarica programmata per sfruttare le fasce orarie più convenienti, autenticazione tramite Rfid o app e gestione plug-and-play quando l'autenticazione è disabilitata. Per l'installatore, il prodotto semplifica le attività grazie a dimensioni compatte, grado di protezione IP54, connettività Wi-Fi, Ethernet FE e Bluetooth, configurazione guidata tramite app FusionSolar.

Punti di ricarica ad accesso pubblico in Europa



Punti di ricarica ad accesso pubblico in Italia



taria tra 98mila BEV e 95mila Phev. La market share complessiva è arrivata al 12,6%, circa cinque punti percentuali in più rispetto all'anno precedente, ma ancora inferiore alla metà del dato europeo. La composizione delle vendite rappresenta una delle principali differenze tra Italia ed Europa. Nel mercato europeo circa due terzi delle auto elettriche immatricolate sono BEV e un terzo Phev, mentre in Italia il rapporto è sostanzialmente 1:1. Il report collega questa particolarità sia a fattori culturali sia a elementi di policy, tra cui la modifica del calcolo dei fringe benefit introdotta nel 2025, che ha favorito la diffusione delle ibride plug-in nelle flotte aziendali. Parallelamente è cresciuta l'offerta.

Vetrina prodotti

TIGO

Con Tigo GO EV Charger, l'energia solare entra anche nella mobilità elettrica. Integrato nel sistema GO Optimized ESS, consente di gestire la ricarica del veicolo tramite l'app Tigo Energy Intelligence. In modalità Green, l'auto viene ricaricata utilizzando l'energia disponibile dall'impianto fotovoltaico; con Boost, il solare viene affiancato dalla rete quando necessario. La programmazione delle fasce orarie offre ulteriore controllo sulla ricarica, estendendo la gestione intelligente dell'energia domestica anche all'auto elettrica.



HAIER

L'EV Charger Nahui offre un'esperienza di ricarica avanzata, sicura e personalizzabile, grazie a funzionalità di controllo remoto e modalità di utilizzo dinamiche. Consente di avviare la ricarica grazie a molteplici opzioni: schede RFiD, App Nahui Intelligent, connessioni 4G, Wi-Fi o Ethernet. Supporta diverse modalità di utilizzo energetico, incluse rete, PV e ESS. È previsto il controllo e il monitoraggio da remoto tramite l'App Nahui Intelligent. Grazie al bilanciamento dinamico del carico e alla possibilità di configurare scenari personalizzati, è possibile ottimizzare il consumo energetico secondo le esigenze dell'utente. Dotato di funzioni di protezione come l'arresto di emergenza e la gestione di sovracorrente, sovratensione e sovratemperatura, garantisce una ricarica sicura e affidabile.





A giugno 2026 erano disponibili sul mercato italiano 183 modelli BEV, 60 in più rispetto alla rilevazione di giugno 2025, pari a un incremento del 49%. La maggiore varietà dell'offerta non si traduce però automaticamente in una maggiore accessibilità economica. I segmenti C-F rappresentano infatti il 68% del listino, mentre i segmenti A-B si fermano al 22%. In termini assoluti, i modelli A-B sono aumentati da 30 a 41, ma il report evidenzia come la concentrazione dell'offerta nelle fasce medio-alte continui a rappresentare un elemento di criticità per una diffusione più ampia delle auto elettriche. Un altro elemento riguarda il rapporto tra prezzo di acquisto e costo complessivo di utilizzo. L'analisi del Total Cost of Ownership proposta dal report mostra che il prezzo di listino non è sufficiente a valutare la convenienza di un veicolo. Nel segmento A, per esempio, il modello BEV più economico e più venduto considerato nell'analisi presenta, includendo anche l'infrastruttura di ricarica, un costo iniziale superiore di circa 3.340 euro rispetto al modello a benzina più venduto. Considerando però manutenzione e alimentazione, su un orizzonte di otto anni e 11mila chilometri annui, il TCO risulta favorevole al modello elettrico di circa 400 euro. Anche il mercato dei veicoli commerciali e industriali evidenzia una crescita dell'elettrico, seppure da livelli differenti. Nel 2025 la quota di veicoli elettrici sulle immatricolazioni di veicoli commerciali leggeri è passata in Europa dal 7% al 12%, mentre in Italia è salita dal 2% al 5%. Nel segmento dei veicoli industriali tra 3,5 e 16 tonnellate la quota europea è quasi raddoppiata, dall'8,6% al 15,4%, mentre in Italia i veicoli ricaricabili sono passati dal 3,9% all'11%, con oltre 500 mezzi immatricolati. Più contenuta rimane la penetrazione dei veicoli pesanti oltre le 16 tonnellate: in Europa è salita dall'1,3% al 2,1%, mentre in Italia è passata dallo 0,1% allo 0,3%. Il legame con la normativa emerge anche in questi segmenti. L'aumento delle quote elettriche nel 2025 coincide infatti con l'entrata in vigore dei nuovi standard europei sulle emissioni, sia per le autovetture e i veicoli commerciali leggeri sia per i veicoli industriali. Il report evidenzia così un mercato ancora fortemente condizionato dall'evoluzione del quadro regolatorio.

FLOTTE AZIENDALI: UN CANALE ANCORA DA SVILUPPARE

Un elemento rilevante per la domanda futura di veicoli e infrastrutture è rappresentato dalle flotte aziendali. Nel 2025 il 46% delle nuove immatricolazioni di autovetture in Italia era associato a veicoli corporate. Il report ha approfondito il tema attraverso una survey realizzata con Ipsos Doxa su 219 imprese italiane, mettendo in relazione il livello di elettrificazione delle flotte con percorrenze, tempi di permanenza dei veicoli, infrastrutture di ricarica e strategie aziendali. Le percorrenze sono particolarmente significative: le auto a uso promiscuo percorrono mediamente 27.600 chilometri all'anno, mentre quelle impiegate nel car sharing aziendale superano i 31 mila chilometri. Le auto aziendali rimangono inoltre mediamente in flotta poco più di due anni, con tempi più ridotti nelle grandi imprese e leggermente più lunghi nelle piccole. Il ricambio relativamente rapido può avere una ricaduta anche sul mercato dell'usato, aumentando nel tempo la disponibilità di veicoli elettrici provenienti dalle flotte. Lo stato attuale dell'elettrificazione rimane però ancora parziale. Nelle flotte di autovetture del campione, benzina, diesel e ibride non plug-in rappresentano complessivamente il 73%, mentre BEV e Phev arrivano al 25%. La quota elettrica è più elevata nelle grandi imprese, dove raggiunge il 26,8%, contro il 10% delle piccole e il 17% delle medie. Per i veicoli commerciali leggeri BEV e Phev rappresentano invece il 17,5% della flotta. La ricarica aziendale è già presente nell'80% delle imprese del campione che utilizzano auto elettriche. Dove non è stata installata, le principali barriere indicate riguardano la disponibilità di spazio e parcheggi, la difficoltà o il costo della connessione alla rete e la disponibilità di potenza, oltre ai costi delle infrastrutture e dell'installazione. La survey evidenzia inoltre una relazione fra esperienza concreta e prospettive di ulteriore elettrificazione. Il 79% delle aziende che hanno già inserito auto elettriche in flotta dichiara che le reinserirebbe, mentre il 60% rileva benefici economici e il 36% benefici sociali, oltre a quelli ambientali. Tra i principali driver dell'adozione figurano la disponibilità di spazio per installare punti di ricarica presso le sedi, le restrizioni al traffico urbano, la convenienza economica e le strategie di decarbonizzazione aziendale. Le prospettive indicano comunque un percorso ancora graduale. Il 46,1% delle imprese dichiara di avere una percentuale minima di auto elettriche prevista nelle strategie future, mentre per i veicoli commerciali leggeri la quota scende al 39,3%. Ancora più contenuta è la percentuale di aziende che prevedono formalmente l'installazione di punti di ricarica aziendali, pari al 37,4%. Il quadro europeo potrebbe comunque imprimere un'accelerazione. La proposta della Commissione sui veicoli aziendali puliti indica per l'Italia, dal 2030, un target per le nuove immatricolazioni delle grandi imprese pari al 69% di veicoli a zero o basse emissioni, di cui almeno il 45% a zero emissioni. Per i veicoli commerciali leggeri il target proposto è del 40%, di cui almeno il 36% a zero emissioni. Nel campione analizzato, tuttavia, il 37% delle grandi imprese non ha immatricolato alcun BEV nel 2025 e soltanto il 14% presenta già una quota in linea o superiore alle ambizioni indicate.

Vetrina prodotti

ZCS

Le stazioni di ricarica Caro di Zucchetti Centro Sistemi (ZCS) sono disponibili in 3 modelli di potenza da 7, 11 e 22 kW, mono e trifase, smart e collegabili all'eventuale impianto fotovoltaico esistente, in aggiunta agli inverter di produzione e di accumulo ZCS Azzurro. L'intera gamma è dotata di funzionalità smart per la gestione ottimale della ricarica, grazie alla connettività integrata (WiFi, Ethernet, Bluetooth e 4G sul modello 22 kW), per il miglior utilizzo dell'energia disponibile, sia in ambito residenziale che commerciale.



INGETEAM

Fusion è la soluzione Ingeteam per la ricarica in AC dei veicoli elettrici, proposta nelle versioni Wall e Street. Disponibile con una o due prese, offre potenze fino a 22 kW per presa e fino a 44 kW complessivi (22 kW + 22 kW), in base alla configurazione. Grazie alla gestione dinamica dei carichi, Fusion adatta la potenza di ricarica ai consumi e alla disponibilità energetica del sito, aiutando a prevenire sovraccarichi e a sfruttare al meglio la potenza disponibile. Fusion si integra ed è adatta per contesti residenziali, aziendali e pubblici. La connettività Ethernet, WiFi e 4G garantisce inoltre flessibilità di integrazione in qualsiasi contesto.



WECO



Ricaricare l'auto elettrica in modo semplice, efficiente e senza preoccuparsi dei consumi: è questo il vantaggio di Zeer, la wallbox WeCo pensata per la ricarica domestica. Grazie alla gestione dinamica della potenza, Zeer adatta automaticamente la ricarica all'energia disponibile, aumentandola o riducendola in base ai consumi della rete ed evitando sovraccarichi. Compatta, leggera e facile da installare, integra la modalità Plug & Play, il cavo di ricarica integrato e la connettività Wi-Fi e Bluetooth. Disponibile nelle versioni da 7, 11 e 22 kW, Zeer rende la ricarica più intelligente, semplice e sempre in linea con le esigenze della casa.



R-EV

La Wallbox Street 22 di R-Ev è una stazione di ricarica AC fino a 22 kW, ideale per aziende, concessionarie, officine, strutture ricettive e parcheggi pubblici. Dotata di presa Tipo 2, display da 4,3 pollici e accesso tramite Rfid o app, unisce praticità e versatilità. La connettività GSM 4G e la compatibilità con Ocpp 1.6 o superiore consentono il monitoraggio da remoto e l'integrazione con piattaforme di gestione. Grazie alle funzioni Smart Charging e DLM, ottimizza la potenza in base alle esigenze dell'impianto, offrendo una soluzione affidabile per sviluppare servizi di ricarica connessi e sostenibili.

SUNGROW

Il caricatore CC di nuova generazione Sungrow IDC80E è disponibile in versioni da 49.9, 60 e 80 kW (espandibile a 120 kW). Dotato di due connettori CCS2, ricarica due veicoli insieme con efficienza al 97%. Compatto e leggero (<160 kg), si installa in un giorno senza mezzi di sollevamento. Ha certificazioni IP65/IK10/C5, una bassa rumorosità (≤60 dB) che lo rendono adatto a parcheggi all'aperto e un display touch da 10,1" con connettività 4G/Wi-Fi/Ethernet e OCPP. È ideale per soste di 30-60 minuti in centri commerciali, hotel e flotte, ed è integrabile con impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo.



SIGENERGY

Sigenergy Sigen Evac G2 è la nuova soluzione di Sigenergy per la ricarica dei veicoli elettrici. Disponibile nelle taglie da 7, 11 e 22 kW e nella versione split-phase da 11,5 kW, offre connettività cablata, Wi-Fi e 4G, oltre ai protocolli Modbus e OCPP 1.6J Ed. 2. Sfrutta l'energia solare con la funzione PV Surplus e supporta Battery Boost, controllo AI e ricarica rapida. Le funzioni V2V, V2H e V2G ampliano le possibilità di gestione dell'energia; in caso di blackout, l'avvio autonomo può contribuire all'alimentazione della casa. L'app consente di monitorare i flussi energetici e, grazie ai contatori certificati MID, genera ricevute di ricarica.



GLI SCENARI AL 2035: PIÙ AUTO ELETTRICHE, PIÙ RICARICA

È nella parte finale del report che i diversi elementi del mercato vengono ricomposti in una prospettiva unica. L'Energy & Strategy ha aggiornato gli scenari di diffusione della mobilità elettrica estendendo l'orizzonte al 2035. Le stime al 2030 degli scenari Boosted e Decarbonization sono state inoltre riviste al ribasso rispetto alla precedente edizione, per mantenere gli scenari sostenuti maggiormente ancorati ai trend di mercato e non al raggiungimento del target Pniec di 6,6 milioni di autovetture elettriche circolanti nel 2030. Il report considera infatti tale obiettivo sempre più difficile da raggiungere sulla base dell'andamento delle immatricolazioni. Nel 2030 il parco di autovetture elettriche viene stimato in 3,1 milioni di unità nello scenario BAU, 3,6 milioni nel Boosted e 4,2 milioni nel Decarbonization. Al 2035 la forbice aumenta: si passa da 7,5 milioni nel BAU a 9,6 milioni nel Boosted fino a 11,4 milioni nello scenario DEC. Quest'ultimo valore corrisponderebbe al 28% del parco circolante, mentre le auto tradizionali rimarrebbero comunque maggioritarie, con 23,5 milioni di unità, pari al 57% dello stock. Le proiezioni non descrivono quindi un unico percorso di sviluppo, ma tre traiettorie legate a differenti velocità di diffusione dell'elettrico e differenti condizioni di mercato e di policy. La ricarica accompagna questa evoluzione con una crescita significativa in tutti gli scenari. I circa 77mila punti pubblici del 2025 diventerebbero circa 93mila nel BAU, 103mila nel Boosted e 113mila nel Decarbonization al 2030. Nel 2035 si arriverebbe rispettivamente a circa 137mila, 160mila e 175mila punti. La quota fast aumenterebbe nel frattempo fino a circa il 30% nel 2030 e al 35% nel 2035. La componente privata presenta invece una dinamica molto più pronunciata. Dai 630mila dispositivi del 2025 si passa, nel 2030, a 2,4 milioni nel BAU, 2,7 milioni nel Boosted e 2,9 milioni nel Decarbonization.

Al 2035 il Report stima 5,2 milioni di dispositivi nello scenario BAU, 6 milioni nel Boosted e 6,3 milioni nel Decarbonization. Nel complesso, il quadro restituito dallo Smart Mobility Report 2026 mostra quindi un mercato della ricarica che continua a crescere anche in presenza di una diffusione delle auto elettriche ancora più lenta rispetto alle aspettative formulate negli anni precedenti. La rete pubblica si prepara a una fase in cui il tema non sarà soltanto quello dell'aumento dello stock, ma anche dell'incremento della potenza e della capacità di sostenere un utilizzo più intenso. La componente privata, invece, appare destinata a moltiplicare la propria consistenza, con un ruolo crescente della gestione intelligente della potenza e dell'integrazione con il sistema energetico. La stessa evoluzione del parco veicoli determinerà la domanda futura. Il report mostra infatti che anche nello scenario più orientato alla decarbonizzazione, nel 2035 le autovetture tradizionali rimarrebbero maggioritarie. Per il settore della ricarica questo significa che la crescita può essere significativa anche senza un'immediata sostituzione dell'intero parco circolante, ma che l'effettiva dimensione della domanda di infrastrutture continuerà a dipendere dalla velocità con cui aumenteranno le immatricolazioni e, soprattutto, lo stock di auto elettriche. In questo scenario, la ricarica assume una funzione sempre più integrata con il sistema energetico e con i diversi ambiti di utilizzo del veicolo: infrastruttura pubblica per gli spostamenti, ricarica privata per la gestione quotidiana, infrastruttura aziendale per le flotte e sistemi intelligenti per modulare i consumi. Il percorso delineato dal Report non è quindi soltanto quello di un aumento del numero delle colonnine o dei dispositivi installati, ma di una progressiva trasformazione del modo in cui la ricarica viene progettata, utilizzata e integrata nella mobilità elettrica.

© Riproduzione riservata

Vetrina prodotti

SOLAX



SolaX EV Charger G2 integra la mobilità elettrica nell'ecosistema fotovoltaico, valorizzando l'energia solare in eccesso e aumentando l'autoconsumo. Con potenze fino a 22 kW, offre il bilanciamento dinamico dei carichi per adeguare la ricarica alla disponibilità energetica dell'impianto. La gestione tramite SolaXCloud permette di programmare e monitorare le sessioni da remoto, mentre l'autenticazione Rfid consente di controllare gli accessi. Disponibile con cavo o presa Tipo 2, è installabile in ambienti interni ed esterni.

SUNERG



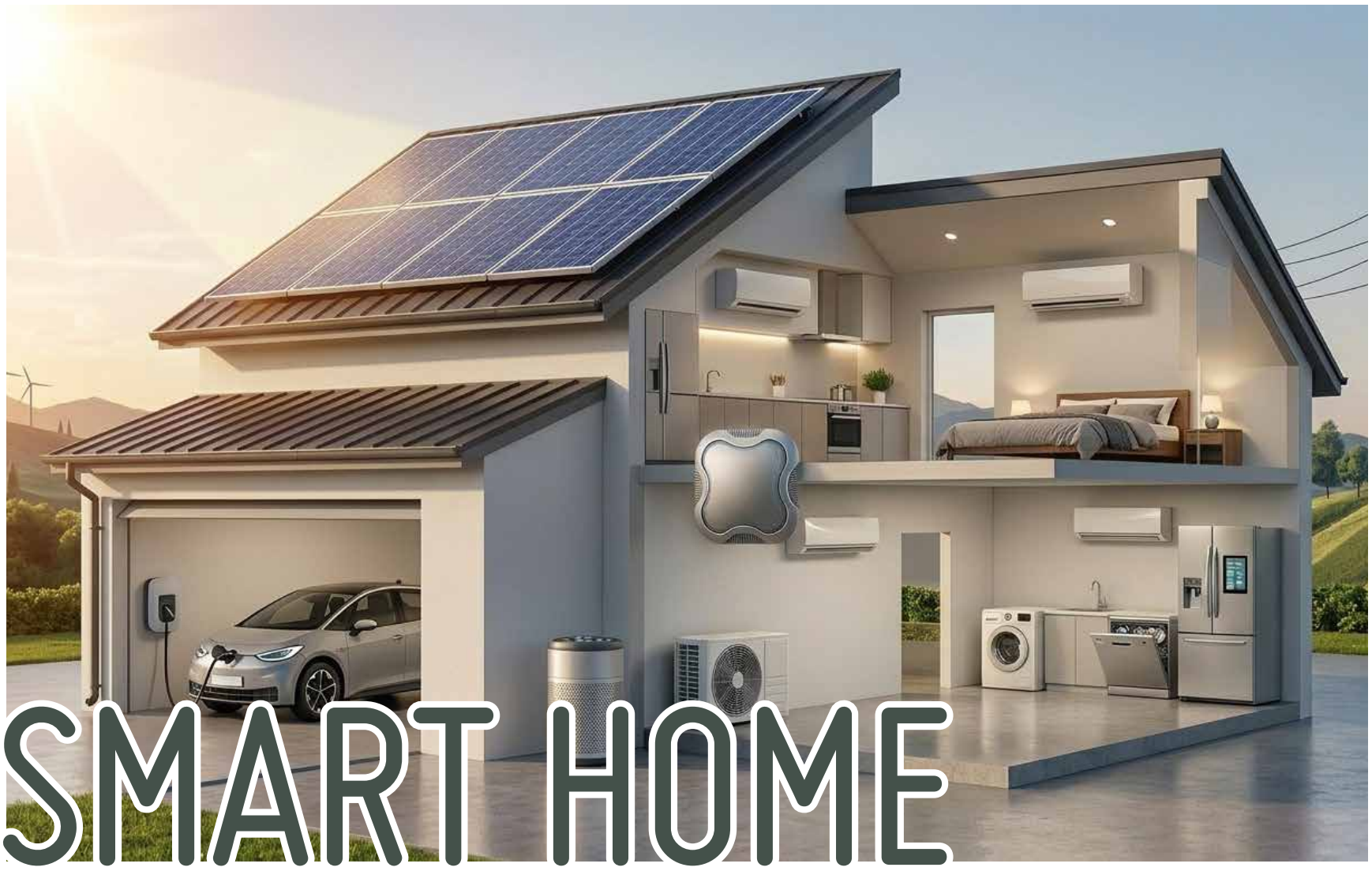
VERSIONE CON PRESA



VERSIONE CON SPINA

La Wall Box Serie A è una colonnina di ricarica intelligente e sicura: disponibile in monofase da 7,3 kW e trifase da 11 e 22 kW. I modelli offrono connettore Tipo 2 (cavo o presa), ricarica programmata, bilanciamento dinamico del carico e collegamento diretto all'energia fotovoltaica in eccesso, con protezione IP65/IP55. Dotata di connettività Wi-Fi, Bluetooth, Ethernet e 4G opzionale, la colonnina permette di programmare la ricarica o accedere alle impostazioni da remoto. È compatibile con Ocpp 1.6 Json/2.0.1, interfaccia Modbus e hardware V2G. La Wall Box Serie A è inoltre inserita negli elenchi GSE, requisito essenziale per accedere al Bonus Colonnine domestiche.





SMART HOME
QUANDO L'ECOSISTEMA DIVENTA UN VANTAGGIO COMPETITIVO

CHI È IN GRADO DI PROPORRE UN ECOSISTEMA IN CUI GLI APPARECCHI DOMESTICI DIALOGANO CON L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PUÒ AVERE UN'ARMA IN PIÙ RISPETTO AI COMPETITOR FOCALIZZATI SOLO SUL SOLARE. ANCHE INSTALLATORI E DISTRIBUTORI CHE SCELGONO DI ARRICCHIRE LA PROPRIA OFFERTA CON QUESTE SOLUZIONI POSSONO ELEVARE LA QUALITÀ DEL PROPRIO BUSINESS: PIÙ VALORE PER IL CLIENTE, RELAZIONI PIÙ DURATURE E UN'OFFERTA CHE NON SI GIOCA SOLO SUL PREZZO

DI **ALDO CATTANEO**

La convergenza tra elettrodomestici connessi e produzione di energia da fonti rinnovabili non è più soltanto una tendenza tecnologica. Sta diventando una scelta strategica per i gruppi che possono affiancare al fotovoltaico e ai sistemi di accumulo un'offerta di apparecchi intelligenti, progettati per dialogare tra loro e contribuire alla gestione dell'energia domestica. Realtà come Midea, Haier e Hisense si muovono in un mercato nel quale la capacità di proporre soluzioni trasversali può tradursi in un elemento distintivo del brand.
In questa prospettiva, la Smart Home non coincide più con la possibilità di accendere una lavatrice da remoto o controllare un frigorifero tramite smartphone. Il suo valore si misura nella capacità di mettere in relazione elettrodomestici, impianto fotovoltaico, accumulo e sistemi di climatizzazione, semplificando la gestione della casa e rendendo più coerente l'intera offerta. Per il produttore, significa spostare il posizionamento dal singolo prodotto all'ecosistema; per il cliente, significa acquistare una soluzione pensata per funzionare come un insieme. Come spiega Moris Marcelli, head of trade marketing di Midea Italia: «Sul piano del posizionamento, la Smart Home segna il passaggio di Midea da produttore di singole categorie a fornitore di soluzioni complete per l'abitazione. È un vantaggio competitivo difficile da replicare: chi presidia solo una parte della casa deve affidarsi all'integrazione con terzi, mentre noi possiamo garantire piena compatibilità, un'unica app e un unico interlocutore».

UNA NATURALE EVOLUZIONE DELLA CONNETTIVITÀ

Il concetto di casa intelligente ha radici lontane, ma la diffusione degli elettrodomestici connessi nella loro forma attuale è legata soprattutto alla disponibilità di Internet e delle reti Wi-Fi domestiche, ma anche dell'uso sempre più intensivo dello smartphone nella gestione della domotica. Nella prima fase, il vantaggio più evidente era la comodità: controllare gli apparecchi attraverso un'app, ricevere notifiche e gestire alcune funzioni anche a distanza. La connettività ha però aperto fin da subito anche una possibilità di risparmio, per esempio programmando l'avvio degli elettrodomestici nelle fasce orarie più convenienti. Fin dall'origine, inoltre, l'ecosistema domestico punta a far dialogare gli apparecchi tra loro, anche di marche diverse se basati sullo stesso protocollo: per evitare sovraccarichi, lavatrice, lavastoviglie o climatizzatore possono accendersi, spegnersi o rimandare l'avvio a seconda delle circostanze.
Il passaggio successivo consiste nell'estendere il dialogo oltre gli elettrodomestici, superando la logica dei dispositivi isolati. Un ecosistema evoluto mette in comunicazione i consumi con la produzione e l'accumulo, così da coordinare le diverse componenti della casa. «La sinergia tra fotovoltaico, dispositivi smart e gestione energetica permette di collegare la produzione di energia ai consumi della casa, coordinando tecnologie come sistemi di accumulo, climatizzazione e pompe di calore», sottolinea Marco Vergani, sales manager Energy Division di Haier AC Italy. «L'obiettivo è superare la logica del singolo prodotto e creare scenari in cui i diversi dispositivi possano contribuire a utilizzare l'energia nel modo più efficace possibile».
La piattaforma e l'app diventano quindi strumenti di gestione complessiva: non soltanto interfacce per impartire comandi, ma punti di accesso a informazioni e funzioni che aiutano a capire come viene prodotta, utilizzata o conservata l'energia. «L'obiettivo è massimizzare l'autoconsumo e ottimizzare le prestazioni complessive dell'impianto», aggiunge Marco Bandera, Hvac sales director di Hisense Italia. «A supporto di questa esperienza intervengono funzionalità basate sull'intelligenza artificiale, progettate per semplificare la gestione quotidiana della Smart Home e rendere sempre più intuitiva l'interazione tra dispositivi e utenti».

QUANDO FV ED ELETTRODOMESTICI LAVORANO INSIEME

Per le aziende presenti su entrambi i fronti, produzione di energia e apparecchi domestici, l'integrazione può rappresentare un vantaggio competitivo significa-

tivo. La possibilità di agire sia sul lato della generazione sia su quello dei consumi consente di costruire un sistema nel quale le funzioni dei singoli dispositivi sono coordinate con l'energia disponibile. Gli elettrodomestici possono, dove previsto, modulare o programmare il proprio assorbimento; il fotovoltaico e l'accumulo diventano parte di una gestione che punta a valorizzare la produzione solare e a rendere più efficiente l'utilizzo dell'energia in casa.

«Il fotovoltaico, da solo, produce energia; il valore si crea quando quell'energia viene utilizzata nel momento giusto», sottolinea Moris Marcelli di Midea Italia. «In una casa elettrificata la quota più rilevante dei consumi deriva da riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria: esattamente gli ambiti presidiati dalle nostre pompe di calore e dai nostri climatizzatori».

La sinergia può tradursi, per esempio, nell'utilizzo dell'energia disponibile nelle ore di maggiore produzione, nell'accumulo termico attraverso la pompa di calore o nella programmazione dei consumi in funzione delle condizioni tariffarie. «Il valore differenziante sta nella capacità di mettere in relazione prodotti, applicazioni e gestione dell'energia», sottolinea Marco Vergani di Haier AC. «Non soltanto generare energia rinnovabile, ma favorirne un utilizzo più consapevole ed efficiente, riducendo la necessità di interventi manuali da parte dell'utente».

L'obiettivo è aumentare l'autoconsumo e migliorare l'efficienza complessiva, ma il valore commerciale non si esaurisce nel risultato energetico. Un'offerta coordinata permette al brand di raccontare un beneficio più ampio e riconoscibile: dispositivi che non si limitano a essere intelligenti singolarmente, ma concorrono al funzionamento della casa come sistema.

«Attraverso l'app ConnectLife, gli utenti possono accedere a un ecosistema integrato che va ben oltre il semplice monitoraggio dei dispositivi o dei flussi energetici dell'impianto fotovoltaico», spiega Marco Bandera di Hisense Italia. «La piattaforma consente infatti di creare scenari personalizzati, mettendo in comunicazione i diversi prodotti presenti in casa per gestire in modo più efficiente consumi ed energia. L'obiettivo è massimizzare l'autoconsumo e ottimizzare le prestazioni complessive dell'impianto. A supporto di questa esperienza intervengono funzionalità basate sull'intelligenza artificiale, progettate per semplificare la gestione quotidiana della Smart Home e rendere sempre più intuitiva l'interazione tra dispositivi e utenti».

Questa impostazione diventa ancora più rilevante in uno scenario in cui le tariffe dinamiche e le nuove modalità di gestione dei carichi possono rendere importante la flessibilità dei consumi. Un sistema predisposto a dialogare tra le proprie componenti può offrire maggiore capacità di adattamento alle evoluzioni del mercato energetico. Perché questo vantaggio sia percepito, tuttavia, è essenziale che la complessità tecnologica resti sullo sfondo e che l'utente trovi un'esperienza semplice, comprensibile e affidabile.

IL VALORE PER IL CONSUMATORE

Rispetto all'acquisto di singoli prodotti intelligenti, un ecosistema integrato promette soprattutto continuità d'esperienza. Il consumatore può avere una visione più chiara dei consumi e della produzione, accedere alle principali funzioni da un'unica interfaccia e ridurre la necessità di gestire applicazioni e dispositivi separati. Quando le soluzioni sono effettivamente compatibili e correttamente configurate, la gestione coordinata può inoltre aiutare a utilizzare meglio l'energia autoprodotta e a contenere la dipendenza dalla rete.

«Il primo vantaggio, certamente, è economico», precisa Moris Marcelli di Midea Italia. «Un ecosistema integrato decide in autonomia quando far lavorare ciascun dispositivo: quando c'è sole la pompa di calore produce acqua calda, il climatizzatore pre-raffresca gli ambienti e la lavatrice si avvia; la sera la casa attinge alla batteria anziché alla rete. Con prodotti intelligenti ma isolati questa regia spetterebbe all'utente, che nella pratica raramente la esercita». Marco Bandera di Hisense Italia, invece, evidenzia un altro aspetto: «Un ecosistema sviluppato interamente da un unico produttore garantisce coerenza progettuale, semplicità di utilizzo e una perfetta integrazione tra i diversi dispositivi. I prodotti Hisense sono pensati per dialogare tra loro in modo naturale, offrendo un'esperienza d'uso completa e senza complessità aggiuntive. Non sono necessari

I plus di un'offerta integrata

- **Valore aggiunto tangibile**
  Il partner propone una soluzione energetica domestica e non una semplice somma di componenti. Quando piattaforme e dispositivi sono compatibili, il cliente può gestire produzione e consumi in modo più coordinato.
- **Differenziazione dalla concorrenza**
  Un pacchetto che comprende, per esempio, fotovoltaico, storage, pompa di calore ed elettrodomestici smart permette di superare la sola logica del prezzo e di valorizzare il servizio e la visione d'insieme.
- **Una proposta pronta a evolvere**
  Un sistema progettato per coordinare i consumi può essere meglio preparato ad adattarsi a scenari come le tariffe dinamiche e a nuove modalità di gestione dell'energia, in funzione delle caratteristiche effettive delle soluzioni adottate.
- **Maggiore semplicità per l'utente**
  Un'esperienza di controllo coerente e informazioni leggibili possono rendere più comprensibile il funzionamento dell'ecosistema e sostenere la soddisfazione del cliente nel tempo.



HANNO DETTO



"VANTAGGI CONCRETI PER TUTTA LA FILIERA"

Moris Marcelli, head of trade marketing di Midea Italia

«L'installatore che propone fotovoltaico, accumulo e pompa di calore Midea non vende più un singolo impianto, ma un progetto di elettrificazione della casa, con margini e opportunità di assistenza che si estendono negli anni. A questo si aggiunge un vantaggio operativo concreto: un unico fornitore, componenti nati per funzionare insieme, un'interfaccia di comunicazione già prevista tra inverter e pompa di calore e un monitoraggio da remoto che semplifica collaudo e manutenzione. Meno tempo in cantiere, meno rischi di incompatibilità. Per distributori e operatori energetici, inoltre, un ecosistema predisposto per le tariffe dinamiche e per l'interoperabilità apre la strada a offerte che combinano prodotto, energia e servizi».



"L'IA RENDERÀ SEMPRE PIÙ AVANZATA L'INTERAZIONE TRA I DISPOSITIVI"

Marco Bandera, Hvac sales director di Hisense Italia

«L'evoluzione dell'intelligenza artificiale renderà sempre più avanzata l'interazione tra i dispositivi della Smart Home, con l'obiettivo di offrire esperienze personalizzate, semplici ed efficienti. Oggi i principali ostacoli all'adozione di ecosistemi domestici integrati sono legati da un lato a un mercato residenziale che attraversa una fase di rallentamento, dall'altro a una percezione ancora non pienamente matura delle potenzialità della Smart Home. Nonostante ciò, siamo convinti che l'innovazione continuerà a rappresentare il principale motore di crescita e differenziazione per il nostro brand».



"COORDINARE PRODUZIONE E CONSUMI"

Marco Vergani, sales manager Energy Division di Haier AC Italy

«La sinergia tra fotovoltaico, dispositivi smart e gestione energetica permette di collegare la produzione di energia ai consumi della casa, coordinando tecnologie come sistemi di accumulo, climatizzazione e pompe di calore. L'obiettivo è superare la logica del singolo prodotto e creare scenari in cui i diversi dispositivi possano contribuire a utilizzare l'energia nel modo più efficace possibile. Attraverso l'ecosistema digitale Haier, funzioni come l'AI Mode e la gestione in relazione alle tariffe dinamiche possono contribuire a rendere questo processo più intelligente, tenendo conto delle condizioni energetiche ed economiche disponibili».

gateway o accessori dedicati, poiché la comunicazione avviene tramite infrastruttura cloud».
Il beneficio, quindi, è insieme pratico ed economico: meno frammentazione nella gestione quotidiana, maggiore consapevolezza di come si consuma energia e la possibilità di sfruttare in modo più coerente gli investimenti già sostenuti per elettrodomestici intelligenti, fotovoltaico, accumulo o pompa di calore. «Grazie alla gestione smart si ottiene un duplice beneficio: da un lato maggiore semplicità e comfort; dall'altro, la possibilità di migliorare la gestione dei consumi e valorizzare l'energia autoprodotta», afferma Marco Vergani di Haier AC Italy. «Il risultato concreto dipende dalle caratteristiche dell'impianto, dai dispositivi installati e dalle condizioni di utilizzo, ma il principio è chiaro: la tecnologia deve semplificare la vita delle persone, non aggiungere complessità».
A questo si aggiunge un tema di posizionamento: per il consumatore, un pacchetto completo può risultare più convincente quando i vantaggi sono spiegati in modo concreto e non soltanto attraverso l'elenco delle funzioni smart.

UN'OPPORTUNITÀ PER INSTALLATORI E DISTRIBUTORI

L'integrazione tra elettrodomestici, fotovoltaico, storage e pompa di calore offre anche alla filiera un'occasione per ripensare la proposta commerciale. Installatori e rivenditori non sono chiamati a vendere soltanto componenti, ma possono presentare una soluzione energetica più articolata, capace di rispondere a esigenze diverse e di distinguersi dalle offerte basate esclusivamente sul prezzo.
Marco Vergani di Haier AC Italy osserva: «Un approccio integrato può creare nuove opportunità commerciali, favorire la valorizzazione delle diverse tecnologie e rafforzare la relazione con il cliente nel tempo. Permette inoltre di rendere più concreto il dialogo tra il mondo Hvac e quello Energy, due ambiti sempre più interdipendenti quando si progetta una casa efficiente e intelligente».
Un pacchetto integrato, inoltre, è più difficile da confrontare con quello di un concorrente specializzato in una sola categoria, a condizione che il valore aggiunto sia reale, dimostrabile e adeguatamente comunicato.
«Per la nostra rete, proporre un pacchetto integrato significa innanzitutto aumentare il valore medio per cliente e costruire relazioni più durature», afferma Moris Marcelli di Midea Italia. «L'installatore che propone fotovoltaico, accumulo e pompa di calore Midea non vende più un singolo impianto, ma un progetto di elettrificazione della casa, con margini e opportunità di assistenza che si estendono negli anni. A questo si aggiunge un vantaggio operativo concreto: un unico fornitore, componenti nati per funzionare insieme, un'interfaccia di comunicazione già prevista tra inverter e pompa di calore e un monitoraggio da remoto che semplifica collaudo e manutenzione».
Per il canale, il passaggio richiede però un'evoluzione delle competenze. Non basta conoscere le caratteristiche tecniche dei prodotti: occorre saper spiegare come le diverse soluzioni interagiscono, quali benefici possono offrire e quali condizioni sono necessarie perché l'integrazione funzioni. La formazione diventa così uno strumento commerciale oltre che tecnico. Academy, workshop e momenti di confronto con i produttori possono aiutare gli operatori a presentare l'ecosistema in termini di opportunità per il cliente, evitando che la proposta venga percepita come un insieme di componenti aggiuntivi.
«In Hisense i diversi business operano in stretta sinergia, favorendo lo sviluppo di iniziative commerciali congiunte e proposte integrate» spiega Marco Bandera di Hisense Italia. «Questo approccio ci consente di collaborare con distributori, installatori e operatori interessati a portare sul mercato soluzioni complete, in grado di rispondere a esigenze sempre più articolate. L'integrazione tra elettrodomestici, climatizzazione ed energia contribuisce inoltre a rafforzare il valore percepito dell'offerta, generando nuove opportunità per tutta la filiera».
La filiera da coinvolgere non si limita agli installatori e ai distributori. Architetti e costruttori hanno un ruolo importante nella progettazione delle nuove abitazioni, dove fotovoltaico, pompe di calore, sistemi di accumulo ed elettrodomestici possono essere considerati fin dalle prime fasi. Per i brand e i partner commerciali, lavorare in modo coordinato con queste figure può favorire una progettazione più organica e rendere più naturale la presentazione di un pacchetto completo. Iniziative di co-marketing e co-progettazione possono essere leve utili, purché siano costruite sulle esigenze concrete della filiera e non soltanto sulla visibilità dei marchi.

GLI OSTACOLI: PREZZO, COMPETENZE E INTEROPERABILITÀ

Nonostante le potenzialità, la diffusione di una Smart Home integrata con il fotovoltaico incontra ancora alcuni freni. Il primo è culturale e commerciale: in un mercato spesso guidato dal prezzo, proporre una soluzione più articolata richiede agli operatori di uscire da abitudini consolidate e di dedicare più tempo alla consulenza. Se il valore dell'integrazione non viene spiegato con chiarezza, il cliente rischia di confrontare l'offerta soltanto sulla base del costo iniziale.
«Tra i principali ostacoli all'adozione di un ecosistema smart completo troviamo la complessità percepita, l'investimento iniziale, la compatibilità tra dispositivi e la difficoltà di comprendere i benefici complessivi di un sistema integrato», sottolinea Marco Vergani di Haier AC Italy. «Per accelerarne la diffusione saranno fondamentali semplicità di installazione e utilizzo, interoperabilità e una comunicazione chiara del valore offerto».
Un altro ostacolo riguarda la compatibilità tra prodotti e piattaforme. La mancanza di standard pienamente condivisi e la presenza di ecosistemi proprietari possono rendere più complessa l'integrazione, soprattutto nelle abitazioni in cui sono già installati dispositivi di marchi diversi. La semplicità promessa al consumatore dipende quindi anche dalla capacità delle aziende di facilitare la comunicazione tra le componenti, chiarire le compatibilità e ridurre le difficoltà di configurazione. Anche Moris Marcelli di Midea evidenzia alcune di queste complessità: «Vediamo tre freni principali. Il primo è culturale: molti consumatori percepiscono ancora la casa smart come un insieme di dispositivi tecnologici accessori, piuttosto che come una soluzione concreta per ridurre i costi energetici. Il secondo è l'investimento iniziale, che pesa soprattutto in un quadro di incentivi mutevole e difficile da pianificare. Il terzo è la frammentazione: dispositivi di marchi diversi che non dialogano tra loro scoraggiano tanto l'utente quanto l'installatore». Non va dimenticato, inoltre, che queste soluzioni si rivolgono soprattutto al mercato residenziale, che oggi non registra tassi di crescita elevati. «Oggi i principali ostacoli all'adozione di ecosistemi domestici integrati sono legati da un lato a un mercato residenziale che attraversa una fase di rallentamento», sottolinea Marco Bandera di Hisense Italia, «dall'altro a una percezione ancora non pienamente matura delle potenzialità della Smart Home».
Per superare questi limiti servono soluzioni facili da utilizzare, informazioni trasparenti e formazione lungo tutta la catena commerciale. Un'unica app può essere un importante elemento di semplificazione, ma da sola non basta: contano anche l'affidabilità delle connessioni, la chiarezza delle funzioni, l'assistenza e la possibilità di integrare i sistemi senza rendere l'esperienza quotidiana più complicata.

Come proporre il pacchetto FV-smart home ai partner commerciali

- **Formare la filiera anche sul piano commerciale**
  Affiancare alla preparazione tecnica Academy, workshop e materiali che spieghino gli scenari di mercato, i possibili benefici dell'integrazione e i profili di cliente a cui rivolgersi.
- **Tradurre la tecnologia in un'opportunità concreta**
  Aiutare installatori e distributori a comprendere quali esigenze può risolvere il pacchetto integrato, così che possano comunicarne il valore al cliente finale senza limitarsi a elencare le caratteristiche dei prodotti.
- **Coinvolgere chi progetta la casa**
  Sensibilizzare architetti, progettisti e costruttori, figure decisive nella definizione degli impianti delle nuove abitazioni, dove fotovoltaico, accumulo, pompe di calore ed elettrodomestici possono essere pianificati in modo coordinato.
- **Costruire iniziative con la filiera**
  Valutare attività di co-marketing e co-progettazione tra produttori, distributori e installatori per presentare soluzioni complete, condividere competenze e rendere più riconoscibile il valore dell'offerta.

DALLA FASCIA ALTA A UN MERCATO PIÙ AMPIO

L'evoluzione del mercato sembra andare verso un legame sempre più stretto tra Smart Home e fotovoltaico. La diffusione delle tariffe dinamiche, l'attenzione all'efficienza e la crescente presenza di impianti fotovoltaici, batterie e pompe di calore nelle nuove abitazioni possono favorire una gestione più coordinata dell'energia. In questo scenario, gli elettrodomestici intelligenti rappresentano un tassello ulteriore di un sistema domestico che punta a utilizzare meglio le risorse disponibili.

In una prima fase, l'offerta integrata può risultare più attrattiva per un pubblico già consapevole e disposto a investire in soluzioni a maggior valore. La sfida per le aziende sarà renderla progressivamente accessibile a una platea più ampia, chiarendo i benefici, semplificando l'installazione e contenendo le barriere all'ingresso. Per accelerare la diffusione delle case smart ed efficienti, è fondamentale intercettare e sensibilizzare gli attori chiave del settore edile, come architetti, progettisti, ingegneri e imprese costruttrici. Queste figure professionali svolgono un ruolo decisivo fin dalla fase embrionale dell'immobile, quando si definiscono le scelte strutturali e impiantistiche delle nuove abitazioni o delle grandi ristrutturazioni. Promuovere una profonda cultura dell'integrazione tecnologica già sulla carta permette di superare la vecchia logica dei sistemi isolati. In questo modo è possibile pianificare fin da subito una perfetta sinergia tra i moduli fotovoltaici, le batterie di accumulo, le pompe di calore e la predisposizione per la domotica e la ricarica dei veicoli elettrici. Incentivare la formazione continua di architetti e costruttori su queste soluzioni consente di trasformare la smart home da semplice optional tecnologico a vero e proprio standard progettuale d'eccellenza, consegnando al mercato abitazioni realmente sostenibili, pronte per il futuro e capaci di azzerare gli sprechi energetici.

La smart home potrà diventare un elemento distintivo duraturo non soltanto grazie al numero di dispositivi connessi, ma grazie alla qualità dell'esperienza complessiva e alla capacità di tradurre l'integrazione in un vantaggio percepibile.

«In questo scenario, la Smart Home supera i confini della singola abitazione e diventa parte di un ecosistema energetico connesso», spiega Marco Vergani di Haier AC Italy. «L'Energy Intelligence potrà svolgere un ruolo centrale nel coordinare comfort, consumi e flessibilità, contribuendo non solo al benessere domestico, ma anche a un sistema energetico più efficiente e resiliente».

La domanda di fondo è se l'integrazione resterà confinata alla fascia alta o diventerà una componente sempre più normale dell'abitazione. La presenza crescente di tecnologie energetiche nelle nuove costruzioni rende plausibile il secondo scenario, ma non lo garantisce automaticamente. A fare la differenza saranno l'interoperabilità, la formazione della filiera, la sostenibilità economica dell'offerta e la capacità dei brand di proporre non soltanto prodotti connessi, ma un ecosistema utile, semplice e riconoscibile.

© Riproduzione riservata



Dal 2010, presenti su tutto il territorio nazionale

OEMpv è una società italiana specializzata nei servizi post-vendita per impianti fotovoltaici di grande taglia. Nata nel 2010, oggi conta **70 professionisti** e una struttura operativa distribuita sul territorio nazionale con **7 Sedi**, personale tecnico diretto altamente specializzato ed attrezzature proprie. La scelta di operare attraverso **manodopera diretta** rappresenta uno dei nostri principali punti di forza: ci permette di garantire il controllo delle attività, la qualità degli interventi, la tempestività operativa e un rapporto diretto con i nostri Clienti. La nostra offerta si sviluppa attraverso **tre Divisioni specializzate**, complementari e integrate:

O&M - Operation & Maintenance:
Gestione operativa e manutenzione degli impianti fotovoltaici, attraverso monitoraggio continuo 7/7 e reportistica avanzata, manutenzione ordinaria, predittiva, correttiva e straordinaria, con l'obiettivo di garantire massime performance (PR) e continuità di servizio (AV).

Asset Management:
Gestione tecnica, amministrativa e contrattuale degli asset fotovoltaici, attraverso il monitoraggio delle performance, il controllo dei costi, la gestione degli adempimenti e la valorizzazione degli investimenti.

Revamping And Repowering:
Soluzioni di ammodernamento e potenziamento degli impianti esistenti, finalizzate a migliorarne l'efficienza, incrementarne la produttività e prolungarne la vita utile attraverso interventi tecnologici mirati.

Un unico partner per ogni Tua esigenza, tre competenze integrate, una presenza concreta sul territorio. OEMpv affianca proprietari, investitori e operatori del settore fotovoltaico lungo l'intero ciclo di vita degli impianti, con un approccio fondato su esperienza, innovazione e responsabilità operativa.

oempv®

Operation and Maintenance for Photovoltaics

www.oempv.it

SPOTLIGHT

TBEA, SOLUZIONI PER UN MERCATO IN EVOLUZIONE

L'AZIENDA PROPONE INVERTER E SISTEMI DI ACCUMULO PER OGNI SCENARIO APPLICATIVO, CON UN PARTICOLARE FOCUS SUL SEGMENTO UTILITY SCALE E C&I. LO SCOPO È QUELLO DI CONTRIBUIRE ALLA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI RINNOVABILI PERFORMANTI, CAPACI DI SOSTENERE LA TRANSIZIONE ENERGETICA. LA REDAZIONE DI SOLAREB2B NE HA PARLATO CON FULVIO BALDANZA, COUNTRY MANAGER ITALY

L'ambizione di Tbea è quella di portare sul mercato tecnologie che rispondano alle esigenze di oggi e alle sfide che dovremo affrontare nel prossimo futuro. Lo dichiara Fulvio Baldanza, country manager per l'Italia dell'azienda, ai microfoni di SolareB2B. Secondo Baldanza, il mercato italiano delle rinnovabili sta entrando in una fase in cui fotovoltaico e sistemi di accumulo assumono un ruolo sempre più strategico, anche alla luce delle esigenze di stabilità e flessibilità della rete. In questo scenario, affidabilità, bancabilità e capacità di accompagnare i clienti lungo l'intero ciclo di vita dei progetti diventano elementi centrali. È su queste esigenze che Tbea punta, con un'offerta rivolta soprattutto ai segmenti utility scale e C&I e soluzioni sempre più evolute per inverter, storage e gestione dell'energia. Ecco un estratto dell'intervista realizzata da SolareB2B.

Quali sono le principali tendenze che state riscontrando nel mercato italiano in relazione ai sistemi di accumulo?

«Nel fotovoltaico si sono consolidati modelli di remunerazione che rendono gli investimenti economicamente sostenibili, incluso il FER X definitivo, che offre un quadro di sostegno stabile fino al 2030, compatibilmente con la disponibilità delle risorse.

Ma la maggiore opportunità, secondo molti osservatori, riguarda lo storage energetico: osserviamo infatti che una quota sempre crescente di impianti fotovoltaici è abbinata a sistemi di accumulo, in tutti i segmenti di mercato. L'accoppiamento FV + storage consente una serie di ottimizzazioni operative e la possibilità di accedere a un sistema di servizi evoluti capaci di mettere in sicurezza l'investimento

Registriamo un forte interesse anche per progetti Bess stand alone. L'aumento delle prestazioni e la riduzione dei costi dei sistemi di accumulo registrati negli ultimi anni stanno consentendo di sviluppare dei progetti in grado di sostenersi, grazie ai diversi meccanismi di remunerazione, già operativi in Italia: dall'arbitraggio energetico al mercato delle capacità (Macse), al mercato dei servizi di dispacciamento, con possibilità di operare sia nei mercati regolati che tramite contratti bilaterali tra i vari tipi di operatori del mercato (Utility, IPP, Trader, grandi consumatori)».

«I clienti ricercano soluzioni stabili, flessibili e coperte da un adeguato supporto. Nessun prodotto è del tutto esente da problemi, la differenza è la possibilità di ottenere risposte rapide e risolutive, assistenza continua durante tutto il ciclo di vita e risoluzione di tutti gli imprevisti».



Inquadra il **QR code** per guardare l'episodio di Spotlight con **Fulvio Baldanza**, country manager italia di **TBEA**

«La maggiore opportunità riguarda lo storage: una quota sempre crescente di impianti fotovoltaici è abbinata a sistemi di accumulo, in tutti i segmenti di mercato. L'accoppiamento FV + storage consente una serie di ottimizzazioni operative e la possibilità di accedere a un sistema di servizi evoluti capaci di mettere in sicurezza l'investimento».

Quali sono le principali sfide che i clienti stanno affrontando attualmente?

«Tra le complessità che più comunemente ci vengono rappresentate, c'è sicuramente quella autorizzativa, che vede spesso dilatarsi i tempi di sviluppo dei grandi progetti: da un lato, gli sviluppatori e gli EPC devono gestire iter autorizzativi articolati e normative tecniche in continua evoluzione; dall'altro, gli investitori richiedono soluzioni mature e bancabili, che garantiscano il rispetto dei business plan.

I clienti ricercano soluzioni stabili, flessibili e coperte da un adeguato supporto. Nessun prodotto è del tutto esente da problemi, la differenza è la possibilità di ottenere risposte rapide e risolutive, assistenza continua durante tutto il ciclo di vita e risoluzione di tutti gli imprevisti».

In che modo Tbea supporta i clienti nel rispondere a queste esigenze?

«Tbea risponde a queste sfide con un approccio integrato ed una gamma completa di soluzioni: tecnologie validate in contesti operativi complessi, grande capacità produttiva che garantisce continuità delle forniture e supporto tecnico dedicato lungo tutto il ciclo di vita del progetto.

Il nostro obiettivo è accompagnare i clienti dalla progettazione alla messa in servizio degli impianti; siamo in grado di recepire le esigenze di personalizzazione dei clienti, anche in relazione alle differenti normative vigenti nei vari paesi in cui operiamo, fornendo soluzioni complete, in tempi certi e dalla qualità verificabile».

Verso dove guarda la domanda dei clienti?

«La domanda appare orientata verso soluzioni a elevata affidabilità, con sistemi evoluti di gestione e controllo e, naturalmente, che garantiscano adeguata bancabilità. Una delle sfide per i produttori sarà quindi anche quella di seguire l'evoluzione normativa e delle nuove opportunità che questa può generare, mettendo a disposizione dei clienti soluzioni "intelligenti", tecnologicamente avanzate e capaci cogliere tutte le opportunità oggi disponibili e quelle che emergeranno nei prossimi anni».

Su quali aree si focalizza maggiormente la vostra azienda in Italia, in particolare per quanto riguarda inverter, sistemi Bess e soluzioni di power quality?

«Tbea è un grande gruppo industriale, che opera su larga scala nel settore energetico, negli ambiti della produzione, distribuzione e trasformazione dell'energia; in Italia e in Europa l'azienda concentra la propria attività sulla commercializzazione dei propri prodotti per il segmento utility scale: proponiamo quindi inverter centralizzati e di stringa, abbinati a stazioni di trasformazione e sistemi Bess, che integrano il sistema di conversione (PCS) e l'accumulo. I nostri inverter si distinguono, tra l'altro, per un rapporto potenza/ingombro ai vertici del mercato».

Quali altre soluzioni offrite?

«Abbiamo soluzioni centralizzate, All-in-One, basate su un innovativo sistema modulare, che permette di semplificare notevolmente gli eventuali interventi di manutenzione e sostituzione. Abbiamo sviluppato soluzioni Bess ad alta densità energetica, con architetture modulari e sistemi di controllo evoluti che ottimizzano i cicli di carica/scarica e l'integrazione con i servizi di rete. Guardiamo con interesse anche al mercato C&I, per il quale abbiamo recentemente introdotto una linea di prodotti dedicata di inverter e storage».

SOLARE B2B WEEKLY GRATIS NELLA TUA MAIL

LA NEWSLETTER VIENE INVIATA GRATUITAMENTE E CON CADENZA BISETTIMANALE A CIRCA 8.000 OPERATORI DEL SETTORE. OGNI LUNEDÌ È ARRICCHITA DELLA "CHART DELLA SETTIMANA", PER MEGLIO COMPRENDERE IL MERCATO DEL FOTOVOLTAICO. MENTRE OGNI MERCOLEDÌ VIENE PUBBLICATA LA RUBRICA "GREEN ENERGY", DEDICATA A FATTI RELATIVI ALLE ENERGIE RINNOVABILI NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA



La newsletter SolareB2B Weekly è una pubblicazione bisettimanale che riassume tutte le notizie pubblicate quotidianamente sul sito internet della rivista e poi condivise sui social. Ma non solo. È anche uno strumento che propone analisi di grafici interessanti per il mercato fotovoltaico e approfondimenti dedicati al tema delle energie rinnovabili provenienti dall'intera Unione Europea.
Per tutte queste caratteristiche, la newsletter è considerata una componente fondamentale dell'offerta comunicativa della testata SolareB2B.

DIFFUSIONE

La weekly viene inviata gratuitamente ogni lunedì e ogni mercoledì a circa 8.000 operatori dei settori fotovoltaico ed efficienza energetica che possono così restare aggiornati avendo una visione d'insieme di quanto successo nel mercato i giorni precedenti. Ogni sua uscita viene poi segnalata anche sulle pagine Facebook e LinkedIn della testata. L'impostazione grafica della weekly rende i contenuti fruibili anche da smartphone.



RUBRICHE

Per quanto attiene ai contenuti, tra le ultime novità spicca la pubblicazione ogni lunedì de "La chart della settimana". Il servizio consiste in un grafico particolareggiato per meglio leggere e comprendere il mercato del fotovoltaico. La newsletter del mercoledì è invece arricchita della rubrica "Green Energy – Linea diretta con l'Unione Europea". Questo spazio è dedicato ai fatti e alle novità in materia di energie rinnovabili e sostenibilità ambientale nei principali Paesi dell'Unione, in particolare a livello normativo, e nelle commissioni che si occupano di energia. A seguire, la newsletter propone in Primo Piano le notizie più rilevanti pubblicate sul sito di SolareB2B nei giorni precedenti. In coda, in ordine di pubblicazione decrescente, le altre news disponibili anche online.

SERVIZI UTILI

In fondo alla weekly si trova una rubrica dedicata al settore del recruitment e realizzata in collaborazione con la società Hunters Group. Nella newsletter viene pubblicato un banner che rimanda alla pagina "Scopri i candidati in ricerca attiva" del sito di Hunters. All'interno di questa pagina, la società di recruitment pubblica i profili interessati a lavorare nell'ambito delle energie rinnovabili. La rubrica affianca la già esistente sezione "Annunci di lavoro", all'interno del quale sono pubblicati i profili ricercati, ma in questo caso dalle aziende del fotovoltaico.



AREE IDONEE: AGGIORNAMENTO REGIONE PER REGIONE

IL PROCESSO DI ATTUAZIONE DELLE AREE IDONEE È INIZIATO ANCHE SE IN MODO FRAMMENTATO. LOMBARDIA, PIEMONTE, LIGURIA, UMBRIA, PROVINCIA DI TRENTO, ABRUZZO, EMILIA ROMAGNA E SICILIA SONO PRONTE AVENDO GIÀ DATO ATTUAZIONE ALLE PREVISIONI DEL TESTO UNICO RINNOVABILI



EMILIO SANI, AVVOCATO CON SPECIALIZZAZIONE AREE ENERGIA E AMBIENTE, E CONSIGLIERE DI ITALIA SOLARE

A CURA DI EMILIO **SANI**



Le Regioni a poco a poco stanno dando attuazione alle disposizioni in materia di aree idonee stabilite dalla normativa nazionale del Testo unico rinnovabili. In particolare dovrebbero stabilire le aree idonee ulteriori rispetto a quelle individuate dalla normativa nazionale e determinare eventuali limiti massimi che possono raggiungere le aree idonee in area agricola.

NORMATIVA NAZIONALE

I principi stabiliti a livello nazionale dal Testo unico rinnovabili sono, in sintesi, i seguenti:
a) le aree idonee regionali sono ulteriori rispetto a quelle nazionali e quindi la normativa regionale non può ridurle;
b) in area agricola, fatte salve specifiche eccezioni (350 metri da stabilimenti, cave, 300 metri da autostrade, CER), possono essere installati solo impianti agrivoltaici adeguatamente elevati;
c) a parte le aree protette ai sensi della convenzione internazionale dell'Unesco e il divieto di impianti fotovoltaici in area agricola, non possono essere stabiliti divieti generalizzati di installazione di impianti rinnovabili;
d) le aree agricole individuate come aree idonee non possono eccedere un'area pari a una percentuale della superficie agricola utile a livello regionale, stabilita da ciascuna regione in un intervallo fra lo 0,8% e il 3%;
e) le regioni non potranno individuare per il fotovoltaico, come aree idonee ulteriori rispetto a quelle nazionali, le aree soggette a tutela paesaggistica e culturale e quelle dove l'installazione del fotovoltaico è in contrasto con le norme di attuazione dei piani paesaggistici.
Con riguardo all'individuazione delle aree massime da destinare ad aree idonee ulteriori spetta a ciascuna regione prevedere se:
a) includere fra gli impianti rilevanti ai fini del raggiungimento della soglia massima di superficie agricola occupata anche quelli su aree idonee a livello nazionale;
b) individuare anche un limite massimo di aree idonee a livello comunale.
La normativa nazionale è stata modificata a fine 2025. Prima della riforma di fine 2025 era prevista la possibilità per le regioni di identificare aree non idonee all'installazione degli impianti a fonte rinnovabile e non era determinato a livello nazionale un insieme minimo di aree idonee.
Oggi invece il Testo unico rinnovabili individua un nucleo minimo di aree idonee che deve essere garantito in ogni regione e che fra l'altro comprende: le aree entro 350 metri dagli stabilimenti industriali, le cave e le discariche, gli edifici, le aree industriali, commerciali e logistiche e le aree entro 300 metri dalle autostrade oltre che le aree del demanio autostradale e ferroviario.

PRIMA ATTUAZIONE DELLA NORMATIVA

Alcune Regioni (Sardegna, Friuli Venezia Giulia, Abruzzo e Valle d'Aosta) hanno individuato le aree idonee prima della riforma del Testo unico rinnovabili. Sardegna, Friuli e Valle d'Aosta non hanno modificato ancora la legge già approvata e quindi prevedono ancora l'identificazione di aree non idonee, che alla luce della nuova normativa non sarebbe più possibile.
Le previsioni delle leggi regionali anche quando sono di dubbia compatibilità con la normativa nazionale, secondo la giurisprudenza costituzionale che si è formata sulla legge regionale della Sardegna (Sentenza 88/2026 della Corte

La mappa in sintesi

- **Abruzzo**
  Stato: Aggiornato alle nuove regole (maggio 2026).
  Cosa prevede: Aree idonee entro 500 m da centrali elettriche RTN e principali strade; idonee anche le ex cave recuperate.
- **Emilia-Romagna**
  Stato: In fase di revisione.
  Cosa prevede: Attualmente blocca le nuove domande se si supera il limite di terreno agricolo (improcedibilità), ma sta discutendo una legge per eliminare il blocco. Ha introdotto regole per ex cave, rotatorie, distanze per gli accumuli e limiti sul cumulo di impianti vicini.
- **Friuli-Venezia Giulia, Sardegna e Valle d'Aosta**
  Stato: Non ancora adeguate alle ultime novità nazionali.
  Cosa prevede: Fanno ancora riferimento a vecchie normative incluse quelle su "aree non idonee" (in attesa di adeguamento o decisioni della Corte Costituzionale).
- **Liguria**
  Stato: Aggiornata.
  Cosa prevede: Aree idonee entro 300m da cabine elettriche e strade; idonei i terreni agricoli coltivati (fino allo 0,8% della superficie). Aree idonee per le rinnovabili parzialmente idonee anche per accumulo. Mantiene aree non idonee solo per l'eolico.
- **Lombardia**
  Stato: Aggiornata.
  Cosa prevede: Applica il blocco delle nuove domande (improcedibilità) al superamento del limite di terreno agricolo. Ha fissato alcune regole per l'agrivoltaico (controlli su rese e produzione).
- **Piemonte**
  Stato: Aggiornata.
  Cosa prevede: Tutte le aree idonee per le rinnovabili valgono anche per i Bess (accumuli). Idonee rotatorie e spazi stradali interclusi. Regole sul cumulo tra impianti dello stesso operatore entro 1-2 km.
- **Provincia di Trento**
  Stato: Aggiornata.
- **Sicilia**
  Stato: Aggiornata.
  Cosa prevede: Aree idonee entro una fascia di 500 m da stazioni e cabine elettriche primarie.
- **Umbria**
  Stato: Aggiornata (con punti sotto esame).
  Cosa prevede: Aree idonee per impianti a servizio delle CER, ex cave, rotatorie e aree di servizio. Agevolazioni per gli accumuli. Attenzione: Mantiene le "aree non idonee" (in attesa di giudizio della Corte Costituzionale).

costituzionale), rimangono efficaci sino al momento in cui siano modificate dalle regioni stesse in attuazione delle nuove leggi nazionali o siano dichiarate incostituzionali o siano chiaramente superate da sopravvenute normative nazionali. Ne consegue che per quanto riguarda Friuli, Sardegna e Valle d'Aosta si ha una situazione in cui si sovrappongono da una parte le previsioni del nuovo Testo unico rinnovabili e le previsioni di tali leggi regionali ancora formalmente vigenti anche se legate a un quadro normativo ormai modificato.
La Regione Abruzzo aveva invece dato una prima attuazione in vigenza della vecchia normativa e a maggio 2026 ha modificato la legge recependo le nuove indicazioni del Testo unico rinnovabili.

IL LIMITE PERCENTUALE ALLE AREE IDONEE

Attualmente Lombardia, Piemonte, Liguria, Umbria, Provincia di Trento, Abruzzo, Emilia Romagna, Regione Siciliana hanno dato attuazione alle previsioni del Testo unico rinnovabili in materia di aree idonee.
Lombardia ed Emilia Romagna nelle rispettive leggi regionali hanno interpretato la normativa nazionale nel senso che il limite fra lo 0,8% e il 3% della superficie agricola utile potesse essere inteso non solo come limite alle aree idonee, ma anche quale limite complessivo alle installazioni. Hanno dunque stabilito una soglia massima di installazioni a livello regionale, provinciale e comunale, superata la quale le nuove domande di autorizzazione sono improcedibili.
Altre Regioni come Liguria e Piemonte in maggiore aderenza alla normativa nazionale hanno invece applicato il limite di occupazione della superficie agricola utile solo al dimensionamento delle aree idonee. Vi sono comunque segnali di possibile modifica degli orientamenti adottati da Lombardia e Emilia Romagna. È infatti in discussione una proposta di legge promossa dalla Giunta dell'Emilia Romagna, in attuazione di impegni presi con il legislatore statale, che potrebbe riallineare la normativa emiliana alla normativa nazionale e prevedere che in caso di superamento di soglia vi sia solo il venire meno della qualifica di idoneità dell'area e non l'improcedibilità d'ufficio delle domande di autorizzazione.

LE AREE IDONEE ULTERIORI

Con riguardo all'individuazione delle aree idonee ulteriori, molte regioni hanno indicato fra le aree idonee ulteriori anche quelle indicate a livello nazionale. Questo comunque non dovrebbe sottoporre le aree indicate come idonee a livello nazionale alle limitazioni stabilite per le aree idonee ulteriori, almeno sulla base di quanto stabilito dalla legge nazionale. Le aree idonee nazionali continueranno dunque ad essere tali anche nelle aree tutelate, a differenza delle aree idonee ulteriori aggiunte dalle Regioni che in tali aree non potranno essere previste.
Le aree effettivamente ulteriori rispetto a quelle nazionali sono in genere limitate a specifiche e circoscritte tipologie di impianti. Liguria e Regione Siciliana hanno individuato la prossimità a stazioni elettriche e cabine primarie quale elemento di idoneità, con una fascia di 500 metri in Sicilia e di 300 metri in Liguria. In Abruzzo l'idoneità è stata limitata invece alle aree entro 500 metri dalle centrali di trasformazione delle linee elettriche di trasformazione della RTN. Abruzzo, Umbria ed Emilia Romagna hanno individuato come aree idonee ulteriori le cave già ripristinate (e che hanno perso dunque la natura di cava), che dopo la modifica del Testo unico rinnovabili di fine 2025 non rientrano più nelle aree idonee nazionali. Abruzzo, Liguria e Umbria hanno individuato fasce a buffer da alcune strade extraurbane principali. Piemonte, Umbria e Emilia Romagna hanno individuato le rotatorie o spazi interclusi dalla viabilità stradale e nel caso dell'Umbria anche le aree circostanti le aree di servizio. In Liguria sono considerate idonee le aree coltivate da imprenditori agricoli sino ad una superficie massima pari allo 0,8% della superficie agricola utile. La Regione Umbria ha individuato, come aree idonee, le aree destinate a progetti al servizio di comunità di energia rinnovabile.
Tutte queste aree idonee ulteriori (tranne quelle a servizio di comunità di energia rinnovabile) non consentono però di derogare alla disciplina vigente al divieto di impianti fotovoltaici in area agricola. Gli impianti in queste aree idonee ulteriori dovranno dunque essere in modalità agrivoltaica adeguatamente elevata, se in zona agricola.

DAI BESS ALL'AGRIVOLTAICO

Alcune Regioni hanno poi integrato le disposizioni in materia di aree idonee con altre previsioni.
In Piemonte si è stabilito che le aree idonee per le rinnovabili siano da considerarsi idonee anche per gli impianti di accumulo. In Emilia Romagna si sono stabilite alcune distanze di rispetto fra gli accumuli e i centri abitati. In Umbria si sono previsti strumenti per facilitare l'installazione di impianti di produzione combinati con sistemi di accumulo in area idonea. La Regione Liguria ha specificato che, alcune delle aree individuate come idonee per gli impianti a fonte rinnovabile, sono da considerarsi idonee anche per l'accumulo, ma non tutte. La Regione Emilia Romagna e la Regione Lombardia hanno dettato all'interno della legge regionale alcune prime disposizioni attuative per l'agrivoltaico che riguardano il calcolo della produzione lorda vendibile, i controlli, le rese, le relazioni da presentare, il monitoraggio della produzione agricola e le sanzioni. Piemonte ed Emilia Romagna hanno dettagliato le previsioni nazionali sul cumulo. In particolare il Piemonte ha stabilito una soglia ampia di 1 km per valutare il cumulo fra più soggetti presentati dallo stesso centro di interessi (tranne che per impianti in CER e autoconsumo) e ha previsto la non applicabilità della PAS se i progetti nell'arco di due chilometri superano la soglia. Disposizioni analoghe con distanze minori sono state stabilite in Emilia Romagna.

CONCLUSIONI

Il processo di attuazione regionale delle aree idonee è iniziato. Alcuni principi comuni nella legislazione regionale si stanno delineando e sembra progressivamente chiarirsi l'inderogabilità dei principi stabiliti dalla legislazione nazionale e l'impossibilità di ridurre l'estensione delle aree idonee identificate dalla normativa nazionale.
Ulteriori indicazioni si avranno comunque dalla pronuncia della Corte costituzionale sulla legge regionale umbra che ha regolato anche le aree non idonee.
Nel frattempo le aree idonee ulteriori individuate dalle Regioni sono focalizzate su aree prossime a infrastrutture o comunque già modificate per usi diversi dall'agricoltura.



BESS: MODELLI REGULATED E MERCHANT A CONFRONTO

PREMIO FISSO GARANTITO DA TERNA O CANONE PAGATO DA UN OPERATORE PRIVATO: NEI GRANDI SISTEMI DI ACCUMULO LA SCELTA DEL MODELLO DI RICAVO DECIDE CHI SI FA CARICO DEL RISCHIO DI MERCATO. IN ENTRAMBI I CASI, A FARE LA DIFFERENZA È IL CONTRATTO

A CURA DI **GREENSQUARE - SOCIETÀ TRA AVVOCATI**



Un grande impianto di accumulo guadagna comprando energia quando costa poco e rivendendola quando costa di più, oppure offrendo servizi alla rete elettrica. Sono ricavi incerti, perché dipendono dall'andamento dei prezzi. Per renderli prevedibili, e quindi finanziabili, gli operatori italiani hanno oggi due strade principali: il contratto con Terna ottenuto partecipando alle aste Macse, oppure un contratto di tolling con un operatore di mercato. In alternativa resta la scelta merchant, cioè vendere sul mercato senza coperture.

IL MACSE: UN RICAVO FISSO PER 15 ANNI

Il Macse è il meccanismo con cui Terna acquista nuova capacità di accumulo per conto del sistema elettrico. È previsto dall'art. 18 del D.Lgs. 210/2021. Le sue regole sono scritte da Terna sulla base delle indicazioni di Arera e sono state approvate dal ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica nell'ottobre 2024, dopo il via libera della Commissione europea.

Il funzionamento è semplice. Terna mette all'asta un fabbisogno di capacità, suddiviso per aree geografiche. Gli operatori offrono il premio annuo che chiedono per ogni MWh di capacità messo a disposizione: vince chi chiede meno, ed è pagato al prezzo che ha offerto. Arera fissa un tetto massimo alle offerte. Il contratto dura 15 anni.

In cambio del premio, l'operatore rinuncia a usare liberamente la batteria sui mercati dell'energia: è Terna a metterne la capacità a disposizione degli operatori di mercato, con prodotti standard negoziati sulla borsa elettrica. Il proprietario resta però responsabile dell'impianto. Deve mantenerlo efficiente, sopporta guasti e invecchiamento delle batterie e paga penali se l'impianto non è disponibile. Può invece offrire la capacità residua sul mercato dei servizi di bilanciamento gestito da Terna, trattenendo una parte del guadagno.

La prima asta, il 30 settembre 2025, ha assegnato 10 GWh nel Centro-Sud e nelle isole. Le offerte hanno superato di oltre quattro volte la domanda e il premio medio si è fermato a 12.959 euro per MWh all'anno, circa un terzo del tetto di 37.000 euro. Per la seconda asta, con 16 GWh in palio e impianti in esercizio dal 2029, Arera ha fissato il tetto a 27.000 euro (delibera 332/2026/R/eel). Il Nord resta escluso.

Il bilancio è netto. Il Macse garantisce un ricavo certo per 15 anni, pagato da una controparte solida come Terna: per le banche è il profilo più rassicurante. Il prezzo di questa sicurezza è un guadagno contenuto, con regole uguali per tutti e non negoziabili e il rischio tecnico interamente a carico del proprietario. Vince chi riesce a costruire e gestire l'impianto con costi molto bassi.

IL TOLLING: UN CANONE AL POSTO DEL MERCATO

Con il tolling il proprietario dell'impianto, di solito un produttore indipendente, cede a un operatore di mercato, una utility o un trader, il diritto di utilizzare la batteria. Il toller decide quando caricarla e scaricarla e incassa i guadagni; in cambio paga al proprietario un canone fisso. Il rischio legato ai prezzi passa così a chi ha le competenze di trading per gestirlo. Per questo il tolling, pur essendo un accordo tra privati, non è un modello merchant: per il proprietario è un ricavo garantito da contratto.

Rispetto al Macse, la differenza principale è la libertà: durata, canone, garanzie e penali si negoziano. Il tolling è però un contratto atipico (art. 1322 c.c.), cioè non disciplinato espressamente dal codice civile. La tutela delle parti dipende quindi quasi interamente da come è scritto.
Il mercato italiano si sta muovendo in fretta, soprattutto al Nord, dove il Macse non arriva e si concentrano le operazioni più grandi. Al Sud, invece, molti impianti rimasti fuori dalle aste cercano un toller, ma gli acquirenti disponibili sono ancora pochi.
Una precisazione sul rapporto con il Macse. I due strumenti possono convivere nello stesso portafoglio, ma non sulla stessa capacità: quella aggiudicata in asta è già impegnata con Terna e non può essere ceduta una seconda volta a un toller.

IL CONTRATTO CLAUSOLA PER CLAUSOLA

Se il Macse offre una certezza già confezionata, nel tolling la certezza va costruita. Quattro punti decidono la tenuta del contratto.
Il primo è la durata. I tolling durano in genere tra sette e 10 anni, meno dei 15 del Macse. Le banche finanziano sugli anni coperti dal contratto: il periodo che resta scoperto, con il ricavo esposto al mercato, riduce il debito che il progetto può sostenere.
Il secondo è la disponibilità dell'impianto. Il proprietario garantisce che la batteria sarà utilizzabile per una certa percentuale del tempo e con certe prestazioni, e paga penali se non ci riesce.
Il terzo, il più tipico delle batterie, è l'usura. Ogni ciclo di carica e scarica consuma la batteria, e un toller libero di usarla senza limiti ne accorcia la vita a spese del proprietario. Il contratto deve fissare un numero massimo di cicli e stabilire chi paga gli interventi per mantenere negli anni la capacità promessa. Questi limiti devono coincidere con quelli della garanzia del fornitore e del contratto di manutenzione; altrimenti il proprietario si ritrova un rischio che pensava di aver ceduto.
Il quarto riguarda le regole che cambiano. Il mercato elettrico è in piena riforma e un contratto di 10 anni ne attraverserà inevitabilmente le evoluzioni. Senza una clausola che stabilisca chi ne sopporta gli effetti, l'unico rimedio sarebbe la risoluzione per eccessiva onerosità sopravvenuta (art. 1467 c.c.): uno strumento drastico, che fa cadere il contratto, poco adatto a un progetto finanziato dalle banche.
Restano poi da definire gli aspetti operativi. Va stabilito chi si interfaccia con Terna per l'energia immessa e prelevata, chi paga gli scostamenti rispetto ai programmi e chi rispetta gli obblighi di trasparenza previsti dal regolamento europeo Remit.

MERCHANT E BANCABILITÀ

Resta la strada merchant: il proprietario vende direttamente sui mercati, di solito affidandosi a un operatore specializzato pagato con una percentuale dei ricavi. Questo contratto non va confuso con il tolling, perché il rischio dei prezzi resta al proprietario. È la scelta con il potenziale di guadagno più alto e l'incertezza maggiore, destinata a crescere dal 2028 con l'entrata in esercizio della capacità Macse. Senza strumenti di copertura è difficile da finanziare con debito bancario.
Per chi finanzia, la gerarchia è chiara. Il Macse offre il flusso di ricavi più prevedibile. Il tolling è solido quanto lo è il toller che paga il canone: per questo contano le garanzie che offre, come le fideiussioni della capogruppo, e il diritto delle banche di subentrare nel contratto se il progetto va in difficoltà.
La scelta del modello dipende allora da dove si trova l'impianto, da quanto costa il capitale e da quanto rischio si è disposti a correre. Al Centro-Sud e nelle isole il Macse resta la strada principale per chi è competitivo sui costi. Al Nord il tolling è oggi lo strumento che rende finanziabili i grandi progetti. Il merchant resta un'opzione per investitori pazienti. In ogni caso, il valore si decide nella coerenza tra i contratti: tolling, fornitura, garanzie delle batterie, manutenzione e finanziamento devono dire la stessa cosa.



AL CENTRO-SUD E NELLE ISOLE IL MACSE RESTA LA STRADA PRINCIPALE PER CHI È COMPETITIVO SUI COSTI. AL NORD IL TOLLING È OGGI LO STRUMENTO CHE RENDE FINANZIABILI I GRANDI PROGETTI. IL MERCHANT RESTA UN'OPZIONE PER INVESTITORI PAZIENTI



PREZZI ELETTRICITÀ: L'AUMENTO NON SI PLACA

A SETTEMBRE IL COSTO DEL MERCATO ELETTRICO EUROPEO HANNO CONTINUATO A CRESCERE, CON L'ITALIA CHE SI È ATTESTATA A UNA MEDIA MENSILE PARI A 207,54 EURO AL MWH CONTRO UNA MEDIA DI 104 EURO AL MWH. TRA I FATTORI SCATENANTI, IL PREZZO DEL GAS CHE È PIÙ CHE TRIPLICATO RISPETTO A SETTEMBRE 2025. AUMENTA ANCHE LA PRODUZIONE DI ENERGIA SOLARE, CHE SEGNA NUOVI RECORD



DI **ALEASOFT ENERGY FORECASTING**

A settembre i prezzi dell'energia elettrica sono aumentati in tutti i principali mercati europei dell'elettricità. L'aumento dei prezzi del gas, determinato dalle scarse riserve europee e dalle tensioni geopolitiche nello Stretto di Hormuz, insieme all'aumento dei prezzi della CO_2 e della domanda, sono tutti fattori che hanno favorito questa tendenza. A ciò si è aggiunto il calo mensile della produzione di energia solare, sebbene la nonostante si siano registrati livelli record per un mese di settembre nei principali mercati.

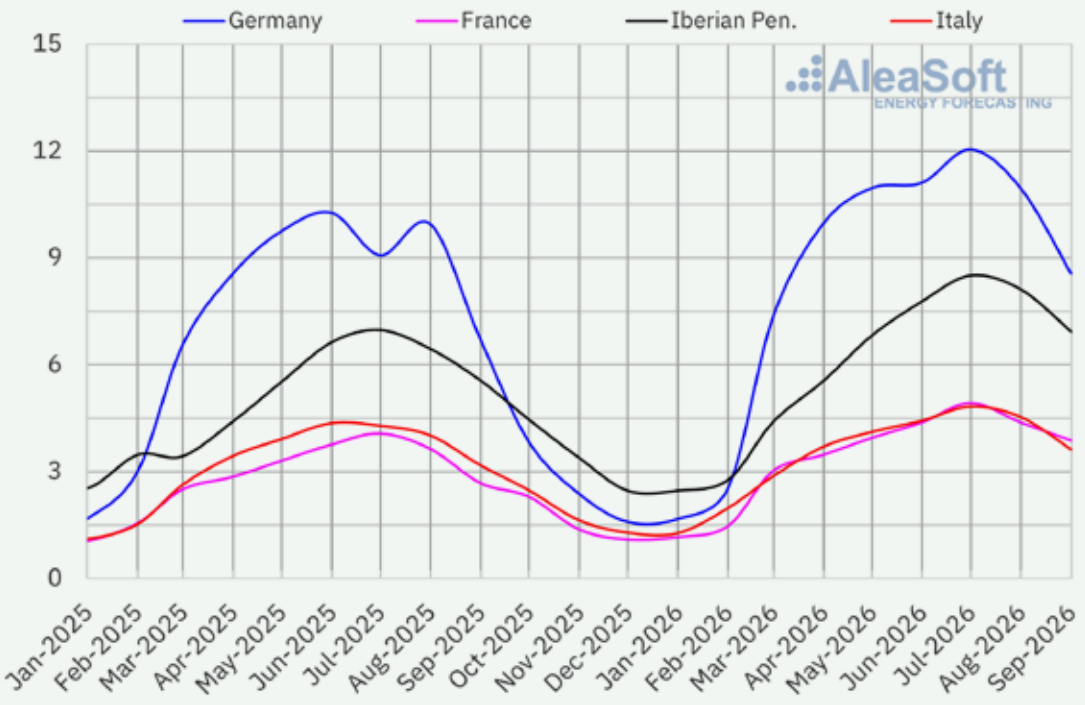
PRODUZIONE DI ENERGIA SOLARE

La produzione di energia solare a settembre è aumentata in tutti i principali mercati europei dell'energia elettrica rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. La Francia ha registrato la crescita percentuale più elevata, pari al 45%, mentre l'Italia quella più bassa, pari al 13%. In Germania, Spagna e Portogallo, la produzione è cresciuta rispettivamente del 31%, del 25% e del 18%.
Rispetto ad agosto, la produzione di questa energia è diminuita. La Germania ha registrato il calo maggiore, pari al 19%, seguita dall'Italia, con una flessione del 17%. In Spagna, Francia e Portogallo, la produzione è diminuita rispettivamente dell'11%, del 6,3% e del 4,9%. Nonostante ciò la produzione ha raggiunto i livelli più alti mai registrati per un mese di settembre attestandosi a 8.562 GWh in Germania, 6.207 GWh in Spagna, 3.879 GWh in Francia, 3.624 GWh in Italia e 724 GWh in Portogallo.

DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

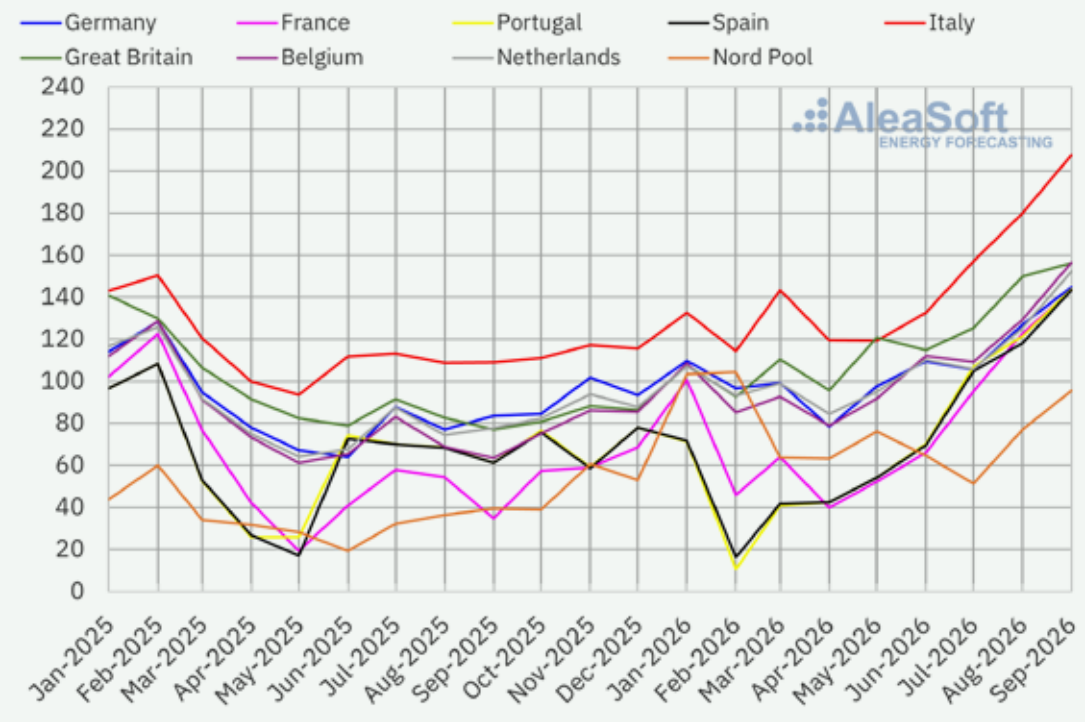
A settembre la domanda di energia elettrica è aumentata su base annua in Italia, Portogallo, Spagna e Belgio. L'Italia ha registrato l'incremento maggiore, pari al 7,3%, seguita dal Portogallo e dalla Spagna, con aumenti rispettivamente del 6,8% e del 5,7%. In Belgio, la domanda è cresciuta dell'1,4%. Al contrario,

Produzione energetica da fotovoltaico in Europa (TWh)
Gen 2025 – Sett 2026



FONTE: ELABORATO DA ALEASOFT ENERGY FORECASTING CON DATI DI ENTSO-E, RTE, REN, REE E TERNA

Prezzi dell'elettricità in Europa (€/MWh)
Gen 2025 – Sett 2026

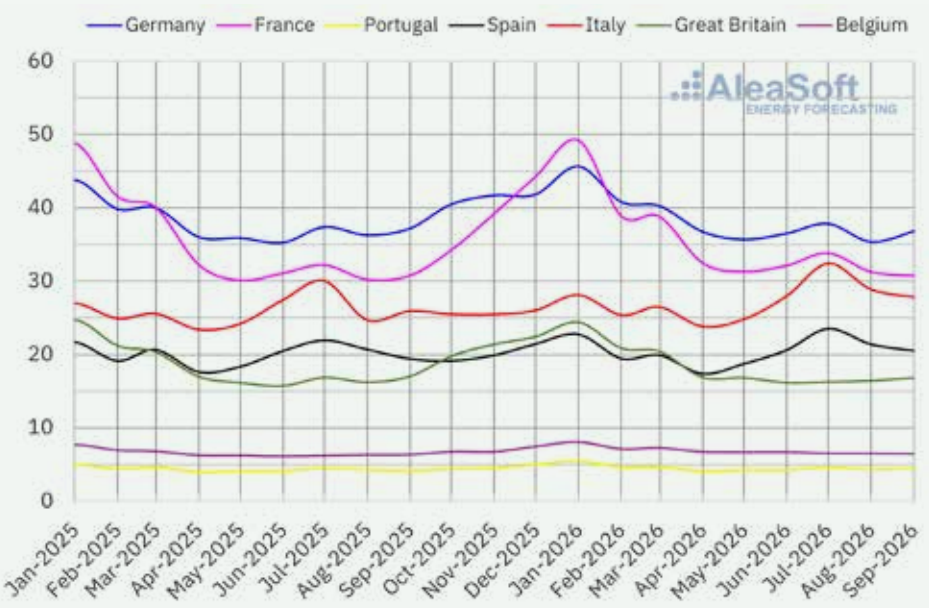


FONTE: ELABORATO DA ALEASOFT ENERGY FORECASTING CON DATI DI ENTSO-E, RTE, REN, REE E TERNA

è diminuita dell'1,1% in Gran Bretagna, dell'1,0% in Germania e dello 0,1% in Francia.
La domanda è aumentata anche rispetto ad agosto. La Germania ha registrato l'incremento maggiore, pari al 7,6%, seguita dal Portogallo e dalla Gran Bretagna, con aumenti rispettivamente del 6,9% e del 5,8%. In Belgio e in Francia, la domanda è cresciuta rispettivamente del 2,4% e dell'1,4%. Al contrario, è diminuita dell'1,7% in Spagna e dello 0,4% in Italia.
In Italia e Portogallo, questa domanda ha raggiunto i livelli più alti mai registrati per un mese di settembre attestandosi rispettivamente a 27.840 GWh e 4.449 GWh.
Le temperature medie sono risultate superiori rispetto allo stesso mese del 2025. Il Belgio ha registrato l'aumento maggiore, pari a 3,1°C, seguito dalla Francia, con un aumento di 3°C. Negli altri mercati gli aumenti sono variati da 1,4°C in Germania a 2,6°C in Gran Bretagna. Rispetto ad agosto invece le temperature sono diminuite. L'Italia ha registrato il calo maggiore, pari a 4,8°C, seguita dalla Germania, con una diminuzione di 3,9°C. Negli altri mercati, le temperature sono scese da 0,4°C in Belgio a 3,4°C in Francia.

Domanda energetica dei principali Paesi europei (TWh) / Gen 2025 – Sett 2026

FONTE: ELABORATO DA ALEASOFT ENERGY FORECASTING CON DATI DI ENTSO-E, RTE, REN, REE E TERNA



MERCATI EUROPEI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Considerando il prezzo medio mensile, a settembre sono stati superati i 140 euro al MWh in quasi tutti i principali mercati europei. Il mercato nordico ha rappresentato l'eccezione, con una media di 95,57 euro al MWh. Il mercato italiano ha registrato il prezzo più elevato, pari a 207,54 euro al MWh, seguito dai mercati belga e britannico, rispettivamente a 156,41 euro al MWh e 156,12 euro al MWh. Negli altri mercati analizzati da AleaSoft Energy Forecasting, le medie variavano da 143,25 euro al MWh nel mercato spagnolo a 152,21 euro al MWh in quello olandese.
Rispetto ad agosto, i prezzi medi sono aumentati. Il mercato nor dico ha registrato l'incremento percentuale più elevato, pari al 24%, mentre il mercato britannico ha registrato l'incremento più contenuto, pari al 4,2%. Negli altri mercati, i prezzi sono aumentati tra il 14% nel mercato tedesco e il 21% nei mercati spagnolo, belga e olandese.
Anche confrontando i prezzi medi di settembre con quelli registrati nello stesso mese del 2025, si è osservato un aumento. Il mercato francese ha registrato l'incremento percentuale più elevato, pari al 312%, seguito dal mercato belga, con un aumento del 146%. Negli altri mercati, gli aumenti dei prezzi sono stati compresi tra il 73% nel mercato tedesco e il 143% nel mercato nordico.
A seguito degli aumenti dei prezzi, a settembre i mercati tedesco, belga, britannico, italiano e olandese hanno registrato le medie mensili più elevate dal gennaio 2023.
L'aumento dei prezzi del gas e delle quote di emissione di CO_2 rispetto ad agosto, insieme al calo della produzione di energia solare in tutti i mercati e alla diminuzione della produzione di energia eolica in Francia e in Portogallo, sono fattori che hanno favorito l'aumento dei prezzi nei mercati europei dell'elettricità rispetto al mese precedente. Anche l'aumento della domanda nella maggior parte dei mercati ha contribuito a questa tendenza.
Rispetto allo stesso mese del 2025, il forte aumento dei prezzi del gas, che sono più che raddoppiati rispetto a settembre dell'anno precedente, e l'aumento dei prezzi delle quote di emissione di CO_2 hanno determinato gli aumenti dei prezzi su base annua. Anche il calo della produzione di energia eolica nella maggior parte dei mercati e l'aumento della domanda in Belgio, Italia e nella Penisola Iberica hanno contribuito a tali aumenti.



ADOZIONE CRITERI NZIA: L'ITALIA È PIÙ AVANTI DI TUTTI IN EUROPA

UN RECENTE RAPPORTO DI SOLARPOWER EUROPE ANALIZZA L'ATTUAZIONE E L'ADOZIONE DEL NET ZERO INDUSTRY ACT NEI PAESI UE. EMERGE UN QUADRO POSITIVO PER L'ITALIA, CHE CON LE ASTE FER X STA PREMIANDO LA DIVERSIFICAZIONE DELLE CATENE DI APPROVVIGIONAMENTO

DI **GIANLUIGI TORCHIANI**

Quanto stanno funzionando i provvedimenti per rimettere in piedi un'industria fotovoltaica europea? Alcune indicazioni arrivano dal recente "Industrial Policy for Solar PV: National Implementation and Progress Report" di SolarPower Europe, che fa il punto su uno dei temi più caldi del settore rinnovabili. Il fotovoltaico è infatti diventato la colonna portante della transizione energetica pulita europea. Nel 2025, la capacità fotovoltaica cumulata installata nell'UE ha raggiunto i 409 GW, superando l'obiettivo intermedio fissato per la metà del decennio, assicurando oltre il 13% della produzione elettrica complessiva dell'Unione europea. L'UE continua però a dipendere in misura preponderante dalla produzione dei Paesi terzi per la maggior parte dei componenti fondamentali degli impianti fotovoltaici. Non a caso nel giugno 2024 l'Unione europea ha adottato il Net-Zero Industry Act (Nzia), parte del Clean Industrial Deal, con l'obiettivo di ricostruire la capacità industriale europea.



IN ORDINE SPARSO

Per il fotovoltaico, in particolare, il regolamento ha fissato l'obiettivo di raggiungere entro il 2030 una capacità produttiva operativa di 30 GW lungo l'intera catena del valore.

Cosa hanno fatto in questi anni gli Stati per adeguarsi al Nzia? Sebbene il provvedimento sia diventato pienamente operativo soltanto a gennaio 2026 e sia quindi ancora presto per valutarne gli effetti, secondo SolarPower Europe gli Stati membri si sono mossi finora in ordine sparso.

Diversi Stati membri hanno già iniziato a tradurre queste disposizioni in misure concrete attraverso la sperimentazione di nuovi modelli di asta, l'introduzione di criteri di resilienza precedenti al Nzia e l'attivazione di regimi di sostegno mirati. Altri Paesi si trovano invece ancora nelle prime fasi preparatorie. Ad esempio, l'Austria ha introdotto un bonus del 20% per i prodotti Made in Europe e ha incentivato i progetti fotovoltaici residenziali e di accumulo mediante batterie che utilizzano componenti fotovoltaici fabbricati in Europa. La Francia, invece, ha iniziato ad applicare i criteri di resilienza previsti alle procedure d'asta per gli impianti fotovoltaici a terra, richiedendo che i componenti fondamentali provengano da catene di approvvigionamento diversificate. La Spagna, invece, sta attuando il Nzia principalmente attraverso criteri di resilienza basati sull'attribuzione di punteggi nelle procedure di assegnazione degli incentivi pubblici.

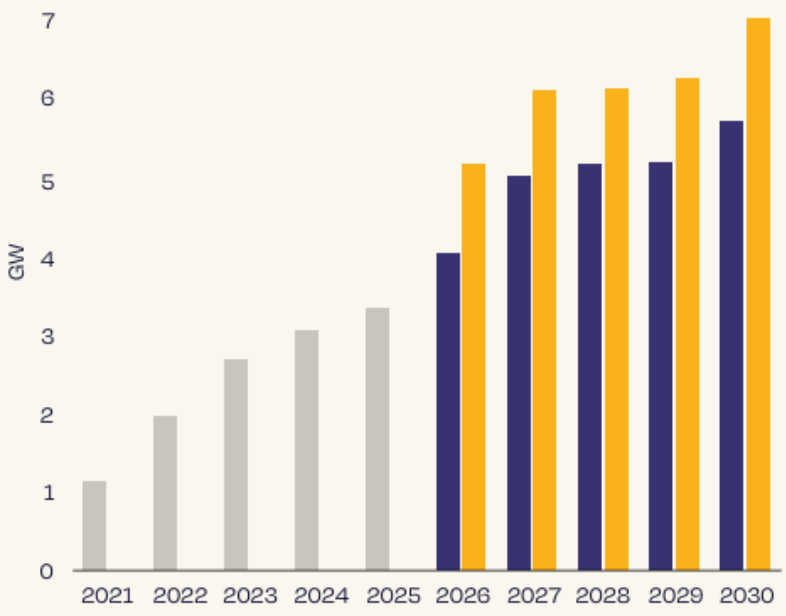
IL CASO FER X

Ma il caso a cui il rapporto dedica maggiore attenzione è l'Italia: secondo l'associazione, in particolare, il regime FER X varato ad agosto 2025 merita interesse proprio per l'introduzione di una disposizione specifica sulla resilienza. Le procedure competitive (aste) dedicate a impianti di potenza superiore a 1 MW non si basano infatti soltanto sul ribasso economico della tariffa, ma premiano la sicurezza della catena di approvvigionamento e la provenienza europea o non critica dei componenti tecnologici. L'Italia ha infatti riservato fino al 20% del volume delle aste fotovoltaiche a una sezione dedicata alla resilienza, soggetta a determinati requisiti relativi all'origine dei componenti. Analogamente al FER X transitorio, il FER X definitivo, adottato nel 2026, va persino oltre le disposizioni del Nzia in materia di resilienza, richiedendo che i progetti fotovoltaici ammissibili debbano utilizzare moduli, celle e inverter che soddisfino almeno una delle seguenti condizioni: non siano fabbricati in stabilimenti situati nei Paesi terzi interessati, non siano gestiti da aziende con sede in tali Paesi oppure non appartengano a gruppi societari la cui società madre abbia sede negli stessi Paesi. Dal caso italiano arrivano anche alcuni numeri: nel 2025 l'asta dedicata alla resilienza ha raggiunto l'obiettivo previsto, assegnando 1,1 GW di capacità fotovoltaica a un prezzo medio di aggiudicazione di 66,4 euro/MWh. Il dato si può confrontare con i 7,7 GW assegnati nell'asta parallela, senza criterio della resilienza, che ha invece visto un prezzo medio di 56,8 euro/MWh. Il differenziale di prezzo, pari a circa 10 euro/MWh (il 17% in più), mostra secondo SolarPower Europe che le aste possono favorire la diversificazione delle catene di approvvigionamento, comportando tuttavia un costo aggiuntivo. Nel caso italiano questo sovrapprezzo supera leggermente l'incremento del 15% previsto dal Nzia per riconoscere il valore della resilienza e della sostenibilità.

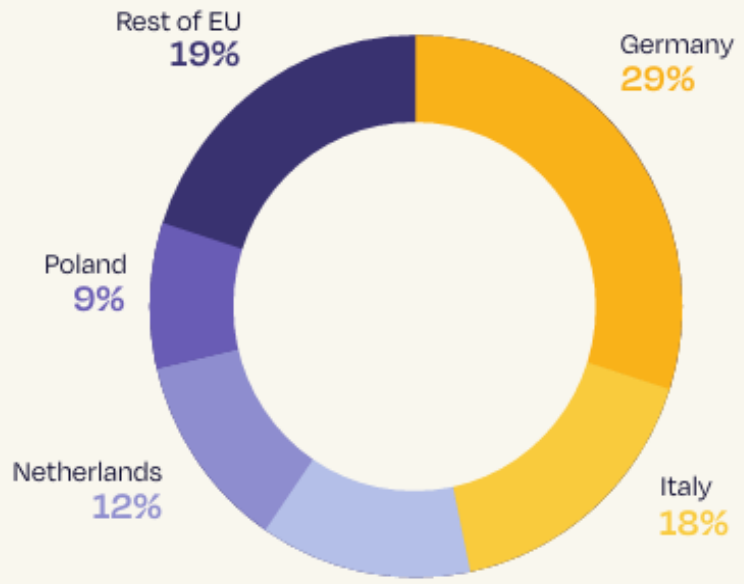
MISURA SUFFICIENTE?

In definitiva, sebbene i criteri di resilienza non basati sul prezzo abbiano determinato un aumento dei costi, i prezzi di aggiudicazione sono comunque rimasti inferiori al prezzo di riferimento dell'elettricità sul mercato all'ingrosso

Stima della capacità fotovoltaica legata alle aste con rispetto dei criteri NZIA



Capacità fotovoltaica assegnata tramite aste nell'Ue, per Paese (2021-2025)



italiano, garantendo risparmi netti al sistema elettrico. La strada intrapresa a livello nazionale è dunque quella corretta? In realtà il report sottolinea che l'utilizzo dei criteri di resilienza, seppure efficace nel promuovere la diversificazione delle catene di approvvigionamento, potrebbe non essere di per sé sufficiente a rendere possibile il ritorno della produzione fotovoltaica in Europa.

Secondo SolarPower Europe, sarà fondamentale attuare gli obiettivi del Nzia in modo più coerente e coordinato a livello europeo, affinché la politica industriale possa sfruttare appieno il potenziale del mercato unico. Sullo sfondo c'è poi l'approvazione dell'ormai imminente Industrial Accelerator Act, attualmente in fase di negoziazione, che dovrebbe rafforzare il quadro complessivo di sostegno all'industria solare europea.



AGRIVOLTAICO POST PNRR: TRE PROPOSTE PER FAVORIRE IL CONNUBIO AGRICOLTURA-ENERGIA

IL VANTAGGIO DELL'AGRIVOLTAICO IN ITALIA NON CONSISTE NELL'AVERE ELABORATO PER PRIMA IL QUADRO NORMATIVO PIÙ COMPLETO, MA NELL'AVERE RAGGIUNTO LA MASSA CRITICA NECESSARIA A DIMOSTRARE CHE SOLARE E AGRICOLTURA POSSONO CRESCERE INSIEME. PER CONSOLIDARE QUESTO SEGMENTO, SERVONO PERÒ TRE LINEE DI LAVORO: VALORIZZARE LA CONTINUITÀ EFFETTIVA DELL'ATTIVITÀ AGRICOLA, SUPPORTARE I COMUNI NEI CONTROLLI E NELLE VERIFICHE E RICONOSCERE IL VALORE AGGIUNTO DELL'INTEGRAZIONE TRA ENERGIA E AGRICOLTURA

A CURA DI ALESSANDRA CATANIA, ANDREA MASSIMO BARTOLINI, CHIARA NELLI, GIORGIA EPICOCO, ILARIA D'AMICO, MARIALETIZIA MAURO, MICHELANGELO LAFRONZA DI **ANIE RINNOVABILI**

In Italia i progetti agrivoltaici ammessi agli incentivi Pnrr sono 730, per 1,8 GW, ben oltre l'obiettivo di 1,04 GW. Dal 2026, inoltre, l'ordinamento italiano dispone di una definizione legislativa di impianto agrivoltaico. In una fase in cui i costi di produzione mettono sotto pressione molte aziende agricole, la questione non è se agricoltura ed energia possano convivere, ma a quali condizioni l'una possa rafforzare l'altra.
Il Pnrr ha avviato il comparto. Ora, per le filiere agricola e fotovoltaica, la domanda è: che cosa accadrà dopo? È urgente consolidare un modello in cui agricoltura ed energia crescano realmente insieme.
Tre le linee di intervento che il comparto propone: criteri proporzionati e verificabili per la continuità agricola, supporto ai Comuni nei controlli, un canale di sostegno dedicato, legato al valore agricolo dei progetti.



EUROPA: UN MERCATO IN CRESCITA, REGOLE IN COSTRUZIONE

In Europa l'agrivoltaico è in rapida crescita: SolarPower Europe censisce oltre 200 progetti agrivoltaici e agrisolari in almeno dieci Paesi, per più di 15 GW. Il quadro regolatorio resta però in evoluzione: tra 18 Stati membri, solo Cechia, Croazia, Francia, Germania e Slovenia dispongono di una definizione giuridica, e la Francia è l'unica a soddisfare tutti i criteri valutati. La Germania ha previsto aste dedicate alle applicazioni speciali del fotovoltaico, con obiettivi fino a 800 MW nel 2025 e 1.200 MW nel 2026, in attesa dell'approvazione europea sugli aiuti di Stato; i Paesi Bassi sono invece un riferimento tecnologico per le colture ad alta intensità. Dal 9 gennaio 2026 esiste anche un riferimento comune europeo: la Comunicazione della Commissione C/2026/127 definisce l'agrisolare come uso simultaneo dello stesso terreno per agricoltura e fotovoltaico, riconoscendo il carattere primario e la continuità dell'attività agricola, nonché la rimovibilità dell'impianto senza danni al suolo. Pur non avendo valore normativo, indica una direzione chiara verso definizioni e standard condivisi.

IL VANTAGGIO ITALIANO E IL POTENZIALE DELL'AGRIVOLTAICO

Italia: la forza della massa critica

Se la Francia dispone del quadro più completo, il punto di forza dell'Italia è la massa critica. La Commissione europea ha approvato uno schema italiano da 1,7 miliardi di euro per 1,04 GW: 1,1 miliardi di contributi in conto capitale, fino al 40% dei costi, e circa 560 milioni di tariffe incentivanti ventennali, finanziati in parte dal Piano nazionale di ripresa e resilienza. A titolo di confronto, in Spagna il Prtr ha assegnato 77,1 milioni di euro a 62 progetti agrivoltaici con accumulo. Quello italiano è quindi il più grande strumento dedicato all'agrivoltaico tra quelli censiti in Europa. Il mercato ha risposto oltre le attese, con 730 progetti ammessi per circa 1,85 GW nella graduatoria GSE del 7 agosto 2026. Gli impianti sono inoltre dotati fin dall'avvio di sistemi di monitoraggio del risparmio idrico, della fertilità del suolo, del microclima e della resilienza climatica. I dati raccolti potranno fornire l'evidenza agronomica richiesta dal dibattito europeo. Con la Legge 4/2026, anche l'Italia dispone infine di una definizione legislativa di impianto agrivoltaico. La Francia ha scritto la norma; l'Italia può costruire la prova.
Anche il contesto energetico nazionale conferma questa direzione: negli scenari Terna-Snam rappresentati nel DDS 2026, la capacità solare cresce da 43,5 GW nel 2025 a 82,3 GW nel 2030, superando il riferimento Pniec di 79,3 GW riportato nel DDS 2024. Il fotovoltaico sarà quindi centrale nella transizione italiana; l'agrivoltaico consente di svilupparlo, salvaguardando la vocazione agricola dei suoli.

Lo studio JRC: un potenziale europeo da 944 GW

Il rapporto Overview of the potential and challenges for Agri-Photovoltaics in the European Union, pubblicato dal Joint Research Centre nell'aprile 2023, stima che destinare ai sistemi agrivoltaici appena l'1% della superficie agricola utilizzata equivarrebbe a circa 944 GW di capacità installata, rispetto all'obiettivo europeo di 720 GW al 2030. La Strategia solare del 2022 invita, infatti, gli Stati membri a considerare, oltre ai grandi impianti e alle installazioni sui tetti, soluzioni innovative come l'agrivoltaico. Il dato, teorico e basato su una densità media di 0,6 MW per ettaro, evidenzia la capacità di attenuare la competizione per il suolo tra energia e agricoltura. Il JRC indica, inoltre, alcune condizioni di sviluppo: definizione e standard europei chiari, riconoscimento nei Piani strategici nazionali della PAC, sostegni finanziari e obiettivi di capacità dedicati. Tra le 17 raccomandazioni figura anche la necessità di non escludere i sistemi certificati dai pagamenti PAC. Gli studi successivi rafforzano il ruolo dell'agronomia: in Francia e in Italia incentivi e autorizzazioni dipendono dal mantenimento della produttività agricola, mentre monitoraggio e validazione agronomica fin dalle prime fasi sono alla base di progetti solidi, metodo già previsto dai bandi italiani.

SOSTEGNO EUROPEO E QUADRO NORMATIVO

Il sostegno europeo: più strumenti, un tassello decisivo

Ad oggi, non esiste uno schema europeo specificamente dedicato all'agrivoltaico: il sostegno deriva da strumenti diversi. Il dispositivo per la ripresa e la resilienza, nell'ambito di NextGenerationEU, ha finanziato i principali programmi nazionali, a partire

da quello italiano. La Politica agricola comune (PAC) svolge un ruolo decisivo: otto Stati membri hanno già chiarito le condizioni di ammissibilità ai pagamenti per gli agricoltori che installano sistemi agrivoltaici. In Italia, per Masaf e Agea, la PAC resta accessibile se l'agricoltore mantiene il controllo del terreno e lo coltiva nei casi di moduli elevati o verticali; in Spagna, dal 2026, le parcelle agrivoltaiche possono rimanere ammissibili per l'intera superficie quando l'agricoltura resta prevalente. La proposta della Commissione per la PAC post-2027 offre l'occasione per definire un quadro più chiaro. Horizon Europe sostiene la ricerca con un bando 2026 da 30 milioni di euro per agrivoltaico e fotovoltaico marino, mentre SolarPower Europe propone il ricorso a fondi BEI e NextGenerationEU per ridurre il rischio degli investimenti.

Quadro normativo italiano

Il quadro normativo distingue due declinazioni dell'agrivoltaico: la disciplina generale per la realizzazione degli impianti e i requisiti più stringenti richiesti per accedere a specifici meccanismi di incentivazione.

Un primo riferimento è l'articolo 65 del D.L. n. 1/2012, che disciplina l'accesso a determinati incentivi statali per gli impianti fotovoltaici realizzati in aree agricole. La disposizione, ancora parzialmente vigente, prevede eccezioni per gli impianti agrivoltaici dotati di soluzioni integrative innovative, moduli elevati da terra e sistemi di monitoraggio. In tale contesto si collocano anche le Linee guida del giugno 2022, che hanno definito i principali requisiti tecnici e prestazionali dei sistemi agrivoltaici e costituito il riferimento per i successivi meccanismi di incentivazione.

Con il Testo Unico FER (D.lgs. 190/2024) e la disciplina delle aree idonee, il quadro normativo si è ulteriormente evoluto attraverso l'introduzione di una definizione generale di impianto agrivoltaico, adeguatamente elevato da terra in grado di garantire la continuità delle attività colturali e pastorali, che può prevedere la rotazione dei moduli collocati in posizione elevata da terra e l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione. Tale definizione supera l'impostazione delle Linee guida Mase, a cui diverse Regioni continuano a fare riferimento. Di fatto esso non richiede, di per sé, il rispetto di tutti i parametri tecnici previsti dai meccanismi di incentivazione per gli impianti avanzati del Pnrr, ma il mantenimento dell'80% della Produzione Lorda Vendibile (PLV). A fronte di questo requisito, manca tuttavia una metodologia organica e uniforme a livello nazionale per calcolare la PLV e verificarne il mantenimento, con conseguenti differenze applicative tra le Regioni. In questo quadro, i Comuni sono chiamati a svolgere nuovi controlli: servono protocolli e competenze condivise per esercitarli in modo uniforme.

Sul fronte degli incentivi, il DM Agrivoltaico 436/2023, adottato nell'ambito del Pnrr, costituisce lo strumento specifico per l'agrivoltaico avanzato. La misura prevede un contributo in conto capitale fino al 40% delle spese ammissibili e una tariffa incentivante sulla produzione elettrica, subordinati al rispetto di requisiti progettuali e di monitoraggio. Nel 2026, la misura è stata riorganizzata attraverso la Facility Agrivoltaico con una dotazione di circa 1,1 miliardi di euro: il nuovo assetto mantiene le graduatorie a Registro e ad Asta del DM Agrivoltaico già approvate e ridefinisce le tempistiche di realizzazione, prevedendo l'entrata in esercizio degli impianti entro 24 mesi dalla comunicazione dell'accordo di concessione con il GSE. Il quadro vigente distingue, quindi, i requisiti per l'accesso agli incentivi dalle condizioni di localizzazione e autorizzazione. Questa distinzione riflette il progressivo riconoscimento dell'agrivoltaico non solo come tecnologia di produzione energetica, ma come sistema integrato di uso agricolo ed energetico del territorio, coerente con la disciplina delle aree idonee.

CONTINUITÀ AGRICOLA: REQUISITI E CRITERI PROPORZIONATI

Tre configurazioni, una scelta agronomica

L'agrivoltaico integra la produzione elettrica con la continuità delle attività agricole mediante configurazioni scelte in base alle colture, al terreno e alle modalità di conduzione aziendale. Negli impianti interfilari a struttura fissa, i moduli hanno un'inclinazione prestabilita e sono disposti in file distanziate, così da preservare gli spazi per le lavorazioni e il passaggio dei mezzi. Gli impianti a inseguimento solare utilizzano invece strutture mobili che seguono il movimento del sole e consentono di modulare la radiazione anche in funzione delle esigenze colturali. Negli impianti verticali, infine, le ampie fasce libere tra le file agevolano l'uso dei macchinari. Non esiste quindi una soluzione valida in assoluto: la configurazione deve rispondere alle esigenze agronomiche e operative dell'azienda, assicurando l'equilibrio economico tra attività agricola e produzione energetica.

Altezza dei moduli: flessibilità al servizio delle colture

Un tema centrale riguarda l'altezza dei moduli da terra. Le Linee guida Mase del giugno 2022 indicano un'altezza minima di 2,10 metri, pensata per consentire lo svolgimento delle attività agricole sotto i moduli. Il parametro non dovrebbe tuttavia essere applicato indistintamente a ogni impianto: l'altezza necessaria varia in funzione delle colture, delle lavorazioni e dei mezzi utilizzati. Spetta quindi al piano agronomico individuare, caso per caso, le condizioni più adatte, descrivendo colture, tecniche, macchinari ed esigenze operative. Questo approccio consentirebbe di superare criteri dimensionali uniformi, talvolta poco coerenti con le caratteristiche aziendali, e di favorire una progettazione flessibile, orientata all'effettiva integrazione tra agricoltura e fotovoltaico.

Dal Pnrr al dopo-Pnrr: requisiti nel loro contesto

Occorre distinguere tra agrivoltaico avanzato realizzato nell'ambito del Pnrr e impianti sviluppati al di fuori di questa misura. I requisiti di accesso agli incentivi vanno quindi valutati nel loro contesto, senza trasformarli in parametri universali. Nel dopo-Pnrr servirà un quadro normativo coerente con l'evoluzione tecnologica e con le esigenze delle imprese agricole, capace di verificare la reale compatibilità tra

ECOPROGETTI
SPECIALIST IN PHOTOVOLTAIC PRODUCTION PROCESS

Pannelli Solari
a fine vita?

Ricicla e Rivendi fino al 100%
delle materie prime

Scopri le linee automatiche per il riciclo di pannelli fotovoltaici

100% MADE IN ITALY



impianto e attività agricola in base alle caratteristiche del progetto e del contesto produttivo.

PLV: certezza e proporzionalità

Particolarmente delicato è il tema della Produzione Lorda Vendibile (PLV) e del mantenimento di almeno l'80% della produzione agricola precedente all'installazione, laddove applicabile. La soglia può essere difficile da rispettare e dimostrare nel tempo, data la naturale variabilità delle produzioni dovuta a clima, disponibilità idrica, condizioni del terreno. A ciò si aggiungono l'andamento dei prezzi, i costi di produzione e logistica, i mercati di sbocco, le dimensioni aziendali: una soglia espressa in valore può variare anche a parità di produzione fisica. Per gli agricoltori è essenziale avere la certezza che eventuali scostamenti, dovuti a fattori esterni, non compromettano incentivi e sostenibilità degli investimenti. Occorrono quindi criteri di misurazione certi e proporzionati agli impegni assunti, ancorati alle quantità prodotte e alle pratiche colturali più che a grandezze esposte alle oscillazioni di mercato.

Criteri alternativi per verificare la continuità agricola

Sarebbe opportuno, pertanto, affiancare alla PLV criteri capaci di verificare la continuità effettiva dell'attività agricola. Tra questi potrebbero rientrare un piano agronomico asseverato da un tecnico abilitato, il fascicolo aziendale aggiornato e la documentazione delle attività svolte secondo le Buone Pratiche Agricole applicabili. Apposite zone di controllo in campo aperto potrebbero inoltre consentire il confronto nel tempo tra le colture esposte e quelle poste sotto i moduli. Un sistema così articolato produrrebbe evidenze concrete e verificabili, tenendo conto delle specificità dei progetti senza fare affidamento su un'unica soglia numerica. La progettazione dovrebbe inoltre garantire accessibilità alle aree coltivate, compatibilità con i mezzi agricoli, manutenzione degli apparati e sicurezza degli operatori. La compresenza delle due attività richiede infatti un coordinamento puntuale di lavorazioni, accessi e interventi, così da garantire la sicurezza e da tutelare investimenti, continuità produttiva e credibilità del settore.

INNOVAZIONE, REDDITO AGRICOLO, TERRITORIO E COMUNITÀ

Una piattaforma di innovazione per l'agricoltura

L'agrivoltaico è una piattaforma di innovazione tecnologica per l'agricoltura: integra sullo stesso suolo produzione agricola ed energetica e utilizza il fotovoltaico come infrastruttura abilitante per accrescere resilienza climatica, efficienza e sostenibilità delle aziende agricole.

Consumo di suolo: i dati Ispra

Il tema è particolarmente rilevante in un Paese in cui il consumo di suolo continua a rappresentare una criticità ambientale e territoriale. Secondo il Rapporto Ispra-Snpa 2025, nel 2024 in Italia sono stati coperti da nuove superfici artificiali quasi 84 km² di territorio, con oltre 78 km² di consumo netto: un dato che rende ancora più urgente distinguere tra occupazione improduttiva del suolo e progetti capaci di mantenere la continuità agricola, generando al tempo stesso energia pulita.

Un uso evoluto e reversibile del suolo

L'agrivoltaico, quando correttamente progettato, non sostituisce l'agricoltura con l'energia, ma rende il terreno multifunzionale. L'ombreggiamento controllato può ridurre lo stress idrico e termico delle colture; la sensoristica migliora la gestione dell'acqua e dei fabbisogni; gli investimenti infrastrutturali possono sostenere interventi fondiari altrimenti difficili da realizzare. Occorre quindi distinguere il consumo irreversibile di suolo da un uso produttivo e reversibile del territorio, capace di generare reddito, innovazione e presidio agricolo.

Coprogettazione: il piano agronomico al centro

La qualità di un progetto agrivoltaico dipende anzitutto dalla coprogettazione. Poiché non esiste una configurazione migliore in assoluto, ogni soluzione deve essere calibrata su territorio, colture, morfologia, vincoli e filiere locali. Il piano agronomico costituisce quindi il fulcro del progetto: definisce gli obiettivi agricoli, individua le colture e le tecniche più coerenti e consente di dimostrare nel tempo la continuità dell'attività agricola. La progettazione deve coinvolgere competenze tecnologiche e scientifiche,



IN MOLTE AREE DEL PAESE L'AGRIVOLTAICO PUÒ RAPPRESENTARE UN'OPPORTUNITÀ CONCRETA PER RIMETTERE IN PRODUZIONE SUPERFICI ABBANDONATE O SOTTOUTILIZZATE, SPESSO AI MARGINI DI FILIERE AGRICOLE IN DIFFICOLTÀ

agronomi esperti del territorio e, ove possibile, aziende agricole locali.

Tecnologie al servizio del fondo

Tracker, moduli verticali o elevati, sensori ambientali, stazioni meteorologiche e sistemi di monitoraggio idrico e colturale permettono di adattare l'impianto alle caratteristiche del fondo. L'agricoltura di precisione consente di raccogliere dati, stimare le rese, ottimizzare l'uso dell'acqua e proteggere le colture dagli eventi estremi. La tecnologia resta tuttavia uno strumento: l'obiettivo è realizzare infrastrutture funzionali alle esigenze delle aziende e dei territori.

Filiera locale e rapporto con l'agricoltore

Da qui deriva anche l'importanza della filiera produttiva locale e del rapporto con l'agricoltore. Lo studio dei suoli, del clima e delle risorse ambientali deve accompagnarsi all'analisi delle filiere esistenti, del loro grado di specializzazione e della loro storia. Il coinvolgimento degli agricoltori locali consente di valorizzare competenze, capacità e ambizioni già presenti sul territorio, trasformando l'impianto in un'occasione di rigenerazione agricola e non in una semplice sovrapposizione impiantistica.

Un nuovo contesto agricolo: cosa ottiene l'azienda

L'agrivoltaico può favorire miglioramenti fondiari, impianti irrigui, sistemi di raccolta dell'acqua, mitigazioni paesaggistiche e buone pratiche agronomiche. Diventa così un'occasione per recuperare terreni incolti, rafforzare la competitività agricola e trasferire competenze sul territorio, creando prospettive anche per le nuove generazioni. Per l'azienda agricola, il risultato concreto è accedere a investimenti difficili da sostenere da sola: una migliore disponibilità di acqua per le colture, terreni meglio attrezzati, competenze e continuità aziendale. Dove le condizioni lo consentono, autoconsumo e comunità energetiche possono inoltre ridurre il costo dell'energia elettrica per irrigazione, conservazione e lavorazione dei prodotti.

Gestione e sicurezza degli impianti

La gestione e la sicurezza richiedono regole chiare per accessi, lavorazioni in campo, manutenzione e coordinamento tra operatori energetici e agricoli. Consorzi o strutture condivise possono facilitare l'organizzazione dei rapporti e una distribuzione equilibrata dei benefici. I contratti devono tradurre questi principi in misure concrete: finestre riservate alle attività agricole, obblighi di non interferenza e coordinamento, monitoraggio condiviso della continuità colturale.

Risvolto sulla comunità

L'agrivoltaico non si misura solo in megawatt installati, ma nell'impatto che produce sui territori e sulle comunità che li abitano. È qui che si gioca gran parte della sua legittimazione sociale, ed è un terreno su cui il settore non può permettersi approssimazioni.

Suolo: un cambio di paradigma

Il consumo di suolo continua a polarizzare il dibattito sul fotovoltaico a terra. L'agrivoltaico supera questa contrapposizione: mantenendo l'attività agricola soprattutto tra e, quando possibile, sotto le file di moduli, il suolo non viene sottratto alla produzione, ma assume una funzione multipla, generando energia e reddito agricolo sulla stessa superficie. La credibilità di questo modello dipende però da un piano agronomico specifico per ciascun impianto e da una comunicazione chiara verso le comunità.

Recupero dei terreni e aree di pregio

Un secondo aspetto riguarda il recupero di terreni non coltivati o marginali. In molte aree del Paese l'agrivoltaico può rappresentare un'opportunità concreta per rimettere in produzione superfici abbandonate o sottoutilizzate, spesso ai margini di filiere agricole in difficoltà. Nelle aree a denominazione (DOC, Docg, IGP) occorre dimostrare, caso per caso, la piena compatibilità dell'impianto con il disciplinare di produzione: un passaggio determinante per il consenso delle comunità locali e dei consorzi di tutela.

Reddito stabile e benefici economici per il territorio

I contratti di diritto di superficie stipulati con proprietari e conduttori garantiscono un reddito stabile e pluriennale, complementare ai ricavi agricoli tradizionali e meno esposto alla loro variabilità: un elemento che pesa in una fase di costi di produzione elevati e incerti. Perché il beneficio sia effettivo, il coinvolgimento deve riguardare chi coltiva, cioè conduttori e aziende agricole locali, e non solo chi detiene la proprietà dei terreni. In alcune configurazioni, il risparmio idrico rappresenta un ulteriore beneficio, particolarmente rilevante in un contesto di crescente stress idrico per l'agricoltura italiana. Nel caso dei grandi impianti, le misure di compensazione concordate con il territorio possono inoltre generare ricadute dirette sulla popolazione, ad esempio attraverso una comunità energetica finanziata con tali risorse, che contribuisca a ridurre le bollette dei cittadini.

Occupazione locale

Dalla costruzione alla gestione e manutenzione, un impianto agrivoltaico attiva professionalità locali (tecniche, agronomiche, di sicurezza), comprese quelle legate all'esercizio, che restano sul territorio per l'intera vita utile del progetto. Se comunicata correttamente fin dalle prime fasi di confronto con la comunità, questa ricaduta può contribuire in modo concreto all'accettabilità sociale dell'intervento.

CONCLUSIONI: DALL'ESPERIENZA AL MODELLO

Il vantaggio dell'Italia non consiste nell'avere elaborato per prima il quadro normativo più completo, ma nell'avere raggiunto la massa critica necessaria a dimostrare che agrivoltaico e agricoltura possono crescere insieme e che la produzione di energia può sostenere, e non sostituire, il reddito agricolo. Per consolidarlo nel dopo-Pnrr, il settore propone tre linee di lavoro: criteri proporzionati e verificabili, capaci di valorizzare la continuità effettiva dell'attività agricola; supporto ai Comuni nei nuovi controlli, attraverso protocolli e competenze condivise; un canale di sostegno dedicato, che riconosca il valore aggiunto dell'integrazione tra energia e agricoltura, a partire dalla continuità e dal valore agricolo dei progetti. Su queste basi, il valore dell'agrivoltaico italiano non risiederà nei fondi che ne hanno favorito la nascita, ma nelle evidenze con cui avrà convinto agricoltori, territori e investitori. È questa la differenza tra un'esperienza pionieristica e un modello che l'Europa può seguire.

LE INSTALLAZIONI DEL MESE

ECCO UNA SELEZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI SEGNALATI DAI LETTORI DI SOLARE B2B NELLE ULTIME SETTIMANE

UNA NUOVA COPERTURA CON FV, STORAGE E OTTIMIZZATORI



Luogo di installazione: Arzano (NA)
Committente: Kenon
Installatore/EPC: Bluenergy Solution
Tipologia impianto: impianto su tetto
Potenza impianto FV: 129,27 kWp
Numero e tipologia moduli: 278 moduli Trina Solar Vertex S+ N-type TOPcon da 465 W
Numero e tipologia inverter: un inverter trifase SolarEdge con tecnologia synergy SE100K abbinato alla gamma di ottimizzatori di potenza S1200;
Numero e tipologia Bess: una batteria SolarEdge da 102,4 kWh
Produzione annua stimata: 165,4 MWh
Altre informazioni: Particolare attenzione è stata dedicata all'integrazione dell'impianto con la struttura esistente. Per rispettare la conformazione della copertura ed evitare perforazioni invasive, i moduli sono stati installati attraverso zavorre prefabbricate in calcestruzzo, una soluzione che consente di preservare e migliorare l'integrità del tetto mantenendo efficiente la configurazione fotovoltaica.

HANNO PARTECIPATO

800 KWP IN SOLI DUE MESI



Luogo di installazione: provincia di Novara
Committente: azienda
Installatore/EPC: Leris
Tipologia impianto: impianto a terra
Potenza impianto FV: 800 kWp
Numero e tipologia moduli: 1.112 moduli Trina 720 W
Numero e tipologia inverter: 5 inverter GoodWe da 150 kW
Tipologia sistemi di montaggio: zavorre Teknomega
Produzione annua stimata: circa 900 MWh
Risparmio annuo in bolletta primo anno: oltre 160mila euro
ROI: 2,8 anni

Altre informazioni:
Leris ha sviluppato una soluzione a terra con strutture zavorrate. Il punto non era semplicemente trovare spazio per i pannelli, ma progettare un impianto capace di rispondere alle necessità dell'azienda senza intervenire sul tetto, senza palificare e senza utilizzare plinti.

HA PARTECIPATO

PRIMO IMPIANTO FV PER LA COMUNITÀ ENERGETICA ETNA ETS

Luogo di installazione: Ragalna (CT)
Tipologia impianto: impianto fotovoltaico per comunità energetica
Potenza impianto FV: 140 kWp
Altre informazioni: Il nuovo impianto fotovoltaico da 140 kWp aiuterà circa 100 famiglie, destinando un contributo stimato tra i 100 e i 150 euro all'anno per ciascuna famiglia per i prossimi 20 anni. L'obiettivo è duplice ed ambizioso: realizzare un modello innovativo di carità strutturata e di economia circolare, capace di unire la sostenibilità ambientale al sostegno sociale. Costituita nel 2024, la CER Etna ETS è oggi una realtà di riferimento nel panorama regionale ed è stata tra le prime a ottenere il riconoscimento del GSE in Sicilia. La comunità continua a crescere rapidamente: ad oggi conta 177 soci, tra cui figurano due amministrazioni pubbliche, il Comune di Belpasso e il Comune di Santa Maria di Licodia, e dispone complessivamente di 710 kW di impianti fotovoltaici in condivisione.



DA AREA DISMESSA A MOTORE GREEN

Luogo di installazione: Cherasco (CN)
Installatore/EPC: Bresesti Energie
Tipologia impianto: impianto a terra su cava dismessa
Potenza impianto FV: 2,93 MWp
Numero e tipologia moduli: 4.576 moduli bifacciali Longi Solar Hi-MO da 640 Wp.
Numero e tipologia inverter: otto inverter con tecnologia SolarEdge DC-Optimized
Produzione annua stimata: 4,7 GWh
Ricavi per vendita energia in rete: 400mila euro



Altre informazioni: La tecnologia di inverter DC-optimized di SolarEdge è stata scelta perché permette di affrontare e risolvere le criticità tradizionalmente associate agli impianti fotovoltaici a terra, tra cui l'irregolarità del terreno, che può limitare il posizionamento dei moduli, e gli ombreggiamenti causati dagli alberi nelle vicinanze. In un sistema SolarEdge, gli ottimizzatori di potenza sono collegati direttamente ai moduli fotovoltaici per consentirne il funzionamento indipendente. Ciò significa che la minore prestazione di un singolo modulo, ad esempio a causa di ombreggiamento o sporcizia, non compromette la resa degli altri moduli presenti sulla stessa stringa.

HANNO PARTECIPATO

FOTOVOLTAICO CONDOMINIALE NEL CUORE DI ROMA



Luogo di installazione: Roma
Committente: condominio Parioli 77
Installatore e fornitore soluzioni: E.ON
Tipologia impianto: impianto su condominio in regime di autoconsumo collettivo
Potenza impianto FV: 19,5 kWp
Produzione annua stimata: 29 MWh
Superficie: 300 metri quadrati
Altre informazioni: Una delle principali sfide del progetto è stata integrare un impianto fotovoltaico efficiente in un contesto urbano particolarmente delicato dal punto di vista architettonico e paesaggistico, garantendo il pieno rispetto dei vincoli presenti. Per rispondere a queste esigenze, E.ON ha curato l'intero iter, dalla progettazione all'installazione fino alla messa in esercizio dell'impianto, sviluppando una soluzione in grado di coniugare efficienza energetica, rispetto del contesto e valorizzazione degli spazi condominiali.

HA PARTECIPATO

FOTOVOLTAICO E BESS C&I PER OTTIMIZZARE IL CONSUMO ENERGETICO

PER LA SEDE DI CREMONA DI KATOEN NATIE SRL, MULTINAZIONALE BELGA SPECIALIZZATA IN SOLUZIONI DI LOGISTICA E INGEGNERIA, OPEN SB HA INSTALLATO UN IMPIANTO FV INDUSTRIALE DA 1 MWP DI POTENZA INTEGRATO CON UN SISTEMA DI ACCUMULO DA 2,29 MWH CON L'OBIETTIVO DI OTTIMIZZARE L'UTILIZZO DELL'ENERGIA RINNOVABILE, RENDENDOLA DISPONIBILE ANCHE NELLE FASCE ORARIE IN CUI LA PRODUZIONE FOTOVOLTAICA È INSUFFICIENTE O ASSENTE



Open SB ha installato presso la sede di Cremona di Katoen Natie SRL, un nuovo impianto fotovoltaico da oltre 1 MWp integrato con un sistema di accumulo da 2,29 MWh, in questo modo si consolida la collaborazione pluriennale tra Open SB e la multinazionale belga. Un progetto che esprime un approccio integrato alla gestione dell'energia, dalla consulenza alla realizzazione di soluzioni su misura.

UN PROGETTO CHE NASCE DA UNA PARTNERSHIP CONSOLIDATA

Katoen Natie è un gruppo internazionale specializzato in logistica integrata, magazzinaggio e ingegneria industriale, presente in Italia con tre importanti stabilimenti.
La collaborazione con Open SB si sviluppa da diversi anni e si inserisce in un percorso di progressivo efficientamento energetico delle sedi italiane del gruppo. Nel tempo, Open SB ha affiancato Katoen Natie nell'analisi dei fabbisogni energetici, nella progettazione e nella realizzazione di impianti fotovoltaici, raggiungendo complessivamente quasi 3 MWp installati sulle coperture degli stabilimenti di Cremona e Tortona.
L'ultimo intervento, realizzato nel 2026 presso il sito di Cremona, rappresenta un'ulteriore evoluzione di questo percorso. Al precedente impianto da 1.005,3 kWp, installato alla fine del 2020, si aggiunge una nuova sezione fotovoltaica da 1.055,6 kWp, integrata con un sistema di accumulo composto da 10 unità batteria, per una capacità complessiva di 2,29 MWh. L'obiettivo non è soltanto incrementare la produzione di energia rinnovabile, ma soprattutto ottimizzarne l'utilizzo, valorizzando l'energia prodotta durante le ore diurne e rendendola disponibile anche nelle fasce orarie in cui la produzione fotovoltaica è insufficiente o assente.

DALLA CONSULENZA ALLA SOLUZIONE ENERGETICA INTEGRATA

La peculiarità del progetto risiede nell'integrazione tra generazione fotovoltaica e sistemi di accumulo, sviluppata a partire dalle esigenze operative ed energetiche del cliente.
Open SB ha affrontato l'intervento con un approccio consulenziale, valutando non soltanto la potenza installabile, ma anche le opportunità di miglioramento dell'autoconsumo e di riduzione della dipendenza dai prelievi dalla rete.
Questa visione riflette il modello operativo di Open SB: un unico interlocutore per produrre, accumulare, gestire e utilizzare l'energia in modo più efficiente, attraverso soluzioni personalizzate che coniugano sostenibilità ambientale, affidabilità tecnologica e competitività economica.

PROGETTAZIONE E SICUREZZA: LE SFIDE DELL'INTERVENTO

La realizzazione del nuovo impianto è stata coordinata con le attività di predisposizione della copertura del capannone di recente costruzione.
L'accurata progettazione preliminare ha consentito di gestire efficacemente le diverse fasi operative, limitando le criticità in fase esecutiva e evitando di creare ostacoli all'elevato transito dei mezzi pesanti legato alle attività specifiche di Katoen Natie.
Particolare attenzione è stata dedicata all'integra-

Dati Tecnici

Località di installazione: Cremona
Committente: Katoen Natie Italia Srl
Società di installazione: Open SB
Tipologia impianto: Impianto su copertura per nuovo capannone + soluzione Bess SunGrow
Potenza totale: 1.055,6 kWp + 10 Bess da 2.290 kWh
Superficie coperta: Circa 4.625,22 metri quadri
Moduli impiegati: 2320 JA Solar da 455 Wp
Inverter impiegati: 8 inverter SMA STP 110-60 Core 2

REALIZZATO DA

HANNO PARTECIPATO





L'INTERVENTO HA AGGIUNTO AL PRECEDENTE IMPIANTO DA 1.005,3 KWP, INSTALLATO ALLA FINE DEL 2020, UNA NUOVA SEZIONE FOTOVOLTAICA DA 1.055,6 KWP, INTEGRATA CON DIECI SISTEMI DI ACCUMULO SUNGROW PER UNA CAPACITÀ COMPLESSIVA DI 2,29 MWH



zione dei sistemi Bess e agli aspetti di prevenzione incendi, con specifico riferimento alla gestione delle eventuali acque di spegnimento contaminate, che devono essere opportunamente contenute per evitare dispersioni nell'ambiente e interferenze con i sistemi di raccolta delle acque meteoriche. Per rispondere a queste esigenze è stata sviluppata una soluzione progettuale dedicata, che prevede il posizionamento dei sistemi di accumulo su una struttura rialzata di circa un metro, nell'ambito di una configurazione studiata per conciliare requisiti tecnici, sicurezza e sostenibilità economica.
Il posizionamento dei sistemi Bess, oltre che dei locali tecnici, è stato inoltre attentamente progettato per consentire l'alto flusso di spostamenti di mezzi pesanti, senza interferire con gli spazi di manovra.

TECNOLOGIE AFFIDABILI PER RISULTATI DURATURI

La selezione delle componenti è stata guidata da criteri di affidabilità, efficienza, durata e competitività economica.
Il nuovo impianto comprende 2.320 moduli JA Solar da 455 Wp e otto inverter SMA Sunny Tripower Core2 da 110 kW. Per l'accumulo, Open SB ha scelto la tecnologia Sungrow, individuando una soluzione in grado di offrire un equilibrio tra prestazioni, affidabilità e sostenibilità dell'investimento. L'intervento si è sviluppato nell'arco di circa cinque mesi, includendo anche alcune attività edili e di preparazione della copertura.

OPEN SB: OLTRE L'IMPIANTO, LA GESTIONE DELL'ENERGIA

Il progetto Katoen Natie rappresenta concretamente l'evoluzione del ruolo di Open SB nel mercato energetico.
Non più soltanto progettazione e installazione di impianti fotovoltaici, ma un servizio integrato che parte dall'analisi delle esigenze del cliente e arriva alla definizione delle soluzioni più efficaci per produrre, accumulare e gestire l'energia.
La collaborazione continuativa con Katoen Natie dimostra il valore di un partner energetico capace di accompagnare le imprese nel tempo, adattando le soluzioni tecnologiche all'evoluzione delle loro necessità produttive e dei loro obiettivi di sostenibilità.

Open SB: un unico interlocutore in ogni fase del ciclo dell'energia

L'AZIENDA INTEGRA COMPETENZE, TECNOLOGIE E SERVIZI PER ACCOMPAGNARE IMPRESE E TERRITORI NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

Open SB è la holding del Gruppo di cui fa parte Eco The Photovoltaic Group. Nata per coordinare un percorso di crescita ormai multi -brand, oggi guida un team di oltre 100 persone operanti nelle diverse società. Come Società Benefit, orienta lo sviluppo, definisce i principi e presidia un modello organizzativo attento alle persone e all'impatto sul territorio, traducendo questa visione in politiche concrete: welfare e conciliazione vita -lavoro, formazione continua, inclusione e collaborazione lungo la filiera. Una cultura di apertura e collaborazione, sintetizzata nel principio "Be One of Us".
Le radici del Gruppo affondano nel 2007 a Cremona, con la fondazione di Eco Casa. Da quella storica realtà il Gruppo si evolve ed oggi è il cuore operativo nel fotovoltaico. Un percorso che ha portato l'azienda dai primi impianti residenziali a progetti sempre più complessi in ambito agricolo e industriale, sia su tetto che a terra, e che ha posto le basi per la nascita di Open SB integra competenze, tecnologie e servizi per accompagnare imprese e territori nella transizione energetica. Come unico interlocutore, coordina ogni fase del ciclo dell'energia: dalla produzione rinnovabile allo stoccaggio, dalla gestione intelligente dei consumi all'efficientamento e al service. L'obiettivo è realizzare soluzioni su misura, efficienti e sostenibili, capaci di semplificare la complessità energetica e rafforzare la competitività delle imprese.

DALL'ALGORITMO AL MODULO: L'IA RIDISEGNA LE COMPETENZE DEL FV

L'INTEGRAZIONE DELL'INTELLIGENZA ARTIFICIALE HA TRASFORMATO I PARCHI SOLARI IN ECOSISTEMI INTELLIGENTI E PREDITTIVI, CAPACI DI DIALOGARE IN MODO DINAMICO CON LE RETI ELETTRICHE E I SISTEMI DI ACCUMULO. QUESTO SCENARIO STA MODIFICANDO RAPIDAMENTE I CRITERI DI VALUTAZIONE DEI CANDIDATI. IL MERCATO RICERCA FIGURE IBRIDE, CAPACI DI UNIRE LA CONOSCENZA DELL'INGEGNERIA ELETTRICA E DEI COMPONENTI DI CAMPO CON LE COMPETENZE TIPICHE DEL DATA SCIENCE E DELLO SVILUPPO SOFTWARE



HUNTERS GROUP

Oggi il rendimento di un parco fotovoltaico si gioca sulla capacità di elaborare, prevedere e ottimizzare i dati in tempo reale. Moduli ad alta efficienza e un eccellente irraggiamento continuano a fare da base, ma gli algoritmi fanno compiere il vero salto di qualità. L'integrazione dell'Intelligenza Artificiale ha trasformato i parchi solari in ecosistemi intelligenti e predittivi, capaci di dialogare in modo dinamico con le reti elettriche e i sistemi di accumulo.

Le dimensioni di questa rivoluzione sono evidenti anche attraverso gli investimenti globali in soluzioni digitali per le rinnovabili. Non si tratta di scenari futuristici: l'applicazione di algoritmi di Machine Learning e Deep Learning consente oggi di prevedere la produzione energetica con precisione millimetrica, basandosi su modelli meteo avanzati, di automatizzare la diagnostica dei guasti, di utilizzare droni termografici e di ottimizzare le strategie di trading dell'energia sui mercati.

Governare questa complessità significa introdurre l'intelligenza artificiale in ogni fase della filiera: dalla progettazione dei layout di impianto, tramite software generativi, alla manutenzione predittiva che anticipa le anomalie di inverter e stringhe, fino alla gestione smart dei sistemi Bess. Le normative europee sulla digitalizzazione e sull'efficienza energetica spingono le aziende verso una transizione che non è solo tecnologica, ma soprattutto culturale e organizzativa.

Questo scenario sta modificando rapidamente i criteri di valutazione dei candidati. Il mercato ricerca figure ibride, capaci di unire la conoscenza dell'ingegneria elettrica e dei componenti di campo con le competenze tipiche del data science e dello sviluppo software.

Secondo l'Osservatorio di Hunters Goup, società di ricerca e selezione di personale qualificato, molte aziende stanno ampliando il proprio raggio di ricerca verso settori storicamente digitalizzati, come l'Information Technology, il Fintech, l'Automotive avanzato e l'Automazione Industriale, dove l'analisi predittiva e la gestione dei big data sono già standard consolidati.

Gli AI Energy Forecasting Specialist guidano la classifica dei profili più ricercati. Provengono da ambiti come meteorologia computazionale, fisica o data science applicato al trading. Il loro compito principale nel fotovoltaico è sviluppare e allenare modelli predittivi basati sull'AI per stimare con estrema precisione l'output energetico degli impianti, riducendo al minimo i costi di sbilanciamento sulla rete elettrica e ottimizzando i ricavi della vendita di energia.

Cresce parallelamente la domanda di Predictive Maintenance Data Engineer, figure che combinano competenze di ingegneria dell'automazione ed elettronica con una forte padronanza di algoritmi di machine learning. Questi professionisti e professioniste si occupano di analizzare i flussi di dati provenienti dai sistemi Scada e dai sensori IoT applicati ai pannelli, individuando pattern di degradazione o micro-anomalie prima che si trasformino in guasti bloccanti, riducendo così drasticamente i tempi di fermo impianto.

Particolarmente strategici sono gli AI Storage & Grid Integration Engineer, figure con un background nella mobilità elettrica o nell'ambito delle smart grid e che si occupano di sviluppare algoritmi in grado di coordinare in tempo reale la produzione del parco fotovoltaico, la carica-scarica delle batterie di accumulo e le richieste della rete di trasmissione. Garantiscono la stabilità dell'impianto e calibra autoconsumo e immissione in rete per cogliere le finestre di prezzo più convenienti.

Per le aziende del fotovoltaico la competizione per attrarre queste professionalità digitali è ormai serrata e vede sfidarsi utility, sviluppatori internazionali e tech company. In un mercato energetico sempre più guidato dagli algoritmi, il vero vantaggio competitivo apparterrà a chi saprà unire la transizione green alla transizione digitale, portando a bordo le giuste competenze per trasformare i dati in energia pulita ed efficiente.

Opportunità aperte

HUNTERS GROUP SELEZIONA PER AZIENDA CLIENTE A MILANO, DINAMICA REALTÀ ITALIANA IN FORTE CRESCITA NEL SETTORE DELLE ENERGIE RINNOVABILI E DELL'INNOVAZIONE DIGITALE, UN/UNA:

AI & DATA ENERGY ANALYST

Principali responsabilità

• Sviluppo, implementazione e ottimizzazione di modelli di AI e Machine Learning finalizzati al forecasting della produzione di impianti fotovoltaici su larga scala;
• Analisi avanzata dei Big Data provenienti dai sistemi di monitoraggio (Scada, IoT) per l'identificazione precoce di anomalie, cali di performance e ottimizzazione della manutenzione predittiva;
• Collaborazione con il team di Asset Management e O&M per tradurre le evidenze dei dati in azioni operative di miglioramento dell'efficienza degli impianti;
• Interfacciamento con i fornitori di tecnologie digitali e software di gestione energetica per l'integrazione di nuove funzionalità analitiche all'interno della piattaforma aziendale;
• Redazione di reportistica periodica avanzata sui KPI predittivi e sulle performance degli algoritmi rispetto ai dati reali di produzione

Principali caratteristiche richieste

• Laurea magistrale in Ingegneria (Energetica/Gestionale/Elettronica), Data Science, Fisica, Matematica o background quantitativo equivalente;
• Esperienza lavorativa di almeno 2-3 anni nell'analisi dati o nello sviluppo di modelli predittivi, preferibilmente applicati al settore Energy o delle utility;
• Ottima conoscenza dei principali linguaggi di programmazione orientati all'analisi dati (Python, R) e delle librerie di Machine Learning, unita alla familiarità con database SQL/NoSQL;
• Spiccate capacità analitiche, orientamento al problem solving e attitudine a lavorare in contesti fortemente orientati all'innovazione tecnologica;
• Buone doti comunicative e relazionali per collaborare efficacemente con team cross-funzionali (tecnici di campo, ingegneria, management).

Il presente annuncio è rivolto ad entrambi i sessi, ai sensi delle leggi 903/77 e 125/91, e a persone di tutte le età e tutte le nazionalità, ai sensi dei decreti legislativi 215/03 e 216/03.

Per candidarsi: *https://huntersgroup.com/it/new-job-offer/ai-data-energy-analyst-013039/*

BISOL GROUP: L'IMPORTANZA DEL PASSAPAROLA NELLA REPUTAZIONE AZIENDALE

NEL FOTOVOLTAICO LA COMPETIZIONE SI GIOCA SPESSO SUL PREZZO INIZIALE. RISPARMIARE POCHI CENTESIMI PER WATT PUÒ AIUTARE A VINCERE UNA COMMESSA, MA DIFFICILMENTE BASTA A COSTRUIRE UN'AZIENDA PIÙ SOLIDA. IL VERO VALORE DI UN'INSTALLAZIONE VA OLTRE IL MARGINE IMMEDIATO: SI MISURA ANCHE NEI NUOVI CLIENTI CHE ARRIVANO CON IL PASSAPAROLA, NELLE OPPORTUNITÀ CHE SI APRONO NEL TEMPO E NELLA CAPACITÀ DI FAR RICONOSCERE IL VALORE DELLA PROPRIA COMPETENZA

Il tuo prossimo progetto fotovoltaico potrebbe nascere proprio da un tetto su cui hai già lavorato. Nel mondo agricolo, gli imprenditori si conoscono, si confrontano e condividono le proprie esperienze. E spesso il consiglio di un vicino vale più di qualsiasi presentazione commerciale. Per installatori ed EPC, ogni impianto completato è molto più di una referenza. I moduli fotovoltaici rimangono a vista sui tetti per decenni, producendo energia e rappresentando, giorno dopo giorno, la reputazione di chi li ha installati. Se l'impianto funziona come promesso, diventa una delle migliori forme di pubblicità. Se invece delude le aspettative, le conseguenze possono andare ben oltre il costo di un intervento di assistenza. Eppure, nel fotovoltaico, la competizione spesso si gioca ancora sul prezzo iniziale. Risparmiare pochi centesimi per watt può aiutare a vincere una commessa, ma difficilmente basta a costruire un'azienda più solida. Il vero valore di un'installazione va oltre il margine immediato: si misura anche nei nuovi clienti che arrivano grazie al passaparola, nelle opportunità che si aprono nel tempo e nella capacità di far riconoscere il valore della propria competenza, senza dover competere soltanto sul prezzo. Per questo, scegliere il produttore dei moduli è anche una decisione commerciale. Ogni preventivo porta con sé una promessa che sarà messa alla prova tra 10, 20 o 30 anni. I clienti potranno dimenticare il prezzo esatto che hanno pagato, ma difficilmente dimenticheranno se l'impianto ha soddisfatto le aspettative e se, nel momento del bisogno, hanno trovato un interlocutore affidabile. Programmi come il Facility Parco Agrisolare possono facilitare l'investimento, ma, mentre l'incentivo si riceve una sola volta, l'impianto e la reputazione che porta con sé devono durare. Chi installa tenendo presente questa differenza può costruire relazioni durature in tutta la comunità. Bisol produce moduli fotovoltaici in Slovenia dal 2004. La produzione europea, la tracciabilità completa dei prodotti e oltre vent'anni di esperienza industriale permettono ai nostri partner di offrire più di un prezzo competitivo: una scelta che possono raccomandare con convinzione, anno dopo anno. Per i distributori, portare questo valore nella propria rete di installatori significa contribuire a costruire relazioni commerciali solide, capaci di andare ben oltre il singolo ordine.



Alla fine, il progetto più redditizio non è necessariamente quello che offre il margine più alto oggi, ma quello che aiuta a conquistare il prossimo cliente. E quello dopo ancora.



SMA INAUGURA IL NUOVO POLO PRODUTTIVO DI INVERTER

IL SITO SI TROVA A NIESTETAL, IN GERMANIA, E SECONDO LE STIME ATTUALI OGNI ANNO CONSENTIRÀ LA PRODUZIONE DI OLTRE 60 GW DI INVERTER DESTINATI PRINCIPALMENTE A IMPIANTI DI TAGLIA UTILITY SCALE





Con l'elettrificazione che avanza rapidamente nei settori industriali, nella mobilità, nelle infrastrutture digitali e nella vita quotidiana, cresce anche la necessità di un'infrastruttura energetica affidabile. La sfida non consiste più soltanto nell'aumentare la produzione di energia rinnovabile: oggi è fondamentale costruire e gestire l'infrastruttura che permette di integrare le rinnovabili, stabilizzare le reti e garantire una fornitura energetica sicura e accessibile. È in questo scenario che SMA ha sviluppato la nuova Gigawatt Factory, progettata per rispondere alle esigenze di un mondo sempre più elettrificato. Lo scorso 17 settembre l'azienda ha inaugurato il nuovo polo di Niestetal, vicino a Kassel, in Germania, per la produzione di inverter per il segmento utility scale. Lo stabilimento, per il quale l'azienda ha stanziato 80 milioni di euro, rappresenta uno degli investimenti industriali più importanti nella storia di SMA ed è un pilastro della strategia di crescita a lungo termine nel segmento utility scale.

TECNOLOGIE AVANZATE

Sviluppato su un'area complessiva di 46.000 metri quadrati, di cui 20.500 di superficie produttiva, lo stabilimento, secondo le stime attuali, sarà in grado di raggiungere una capacità produttiva annua superiore a 60 GW. Il nuovo polo produttivo è stato realizzato con processi altamente digitalizzati, strutture di manufacturing scalabili e tecnologie industriali avanzate, frutto di una profonda esperienza nell'integrazione di sistemi. Ne è nata una linea in grado di produrre la nuova generazione di inverter utility scale, pensati per applicazioni fotovoltaiche, di storage, soluzioni ibride, sistemi a idrogeno e data center. «Un'infrastruttura energetica affidabile è ormai una condizione essenziale per la crescita economica, la competitività industriale e la trasformazione digitale», afferma Jürgen Reinert, CEO di SMA Solar Technology AG. «Con la gigawatt factory investiamo nelle capacità industriali necessarie a sostenere i sistemi energetici del futuro. Questo nuovo stabilimento rafforza la nostra capacità di fornire ai clienti di tutto il mondo tecnologie critiche per l'infrastruttura energetica e conferma il nostro impegno verso l'innovazione, la creazione di valore e la produzione in Europa».

PER LA TAGLIA UTILITY SCALE

Negli ultimi anni SMA ha incentrato la propria strategia industriale sull'infrastruttura energetica per il segmento utility scale, ottimizzando il mix di prodotti e processi e ripensando continuamente il layout produttivo della gigawatt factory. Il risultato è un impianto progettato per crescere rapidamente e garantire volumi produttivi di livello industriale.

«La gigawatt factory non è semplicemente un nuovo stabilimento. È la risposta di SMA alla crescente domanda globale di infrastrutture energetiche affidabili», sottolinea Florian Bechtold, Executive Vice President Large Scale & Project Solutions di SMA. «Lo stabilimento offre la scala industriale necessaria per abilitare i sistemi energetici del futuro. Rafforza la nostra capacità di supportare i clienti in tutto il mondo con soluzioni utility scale per fotovoltaico, storage a batteria e infrastrutture di rete, dimostrando le competenze produttive richieste da un mondo sempre più elettrificato».

IL NUOVO SITO

Luogo: *Niestetal, Germania*
Data inaugurazione: *17 settembre*
Investimento: *80 milioni di euro*
Capacità produttiva annua stimata: *60 GW*
Superficie: *46mila metri quadrati*
Superficie linee produttive: *20.500 metri quadrati*
Target: *produzione inverter per impianti utility scale*



GOKIN REALIZZA IMPIANTO A OLTRE 4MILA METRI DI ALTITUDINE

PER L'AZIENDA, CONIUGARE ALTA TECNOLOGIA ED ECOLOGIA NEI CONTESTI PIÙ ESTREMI DEL PIANETA È LA VERA SFIDA DEL FUTURO. NELLA CITTADINA TIBETANA DI WUMATANG NASCE LA CENTRALE SOLARE A CONCENTRAZIONE PIÙ ALTA DEL MONDO: UN PROGETTO DA 719 MILIONI DI KWH ALL'ANNO CHE DIMOSTRA COME L'ENERGIA PULITA POSSA PROTEGGERE E VALORIZZARE I TERRITORI PIÙ FRAGILI

Realizzare un impianto energetico sul "tetto del mondo" segna un momento decisivo per la transizione verso risorse rinnovabili capaci di sfidare le condizioni ambientali più estreme. Nella cittadina tibetana di Wumatang, a 4.550 metri di altitudine, la combinazione di radiazione solare intensa e aria cristallina offre un potenziale straordinario, ma impone sfide ingegneristiche complesse. Qui sorge un progetto realizzato da Gokin che consiste in un impianto fotovoltaico da 400 MW e 50 MW di solare a concentrazione (CSP). Si tratta della centrale CSP a collettori parabolici più alta mai realizzata. Vista la fragilità dell'ecosistema dell'altopiano Qinghai-Tibet, la priorità è stata fin da subito garantire la massima efficienza energetica senza intaccare l'equilibrio del territorio.

«A 4.550 metri di altitudine la vera domanda non era solo come produrre energia, ma come far coesistere tecnologia e natura», spiegano dai vertici di Gokin. «I numeri di questo progetto — 719 milioni di kWh generati e oltre 652.000 tonnellate di CO2 evitate ogni anno — non sono semplici cifre. Rappresentano un impegno solenne per proteggere una terra pura con l'energia più pulita possibile, superando una sfida logistica e tecnica senza precedenti».

Affrontare un cantiere ad alta quota ha richiesto una pianificazione rigorosa: il trasporto dei materiali si è snodato lungo un percorso di quasi 4.000 km da Guangzhou a Dangxiong, gestendo condizioni limite con livelli di ossigeno ridotti al 60%, escursioni termiche di 40 °C, radiazioni UV tre volte superiori alla media e nevicate da oltre 50 cm. «L'esperienza in ambienti estremi ci insegna che non ci si può affidare a soluzioni standard», sottolineano gli esperti di Gokin. «L'aria rarefatta e le forti sollecitazioni termiche accelerano l'invecchiamento dei componenti. Per questo abbiamo puntato su una tecnologia altamente testata e su un approccio integrato che guardi sia alla resa dell'impianto che alla tutela del suolo».

La roadmap tecnologica e prestazionale definita per il sito di Wumatang si basa su standard rigorosi:

◦ Moduli avanzati N-type TOPCon certificati TÜV Rheinland (IEC TS 63209-1:2021) con resistenza a carichi di neve fino a 5.400 Pa sul fronte e 2.400 Pa sul retro.

◦ Design bifacciale ad alta resa: fattore di bifaccialità dell'80% ± 5% per sfruttare l'albedo del terreno innevato (superiore all'80%) e catturare la luce da più direzioni.



◦ Modello agrivoltaico integrato: le strutture fungono da parasole naturale, riducendo l'evaporazione del suolo e favorendo la crescita dei pascoli per l'allevamento locale. Gokin affianca lo sviluppo delle comunità locali trasformando la centrale in un'infrastruttura viva, capace di generare energia in alto, preservare l'ecologia in basso e distribuire benefici socio-economici diffusi sul territorio.

SECURITY TRUST
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



securitytrust.it

PM GREEN: SOLUZIONI SEMPLICI E PARTNERSHIP AL CENTRO

IL GRUPPO OPERA COME PARTNER PER INSTALLATORI, PROGETTISTI, AZIENDE E PROFESSIONISTI, METTENDO A DISPOSIZIONE NON SOLO UN PORTAFOGLIO DI PRODOTTI E TECNOLOGIE SELEZIONATE, MA UN SISTEMA INTEGRATO DI COMPETENZE E SERVIZI. L'OBIETTIVO È RENDERE PIÙ SEMPLICE LA REALIZZAZIONE DI PROGETTI ENERGETICI AFFIDABILI, PERFORMANTI E SOSTENIBILI

Il settore dell'energia sta attraversando una trasformazione profonda. La crescita delle fonti rinnovabili, l'evoluzione dei sistemi di accumulo, la digitalizzazione e una crescente attenzione all'efficienza energetica stanno cambiando il modo in cui l'energia viene prodotta, gestita e utilizzata. È in questo scenario che nasce PM Green, dall'evoluzione e dall'integrazione di due realtà storiche del settore, PM Service e Greensun. Un percorso che unisce esperienza, competenze e visione per costruire un unico player capace di rispondere alle nuove esigenze del mercato delle energie rinnovabili.
PM Green opera come partner per installatori, progettisti, aziende e professionisti, mettendo a disposizione non solo un portafoglio di prodotti e tecnologie selezionate, ma un sistema integrato di competenze e servizi. L'obiettivo è rendere più semplice la realizzazione di progetti energetici affidabili, performanti e sostenibili, accompagnando i propri interlocutori nelle diverse fasi: dalla scelta della soluzione più adatta alla consulenza tecnica, dalla disponibilità dei prodotti alla logistica, fino al supporto post-vendita.



DALLA DISTRIBUZIONE ALLA PARTNERSHIP

In un mercato in cui la disponibilità di prodotti non è più sufficiente a creare valore, PM Green sceglie di mettere al centro la partnership. La conoscenza del mercato e delle tecnologie, combinata con una rete di servizi tecnico-logistici e con strumenti digitali, permette di costruire risposte personalizzate in funzione delle esigenze concrete di ogni progetto.
La selezione dei partner tecnologici rappresenta un elemento fondamentale di questo approccio: PM Green lavora con brand e soluzioni che rispondono a criteri di affidabilità, innovazione, prestazioni e continuità, con l'obiettivo di offrire ai professionisti un ecosistema tecnologico solido e coerente.
"Soluzioni semplici per un'energia migliore" sintetizza questa filosofia: trasformare la complessità del mercato energetico in soluzioni chiare, accessibili e concretamente realizzabili.

UNA VISIONE CHE GUARDA OLTRE IL PRODOTTO

La transizione energetica non riguarda soltanto la sostituzione di una tecnologia con un'altra. Significa ripensare il modo in cui l'energia viene prodotta, consumata, accumulata e gestita.
Per PM Green questo significa guardare oltre il singolo prodotto e lavorare sull'integrazione tra fotovoltaico, sistemi di accumulo, gestione intelligente dell'energia, infrastrutture e servizi digitali.
La tecnologia diventa così uno strumento per raggiungere un obiettivo più ampio: creare sistemi energetici efficienti, sostenibili e capaci di generare valore nel tempo.
È una visione che si traduce anche nel rapporto con il mercato. PM Green vuole essere un interlocutore in grado di comprendere l'evoluzione delle esigenze degli operatori e trasformarla in opportunità concrete, costruendo insieme ai propri partner soluzioni che abbiano una prospettiva di lungo periodo.

UNA REALTÀ IN CRESCITA E SEMPRE PIÙ INTERNAZIONALE

Oggi PM Green sta consolidando una presenza che va oltre il mercato italiano, con un percorso di crescita internazionale e una rete in progressiva evoluzione.
Alla presenza operativa in Italia si affiancano realtà dedicate ai mercati europei, tra cui Svizzera, Slovenia e Romania, con l'obiettivo di sviluppare una piattaforma commerciale e di competenze capace di supportare partner e clienti in un mercato sempre più interconnesso. Questa crescita non significa soltanto espandere la presenza geografica. Significa portare lo stesso approccio — competenza, affidabilità, prossimità e capacità di integrazione — in mercati e contesti differenti, costruendo relazioni durature con partner tecnologici e operatori locali.

PERSONE, COMPETENZE E FUTURO

Dietro prodotti, tecnologie e servizi ci sono soprattutto le persone. PM Green investe nella costruzione di competenze tecniche e commerciali, nella condivisione della conoscenza e nello sviluppo di relazioni solide con tutti gli attori della filiera. Perché affrontare la complessità della transizione energetica richiede un ecosistema in cui produttori, distributori, installatori, progettisti e aziende possano collaborare con obiettivi comuni. La direzione è chiara: contribuire alla transizione energetica mettendo tecnologia, competenze e persone al servizio di progetti virtuosi per una produzione di energia più sostenibile. PM Green guarda quindi al futuro con una convinzione: l'energia migliore non è soltanto quella che produciamo in modo più sostenibile, ma quella che riusciamo a rendere più semplice da comprendere, progettare, installare e gestire.



ANDREA CASELLI
SALES DIRECTOR ITALY

«La fusione tra PM Service e Greensun ha consolidato competenze, relazioni e capacità operative, rafforzando il ruolo di PMGreen nella distribuzione specializzata a valore. Il nostro obiettivo è essere molto più di un distributore: un partner strategico capace di supportare i clienti con un'offerta completa, competenza tecnico-commerciale, vicinanza al mercato e relazioni dirette con i produttori. Vogliamo trasformare questa integrazione in un vantaggio concreto per i nostri partner, contribuendo alla loro competitività e crescita nel tempo».



ANTONIO ROSSI,
TECHNICAL MANAGER

«La fusione ha permesso creare un polo di distribuzione specializzata con forti sinergie sia con i produttori che con i clienti. In quanto distributore specializzato siamo focalizzati sull'erogazione di un servizio di qualità, incluso un aspetto consulenziale mirato a supportare il cliente nelle scelte tecnico-progettuali. Il forte legame con i produttori che in molti casi si declina in un rapporto diretto con il personale del product management direttamente dalla fabbrica, permette di essere sempre aggiornati in merito alle novità di prodotto ed alle nuove tecnologie in sviluppo».



DANIELE BRAGAZZI
SALES MANAGER ITALY

«PM Green si afferma come leader della distribuzione specializzata attraverso tre pilastri.
Il primo è l'integrazione del know how, che garantisce continuità operativa e un'offerta completa nell'intera filiera tecnologica. A questo si aggiunge la nuova identità aziendale, che unifica la visione strategica delle due realtà e definisce un posizionamento di mercato chiaro ed efficiente. Infine, una struttura commerciale capillare con sedi a Pontassieve e Bagnolo in Piano, che assicurano il supporto locale e l'espansione in Europa».

EEN, DALLA CINA ALL'ITALIA: UNA FILIERA COSTRUITA SULLE RELAZIONI

NEGLI ANNI L'AZIENDA HA COSTRUITO RAPPORTI CONTINUATIVI CON IMPORTANTI PRODUTTORI INTERNAZIONALI, TRA CUI TONGWEI SOLAR E RISEN SOLAR PER I MODULI E GOTION PER LO STORAGE. PER EEN, LA COLLABORAZIONE NON SI FERMA AL PRODOTTO: È FATTA DI CONFRONTO COSTANTE, PIANIFICAZIONE E PRESENZA

Da oltre vent'anni EEN lavora nel settore dell'approvvigionamento di pannelli fotovoltaici, con un obiettivo preciso: costruire una filiera solida tra i principali produttori internazionali e il mercato italiano.

Il punto di forza dell'azienda nasce dalla conoscenza diretta della filiera. Opera infatti sul mercato italiano con forniture direttamente dal produttore, senza intermediari, e con un ufficio dedicato in Cina che permette all'azienda di seguire da vicino produttori, tecnologie, ordini e tempistiche. In questo modo trasforma una semplice fornitura in un processo organizzato, dalla selezione del prodotto fino alla consegna in cantiere.

Negli anni EEN ha costruito rapporti continuativi con importanti produttori internazionali, tra cui Tongwei Solar e Risen Solar. La collaborazione con Tongwei rappresenta uno dei casi più significativi: nel giugno 2024, durante Intersolar Europe, EEN ha siglato un accordo di cooperazione strategica, consolidando un rapporto sviluppato nel tempo e orientato anche ai grandi progetti utility scale in Italia.

Tra le forniture realizzate, ricordiamo quella con moduli Tongwei per un impianto a terra da 8,2 MWp in provincia di Brescia, entrato in esercizio all'inizio del 2024 e premiato con il "Supreme Case Award". Nel corso dello stesso anno ha inoltre partecipato, insieme ai suoi partner, alla realizzazione di altri progetti multi-MWp nel Nord Italia, tra cui 15 MWp in provincia di Piacenza e 5 MWp tra Cuneo e Torino.

Per EEN, però, la collaborazione non si ferma al prodotto. È fatta di confronto costante, pianificazione e presenza. Per questo continua a visitare direttamente gli stabilimenti dei partner in Cina: conoscere da vicino i processi produttivi, le tecnologie e i controlli di qualità permette di comprendere ancora meglio ciò che viene portato sul mercato italiano.

È lo stesso approccio che EEN sta sviluppando anche nel mondo dello storage, attraverso la collaborazione con Gotion, con l'obiettivo di costruire un'offerta sempre più completa e in linea con l'evoluzione del mercato energetico.

"Oggi vogliamo essere molto più di un distributore", spiega EEN. "Mettiamo insieme esperienza, procurement internazionale, rapporti diretti con i produttori, logistica e conoscenza del mercato italiano. Organizziamo forniture tailor-made, seguiamo le tempistiche dei progetti e lavoriamo perché il materiale arrivi dove serve, quando serve. Crediamo che il valore di una fornitura non sia solo nel pannello che consegniamo, ma in tutto ciò che c'è dietro: le relazioni costruite nel tempo, la conoscenza della filiera, la capacità di pianificare e la responsabilità di mantenere gli impegni presi.

Dalla Cina all'Italia, continuiamo a costruire connessioni, partnership e soluzioni per far crescere il fotovoltaico".



GIUSEPPE AUGUADRO, TITOLARE E CEO DI EEN

Higeco More

DIVENTA INTEGRATORE CERTIFICATO

Più efficienza sui progetti, zero complicazioni: scopri il nuovo **wizard di configurazione del CCI** e unisciti alla rete di partner Higeco More.



Supporto tecnico dedicato

Formazione specialistica

Nuove opportunità di lavoro

CENTRICA BUSINESS SOLUTIONS DIVENTA JOULZ

CON L'INGRESSO NEL GRUPPO OLANDESE, FORTE DI OLTRE 20.000 CLIENTI BUSINESS E PARTE DEL FONDO INTERNAZIONALE 3I INFRASTRUCTURE GROUP, JOULZ PORTA IN ITALIA COMPETENZE CONSOLIDATE NELLE INFRASTRUTTURE ELETTRICHE AVANZATE, NELLO SVILUPPO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI, NEI SISTEMI DI ACCUMULO E NELLE MICROGRID



Con l'ingresso nel gruppo olandese, Centrica Business Solution diventa Joulz e rafforza la propria offerta puntando sulle microgrid per aiutare le imprese a migliorare resilienza, efficienza energetica e continuità operativa. Nello specifico, dopo il passaggio dal Gruppo Centrica al gruppo olandese Joulz, avvenuto a febbraio del 2026, l'azienda è operativa sul mercato italiano con il nuovo nome Joulz Italia. Si amplia il suo raggio di azione, mettendo a disposizione delle imprese competenze sviluppate in oltre vent'anni nella gestione delle infrastrutture energetiche e un patrimonio tecnologico che comprende cogenerazione, fotovoltaico, sistemi di accumulo, infrastrutture elettriche, microgrid ed Energy Management System. L'obiettivo è quello di progettare ecosistemi energetici integrati, capaci di rispondere alle esigenze produttive di ogni stabilimento.

«Non si tratta semplicemente di ampliare il portafoglio tecnologico», spiega Nicola Miola, general manager di Joulz Italia. «Il vero cambiamento riguarda il modo di progettare e gestire l'energia in sito dove si svolgono i processi industriali di manufacturing. Oggi le aziende non hanno bisogno di singoli impianti, ma di un'infrastruttura energetica capace di adattarsi alle esigenze produttive e di evolvere nel tempo. Per questo integriamo fotovoltaico, cogenerazione, sistemi di accumulo, pompe di calore ed Energy Management System all'interno di un'unica architettura, nella quale ogni tecnologia dialoga con le altre per massimizzare efficienza, continuità operativa e autonomia energetica. In questo contesto le microgrid rappresentano una delle evoluzioni più interessanti perché consentono di mettere a disposizione l'energia dove serve, quando serve».

UN PARTNER ENERGETICO

L'ingresso in Joulz rappresenta un passaggio strategico che rafforza l'offerta. L'azienda olandese, forte di oltre 20.000 clienti business e parte del fondo internazionale 3i Infrastructure Group, porta in Italia competenze consolidate nelle infrastrutture elettriche avanzate, nello sviluppo di impianti fotovoltaici, nei sistemi di accumulo e nelle microgrid.

«La nostra ambizione è chiara: diventare il partner energetico di riferimento per le aziende e il principale fornitore di microgrid in Europa», continua Miola. «Un obiettivo che stiamo già realizzando attraverso progetti concreti, come la microgrid sviluppata per il Joint Research Centre della Commissione europea di Ispra, una delle realizzazioni più significative nel panorama italiano per complessità e innovazione».

LA MICROGRID DI ISPRA

In particolare il Joint Research Centre di Ispra è uno dei più importanti centri di ricerca dell'Unione europea. All'interno del campus operano laboratori e infrastrutture strategiche impegnate in attività che spaziano dalla sostenibilità ambientale alla sicurezza nucleare, dalla digitalizzazione alla ricerca sul cambiamento climatico, contesti nei quali la continuità dell'alimentazione energetica rappresenta un requisito imprescindibile. Per rispondere alle crescenti esigenze di affidabilità, resilienza e sostenibilità del sito, Joulz ha progettato una microgrid capace di garantire maggiore sicurezza, autonomia operativa e sostenibilità ambientale.

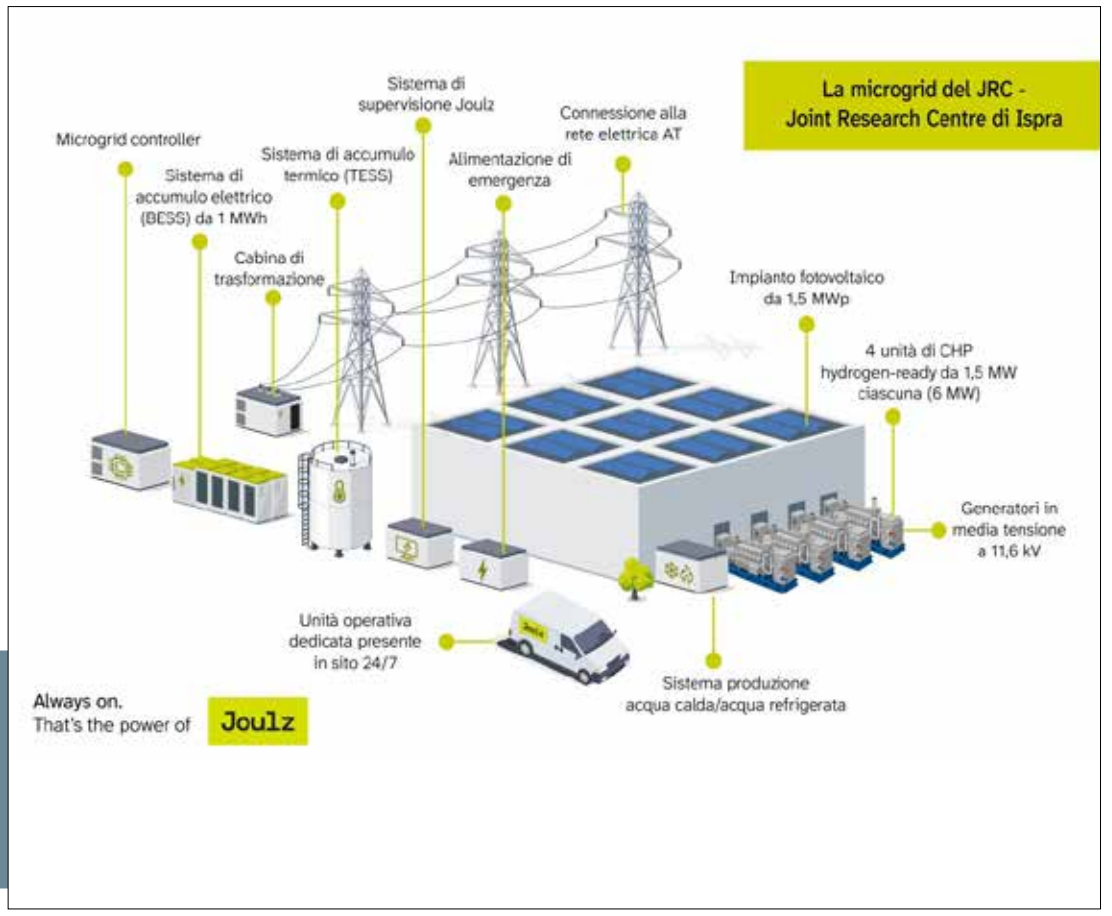
L'intervento ha comportato la trasformazione del sistema energetico del campus attraverso la realizzazione di un'infrastruttura integrata in grado di coordinare produzione, distribuzione, accumulo e consumo dell'energia. Il cuore della microgrid è costituito da quattro unità di cogenerazione da 1,5 MW ciascuna, per una potenza complessiva di 6 MW, affiancate da sistemi di accumulo elettrico e termico, impianti rinnovabili e una piattaforma digitale di controllo che monitora e ottimizza in tempo reale il funzionamento di tutti gli asset energetici. In questo modo il campus può operare anche in modalità isola. Inoltre il sistema contribuisce agli obiettivi di decarbonizzazione del campus, con una riduzione delle emissioni superiore al 70% rispetto alla precedente centrale.

Inquadra il Qr Code per maggiori informazioni su Joulz

COMPETENZE DECENNALI

La microgrid di Ispra rappresenta uno dei progetti che meglio esprimono la capacità di Joulz di progettare, realizzare e gestire ecosistemi energetici avanzati per organizzazioni che non possono permettersi interruzioni, trasformando l'energia da semplice servizio a leva strategica per la continuità e la competitività delle attività.

«La microgrid di Ispra rappresenta un progetto particolarmente significativo che racchiude molte delle competenze che da decenni contraddistinguono la nostra azienda: progettazione, realizzazione e gestione operativa di infrastrutture energetiche complesse», conclude Miola. «Aver contribuito a rafforzare la sicurezza energetica di uno dei principali centri di ricerca europei, garantendo continuità operativa durante tutto il percorso di trasformazione dell'impianto, è per noi motivo di grande soddisfazione».



Inquadra il Qr Code per maggiori dettagli sulla microgrid di Ispra

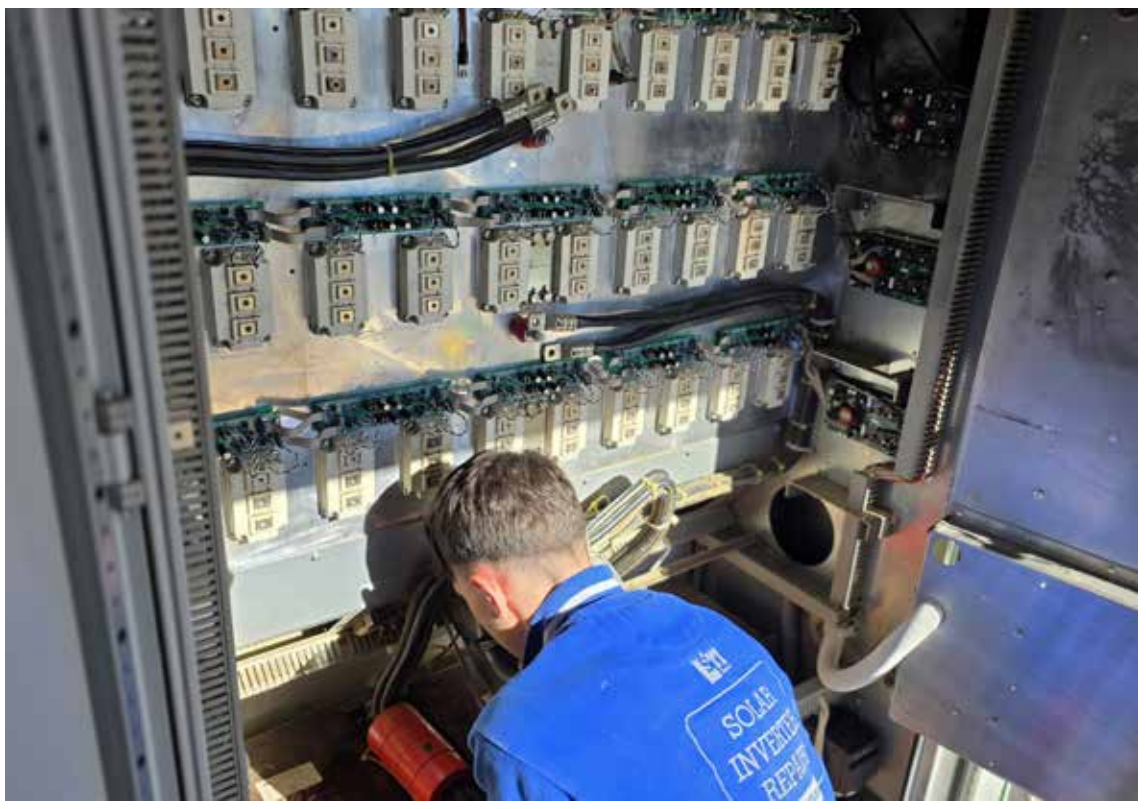
STI REPAIR, INTERLOCUTORE UNICO PER RIDAR VITA AGLI INVERTER SCHNEIDER ELECTRIC XANTREX GT500 E

LA CONTINUITÀ OPERATIVA DI UN INVERTER CENTRALIZZATO DIPENDE DALLA CAPACITÀ DI INTERVENIRE SULLA MACCHINA IN TEMPI BREVI E CON COMPETENZE SPECIFICHE. PER GLI SCHNEIDER ELECTRIC XANTREX GT500 E, STI REPAIR HA STRUTTURATO UN SERVIZIO CHE INTEGRA INTERVENTI ON-SITE, RIPARAZIONE DELLE SCHEDE ELETTRONICHE IN LABORATORIO E COLLAUDO SU AC/DC RING TEST

STI Repair è un independent service provider (ISP) che si occupa di riparazione, rigenerazione e manutenzione straordinaria di inverter fotovoltaici centralizzati obsoleti o discontinuati. L'azienda dispone di tre laboratori dislocati sul territorio nazionale e opera sia con lavorazioni a banco sia con interventi direttamente sugli impianti, offrendo manutenzione correttiva e preventiva su convertitori di qualsiasi marca, modello e tecnologia. L'approccio multimarca si fonda su un metodo di lavoro "al componente", che interviene sul singolo elemento elettronico o elettromeccanico dell'inverter.
Al fianco di asset owner e O&M contractor, in Italia e all'estero, STI Repair supporta la gestione tecnica del parco inverter installato, con l'obiettivo di preservarne il valore e prolungarne la vita tecnica utile.







UNA MACCHINA ANCORA STRATEGICA

Gli Schneider Electric Xantrex GT500 E sono inverter fotovoltaici centralizzati di grande taglia, tuttora in esercizio su numerosi impianti utility scale. Per chi gestisce questi impianti, ogni giorno di fermo di un convertitore centralizzato si traduce in una quota rilevante di energia non immessa in rete e, di conseguenza, in una perdita economica diretta.
La priorità dell'operatore è quindi duplice: riportare la macchina in servizio nel minor tempo possibile e avere la certezza che il guasto sia stato risolto in modo definitivo. Riparare e rigenerare l'inverter esistente consente di raggiungere entrambi gli obiettivi, preservando l'investimento effettuato e rimandando la necessità di un revamping, a condizione di poter contare su competenze specifiche, disponibilità di componenti e procedure di collaudo affidabili.

L'INTERVENTO ON-SITE

Il servizio dedicato agli Xantrex GT500 E parte direttamente dall'impianto. I tecnici STI Repair intervengono on-site, all'interno delle cabine in cui operano i convertitori, per eseguire la diagnosi, individuare l'origine del malfunzionamento e procedere alla riparazione o alla rigenerazione della macchina. Operare on-site permette di contenere i tempi di fermo: quando il guasto lo consente, l'intervento viene completato sul posto, senza movimentare l'intera apparecchiatura. Nei casi in cui una scheda elettronica richieda lavorazioni più approfondite, il componente viene rimosso e trasferito in laboratorio.

LA RIPARAZIONE DELLE SCHEDE IN LABORATORIO

In laboratorio STI Repair ripara schede elettroniche di ogni tipologia, comprese le control unit e le main board che governano il funzionamento del convertitore. Grazie all'approccio "al componente", l'intervento si concentra sul singolo elemento guasto: la scheda originale viene recuperata, rigenerata e restituita al cliente pronta per essere reinstallata.
Per l'operatore ciò significa tempi di ripristino più contenuti, costi inferiori rispetto alla sostituzione e un minore impatto ambientale, poiché componenti ancora validi non vengono avviati allo smaltimento.

IL COLLAUDO NEL RING TEST

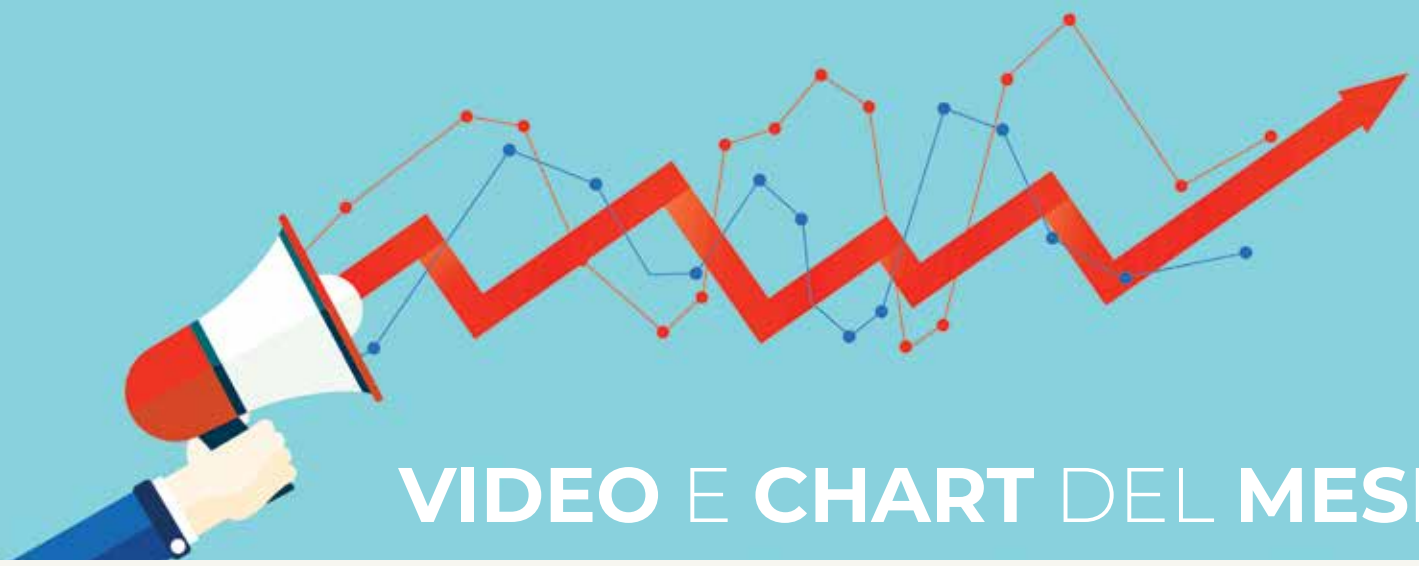
Una riparazione può dirsi affidabile solo quando è stata verificata in condizioni quanto più possibile vicine a quelle di esercizio. Per questo motivo le schede riparate vengono collaudate all'interno del ring test di STI Repair: un sistema di inverter installati presso la sede aziendale che consente di provare il componente nel proprio contesto nativo prima della riconsegna.
Nel caso degli Xantrex GT500 E, il collaudo avviene su macchine della stessa famiglia. Il cliente riceve così un componente già testato e funzionante, con una conseguente riduzione dei rientri in garanzia.

UN PARCO MACCHINE SCHNEIDER IN SEDE

Alla base del collaudo c'è un ampio parco di inverter centralizzati Schneider Electric presente nella sede di STI Repair. Disporre di macchine complete consente ai tecnici di conoscere il convertitore nel suo insieme e non soltanto nelle sue singole parti.
Questa conoscenza ha ricadute dirette anche sul lavoro in campo: una visione completa della macchina permette di eseguire diagnosi più rapide e di offrire al cliente un supporto più efficace, sia nella ricerca guasto sia nella fase di rimessa in servizio dell'inverter.

UN UNICO INTERLOCUTORE PER L'INTERO CICLO DI ASSISTENZA

L'integrazione tra intervento on-site, riparazione in laboratorio e collaudo su macchine reali offre a chi gestisce impianti con Xantrex GT500 E un unico interlocutore per tutte le fasi dell'assistenza. I vantaggi per il cliente sono concreti: fermi impianto più brevi, costi contenuti rispetto alla sostituzione, maggiore affidabilità delle riparazioni ed estensione della vita tecnica utile del parco inverter, con benefici diretti sul Levelized Cost of Energy.



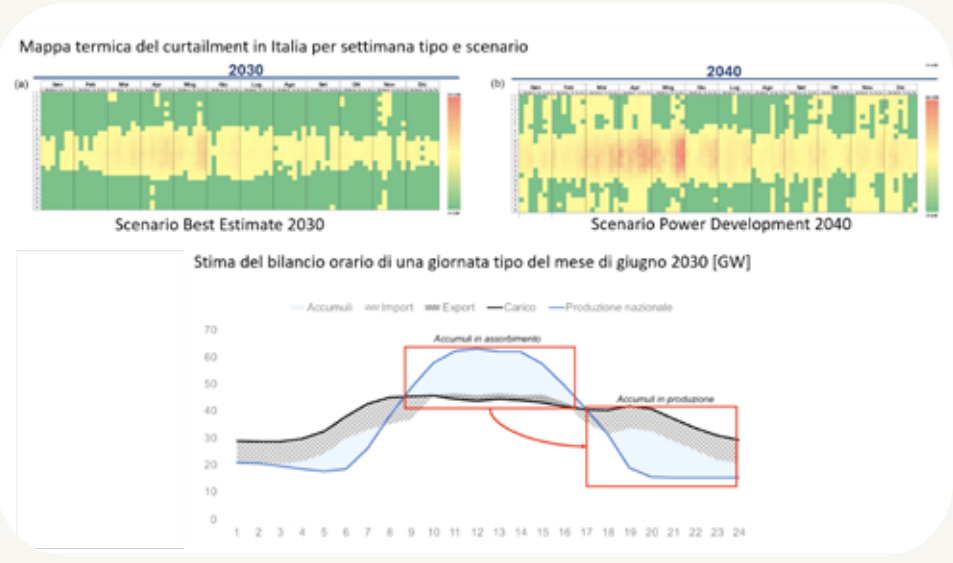
VIDEO E CHART DEL MESE

SolareB2B Spotlight – Tbea: "Il mercato chiede affidabilità, gestione, controllo e bancabilità"



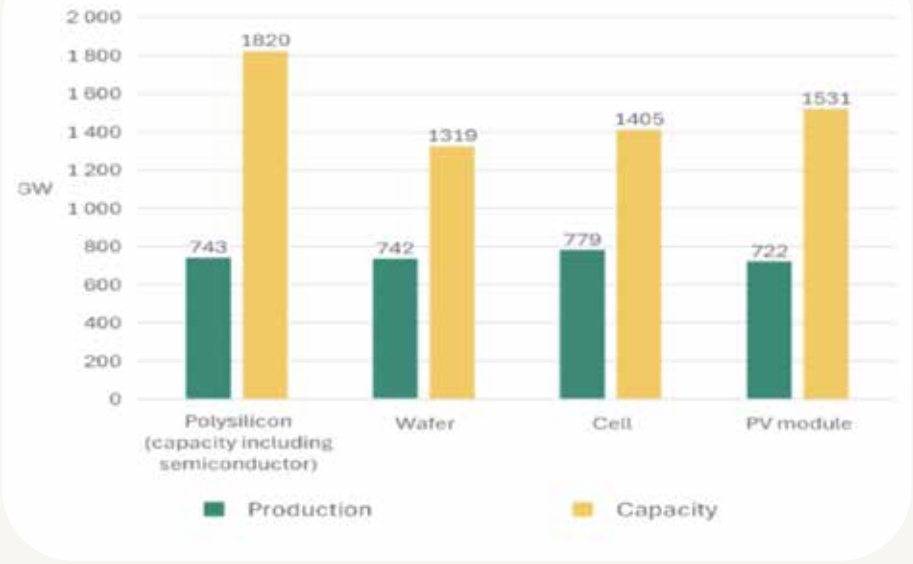
Inquadra il QR code per guardare l'episodio di Spotlight

Stima del curtailment al 2030 e al 2040 e contributo dello storage nell'energy shifting



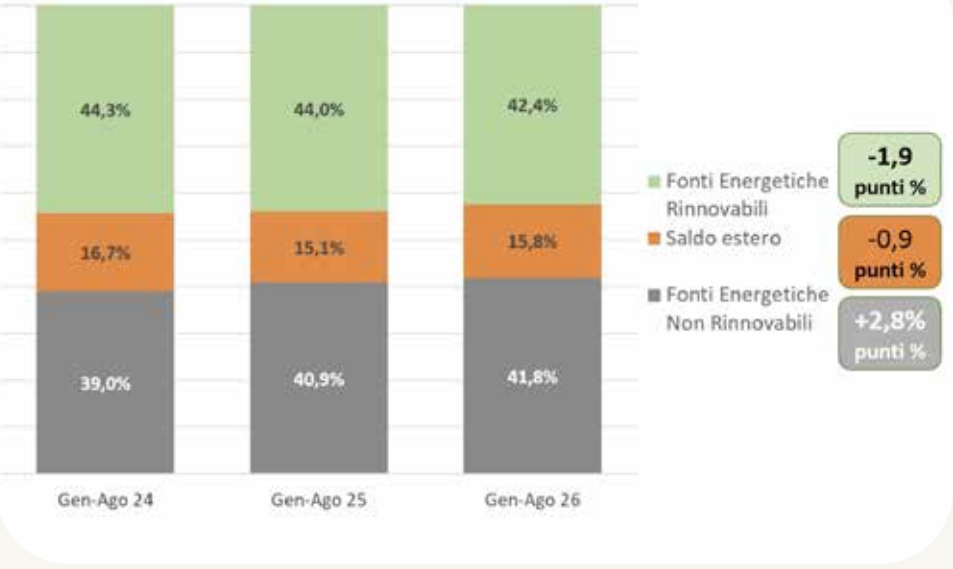
Inquadra il QR code per guardare il "video commento" al grafico

Moduli FV: rapporto tra installato, produzione componenti e capacità produttiva



Inquadra il QR code per guardare il "video commento" al grafico

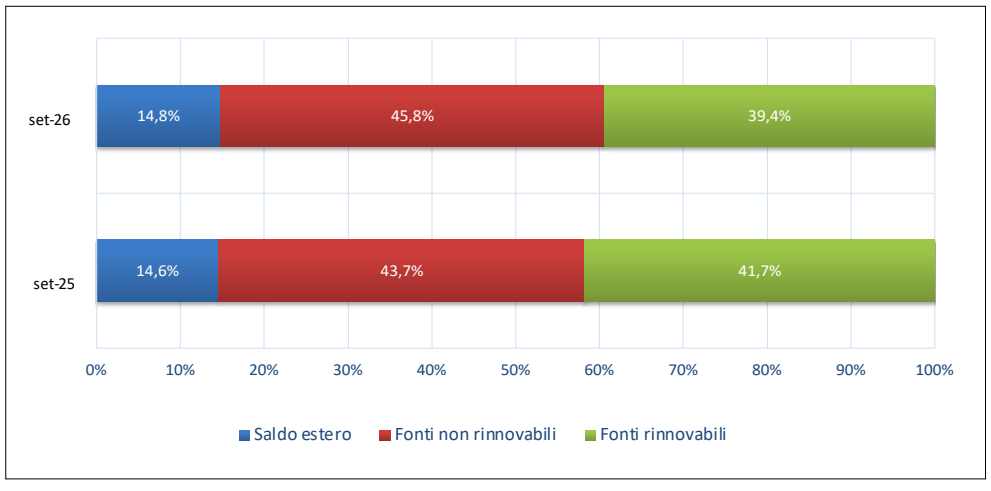
Mix energia elettrica Italia: crescono le fonti fossili



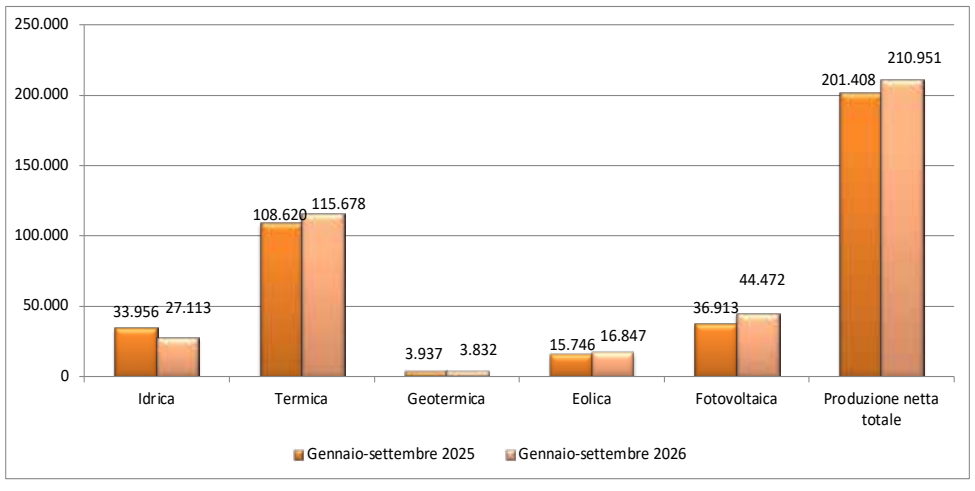
Inquadra il QR code per guardare il "video commento" al grafico

Numeri e trend

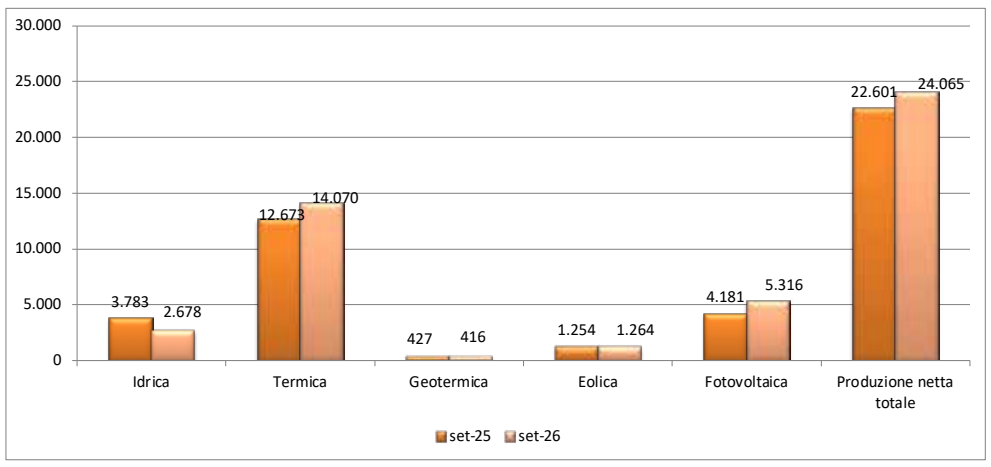
Composizione fabbisogno energetico in Italia



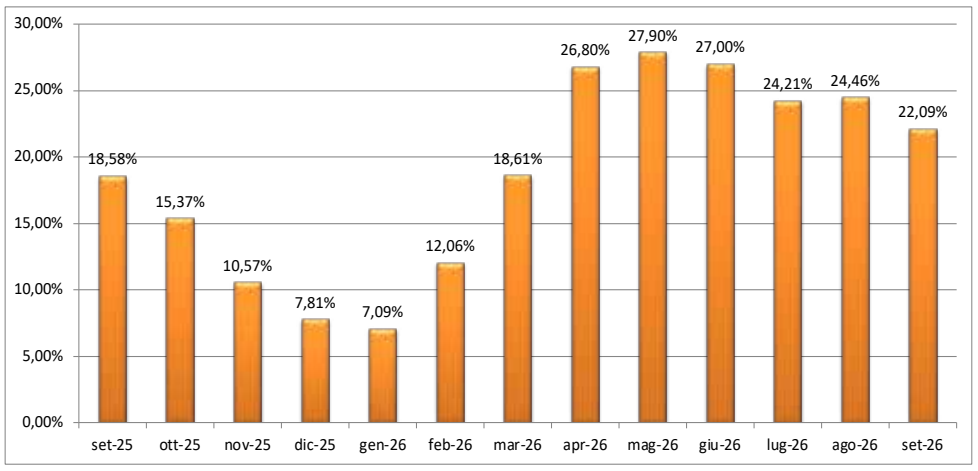
Gennaio-settembre 2025 e Gennaio-settembre 2026: produzione netta energia elettrica in Italia per fonte (GWh)



Settembre 2025 e Settembre 2026: produzione netta di energia elettrica in Italia per fonte (GWh)



Peso del fotovoltaico sulla produzione netta nazionale (rapporto annuale)

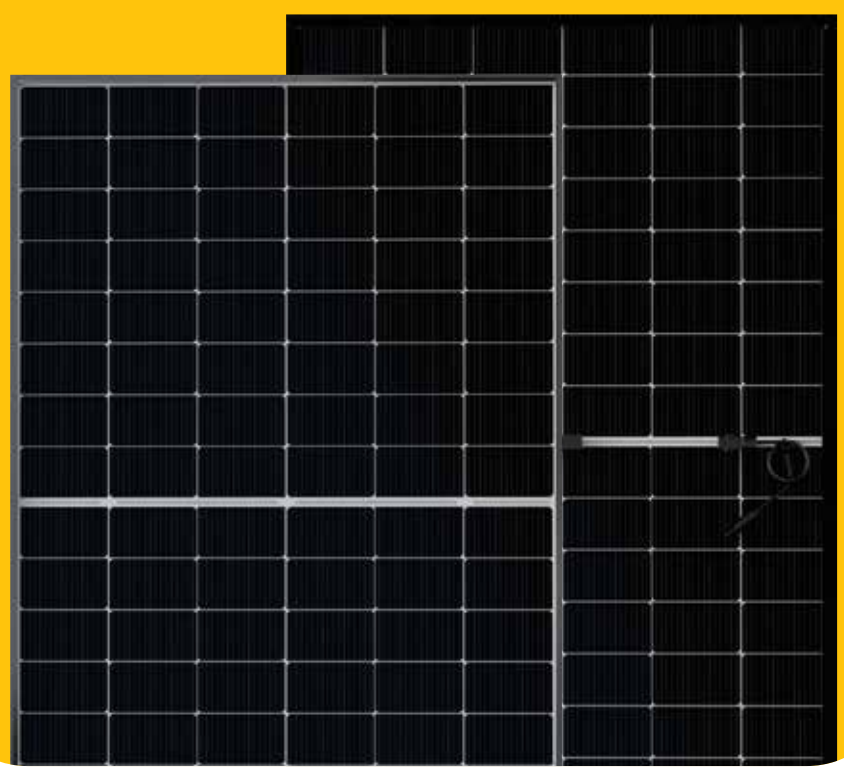


FORNITURE FOTOVOLTAICHE

Osda

NUOVA GENERAZIONE DI ENERGIA

Moduli fotovoltaici N-Type bifacciali ad alta efficienza



AFFIDABILITÀ TIER 1.
TECNOLOGIA DI NUOVA GENERAZIONE.

OSDA Solar porta nel fotovoltaico l'innovazione della tecnologia N-Type bifacciale, con moduli progettati per offrire efficienza, affidabilità e produzione energetica nel tempo

23%+ Efficienza di conversione

N-Type Tecnologia bifacciale

25 anni Garanzia sul prodotto

30 anni Garanzia sulle prestazioni

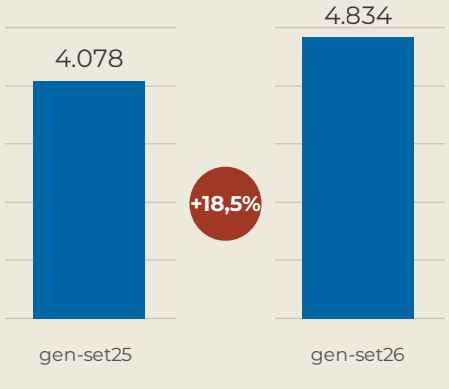
BLOOMBERG TIER 1
Produttore presente nella classificazione BloombergNEF Tier 1.

OSDA SOLAR IN ITALIA CON FORNITURE FOTOVOLTAICHE.
Distribuzione ufficiale e supporto commerciale dedicato agli installatori.

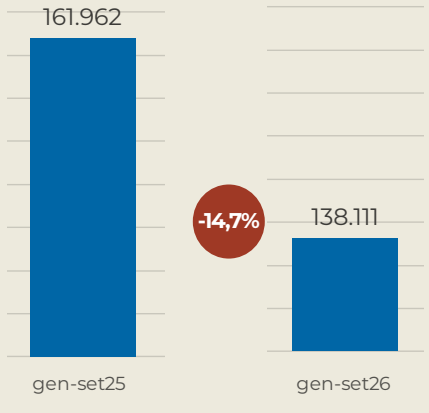
Contattaci **800 82 25 13** **fornituresfotovoltaiche.it**

Fotovoltaico in Italia – Nuova potenza allacciata

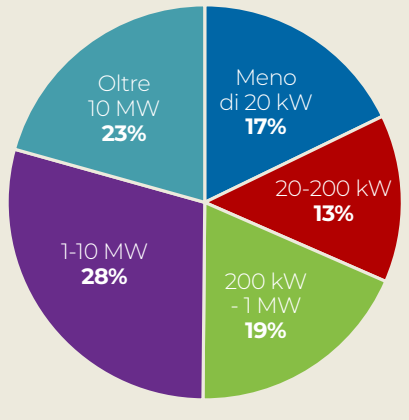
Nuova potenza fotovoltaica allacciata in Italia in MW



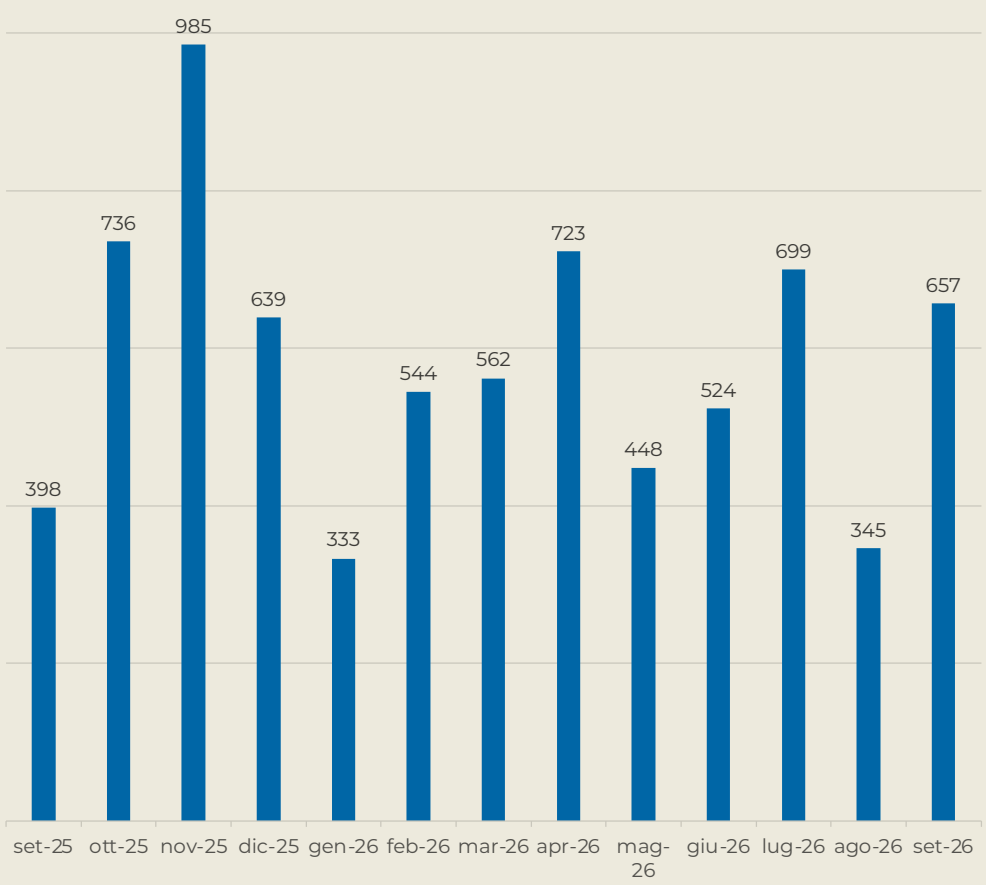
Numero impianti allacciati in Italia



Segmentazione potenza impianti allacciati a Gen-Sett 2026

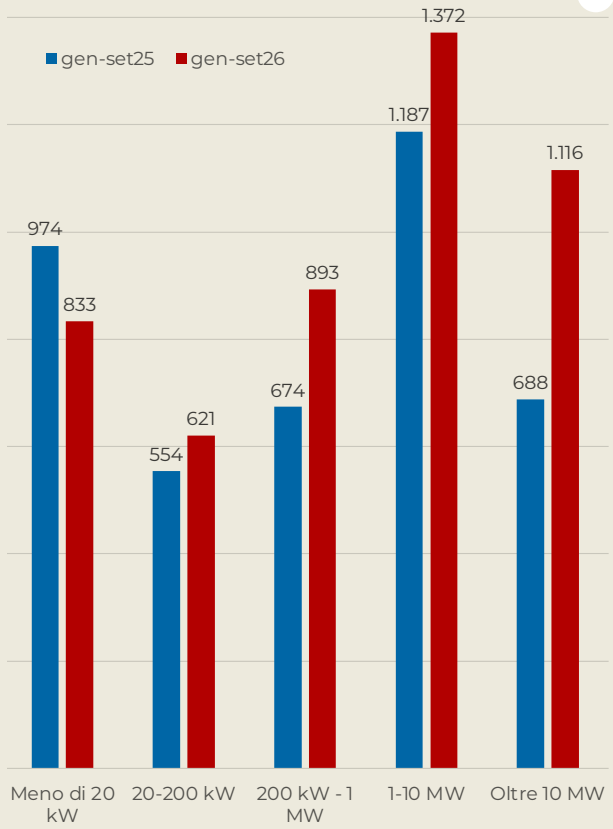


Potenza fotovoltaica connessa in Italia per mese (in MW)



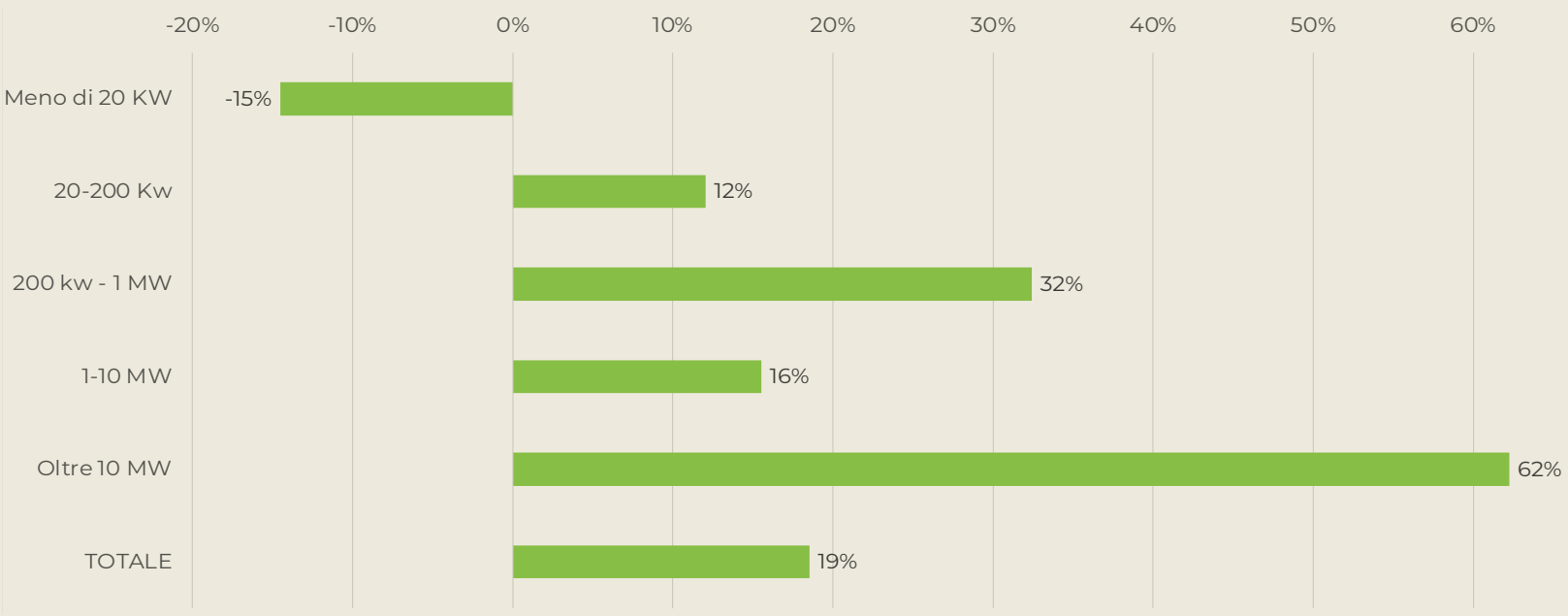
Nuova potenza (MW) impianti allacciati in Italia per taglia

Periodo Gennaio-Settembre



Trend nuova potenza FV allacciata in Italia per taglie

Periodo gennaio-settembre 2026 vs gennaio-settembre 2025



Fotovoltaico nel mondo – Previsioni

Nuova potenza installata a livello globale

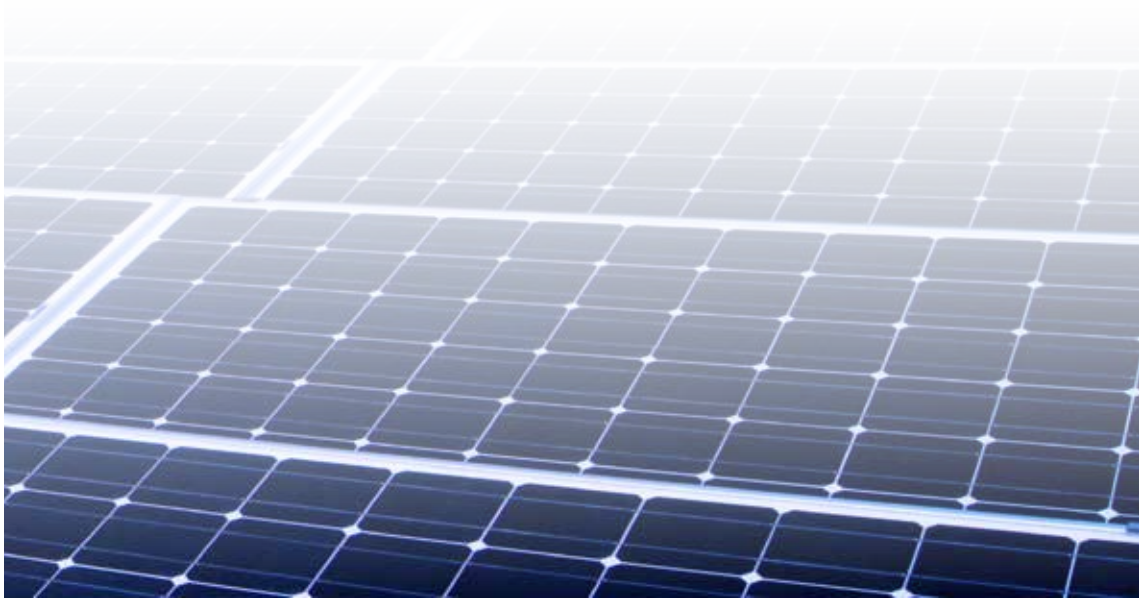
FONTE	2025	PREVISIONI 2026
Solar Power Europe	664 GW (+12%) *Giugno 2026*	612 GW (-8%) *Giugno 2026*
Bloomberg NEF	655 GW *Dicembre 2025*	649 GW *Dicembre 2025*
Wood Mackenzie	493 GW (-0,3%) *Gennaio 2025*	
IEA	600 GW (+8,5%) *Novembre 2025*	Circa 605 GW (+1%) *Aprile 2026*
Irena	511 GW (+13%) *Aprile 2026*	
Globaldata	700 GW (+16%) *Marzo 2026*	
Ember	582 GW *Aprile 2026*	647 GW (+11%) *Aprile 2026*

Nuova potenza installata in Europa

FONTE	2025	PREVISIONI 2026
Solar Power Europe	*67,2 GW (+2,4%)* *Giugno 2026*	*Oltre 69 GW (+3%)* *Giugno 2026*
Eupd	*69 GW (-1,4%)* *Gennaio 2026*	

Nuova potenza installata in Cina

FONTE	2025	PREVISIONI 2026
China's National Energy Administration	*315 GW (+35%)* *Dicembre 2025*	
The China Photovoltaic Industry Association (CPIA)	*215-255 GW* *Gennaio 2026*	*215-220 GW* *Gennaio 2026*
Irena	*Circa 280 GW* *Aprile 2026*	
Solar Power Europe	*382 GW (+57%)* *Giugno 2026*	*289 GW (-24%)* *Giugno 2026*





_Il tuo partner per il monitoraggio e la gestione intelligente dell'energia.

Ottimizza il tuo impianto con oltre 3800 componenti compatibili. Scopri gli inverter pilotabili in potenza attiva, reattiva e cos phi: inquadra il QR Code!

Database dei componenti

Solar-Log™ Manual PM control

Solar-Log™ Base:

- Monitoraggio
- Bilancio energetico
- Limitazione della Potenza Attiva, Reattiva e cos phi al Pdc
- Gestione energia in base all' autoconsumo
- Compatibile con delibera ARERA 385/2025 (PF1, PF2, PF3)
- Certificazione ISO/IEC 27001

Con Solar-Log WEB Enerest™:

- Controllo intelligente dell'inverter
- Monitoraggio completo
- Ottimizzazione dell'autoconsumo

Contattaci per scoprire le nostre soluzioni avanzate!

DALLA CINA ALL'ITALIA

PARTNERSHIP SOLIDE
PRODOTTI SELEZIONATI



IL VALORE DI UNA FORNITURA
È NELLA RELAZIONE CHE LA
SOSTIENE

Cronologia articoli

ECCO UN ELENCO DEI PRINCIPALI CONTENUTI PUBBLICATI SUI NUMERI ARRETRATI DI SOLARE B2B, DALLE INCHIESTE DI MERCATO AI PRODOTTI FINO ALLE NORMATIVE

INCHIESTE MERCATO

FV e condomini: un potenziale enorme (ottobre 2026)

Cantieri FV: cresce il problema di furti e atti vandalici (ottobre 2026)

Il ruolo dei Bess nella crescita del fotovoltaico (settembre 2026)

Pompe di calore, il cuore elettrico della transizione energetica (settembre 2026)

Limitazioni UE a inverter e Bess cinesi? Scenari e rischi (luglio-agosto 2026)

L'agrivoltaico entra nel vivo (giugno 2026)

FV: tra continuità e sviluppo. La parola a installatori, progettisti ed EPC (giugno 2026)

Tavola rotonda: C&I, svegliamo il gigante (maggio 2026)

L'evoluzione dei PPA in un mercato che cambia (maggio 2026)

Comunità energetiche: prova di maturità (maggio 2026)

Assistenza e servizi: così il valore torna centrale per gli installatori (aprile 2026)

FER X: momento d'oro per gli EPC ma partenza a rilento (marzo 2026)

Moduli: i prezzi tornano a crescere (marzo 2026)
Il fotovoltaico all'esame di Cybersecurity (marzo 2026)

FV residenziale: è finita la convalescenza (febbraio 2026)

Inverter grid forming: alleati per la rete e il mercato (gennaio 2026)

CER: modelli virtuosi dal potenziale inespresso (gennaio 2026)

2026: dieci previsioni per il fotovoltaico in Italia (gennaio 2026)

FER X Transitorio tra potenziale e rischi (novembre 2025)

Fotovoltaico residenziale, una ripartenza è possibile (novembre 2025)
Le CER industriali provano a farsi spazio (ottobre 2025)

I Bess scendono in campo (settembre 2025)

Cybersecurity un aspetto prioritario per il fotovoltaico (settembre 2025)

INCHIESTE PRODOTTI

Tracker, la leva in più sulla producibilità (ottobre 2026)

Moduli Bipv, quando il FV si integra con l'edificio (settembre 2026)

Sistemi plug-in: risposta a un bisogno concreto (settembre 2026)

La grande distribuzione strizza l'occhio al fotovoltaico (luglio-agosto 2026)

Obbligo CCI: a che punto siamo? (giugno 2026)

Carport FV: da parcheggi ad asset energetici per le imprese (maggio 2026)

Fotovoltaico e grandine: la sicurezza parte dai moduli (aprile 2026)

Perovskite, il futuro prende forma (marzo 2026)

Moduli bifacciali: una realtà consolidata (febbraio 2026)

La Smart Home come driver strategico (gennaio 2026)

Dal revamping nuove opportunità per gli EPC (dicembre 2025)
Utility e fotovoltaico: sempre più vicini a installatori e clienti finali (novembre 2025)

Sistemi di montaggio: a prova di futuro (ottobre 2025)

Moduli Bipv una nicchia in cerca di spazio (settembre 2025)

L'importanza strategica della formazione (luglio/agosto 2025)

Wall-box e FV: la nuova alleanza per l'autoconsumo intelligente (giugno 2025)

SPECIALI

Utility scale: nuova spina dorsale del mercato (ottobre 2026)

Distributori: ecco gli elementi che ridisegnano il mercato (settembre 2026)

Bess asset strategico a supporto del fotovoltaico (luglio-agosto 2026)

Anteprima Intersolar Europe (giugno 2026)

Inverter C&I: cuore dell'impianto (aprile 2026)

Tracker e supporti: la struttura fa la differenza (marzo 2026)

Anteprima KEY 2026 (febbraio 2026)

Inverter ibridi e All-in-One protagonisti della gestione energetica (dicembre 2025)

Moduli: più innovazione per recuperare marginalità (novembre 2025)

EV Charger e FV: largo ai sistemi integrati (ottobre 2025)

Così cambia la distribuzione (settembre 2025)

Storage: soluzioni per ogni esigenza (luglio/agosto 2025)
Moduli: innovazione per restare competitivi (giugno 2025)

Così evolvono gli inverter (maggio 2025)

Anteprima Intersolar 2025 (aprile 2025)

Tracker e sistemi di montaggio: così si difende il valore (marzo 2025)

Anteprima KEY 2025 (febbraio 2025)

Inverter ibridi e All-In-One: due strumenti a supporto dell'autoconsumo (dicembre 2024)

Moduli: innovare per crescere (novembre 2024)

EV-Charger: accelerano le PMI (ottobre 2024)

NORMATIVE, REGOLAMENTI E BANDI

Un decreto per fronteggiare la saturazione virtuale di rete (ottobre 2026)

Le novità del FER X definitivo (settembre 2026)

Due norme per rafforzare l'elettrificazione di consumi termici (luglio-agosto 2026)

Così cambia la gestione dei moduli a fine vita (giugno 2026)

Le opportunità dell'Energy Release (giugno 2026)

FER Z: opportunità e rischi (maggio 2026)

Tutti i plus della riforma del Testo Unico Rinnovabili (aprile 2026)

DL Bollette: misure e incentivi per ridurre i costi dell'elettricità (marzo 2026)

Reti, i nuovi orientamenti dell'Unione Europea (febbraio 2026)

Data Center: in arrivo il nuovo quadro normativo in Italia (febbraio 2026)

La riforma delle aree idonee e dell'infrastruttura di rete (dicembre 2025)

Linee guida Vigili del Fuoco: un aggiornamento atteso e inevitabile (novembre 2025)
Conto termico 3.0: una bella opportunità, ma serve chiarezza (ottobre 2025)

Delibera Arera 385/2025: obblighi, criticità e opportunità (ottobre 2025)

FER X e nuovi sistemi incentivanti (ottobre 2025)

PUOI CONSULTARE I NUMERI PRECEDENTI DELLA RIVISTA NELLA SEZIONE ARCHIVIO DEL SITO SOLAREB2B.IT OPPURE INQUADRANDO QUESTO QR CODE

RCM energy



SUNRACKER®
CATCH THE POWER OF SUN

INSEGUITORE SOLARE

*Struttura **adeguabile** alla **circolare Regione Emilia Romagna** del **29/10/2025** recepita dal Consiglio Superiore dei lavori pubblici. Verifica carico vento con tracker alla massima inclinazione.*



AGRIRACKER®
CATCH THE GREEN POWER OF SUN

INSEGUITORE SOLARE PER L'AGRIVOLTAICO

RCM ENERGY Via Monsola 8 Bis, Villafalletto, Cuneo (IT) +39 **0171 938278** · info@rcmenergy.it · **www.rcmenergy.it**

EnergyTime

www.energytime.it

L'ESPERTO IN
ENERGIE RINNOVABILI

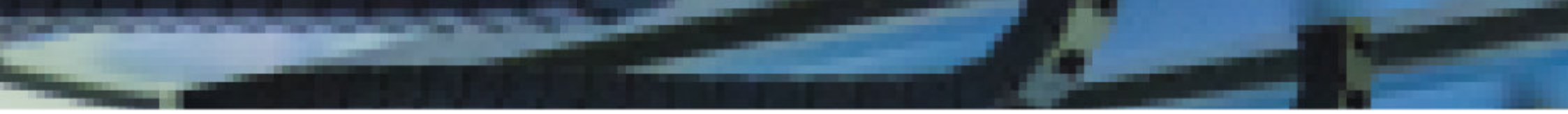
OGNI GRANDE PROGETTO HA BISOGNO DELLE GIUSTE COMPETENZE

Da oltre vent'anni **Energy Time S.p.A.** opera su tutto il territorio nazionale attraverso un modello industriale integrato D-EPC-OM, affiancando i propri clienti nello sviluppo, nell'ingegneria, nella costruzione e nella manutenzione di impianti fotovoltaici utility-scale, C&I e agrivoltaici.

20+
ANNI
DI ESPERIENZA

200+
MW
DI IMPIANTI REALIZZATI

EGM
QUOTATA SU
EURONEXT GROWTH MILAN
DAL 2025



GLI SPECIALI DI

SOLARE B2B

Inserto allegato al numero di novembre 2026 di SolareB2B

Speciale moduli

- MERCATO: DAL TOPCON AL TANDEM, SOLUZIONI A CONFRONTO
- VETRINA: TECNOLOGIE E PRODOTTI DI PUNTA

FORNITURE FOTOVOLTAICHE

INVERTER E BATTERIE
Residenziale e Commerciale

SINENG

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



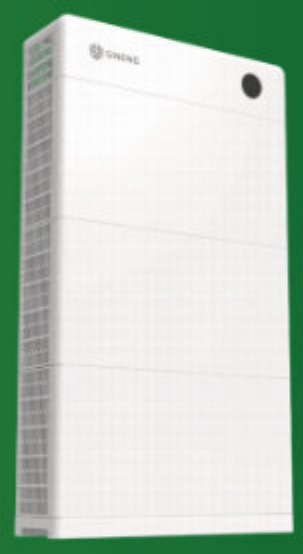
SN3.0–6.0HS

Inverter Ibrido **MONOFASE**
2 MPPT indipendenti
Efficienza fino al 97,6%
EPS ≤10ms
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 SINENG

Soluzioni fotovoltaiche per installatori e professionisti del settore.

Contattaci **800 82 25 13** **fornituresfotovoltaiche.it**

Gokin

TOP 3 BC Module Brand

- Full screen
- Full efficiency
- Full warranty
- Full protection

gk@gokinsolar.com www.gokinsolar.com/en



Nuovi moduli
Elegance 460
con celle rettangolari
tanta efficienza in più

Contattaci per soluzioni personalizzate

OMNIA®
SOLAR
high performance panels

omniasolar.it

40 ANNI DI GARANZIA

+39 0172 476 939

info@omniasolar.it

Sommario

Pag.6 Moduli fotovoltaici: tecnologie a confronto

Pag.12 L'offerta dei principali player

pag. 15 AIKO

pag. 15 BISOL

pag. 14 DMEGC

pag. 15 GCL

pag. 13 GOKIN SOLAR

pag. 14 IBC SOLAR

pag. 12 JINKO SOLAR

pag. 16 JOLYWOOD

pag. 12 LONGI SOLAR

pag. 13 OMNIA SOLAR

pag. 14 SKYWORTH

pag. 15 SOLARSPACE

pag. 15 SUNERG SOLAR

pag. 13 TONGWEI

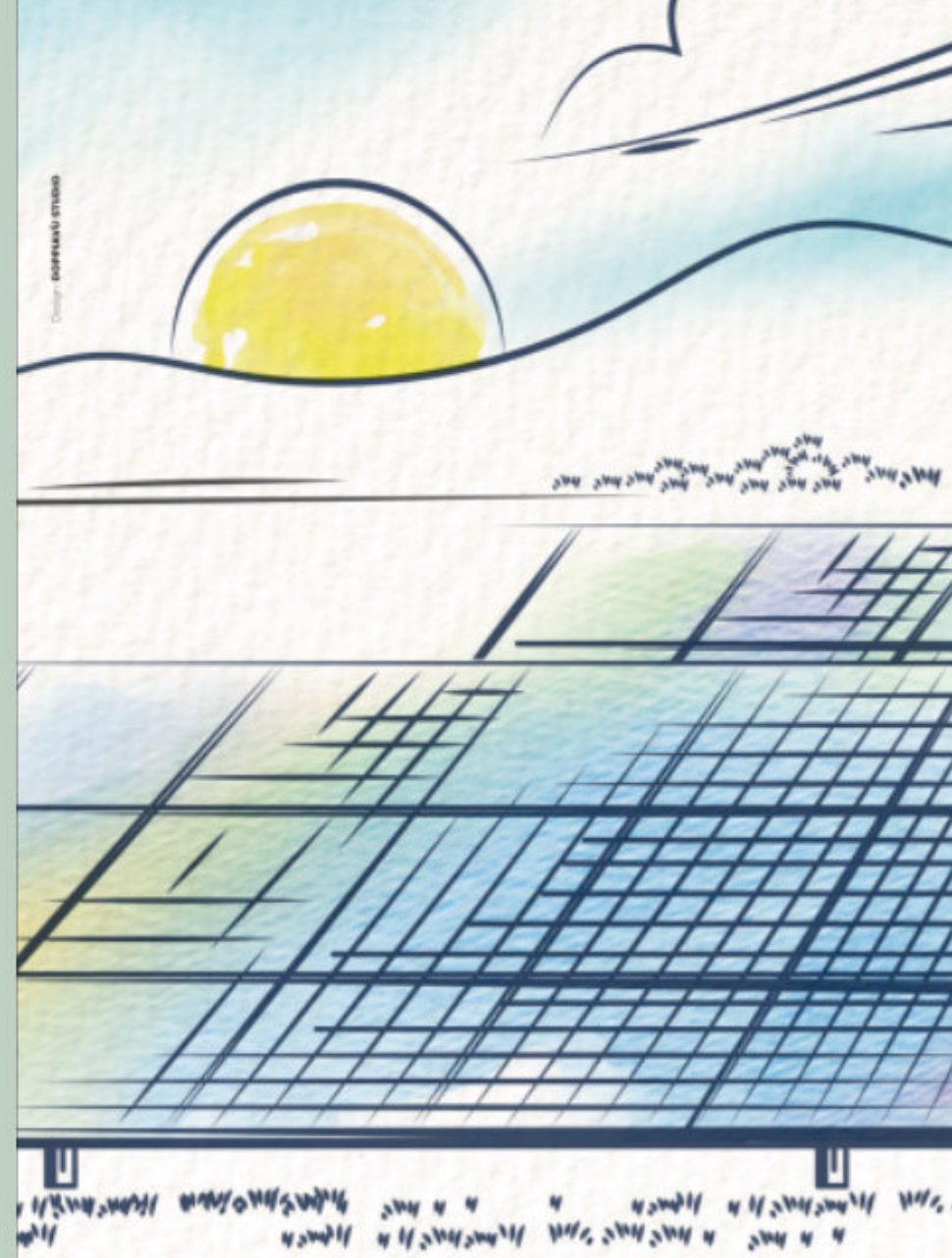
pag 12 VIESSMANN

pag. 17 TCL SUNPOWER

Progetta il futuro

con il tuo partner per il riciclo

ecoem
GESTIONE RAEE BATTERIE



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



MODULI FOTOVOLTAICI: TECNOLOGIE A CONFRONTO

EFFICIENZE CRESCENTI, NUOVE ARCHITETTURE DI CELLA E SOLUZIONI COSTRUTTIVE SEMPRE PIÙ SPECIALIZZATE GUIDANO L'EVOLUZIONE TECNOLOGICA DEI PANNELLI SOLARI. ACCANTO ALL'AFFERMAZIONE DEL TOPCON CRESCE IL POTENZIALE DEL BACK CONTACT, MENTRE SERVIRÀ ANCORA TEMPO A HJT E TANDEM PER AFFERMARSI. AUMENTANO INTANTO LE POTENZE E SI AMPLIANO LE SOLUZIONI DEDICATE A CONTESTI APPLICATIVI COMPLESSI, MENTRE SICUREZZA, AFFIDABILITÀ E CONDIZIONI DI INSTALLAZIONE ASSUMONO UN RUOLO SEMPRE PIÙ RILEVANTE. PER PRODUTTORI E OPERATORI, LA SFIDA È VALORIZZARE OGNI TECNOLOGIA IN FUNZIONE DELLE APPLICAZIONI, OTTIMIZZANDO PRESTAZIONI, COSTI E DURATA NEL TEMPO

DI MONICA **VIGANÒ**

Se si guarda al mercato dei moduli fotovoltaici dal punto di vista della tecnologia, ci si trova davanti a un ecosistema maturo, in cui varie architetture convivono su larga scala e continuano a evolversi in parallelo. Ciascuna tecnologia segue la propria traiettoria di sviluppo, ma i confini tra le diverse soluzioni si fanno sempre più sfumati: le innovazioni diventano trasversali e i guadagni prestazionali non dipendono più esclusivamente dalla cella. I miglioramenti a livello di cella e di modulo, infatti, lavorano ora in sinergia, generando progressi significativi.

Cambiano anche le priorità con cui vengono scelti i moduli. Una potenza di output più elevata resta importante, ma cresce l'attenzione verso prodotti pensati per scenari specifici e applicazioni impegnative, come i siti esposti a condizioni meteorologiche estreme. In questi prodotti le modifiche riguardano i componenti, le dimensioni e le tecniche di produzione. In ogni caso l'architettura della cella resta la base della differenziazione tra i moduli.

IL TOPCON PRENDE IL SOPRAVVENTO

Nel confronto tra le architetture di cella oggi in campo, la prima fotografia riguarda il TOPcon. Senza dubbio è la tecnologia trainante del settore fotovoltaico: ha stabilito molteplici benchmark di efficienza, ha raggiunto i più alti livelli di diffusione e rappresenta oggi la quota più ampia della capacità produttiva globale.

«Il passaggio dal Perc è, di fatto, concluso e la tecnologia TOPcon ha preso il sopravvento, coprendo ormai la più ampia fetta di mercato», spiega Francesco Zaramella, responsabile tecnico Nuove Energie di Viessmann Climate Solutions Italia. «Questo passaggio è stato favorito dalla stabilità dei nuovi prodotti, dalla maggior efficienza e dall'ampia diffusione della tecnologia nel mercato». Tuttavia, anche se il passaggio verso il TOPcon può considerarsi consolidato, la presenza di tecnologie precedenti non è necessariamente destinata a scomparire in tempi brevi.

Alcuni analisti stimano che i moduli TOPcon di tipo N rappresenteranno quasi il 55% delle installazioni globali nel 2026, a testimonianza sia della sua scalabilità sia della continua innovazione. Le ragioni di questa rapida adozione sono diverse. «Rispetto ai tradizionali moduli Perc, i moduli TOPcon offrono un'efficienza di conversione più elevata, coefficienti di temperatura migliorati e una maggiore stabilità



LE TECNOLOGIE IN PILLOLE

L'evoluzione tecnologica e le previsioni sul futuro del settore solare vengono monitorate attraverso le indagini condotte da Exawatt, Itrpv e Cpia, che sono i tre principali punti di riferimento globali utilizzati da analisti, investitori e aziende. I loro dati vengono incrociati per comprendere le tendenze della filiera. In riferimento alle tecnologie adottate sui moduli fotovoltaici, le analisi indicato un graduale declino nella predominanza di TOPcon con il BC che accelera e le tecnologie tandem che faranno la loro comparsa sul mercato dal 2030 in poi.

TOPcon: tecnologia trainante

Tutte e tre le organizzazioni sottolineano come il TOPcon resti la tecnologia trainante del settore. Nel 2025, Cpia ed Exawatt hanno stimato una quota di mercato del TOPcon pari a circa l'87%, mentre per Itrpv la stima raggiunge solo il 67%. Tutte e tre le fonti prevedono un declino graduale, con la tecnologia che si avvicina al proprio limite pratico di efficienza. Exawatt indica un calo marcato fino a poco meno del 60% entro il 2030. Cpia stima un declino più graduale, fino al 69% nello stesso periodo, per poi scendere al 54,5% entro il 2035. Itrpv prevede che il TOPcon scenda al 42% entro il 2035.

Back contact: crescita costante

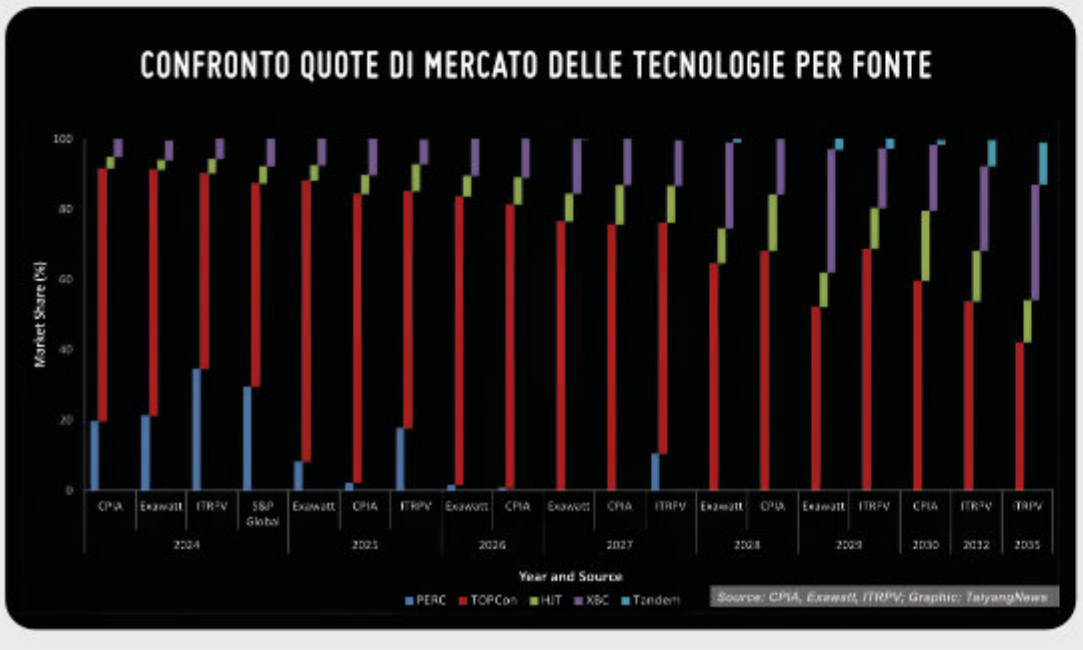
Sebbene le maggiori prospettive fossero riposte nell'HJT, per le tre organizzazioni sarà il BC a conquistare il secondo posto in classifica seguendo una traiettoria di forte crescita. Per Exawatt, la tecnologia passerà da una quota del 6% del 2025 al 38% entro il 2030 mentre per Cpia passerà al 7% al 23% entro il 2030 e in aumento fino al 35% entro il 2035. Itrpv resta più conservativa, ma prevede comunque un chiaro incremento, con il BC che raggiungerà il 17% entro il 2029 e il 33% entro il 2035.

HJT: andamento lento

L'HJT è diventata una tecnologia di nicchia, destinata a specifiche applicazioni e mercati. Sebbene la sua presenza sul mercato risulti piuttosto contenuta, la tecnologia continua a registrare progressi incrementali. Nel 2025, la sua quota varia dal 2,6% (Cpia) all'8% (Itrpv), con Exawatt che la stima al 3%. La traiettoria di crescita resta graduale in tutte le fonti. Cpia prevede che raggiunga il 7,5% entro il 2030 e il 10% entro il 2035, mentre Itrpv prevede un picco del 14% intorno al 2032, prima di stabilizzarsi al 12% entro il 2035. Exawatt resta la più conservativa, mantenendola stabile intorno al 3% fino al 2030.

Tandem: non nel breve periodo

Le tecnologie tandem di nuova generazione, come gli stack perovskite-silicio, restano in gran parte assenti nel breve periodo. La loro presenza diventa evidente solo verso la fine del decennio. Exawatt segna l'ingresso del tandem allo 0,5% nel 2026, in crescita fino al 2% entro il 2029 e al 4% entro il 2030. Cpia resta più cauta, indicando appena lo 0,1% nel 2025 e lo 0,3% nel 2030, ma con un aumento fino al 12% entro il 2035. Itrpv presenta le prospettive di lungo periodo più ottimistiche, con il tandem che raggiunge il 3% entro il 2029, l'8% entro il 2032 e il 12% entro il 2035. Questo indica che le tecnologie tandem dovrebbero dare un contributo significativo oltre il 2030.



nel lungo periodo, rendendoli la scelta preferita per installazioni ad alta resa e durature», chiarisce Ignacio Espinosa, head of EU technical team di JA. «Inoltre i produttori sono stati in grado di scalare la produzione e questo ha contribuito a ridurre i costi, rendendo i moduli TOPcon un'opzione sempre più accessibile per progetti di ogni dimensione».

A favorire la diffusione ha contribuito anche un fattore industriale: il TOPcon ha potuto riutilizzare gran parte delle linee Perc esistenti, con un investimento contenuto e un costo per watt competitivo.

Pur trattandosi di una tecnologia relativamente matura, il TOPcon presenta ancora margini di ulteriore ottimizzazione. I progressi sono il risultato di uno sforzo congiunto a livello di cella e di modulo. Tra i più recenti sviluppi a livello di cella si annoverano il perfezionamento della passivazione e della formazione dei contatti, le innovazioni nella metallizzazione e nel design del lato posteriore.

In particolare la passivazione dei bordi è un fattore abilitante fondamentale per una tendenza rilevante nei moduli: i formati di cella tagliati in quarti che superano i layout half-cut. «Il mercato si sta orientando verso l'evoluzione del TOPcon attraverso configurazioni come il quarter-cut, che puntano a migliorare ulteriormente le prestazioni dei moduli», spiega Andrea Agostinelli, direttore commerciale di Omnia Solar.

Nello specifico, dividendo la cella in più sezioni si riducono le perdite resistive e si migliora la resa energetica, conferendo ai moduli un'efficienza complessiva più elevata. «Questo approccio consente inoltre layout dei busbar più flessibili», spiega Ignacio Espinosa di JA. «Tuttavia, ogni taglio compromette la resistenza meccanica e aumenta il rischio di microfratture durante l'installazione e il funzionamento. Una configurazione a tre tagli sta quindi emergendo come il compromesso ottimale, migliorando le prestazioni pur mantenendo la durabilità».

Alcuni produttori stanno inoltre introducendo innovazioni brevettate come l'interconnessione flessibile senza gap (gapless flexible interconnection), che può migliorare ulteriormente l'efficienza rispetto ai valori TOPcon standard. Questa innovazione consente inoltre di ottenere un aspetto a schermo pieno, supportando design full-black sempre più apprezzati nel mercato residenziale.

L'altro fronte di intervento è l'interconnessione senza busbar, utilizzata su prodotti BC, TOPcon e HJT: i produttori hanno presentato soluzioni 0BB, interconnessione in rame e altri approcci per ridurre l'ombreggiamento sul lato frontale e il consumo di argento.

L'AVANZATA DEL BACK CONTACT

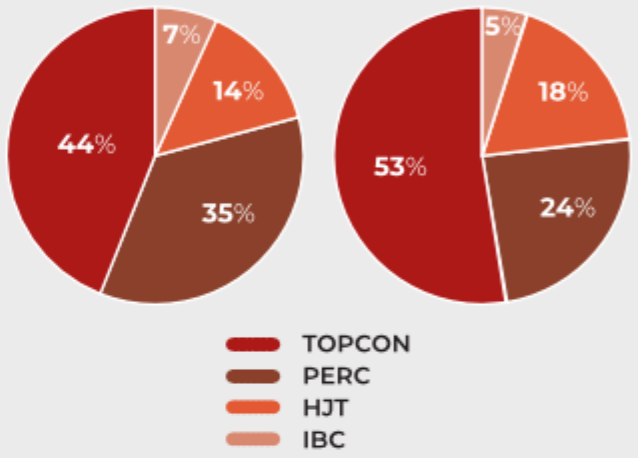
L'altra direzione in cui si muove il mercato è il back contact (BC). L'architettura di cella BC è ampiamente considerata la struttura definitiva per i dispositivi fotovoltaici a giunzione singola e sta emergendo come una delle tendenze tecnologiche più importanti nel panorama. In particolare in Cina, il back contact attrae nuovi investimenti in capacità produttiva, in un contesto di sovraccapacità diffusa, e quasi tutti i principali produttori fotovoltaici stanno avviando almeno una linea pilota e lavorando attivamente su questo fronte.

Spostando i contatti elettrici sul retro della cella, i moduli BC riducono le perdite da ombreggiamento sul lato frontale e migliorano la cattura della luce. Questo li rende particolarmente interessanti per installazioni in cui lo spazio è limitato o dove l'ombreggiamento parziale causato da ostacoli come camini o alberi può influire sulla produzione energetica. Il loro aspetto pulito, completamente nero, li rende inoltre attraenti nei casi in cui l'estetica rappresenta una priorità. Con l'espansione della capacità produttiva e la continua evoluzione delle tecniche di fabbricazione, la tecnologia BC sta diventando un'opzione

commerciale sempre più praticabile.
Lo sviluppo della tecnologia è trainato principalmente da un ristretto numero di attori chiave, per questo gran parte dell'innovazione e dello sviluppo resta proprietaria e riservata. Ma allo stesso tempo è aumentato il numero di aziende che ampliano il proprio catalogo inserendo moduli BC.
La crescente diffusione della tecnologia BC allarga anche il campo di azione. Un tempo infatti il back contact era appannaggio di applicazioni residenziali di piccola taglia. Ora la tecnologia viene proposta su tutte le principali applicazioni: residenziale e C&I (soprattutto di fascia premium) oltre a utility scale. Gli ultimi prodotti combinano efficienze di cella più elevate con una riduzione dell'area inattiva del modulo. Non mancano prodotti con modifiche alla metallizzazione, alla spaziatura tra celle e all'interconnessione. E infine sono apparsi sul mercato moduli BC bifacciali, con una bifacialità compresa tra il 75% e l'85%.
Sul mercato, però, la fotografia è attualmente diversa perché per ora le tecnologie back contact restano ancora una parte minoritaria del mercato. Uno dei motivi è sicuramente il prezzo elevato che resta un fattore determinante per una sua diffusione più ampia. Ciononostante la situazione potrebbe migliorare. «Sebbene attualmente il BC comporti un costo premium rispetto ai moduli TOPcon avanzati, i continui miglioramenti nell'efficienza produttiva e la più ampia adozione di mercato dovrebbero ridurre progressivamente il divario di costo», sostiene Ignacio Espinosa di JA. «Per molti progetti, i guadagni in termini di prestazioni possono giustificare l'investimento aggiuntivo, in particolare laddove lo spazio è limitato o l'estetica rappresenta un fattore chiave».
Sulla possibile chiusura di questo divario si esprime positivamente anche Miki Risita, product & solutions manager Italia di Longi: «Ad oggi back contact e TOPcon sono le tecnologie dominanti. Il BC è passato da tecnologia di nicchia a segmento in crescita, spinto dai miglioramenti di costo e dall'efficienza. TOPcon e BC continueranno a coesistere, ma le previsioni indicano un'ulteriore crescita della quota BC nei prossimi anni. La traiettoria è chiara e stiamo lavorando per accelerarla».



Il **TOPcon** ha ampliato la propria quota dal 33% a gennaio 2024 al 53% a giugno 2026, diventando la tecnologia dominante nella classifica di TaiyangNews. La quota del Perc è scesa dal 44% al 24% nello stesso periodo, mentre l'HJT è rimasto relativamente stabile intorno al 18% e il BC ha rappresentato il 5% dei prodotti elencati nella lista Top Solar Modules di TaiyangNews.



HJT: SOTTO PRESSIONE, MA CON VANTAGGI CHIARI

Un'altra tecnologia in discussione è l'eterogiunzione (HJT) che vive una fase di pressione nell'attuale contesto di mercato. Non è più posizionata come architettura di cella premium ad alta efficienza: il TOPcon ha raggiunto livelli di efficienza comparabili e il BC l'ha già superata. A ciò si aggiungono i Capex e gli Opex associati all'HJT, più elevati rispetto a quelli delle tecnologie concorrenti. La sfida, tuttavia, non riguarda soltanto il costo della tecnologia: nell'attuale contesto di mercato, anche l'elevato ammortamento e lo scarso utilizzo delle linee produttive contribuiscono a un'ulteriore pressione sui costi. Nonostante questi vincoli, si è registrata una significativa riduzione dei costi nell'HJT, che ha diminuito in modo considerevole il divario rispetto al TOPcon. Il risultato è frutto dello sforzo di un ecosistema solido che include produttori, fornitori di materiali e costruttori di apparecchiature, impegnati collettivamente nel miglioramento della tecnologia.
Allo stesso tempo, l'HJT mantiene una serie di vantaggi chiari. Offre una bifacialità tra le migliori della categoria e uno dei coefficienti di temperatura più bassi: attributi che si traducono in benefici a livello di sistema e favoriscono la riduzione del Lcoe. Sul fronte della lavorazione, richiede un ridotto numero di fasi di processo. Inoltre l'impronta di carbonio dell'HJT è molto bassa e rispetto al TOPcon, come riportato da un portavoce di Risen, presenta un consumo idrico inferiore del 60% e un consumo energetico inferiore del 20%, con un vantaggio ancora più marcato rispetto al BC.
Sui vantaggi teorici, però, c'è chi invita alla cautela, a maggior ragione in una tecnologia ancora poco diffusa. «Per quanto riguarda l'HJT, riteniamo importante valutare le prestazioni sulla base dei risultati effettivi», dichiara Andrea Agostinelli di Omnia Solar. «Gli incentivi hanno contribuito a sostenerne la domanda, ma le nostre rilevazioni e le prove sul campo suggeriscono che i vantaggi teorici in termini di resa non sempre si traducono in benefici proporzionali nelle condizioni operative reali. Per questo consideriamo fondamentale basare le scelte su dati verificabili e prestazioni misurate».
Sul fronte dell'evoluzione, a differenza del TOPcon l'HJT sta registrando miglioramenti graduali piuttosto che grandi progressi improvvisi. In particolare, i principali produttori stanno sviluppando versioni più economiche della tecnologia, che combinano costi ridotti con i vantaggi naturali dell'HJT, come l'elevata bifacialità, il basso coefficiente di temperatura e un'impronta di carbonio ridotta. Il focus si è spostato dalla massimizzazione dell'efficienza al miglioramento del valore a livello di sistema, e la tecnologia viene sempre più orientata verso applicazioni che ne valorizzano i punti di forza, come le installazioni verticali Est-Ovest, dove l'HJT è spesso la soluzione preferita.
A proposito di coefficiente di temperatura, l'attenzione a questo aspetto è un segnale positivo per il settore, perché dimostra una crescente consapevolezza dell'importanza delle prestazioni reali dei moduli, oltre ai valori nominali dichiarati in scheda tecnica. Investire in un modulo con un buon coefficiente termico può essere vantaggioso nelle aree caratterizzate da temperature elevate e in installazioni in cui la ventilazione posteriore è limitata. Ma il vantaggio effettivo dipende da diversi fattori e la scelta va fatta valutando il comportamento complessivo del modulo nelle condizioni previste di esercizio. Molto peraltro può essere fatto anche a livello installativo, rispettando le ventilazioni minime necessarie ed eseguendo le manutenzioni previste per evitare il surriscaldamento del modulo.

TANDEM, PROSSIMA FRONTIERA

Se TOPcon, BC e HJT sono le tecnologie che oggi si contendono il mercato, lo sguardo del settore è rivolto anche alla prossima evoluzione: la perovskite e i tandem perovskite-silicio, che restano a diversi stadi di sviluppo. Alle ultime fiere di settore GCL SI ha esposto un modulo tandem perovskite-BC di grande formato, mentre Oxford PV ha presentato la propria tecnologia tandem perovskite-silicio, che utilizza una cella inferiore HJT. UtmoLight ha esposto moduli perovskite a giunzione singola, mentre Risen Energy ha riportato un'efficienza del 31,95% per una cella tandem HJT. I prodotti spaziano da celle e prototipi in fase di R&D fino a moduli destinati a una prima distribuzione commerciale.
A tracciare le prospettive di questa tecnologia è Andrea Agostinelli di Omnia Solar: «Le celle tandem perovskite-silicio rappresentano una delle prospettive più interessanti per il futuro del fotovoltaico. È però importante distinguere i risultati raggiunti in laboratorio dalla possibilità di trasferire questa tecnologia su scala industriale, un passaggio che richiede investimenti, tempo e la soluzione di diverse criticità tecniche e produttive».
Il potenziale è significativo: la combinazione di perovskite e silicio può consentire di superare i limiti di efficienza delle celle tradizionali e aprire nuove prospettive anche per lo sviluppo di una produzione extra asiatica, contribuendo a ridurre la dipendenza dalle forniture estere. Restano tuttavia alcune sfide importanti, soprattutto in termini di stabilità e dura-

bilità nel tempo, uniformità dei processi produttivi e resistenza agli agenti atmosferici. Nel prossimo triennio ci si aspetta quindi soprattutto lo sviluppo di impianti pilota, moduli di pre-serie e applicazioni specifiche, che permetteranno di raccogliere ulteriori dati sulle prestazioni reali. Una diffusione su larga scala dipenderà dalla capacità di risolvere queste criticità e di rendere la tecnologia economicamente sostenibile.

Sul fronte dell'industrializzazione, la prospettiva di Longi è più netta. «Siamo nella fase di validazione dello scale-up industriale», commenta infatti Miki Risita di Longi. «La perovskite non è più un progetto di ricerca isolato: per Longi è il pilastro della roadmap tecnologica di lungo termine, e il settore sta convergendo verso la configurazione tandem silicio-perovskite come naturale evoluzione dell'architettura attuale a giunzione singola. Il passaggio decisivo è ora dall'efficienza certificata in cella alla stabilità operativa su moduli di grande formato. I primi inserimenti commerciali significativi sono attesi nel giro di 3-5 anni, inizialmente in segmenti dove l'efficienza per metro quadro è il driver economico principale. Nel mercato di massa la perovskite entrerà come strato aggiuntivo sulle fabbriche di silicio esistenti, senza sostituirle, mentre nel grande utility scale convivrà con il silicio per almeno un decennio».

I NODI CHE FRENANO LE NUOVE TECNOLOGIE

Lo sviluppo e l'adozione delle nuove tecnologie proseguono non senza intoppi. Ci sono infatti diversi nodi a partire proprio dal contesto di mercato.

L'attuale scenario internazionale sta determinando una fase di forte riassestamento per il settore fotovoltaico. La sovraccapacità produttiva cinese, insieme ai cambiamenti nelle politiche fiscali e all'introduzione di dazi e barriere commerciali, esercita una pressione significativa sui prezzi e sui margini dei produttori. In questo contesto, diventa più difficile sostenere gli investimenti necessari per sviluppare e industrializzare nuove tecnologie.

Allo stesso tempo, questa fase rappresenta un'opportunità importante per rafforzare la produzione extra asiatica, valorizzando le competenze industriali presenti altrove e costruendo una filiera meno dipendente dalle forniture estere.

Il secondo nodo è la scarsità di dati di degradazione a lungo termine per le tecnologie più recenti, come back contact e tandem. Secondo Francesco Zaramella di Viessmann Climate Solutions Italia tuttavia questo non rappresenta un reale ostacolo alla bancabilità dei progetti: «Ritengo sia un problema più percepito che sostanziale: i clienti finali guardano non solo ai prodotti ma alle aziende che li propongono. In questo senso, diventa fondamentale avere alle spalle uno storico più legato all'esperienza e alla storicità che al singolo prodotto fine a sé stesso».

Non mancano tuttavia letture prudenti secondo cui la mancanza di un track record di lungo periodo si traduce in un ostacolo concreto alla bancabilità dei progetti che utilizzano tecnologie più recenti. Investitori e istituti di credito devono poter valutare l'affidabilità dei componenti, la prevedibilità delle prestazioni e la tenuta dell'investimento nel tempo, ed è naturale che, quando mancano dati raccolti su un periodo sufficientemente lungo, emergano maggiori cautele. «Non consideriamo questa prudenza un limite all'innovazione, ma un passaggio necessario per accompagnarne lo sviluppo in modo responsabile», sostiene Andrea Agostinelli di Omnia Solar. «Prima di adottare una nuova tecnologia su larga scala è importante verificarne il comportamento in condizioni operative reali, anche attraverso progetti pilota e periodi di monitoraggio adeguati. Per questo l'azienda attribuisce grande importanza al processo di verifica, con controlli rigorosi, test sul campo e, dove previsto, collaborazioni con istituti universitari ed enti accreditati. L'innovazione deve procedere di pari passo con la verifica scientifica e l'affidabilità industriale».

Sul back contact, però, i produttori portano numeri diversi. Miki Risita di Longi ad esempio conferma che la mancanza di track record è un tema reale per chi valuta il rischio di lungo periodo. «Tuttavia, parlando di BC Longi ha già superato i 60 GW cumulativi di vendite e spedizioni commerciali e abbiamo stimato di superare i 100 GW entro fine 2026».

VERSO NUOVE POTENZE E DIMENSIONI

Il risultato di tutte le lavorazioni e gli affinamenti si misura anche sulla densità di potenza, aumentata in tutto il portafoglio prodotti. Diversi moduli nel formato di circa 2.382 × 1.134 millimetri raggiungono oggi tra 670 Wp e 700 Wp. I moduli utility scale vantano potenze comprese tra 735 Wp e 770 Wp, mentre i prodotti concept e in fase di R&D di alcuni brand hanno raggiunto potenze certificate che superano gli 800 Wp.

La corsa alla potenza si legge anche nei numeri. Nella classifica Top Solar Modules di TaiyangNews la classe di potenza superiore a 600 Wp continua a dominare e la sua quota di prodotti è passata dal 45% al 58% in due anni e mezzo anche grazie al calo dei prodotti nelle altre fasce.

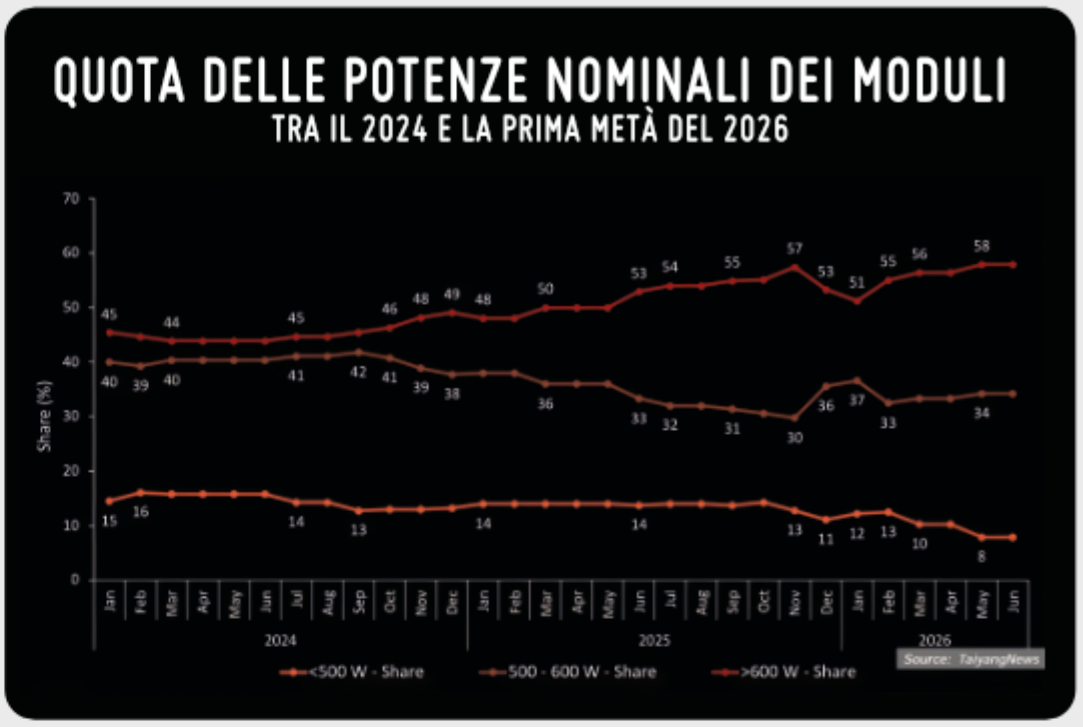
Dietro questi numeri, però, ci sono scelte industriali non scontate. Il passaggio a moduli più grandi e potenti comporta rischi specifici e un modulo standard semplicemente ingrandito non offre le stesse garanzie di affidabilità. Per questo Longi ha sviluppato un prodotto in cui ha migliorato vetro, telaio e design: la scelta ha però un costo, perché la catena di fornitura per componenti così specifici è più complessa e comporta spese più elevate. «Dopo la fase di lancio abbiamo capito che, per ottenere un



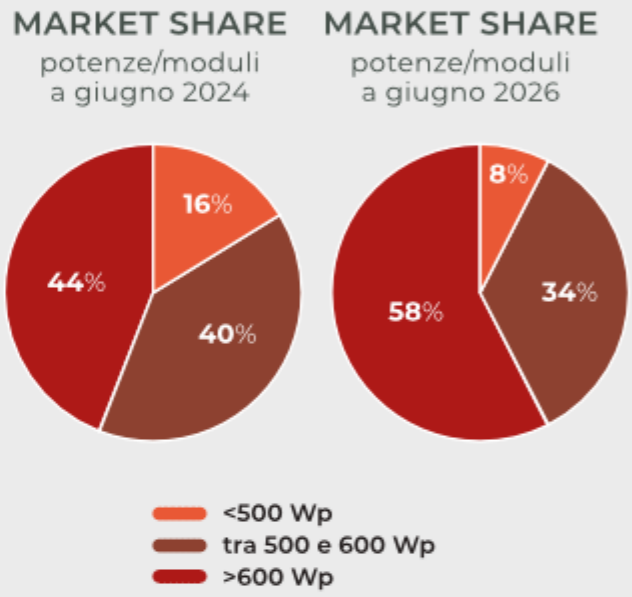
prodotto di questa dimensione davvero affidabile, il costo più alto non avrebbe retto l'investimento», spiega Miki Risita. «Per questo abbiamo deciso di concentrarci su soluzioni che garantiscano affidabilità e sostenibilità economica per i nostri clienti».
In ogni caso l'aumento delle dimensioni e della potenza dei moduli è una tendenza consolidata, legata soprattutto al miglioramento dell'efficienza delle celle e alla ricerca di maggiore competitività degli impianti.
In ambito utility scale l'aumento delle dimensioni deve confrontarsi con vincoli pratici legati a movimentazione, trasporto e sicurezza delle operazioni in cantiere e la ricerca della massima potenza per modulo non può prescindere dalla gestione complessiva del progetto.
Nel residenziale, invece, la scelta si concentra soprattutto su formati compatibili con le caratteristiche delle coperture e con le esigenze di installazione e inseguire pochi watt in più non è necessariamente la strategia più efficace.

NUOVI CONTESTI APPLICATIVI

Anche telai e materiali seguono questa logica di specializzazione. L'alluminio resta il materiale più utilizzato, ma cresce la gamma di alternative per condizioni operative specifiche. I materiali vengono selezionati infatti in base al carico meccanico, al peso e ai requisiti di resistenza alla corrosione. Per questo telai in acciaio e in lega di zinco-alluminio-magnesio sono stati utilizzati per prodotti esposti a venti forti, neve e altri carichi meccanici. Alcuni produttori hanno adottato design con telai in poliuretano, fibra di vetro e materiali compositi per ambienti leggeri o corrosivi. I moduli destinati a installazioni costiere, offshore e fotovoltaico galleggiante utilizzano strutture resistenti alla corrosione, sigillature aggiuntive sui bordi, incapsulamento resistente all'umidità e vetro rivestito, per resistere alla nebbia salina e all'elevata umidità.
I materiali e le soluzioni costruttive descritti riflettono le applicazioni in contesti sempre più specializzati. Nello specifico, una categoria importante è rappresentata dai moduli a prova di esplosione, destinati ad ambienti industriali e a rischio come impianti chimici e strutture per il settore oil & gas. Aiko, ad esempio, ha sviluppato moduli conformi agli standard "sicurezza aumentata" incentrati sull'eliminazione dei rischi di innesco.
Un'altra area rilevante riguarda le applicazioni marine e costiere, dove i moduli sono esposti a elevata salinità, umidità e venti forti. Strettamente collegati sono i design pensati per condizioni di vento forte e meteo estremo, dove l'integrità strutturale e l'affidabilità di lungo periodo risultano fondamentali. I moduli sviluppati per queste applicazioni integrano costruzioni rinforzate glass-glass, strategie di sigillatura migliorate e design del telaio robusti.
Tra le novità più recenti, i data center per l'intelligenza artificiale sono emersi come nuova applicazione. JA e JinkoSolar hanno presentato prodotti per progetti con elevata domanda elettrica e spazio di installazione limitato, che combinano una maggiore densità di potenza con caratteristiche di resistenza al fuoco, alla grandine o al carico meccanico.
Anche l'agrivoltaico sta influenzando la trasparenza dei moduli e la loro costruzione. Alcuni prodotti utilizzano una spaziatura più ampia tra le celle per consentire alla luce solare di raggiungere le colture o le serre sottostanti.
Sul fronte dei tetti con capacità di carico limitata, i produttori offrono moduli a peso ridotto utilizzando vetro più sottile, materiali compositi, frontsheet a base polimerica e costruzioni senza telaio. C'è poi l'integrazione negli edifici. I prodotti Bipv comprendono oggi moduli colorati, tegole solari, sistemi di copertura integrati, prodotti per facciate e formati personalizzabili. I design rispondono a requisiti relativi a colore, finitura superficiale, dimensioni, metodo di installazione, comportamento al fuoco e protezione dagli agenti atmosferici degli edifici, oltre che alla produzione di elettricità.



La quota di moduli con potenza superiore a 600 Wp è aumentata dal 45% dei primi mesi del 2024 al 58% del primo semestre 2026, diventando la categoria di potenza dominante. Nello stesso periodo, la quota di moduli con potenza inferiore a 500 Wp è scesa dal 15% all'8%, a conferma della continua tendenza del settore verso prodotti a potenza più elevata.



RESISTENZA E SICUREZZA DEI MODULI

Resistenza e sicurezza, dunque, sono criteri sempre più centrali nella scelta di un modulo, spinti dall'aumento degli eventi climatici estremi: resistenza meccanica alla grandine, comportamento termico nelle giornate più calde e rischio incendio.
La scelta dipende dall'ambiente in cui il modulo sarà installato. «I moduli solari vengono sempre più spesso installati in un'ampia gamma di ambienti difficili», spiega Ignacio Espinosa di JA. «Per garantire prestazioni affidabili nel lungo periodo, è importante selezionare un modulo con una costruzione adatta alle condizioni specifiche di ciascun sito di installazione. Nelle regioni ad alta umidità, i moduli double-glass offrono vantaggi grazie alla loro resistenza all'infiltrazione di umidità. L'ultima generazione di moduli TOPcon beneficia inoltre dei continui progressi nell'architettura delle celle, che offrono prestazioni migliorate insieme a coefficienti di temperatura più bassi».
Nelle aree soggette a grandinate, la resistenza meccanica è una considerazione fondamentale. Se gli approcci tradizionali privilegiano i moduli monofacciali a vetro singolo, i progressi nel design fanno sì che alcuni moduli double-glass possano ora offrire una resistenza agli urti comparabile, mantenendo al contempo i vantaggi in termini di durabilità propri della struttura glass-glass.
Le regioni fredde e nevose presentano sfide diverse, tra cui il ciclo termico e lo stress meccanico. I test standard forniscono un'importante base di riferimento, ma ulteriori verifiche e test sul campo in condizioni reali possono offrire maggiore sicurezza sulle prestazioni di lungo periodo.
Gli ambienti desertici e semi-aridi richiedono protezione da polvere, abrasione da sabbia, alte temperature ed esposizione UV intensa. Caratteristiche come rivestimenti avanzati, una gestione termica migliorata e test meccanici rafforzati possono tutti contribuire a mantenere le prestazioni in questi ambienti.
Nel valutare i moduli destinati a essere utilizzati in ambienti estremi, è consigliabile guardare oltre le certificazioni standard. «Ad esempio, alcuni moduli progettati per ambienti ad alta umidità sono sottoposti a test di qualificazione aggiuntivi rispetto ai requisiti di base previsti dalle norme IEC 61215 e IEC 61730, inclusi protocolli estesi fino a 3.000 ore di esposizione a damp heat, 30 cicli di umidità-gelo e test di stress sequenziale», aggiunge Ignacio Espinosa di JA. Allo stesso modo, alcuni moduli progettati per ambienti desertici e semi-aridi prevedono ulteriori verifiche relative a fattori come l'esposizione UV, il ciclo termico e l'abrasione da sabbia.
E a proposito di ulteriori verifiche, valgono anche nella valutazione del rischio incendio dove le aspettative continuano a evolversi. Il settore ha storicamente fatto affidamento sulla norma IEC 61730, che valuta la sicurezza intrinseca del

prodotto, l'integrità del design elettrico e le classificazioni di base del comportamento al fuoco a livello di modulo. Sebbene la certificazione sia essenziale, si concentra principalmente su test di laboratorio a livello di componente e non replica pienamente il comportamento di un modulo in un reale scenario di incendio.
Per questo alcuni produttori effettuano anche valutazioni aggiuntive sulle prestazioni al fuoco, come lo standard Euroclasse EN 13501-1, che valuta il comportamento dei materiali in condizioni di incendio all'interno di un edificio, incluso il loro contributo allo sviluppo del fuoco, la produzione di fumo e la generazione di gocce o particelle infiammate. I moduli che dimostrano un contributo al fuoco molto limitato, una generazione di fumo minima e l'assenza di gocce infiammate sono valutati più positivamente in termini di processi autorizzativi, accettazione da parte delle compagnie assicurative e fiducia dei proprietari degli edifici.
Insomma, non esiste una soluzione universalmente migliore: la scelta deve tenere conto del contesto di installazione, delle caratteristiche della copertura e delle sollecitazioni a cui i componenti saranno sottoposti nel tempo. E quindi è essenziale promuovere una maggiore cultura tecnica lungo tutta la filiera: un cliente informato può valutare non soltanto il costo iniziale, ma anche l'affidabilità e il valore dell'investimento nel lungo periodo, e la qualità dei componenti, insieme a una progettazione corretta e a un'installazione adeguata, contribuisce a rendere il fotovoltaico più sicuro e sostenibile.

IL FATTORE GRANDINE

Tra i fattori di stress passati in rassegna finora, quello relativo alla grandine merita un approfondimento a sé, perché è diventato particolarmente sentito dopo gli eventi atmosferici estremi che negli ultimi anni hanno interessato diverse aree del nostro Paese.
«I produttori rispondono con vetri temprati più spessi, strutture cellulari più robuste e test di grandine più severi», spiega Miki Risita di Longi. «Il rafforzamento aumenta il costo, ma la pressione competitiva ne limita l'impatto sul prezzo finale. Longi come standard testa i suoi moduli a 45 millimetri rispetto alla grandine. Ma test indipendenti dimostrano che il nostro modulo può resistere all'impatto di chicchi di grandine con un diametro di 55 millimetri e una velocità di 33,9 metri al secondo».
Chiaramente queste strategie possono aumentare la robustezza del modulo, ma anche i costi di produzione. Per cui è importante mantenere aspettative realistiche: in presenza di grandine eccezionalmente grande o di impatti particolarmente violenti possono verificarsi danni anche su prodotti progettati per offrire una resistenza elevata. Per questo è essenziale valutare sia le caratteristiche tecniche dei moduli sia le condizioni specifiche del sito di installazione.

PROSPETTIVE FUTURE

Per concludere, dove sta andando la tecnologia dei moduli fotovoltaici? Bisogna partire da una premessa: fare previsioni a tre-cinque anni in un settore così dinamico non è semplice. Evoluzione tecnologica, politiche di incentivazione e dinamiche di mercato possono modificare rapidamente gli equilibri e le preferenze degli operatori. Detto ciò le strade possibili potrebbero essere due: una convivenza duratura tra TOPcon, HJT e back contact, oppure un consolidamento verso un unico standard dominante.
Per Miki Risita di Longi l'ipotesi della convivenza è la più probabile. Il silicio cristallino resterà la base del settore, con il TOPcon ancora dominante nella produzione attuale e il back contact in forte crescita grazie anche alla progressiva parità di costo con il TOPcon. Il BC è quindi destinato a diventare uno dei due pilastri del mercato, insieme al TOPcon, più che a restare un prodotto premium.
Il mercato continuerà comunque a segmentarsi per applicazione, con criteri diversi tra residenziale, C&I e utility scale. Nel residenziale l'estetica e l'integrazione architettonica stanno assumendo un ruolo crescente, accanto a prestazioni e affidabilità, e qui la tecnologia back contact potrebbe conquistare spazi sempre più ampi, grazie alla superficie frontale uniforme e all'assenza di contatti visibili.
Nei segmenti C&I e utility scale continueranno invece a pesare in modo determinante la competitività economica, la bancabilità dei progetti, la disponibilità dei prodotti e il Lcoe. In questi ambiti le tecnologie consolidate e facilmente scalabili potranno mantenere un ruolo centrale, purché garantiscano un equilibrio convincente tra prestazioni e costi.
Entrando nello specifico di ogni segmento, in termini di volumi si prevede una stabilizzazione del residenziale con impianti dotati di storage che richiederanno sempre più moduli ad alta efficienza.
«La vera scommessa sarà la crescita degli impianti C&I, dove entreranno sempre più in campo le tecnologie legate all'accumulo industriale, utile non solo ad aumentare l'autoconsumo ma anche per la riduzione dei picchi di potenza, l'arbitraggio e la continuità operativa», chiarisce Francesco Zaramella di Viessmann Climate Solutions Italia. «Infine l'utility scale, che già oggi sta crescendo, vedrà un progressivo aumento dei volumi installati se si riuscirà a snellire la parte burocratica e amministrativa che ne rallenta lo sviluppo».
La vera evoluzione potrebbe quindi non consistere nell'affermazione di una sola tecnologia, ma nella capacità di individuare la soluzione più adatta a ciascuna applicazione. Per produttori, distributori e installatori sarà sempre più importante valutare il valore complessivo del modulo, considerando prestazioni, affidabilità, costi e caratteristiche del progetto.



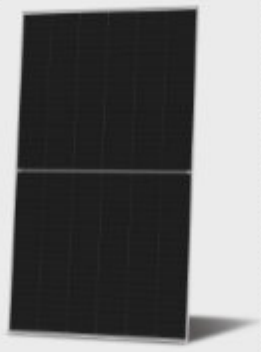
L'OFFERTA DEI **PRINCIPALI PLAYER**

JinkoSolar

PRODOTTO DI PUNTA

TIGER NEO 3.0

Il Tiger Neo 3.0 è l'ultima generazione di moduli TOPcon N-type di JinkoSolar. Le innovazioni introdotte a livello cella e modulo, come la cella quarter cut, assicurano un coefficiente di temperatura di -0,26% per °C, un degrado lineare di 0,35% all'anno e un'ottima resa con basso irraggiamento. Il modulo 66QL6-BDV bifacciale doppio vetro (2382x1134 millimetri), che raggiunge il 24,8% di efficienza e l'85% di bifaccialità, è la soluzione ideale per il mercato utility. Invece il modulo 48QL6 doppio vetro (1762x1134 millimetri), monofacciale, bifacciale o All Black, è dedicato al residenziale.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO





"NON BASTA GARANTIRE PIÙ POTENZA MA PIÙ ENERGIA IN OGNI CONDIZIONE"

Antonio Ruta, head of technical service Latam & Italy

«Il passaggio dalla tecnologia Perc alla TOPcon può considerarsi ormai sostanzialmente completato sul piano industriale. La tecnologia TOPcon si è affermata come standard di riferimento del mercato fotovoltaico, grazie a una maggiore efficienza di conversione, a una minore degradazione e a migliori prestazioni energetiche nel lungo periodo. Guardando al futuro, le celle tandem perovskite-silicio rappresentano una delle prospettive tecnologiche più promettenti per il futuro del fotovoltaico. A livello applicativo, in ambiti come datacenter, agrivoltaico e Bipv sicurezza e resistenza dei moduli rappresentano criteri determinanti nella scelta della tecnologia, al pari dell'efficienza. Con la gamma Tiger Neo 3.0, basata sulla tecnologia n-type TOPcon e sull'architettura quarter-cut, JinkoSolar non solo combina elevate prestazioni energetiche, ma dedica particolare attenzione alla resistenza in condizioni ambientali complesse, attraverso test meccanici e ambientali. L'obiettivo è sempre quello di non fornire solo più potenza ma più energia in tutte le condizioni».

LONGi

PRODOTTO DI PUNTA

HI-MO 9 PRIME

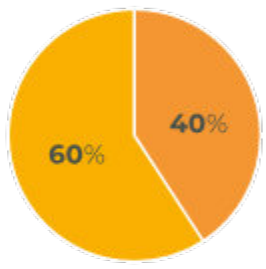
Hi-MO 9 Prime è il modulo di punta Longi per gli impianti utility scale. Basato sulla tecnologia Back Contact Hpbc 2.0, raggiunge una potenza fino a 680 W e un'efficienza fino al 25,2%. Con tutti i contatti sul retro della cella, la superficie anteriore resta libera per assorbire più luce. Il modulo riduce fino al 70% la perdita di potenza causata da una cella ombreggiata e offre una degradazione annua massima dello 0,35%, con garanzia di 30 anni sull'uscita di potenza lineare.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- Back contact Hpbc 2.0

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO





"SERVE AFFIANCARE AI MODULI STANDARD DELLE VARIANTI PER SCENARI SPECIFICI"

Francesco Emmolo, general manager PV & Bess Grecia e Italia

«Sicurezza e resistenza pesano sempre di più, perché data center, agrivoltaico e Bipv portano il fotovoltaico in contesti in cui un guasto ha costi elevati. In questi scenari la scelta non dipende solo dall'efficienza, ma anche dal carico meccanico certificato, dalla tenuta alla grandine, dalla resistenza all'umidità e al PID, dalla protezione dalla corrosione nelle aree costiere e dall'adattabilità a superfici non lineari e spazi ridotti. Per questo Longi ha sviluppato varianti della Hi-MO 9 pensate per scenari specifici, invece di un unico standard valido ovunque. Il nostro approccio parte dall'analisi del rischio del singolo progetto e propone il modulo più adatto, supportato da dati di test verificabili e da garanzie coerenti con la vita dell'impianto».

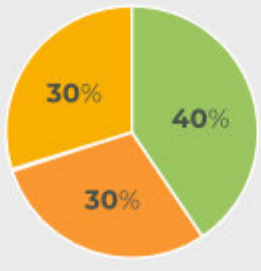
VIESMANN

Climate Solutions

TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO



PRODOTTO DI PUNTA

VITOVOLT 300 M-KC BLACK FRAME

I pannelli Vitovolt 300 M-KC Black Frame sono dotati di celle con tecnologia TOPcon Half-Cut che, unite a un'efficienza dei moduli fino al 22%, assicurano affidabilità e prestazioni elevate. Completa il quadro l'utilizzo di materiali di qualità, che offrono una protezione ottimale contro l'effetto hotspot e la degradazione nel modulo. Il vetro da 3,2 millimetri con rivestimento selettivo antiriflesso contribuisce, inoltre, a rendimenti solari ottimali.





"NEI CONTESTI COMPLESSI È IL SISTEMA NEL SUO INSIEME A DETERMINARE PRESTAZIONI E DURATA"

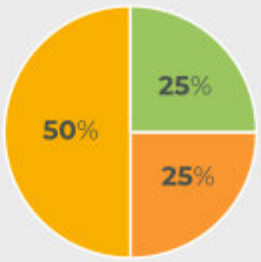
Francesco Zaramella, responsabile tecnico nuove energie

«In applicazioni come agrivoltaico, Bipv o datacenter la scelta del modulo non può basarsi solo su potenza ed efficienza: diventano determinanti affidabilità meccanica, sicurezza elettrica e capacità di mantenere le prestazioni nelle condizioni reali di esercizio. Per questo è fondamentale valutare certificazioni e caratteristiche costruttive. I moduli Vitovolt sono conformi alle IEC 61215 e IEC 61730; specifiche certificazioni, come IEC 61701 e IEC 62716, ne verificano inoltre l'idoneità rispettivamente in presenza di nebbia salina e ammoniaca. Soluzioni bifacciali con celle TOPcon N-type Half-Cut e struttura a doppio vetro coniugano rendimento, affidabilità e resistenza meccanica. Anche strutture di fissaggio, carichi di neve e vento, corrosione e geometria della superficie vanno quindi considerati già in fase progettuale: nei contesti più complessi è il sistema nel suo insieme, non il solo dato di targa del modulo, a determinare prestazioni e durata».

TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon e Back contact

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO



- <500 Wp
- tra 500 e 600 Wp
- >600 Wp



"SENZA GARANZIE ANTICENDIO, ELETTRICHE E STRUTTURALI, I MODULI NON HANNO MERCATO"

Anne Meng, senior director of product technology department

«La sicurezza non è una caratteristica, ma una condizione imprescindibile per poter operare. Se un modulo non è in grado di soddisfare gli standard antincendio, elettrici e strutturali pertinenti, viene escluso, indipendentemente dalla sua efficienza. A seconda degli scenari, le priorità relative all'affidabilità e alla funzionalità del prodotto variano. I data center puntano sulla resistenza al fuoco, lo spegnimento rapido, la resistenza al PID, il basso degrado, la stabilità termica e la ridotta manutenzione, poiché i costi legati ai tempi di inattività sono elevati. L'agrivoltaico si concentra sulla resistenza all'ammoniaca, all'umidità, alla nebbia salina, alla polvere, alla grandine, sulla compatibilità con le colture, sulla bifacciality e sulla facilità di pulizia. Man mano che i moduli Bipv diventano parte del sistema fotovoltaico integrato nell'edificio, oltre alla sicurezza antincendio, all'impermeabilità e ai carichi strutturali, anche la loro armonia con l'edificio è molto importante».

PRODOTTO DI PUNTA

BC2.1 MYSTIC BLACK SERIES GK-3-54HGFDB

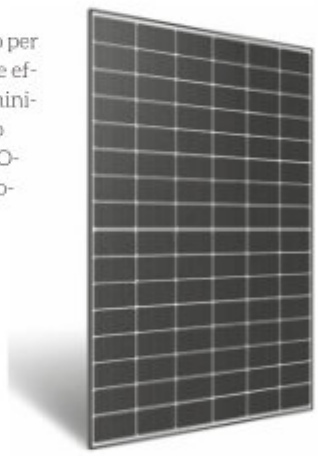
Gokin adotta un approccio basato su una doppia tecnologia, che comprende sia BC che TOPcon, con il BC come tecnologie di punta. Per i tetti residenziali, Gokin presenta i pannelli Mystic Black a 54 celle con una potenza compresa tra 490 e 515 Wp. Il loro design interamente nero garantisce un aspetto pulito e integrato su qualsiasi tetto. Per quanto riguarda le caratteristiche tecniche l'azienda offre schermo completo senza interruzioni per annullare le ombre sulla parte anteriore. Erogano una potenza superiore di 30 W rispetto a quelli convenzionali e sono coperti da una garanzia estesa di 25 anni.



PRODOTTO DI PUNTA

ELEGANCE 460 WP

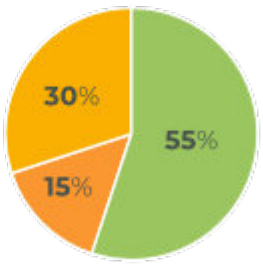
Il modulo Elegance 460 Wp, sviluppato per installazioni civili e commerciali, unisce efficienza energetica e impatto estetico minimale, integrandosi in qualsiasi contesto architettonico. Grazie alla tecnologia TOPcon e alla configurazione a 96 celle monocristalline half-cell, garantisce produzione affidabile e costante nel tempo. La struttura bifacciale assicura massima resa energetica, mentre la garanzia di 40 anni testimonia la durabilità e la qualità costruttiva del prodotto.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO



- <500 Wp
- tra 500 e 600 Wp
- >600 Wp



"LE CONDIZIONI AMBIENTALI E LE SOLLECITAZIONI ORIENTANO LA SCELTA DELLA TECNOLOGIA"

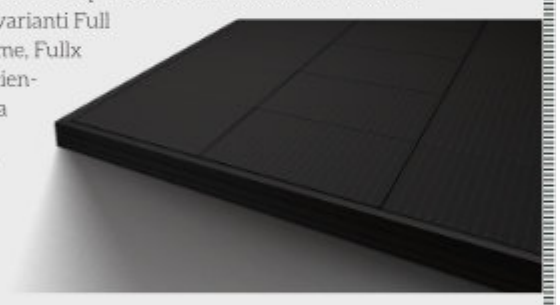
Andrea Agostinelli, direttore commerciale

«Con la diffusione del fotovoltaico in contesti sempre più diversificati, sicurezza e resistenza sono requisiti fondamentali. Installazioni in ambienti costieri, agricoli e industriali o esposte a forti venti e nevicate richiedono valutazioni specifiche già in fase di progettazione. La scelta deve tenere conto delle condizioni ambientali e delle sollecitazioni previste. La resistenza alla nebbia salina e all'ammoniaca è importante nei contesti più esposti, così come la valutazione dei carichi meccanici e delle condizioni di posa per garantire l'affidabilità dell'impianto. Non esiste una tecnologia universalmente migliore: ogni soluzione va scelta in funzione del contesto. Il prezzo conta, ma non può essere l'unico criterio. Privilegiare il risparmio iniziale può compromettere durata e prestazioni. Per questo è fondamentale promuovere cultura tecnica e trasparenza lungo tutta la filiera: qualità dei componenti, progettazione corretta e installazione adeguata tutelano il valore dell'investimento nel tempo».

PRODOTTO DI PUNTA

TNC 2.0 FULLX G12R-48

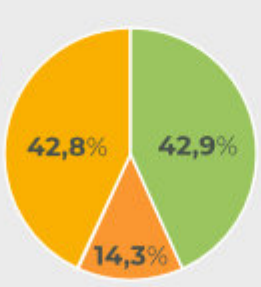
Il nuovo modulo TNC 2.0 FULLX G12R-48 offre una potenza fino a 490 W e un'efficienza del 24,5%. Grazie alla tecnologia avanzata TOPcon di tipo N e al design compatto da 1762×1134×30 millimetri, massimizza la potenza sui tetti con spazio limitato. Con ottime prestazioni in condizioni di scarsa illuminazione e le varianti Full Black e Black Frame, Fullx combina alta efficienza, resa energetica ed estetica per il mercato residenziale premium.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- Advanced TOPcon

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO



- <500 Wp
- tra 500 e 600 Wp
- >600 Wp



"SEMPRE PIÙ RILEVANTE L'ADATTABILITÀ DEL MODULO AL CONTESTO"

Peter Brian, strategic distribution manager

«Con l'espansione del fotovoltaico verso applicazioni sempre più diversificate, sicurezza, affidabilità e adattabilità diventano criteri fondamentali nella scelta della tecnologia. Per i tetti con spazi limitati, il nuovo modulo TNC 2.0 FULLX G12R-48 di Tongwei offre fino a 490 W e un'efficienza del 24,5%, grazie alla tecnologia TOPcon di tipo N. Nei test condotti a Yancheng, Tongwei ha registrato una resa energetica media per watt superiore del 3,3% rispetto ai moduli BC convenzionali, con incrementi fino al 12,32% in determinate condizioni di scarsa illuminazione. Il design compatto e le prestazioni in diverse condizioni di inclinazione, orientamento e sporco evidenziano l'importanza dell'adattabilità alle applicazioni reali. Resistenza ambientale, robustezza meccanica e certificazioni di sicurezza restano essenziali per garantire prestazioni affidabili nel lungo periodo».

DMEGC SOLAR

PRODOTTO DI PUNTA

INFINITY RT 3.0 G12RT-B66HSW

Il modulo Infinity RT 3.0 è progettato per progetti utility scale, combinando tecnologia avanzata delle celle di tipo N con elevata efficienza e affidabilità a lungo termine, riducendo al contempo il Lcoe. La versione 3.0 raggiunge la potenza di 650 W nella configurazione standard e presenta prestazioni bifacciali superiori, un'ottima risposta in condizioni di scarsa illuminazione e un coefficiente di temperatura basso per garantire una maggiore resa energetica in condizioni reali per tutto il suo ciclo di vita.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- N-type

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO





"SOLUZIONI DEDICATE PER OGNI CONDIZIONE ESTREMA"

Charlie Chen, sales director South Europe

«Ritengo che la sicurezza e la resistenza alle condizioni estreme stiano diventando più importanti che mai nella scelta tecnologica. Nei nostri moduli Infinity RT 3.0 abbiamo adottato la tecnologia HDS+, che utilizza materiali isolanti avanzati per apportare miglioramenti sostanziali all'isolamento elettrico, alla barriera contro l'umidità e alla stabilità termica. Di conseguenza, disponiamo di moduli su cui i nostri clienti possono fare affidamento e che possono installare con sicurezza in ambienti difficili caratterizzati da elevata umidità e temperature elevate. Disponiamo di moduli resistenti alla grandine progettati per chicchi più grandi e veloci, certificati secondo gli standard VKF HW4 e HW5. Abbiamo inoltre sviluppato moduli resistenti al fuoco certificati UL 790 Classe A. Disponiamo di moduli con caratteristiche antiriflesso e antipolvere, ciascuno adatto a scenari specifici. Offriamo inoltre soluzioni uniche e complete per l'agrivoltaico, prodotti DIBt per applicazioni aeree e Bipv. Abbiamo preso in considerazione praticamente ogni condizione estrema e abbiamo soluzioni dedicate per ciascuna di esse».

IBC SOLAR

PRODOTTO DI PUNTA

IBC MODULE BLACK 475 - 485 OS-BA1

Modulo fotovoltaico ad alte prestazioni che elimina i contatti elettrici sulla parte frontale della cella, massimizzando l'assorbimento della luce e la resa energetica per metro quadrato. Progettato per applicazioni residenziali premium, offre un design elegante nero, elevata efficienza e una garanzia fino a 30 anni, garantendo affidabilità nel lungo periodo.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- Back contact

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO





"LA TECNOLOGIA BACK CONTACT RISPONDE ALLE ESIGENZE DI EFFICIENZA E DURABILITÀ"

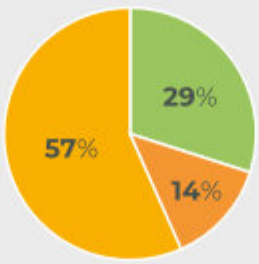
Simone Vernizzi, head of distribution

«Il fotovoltaico si sta espandendo verso applicazioni sempre più eterogenee. Dunque, la scelta del modulo non può basarsi solo sulla potenza nominale. Efficienza, affidabilità nel lungo termine e possibilità di valorizzare ogni metro quadrato disponibile stanno diventando sempre più centrali. In questo contesto, tecnologie innovative come le celle back contact si traducono in un'importante evoluzione. Eliminando i contatti elettrici sulla parte frontale della cella, infatti, è possibile aumentare la superficie attiva esposta alla luce e migliorare la produzione energetica a parità di ingombro. Questo aspetto diventa particolarmente cruciale in caso di spazi limitati o quando il committente ricerca elevate prestazioni pur non rinunciando al design. Il modulo IBC Black 480 OS-BA1 incarna questa filosofia. In un mercato sempre più orientato alla valorizzazione delle superfici disponibili, la tecnologia back contact è una risposta pratica alle esigenze di efficienza e durabilità degli impianti fotovoltaici attuali».

TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon e Back contact

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO



PRODOTTO DI PUNTA

SKYWORTH

ALL-BLACK SOLAR PANELS-48 435-460 W

Questo pannello è caratterizzato da design total-black elegante, ideale per Bipv e residenziale di alto livello. Sfrutta wafer in silicio N-type e tecnologia bifacciale con bifacialità fino all'80%, offrendo un'efficienza di conversione fino al 23%. Garantisce ottima risposta in condizioni di scarsa illuminazione e un degrado basso (≤1% il primo anno, 0,4% annuo successivo), coperto da 15 anni di garanzia prodotto e 30 anni di linear power warranty.





"ESSENZIALE GARANTIRE ROBUSTEZZA, DEGRADO RIDOTTO E RESISTENZA MECCANICA STRAORDINARIA"

Davide Lonardi, country manager Italia

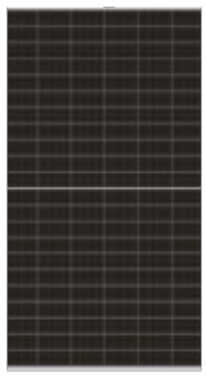
«Nel panorama fotovoltaico odierno, caratterizzato da un'estensione verso applicazioni complesse come agrivoltaico, Bipv e data center, la sicurezza e la resistenza strutturale non sono più fattori secondari, ma requisiti chiave nella scelta tecnologica. Condizioni ambientali critiche — come carichi di vento elevati, grandinate, elevata umidità e vincoli spaziali su superfici non lineari — mettono a dura prova l'affidabilità a lungo termine dei moduli. Soluzioni avanzate a doppio vetro (Dual-Glass), come i nostri pannelli N-type con vetro temperato frontale e posteriore e classe di protezione II, offrono una straordinaria resistenza meccanica, impermeabilità e protezione contro la corrosione e il micro-cracking. La robustezza strutturale, unita a un'eccellente resistenza al fuoco (Classe C) e a un degrado annuo ridotto allo 0,4%, garantisce non solo la continuità operativa e la sicurezza degli impianti in contesti estremi, ma tutela anche il ritorno sull'investimento a 30 anni».

PRODOTTO DI PUNTA

Sunerg® SOLAR ENERGY

TOPCON NZIA SERIES

La serie TOPcon Nzia è progettata per rispettare i criteri di origine del bando FER X Nzia. È composta da moduli TOPcon bifacciali che coprono potenze da 460 Wp a 720 Wp, adatti per installazioni a terra e su tetto. Sono disponibili con 2 o 3 componenti extra-Cina, garantiscono alta efficienza, durata e sicurezza nella supply chain.

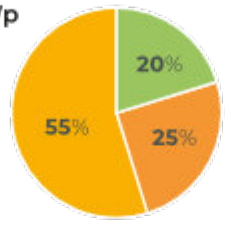


TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon, Back contact, HJT

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO

- <500 Wp
- tra 500 e 600 Wp
- >600 Wp





"LA TECNOLOGIA VIENE SCELTA IN FUNZIONE DELLA SPECIFICITÀ DI OGNI IMPIANTO"

Roberto Laurenzi, responsabile commerciale Italia

«L'espansione del fotovoltaico verso data center, agrivoltaico e Bipv sta ridefinendo i criteri di selezione dei moduli: all'efficienza e adattabilità si aggiunge la crescente minaccia delle condizioni climatiche estreme, che rende la robustezza un requisito sempre più decisivo. Nel C&I, ad esempio i data center, dove lo spazio è limitato ma il fabbisogno energetico è continuo e crescente, la priorità è l'alta densità di potenza: i moduli BC offrono la massima efficienza per metro quadrato, mentre i moduli HJT garantiscono le prestazioni anche ad alte temperature d'ambiente, grazie al basso coefficiente di temperatura. Nell'agrivoltaico, con le strutture rialzate e le superfici non lineari, la scelta dei moduli ricade sull'alto coefficiente di bifacialità e resistenza al carico: la tecnologia TOPcon domina ancora per rapporto efficienza-target price, mentre HJT eccelle grazie all'alto coefficiente di bifacialità. La scelta tecnologica, quindi, non si basa più solo sulle prestazioni energetiche, ma su un equilibrio tra efficienza, sicurezza e adattabilità in funzione della specificità di ogni impianto».

PRODOTTO DI PUNTA

GCL

SIRO B FULL BLACK – BACK CONTACT (NR10R/54BGDF)

SiRo B Full Black di GCL SI raggiunge 500 Wp e un'efficienza fino al 24,5% con la tecnologia proprietaria Back Contact GPC 3.0. I contatti elettrici posteriori lasciano la superficie frontale priva di griglie, favorendo l'assorbimento della luce e un'estetica nera uniforme. Il risultato è un modulo bifacciale vetro-vetro ideale per le coperture residenziali, capace di valorizzare anche gli spazi ridotti e progettato per contenere le perdite in presenza di ombreggiamenti parziali.

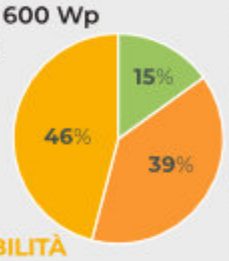


TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon e Back contact

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO

- <500 Wp
- tra 500 e 600 Wp
- >600 Wp





"MAGGIOR SICUREZZA GRAZIE ALLA TRACCIABILITÀ DA WAFER E CELLE FINO AL MODULO FINITO"

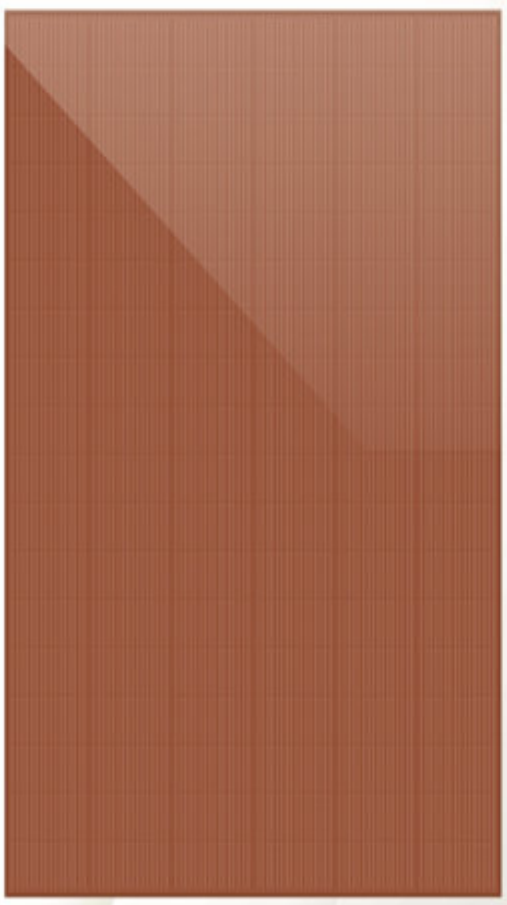
Massimo Forte, sales director Italia e Dach

«Sicurezza e resistenza diventano decisive quando il fotovoltaico entra in contesti più esigenti: la scelta parte dalle condizioni del sito, dall'umidità e dai carichi meccanici. GCL SI propone TOPcon bifacciali vetro-vetro e Back Contact ad alta efficienza per valorizzare gli spazi ridotti e migliorare il comportamento sotto ombreggiamento parziale. Alla qualifica di progetto IEC 61215 e di sicurezza IEC 61730 affianchiamo prove estese, raddoppiando la durata delle principali sequenze di stress, come calore umido e cicli termici, per verificare la tenuta nel tempo di incapsulanti e interconnessioni. L'obiettivo è dare a clienti e finanziatori maggiore sicurezza sull'investimento, verificando con prove estese la resistenza dei materiali alla degradazione. Il controllo parte dal silicio granulare FBR prodotto nel gruppo GCL, di cui verifichiamo purezza e uniformità, e prosegue lungo la filiera integrata fino al modulo. La tracciabilità collega i dati sulle prestazioni alle fasi produttive di wafer e celle, alimentando un circuito di verifica e ottimizzazione della qualità».

DUOWATT
DISTRIBUTORE ENERGIE RINNOVABILI

PANNELLI FV ROSSI

- Ideali per edifici con vincoli paesaggistici ed edfici storici



Duowatt Srl
Via San Martino 3/a
Cesano Maderno 20811 MB
info@duowatt.it
www.duowatt.it

PANNELLI FOTOVOLTAICI EUROPEI CATEGORIA C ISCRITTI AL REGISTRO ENEA

- Ideali per Bando Agrisolare 2026
- Iperammortamento
- Conto termico



DISPONIBILI IN PRONTA CONSEGNA

MADE IN EU

Iscritti al registro ENEA

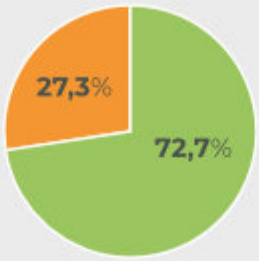
Categoria C massimo incentivo

Contattaci anche su Whatsapp al 327-7175735

TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO



PRODOTTO DI PUNTA

BISOL SUPREME

Con una garanzia di 25 anni sul prodotto e di 25 anni sul 100% della potenza nominale, Supreme trasforma le prestazioni a lungo termine in un impegno concreto. Prodotto in Slovenia con piena tracciabilità, offre sicurezza a chi investe con una prospettiva di lungo periodo. Il prodotto è caratterizzato da tecnologia TOPcon N-Type con celle G12R, una delle piattaforme tecnologiche più competitive del settore.





"FONDAMENTALE TESTARE L'AFFIDABILITÀ DEI MODULI SUL CAMPO, NON SOLO IN LABORATORIO"

Matevž Kastelic, country manager Italia.

«Un modulo fotovoltaico è un prodotto elettrico destinato a funzionare all'aperto per 30 anni o più. Eppure, troppo spesso la sicurezza viene ridotta ai soli certificati e ai test iniziali di laboratorio. L'affidabilità a lungo termine dipende da molti altri fattori: scelta dei materiali, connessioni elettriche, qualità della laminazione e costanza dei processi produttivi. Questi aspetti assumono particolare importanza in ambienti difficili: gli impianti agricoli sono esposti ad ammoniaca, umidità e corrosione; le applicazioni Bipv comportano ulteriori considerazioni di natura strutturale e relative alla sicurezza antincendio. Le infrastrutture critiche richiedono la massima prevedibilità operativa. In Bisol, oltre due decenni di esperienza produttiva in Europa ci hanno insegnato che l'affidabilità non si ottiene solo con una garanzia. Deve essere integrata nel prodotto fin dalla fase di progettazione e assicurata in modo costante attraverso un processo di produzione controllato. Il vero banco di prova della qualità non è il rendimento del modulo al momento in cui esce dalla fabbrica, ma la sicurezza e l'affidabilità con cui funziona decenni dopo».

SolarSpace

PRODOTTO DI PUNTA

SS9-66HD-N N-TYPE

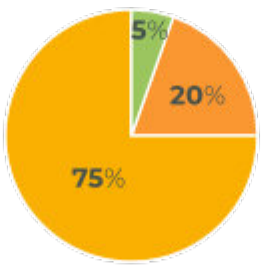
Modulo bifacciale a doppio vetro. La potenza massima in uscita è di 730 W mentre l'efficienza massima del modulo è del 23,50%. È caratterizzato da tecnologia a wafer di grandi dimensioni da 210 millimetri e tecnologia di taglio, tecnologia multi-grid, imballaggio ad alta densità del modulo per garantire una maggiore potenza in uscita dei moduli. Ottimi risultati in test severi e tecnologia avanzata a semicelle migliorano l'affidabilità del prodotto per un lungo ciclo di vita. La generazione di energia bifacciale riduce il BOS e il Lcoe del sistema, promuovendo il ROI del progetto.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- N-Type

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO





"POSSIBILITÀ DI PERSONALIZZARE I MODULI CON MATERIALI DI INCAPSULAMENTO IN BASE AI CONTESTI"

Yong Chong, dipartimento tecnologico dei moduli solari

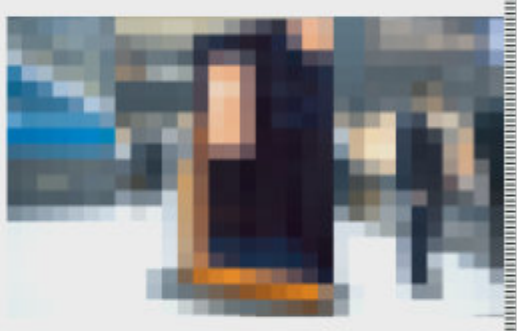
«La sicurezza e la resistenza alle intemperie sono i principali fattori di selezione per le tecnologie fotovoltaiche. Ad esempio, le cavità confinate delle facciate continue Bipv richiedono la considerazione prioritaria di protezione antincendio, isolamento e dissipazione del calore. I nostri moduli raggiungono la classe 1 di reazione al fuoco con un design leggero. I progetti agrivoltaici sono esposti a elevata umidità e impatti grandinigeni. I nostri prodotti possono essere personalizzati con materiali di incapsulamento ad alta resistenza all'acqua, vetro ad alta resistenza alla grandine e telai resistenti alla corrosione, per garantire una vita utile più lunga e una stabile efficienza di generazione di energia in tali ambienti».

AIKO

PRODOTTO DI PUNTA

AIKO GEN4 INFINITE ULTRA

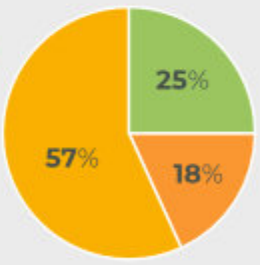
Basata sulle tecnologie consolidate della serie G3 Infinite, tra cui InvisibleRibbon Technology, ZeroGap Technology e l'impiego di wafer di silicio ad alta resistività e a basso livello di drogaggio, la quarta generazione Infinite Ultra introduce ulteriori innovazioni sia a livello di cella sia di modulo. Il risultato è un ulteriore incremento della potenza e dell'efficienza, senza modificare le dimensioni dei moduli.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- ABC

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO





"IN CERCA DI UN EQUILIBRIO TRA EFFICIENZA, SICUREZZA, AFFIDABILITÀ E VALORE NEL LUNGO PERIODO"

James Zhou, direttore product solutions

«La sicurezza e la resilienza sono requisiti fondamentali, non opzionali, con l'espansione del fotovoltaico verso applicazioni sempre più esigenti. Elevati livelli di umidità, grandine, carichi del vento e ombreggiamenti parziali richiedono una comprovata resistenza alla corrosione, alle microfessurazioni, alle sollecitazioni meccaniche e al rischio di hot spot. È per questo che la tecnologia ABC di Aiko va oltre l'efficienza combinando una maggiore potenza per metro quadrato con prestazioni ottimizzate in presenza di ombreggiamenti parziali, un basso degrado delle prestazioni, resistenza alle microfessurazioni e alla grandine, nonché una maggiore sicurezza in termini di rischio di hotspot e incendio. In definitiva, la tecnologia più adatta deve garantire il giusto equilibrio tra efficienza, sicurezza, affidabilità e valore nel lungo periodo, in funzione delle specificità di ogni applicazione».

PRODOTTO DI PUNTA

JOLYWOOD

MODULO ANTIVENTO

Il modulo Windproof di Jolywood presenta un innovativo design con telaio in acciaio e l'avanzata tecnologia TOPcon di tipo n. È caratterizzato da basso coefficiente di temperatura, bassa temperatura di funzionamento e bassa temperatura dei punti caldi migliorando la resa energetica. Resiste a uragani, tempeste di neve, grandine e rottura del vetro a garanzia di durata e affidabilità superiori in condizioni meteorologiche estreme, rendendolo ideale per installazioni solari particolarmente impegnative.



TECNOLOGIE ADOTTATE

- TOPcon

CLASSI DI POTENZA DEI MODULI A CATALOGO

- <500 Wp
- tra 500 e 600 Wp
- >600 Wp





"MAGGIORE RESISTENZA MECCANICA GRAZIE A TELAI IN ACCIAIO AL POSTO DELL'ALLUMINIO"

Ciro Chen, country manager Italia

«Con l'espansione dell'installazione di impianti fotovoltaici in ambienti difficili, caratterizzati da elevata umidità, grandinate, forti carichi di vento e spazi ristretti, la resilienza ambientale è diventata un criterio fondamentale nella scelta della tecnologia fotovoltaica, al di là della sola efficienza di conversione energetica. Le condizioni ambientali avverse comportano rischi quali deformazioni meccaniche, danni da impatto e fatica strutturale, che compromettono l'affidabilità a lungo termine dei moduli. Per far fronte a questa situazione, Jolywood ha sviluppato moduli con telaio in acciaio che offrono una maggiore resistenza meccanica rispetto ai modelli convenzionali con telaio in alluminio, con una resistenza migliorata ai carichi del vento, all'impatto della grandine e alla deformazione strutturale. Per installazioni diversificate ed esigenti, una solida sicurezza meccanica richiede adattabilità tecnica. Questo solido design strutturale garantisce una produzione di energia stabile, mitiga i rischi di guasto e consente ai moduli di funzionare in modo affidabile in progetti di ampia portata soggetti a requisiti ambientali rigorosi».

SUNPOWER

PRODOTTO DI PUNTA

SUNPOWER ORIGIN

SunPower Origin è la nuova linea di pannelli solari basata sull'ottava generazione della cella back contact di SunPower. SunPower ha installato nel mondo oltre 15 GW di pannelli back contact. «Il back contact è la direzione verso cui si sta muovendo il mercato di massa del solare, ma pochissime aziende sono in grado di produrlo su larga scala. Siamo stati i primi a portarlo in produzione commerciale, nel 2004 e Origin è la nostra ottava generazione», ha dichiarato Steven Zhang, general manager di TCL SunPower Global. «Le generazioni precedenti ci hanno insegnato molto e, poiché sappiamo come invecchiano le celle, possiamo offrire una garanzia di 40 anni sul pannello, sostenuta dalla filiera verticalmente integrata e dalla solidità finanziaria di TCL Group».
In questo modulo, le celle sono modellate mediante litografia anziché lavorazione laser per ridurre le microfratture. Sono unite da una saldatura in grado di resistere a temperature fino a 220°C. Il pannello inoltre è certificato in classe A+ per la resistenza all'ombreggiamento da TÜV Rheinland.
Origin è coperto da una garanzia di 40 anni. Il pannello residenziale è dotato di 54 celle in un telaio da 1.800 × 1.134 millimetri ed eroga fino a 505 W. Il pannello commerciale ha 66 celle, misura 2.192 × 1.134 millimetri ed eroga fino a 615 W.

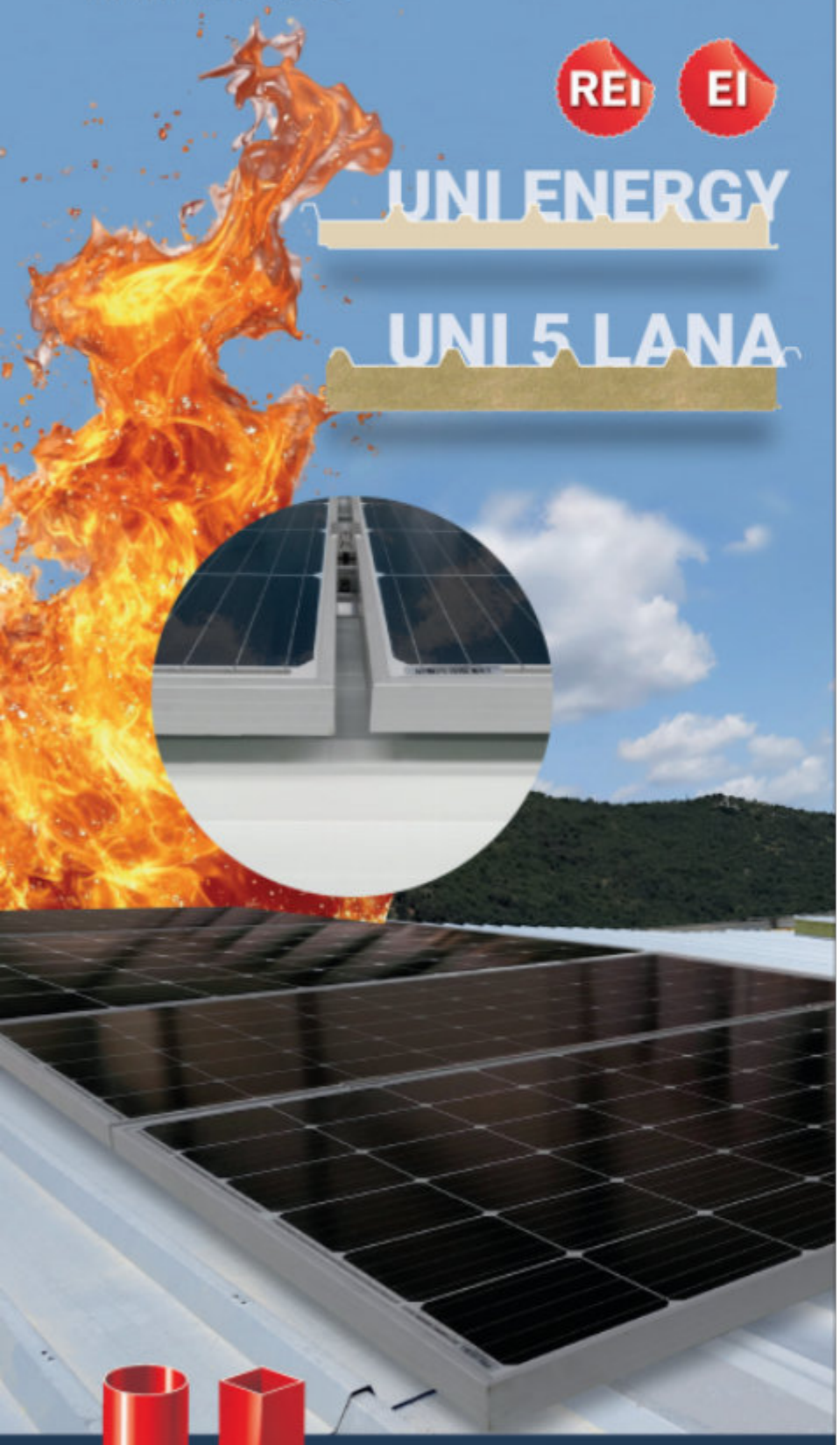






PANNELLI IN LANA MINERALE E SCHIUMA POLIURETANICA

CON CERTIFICAZIONE **REI**
E CERTIFICAZIONE **EI**
IDONEI ALL'INSTALLAZIONE
DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI
CON **NUOVA NORMATIVA**
PER UNA **TOTALE** SICUREZZA
ANTINCENDIO



unimetal.net

info@unimetal.net - www.unimetal.net
12030 Torre San Giorgio (CN)
Via Circonvallazione Giolitti 92

Numero Verde 800 577385

Indice

Gli allegati di SolareB2B

OTTOBRE 2026
UTILITY SCALE,
NUOVA SPINA DORSALE
DEL MERCATO



SETTEMBRE 2026
DISTRIBUTORI: ECCO
GLI ELEMENTI CHE
RIDISEGNANO
IL MERCATO



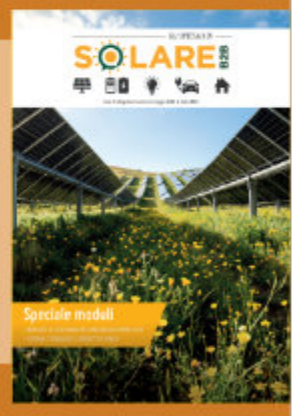
LUGLIO/AGOSTO 2026
BESS: ASSET STRATEGICO
A SUPPORTO
DEL FOTOVOLTAICO



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



KEY

BUILDING
THE GLOBAL
ENERGY
FUTURE

27

THE ENERGY TRANSITION EXPO

10 — 12
MARCH
2027

RIMINI
EXPO
CENTRE
Italy

Ottieni
il tuo biglietto

key-expo.com
#climatefriends

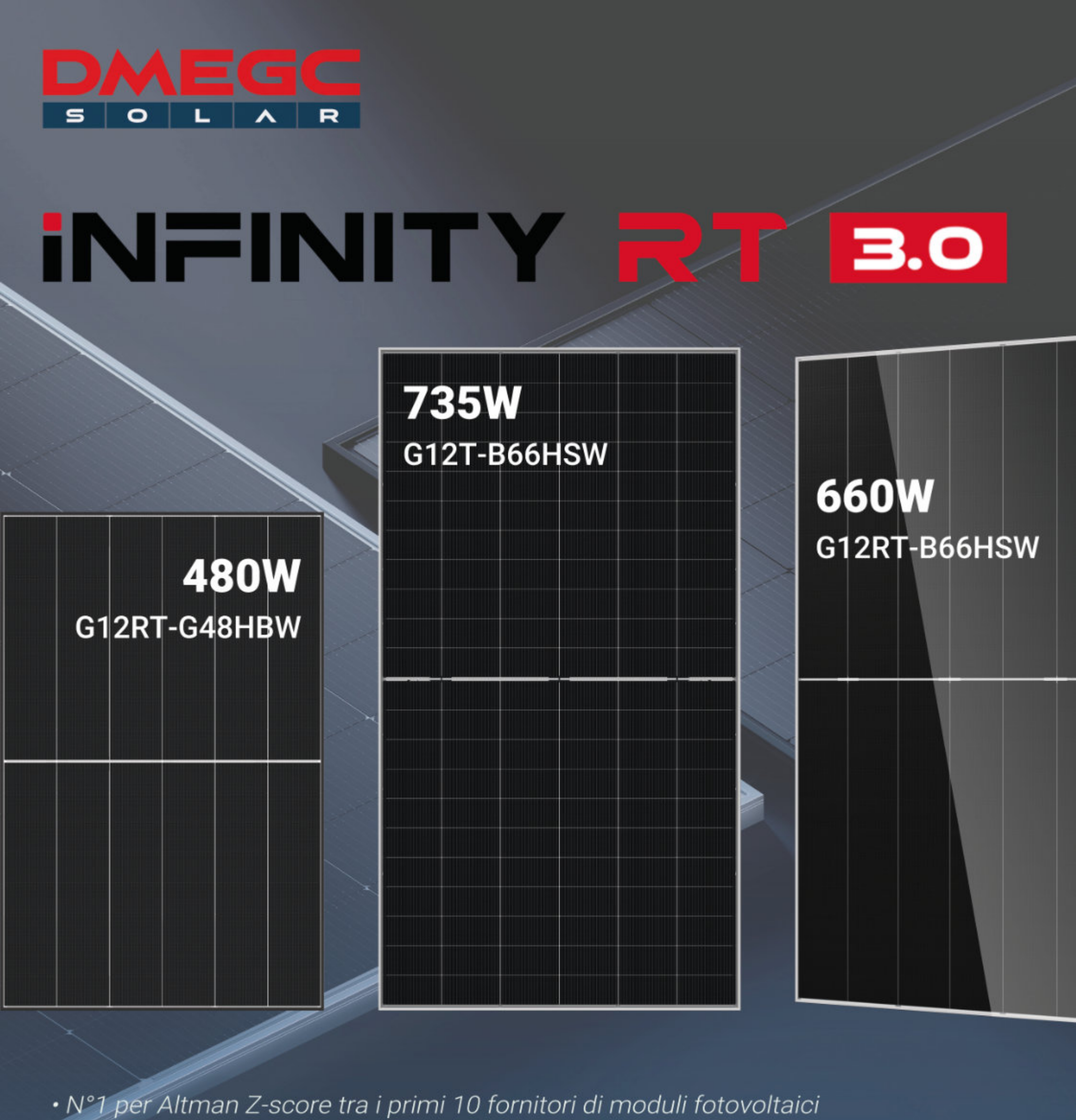
Organized by
ITALIAN EXHIBITION GROUP
Providing the future

In collaboration with
Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale
ITA ITALIAN TRADE AGENCY
Opportunitaly

Simultaneously with
ITALIA SOLARE
Forum Tech

DMEGC SOLAR

iNFINITY RT 3.0



- *N°1 per Altman Z-score tra i primi 10 fornitori di moduli fotovoltaici*
- *Produttore Tier 1 secondo BloombergNEF*
- *Moduli resistenti alla grandine HW3-HW4-HW5 disponibili*
- *Marchio Top di moduli FV secondo EUPD Research*
- *Primo ad ottenere la certificazione TÜV Rheinland del test di stress esteso IEC 63209*

www.dmegcsolar.com

Wood Mackenzie Top 10 Solar Module Manufacturers · TIER 1 Bloomberg NEW ENERGY FINANCE · GOLD | Top 5% ecovadis Sustainability Rating APR 2026 · TOP PERFORMER 2026 kiwa PV MODULE RELIABILITY SCORECARD · EUPD RESEARCH TOP BRAND PV MODULES ITALY 2025 · SOLAR STEWARDSHIP INITIATIVE · epd-global Powered by EPD-Norway