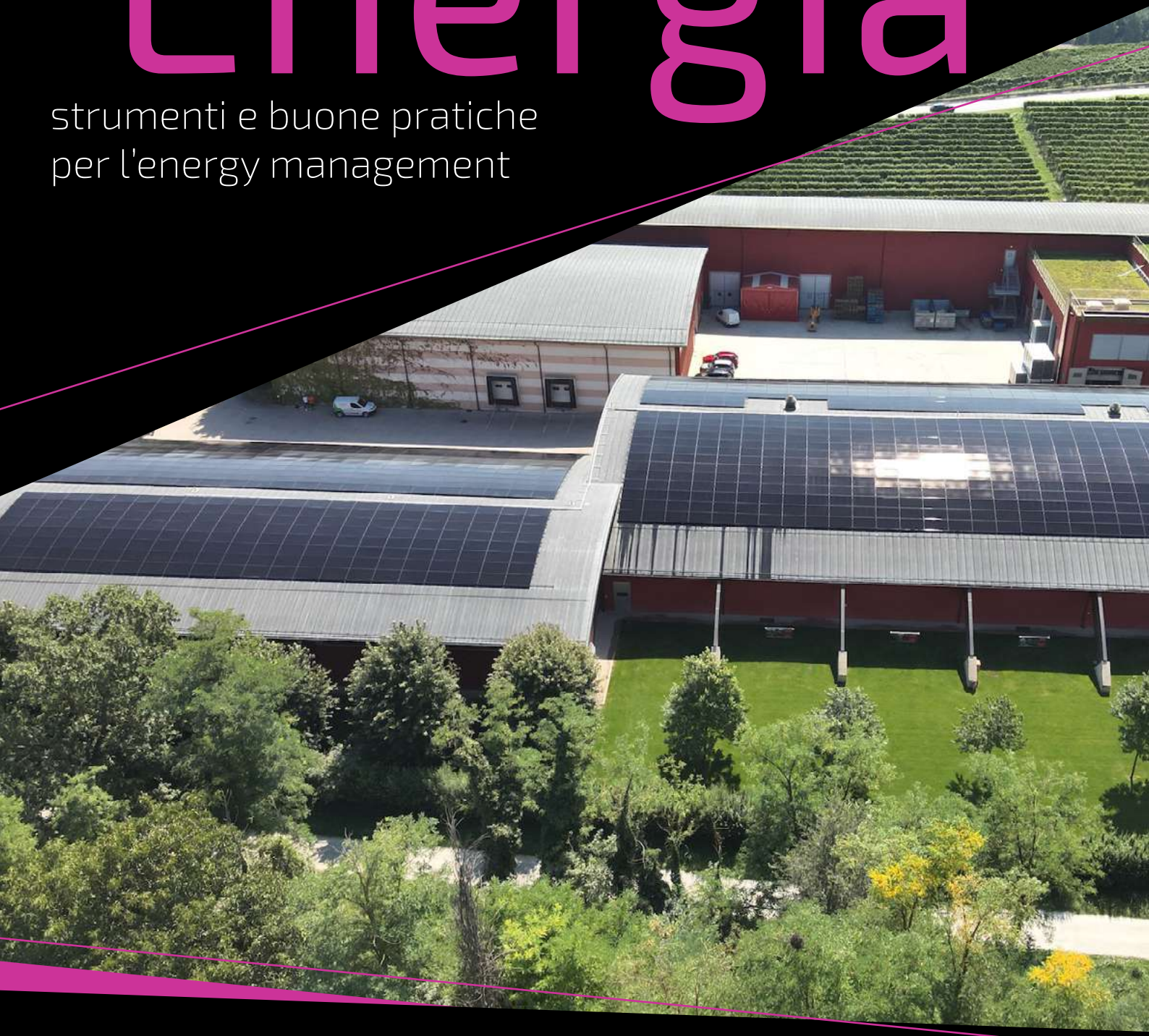
Gestione Energia

strumenti e buone pratiche
per l'energy management



FIRE

3/2025

focus

Fotovoltaico: vantaggi
e casi applicativi

NON SAI COME MIGLIORARE L'EFFICIENZA ENERGETICA? LASCIATI ILLUMINARE.

renovit
be sustainable

Certificazione B Corporation

Prenditi cura del tuo domani, con Renovit.

Renovit dà alla luce **soluzioni competitive** sempre nuove per **accompagnare le imprese, i condomini e la pubblica amministrazione** nel percorso verso la **decarbonizzazione.**

renovit.it

www.fire-italia.org

GESTIONE ENERGIA è la rivista web della FIRE – Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia – indirizzata ai soggetti che operano nel campo della gestione dell'energia, quali energy manager, EGE, energy auditor, ESCO e utility. Gestione Energia si rivolge anche a dirigenti e funzionari di aziende ed enti interessati all'efficienza energetica – sia lato domanda sia lato offerta – produttori di tecnologie, aziende produttrici di elettricità e calore, università e organismi di ricerca e innovazione.

In pubblicazione da oltre trent'anni, è house organ di FIRE. Informa i lettori sulle opportunità legate all'energy management ed alla corretta gestione dell'energia, ospitando articoli che trattano di casi di successo e buone pratiche, novità tecnologiche e gestionali per l'uso efficiente dell'energia nel privato e nel pubblico, opportunità e vincoli legati all'evoluzione legislativa ed agli incentivi.

GESTIONE ENERGIA ha una lunga storia alle spalle: nasce negli anni novanta da un'iniziativa editoriale maturata all'interno dell'OPET (Organization of the promotion of energy technology), rete delle organizzazioni interessate alla diffusione dell'efficienza energetica nei paesi dell'Unione Europea, promossa dalla Commissione Europea.

FIRE è un'associazione giuridicamente riconosciuta senza scopo di lucro fondata nel 1987 per promuovere l'uso efficiente dell'energia e le fonti rinnovabili nell'ottica della sostenibilità ambientale. La Federazione ha oltre 300 associati, fra imprese e professionisti, che coprono tutta la filiera del mercato dell'energia (produttori di tecnologie, produttori di energia, utility ed ESCO, grandi imprese ed enti, professionisti attivi nel settore dell'energia). Dal 1992 gestisce le nomine degli energy manager su incarico a titolo non oneroso del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ai sensi della legge 10/1991. Nel 2008 la Federazione ha avviato il SECEM, una struttura interna dedicata alla certificazione delle competenze degli Esperti in Gestione dell'Energia, in accordo con la norma UNI CEI 11339.

Direttore responsabile
Giuseppe Tomassetti
tomassetti@fire-italia.org

Comitato scientifico
Luca Benedetti, Ilaria Bertini, Cesare Boffa, Livio De Santoli, Giorgio Graditi, Mauro Mallone, Massimo Ricci

Comitato tecnico
Luca Castellazzi, Dario Di Santo, Daniele Forni, Costantino Lato, Sandro Picchiolutto, Giuseppe Tomassetti, Andrea Tomiozzo

Coordinamento di redazione
Micaela Ancora
ancora@fire-italia.org
tel. 347 1732504

Direzione FIRE
Via Anguillarese 301 00123 Roma
segreteria@fire-italia.org

Pubblicità
Cettina Siracusa
tel. 347 3389298
c.siracusa@gestioneenergia.com

Grafica e impaginazione
Paolo Di Censi
Gruppo Italia Energia S.r.l.

Rivista trimestrale
Anno XII N. 2/2025
Registrazione presso il Tribunale di Roma n° 271/2014 del 04/12/2014

Manoscritti, fotografie e grafici/tabelle, anche se non pubblicati, non vengono restituiti. Le opinioni e i giudizi pubblicati impegnano esclusivamente gli autori. Tutti i diritti sono riservati. È vietata ogni riproduzione senza permesso scritto dell'Editore.

Foto gentilmente concessa da Italia Solare

Sommario

6 **Editoriale**
Il difficile disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità dal prezzo del metano
di Giuseppe Tomassetti

8 **Prima pagina**
Efficienza energetica, IA e le novità sull'idrogeno ed il nucleare
Intervista a Francesca Mariotti, Presidente ENEA

14 **Best practices & professione**
Il ruolo chiave dell'EGE nella rivoluzione energetica delle ferrovie
Vanessa Pallozzi, EGE certificato SECEM - Daniele Sperandio, Energy Saving
Angelo Ciotta, Energy Saving - Riccardo Di Prete, Responsabile Energy Saving e Climate Change Italferr

20 La cogenerazione per le piscine del Foro Italico di Roma: aggiornamento
Federico Marca, Energy Manager di Sport e Salute Spa

28 **Tecnologie & iniziative**
Rilevamento e diagnostica, applicazione perfetta per l'intelligenza artificiale
Giovanni Lupaldi, EGE SECEM e Direttore di Watts-ON Consultants

focus Fotovoltaico: vantaggi e casi applicativi

32 Il futuro del fotovoltaico e la fase di competizione
Giuseppe Tomassetti, Vice Presidente FIRE

34 Fotovoltaico: l'Italia e l'Europa verso un futuro solare
Dario Davanzo e Andrea Fabbri, Portavoce dell'Alleanza per il Fotovoltaico in Italia

37 Fotovoltaico: a che punto siamo con la transizione energetica?
Cecilia Bergamasco, Responsabile Comunicazione di Italia Solare

41 Il fotovoltaico fa risparmiare... ma da solo non genera efficienza
Luigi Aurelio Borghi, General Manager
Selena Peloni, Responsabile Marketing
Didelme Sistemi

45 Transizione energetica: due case history al Gruppo San Donato
Salvatore Bruno, Energy Manager di Gruppo San Donato e AD GKSD ESCo

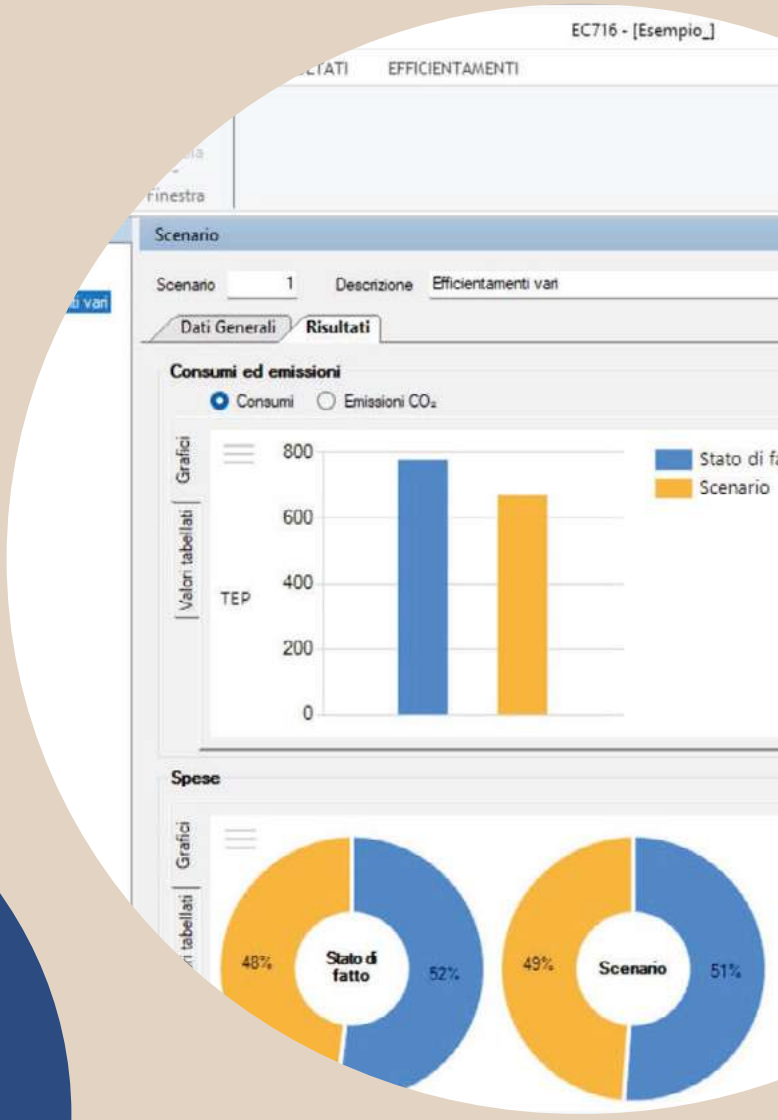
50 Coltivare il futuro: Sostenibilità ed Efficienza energetica come leve strategiche per il comparto agricolo
Saverio Magni, CEO e co-founder Energynet, EGE certificato SECEM
Lino Balzarini, Imprenditore agricolo e conduttore dell'Azienda Agricola Montorsi, produttrice di Parmigiano Reggiano

EDILCLIMA®
Software | Engineering | Academy

EC716 DIAGNOSI ENERGETICA E INDUSTRIALE

INCLUDE D. INTERM.
TRANSIZIONE 5.0

L'alleato di EGE, Energy Manager, aziende e progettisti per una **diagnosi energetica completa e accurata.**



- Gestione completa del processo di diagnosi industriale.
- Creazione degli interventi di efficientamento.
- Valutazione economica.
- Report di diagnosi energetica.

Scarica la **TRIAL**
su **www.edilclima.it**

ASSISTENZA TECNICA QUALIFICATA E GRATUITA

Sommario

54 La riduzione dei consumi elettrici in una RSA
Monitoraggio e misure di miglioramento
Roberto Gerbo, EGE certificato SECEM

60 Mercato & finanza
Costi per la produzione di energia elettrica: si può migliorarne la precisione di calcolo?
Giuseppe Dell'Olio, Esperto di efficienza energetica - GSE

64 L'Osservatorio
IA al servizio della transizione energetica
Yasaman Meshenchinezhad, FIRE

67 Politiche programmi e normative
Decarbonizzazione dei consumi di gas: il caso del biometano
Marco Pezzaglia, EGE certificato SECEM - Gruppo Professione Energia

74 Conto Termico, le attività di supporto alle Pubbliche Amministrazioni
Giuseppe Maffeis EGE SECEM,
Luisa Geronimi, Michele Zamboni, Sara Natali - Gruppo TerrAria

80 News Adnkronos/PROMETEO
Efficienza energetica, i dati 2024 sui risparmi dal 14esimo Rapporto annuale Enea

Editoriale

di Giuseppe Tomassetti

Il difficile disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità dal prezzo del metano

Il tema è ben noto ma poiché non ancora risolto può essere opportuno precisarne i termini.

In Italia l'elettricità è generata da molte diverse fonti primarie, con impianti idroelettrici, geotermici, eolici, fotovoltaici, termoelettrici ed ancora da combustibili fossili e da biomasse. Le diverse fonti hanno diversa potenzialità di espansione: alcune sono programmabili altre

non lo sono, alcune sono nazionali altre sono importate, hanno diversi impatti sull'ambiente e sui territori; sono diversi i costi di capitale per gli impianti e i costi di manutenzione ed esercizio.

I consumatori nelle loro bollette pagano sia per la materia prima, l'elettricità, sia per il trasporto e la distribuzione, sia infine i vari oneri fiscali e di sistema.

Il costo della materia prima, per i consumatori che si servono della rete nazionale, non deriva dal mix delle fonti ma, nella gara delle offerte dei produttori il giorno prima, con le offerte a prezzo crescente, è l'offerta cha arriva a coprire le previsioni della domanda; da qui la denominazione di prezzo marginale, preso da tutta l'energia venduta in quella frazione di tempo.

Nell'economia classica perfetta il costo marginale costituisce un appariscente incentivo agli imprenditori perché realizzino impianti con le tecnologie più economiche.Il sistema è stato comunemente accettato finché non è saltato per due diverse evenienze. Da una parte la guerra in Ucraina ha portato alla decisione politica di chiudere gli acquisti di metano russo molto economico, rilanciando le importazioni di GNL e il metano liquefatto, soprattutto dagli USA. Non si è creata una borsa nazionale per il GNL, nonostante ci sia un Ente preposto, si prende a riferimento una borsa olandese dalla quale non si compra quasi niente. Si è così creato un salto di prezzo fra il GNL USA e quello italiano, giudicato ingiustificato dalla Confindustria. Il prezzo del metano, anche se sceso dai picchi del 2022 non è più ritornato ai prezzi pre Ucraina.

Dall'altra parte la generazione elettrica da fonti rinnovabili nazionali (idro, sole, vento, biometano, biomasse), nei primi 7 mesi del 2025, ha raggiunto il 50% della generazione interna; i consumatori, specie dei settori più disturbati dalla situazione geopolitica generale, ritengono che questo risultato, raggiunto a loro spese, debba avere ricadute positive anche per loro, per reggere la concorrenza di altri paesi. Se è giustificato che il prezzo marginale premi i nuovi impianti, lo è molto meno premiare i 52 TWh di generazione idroelettrica, filiera che da decenni non investe, o i 20 TWh di PV installato 15-20 anni col supporto del generoso conto energia.

Il governo da mesi sta proponendo e studiando soluzioni che, senza toccare il meccanismo del costo marginale, sottragga dal meccanismo rilevanti quantità di elettricità, sia attraverso decisione dirette fra produttori e consumatori, i Power Purchase Agreement o PPA, sia attraverso il rilascio regolato e riservato di elettricità proveniente da meccanismi di incentivazione.

Ogni aggiustamento interviene nei rapporti economici fra produttori e consumatori; non basta decidere il tipo di soluzione, occorre implementarla e monitorare i risultati. I tempi lunghi e le soluzioni troppo parziali rischiano di penalizzare fortemente i settori manifatturieri rispetto a settori non esposti alla concorrenza.

Efficienza energetica, IA e le novità sull'idrogeno ed il nucleare

Intervista a Francesca Mariotti, Presidente ENEA
a cura di Micaela Ancora, giornalista FIRE

Presidente su quali aspetti sarà focalizzato il suo mandato?
Parto da una premessa, forse scontata, che rappresenta per me la bussola del mio mandato. La ricerca scientifica rappresenta il motore fondamentale per la progressione e l'accrescimento delle conoscenze umane. Non si limita a esplorare ciò che è già noto, ma soprattutto apre nuove prospettive attraverso l'immaginazione, l'innovazione e, senza dubbio, la dedizione. È lo strumento con cui le società costruiscono il proprio futuro, trasformando le sfide in opportunità e rafforzando la capacità dei popoli di migliorare la qualità

della vita, promuovere lo sviluppo sostenibile e affrontare le incertezze dell'oggi con soluzioni che domani diventeranno realtà condivise. ENEA è il secondo ente pubblico di ricerca in Italia: 2200 scienziati di qualità, competenze e capacità straordinarie, a volte poco conosciuti. Desidero rafforzarne il ruolo, sia a livello nazionale che nel contesto europeo e internazionale, poiché la ricerca e l'innovazione hanno un ruolo chiave nel guidare la transizione energetica, la sostenibilità ambientale e la decarbonizzazione dell'economia e l'energia è al centro delle politiche di sviluppo. Vorrei consolidare quel circolo virtuoso tra ricerca e innovazione industriale e rafforzare il collegamento tra ENEA e il mondo delle imprese. Infine, come accennavo, mi piacerebbe rendere sempre più ENEA un punto di riferimento autorevole nel dibattito pubblico e far conoscere la straordinarietà delle persone che la popolano.

Annualmente l'ENEA pubblica il Rapporto annuale sull'efficienza energetica. Siamo alla 14sima edizione. Quali sono i principali dati su cui riflettere?
Nel 2024 in Italia il risparmio energetico conseguito attraverso le misure di efficienza notificate ai sensi dell'art. 8 della Direttiva EED-III è stato pari a 4,5 Mtep/anno. Il dato corrisponde al 90% dell'obiettivo intermedio fissato dal PNIEC a 5,04 Mtep per le misure monitorate.

A questo risultato ha contribuito il ricorso ai meccanismi di detrazione fiscale, che hanno generato risparmi energetici pari a circa 2,48 Mtep, nonostante una riduzione dei risparmi rispetto agli anni precedenti, e l'aumento dei risparmi incentivati grazie al Conto Termico e delle misure di mobilità sostenibile (0,430 Mtep, +7% rispetto al 2023).

Di particolare interesse i dati relativi alla seconda scadenza del terzo ciclo di audit energetici obbligatori. Rispetto all'analoga scadenza del 2020 le diagnosi energetiche caricate nel 2024 sono aumentate del 14%. Gli interventi di efficientamento energetico realizzati hanno generato un risparmio di 76,9 ktep/anno di energia primaria. Il risparmio medio per intervento è in aumento rispetto al 2023, probabilmente grazie a un diverso mix di interventi e alla maggiore presenza di imprese energivore tra i soggetti obbligati.

Tutto ciò conferma come l'efficienza – se perseguita con approccio pragmatico – è uno strumento di trasformazione capace di coniugare competitività e sostenibilità e sostenere lo sviluppo competitivo.

Cosa ne pensa dell'intelligenza artificiale applicata alla gestione dell'energia? Ci sono attività interessanti che l'ENEA sta portando avanti in questo ambito?
In ambito industriale, gli algoritmi di Intelligenza Artificiale (IA) sono adottati per gestire e controllare in tempo reale l'uso di macchinari e delle linee di produzione con l'obiettivo generale di ottimizzare i consumi energetici ed i processi produttivi, ridurre al minimo gli sprechi, sia di materiale che di energia, massimizzare i tempi di produzione.

L'IA avrà un ruolo fondamentale nella riduzione del consumo energetico in altri settori fortemente energivo-

ri, quali ad esempio i trasporti, l'edilizia e l'agricoltura, grazie alla capacità di analizzare ed elaborare grandi quantità di dati in tempo reale e assumere e attuare decisioni.

Di rilievo è anche il contributo dell'IA nel migliorare ed efficientare le performance di data center. A riguardo, ENEA ha implementato e sperimentato tecniche e soluzioni avanzate nel proprio supercalcolatore CRESCO8, presente nei laboratori di ricerca del Centro Ricerche di Portici. Partendo dalla raccolta dei dati sui consumi energetici, termici e computazionali del data center, attraverso strumenti avanzati di IA, vengono individuati sovraccarichi di lavoro, sprechi, malfunzionamenti o falle e, di conseguenza, attuati interventi specifici a garantire il corretto funzionamento, a partire, ad esempio, dall'ottimizzazione del flusso d'aria di raffreddamento e di conseguenza del fabbisogno energetico associato.

Quali sono i filoni di ricerca più promettenti che l'ENEA sta conducendo sull'energia?
Le opportunità associate alla decarbonizzazione del sistema energetico ed economico sono numerose e diversificate, promuovendo la creazione di nuovi mercati e lo sviluppo competitivo delle filiere industriali green.

ENEA è coinvolta in tutti i settori e gli ambiti tecnologici ad alto potenziale di sviluppo e innovazione, afferenti al dominio fonte-vettore-usi finali in ambito energia. Tra questi sono da citare l'intera filiera tecnologica dell'idrogeno ed il nucleare avanzato e sostenibile.

In tema di idrogeno sono già disponibili tecnologie mature e affidabili, tuttavia, per rendere l'intera catena del valore competitiva e sostenibile, sono necessarie innovazioni su diversi fronti:

- Costi. Il costo di produzione dell'idrogeno verde è ancora elevato, superando i 5-7 €/kg. L'obiettivo è raggiungere i 2 €/kg. Ciò richiede innovazioni nei materiali, componenti e sistemi.
- Integrazione con le fonti rinnovabili. Ottimizzare i processi di produzione e utilizzo dell'idrogeno per adattarsi alla variabilità delle FER.
- Soluzioni alternative di produzione. Sviluppare metodi termochimici o biochimici, come la conversione di rifiuti, per soddisfare la domanda di idrogeno verde a costi competitivi.

TEDOM
YANMAR GROUP

La cogenerazione di alta qualità per un futuro sostenibile

Oltre 30 anni di esperienza, dalla progettazione di motori alla realizzazione di impianti, con più di 10.500 installazioni nel mondo

- Ampia gamma di potenze: da 2 kW a 4,5 MW
- Funzionamento con gas naturale, biogas e gas speciali
- Efficienza fino al 90%, funzionamento silenzioso e affidabile
- Controllo intelligente e monitoraggio da remoto
- Rete di assistenza in tutta Europa

TEDOM è il tuo partner ideale per la cogenerazione
Le nostre unità producono calore ed elettricità nell'industria, nel terziario e nel settore del biogas, in modo efficiente e affidabile

www.tedom.it | info@tedom.it

- Nuovi sistemi di stoccaggio. Progredire nella ricerca di tecnologie avanzate per lo stoccaggio sicuro ed efficiente dell'idrogeno.
- E-fuels. Sviluppare processi più efficienti, integrati con le rinnovabili e con i sistemi CCUS.
- Celle a combustibile innovative. Progettare e realizzare sistemi innovativi, quali le celle reversibili in grado di funzionare sia come elettrolizzatori che come celle a combustibile.
- ENEA è attivamente impegnata nelle suddette aree di ricerca, attraverso lo sviluppo, la sperimentazione e la dimostrazione di soluzioni avanzate per ridurre i costi ed accrescere la sostenibilità e l'efficienza dell'intera filiera.

In ambito nucleare, ENEA segue sia lo sviluppo delle tecnologie dispiegabili nel breve-medio periodo (reattori a fissione di piccola taglia: SMR-Small Modular Reactor, derivati dagli attuali reattori raffreddati ad acqua, e AMR-Advanced Modular Reactor, derivati dalle tecnologie di IV generazione) che nel lungo periodo (energia da fusione). L'impegno è focalizzato su due progetti basati su tecnologia ENEA: il prototipo di SMR di quarta generazione raffreddato al piombo proposto dal consorzio EAGLES (assieme a Ansaldo Nucleare, ai belgi di SCK-CEN e ai rumeni di RATEN ICN), e lo LFR-AS-30, AMR sviluppato da Newcleo spa nel Centro Ricerche di ENEA a Brasimone (BO).

In materia di fusione nucleare, ENEA rappresenta l'Italia nel Programma fusione europeo e sta realizzando presso il proprio Centro Ricerca di Frascati la DTT-Divertor Tokamak Test Facility, che contribuirà a superare alcune delle problematiche ancora aperte.

Inoltre, supporta la costruzione di ITER-International Thermonuclear Experimental Reactor, presso il CEA-Cadarache (Francia), che si propone di dimostrare la possibilità di produrre più energia di quella necessaria a innescare e mantenere il processo di fusione.

VE-BOOST

TECNOLOGIA AVANZATA PER DIAGNOSI ED EFFICIENZA ENERGETICA

Automatizza la raccolta dati, semplifica la conformità normativa e trasforma l'analisi energetica in vantaggio competitivo

RACCOLTA DATI CONFORME
Acquisizione intelligente e strutturata dei dati energetici, nel pieno rispetto degli standard EN 16247 e ISO 50001

REPORTISTICA AUTOMATIZZATA
Generazione automatizzata di report completi e consistenti, pronti per audit e certificazioni

INTEGRAZIONE FATTURE ENERGETICHE
Importazione e validazione automatica delle bollette di elettricità e gas per semplificare la gestione dei costi

DIAGNOSI ENERGETICHE ACCELERATE
Analisi multisito e multi-asset con EnPI personalizzabili e benchmarking per velocizzare le diagnosi

RILEVAMENTO ANOMALIE IN TEMPO REALE
Identificazione di sprechi e inefficienze per pianificare gli interventi migliorativi

FATTIBILITÀ PV & STORAGE
Valutazione automatizzata degli studi di fattibilità per PV e storage, ottimizzata sul Valore Attuale Netto (VAN)

SCANNERIZZA IL QR CODE PER MAGGIORI INFORMAZIONI

www.veil-energy.eu info@veil-energy +39 0471 1727157

VEIL ENERGY

Best practice & professione

Il ruolo chiave dell'EGE nella rivoluzione energetica delle ferrovie

Vanessa Pallozzi, EGE certificato SECEM
Daniele Sperandio, Energy Saving
Angelo Ciotta, Energy Saving
Riccardo Di Prete, Responsabile Energy Saving e Climate Change Italferr

Nel contesto attuale, dove la sostenibilità ambientale e l'efficienza energetica sono sempre più centrali, il ruolo dell'Esperto in Gestione dell'Energia (EGE) diventa fondamentale in ogni settore, tanto più in quello ferroviario, inteso in tutta la sua interezza, eterogeneità e complessità. Il Gruppo FS, e in particolare Rete Ferroviaria Italiana (RFI), figura tra i principali consumatori di elettricità a livello nazio-

nale. Di conseguenza, anche piccoli interventi di miglioramento dell'efficienza possono tradursi in benefici significativi sotto il profilo ambientale, economico e del consumo complessivo di risorse. Tuttavia, per traguardare una strategia finalizzata all'efficientamento energetico di un'infrastruttura ferroviaria così ampia e complessa si rende necessaria la presenza di una figura professionale interdisciplinare ed innovativa, come solo l'EGE può essere. È in questo contesto che si inserisce l'esperienza professionale dell'EGE e di tutto il Team di Energy Saving, che all'interno della società Italferr e del Gruppo FS si occupa, tra le altre cose, dell'attività di redazione di diagnosi energetiche, sviluppate dal 2021 per conto di RFI. Tale percorso si colloca, inoltre, all'interno della più ampia strategia del Gruppo, che recentemente ha visto la costituzione di FS Energy, nuova società dedicata ai temi dell'energia e della sostenibilità, destinata a diventare il futuro soggetto di riferimento per lo sviluppo di queste attività. Vista la complessità del sistema ferroviario e l'assenza di relative Linee Guida Settoriali, redigere la prima diagnosi energetica che fosse funzionale all'analisi delle stazioni ferroviarie intese in tutta la sua estensione e non restringendo il perimetro di analisi al solo Fabbricato Viaggiatori, ovvero l'edificio principale a servizio dei passeggeri dove sono presenti tutti i servizi e i locali accessibili al pubblico, ha richiesto pianificazione, studio e costruzione di una strategia e metodologia di valutazione puntuale, efficace e rappresentativa. Se si considerano poi tutte le peculiarità e caratteristiche del contesto ferroviario, tra cui il peso energetico elevato che quest'ultimo riveste, la grande varietà degli asset esistenti divisi tra Stazioni, Fermate, Officine, Fonderie ed Unità Sanitarie Territoriali, e la difficoltà di clusterizzazione derivante da tale complessità, è ancora più chiaro quanto siano state fondamentali le competenze e la professionalità dell'EGE nel definire una strada nuova, finalizzata all'individuazione della metodologia di sviluppo di tale attività.

Analisi energetiche ferroviarie: sfide ed opportunità di un'attività da costruire

Trovandosi in un contesto innovativo nel panorama della progettazione energetica con un'attività da costruire, sono stati diversi i temi da affrontare e le condizioni da definire. Primo fra tutti, la circoscrizione del perimetro di analisi. Nel caso delle diagnosi energetiche delle Stazioni Ferroviarie, infatti, la definizione del sito è di primaria importanza, in quanto le stazioni racchiudono al loro interno una serie di fabbricati diversi, per tipologia, estensione e destinazione d'uso, ma tutti funzionali alla movimentazione del materiale rotabile e al servizio viaggiatori, nonché al trasporto delle merci. Pertanto, il campo di analisi non si è limitato al solo fabbricato viaggiatori che tutti frequentiamo da utenti del trasporto ferroviario, ma è stato ampliato, includendo anche tutti gli altri fabbricati annessi e ad esso correlati. Tuttavia, vista la dislocazione dei vari fabbricati ferroviari piuttosto estesa anche per diversi chilometri nel raggio della stazione stessa, è stato necessario individuare dei limiti precisi, oggettivi e replicabili per l'area di studio delle diagnosi. Il perimetro di analisi, quindi, è stato circoscritto a tutti i fabbricati e le utenze di proprietà di RFI che si trovano all'interno dei segnali di protezione della stazione, ovvero i segnali presenti lungo la linea ferroviaria che indicano la

fine di quest'ultima e l'inizio della zona di stazione. Gli asset e gli impianti ricadenti nel così definito perimento di analisi, poi, riportano per la maggior parte una data di realizzazione abbastanza lontana del tempo, con numerosi aggiornamenti strutturali ed impiantistici che si sono susseguiti nel tempo e sovrapposti l'uno all'altro. Tale aspetto, aggiunto all'estensione del perimetro di analisi nonché alla compresenza di diversi soggetti utilizzatori dei vari locali ed immobili, ha reso anche la fase iniziale del reperimento dei dati di base, di solito piuttosto agevole, complessa ed articolata. Alcune informazioni, inoltre, sono state spesso reperite direttamente sul campo, anche attraverso indagini approfondite eseguite mediante misure e rilievi in situ, oltre che con il confronto con i gestori degli impianti, sia civili che tecnologici.

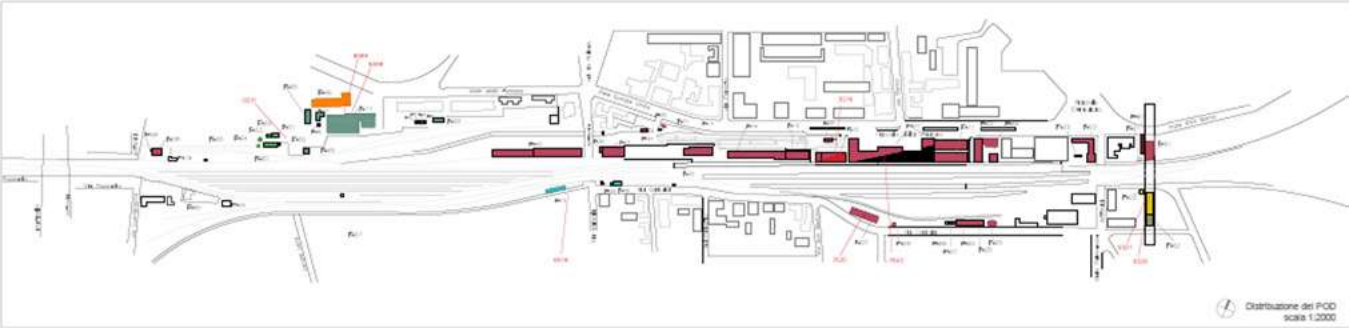


Figura 1 – Estensione del perimetro di analisi di un sito ferroviario

A tal proposito, infatti, le stazioni ferroviarie presentano numerosi locali caratterizzati da diverse destinazioni d'uso e numerose tipologie di utenze, che non possono ricondursi ad un solo settore di consumo: tra queste le prevalenti sono quelle di carattere civile riferite agli uffici e ai servizi rivolti ai viaggiatori e quelle di carattere tecnologico finalizzate alla gestione, comando e controllo della circolazione ferroviaria. Di conseguenza, le diagnosi energetiche svolte sulle stazioni ferroviarie difficilmente possono essere categorizzate all'interno di una sola area merceologica. D'altro canto, vista l'assenza di Guide Settoriali specifiche dell'ambito ferroviario, è stato necessario impostare l'analisi energetica completamente in autonomia, sfruttando il supporto delle linee guida di riferimento esistenti solo per alcune utenze civili e tecnologiche presenti in stazione in qualche modo assimilabili alle indicazioni di settore. Ed in questo contesto si inserisce anche il lavoro svolto sullo sviluppo dei KPI di riferimento e la relativa individuazione delle destinazioni d'uso generali o specifiche: gli indici di prestazione energetica classici, infatti, non sarebbero stati assolutamente sufficientemente rappresentativi né utili per le valutazioni energetiche richieste. Pertanto, sono stati sviluppati nuovi indici che tenessero conto delle specificità e peculiarità del mondo ferroviario, avendo cura di associare il consumo rispetto al servizio specifico di competenza, considerando il numero di passeggeri e il numero di treni caratteristici di ogni stazione, oltre che la sua estensione.

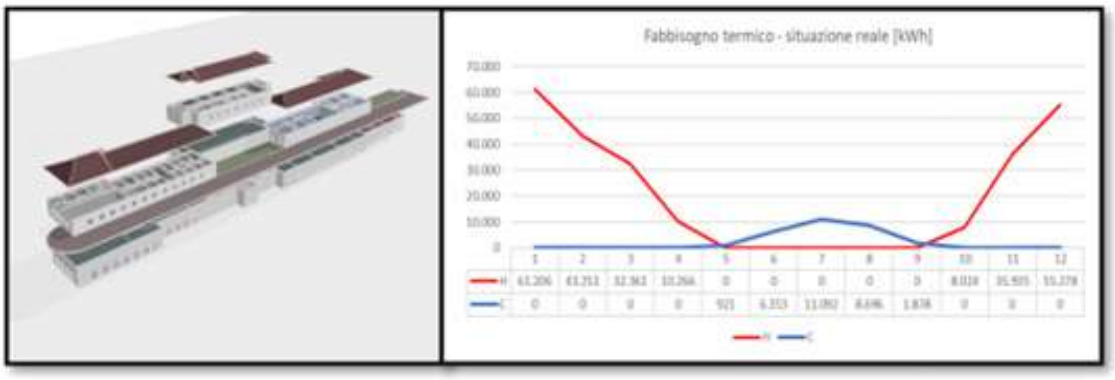


Figura 2 – Simulazione dinamica e fabbisogni termici di un fabbricato viaggiatori

Per la fase di individuazione degli interventi di efficientamento energetico, infine, l'ostacolo maggiore è stata la valutazione della possibile integrazione degli stessi con gli impianti e i sistemi tecnologici ferroviari, per i quali sussistono normative e condizioni per la protezione, la sicurezza e la garanzia dell'esercizio ferroviario sempre più stringenti che vanno inderogabilmente rispettate, come, ad esempio, il mantenimento per qualsiasi tipo di installazione di una certa distanza di sicurezza dalla linea di trazione elettrica del materiale rotabile, il rispetto delle normative di sicurezza per l'illuminazione e i suoi sistemi di gestione, la garanzia di determinate temperature di climatizzazione dei locali tecnologici a servizio della movimentazione del materiale rotabile, la difficoltà nell'implementare un sistema di monitoraggio energetico in continuo a causa dell'impossibilità di interruzione del servizio ferroviario, i limiti sulla possibilità di intervenire da un punto di vista architettonico su gran parte del parco edilizio a disposizione delle stazioni, su cui insiste un vincolo paesaggistico dovuto anche all'antichità dello stesso. Inoltre, è importante evidenziare la complessità che ha caratterizzato la valutazione degli incentivi possibili ed ottenibili in seguito alla realizzazione di un intervento di efficientamento energetico, vista la particolarità del soggetto proprietario degli asset e le diverse fonti di finanziamento che possono caratterizzare gli interventi.

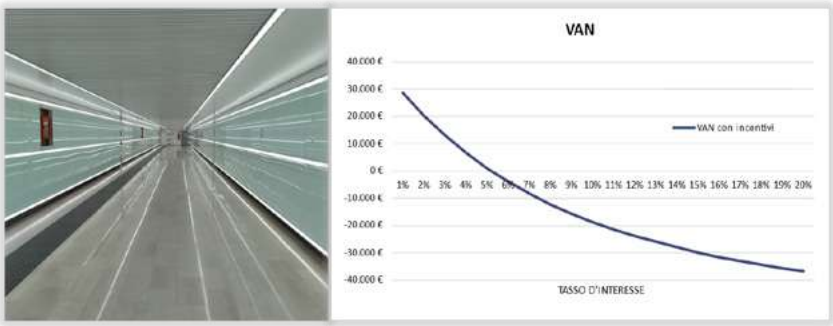


Figura 3 – Valutazioni economiche di un intervento di efficientamento e relamping di un sottopasso

Le analisi svolte si sono dimostrate fondamentali nell'individuazione degli interventi e delle opportunità di saving energetico, nonché nel supportare gli obiettivi del gruppo FS in ambito Transizione Energetica, rendendosi uno strumento sempre più efficace anche nelle fasi di progettazione di riqualificazione delle Stazioni e degli asset ferroviari.

Il valore aggiunto della professionalità dell'EGE

Alla luce di quanto esposto, è evidente come la professionalità dell'EGE sia stata un valore fondamentale ed imprescindibile per la costruzione e l'avanzamento dell'attività. Le competenze trasversali e multidisciplinari in ambito tecnico, energetico, ambientale, economico e gestionale, unite all'approfondita conoscenza ed esperienza del mondo e delle tecnologie ferroviarie maturata all'interno del Gruppo FS, sono state il punto di forza del gruppo di lavoro ed hanno permesso di traguardare l'attività con l'approccio migliore e più funzionale. L'implementazione delle diagnosi energetiche delle stazioni ferroviarie è stato uno dei numerosi interventi messi in atto dal Gruppo FS per contribuire alla transizione sostenibile del settore dei trasporti, contribuendo anche alla riduzione dei costi energetici e al miglioramento delle performance ambientali. In ogni caso, è importante proseguire nell'approfondimento di questi temi, così da aumentare il livello di dettaglio e la solidità dell'analisi, contribuendo contestualmente allo sviluppo professionale e all'aggiornamento continuo dell'EGE. Parallelamente, valorizzare il coinvolgimento del settore ferroviario nelle specifiche categorie professionali e promuovere una più ampia integrazione delle tematiche energetico-ambientali nei sistemi ferroviari rappresentano opportunità concrete per rafforzare il ruolo dell'EGE come figura chiave nel coniugare innovazione tecnologica e sostenibilità.

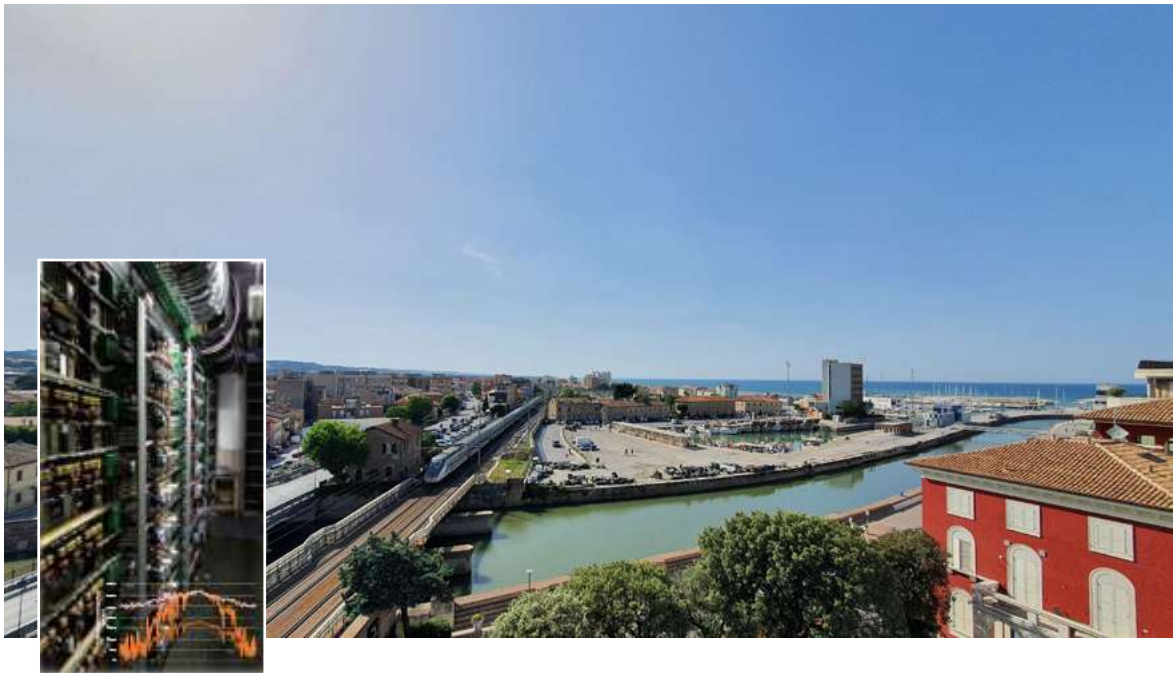


Figura 4 – Efficientamento sistemi di climatizzazione di impianti di segnalamento ferroviari

MAPS ENERGY

L'INNOVAZIONE DIGITALE A SUPPORTO DELLA SOSTENIBILITÀ DELLE IMPRESE

Dal monitoraggio al controllo intelligente: con Maps Energy integri e trasformi i dati energetici in opportunità di certificazione, rendicontazione, ottimizzazione e decarbonizzazione.

CSRD

EPBD

ISO 50001

CONTO TERMICO 3.0

TRANSIZIONE 5.0

CaCER & FLESSIBILITÀ

DIGITAL ENERGY MANAGER

MONITORING – PROCUREMENT - ESG TRACK - CONTROL ROOM
REMOTE CONTROL - OPTIMIZATION

I DATI GUIDANO, TU DECIDI!

SCOPRI DI PIÙ

PARTECIPA AL LIVE WEBINAR

16 OTTOBRE | ORE 14:30

DAL DATO ALLA CERTIFICAZIONE

Il Digital Energy Management per la ISO 50001

INQUADRA IL CODICE QR E ISCRIVITI

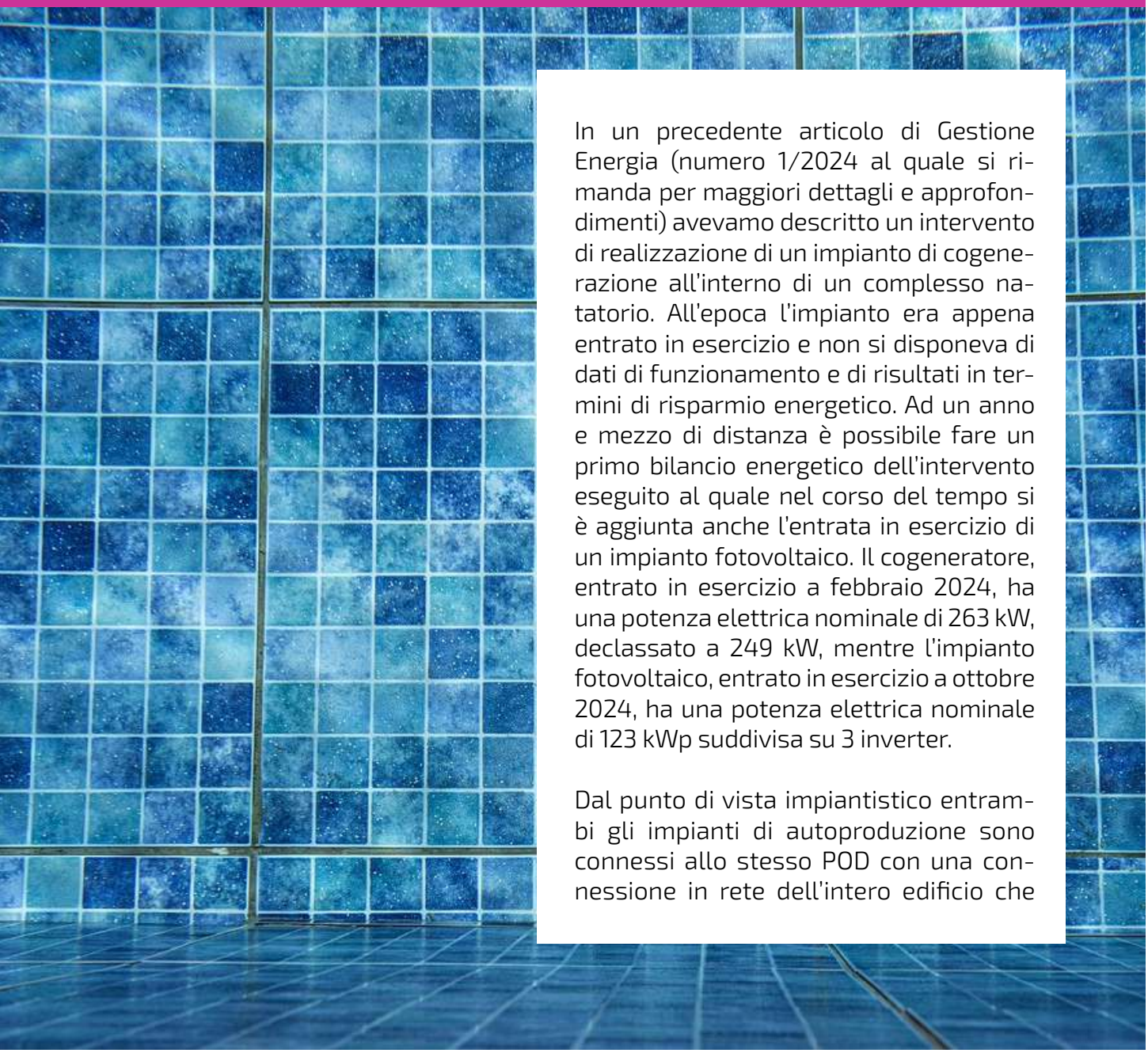
energy.mapsgroup.it/efficienza-energetica

MAPS GROUP
SHARING KNOWLEDGE

Best practice & professione

La cogenerazione per le piscine del Foro Italico di Roma: aggiornamento

Federico Marca, Energy Manager di Sport e Salute Spa



In un precedente articolo di Gestione Energia (numero 1/2024 al quale si rimanda per maggiori dettagli e approfondimenti) avevamo descritto un intervento di realizzazione di un impianto di cogenerazione all'interno di un complesso natatorio. All'epoca l'impianto era appena entrato in esercizio e non si disponeva di dati di funzionamento e di risultati in termini di risparmio energetico. Ad un anno e mezzo di distanza è possibile fare un primo bilancio energetico dell'intervento eseguito al quale nel corso del tempo si è aggiunta anche l'entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico. Il cogeneratore, entrato in esercizio a febbraio 2024, ha una potenza elettrica nominale di 263 kW, declassato a 249 kW, mentre l'impianto fotovoltaico, entrato in esercizio a ottobre 2024, ha una potenza elettrica nominale di 123 kWp suddivisa su 3 inverter.

Dal punto di vista impiantistico entrambi gli impianti di autoproduzione sono connessi allo stesso POD con una connessione in rete dell'intero edificio che

avviene tramite una consegna in MT. La produzione di energia elettrica avviene in BT per entrambi gli impianti che sono connessi al QGBT dell'edificio e da questo per il tramite di trasformatori e quadri MT alla consegna MT. Per semplificare e ridurre i costi di realizzazione è stata installata un'unica protezione di interfaccia posta a servizio sia dell'impianto di cogenerazione che dell'impianto fotovoltaico. Sia il cogeneratore che l'impianto fotovoltaico sono dotati di un proprio contatore di energia elettrica prodotta che si aggiunge al contatore di energia elettrica sul punto di connessione in rete del distributore locale. Il cogeneratore è inoltre dotato di un contacalorie per il monitoraggio e misurazione dell'energia termica recuperata (acqua calda a 60°C - 80°C) e di un contatore di gas metano al fine di monitorare il consumo della macchina e poterlo discriminare dal consumo di gas metano delle caldaie di integrazione. L'impianto di cogenerazione è inoltre inserito all'interno del sistema di BMS presente nell'edificio per il controllo remoto dell'impianto e delle sue caratteristiche di funzionamento, invio di allarmi, generazione di grafici ed altro.

La seguente tabella riporta i consumi di energia elettrica e di gas metano dell'intero complesso natatorio prima della realizzazione dei due interventi.

Mese	Consumo di gas metano (m3)	Consumo di energia elettrica (kWh)	Potenza elettrica massima prelevata da rete (kW)
Gennaio	39.190	150.568	311
Febbraio	37.653	143.977	322
Marzo	38.542	153.485	312
Aprile	27.332	147.570	292
Maggio	7.533	274.786	548
Giugno	32.896	211.289	433
Luglio	14.877	229.220	344
Agosto	11.630	177.779	296
Settembre	17.558	167.562	308
Ottobre	31.516	156.240	308
Novembre	34.019	134.642	301
Dicembre	39.299	140.379	312
Totale 2022	**332.045**	**2.087.499**	

Tabella 1: Consumi energetici dell'edificio prima dell'intervento

Si tenga presente che il funzionamento del complesso natatorio richiede un costante consumo di energia elettrica per il funzionamento continuo degli impianti di trattamento e filtrazione delle acque ed un consumo termico importante nel periodo invernale per garantire il riscaldamento delle acque delle piscine, la produzione di acqua calda sanitaria, e per il riscaldamento degli ambienti ed il trattamento dell'aria. Il consumo termico nel periodo estivo è invece inferiore ma è comunque presente poiché necessario per garantire la produzione di acqua calda sanitaria ed il riscaldamento dell'acqua delle piscine.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di prelievo di energia elettrica da rete insieme ai valori di autoproduzione di energia da parte del cogeneratore e del fotovoltaico e del fabbisogno complessivo dell'edificio.

Mese	Energia elettrica autoprodotta da CHP (kWh)	Energia elettrica acquistata da rete (kWh)	Energia elettrica immessa in rete (kWh)	Fabbisogno totale di energia elettrica (kWh)	Energia elettrica autoprodotta da FV (kWh)	% copertura elettrica da CHP
Gennaio	0	226.233	0	226.233		0%
Febbraio	108.465	106.590	6	215.048		50,4%
Marzo	146.234	78.493	506	224.221		65,2%
Aprile	100.585	104.305	325	204.565		49,2%
Maggio	173.385	128.660	28	302.017		57,4%
Giugno	130.037	107.101	74	237.064		54,9%
Luglio	59.491	154.337	5	213.824		27,8%
Agosto	139	185.912	14	186.037		0,1%
Settembre	100.551	75.525	5.411	170.665		58,9%
Ottobre	129.857	58.199	4.056	187.144	3.144	69,4%
Novembre	128.970	28.710	3.592	159.165	5.077	81,0%
Dicembre	**134.119**	**50.657**	**1.692**	**188.529**	5.445	**71,1%**
Totale 2024	**1.211.833**	**1.304.721**	**15.708**	**2.514.512**	13.666	**48,2 %**

Tabella 2: Dati di produzione del cogeneratore

Il cogeneratore ha autoprodotto il 48,2 % del fabbisogno di energia elettrica dell'intero edificio nonostante un aumento sostanziale dei consumi rispetto al dato del 2022 (2,51 GWh contro i 2,09 GWh del 2022) non imputabili alla presenza della cogenerazione ma allo svolgimento di un maggior numero di manifestazioni.

Nella seguente tabella è riportato il bilancio economico dell'esercizio del solo impianto di cogenerazione che tiene in considerazione i costi di acquisto del gas metano ed il risparmio derivante dal mancato acquisto di energia elettrica e termica cogenerata insieme ai maggiori costi sostenuti per il pagamento delle accise. I prezzi unitari delle forniture sono quelli previsti delle convenzioni CONSIP Energia Elettrica 21 e Gas Naturale 15 ed applicate all'utenza in esame.

InSite SCU200: IL CUORE DELLA GESTIONE INTELLIGENTE DELL'ENERGIA

Monitora i consumi, riduci i costi, aumenta l'efficienza.

SCU200 è l'unità di controllo compatta che trasforma il tuo impianto in un sistema smart. Grazie al web server integrato e alla connettività avanzata, monitora e gestisce i carichi in tempo reale e ti avvisa in caso di condizioni critiche dell'impianto. Semplice da installare, scalabile e sicura: la soluzione ideale per edifici residenziali, commerciali e industriali.

Scansiona il QR code per scoprirne di più

ABB

Mese	Risparmio energia elettrica (€)	Energia termica prodotta (MWh)	Risparmio energia termica (€)	Consumo gas metano (Sm3)	Prezzo gas metano (€/Sm3)	Spesa gas metano (€)	Accise (€)	Risparmio totale (€)
Febbraio	21.355,74	171,79	15.331,98	30.657	0,721	22.095,82	1.355,81	13.236,10
Marzo	29.097,06	235,92	19.813,73	41.730	0,665	27.768,81	1.827,93	19.314,05
Aprile	19.590,96	162,78	13.704,27	28.868	0,668	19.271,79	1.257,31	12.766,13
Maggio	35.611,84	281,61	23.129,46	49.710	0,646	32.111,72	2.167,31	24.462,28
Giugno	28.980,57	221,6	18.930,91	38.533	0,68	26.225,75	1.625,47	20.060,26
Luglio	13.691,31	106,29	9.001,83	18.700	0,67	12.582,50	743,64	9.367,00
Agosto	33,04	0	0	46	0,72	33,57	1,74	2,27
Settembre	23.597,59	166,47	14.696,56	29.133	0,71	20.702,06	1.256,89	16.335,21
Ottobre	31.571,55	223,52	21.020,84	39.619	0,77	30.551,64	1.623,21	20.417,54
Novembre	36.088,07	212,26	20.927,38	38.079	0,81	31.183,96	1.612,12	24.219,37
Dicembre	36.438,09	216,8	21.938,15	38.711	0,84	32.758,06	1.676,49	23.941,69
Totale 2024	**276.055,82**	**1.999**	**178.495,11**	**353.786**		**255.285,67**	**15.147,91**	**184.117,35**

Tabella 3: Bilancio economico annuo del cogeneratore

Nel mese di agosto l'impianto è stato volutamente tenuto spento poiché il carico termico richiesto era decisamente modesto ed il cogeneratore avrebbe lavorato per 1-2 ore al giorno senza portare particolari benefici economici ma accumulando numerosi avvii giornalieri non particolarmente utili per un corretto funzionamento a lungo termine dell'impianto.

Considerando che il costo annuo sostenuto per la manutenzione del cogeneratore è stato di 16.242 € il risparmio economico complessivo ottenuto negli 11 mesi di esercizio del 2024 è stato di 167.875 € (rispetto ad uno stimato iniziale su 12 mesi di 133 k€); a tale cifra si aggiungono gli incentivi CAR del GSE, per 186 Certificati Bianchi che sono stati rendicontati a marzo 2025 sulla base della produzione del 2024, per un importo di 46.500 €.

Complessivamente il risparmio, incentivi esclusi, è stato di 0,152 € per ogni kWh di energia elettrica autoprodotta con un numero di ore equivalenti di funzionamento dell'impianto nel periodo febbraio-dicembre di 4867.

L'impianto è in esercizio anche nel 2025 ed ha autoprodotto dal suo avvio sino al 31/08/2025 circa 1,7 GWh di energia elettrica.

L'energia termica recuperata dal cogeneratore è stata tutta utilizzata per i fabbisogni del complesso natatorio non essendo presenti sistemi di dissipazione del calore prodotto dal cogeneratore eventualmente in eccesso rispetto ai fabbisogni; su base annua il cogeneratore ha coperto il 76% del fabbisogno termico del complesso.

È possibile fare alcune riflessioni sull'andamento del progetto e dei risultati ottenuti; la presenza di un sistema di monitoraggio e controllo da remoto è stato un elemento fondamentale per la gestione dell'impianto e per la massimizzazione dell'autoproduzione dello stesso. Il sistema di allarmistica da remoto in caso di avarie del cogeneratore, guasti esterni come ad esempio bassa o alta pressione del circuito idraulico di recupero del calore, guasti esterni provenienti dalla rete elettrica (purtroppo molto frequenti nella zona di installazione), ha permesso di ripristinare ogni volta i guasti in tempi rapidi. Questo è infatti molto importante se si considera che la mancata produzione di un giorno mediamente comporta un maggior costo (un mancato risparmio) di circa 900 € (0,152 €/kWh x 24 x 249 = 908 €).

Nel seguente grafico è riportata la potenza erogata dal cogeneratore con evidenza delle modulazioni del carico elettrico, e di blocchi dovuti a guasti esterni ripristinati in tempi rapidi; oltre a tale modalità di visualizzazione grafica è presente un sistema di invio di e-mail di notifiche di allarmi o anomalie.

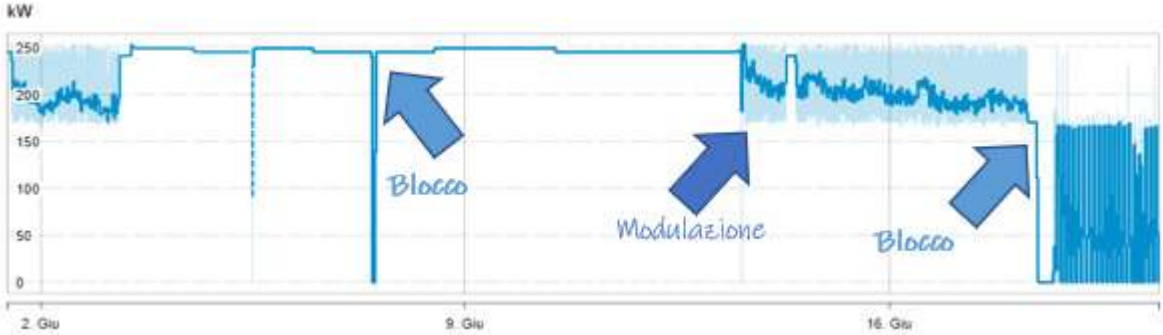


Grafico 1: Potenza elettrica prodotta dal cogeneratore

Verrà invece realizzata una linea di alimentazione protetta da un piccolo UPS per l'alimentazione di emergenza delle batterie del cogeneratore che in caso di disconnessione totale dalla rete per guasto esterno garantisca una maggiore autonomia delle batterie.

L'impianto fotovoltaico si è inserito nel sistema di autoproduzione dell'edificio aumentando lievemente l'immissione di energia in rete e contribuendo per il 2024 con 13.666 kWh autoprodotti. Al 31/08/2025 la produzione complessiva del fotovoltaico è arrivata a 122.562 kWh. Dal confronto tra la produzione effettiva e la producibilità mensile teorica calcolata con le effettive caratteristiche di installazione emerge una minor produzione per circa l'11 % (escludendo il mese di ottobre in quanto l'impianto è entrato in esercizio a metà mese); la causa è da imputare in gran parte all'intervento delle protezioni dell'impianto per guasti esterni alla rete in alcuni casi con intervento del dispositivo di rincalzo con conseguente fermo temporaneo della produzione.

Mese	Produzione mensile effettiva (kWh)	Producibilità mensile teorica (kWh)
Gennaio	3.542	5.875
Febbraio	6.549	7.331
Marzo	10.791	11.651
Aprile	11.761	15.454
Maggio	19.927	18.016
Giugno	15.719	20.514
Luglio	21.762	23.123
Agosto		18.842
Settembre	n.d.	14.404
Ottobre	3.143	10.621
Novembre	5.077	6.359
Dicembre	**5.445**	**5.805**
Totale annuo		**158.594**

Tabella 4: Produzione effettiva e teorica dell'impianto fotovoltaico

Anche in questo caso la presenza di un sistema di controllo remoto ha permesso un più veloce ripristino del funzionamento normale dell'impianto. Una possibile miglioria sarebbe l'integrazione dell'impianto fotovoltaico nel sistema di BMS dell'edificio, similmente a quanto fatto per il cogeneratore, poiché al momento il monitoraggio è eseguito solamente tramite la supervisione remota degli inverter mediante software messo a disposizione dal produttore degli stessi il quale tuttavia non ha tutte le funzionalità che il sistema di BMS mette a disposizione in particolare in termini di invio di allarmi.

Figura 1: Il nuovo cogeneratore.

Figura 2: Il nuovo impianto fotovoltaico.

Scegli 3SUN: il fotovoltaico Made in Europe

Il modulo 3SUN B60

Adatto ai segmenti Utility Scale e C&I, unisce la tecnologia italiana a vantaggi concreti, che permettono non solo di accedere al Piano Transizione 5.0 con la miglior classe (Lettera C), ma di ottenere prestazioni di altissimo livello.

Il nostro prodotto, basato su tecnologia HJT Core-H®, raggiunge potenze superiori ai 600 Wp, un'efficienza della cella superiore al 24% e vanta un coefficiente di bifacciali tà al 90%.

3SUN

Scopri la gamma su **3sun.com**

Rilevamento e diagnostica, applicazione perfetta per l'intelligenza artificiale

Giovanni Lupaldi, EGE SECEM e Direttore di Watts-ON Consultants

Partiamo con una premessa importantissima: la definizione di Intelligenza artificiale (IA o AI in inglese) nel settore della gestione dell'energia è totalmente abusata e inflazionata. Ad oggi chi non include servizi basati sull'applicazione dell'IA non è percepito come un professionista/azienda al passo con i tempi. Quindi, anche noi in Watts-ON consultant, ci siamo adeguati alle circostanze. Ma cosa è l'IA? L'IA, per definizione, è un software generativo, ovvero una piu-o-meno complessa rete neurale che permette l'identificazione di soluzioni a problemi in maniera creativa e/o generativa. Per nostra fortuna, almeno nel campo della gestione dell'energia, questo ancora non è stato raggiunto. Pertanto, c'è ancora il bisogno di avere un EGE in carne, ossa e portatile che facendo indagini e macinando informazioni è lì a identificare e quantificare opportunità di risparmio energetico. Sulle competenze dell'EGE riguardo all'energy procurement e ai contratti di fornitura energetica, è un'altra storia. Qui l'IA può già iniziare a prendere decisioni su quando fissare il prezzo delle forniture energetiche, forse meglio di un professionista in carne, ossa e sole24ore sottobraccio, ma questo è materiale per un altro articolo. Pertanto, quando parliamo di IA intendiamo una serie di algoritmi che, replicando la logica dei suoi codificatori, riesce a identificare la presenza di malfunzionamenti, settaggi errati nei sistemi di gestione degli impianti (Building Management Systems, BMS, e SCADA) e deriva del controllo (control drifting).

Focus sull'azienda

Un piccolo ma significativo aneddoto sull'evoluzione della nostra azienda. Fin dalla creazione della nostra società abbiamo puntato sulla digitalizzazione dei nostri servizi. Siamo partiti con la creazione di un sistema di metering, monitoring and targeting sulla spinta di un direttore della GSK che non riusciva a trovare una società che potesse, in maniera efficace e non costosa, implementare e gestire sistemi di monitoraggio energetico. Questo è stato un punto fondamentale che ci ha poi guidato nello sviluppo della nostra tecnologia. Generalmente, le aziende non hanno liquidità per sistemi di gestione dell'energia e la gestione dei consumi non è una loro priorità. Pertanto, bisogna trovare misure efficaci ed economiche per fornire questo servizio. Il monitoraggio dei consumi energetici attraverso sotto-contatori, a nostro modesto parere, offre opportunità di risparmio energetico limitate. È un mezzo potente di contabilità energetica e di misurazione dei carichi e delle efficienze ma la quantificazione oraria dei consumi non fornisce necessariamente una risposta al perché si sta usando quella quantità di energia. Si possono identificare consumi anomali in specifiche fasce orarie ma il monitoraggio mirato a ridurre i consumi non comporta risparmi significativi. Inoltre, l'infrastruttura necessaria per ottenere un monitoraggio esaustivo e utile richiede investimenti, intrusione più o meno fastidiosa negli impianti, identificazione di committenti, procurement, etc, etc, etc. Dunque, la nostra piattaforma di monitoraggio si è evoluta con le richieste del mercato e l'avanzamento tecnologico per diventare una piattaforma che lavora con dispositivi di Internet delle cose (IoT). I sistemi di Feature-Driven Development (FDD) utilizzano sensori, automazione e contatori anche e soprattutto esistenti per identificare errori e malfunzionamenti nell'infrastruttura elettrica e meccanica di fabbriche ed edifici. La loro efficacia e applicazione si realizza in edifici che hanno una certa complessità degli impianti. Parliamo di situazioni con la presenza di UTA (unità di trattamento aria), sistemi centralizzati di riscaldamento e refrigerazione controllati da un BMS/SCADA. Questa è la condizione essenziale per l'applicazione del FDD. In assenza di complessità l'applicazione di questa tecnologia non produrrebbe vantaggi che un audit energetico riuscirebbe ad identificare. In più abbiamo bisogno di un collettore di dati quali il BMS per riuscire ad avere un'analisi continua ed ininterrotta di cosa succede nei nostri sistemi HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning). Errori tipici che possono essere identificati da un sistems di FDD sono:

- Mancata applicazione di funzionalità di controllolo (per esempio, la compensazine della temperatura dell'acqua di riscaldamento di mandata in funzione della temperatura esterna)
- Valvole bloccate
- Settaggio inefficiente di temperature
- Presenza simultanea di riscaldameto e raffreddamento per ottenere valori lineari di temperatura
- Applicazione errata di programmi di lavoro.

Un sistema di FDD è utile perché provvede alla soluzione di varie problematiche reali nella gestione dell'energia e nella riduzione degli

sprechi. Partiamo da problematiche umane. Nessuno in un azienda può essere realisticamente delegato al monitoraggio continuo dei sistemi di controllo. Sorvoliamo per il momento la realtà dei fatti; le risorse umane in azienda sono sempre più ridotte all'osso e che il ruolo del energy manager interno all'azienda è spesso aggiunto a quello primario di chi è responsabile per altre funzioni (manutenzione, sicurezza, qualità, etc). Pertanto, l'esercizio di monitoraggio in pianta stabile dei vari impianti è irrealistico e sarebbe comunque un'operazione alienante e di difficile esecuzione per una persona. In più, molto spesso chi dovrebbe essere responsabile per il monitoraggio non ha la formazione necessaria per l'interpretazione delle informazioni riportate dal BMS/SCADA e concentra il suo lavoro solo nella verifica che tutto funzioni piuttosto che sull'efficienza del funzionamento. Inoltre, l'esecuzione completa e corretta del monitoraggio dei sistemi HVAC o dei processi richiederebbe l'analisi combinata e continua di diversi parametri, il che rende ancora più complicato il lavoro di chi sarebbe preposto a tale funzione. Quindi un sistema di FDD è in grado con una soluzione software di rimpiazzare completamente la figura dell'addetto al monitoraggio e di effettuare tale mansione in maniera più efficace. Il sistema è in grado di informare in maniera mirata e in tempo reale su eventuali valori anomali, attività che ricorrono in tempi non voluti e mancata applicazione di protocolli di controllo che potrebbero essere non visibili nell'interfaccia del BMS (per esempio la corretta applicazione della compensazione climatica (weather compensation). Questo avviene senza sosta, superando il limite umano oggettivo dell'audit energetico dove si analizza cosa succede in un edificio solo durante orari di lavoro e non in maniera dinamica. Un sistema di FDD riesce ad identificare problemi di varia natura anche durante periodi in cui non è prevista la presenza attiva di personale addetto alla gestione degli impianti. Un altro problema a cui questa tecnologia è in grado di sopperire è la continuità nella filosofia di controllo degli impianti. Specialmente nel Regno Unito ed altri paesi in cui è presente un turnover importante del personale dovuto ad un mercato dinamico delle risorse umane, la presenza di un sistema di FDD gestito da consulenti dedicati, permette il mantenimento ed il trasferimento efficace di conoscenza su come gestire gli impianti. Questo limita lo shock di transizione che potrebbe risultare in incrementi di consumi ed errori di gestione.

Aspetti economici

Ora passiamo al lato economico. Il costo dell'energia è un fattore importante ma variabile nei diversi settori della nostra economia. In aziende manifatturiere non particolarmente energivore può avere un'incidenza del 5% sui costi totali di produzione, mentre in un hotel relativamente moderno, può anche arrivare al 10% dei costi di gestione totali. Quindi, la compressione di questo costo anche se significativo in termini assoluti, ovvero migliaia di euro risparmiati ogni anno, in termini relativi ai costi complessivi ha un effetto relativamente marginale. In più questa compressione

dei consumi fatta in maniera tradizionale richiede spesso nuova tecnologia da associare o rimpiazzare all'infrastruttura esistente. Tutte le problematiche associate ad azioni di efficientamento energetico sono facilmente rintracciabili in letteratura, quindi non vado oltre. In piu', l'aumento dei costi dell'energia può sempre essere totalmente o parzialmente risolto con l'aumento dei costi dei beni prodotti e/o dei servizi erogati puntando il dito all'inflazione e facendo orecchie da mercante su temi di come la competitività e la resilienza operativa. Durante uno dei tanti audit che abbiamo effettuato in una fabbrica di estrusione di componenti plastiche, il capo manutentore con cui ho lavorato, quando gli fu chiesto quale fossero le sue idee per risparmiare energia in azienda mi disse :<<You have to be on top of maintenance>>, che vuol dire: gestisci bene la manutenzione. Ed è proprio questo che il FDD esegue. Oltre ad i costi irrisori per l'integrazione di questa tecnologia che richiede l'esportazioni dei dati con cui si lavora attraverso software o l'installazione di un data gateway con costi inferiori ai €10K, il FDD si concentra sull'individuazione di risparmi ottimizzando l'infrastruttura presente. Spesso i risparmi individuati dalla piattaforma sono riconducibili a rettificazione di setpoints, orari di lavoro e controllo che la logica di gestione sia correttamente eseguita. Stiamo parlando di piccole operazioni di manutenzione che non richiedono investimenti di capitale importante e che, nella nostra esperienza, hanno materializzato risparmi energetici fino al 30% in edifici con una situazione di partenza alquanto inefficiente. Il FDD tipicamente è in grado di individuare valvole grippate, iniezione simultanea di acqua di riscaldamento e raffreddamento in un UTA per raggiungere settaggi lineari di temperatura, logica di controllo delle temperature non sincronizzati con i tempi operativi delle macchine, identificazione di temperature ti mandata e ritorno inefficient, ed altro ancora.

Aspetti conclusivi

Quindi, in conclusione, con investimenti irrisori, l'applicazione di semplici algoritmi codificati da consulenti con esperienza riescono ad ottenere risultati di risparmio energetico considerevoli e attraverso l'applicazione di manutenzione ordinaria. Con uno sguardo al futuro, la gestione dei dati raccolti da un sistema di FDD è anche un aspetto fondamentale per una decarbonizzazione razionale. L'analisi continua dei carichi e la riduzione dei consumi risultati dall'applicazione di FDD è di fondamentale importanza per il dimensionamento corretto di tecnologie alternative ed il loro utilizzo in maniera efficiente, ma anche questo è un argomento ampio che richiede una discussione a parte.

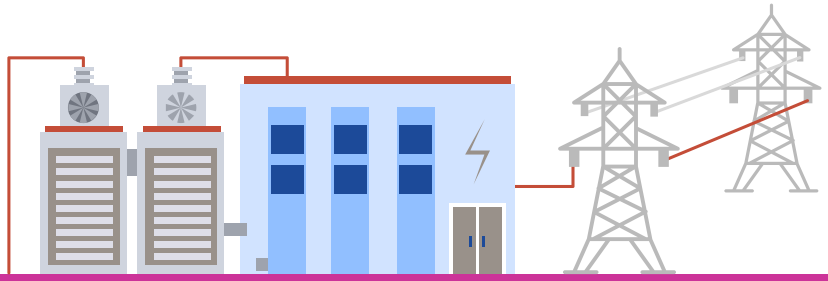
Il futuro del fotovoltaico e la fase di competizione

Giuseppe Tomassetti, Vice Presidente FIRE

Quest'anno il fotovoltaico (FV) italiano può celebrare un suo primo obbiettivo raggiunto; grazie ai nuovi impianti entrati in esercizio la generazione fotovoltaica nel 2025 raggiungerà e sorpasserà la generazione idroelettrica, peraltro in un anno di bassa idraulicità.

Nei tre mesi da giugno ad agosto la generazione rinnovabile è arrivata al 54% di tutta la generazione ed al 46% di tutta la domanda: la generazione fotovoltaica, notoriamente dipendente dalla insolazione, ha fornito la metà di questa energia.

Continuando con l'attuale ritmo di realizzazione di nuovi impianti, a domanda costante nella rete, il FV nel 2030 potrà sostituire, sempre nei mesi dell'estate, ben metà della attuale generazione da combustibili fossili. Questo ulteriore sviluppo della tecnologia richiederà una profonda evoluzione del settore che non potrà più scaricare tutta la produzione nella rete ma dovrà integrarsi con l'insieme delle capacità di accumulo, sia quelle disponibili nella rete, sia quelle realizzate in proprio.



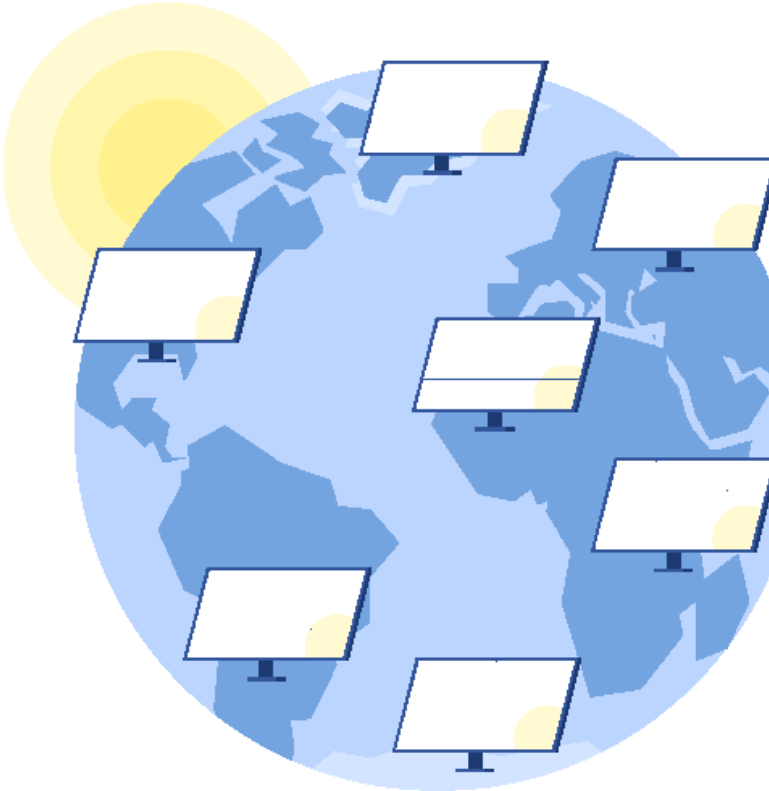
La riduzione del prezzo delle batterie, la diffusione dei PPA e la capacità degli operatori fotovoltaici di svolgere un ruolo sempre più attivo nel mercato elettrico, porterà, nei mesi estivi, ad una nuova fase di sviluppo.

Si potrà sia coprire parte della domanda dei consumatori nelle ore senza insolazione, sia mantenere in limiti gestibili il fenomeno dei prezzi zero in borsa nelle situazioni di minore domanda, come già avvenuto nel 2025 per il 1° maggio, quando non era ancora attiva la domanda per il condizionamento degli edifici. Cinque anni sono abbastanza lunghi, ci sarà modo per imparare dalle difficoltà e dagli errori.

Nel periodo invernale invece, le potenzialità del fotovoltaico sono forzatamente limitate ed occorrerà promuovere altre fonti rinnovabili ed altre tecnologie. L'eolico, in particolare quello marino, ha maggiore produzione d'inverno e opera anche di notte, così solare ed eolico sono l'uno complementare all'altro sia nelle stagioni che nel corso della giornata. Anche l'idroelettrico potrà dare un maggiore contributo se il rinnovo delle concessioni favorirà il ripristino delle capacità di accumulo e la gestione dei pompaggi.

Da qualche anno l'elettricità fotovoltaica generata da nuovi impianti risultava meno costosa di quella prodotta da nuovi impianti con fonti fossili. Con le regole attuali il prezzo di mercato è legato al costo marginale, quello degli impianti a metano peraltro cresciuto dopo a guerra in Ucraina, questa differenza ha costituito un diretto beneficio per gli operatori del FV e dell'idroelettrico e per il settore del credito, vedi Fubini nel Corriere della Sera del 6 ottobre, a spese dei consumatori, vedi l'editoriale di questo numero della rivista.

Nella nuova fase di competizione con le fonti fossili nelle ore senza insolazione, i costi dell'elettricità PV aumenteranno per l'uso delle batterie, ma dovranno restare competitivi. Poi, sia pur lentamente, i prezzi dovranno cominciare a scendere, a benefico dei consumatori che finora hanno sopportato tutto il costo della transizione. Perché questo avvenga sono necessarie nuove regole nel mercato dell'energia che ne favoriscano la direzione.



Fotovoltaico: l'Italia e l'Europa verso un futuro solare

Dario Davanzo e Andrea Fabbri, Portavoce dell'Alleanza per il Fotovoltaico in Italia

Il 2025 sarà ricordato come un anno di svolta per l'energia in Europa. Per la prima volta, il fotovoltaico è diventato la principale fonte di produzione elettrica dell'Unione europea, superando gas e carbone e conquistando il 22,1% della generazione complessiva[1]. Un traguardo simbolico ma al tempo stesso concreto, che racconta di un continente che ha scelto di puntare con decisione sul sole come risorsa strategica per la propria transizione energetica.

Questo risultato, infatti, non è frutto del caso. In ben tredici Paesi dell'Unione, giugno ha segnato un record nella produzione solare. Tra i casi più emblematici ci sono i Paesi Bassi, che hanno coperto con il fotovoltaico il 40,5% della domanda elettrica, e la Grecia, che ha raggiunto il 35,1%. Numeri che dimostrano come la capacità installata continui a crescere rapidamente e come il fotovoltaico stia diventando un alleato prezioso per garantire stabilità alla rete nei momenti di picco della domanda.

Anche l'Italia non è rimasta indietro. Anzi, il nostro Paese ha vissuto mesi storici. A maggio 2025 le rinnovabili hanno coperto il 55,9% della domanda elettrica nazionale, il valore più alto mai registrato, con il fotovoltaico che da solo ha generato il 37,2% dell'elettricità. Un mese dopo, a giugno, il solare ha toccato il 42,6% della produzione, superando per la prima volta l'idroelettrico, storicamente la principale delle fonti rinnovabili italiane[2]. È un sorpasso dal forte valore simbolico, che segna il passaggio di testimone verso una nuova era energetica.

Benefici del fotovoltaico

Il fotovoltaico utility-scale, che riguarda gli impianti di grandi dimensioni progettati per immettere energia direttamente in rete, gioca un ruolo decisivo in questa trasformazione. Nel solo 2025, secondo le stime dell'Agenzia internazionale dell'energia, sono attesi fino a 7 miliardi di euro di investimenti in Italia nel comparto delle rinnovabili[3]. Un flusso di risorse che contribuisce a rendere più dinamico e competitivo il mercato nazionale.

I benefici, però, non si limitano all'aspet-

[1] *Dati Ember, giugno 2025: https://ember-energy.org/latest-insights/solar-is-eus-biggest-power-source-for-the-first-time-ever/*
[2] *Dati Terna, maggio 2025: https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-maggio-2025*
[3] *Fonte: analisi di Verdian Power su scenari IEA*
[4] *Fonte: "EU Solar Jobs", SolarPower Europe*

to finanziario. Gli impianti utility-scale portano valore aggiunto ai territori che li ospitano, generando occupazione, infrastrutture e progetti di sviluppo locale. Spesso queste iniziative si traducono in programmi di formazione per i giovani, interventi di efficientamento energetico e installazione di impianti fotovoltaici su edifici pubblici, campagne di sensibilizzazione ambientale, contribuendo così alla transizione ecologica e allo sviluppo sostenibile delle comunità. In questo modo, il solare diventa un volano di crescita sociale e culturale, oltre che economica.

L'occupazione è uno degli effetti più tangibili della crescita del fotovoltaico. Secondo SolarPower Europe[4], entro il 2028 il settore solare potrebbe arrivare a impiegare più di un milione di persone in Europa. L'Italia è già quarta nel continente con circa 80.000 addetti e, secondo le previsioni, entro il 2028 potrebbe raggiungere i 100.000 posti di lavoro, superando la Spagna e diventando il terzo Paese europeo per occupazione nel comparto. È un settore che richiede competenze diversificate: dagli ingegneri agli agronomi, dai geologi agli esperti di comunicazione e supply chain, fino agli specialisti in qualità, salute, sicurezza e ambiente. Questa pluralità di professionalità rende il fotovoltaico un ecosistema ricco e inclusivo, capace di offrire opportunità concrete alle nuove generazioni e a chi proviene da settori tradizionali in fase di trasformazione.

Un importante valore aggiunto è quello ambientale. Ogni impianto fotovoltaico su larga scala evita l'emissione di migliaia di tonnellate di CO_2 all'anno. Secondo l'Intergovernmental Panel on Climate Change (Ipcc), il potenziale di riduzione a livello globale è compreso tra 2 e 7 miliardi di tonnellate di CO_2 equivalente entro il 2030[5]. Per l'Italia, si stima un taglio del 75% delle emissioni rispetto al 1990, un obiettivo raggiungibile grazie alla spinta delle rinnovabili e del solare in particolare[6]. Si tratta di un contributo fondamentale non solo per rispettare gli impegni internazionali, ma anche per migliorare la qualità della vita dei cittadini.

C'è poi un aspetto strategico che non può essere trascurato: la sicurezza energetica. Nel 2024 l'Italia ha coperto con importazioni il 74,8% del fabbisogno nazionale, una dipendenza che rende il Paese vulnerabile alle oscillazioni dei mercati e alle crisi geopolitiche[7]. Aumentare la produzione interna di energia rinnovabile significa rafforzare l'autonomia, abbassare i costi e ridurre i rischi. In un contesto di domanda elettrica in costante crescita (+2,2% nel 2024 rispetto all'anno precedente[8]), la capacità di produrre energia pulita sul territorio diventa una priorità strategica.

Attorno al fotovoltaico, infine, si sta sviluppando anche una filiera industriale sempre più robusta. In Italia operano oltre 37.000 imprese legate alle rinnovabili, che si occupano di installazione, manutenzione, produzione, consulenza e manifattura[9]. Secondo Enel Foundation, il raggiungimento degli obiettivi 2030 potrebbe mobilitare 320 miliardi di euro di investimenti e creare 540.000 nuovi posti di lavoro nell'arco del decennio. Una crescita che, tuttavia, necessita di un quadro normativo chiaro e stabile[10].

---

[5] Fonte: "Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change", Ipcc
[6] Fonte: "Piano elettrico 2030", Elettricità Futura
[7] Fonte: "Med & Italian Energy Report" di Politecnico di Torino e Intesa Sanpaolo
[8] Fonte: "Terna: nel 2024 consumi elettrici in aumento del 2,2%", Terna
[9] Fonte: "100 Italian Renewable Energy Stories", Symbola ed Enel
[10] Fonte: "La filiera italiana delle tecnologie per le energie rinnovabili e smart verso il 2030" di Enel Foundation

Principali ostacoli e sfide future

Ed è proprio qui che emergono i principali ostacoli. La lentezza burocratica, i ritardi nelle autorizzazioni, i conflitti di competenza tra Stato e Regioni e la mancanza di una pianificazione territoriale condivisa spesso frenano o bloccano i progetti, con tempi che superano anche i tre anni prima della messa in esercizio di un impianto. È quindi fondamentale che le istituzioni a tutti i livelli, attraverso un confronto costruttivo e continuo con i player del settore e i territori, si assumano la responsabilità di snellire le procedure, garantire regole certe e creare un contesto favorevole agli investimenti. Senza questo impegno politico e amministrativo, gli obiettivi fissati al 2030 rischiano di restare solo sulla carta.

La sfida dei prossimi anni sarà anche tecnologica. Il miglioramento delle celle fotovoltaiche, lo sviluppo di sistemi di accumulo sempre più efficienti e l'integrazione con le reti intelligenti potranno moltiplicare l'impatto del solare e renderlo ancora più competitivo. In questo scenario l'Italia ha l'opportunità di diventare non soltanto un Paese che importa tecnologia, ma un vero hub di innovazione, capace di attrarre competenze e investimenti nella ricerca. La combinazione tra capacità industriale, risorse naturali e know-how scientifico potrebbe trasformare il nostro Paese in un laboratorio avanzato per la transizione energetica europea.

L'Europa dimostra che la strada è percorribile e che il solare può diventare il motore principale della transizione energetica. L'Italia, con i risultati storici raggiunti nel 2025, ha dimostrato di avere le potenzialità per essere tra i protagonisti di questa rivoluzione. Ora la sfida è consolidare i successi, accelerare i tempi e accompagnare lo sviluppo del settore con politiche di lungo respiro. Perché il fotovoltaico non è solo una risposta alla crisi climatica: è una leva industriale, un'opportunità economica e una garanzia di sicurezza per il futuro del Paese.

Fotovoltaico: a che punto siamo con la transizione energetica?

Cecilia Bergamasco, Responsabile Comunicazione di Italia Solare

Il fotovoltaico ha ormai, e per fortuna, smesso di essere una tecnologia di nicchia e si è affermato come uno degli assi portanti della transizione energetica non solo italiana, ma anche europea. I dati parlano chiaro: secondo Eurostat a **giugno 2025** per la prima volta il solare (22,0%) è stata la principale fonte di elettricità in Europa, davanti a nucleare (21,6%), eolico (15,8%), idroelettrico (14,1%) e gas naturale (13,8%). Guardando in casa nostra a fine luglio 2025 sono stati superati due traguardi simbolici, più di 2 milioni di impianti connessi alla rete e oltre 40 GW di potenza installata. Non si tratta soltanto di numeri, ma di un cambiamento strutturale nella composizione del sistema elettrico, che oggi poggia sempre più sulla generazione distribuita legata alle rinnovabili. Questo sviluppo ha coinvolto imprese, grandi operatori industriali e finanziari,

e senza ombra di dubbio anche il mondo residenziale, rendendo il fotovoltaico una tecnologia pervasiva e intersettoriale.

Una crescita diffusa e stabile

La crescita del fotovoltaico in Italia non si è arrestata nemmeno con la fine del Superbonus, che pure aveva rappresentato un forte stimolo nel settore residenziale. Nei primi sette mesi del 2025 sono stati connessi 132.276 nuovi impianti per circa 3,3 GW di nuova potenza, segno di una domanda che resta solida grazie a due driver fondamentali: il calo dei prezzi delle tecnologie e la crescente consapevolezza della convenienza economica del solare.

Nel comparto residenziale, le connessioni si mantengono intorno a 90 MW/mese, circa quattro volte il ritmo precedente al Superbonus. Un impianto fotovoltaico domestico consente un risparmio immediato sulle bollette, con tempi di ritorno dell'investimento compresi tra i 4 e i 7 anni a seconda della taglia e della localizzazione. I driver di tale domanda sono principalmente due: la discesa dei prezzi delle tecnologie, non solo di quella fotovoltaica ma anche e soprattutto delle tecnologie di accumulo elettrochimico, e la diffusione della consapevolezza della convenienza economica del fotovoltaico. A questo si aggiunge l'aumento del valore dell'immobile e la possibilità, sempre più concreta, di sfruttare strumenti innovativi come gli autoconsumi collettivi e le comunità energetiche rinnovabili, che estendono i benefici del solare anche ai condomini e a soggetti diversi collegati alla stessa cabina primaria.

Per il settore commerciale e industriale, il fotovoltaico si è rivelato un alleato prezioso per ridurre l'esposizione alla volatilità dei prezzi dell'energia. Molte aziende hanno potuto installare impianti sui propri capannoni con ritorni tra i tre e quattro anni. Per i consumatori più energivori, laddove i tetti non sono sufficienti a coprire il fabbisogno, si aprono possibilità di installazioni a terra in aree limitrofe, connesse direttamente agli stabilimenti. Anche in questo caso, se gli impianti rientrano in configurazioni di comunità energetiche, possono beneficiare di tariffe premio per l'energia condivisa, rendendo l'investimento ancora più conveniente.

Sul fronte dei grandi impianti utility scale, nonostante la complessità e la lentezza degli iter autorizzativi, il contributo è in costante aumento. Questi impianti restano fondamentali per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC al 2030 e dall'Unione Europea al 2050, in quanto i soli tetti non possono soddisfare l'intera domanda di elettricità rinnovabile. Una parte crescente dei progetti utility scale viene realizzata in configurazioni agrivoltaiche, che consentono la coesistenza di produzione agricola ed energia solare. Questa soluzione, se ben progettata, offre vantaggi multipli: permette di mantenere la continuità delle coltivazioni, integra sistemi di irrigazione moderni e genera redditi aggiuntivi per le aziende agricole, migliorandone la resilienza economica.

Accumuli: la nuova frontiera del fotovoltaico

Un capitolo decisivo per il futuro del solare riguarda l'integrazione con i sistemi di accumulo. La riduzione dei costi delle batterie, insieme a performance tecniche in costante miglioramento, ha reso l'accumulo una tecnologia complementare al fotovoltaico, capace di trasformarlo da fonte "non programmabile" a risorsa affidabile per il sistema elettrico.

Il meccanismo Macse, introdotto dal D.Lgs. 210/2021 e gestito da Terna, prevede l'assegnazione tramite aste competitive di 50 GWh di capacità di stoccaggio entro il 2030, con la prima asta da 10 GWh prevista proprio nel 2025. L'interesse degli operatori è elevatissimo: a fronte di pochi progetti autorizzati, sono in valutazione centinaia di richieste per una potenza complessiva superiore ai 30 GW. Questo dimostra sia l'appetibilità del settore, sia le difficoltà della pubblica amministrazione nel processare le pratiche con la necessaria tempestività.

Gli accumuli non servono soltanto a gestire la produzione intermittente, ma anche a garantire la sicurezza del sistema, offrendo servizi ancillari e migliorando la resilienza della rete. Per le imprese, l'accumulo integrato a un impianto fotovoltaico rappresenta uno strumento per massimizzare l'autoconsumo, stabilizzare i costi energetici e ridurre la dipendenza dalla rete nelle ore di picco.

Vantaggi consolidati del fotovoltaico

Il fotovoltaico presenta oggi benefici che vanno oltre la semplice convenienza economica. Dal punto di vista energetico, riduce la dipendenza dall'importazione di gas naturale e contribuisce alla sicurezza nazionale, abbattendo l'esposizione alla volatilità dei mercati fossili. Sul piano ambientale consente di decarbonizzare i consumi e può persino favorire la biodiversità: diversi studi dimostrano che gli impianti fotovoltaici a terra, se ben gestiti, possono diventare habitat favorevoli per insetti impollinatori e piccoli animali.

Gli impatti sociali ed economici sono altrettanto significativi: dalla creazione di posti di lavoro locali durante la costruzione e la manutenzione, fino alle opportunità di sviluppo per le comunità che ospitano grandi impianti, spesso attraverso accordi con i gestori per realizzare infrastrutture e servizi. A livello urbano, il fotovoltaico integrato negli edifici rappresenta un elemento di efficienza energetica e riqualificazione del patrimonio immobiliare.

Le criticità ancora aperte

Nonostante i progressi, restano sfide complesse da affrontare. La prima riguarda la burocrazia: gli iter autorizzativi per grandi impianti e sistemi di accumulo sono ancora lunghi e incerti, con procedure diverse da regione a regione e spesso poco trasparenti.

La seconda criticità è legata alle aree idonee. La definizione dei criteri regionali è ancora frammentata, con approcci disomogenei che rischiano di rallentare la realizzazione dei progetti e di generare conflitti locali. Un ulteriore nodo riguarda la rete elettrica. Le connessioni ai nodi di trasmissione e distribuzione presentano tempi lunghi e incertezza sugli investimenti infrastrutturali necessari. Senza un adeguato potenziamento della rete, la crescita del fotovoltaico rischia di incontrare colli di bottiglia significativi.

Infine, è cruciale affrontare il tema delle competenze e delle risorse nella pubblica amministrazione. Le migliaia di progetti pendenti dimostrano la necessità di rafforzare strutturalmente gli uffici autorizzativi, utilizzando anche gli oneri istruttori versati dagli operatori per assumere personale tecnico qualificato.

Uno sguardo al futuro

Le prospettive per il fotovoltaico in Italia restano molto positive. L'elettrificazione dei consumi, guidata da pompe di calore, mobilità elettrica e nuovi processi industriali, richiederà una quantità crescente di energia rinnovabile e decarbonizzata. In questo contesto, il fotovoltaico, integrato con accumuli e smart grid, rappresenta la tecnologia più flessibile, scalabile e competitiva.

Un ruolo decisivo sarà svolto dalle comunità energetiche rinnovabili, che consentono di superare la logica del singolo impianto e di condividere l'energia a livello locale, con benefici economici e ambientali diffusi. Parallelamente, l'espansione dell'agrivoltaico potrà offrire nuove opportunità di reddito per il settore agricolo, favorendo investimenti in tecnologie e infrastrutture rurali.

Il fotovoltaico italiano ha compiuto un salto di scala irreversibile e la tecnologia è destinata a rafforzare ulteriormente il suo peso nel mix energetico, basti pensare ai 10 milioni di tetti residenziali e ai circa 700 mila capannoni industriali non ancora solarizzati.

Ma il cammino verso un sistema elettrico decarbonizzato non è privo di ostacoli: servono regole chiare, semplificazione burocratica, investimenti nella rete e un rafforzamento delle strutture pubbliche. Ma le basi sono solide: il fotovoltaico è oggi una scelta conveniente, tecnologicamente matura e socialmente accettata. L'Italia ha quindi l'opportunità concreta di diventare uno dei paesi leader in Europa nella produzione solare, con benefici duraturi per l'economia, l'ambiente e la sicurezza energetica, ma serve la volontà politica.

Il fotovoltaico fa risparmiare... ma da solo non genera **efficienza**

Luigi Aurelio Borghi, General Manager
Selena Peloni, Responsabile Marketing
Didelme Sistemi

Negli ultimi anni, migliaia di aziende hanno investito in impianti fotovoltaici attratte da incentivi, sostenibilità e riduzione dei costi energetici. Eppure, persiste un malinteso: pensare che installare pannelli solari equivalga automaticamente a essere efficienti. Il fotovoltaico è una fonte rinnovabile, non una tecnologia di ottimizzazione.

Senza un sistema che analizzi, coordini e valorizzi i dati di produzione in relazione ai consumi reali dell'azienda, l'energia solare rischia di restare un'opportunità sprecata.

Risparmio ed efficienza: non sono la stessa cosa

Quando si parla di risparmio il focus è sui costi e paradossalmente i costi si possono abbassare anche con apparecchi poco performanti… basta ridurre l'uso.

Quando si parla di efficienza invece il focus è sulla qualità dell'uso dell'energia. Un'azienda può essere efficiente anche se consuma tanto purché ogni kWh sia utilizzato nel modo migliore.

Fondamentalmente, quindi, un'azienda che installa un impianto fotovoltaico risparmia perché riduce la bolletta ma se quell'energia viene usata male, in orari non produttivi o senza ridurre i carichi non necessari... **l'efficienza è bassa**.

Sintetizzando: **il fotovoltaico fa risparmiare** perché riduce i costi energetici (meno prelievi dalla rete = bollette più leggere), dà accesso agli incentivi e si ammortizza in pochi anni **ma non genera efficienza da solo** perché, pur producendo energia pulita, non decide come o quando usarla. Ovvero:

- Se accendo i macchinari in un momento in cui non c'è sole -> il FV non mi aiuta
- Se uso energia FV per processi energivori inefficaci -> continuo a sprecare

Da ciò deriva la necessità di integrare i dati fotovoltaici nel sistema di monitoraggio energetico aziendale e quindi trasformare l'impianto FV da semplice generatore passivo a risorsa attiva che guida scelte produttive, sostenibili e intelligenti.

L'app del mio impianto FV non basta?

Le applicazioni che accompagnano gli impianti FV sono sicuramente ottimi strumenti e con molta probabilità in ambito domestico sono più che sufficienti. Le cose cambiano in ambito aziendale, nei contesti produttivi dove c'è la necessità di ottimizzare i carichi e ridurre i picchi.

In questi ambienti, i dati energetici del fotovoltaico devono dialogare in tempo reale con quelli aziendali allo scopo di fare strategie di efficientamento più sofisticate.

Integrare produzione solare e consumi orari, ad esempio, permette di misurare il reale beneficio dell'impianto in termini di riduzione dei costi energetici e valutare con precisione il livello di autoconsumo effettivo.

Altro enorme vantaggio deriva dalla possibilità di organizzare una sincronizzazione intelligente delle lavorazioni, spostando le attività energivore nelle fasce orarie di massima produzione solare. Questo approccio consente di aumentare l'autoconsumo, ridurre i prelievi dalla rete e valorizzare ogni kilowatt prodotto. Ad esempio:

- Utilizzare l'energia in eccesso per attivare dei boiler elettrici: l'energia solare viene convertita in energia termica e immagazzinata sotto forma di acqua calda, pronta per essere utilizzata nei momenti di maggiore richiesta o quando il FV non produce. È una forma di accumulo semplice, economica e strategica.
- Attivare i servizi ausiliari nei periodi di sovrapproduzione: parliamo di funzioni di supporto (es. sistemi di ventilazione, raffrescamento, illuminazione, movimentazione interna, carica dei dispositivi elettrici, sanificazione ecc.) che possono essere programmate in modo flessibile. Questi servizi possono essere sincronizzati con la disponibilità solare (anziché attivati in orari casuali o notturni) trasformando l'energia in surplus in valore operativo.

Sinergia tra soggetti diversi

La gestione sincronizzata delle attività interne all'azienda può essere poi estesa esternamente attraverso il **coordinamento strategico tra soggetti diversi**.

Approfondiamo con le immagini qui sotto.

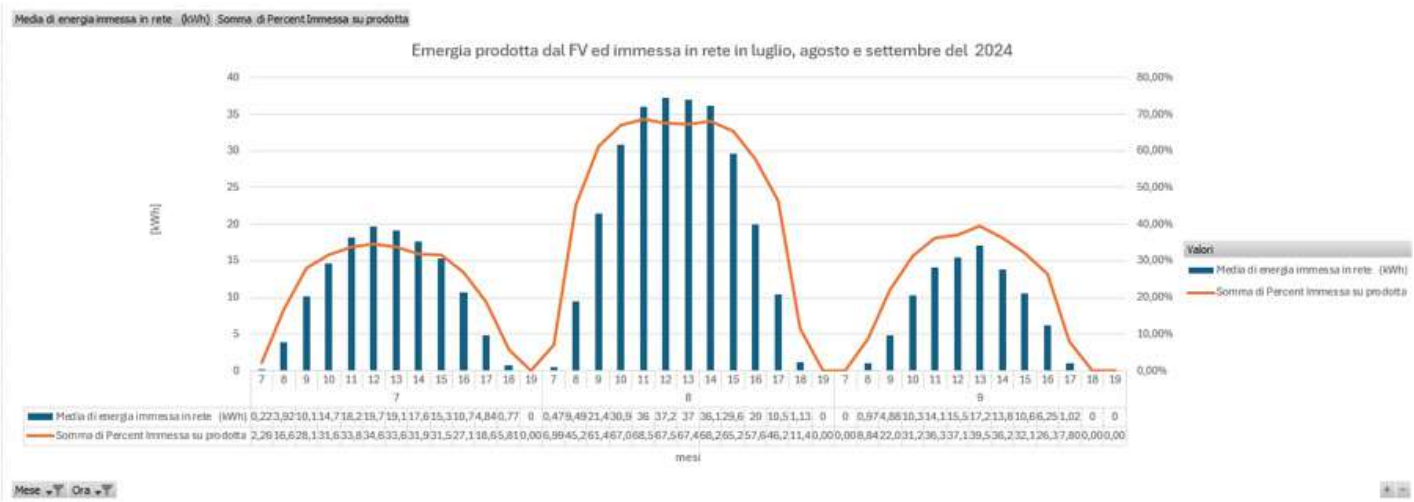


Figura 1 Produzione del FV di un'azienda manifatturiera

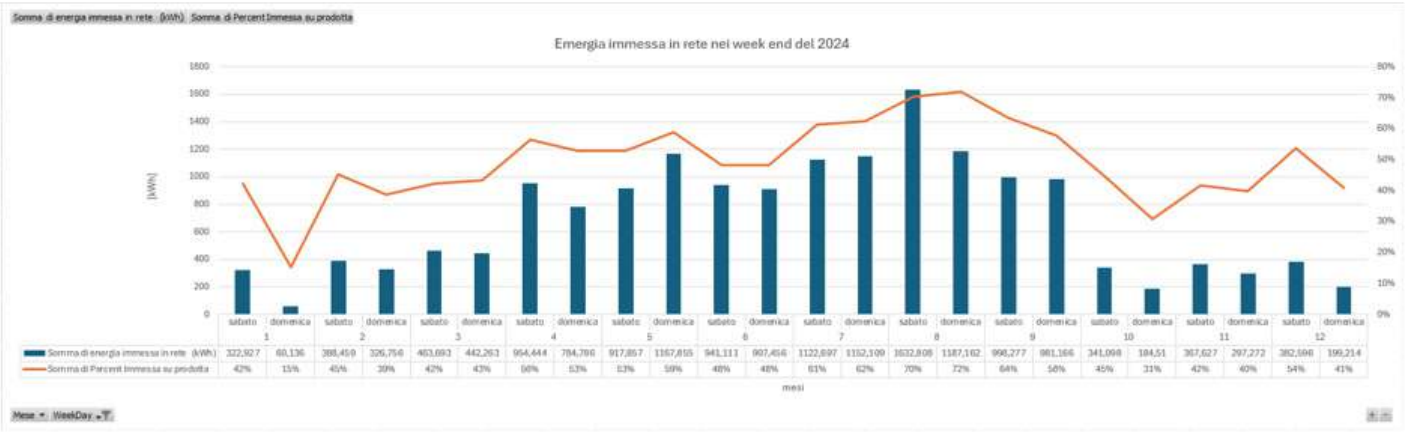


Figura 2 Produzione del FV di un'azienda manifatturiera

Le figure 1 e 2 mostrano la produzione del FV di un'azienda manifatturiera nostra cliente con impianto da 120 kWp.

Come in molti altri casi che abbiamo analizzato, in questo tipo di realtà percentuali importanti di energia vengono prodotte dal FV e immesse in rete in momenti in cui c'è poco consumo (nei weekend e nei mesi estivi)

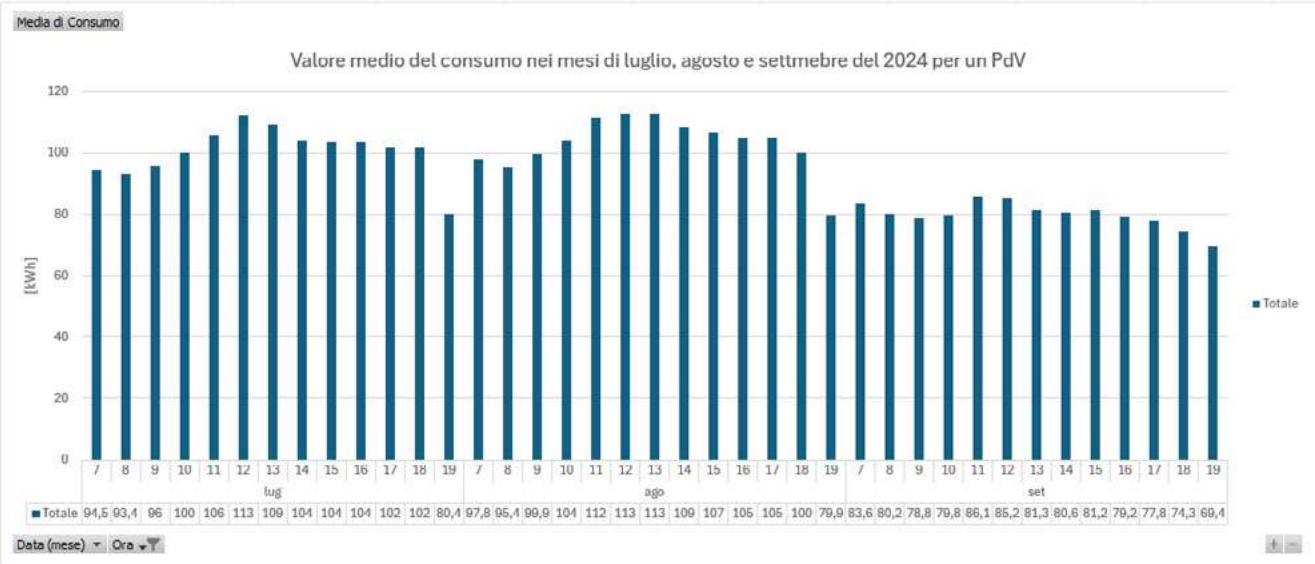


Figura 3 Consumo medio su una ventina di punti vendita di una catena GDO

La figura 3 mostra il consumo medio su una ventina di punti vendita di una catena GDO nostra cliente che ha bisogno di energia proprio in quelle fasce orarie e stagionali.

Questi due casi, apparentemente opposti, mostrano quanto sia strategico il coordinamento energetico tra soggetti diversi, per esempio, attraverso l'adesione alle ***Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)***: modelli collaborativi che permettono di condividere l'energia prodotta localmente tra più attori, ottimizzando l'autoconsumo collettivo e riducendo la dipendenza dalla rete.

In uno scenario del genere, l'energia prodotta dalla manifattura potrebbe essere valorizzata all'interno della CER e utilizzata dai punti vendita della GDO, generando benefici economici, ambientali e reputazionali per entrambi. Vista poi la natura multi-sito della GDO vale la pena menzionare anche il ruolo dei ***comitati/consorzi di CER***, che possono coordinare le strategie di condivisione in maniera ulteriormente strutturata.

Il valore dell'energia

Concludendo, i***l fotovoltaico può davvero generare efficienza? Sì, ma solo quando viene integrato in un sistema capace di leggere,*** interpretare e valorizzare i dati. Non basta produrre energia pulita: serve una visione condivisa, una regia intelligente che sappia trasformare ogni kilowatt in una scelta consapevole.

L'efficienza nasce dal dialogo tra produzione e consumo, tra impianti e processi, tra soggetti diversi che collaborano per un obiettivo comune. Solo così il fotovoltaico smette di essere un asset isolato e diventa parte di un ecosistema energetico evoluto, capace di ridurre i picchi, ottimizzare i carichi, migliorare la rendicontazione ESG e generare valore ambientale, economico e sociale.

È nell'integrazione, nella visione intelligente e nella collaborazione che l'energia diventa valore.

Transizione energetica: due case history al Gruppo San Donato

Energia pulita per una sanità d'eccellenza

Salvatore Bruno, Energy Manager di Gruppo San Donato e AD GKSD ESCo

Il Gruppo San Donato rappresenta da oltre sessant'anni un punto di riferimento della sanità privata in Italia e da qualche anno anche a livello europeo/mondiale. Negli ultimi anni ha curato 5,8 milioni di pazienti all'anno con la disponibilità di oltre 11.000 medici, rappresentando un'eccellenza nella ricerca universitaria.

L'attività ospedaliera è fortemente energivora, solo in Italia si consumano ogni anno 557 GWh tra gas naturale ed energia elettrica. Vista la rilevanza degli aspetti energetici è stata costituita la **GKSD ESCo**, una Energy Service Company con la mission di implementare soluzioni di efficientamento energetico, innovazione e sostenibilità sia all'interno del Gruppo ospedaliero che verso clienti terzi.

Nell'ambito della politica volta all'aumento dell'efficienza energetica, allo sviluppo delle fonti rinnovabili ed alla riduzione delle emissioni climalteranti, si collocano due recenti realizzazioni di impianti fotovoltaici: il primo presso l'**Università Vita-Salute San Raffaele** di Vimodrone (MI) e il secondo presso l'**Istituto clinico San Rocco** a Ome (BS). Si tratta di due interventi distinti, ma uniti dalla stessa visione: applicare nelle nostre strutture azioni concrete di sostenibilità.

La realizzazione di impianti fotovoltaici prevede la necessità di affrontare varie problematiche legate ad iter autorizzativi di connessione (per passare da utente elettrico passivo che prevede il solo acquisto da rete, ad utente attivo ossia autoproduttore di energia), alla delicatezza del lavorare in quota (posa su tetto) ed alla garanzia delle performance anche attraverso la manutenzione periodica.

Impianto fotovoltaico a Vimodrone Università Vita-Salute San Raffaele

Caratteristiche e dati principali

L'impianto fotovoltaico è stato realizzato presso la Residenza Universitaria in via Cassinella a Vimodrone. Si tratta di una cascina ristrutturata in grado di ospitare fino a circa 110 studenti universitari. L'impianto ha una **potenza complessiva di 141,5 kWp**, una produzione di ca. **142.000 kWh/anno**, è composto da **341 pannelli fotovoltaici monocristallino** ad alta efficienza direttamente integrati sul tetto della cascina e distribuiti su una superficie di circa **750 m²**. La connessione alla rete pubblica nazionale avviene in media tensione.

Ostacoli e soluzioni

Il contesto di intervento è quello di una cascina storica milanese, pertanto, uno dei principali ostacoli iniziali è stata l'integrazione dell'impianto con le strutture edilizie esistenti, evitando modifiche invasive (negate per vincoli paesaggistici). Il team tecnico ha progettato un'**installazione complanare alle coperture**, minimizzando l'impatto architettonico e rispettando le normative locali. Particolare attenzione è stata dedicata anche all'**ottimizzazione delle esposizioni** e all'analisi dell'ombreggiamento: il sito ha ottenuto un **coefficiente di ombreggiamento pari a 1,00** che sta ad indicare assenza totale di ombre permanenti.

Durante la fase di progettazione è stata presa in considerazione l'ipotesi di integrare un sistema di batterie di accumulo, con l'obiettivo di immagazzinare l'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai consumi. Tuttavia, in seguito ad un'analisi tecnico-economica, i costi associati all'intervento non risultavano giustificati rispetto ai benefici attesi, comportando il rischio di superare il budget previsto per tale intervento e compromettere la redditività complessiva del progetto, peggiorando l'indice di ritorno sull'investimento (IRR). Nonostante ciò, l'impianto è stato predisposto per accogliere in futuro un sistema di accumulo, qualora le condizioni lo rendessero economicamente e tecnicamente vantaggioso.

Benefici ambientali e gestionali

- **1.236 tonnellate di CO_2 evitate in 20 anni**
- **Circa 500 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) risparmiate**
- Produzione di energia sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuo di oltre 50 utenze domestiche
- Monitoraggio centralizzato per gestione e manutenzione predittiva

Impianto fotovoltaico a Ome
Clinica San Rocco di Franciacorta

Progetto e dati tecnici

La Clinica San Rocco, struttura del Gruppo San Donato nel comune di Ome (BS) in grado di ospitare oltre 180 posti letto con una superficie di oltre 21.000mq, ha realizzato un impianto fotovoltaico da **121,26 kWp**.

L'impianto fotovoltaico è stato installato su parte della copertura inclinata, sfruttando al massimo lo spazio disponibile, e contribuendo alla decarbonizzazione della clinica.

La connessione alla rete pubblica nazionale avviene in media tensione.

Sfide affrontate

La fase di progettazione ha richiesto una particolare attenzione alle interferenze del cantiere con le **attività sanitarie in corso**, evitando qualsiasi disservizio e/o riduzione di servizio ospedaliero. In virtù di questa necessità la realizzazione è stata quindi suddivisa in fasi compatibili con l'operatività della struttura.

Altra problematica affrontata è stata l'adeguamento dell'**impianto di terra** e il **sistema di protezione contro le sovratensioni e i fulmini**, garantendo la totale sicurezza per pazienti e operatori.

Non ultimo, al fine di garantire l'accesso in sicurezza di ogni operatore sanitario e paziente alla struttura, è stato realizzato sul tetto, prima della posa dei pannelli, una protezione alla caduta di oggetti estremamente efficacie. Rispetto alle normali protezioni che prevedono semplici parapetti è stata eseguita una messa in sicurezza con reti ad alta tenuta. L'intervento ha comportato si un extracosto in termini di oneri per la sicurezza, ma ampiamente ripagato dalla continuità di funzionamento della struttura ospedaliera, nonché dalla possibilità di lavorare in completa sicurezza.

In questo contesto di ospedale altamente energivoro la dimensione di un impianto fotovoltaico su tetto comporta un limite di potenza (e quindi di energia producibile) tale per cui non si avrà mai immissione di energia elettrica nella rete elettrica nazionale. Il non avere energia elettrica in esubero in qualsiasi momento, rispetto al fabbisogno della struttura, ovviamente ha portato alla scelta di non prevedere, né predisporre l'impianto, di un sistema di accumulo.

Risultati ottenuti

- Riduzione del fabbisogno energetico dalla rete elettrica nazionale
- Maggiore **resilienza elettrica** della struttura
- Ottimizzazione dei costi operativi
- Pay back economico inferiore a 7 anni a fronte di una vita tecnica di almeno 25 anni
- Contributo concreto per l'applicazione delle politiche di **sostenibilità (ESG)** del Gruppo

Valore strategico e replicabilità

Entrambi gli interventi rappresentano un **modello replicabile** sicuramente tra gli ospedali e le strutture del Gruppo San Donato e dell'Università Vita e Salute San Raffaele.

Inoltre, il know how ed il network sviluppato negli anni da GKSD ESCo con partner strategici, consente di poter offrire analoghe soluzioni e servizi di qualità presso qualsiasi tipo di azienda.

La produzione combinata dei due impianti (oltre **260.000 kWh/anno**) è equivalente a circa **100 utenze domestiche medie** e consente di:

- Evitare l'immissione in atmosfera di diverse tonnellate di gas serra
- Alleggerire la rete nazionale grazie all'autoconsumo diretto
- Attuare le politiche di sostenibilità migliorando i parametri ESG
- Risparmiare in bolletta

Tecnologie all'avanguardia

Come energy manager ho prestato molta attenzione alla qualità dei componenti al fine di realizzare impianti che potessero durare nel tempo mantenendo alte prestazioni. Sono stati selezionati **componenti ad alta efficienza**, tutti conformi alle più recenti normative CEI. In particolare, gli **inverter** scelti assicurano ottima gestione MPPT (Maximum Power Point Tracking: inseguimento del punto di massima potenza), mentre i moduli fotovoltaici garantiscono stabilità anche in condizioni di temperatura elevata o basse irradiazioni. Ogni impianto è monitorato in tempo reale e può essere integrato con **batterie di accumulo**, attualmente non installate andando totalmente in autoconsumo.

Considerazioni finali

Gli impianti fotovoltaici realizzati a Vimodrone e Ome non sono semplici progetti energetici, ma veri **investimenti per il futuro**. Dimostrano come il settore sanitario possa contribuire nella transizione energetica del Paese e come effettivamente il Gruppo San Donato ed il Gruppo GKSD siano attivi su questi temi.

Coltivare il futuro:
Sostenibilità ed Efficienza energetica come leve strategiche per il comparto agricolo

Saverio Magni, CEO e co-founder Energynet, EGE certificato SECEM

Lino Balzarini, Imprenditore agricolo e conduttore dell'Azienda Agricola Montorsi, produttrice di Parmigiano Reggiano

La crescente attenzione verso la decarbonizzazione e la riduzione dei consumi energetici ha tradizionalmente interessato il comparto industriale, caratterizzato da elevata intensità energetica e da margini significativi di intervento in termini di efficienza e riduzione delle emissioni. Negli ultimi anni, tuttavia, anche il settore agricolo sta assumendo un ruolo di rilievo nella transizione energetica, grazie all'introduzione di tecnologie rinnovabili e di soluzioni integrate di gestione dell'energia.

La sostenibilità in ambito agroalimentare non si limita alla riduzione delle emissioni climalteranti, ma si traduce in un vantaggio competitivo misurabile attraverso:

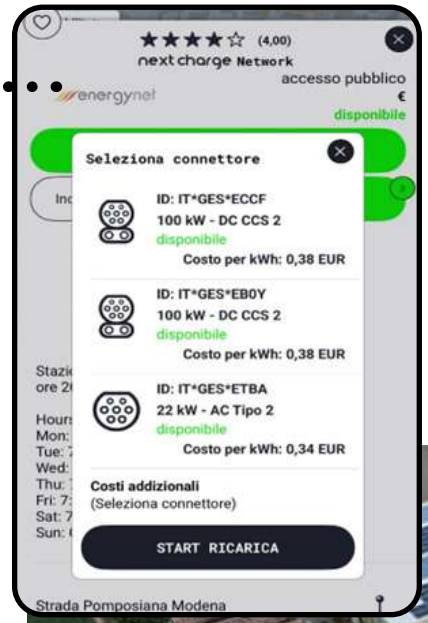
- riduzione dei costi operativi connessi all'approvvigionamento energetico;
- incremento della produttività mediante l'impiego di tecnologie innovative;
- miglioramento della resilienza aziendale rispetto alla volatilità dei prezzi energetici;
- consolidamento della reputazione ambientale e rafforzamento del posizionamento di mercato.

Caso studio: azienda agricola Montorsi (Cittanova, MO)

L'azienda agricola Montorsi, attiva nella filiera del Parmigiano Reggiano, rappresenta un esempio concreto di applicazione di strategie energetiche integrate in ambito agricolo. L'azienda opera a ciclo completo – dalla gestione dei terreni agricoli e allevamento degli animali fino alla trasformazione del latte – garantendo così tracciabilità e controllo diretto su tutti i processi.
Recentemente la realtà modenese è stata oggetto di un intervento organico di riqualificazione energetica, articolato nelle seguenti fasi:

- **bonifica delle coperture esistenti contenenti amianto** e successivo rifacimento mediante pannelli sandwich;
- **installazione di un impianto fotovoltaico da 444,86 kWp** (FIG. 3) con pannelli Jinko Solar mod. JKM590N-72HL4V- con potenza pari a 590 Watt/cadauno, con una producibilità stimata di circa 510.000 kWh/anno, destinata a coprire tutto il fabbisogno energetico aziendale;
- **integrazione di un sistema di accumulo BESS da 100 kWh**, volto ad aumentare la percentuale di autoconsumo e a ottimizzare la remunerazione economica dell'energia prodotta. Sono state unite le utenze di stalla e caseificio per portare tutti i consumi sotto un unico POD in questo modo si può integrare meglio la produzione di energia del fotovoltaico con i consumi aziendali;
- **completo rifacimento della cabina elettrica** con inserimento di un trafo da 630 kVA;
- **colonnina di ricarica** (FIG.1) ad alta potenza in corrente continua per veicoli elettrici da 100 kW, a supporto della mobilità elettrica aziendale, dell'utenza privata e di eventuali utilizzi futuri in ambito agricolo. La scelta di adottare una **colonnina di ricarica super fast di tecnologia finlandese** rappresenta un passo strategico per garantire un servizio ad alta prestazione agli utenti che si recano presso il punto vendita. Il modello installato appartiene alla più recente generazione di sistemi **DC ad alta potenza**, progettati per ridurre drasticamente i tempi di ricarica rispetto alle soluzioni tradizionali in corrente alternata (AC). Sono previsti 3 connettori: 2 in grado di erogare potenza fino a 100 Kw in corrente continua e una in corrente alternata da 22 kW.

2



1

Fig. 1 Stazione di ricarica
Fig. 2 App di gestione della colonnina
Fig. 3 Impianto Fotovoltaico

3

Dal punto di vista tecnico, la colonnina è equipaggiata con **moduli di potenza scalabili** e un'architettura basata su un sistema di distribuzione dinamica della corrente. Questo consente di ottimizzare l'erogazione dell'energia in funzione delle effettive esigenze di ciascun veicolo elettrico collegato, massimizzando l'efficienza del processo di ricarica e riducendo le perdite di conversione.

La colonnina è semplice da utilizzare e viene attivata tramite App. Dall'App si sceglie il connettore disponibile e si procede avviando la ricarica.

La scelta di una colonnina per la ricarica veloce è stata ritenuta un'opportunità per l'azienda agricola in base a due motivi:

- possibilità di convogliare nuova clientela presso il punto vendita
- valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico a un prezzo decisamente superiore rispetto alla cessione in rete.

Dal punto di vista applicativo, la disponibilità di una **colonnina super fast** direttamente presso il punto vendita non solo riduce le barriere all'adozione della mobilità elettrica da parte dei clienti, ma consente anche di trasformare i tempi di sosta per lo shopping in un'opportunità di ricarica rapida ed efficiente.

In media, un veicolo compatibile può ripristinare l'80% della capacità del pacco batterie in meno di 20 minuti, tempo tipicamente coincidente con la permanenza in negozio.

Risultati attesi e indicatori di performance

Il progetto è stato ammesso al Bando Agrisolare (PNRR – Missione 2, Componente 1, Investimento 2.2), che prevede contributi a fondo perduto per interventi su impianti fotovoltaici, sistemi di storage, rimozione dell'amianto e implementazione di soluzioni per la mobilità elettrica.

La presentazione della documentazione e le procedure di partecipazione al bando Agrisolare, oltre alla progettazione e al coordinamento delle attività sono stati affidati a Energynet Srl SB, società di consulenza energetica attiva dal 2002, che ha curato la gestione tecnico-amministrativa in tutte le fasi del progetto, dalla gestione del bando fino alla realizzazione delle opere.

Gli obiettivi energetici e ambientali associati al progetto includono:

- autoproduzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e conseguente riduzione della quota prelevata dalla rete (rimane solo quella relativa al prelievo notturno dopo che si sono scaricate le batterie);
- diminuzione delle emissioni di CO_2 (valore stimato: 130 tCO_2/anno);
- miglioramento della sicurezza ambientale tramite rimozione di materiali contenenti amianto garantendo il rispetto dell'intera filiera;
- supporto alla crescita della mobilità elettrica tramite la stazione di ricarica ad alta potenza;
- incremento dell'autoconsumo attraverso l'utilizzo del sistema di accumulo.

Aspetti progettuali e criticità

Il rispetto delle tempistiche imposte dal bando ha rappresentato una sfida significativa, imponendo un coordinamento stringente tra le diverse imprese esecutrici. La gestione della sicurezza in cantiere ha richiesto particolare attenzione, data la compresenza di operatori specializzati in attività eterogenee (bonifica amianto, impiantistica elettrica, edilizia).

La progettazione e successiva messa in opera della cabina di trasformazione è stata finalizzata per garantire la massima affidabilità e continuità di esercizio dell'impianto.

L'intervento è stato sviluppato adottando criteri di **conformità integrale al quadro normativo vigente**, con particolare attenzione agli aspetti di sicurezza elettrica e protezione degli operatori.

Parallelamente, la progettazione ha tenuto conto delle **prescrizioni paesaggistiche e urbanistiche** applicabili, al fine di integrare l'opera nel contesto territoriale senza impatti visivi o ambientali significativi.

Come sottolineato da Saverio Magni (CEO Energynet), il progetto costituisce un caso studio replicabile per il settore agricolo, dimostrando come interventi di efficienza e produzione rinnovabile possano integrarsi con le esigenze di un'azienda agroalimentare ad alto valore aggiunto.

La riduzione dei consumi elettrici in una RSA

Monitoraggio e misure di miglioramento

Roberto Gerbo, EGE certificato SECEM

In questo articolo si evidenzia l'intervento realizzato in un edificio di circa **11.700 metri quadrati**, con un volume complessivo lordo di **48.000 metri cubi**, attualmente adibito a **Residenza Sanitaria Assistenziale (RSA)**. La struttura ospita abitualmente **circa 70 persone assistite**, con la presenza contemporanea di circa **10 operatori sanitari** che si alternano su turni.

L'edificio è stato **ristrutturato alcuni anni fa**, ma conserva ancora le caratteristiche costruttive e impiantistiche tipiche degli **anni '80 e '90**. Questo vale sia per le finiture edilizie sia per gli impianti, che comprendono principalmente un **sistema centralizzato di riscaldamento tradizionale per l'inverno** e un **condizionamento estivo ad aria**. La maggior parte degli apparecchi e degli impianti utilizza **energia elettrica**, come l'illuminazione, gli ascensori, i sistemi di lavaggio e gli impianti delle camere.

I consumi elettrici: il punto di partenza

L'alimentazione elettrica dell'edificio proviene da un **unico punto di connessione alla rete in media tensione**, con trasformazione in bassa tensione per l'utilizzo interno.

Nel **2022**, prima dell'installazione di un impianto fotovoltaico, sono stati registrati i **consumi elettrici annuali**, che rappresentano la cosiddetta **baseline** (cioè il riferimento iniziale per valutare futuri miglioramenti in termini di efficienza energetica e risparmio):

MESE e ANNO	F1 (kWh)	F2 (kWh)	F3 (kWh)	TOT (kWh)	%F1/Ftot	%F2/Ftot	%F3/Ftot	Potenza media F1 (kW)	Potenza media F2 (kW)	Potenza media F3 (kW)	Stima consumi F1 +F2/7+F3/7	consumo /giorno (kWh/giorno)	Spesa tot (€)	Spesa unitaria (€/kWh)	Pmax F1 (kW)
gen-22	10381	6438	10284	27103	38%	24%	38%	44,9	38,1	29,9	12770	874	9874,11	0,36	82,8
feb-22	10052	6178	7521	23751	42%	26%	32%	45,7	37,7	26,1	12009	848	8210,89	0,35	87,6
mar-22	10576	6314	7518	24408	43%	26%	31%	41,8	35,3	24,1	12552	787	11216,44	0,46	83,4
apr-22	8568	5880	8080	22528	38%	26%	36%	41,0	33,6	24,0	10562	751	8508,72	0,38	73,8
mag-22	9137	5334	7288	21759	42%	25%	33%	37,8	30,7	22,2	10940	725	7783,2	0,36	74
giu-22	8295	4990	7298	20583	40%	24%	35%	35,9	29,5	22,8	10050	686	8546,14	0,42	68,4
lug-22	18637	12356	14080	45073	41%	27%	31%	80,7	66,8	42,9	22414	1502	29228,81	0,65	150
ago-22	17262	9113	10400	36775	47%	25%	28%	71,3	52,4	31,7	20050	1226	27989,92	0,76	153,6
set-22	8383	5168	6542	20093	42%	26%	33%	34,6	29,7	21,5	10056	670	12396,8	0,62	69,6
ott-22	7481	4967	6632	19080	39%	26%	35%	32,4	26,8	20,2	9138	636	6442,53	0,34	70,8
nov-22	8958	5212	6857	21027	43%	25%	33%	38,8	30,8	21,4	10682	701	7562,67	0,36	72,6
dic-22	9455	6051	7867	23373	40%	26%	34%	43,0	33,6	22,9	11443	779	10619,33	0,45	77,4
Anno 2022	**127185**	**78001**	**100367**	**305553**	**41%**	**25%**	**33%**				**152666**		**148380**		

A livello mensile si rilevano come prevedibili consumi assoluti più elevati nei 2 mesi estivi in tutte le fasce (condizionamento) con consumi medi giornalieri tra 1200 e 1500 kWh/giorno. Negli altri mesi i consumi medi giornalieri variano tra 670 e 850 kWh/giorno.

I consumi mensili percentuali di fascia sono abbastanza stabili (salvo pochi mesi sono compresi entro +-5% della media). Essi variano in F1 (meno in F2) in base all'andamento dell'illuminazione naturale che richiede integrazione con l'illuminazione artificiale, mentre in F3 sono più stabili con picco a dicembre (maggiore uso illuminazione artificiale e eventi natalizi). I consumi in F3 ammettono un'azione di miglioramento (riduzione illuminazione notturna), attivata a fine 2022, non oggetto della presente analisi ma da tenere presente.

Di massima si può valutare che un impianto FV che preveda autoproduzione e consumo istantaneo dovrebbe produrre circa 150000 kWh/anno con potenza nominale di circa 100 kW.

L'impianto Fotovoltaico (FV) condizioni di progetto - EPIA

Le dimensioni dell'area disponibile su terrazzo hanno limitato la realizzazione un impianto FV di adeguata potenza per assicurare la massima riduzione di consumi da rete, per cui già in fase di progetto, considerata la baseline, si è ipotizzato che il nuovo impianto FV avrebbe lavorato totalmente per autoconsumo – uso diretto istantaneo.

È stato progettato e realizzato un impianto FV di 30 kW nominali (34,32 KW di picco), inclinazione 10°e orientamento a 200°, con produzione annua stimata di 40870 kWh/anno (è previsto autoconsumo 99,8%), dotato di inverter di buona qualità e senza sistemi di accumulo elettrici, con pannelli FV monocristallini di potenza nominale circa 400 W.

La riduzione di consumo da rete prevista nel progetto (circa 12% a fine primo anno) si è stimato portasse a un risparmio annuale stimato: 13.186 € a prezzi/tariffe 2022. Considerata la spesa investimento di 54500 € ne consegue un Payback Time: 4,1 anni.

I consumi da rete e la produzione dell'impianto FV installato EPIA – Resa reale 2023

Il monitoraggio mensile sviluppato ha evidenziato:

- Consumi da rete e Produzione FV

FIRENZE	CONTATORE				FV					
MESE e ANNO	F1	F2	F3	TOT	Lettura in campo (contatore FV)	Produzione FV (kWh)	Ipotesi distrib FV per fasce F1 (5/7)	Ipotesi distrib FV per fasce F2	Ipotesi distrib FV per fasce F3 (1/7)	Totale CONT e FV
gen-23	9436	5535	7708	22679		695,40	496,71	99,34	99,34	23374,40
feb-23	7457	5216	6007	18680	2828,33	2828,33	2020,24	404,05	404,05	21508,33
mar-23	7294	5050	6128	18472	6841,88	4013,55	2866,82	573,36	573,36	22485,55
apr-23	4673	4297	6497	15467	11739,40	4897,52	3498,23	699,65	699,65	20364,52
mag-23	4895	4002	5712	14609	16777,64	5038,24	3598,74	719,75	719,75	19647,24
giu-23	4351	3784	5696,4	13832	22524,98	5747,34	4105,24	821,05	821,05	19579,27
lug-23	13479	9237	10091,8	32807	28813,38	6288,40	4491,71	898,34	898,34	39095,48
ago-23	11927	7854	10044	29825	34482,95	5669,57	4049,69	809,94	809,94	35494,57
set-23	8265	6410	7843	22518	39209,70	4726,75	3376,25	675,25	675,25	27244,75
ott-23	6819	4604	6390,91	17814	42051,08	2841,38	2029,56	405,91	405,91	20655,39
nov-23	8134	5185	6890	20209	43904,99	1853,91	1324,22	264,84	264,84	22062,91
dic-23	8035	5921	9340	23296	45153,52	1248,53	891,81	178,36	178,36	24544,53
Anno 2023	**94765**	**67094**	**88348**	**250208**		**45849**	**32749**	**6549,85**	**6549,85**	**296056,9**

Dalle bollette emerge che la energia immessa in rete è praticamente nulla (2-4 kWh/mese), ciò conferma che il nuovo impianto FV ha lavorato sostanzialmente in autoconsumo – uso diretto istantaneo, nonostante le riduzioni di consumi gestionali ottenute. La produzione FV di 45849 kWh/anno è superiore alle previsioni (40780 kWh/anno) con una radiazione annua sostanzialmente stabile nel 2022 e 2023.

- Risparmi azione di miglioramento non FV e Baseline normalizzata

Per un'analisi corretta, anche se non determinante ai fini della valutazione delle prestazioni del FV, la baseline va "normalizzata" in base a azioni di miglioramento gestionale (riduzioni consumi) e diverso uso condizionamento estivo (maggiori usi in alcuni mesi, da valutare con dati integrati di insolazione, temperatura e umidità esterne).

L'analisi evidenzia nel 2023 gli effetti della azione di miglioramento gestionale (da novembre 2021) in particolare efficace su F2 e F3 in tutti i mesi (però in controtendenza a novembre e dicembre- eventi natalizi), cui si contrappone a settembre e ottobre il maggiore uso del condizionamento.

In sintesi:

- Riduzione consumi medi F1e F2 circa 400 kWh/mese, F3 circa 600 KWh/mese
- Maggiori consumi condizionamento settembre (F1 3700 kWh/mese; F2 2500 kWh/mese; F1 3000 kWh/mese) e ottobre (F1 1900 kWh/mese; F2 700 kWh/mese; F1 1300 kWh/mese)

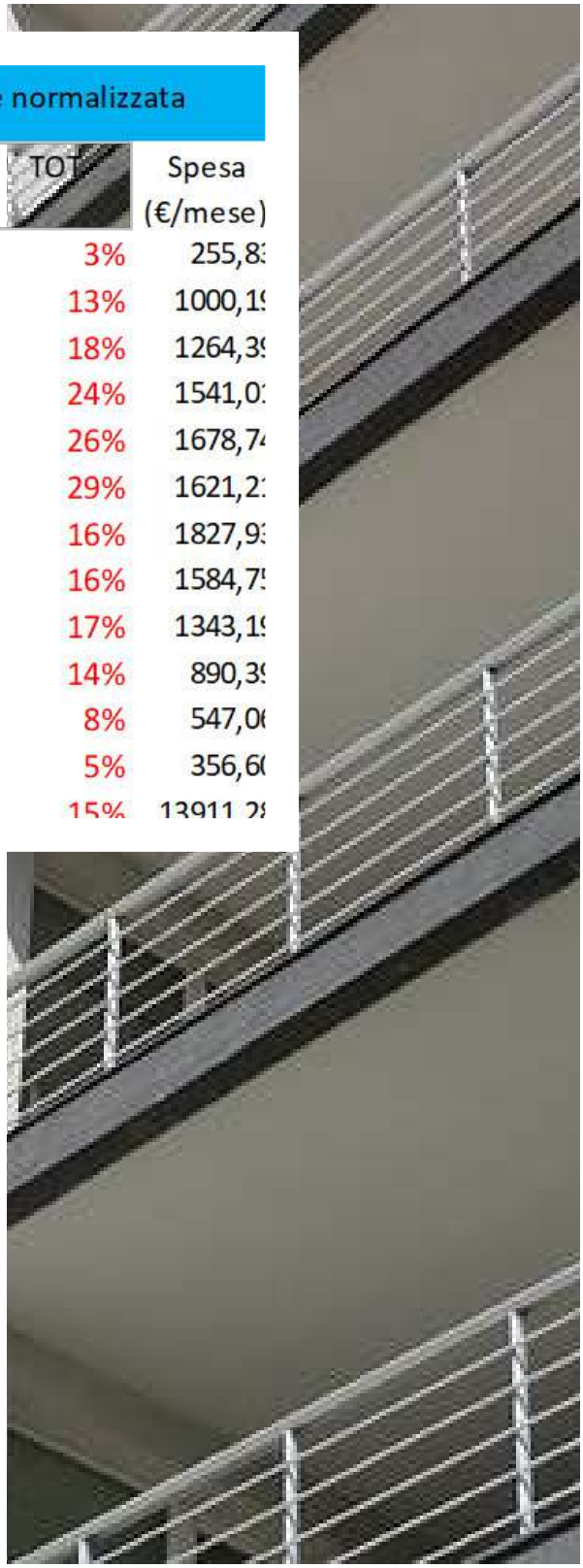
Ne consegue:

FIRENZE	BASELINE NORMALIZZATA				Variaz vs Baseline			
MESE e ANNO	F1	F2	F3	TOT	F1	F2	F3	TOT
gen-22	9932,714	5634,3429	7807,3429	23374,4	-4,3%	-12,5%	-24,1%	-13,8%
feb-22	9477,236	5620,0471	6411,0471	21508,33	-5,7%	-9,0%	-14,8%	-9,4%
mar-22	10160,82	5623,3643	6701,3643	22485,55	-3,9%	-10,9%	-10,9%	-7,9%
apr-22	8171,229	4996,6457	7196,6457	20364,52	-4,6%	-15,0%	-10,9%	-9,6%
mag-22	8493,743	4721,7486	6431,7486	19647,24	-7,0%	-11,5%	-11,7%	-9,7%
giu-22	8456,734	4605,0876	6517,4486	19579,27	1,9%	-7,7%	-10,7%	-4,9%
lug-22	17970,26	10135,034	10990,185	39095,477	-3,6%	-18,0%	-21,9%	-13,3%
ago-22	15976,69	8663,9386	10853,939	35494,57	-7,4%	-4,9%	4,4%	-3,5%
set-22	11641,25	7085,25	8518,25	27244,75	38,9%	37,1%	30,2%	35,6%
ott-22	8849,007	5009,5614	6796,8214	20655,39	18,3%	0,9%	2,5%	8,3%
nov-22	9953,873	6105,3049	8308,7448	24367,923	11,1%	17,1%	21,2%	15,9%
dic-22	8926,807	6754,8221	10672,262	26353,891	-5,6%	11,6%	35,7%	12,8%
Media								
TOT	**128010,4**	**74955,147**	**97205,799**	**300171,31**	0,6%	-3,9%	-3,1%	-1,8%

Risparmi da FV su baseline normalizzata

Ai fini della presente analisi, visto il quasi totale uso diretto della produzione da FV, conta in primis la produzione assoluta, peraltro per valutare le variazioni per fascia oraria e mese il confronto con baseline normalizzata (anziché con baseline 2022) è più corretto come analisi generale.

FIRENZE	Risparmio da FV su Baseline normalizzata				
MESE e ANNO	F1	F2	F3	TOT	Spesa (€/mese)
gen-23	5%	2%	1%	3%	255,8
feb-23	21%	7%	6%	13%	1000,1
mar-23	28%	10%	9%	18%	1264,3
apr-23	43%	14%	10%	24%	1541,0
mag-23	42%	15%	11%	26%	1678,7
giu-23	49%	18%	13%	29%	1621,2
lug-23	25%	9%	8%	16%	1827,9
ago-23	25%	9%	7%	16%	1584,7
set-23	29%	10%	8%	17%	1343,1
ott-23	23%	8%	6%	14%	890,3
nov-23	13%	4%	3%	8%	547,0
dic-23	10%	3%	2%	5%	356,6
Anno 2023	26%	9%	7%	15%	13911,2



Dall'analisi risulta evidente la riduzione % ogni mese dei consumi da rete, in particolare in F1 (fascia oraria di maggiore incidenza produzione FV).

La produzione FV è funzione della radiazione variabile stagionale (max giugno e minimo dicembre):

- l'uso del FV rispetto al consumo totale è in percentuale più incidente da marzo a maggio e a ottobre,
- nei mesi estivi, mesi di massima produzione solare, la incidenza è elevata ma la percentuale minore è degli altri mesi causa il maggiore consumo complessivo che comprende condizionamento estivo.

La riduzione di consumi elettrici da rete e le relative emissioni evitate con la EPIA con FV

A fronte di consumo del sito sostanzialmente stabile, **con un confermato totale uso diretto della produzione FV, nel complesso si è avuto una riduzione di consumi da rete di circa 46000 kWh/anno circa superiore a quelli di progetto** (40800 kWh/anno, +12%), **che ha avuto una incidenza media annua di circa il 15 % sui consumi** (da rete+ produzione FV) normalizzati in base a misure gestionali e uso variabile condizionamento estivo. **Il risparmio % mensile è prevalente come prevedibile sui consumi dalle 8 alle 18 (giorni feriali F1).**

La energia primaria risparmiata con la EPIA per il solo FV (energia FV prodotta con uso diretto) di circa 11 tep/anno. Le emissioni evitate con la EPIA per il solo FV sono pari a circa 18 ton CO2/anno.

Nonostante tariffe 2023 **il Payback Time è confermato in circa 4 anni.**

Quindi la EPIA ha raggiunto (anzi superato) tutti gli obiettivi e i traguardi previsti.

Mercato & finanza

Costi per la produzione di energia elettrica: si può migliorarne la precisione di calcolo?

Giuseppe Dell'Olio, Esperto di efficienza energetica - GSE

L'indicatore LCOE ("Levelized Cost of Electricity") non ha bisogno di presentazioni: è ormai uno strumento di uso comune per chi, nel progettare un impianto per la produzione di energia elettrica, si trovi a confrontare tra loro le diverse tecnologie disponibili.

Riferito alla data di entrata in esercizio dell'impianto, ma calcolato sull'intera vita utile di esso, il LCOE è pari al costo medio che si dovrà sostenere per produrre un chilowatt-ora di energia elettrica. Poichè l'attività di produzione è distribuita negli anni a venire, la si attualizza. "riportandola" così al presente.

LCOE=(Costi totali attualizzati)/(Energia prodotta totale attualizzata) (1)

In termini più rigorosi, l'espressione del LCOE è la seguente:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \qquad (2)$$

Dove
I_0 è il costo corrispondente all'investimento iniziale, in centesimi di euro;
C_t è il costo complessivo, in centesimi di euro, che dovrà essere sostenuto nell'anno t di vita utile dell'impianto;
E_t è la quantità di energia elettrica prodotta nell'anno t, in kWh;
r è il tasso di rendimento reale, in per cento;
n è la durata di vita utile dell'impianto, in anni.

Per operare l'attualizzazione si fa ricorso, ovviamente, ad un opportuno tasso di rendimento. Ovviamente? In realtà, qualche considerazione appare opportuna.

Applicare un tasso di rendimento a somme di denaro è una operazione comune e ben nota; estendere tale operazione a quantità di energia richiede, ci pare, alcune precisazioni. Cercheremo di esporle in modo ordinato ed in successione, consci del fatto che esse sono legate tra loro, e che distinguerle in modo netto non è sempre agevole.

***

L'applicazione di un tasso di rendimento riguarda quei beni -tipicamente, il denaro- che sono destinati ad essere restituiti. Tizio presta a Caio 100 euro; dopo un anno, Caio restituisce a Tizio i cento euro, e ne aggiunge tre per il disturbo.

Chi acquista energia, però, non intende, solitamente, restituirla: la utilizza per soddisfare un proprio fabbisogno, e dunque la consuma definitivamente. Una parziale eccezione può sembrare la prassi dello "scambio sul posto" (SSP). Come noto, un impianto SSP è un impianto utilizzatore (un albergo, una fabbrica ecc.) che copre parte del proprio fabbisogno di energia elettrica grazie ad un (piccolo) generatore elettrico di cui è dotato. Nei periodi in cui il carico elettrico è elevato, l'impianto SSP preleva energia dalla rete, integrando così l'insufficiente produzione del generatore. Al decrescere del carico, il prelievo dalla rete diminuisce fino ad annullarsi: il generatore è ora in grado di far fronte all'intero fabbisogno, e può perfino trovarsi in condizioni di produzione eccessiva. In tal caso, l'energia prodotta in eccesso viene ceduta alla rete, in una sorta di restituzione di quella prelevata durante la fase precedente.

Una eccezione, dunque, all'ordinario acquisto di energia da parte degli utilizzatori? Una possibilità di compensare il prelievo dalla rete non con denaro, ma con altra energia? A ben guardare, non è così.

Il susseguirsi di prelievi e restituzioni tra rete e carico è determinato dal capriccioso fabbisogno dell'impianto SSP. Spesso rapido e talvolta irregolare, tale scambio di energia mal si presterebbe a calcoli in cui intervenisse un tasso di rendimento. Non a caso, nella disciplina SSP, le partite economiche tra rete e impianto SSP sono regolate mediante trasferimenti di denaro, non di energia aggiuntiva.

***

Applicando un tasso di rendimento si assume, implicitamente, che l'utilizzo di un certo bene possa essere differito, sia pure con un certo sacrificio: il tasso di rendimento serve appunto a stimare l'entità di tale sacrificio, per poterlo compensare con un maggior utilizzo futuro di quel bene.

Ciò funziona egregiamente quando si tratta di denaro. Ma l'utilizzo, o meglio il consumo, di energia, è determinato da un fabbisogno immediato, che tollera soltanto -se pur li tollera- ritardi molto brevi, dell'ordine di qualche ora al più. Differimenti di mesi o di anni, come quelli che giustificano -in altri ambiti- il ricorso ad un tasso di rendimento, sono

irrealistici. Ma soprattutto: in qual modo un maggior consumo mi compenserà, tra un anno, del ridotto consumo odierno? Raffrescherò esageratamente il mio appartamento l'estate prossima, per dimenticare il caldo che vi sto soffrendo oggi?

***

Il concetto di "tasso di rendimento" presume che il bene in questione sia in grado di rendersi disponibile in quantità sempre maggiori: sia in grado, insomma, di "moltiplicarsi" (il termine è ovviamente improprio).

Torniamo all'esempio visto sopra. Che cosa farà Caio con i cento euro ricevuti in prestito? Tipicamente, li spenderà per avviare una attività economica, grazie alla quale realizzerà un ricavo: dopo un anno, avrà ricavato almeno 103 euro (in realtà anche di più), che gli consentiranno di saldare il suo debito verso Tizio. I cento euro di cui disponeva Tizio, insomma, sono diventati 103.

Difficile immaginare che un simile fenomeno possa verificarsi con l'energia elettrica.

Proviamo: supponiamo che Tizio produca, e fornisca a Caio, 100 chilowatt-ora. Caio li utilizzerà, probabilmente, per soddisfare un proprio bisogno (ad esempio, per raffrescare un locale grazie ad una pompa di calore, oppure per azionare una macchina utensile in una fabbrica); in tal caso, i 100 kWh, lungi dal diventare 103, verranno consumati, e non saranno più disponibili.

Qualcuno, ragionevolmente, obietterà che in alcuni casi energia elettrica viene, in effetti, utilizzata per produrre altra energia: è ciò che accade con i servizi ausiliari degli impianti elettrici di produzione. Si tratta, tuttavia, di una percentuale molto piccola della produzione elettrica globale di un Paese. Di più: l'energia per servizi ausiliari viene solitamente prodotta dallo stesso impianto che la utilizza, e dunque non viene ceduta da un soggetto ad un altro. E' inutile, pertanto, tentare di attribuirle un prezzo, e il concetto stesso di LCOE non può applicarvisi.

***

E' tempo ormai di trarre qualche conclusione da tutto quanto siamo venuti esponendo.

Nella formula (2), è perfettamente giustificato il tasso di rendimento che compare a numeratore, dove si tratta di euro. Applicato però a denominatore, e dunque ai MWh, il tasso di rendimento rischia di introdurre una imprecisione che può essere significativa.

Come modificare, allora, la formula per eliminare tale imprecisione? Che cosa far comparire a denominatore? Semplicemente la somma di tutte le quantità di energia prodotte anno per anno. Ciascuna quantità si aggiunge infatti a quella prodotta nell'anno precedente per formare, infine, l'intera produzione dell'impianto durante la sua vita utile. Qualsiasi correzione sarebbe, ci pare, ingiustificata.

Procedendo come descritto, si otterrebbe un nuovo LCOE modificato; nell'equazione (3) lo abbiamo indicato, appunto, con LCOEmodif (invariato, ovviamente, il significato degli altri simboli).

$$LCOEmodif = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} E_t} \qquad (3)$$

Non sarà inutile, a questo punto, tentare una stima della differenza tra il LCOE "tradizionale" e quello modificato descritto dall'equazione (3). Per farlo, abbiamo reperito in letteratura [1], e successivamente elaborato, alcuni valori tipici delle varie grandezze che determinano il LCOE (costi, energia prodotta, tasso di rendimento ed altri ancora), riferiti a diverse tecnologie di produzione. In particolare, per il tasso di rendimento abbiamo adottato, seguendo una prassi diffusa, il WACC reale: in esso intervengono, come noto, le remunerazioni dei capitali (quello proprio e quello di debito), ed inoltre l'inflazione.

I risultati sono illustrati in tabella 1.

Tecnologia	CAPEX (Euro/kW)	OPEX fisso (Euro/kW)	OPEX var (Euro/kWh)	Potenza nominale (kW)	Durata di vita utile (anni)	Tasso di rendimento reale (WACC, %)	Tasso di degrado delle prestazioni (%/anno)	Ore annue equivalenti di funzionamento a piena potenza	*LCOE (cent/kWh)*	*LCOEmodif (cent/kWh)*
PV	1.000,00	26,00	0,00	25,00	30,00	5,10	0,25	1.380,00	*6,86*	*3,51*
PV	1.000,00	26,00	0,00	25,00	30,00	5,10	0,25	1.680,00	*5,63*	*2,88*
PV	1.000,00	26,00	0,00	25,00	30,00	5,10	0,25	1.790,00	*5,29*	*2,70*
PV	700,00	13,30	0,00	1.500,00	30,00	5,40	0,25	1.380,00	*4,55*	*2,25*
PV	700,00	13,30	0,00	1.500,00	30,00	5,40	0,25	1.680,00	*3,74*	*1,85*
PV	700,00	13,30	0,00	1.500,00	30,00	5,40	0,25	1.790,00	*3,51*	*1,73*
Wind onshore	1.300,00	39,00	0,0080	2.000,00	25,00	7,00	0,00	3.000,00	*5,82*	*2,71*
Wind offshore	2.200,00	70,00	0,0080	5.000,00	25,00	5,40	0,00	4.000,00	*6,61*	*3,58*
Wind onshore bis	1.300,00	32,00	0,0070	2.000,00	25,00	7,00	0,00	3.000,00	*5,49*	*2,56*
Wind offshore bis	2.200,00	39,00	0,0080	5.000,00	25,00	5,40	0,00	4.000,00	*5,84*	*3,16*

Tabella 1 – Confronto tra valori di LCOE e corrispondenti Valori di LCOEmodif: alcuni esempi (elaborazione su dati tratti da [1], tabb. 1, 2, 3, 9, 10)

Le differenze tra LCOE e LCOEmodif sono ovviamente diverse per i diversi casi. Tutte, però, indicano concordemente la possibilità che questo indicatore, nella sua formulazione attuale, induca a sovrastimare significativamente i costi di produzione. Tutte, inoltre, fanno ritenere, per la loro entità, che la questione di una possible "riforma" del LCOE -non necessariamente nel modo da noi proposto- non sia puramente accademica. Del resto, stiamo parlando di uno strumento che influenza direttamente la diffusione delle fonti di energia rinnovabile. Non è poca cosa.

Le conclusioni tratte dall'autore hanno carattere personale.

Bibliografia

[1] Christoph Kost, Paul Müller, Jael Sepúlveda Schweiger, Verena Fluri, Jessica Thomsen, Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, luglio 2024.

L'OSSERVATORIO

IA al servizio della transizione energetica

Yasaman Meshenchinezhad, FIRE

Negli ultimi anni l'intelligenza artificiale (IA) è diventata un tema sempre più centrale in molti settori: marketing, telecomunicazioni, pubblica amministrazione, istituzioni finanziarie, sanità e molto altro.

L'argomento è centrale anche per il settore energetico. Per questo motivo FIRE lo ha approfondito nello studio L'intelligenza artificiale per la gestione del l'energia. L'obiettivo che la Federazione si è posta è duplice: da un lato analizzare il livello di adozione dell'IA nel mercato italiano, dall'altro comprendere le prospettive future, le opportunità e le barriere per chi intende avvicinarsi a queste tecnologie.

Il lavoro è il risultato di un anno di ricerca che ha combinato una revisione della letteratura, una survey online tramite LimeSurvey e tante interviste a stakeholder del settore energetico: utility, fornitori di tecnologia, ESCO, professionisti dell'energia e docenti universitari.

I dati raccolti mostrano che l'IA è già una realtà nelle aziende italiane di media e grande dimensione: il 38% di esse, infatti, la utilizza nelle proprie attività. Le applicazioni più diffuse riguardano il monitoraggio, l'ottimizzazione dei consumi, la manutenzione predittiva e l'automazione dei processi. Questi strumenti, secondo gli intervistati, hanno portato benefici tangibili:

- maggiore affidabilità;
- riduzione dei costi;
- aumento dell'efficienza energetica e riduzione degli sprechi;
- miglioramento della sostenibilità;
- contributo alla decarbonizzazione e alla transizione energetica;
- riduzione del tempo necessario per analisi e decisioni.

I contributi raccolti mostrano che l'IA – intesa come IA tradizionale (e.g. dispositivi che integrano capacità di machine learning) o come IA generativa – può essere una leva strategica capace di rendere il lavoro più rapido, efficiente ed efficace.

Naturalmente non mancano le sfide. I principali ostacoli evidenziati dallo studio sono i costi di implementazione, la mancanza di personale qualificato, la sicurezza dei dati e le difficoltà di integrazione con le infrastrutture esistenti. Si tratta di temi tutt'altro che secondari, che spiegano perché l'adozione della stessa in Italia sia ancora nelle fasi iniziali, nonostante l'interesse crescente.

Nel corso delle interviste sono ovviamente emersi anche i temi etici e sociali, oltre alle preoccupazioni legate a uno sviluppo non controllato di queste tecnologie. Si tratta di questioni molto rilevanti, non trattabili nello studio se non in modo semplicistico, che riteniamo vadano affrontate a livello politico. D'altra parte, l'intelligenza artificiale generativa è difficilmente arrestabile: conviene imparare a conoscerla meglio, ad usarla con consapevolezza e a governarne lo sviluppo. Solo così diventerà davvero uno strumento al servizio delle persone, e non viceversa.

Le opportunità, infatti, sono enormi. Nei prossimi anni l'IA avrà un ruolo cruciale non solo nell'efficienza industriale, ma anche negli edifici, nelle reti intelligenti e nei sistemi elettrici. L'analisi dei dati, l'automazione e l'integrazione con l'IoT sono viste come le tecnologie più promettenti nel medio periodo. L'IA generativa è inoltre una tecnologia che può alleggerire il lavoro dalle azioni ripetitive, liberando tempo ed energie per compiti a maggiore valore aggiunto, ol-

tre a consentire di migliorare e ottimizzare varie attività.

Lo studio FIRE evidenzia che l'IA sarà sempre più centrale nella gestione dell'energia, a patto di superare le barriere e investire in formazione, infrastrutture e governance. L'aumento dei consumi previsti per l'uso dei datacenter, che in Italia è previsto possano passare da circa 5 a circa 9-11 TWh da qui al 2030, potrà essere compensato dalle azioni di efficientamento energetico promosse dall'IA nei vari settori. Il potenziale è elevato: fino a 28 TWh di risparmi netti di elettricità al 2030, ma per realizzarlo occorre un'azione efficace da parte dei decisori politici fra informazione e supporto all'adozione delle soluzioni disponibili, oltreché stimolo alla ricerca.

Per sfruttare le opportunità legate all'uso dell'IA, è infine necessario che le aziende si pongano le domande giuste: da dove partire, quali processi ottimizzare, come costruire la fiducia dei dipendenti, come garantire dati di qualità e, soprattutto, come mantenere il giusto equilibrio tra tecnologia e competenze umane.

In definitiva, l'intelligenza artificiale è una leva che può accelerare la transizione energetica e accompagnarci verso un futuro più sostenibile. Ma va conosciuta, sperimentata e usata con consapevolezza. Non si tratta solo di seguire una moda, ma di cogliere un cambiamento epocale che, come accaduto in passato, può migliorare la qualità della vita e aprire nuove possibilità di crescita.

Cogliendo l'esigenza formativa sul tema, la Federazione ha messo a punto il corso di formazione "AI per l'energy management" che nella seconda edizione (in programma a novembre) si arricchisce con casi studio illustrati da docenti FIRE.

Decarbonizzazione dei consumi di gas: il caso del biometano

Marco Pezzaglia, EGE certificato SECEM
Gruppo Professione Energia

Il quadro generale alla base dello sviluppo del biometano

Come noto, gli obiettivi posti dalla crisi climatica portano a un crescente livello di decarbonizzazione dei consumi finali verso l'obiettivo di un sistema di emissioni nette e nulle al 2050. Nel contempo la carbonizzazione dei consumi gioca un ruolo fondamentale nella competitività delle aziende: se da una parte queste devono affrontare investimenti o sostenere i costi per l'acquisto di vettori energetici rinnovabili, dall'altra l'utilizzo di tali vettori diventa un fattore imprescindibile per lo sviluppo di prodotti finali sostenibili con ricadute dal punto di vista della reputazione e della competitività delle aziende sui mercati più evoluti.

Nel caso specifico del biometano, gioca un ruolo essenziale anche la volontà politica europea di affrancare le forniture continentali dalle importazioni energetiche da altri paesi esterni all'unione tanto che nel piano REPowerEU la Commissione europea ha annunciato l'obiettivo di aumentare la produzione e l'utilizzo annuali di biometano nell'UE a 35 miliardi di metri cubi entro il 2030 con la necessità di intervenire a livello delle politiche di sostegno per il raggiungimento dell'obiettivo. La Commissione europea ha individuato, in particolare, tre ragioni per incrementare la produzione di biometano in Europa. In primo luogo, la capacità del biometano di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico europeo e di ridurre la dipendenza dell'UE dalle importazioni di gas naturale dalla Russia; in secondo luogo, la competitività del biometano in termini di costi e, in terzo luogo, l'idea che il biometano possa essere un vettore di energia rinnovabile sostenibile e che possa contribuire in maniera sostanziale alla competitività e sostenibilità del sistema produttivo europeo.

Sempre secondo le stime della Commissione Europea, il predetto obiettivo di produzione di biometano consentirebbe di sostituire il 20% delle importazioni di gas naturale dalla Russia nell'UE (ai livelli del 2021), di ridurre l'esposizione dell'UE alla volatilità dei prezzi del gas fornendo una fornitura stabile di gas naziona-

le. Inoltre, il biometano prodotto in modo sostenibile, ossia nel pieno rispetto della Direttiva UE sulle energie rinnovabili, ridurrà le emissioni di gas serra dell'UE contribuendo al raggiungimento della citata neutralità carbonica al 2050.

Lo stato di avanzamento del biometano in Italia

La produzione di biometano in Italia ha iniziato ad essere sostenuta dal 2013 attraverso una serie di provvedimenti che si sono succeduti nel tempo. Il primo decreto ministeriale a sostegno della produzione di biometano è stato quello del 5 dicembre 2013. Tale decreto stabiliva un quadro di incentivi relativamente a tutti gli utilizzi del più metano, più precisamente:

- nel caso in cui il biometano fosse semplicemente immesso in rete mediante un premio aggiuntivo al valore di mercato;
- nel caso in cui il biometano fosse utilizzato in impianti cogenerativi in assetto di cogenerazione ad alto rendimento mediante l'assegnazione della medesima tariffa di incentivazione per la produzione di elettricità da biogas;
- nel caso in cui il biometano fosse utilizzato nei trasporti, attraverso l'assegnazione mirata di certificati di immissione in consumo (CIC) attraverso l'estensione del principio del double counting (due CIC al posto di uno per 10 GCal di produzione) per biometano proveniente da particolari biomasse e residui. Si ricorda a tal proposito che la carbonizzazione dei sistemi dei trasporti passa da un meccanismo di obbligazione nei confronti dei soggetti che immettono in consumo i carburanti: in pratica tali soggetti sono obbligati ad immettere in consumo una quota di biocarburanti rispetto al totale biocarburante immesso in consumo. Detta quota d'obbligo cresce nel tempo secondo quanto stabilito da una norma di legge e i soggetti possono soddisfare a tale obbligo producendo/acquistando direttamente partite di biocarburante o acquistando titoli di immissione in consumo biocarburante prodotto da altri soggetti.

Nonostante la completezza del quadro di sostegno stabilito, il predetto decreto non ha prodotto rilevanti risultati dal momento in cui per essere attuato necessitava, tra le varie cose, di una serie di provvedimenti accompagnatori, con particolare riferimento alla connessione alla rete gas degli impianti di produzione, la misura delle quantità e dei parametri di qualità del biometano per l'immissione in rete, le modalità di certificazione della sostenibilità della produzione, il cui insieme ha richiesto tempo per essere messo a punto e applicato.

Nel 2018 è stata la volta di un ulteriore decreto ministeriale (dm 2 marzo 2018) che incentivava unicamente l'utilizzo del biometano nei settori dei trasporti, sempre mediante l'attribuzione di CIC istituendo un meccanismo di ritiro degli stessi a prezzo fisso da parte del GSE per la sola produzione di biometano definito "avanzato" vale a dire se ottenuto a partire dalle materie elencate nella parte A dell'allegato 3 del DM 10 ottobre 2014. Il decreto fu adottato con lo specifico obiettivo di sostituire l'utilizzo di gas naturale nel settore nazionale dei trasporti (all'epoca

pari a circa 1,1 miliardi di metri cubi all'anno) mediante biometano avanzato di produzione nazionale. Il costo del ritiro dei CIC da parte del GSE veniva coperto dall'acquisto dei medesimi da parte dei soggetti obbligati allo stesso costo a cui il GSE ritira i certificati: l'adesione al sistema di ritiro costituiva per i soggetti obbligati condizione per poter ritenere assolto il loro obbligo di immissione in consumo indipendentemente dal numero dei certificati effettivamente prodotti e ritirati.

I risultati prodotti dal predetto decreto sono indicati nella seguente tabella.

	Inpianti in eserecizio			Impianti qualificati che entreranno in esercizio			
	Nuovi impianti	Riconversioni	Totale	Nuovi impianti	Riconversioni	Totale	TOTALE
Numero impianti	72	44	116	52	2	54	170
Capacità (Smc/h)			90.110			31.745	121.855
Producibilità (milioni Smc/anno)			789			278	1.067

Dei 116 impianti già realizzati, quanto alle modalità di connessione alla rete

- 87 (il 75%) è connesso direttamente alla rete del gas naturale
- 22 (il 19%) sono impianti che producono biometano liquefatto
- 7 (il 6%) hanno adottato soluzioni differenti dalle precedenti

Quanto alla tipologia di matrici utilizzate, 57 impianti sono alimentato da FORSU, 59 da altre biomasse, deiezioni animali e altri residui.

Il quadro di incentivazione per biometano è stato poi completato nel 2022 con un decreto ministeriale (del 15 settembre 2022) che, oltre a completare la traiettoria di sviluppo del biometano per i trasporti, ritornava a sostenere l'utilizzo del biometano in usi diversi dai trasporti (altri usi diversi dal trasporto ad esclusione dell'utilizzo termoelettrico).

Per quanto concerne i risultati ottenuti alla data da parte decreto del 2022, si ricava quanto indicato nella seguente tabella.

	Primi 4 bandi					Impianti residui in graduatoria dopo i primi 4 bandi		5° bando		TOTALE
Numero impianti										
	1	2	3	4				5		
Nuova costruzione di impianto a rifiuti organici	9	10	11	5				4		
Nuova costruzione di impianto agricolo	37	30	61	55				103		
Riconversione di impianto a rifiuti organici	0	0	0	0				2		
Riconversione di impianto agricolo	14	11	60	79				189		
Totali	60	51	132	139						
				382	->	260	+	298	->	558
Capacità produttiva (Smc/ora)										
	1	2	3	4				5		
Nuova costruzione di impianto a rifiuti organici	7.118	6.652	6.487	3.129				1.716		
Nuova costruzione di impianto agricolo	18.025	14.200	27.970	27.252				44.930		
Riconversione di impianto a rifiuti organici	0	0	0	0				567		
Riconversione di impianto agricolo	4.835	5.120	23.662	31.952				75.629		
Totali	29.978	25.971	58.119	62.332						
				176.401	->	116.407	+	122.842	->	239.250
Producibilità (milioni Smc/anno)										2.189

Allo stato attuale, il dimensionamento consolidato del mercato del biometano in corso di formazione in Italia risulta essere di seguito indicato e rappresenta circa il 65% dell'obiettivo di produzione nazionale di biometano al 2030 (pari a circa 5 miliardi di metri cubi all'anno).

Importante notare che i numeri sopra indicati sono rappresentativi di un potenziale che per diventare realtà necessita che gli impianti siano effettivamente realizzati e connessi alle reti del gas naturale.

	N. impianti	Capacità (Smc/ora)	Producibilità (Smc/anno)
DM 2018	170	121.855	1.067
DM 2022	558	239.250	2.189
TOTALE	728	361.105	3.256

Il valore del biometano per i clienti finali

L'utilizzo di biometano da parte di un cliente finale è connesso alla volontà di tale cliente di decarbonizzare il proprio consumo e sono già stati anticipati in premessa gli elementi che conducono un utente ad utilizzare bio metano in luogo di gas naturale. Tenendo conto del fatto che il biometano immesso in rete risponde a precisi criteri di qualità e caratteristiche tali per cui lo stesso diventa di fatto indistinguibile dal gas naturale, bensì comprende come, alla pari di quanto avviene nel settore elettrico, il modo che un cliente finale ha per dimostrare l'utilizzo di biometano, in prima battuta, è quello di disporre di garanzie di origine (GO) connesse alla produzione di biometano. A tal riguardo si ricorda che le garanzie di origine sono rilasciate al produttore e rimangono nella disponibilità del medesimo solo qualora questi ceda direttamente la sua produzione al mercato senza avvalersi dei meccanismi di ritiro della produzione da parte del GSE. Per quanto concerne la quota di biometano prodotta e ritirata dal GSE, le garanzie di origine corrispondenti sono assegnate al GSE che le rivende nell'apposito mercato di contrattazione delle garanzie di origine. In linea di principio, le garanzie di origine sono cancellate dalle imprese di vendita a favore dei clienti finali che hanno sottoscritto un contratto di approvvigionamento di biometano.

Il biometano nel sistema ETS

Nel contesto della valorizzazione del biometano al cliente finale, è interessante notare anche il legame che intercorre tra biometano e sistema. ETS.

A tal riguardo è da ricordare cne il sistema di GO in Italia prevede che:

a) le GO emesse per la produzione di gas rinnovabili da biomassa, incluso il biometano, possono essere utilizzate nell'ambito del sistema di Emission Trading qualora:
- ***i.*** siano rispettate le condizioni stabilite all'articolo 39 del Regolamento di esecuzione UE 2018/2066 e ss.mm.ii.;
- ***ii.*** soddisfatti i requisiti previsti;
  - ***i.*** dalle Linee Guida di settore - in particolare dal "Guidance document: Biomass issues in the EU ETS - MRR Guidance document No. 3 - , aggiornate periodicamente;
  - ***ii.*** da ulteriori previsioni che fissano le modalità operative da seguire per l'attuazione della direttiva 2003/87/CE;

b) il certificato di annullamento della GO rechi specifica indicazione dello scopo dell'annullamento: disclosure o disclosure ed ETS;

c) le GO indichino almeno, tra l'altro, la denominazione, l'ubicazione, il tipo e la potenza e/o la capacità produttiva dell'impianto di produzione e se la corrispondente quantità di energia netta prodotta è immessa in rete e, nel caso, l'indicazione della rete;

d) le GO relative alla produzione di gas rinnovabili da biomassa sono emesse esclusivamente se sono rispettati i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 42 del decreto legislativo n. 199 del 2021;

e) le GO riportino, tra l'altro, le seguenti informazioni,
- ***i.*** anche al fine di facilitare l'impiego delle GO per le finalità ETS, fermo restando quanto previsto dall'articolo 39, paragrafo 4, del Regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 e dettagliato nel Guidance Document Biomass issues in the EU ETS - MRR Guidance document No. 3, versione aggiornata il 17 ottobre 2022;
- ***ii.*** il numero del certificato di sostenibilità;
- ***iii.*** l'organismo e il sistema di certificazione della sostenibilità;
- ***iv.*** la tipologia di rete utilizzata per immettere in consumo il biometano;
- ***v.*** le emissioni di CO2 equivalenti associate al quantitativo di biometano certificato tramite GO;
- ***vi.*** il settore di utilizzo del biometano: trasporti, altri usi e produzione di energia elettrica;
- ***vii.*** la possibilità di esportare all'estero la GO.

In linea di principio, l'utilizzo di una GO da parte di un cliente finale (cancellazione della GO a suo favore) emessa in relazione ad una produzione di biometano immessa sulla medesima rete da cui il cliente finale preleva detta energia, a fronte della presentazione di un accordo di com-

pravendita che comprovi l'acquisto del biometano risulterebbe idonea:

- ad identificare l'utilizzo di biogas da parte del cliente finale controparte di un accordo di compravendita di biometano con uno specifico produttore a costituire la base del bilancio di massa del trasferimento del biometano dal luogo di produzione a quello di consumo;
- sulla base del principio del valore energetico equivalente [1 MWh di gas prelevato – 1 MWh di GO], a determinare la frazione di biomassa considerandola identica alla frazione di biomassa con fattore di emissione pari a zero del biogas acquistato;
- a provare la non sussistenza di un doppio conteggio date le caratteristiche del sistema GO nazionale[1];
- a dimostrare il rispetto della condizione che il gestore e il produttore del biogas sono collegati alla stessa rete del gas;
- a dimostrare il rispetto delle disposizioni di cui al paragrafo 4 dell'articolo 39 del Regolamento di esecuzione UE 2018/2066, in quanto il gestore utilizza i dati registrati nella banca dati creata dallo Stato membro (registro nazionale delle GO) che consente di tracciare i trasferimenti di biogas in presenza di un accordo di compravendita dimostrando così l'acquisto di una quantità di biogas connessa alla cancellazione della rispettiva quantità nella suddetta banca dati.

In aggiunta a quanto sopra si sottolinea l'importanza, per chi acquista biogas/biometano immesso in rete a fini ETS, disporre della Proof of Compliance (PoC) e delle relative GOs, così da garantire la corretta rendicontazione delle emissioni e l'ammissibilità del carburante come rinnovabile nel quadro del sistema ETS.

In prospettiva, l'implementazione completa dello Union Database (UDB) della Commissione Europea per il biogas/biometano dovrebbe semplificare e automatizzare la tracciabilità, sostituendo l'attuale sistema. Tuttavia, al momento, tale implementazione non è ancora operativa, e pertanto resta necessario ricorrere agli strumenti attualmente disponibili.

Il regime particolare per l'industria hard-to-abate

Nell'ambito dei provvedimenti per lo sviluppo del settore del biometano sono da richiamare le disposizioni di cui all'Articolo 5-bis, comma 2, del decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63, che rigaurdanti l'autoconsumo di biometano nell'ottica di garantire agli utilizzatori hard-to-abate o ad essi assimilabili di approvvigionarsi in maniera stabile nel tempo di biometano a prezzi competitivi.

[1] *Cfr. art. 4, comma 4, DM 224/2023: Il GSE, per gli impianti qualificati, emette le GO al produttore su base mensile. Ogni garanzia di origine corrisponde a una quantità standard di 1 MWh di energia netta prodotta e indica, oltre alle informazioni previste al comma 5, se la corrispondente quantità di energia netta prodotta sia immessa in rete oppure consumata in sito. Per ogni unità di energia netta prodotta non può essere emessa più di una garanzia di origine ed è garantito che non si verifichino doppi conteggi dello stesso quantitativo di energia.*

La norma poggia sul concetto di autoconsumo chiarendo due aspetti chiave connessi a tale regime (in analogia a quanto già avviene nel settore elettrico) e cioè che l'assetto di autoconsumo:

- se riferito ad una realizzazione in sito, può essere effettuata coinvolgendo anche un produttore terzo rispetto al cliente finale/consumatore;
- per i solo clienti cosiddetti hard-to-abate, ferma restando la predetta terzietà del produttore rispetto al cliente finale, può essere realizzato anche tramite l'utilizzo della rete con obbligo di connessione di terzi.
- In tali casi, le GO sono sempre trattate sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 11, comma 5, lettera a) del DM GO e cioè le GO riferite a biometano autoconsumato:
- sono contestualmente annullate a prezzo zero;
- ai fini della valorizzazione della tariffa premio per il produttore il prezzo medio mensile delle GO è nullo.

Nel caso di un produttore terzo, tutto quanto sopra si verifica a condizione che:

a) il produttore sia soggetto alle istruzioni del cliente medesimo sulla base di un accordo di compravendita del biometano prodotto;

b) l'accordo di compravendita del biometano prodotto deve prevedere un prezzo medio mensile nullo delle garanzie d'origine e deve consentire un beneficio analogo a quello che deriverebbe dall'applicazione delle predette disposizioni relative al regime di autoconsumo in sito.

Considerazioni e prospettive

I dati analizzati dimostrano come il sistema italiano ha dimostrato una rilevante reattività nello sviluppo della progettualità della produzione di biometano, con particolare riferimento al settore agricolo. Una buona parte del potenziale è stato sviluppato sebbene rimanga una importante parte di potenziale ancora da sviluppare, per cui sarà necessario, innanzi tutto creare le condizioni perché il potenziale già espresso possa trovare pratica realizzazioni e successivamente nel sostegno allo sviluppo del settore del biometano affinché possano essere soddisfatte il più possibile le esigenze di de carbonizzazione degli utilizzi di gas da parte dei clienti finali.

Politiche programmi e normative

Conto Termico, le attività di supporto alle Pubbliche Amministrazioni

Giuseppe Maffeis EGE SECEM,
Luisa Geronimi, Michele Zamboni, Sara Natali - Gruppo TerrAria

Il lavoro di supporto nel processo di incentivazione del CT 2.0 (Conto Termico in vigore fino alla fine dell'anno) ed in futuro quello del CT 3.0, dalle fasi di analisi tecnica ed economica di fattibilità dell'intervento (ad es. attraverso la diagnosi energetica), alla gestione completa delle pratiche presso il GSE, rappresenta un lavoro in cui la figura dell'EGE può sfruttare al meglio le sue competenze. Tra le esperienze nel CT 2.0 più significative e durature nel tempo del team TerrAria guidato da Giuseppe Maffeis si segnala l'esperienza di un territorio virtuoso: i comuni soci (Barlassina, Bovisio Masciago, Cesano Maderno, Desio, Lentate sul Seveso, Meda, Misinto, Nova Milanese, Seveso, Varedo, tutti in provincia di Monza Brianza, anch'esso socio) dell'Agenzia InnovA21 per lo sviluppo sostenibile. Tale attività di supporto è una conseguenza naturale delle attività di energy management che consentono di valutare in collaborazione con le Amministrazioni le opportunità rappresentate dal Conto Termico.

Nella tabella seguente si riportano alcuni degli interventi realizzati sugli edifici dei comuni affiancati negli ultimi anni, per i quali si è avviata una pratica di CT 2.0 ottenendo incentivi pari a quasi 2 milioni di euro escluso il caso della Scuola Primaria Manzoni del comune di Bovisio Masciago, che da sola raggiunge circa 1.2 milioni di contributo e che viene dettagliato nel seguito.

Tabella 0 1: Interventi realizzati nei comuni affiancati negli anni

Comune	Anno avviamento pratica CT	Edificio	Tipologia intervento
Seveso	2017	Scuola secondaria di 1° grado "L. Da Vinci"	• Sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato
	2018-2019	Scuola secondaria di 1° grado "Don Giussani"	• Sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato
Varedo	2018	Scuola secondaria di 1° grado "M.G. Agnesi"	• Isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato • Sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato • Sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione • Sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore • Lavori di riqualificazione energetica scuola secondaria di primo grado Agnesi -nuova articolazione progettuale: opere esterne
	2019	Asilo nido "Arcobaleno"	• Sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato
	2023	Municipio	• Manutenzione straordinaria copertura aula consiliare
Cesano Maderno	2021	Centro Sportivo "M. Vaghi"	• Isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato • Sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione
	2021	Scuola primaria "Borghi"	• Riqualificazione energetica presso edifici scolastici 2021 - Sistemi efficienti di illuminazione per la PA
	2021	Scuola primaria "Mauri"	• Riqualificazione energetica presso edifici scolastici 2021 - Sistemi efficienti di illuminazione per la PA
	2021	Scuola dell'infanzia "Calastri"	• Riqualificazione energetica presso edifici scolastici 2021 - Sistemi efficienti di illuminazione per la PA
			• Sostituzione lucernario con nuova copertura opaca e trasparente
	2024	Municipio - mansarda Lotto 1	• Ristrutturazione con efficientamento energetico di sottotetto con uffici di rappresentanza
	2024	Municipio - mansarda Lotto 2	• Ristrutturazione con efficientamento energetico di sottotetto con uffici di rappresentanza
Lentate sul Seveso	2021-2022	Scuola secondaria di 1° grado "L. Da Vinci"	• Isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato • Completamento facciate ed efficientamento energetico
	2024	Asilo Nido	• Sostituzione serramenti e Isolamento solaio
Bovisio Masciago	2023	Scuola primaria "A. Manzoni"	• Progetto di sostituzione edilizia della Scuola Primaria A. Manzoni in via Cesare Cantù per nuovo plesso scolastico innovativo ed efficiente NZEB

Come altra esperienza significativa, il team TerrAria, coordinato da Giuseppe Maffeis, ha in essere un contratto quadro con il Comune di Bergamo per la gestione delle pratiche di Conto Termico, da cui si è preso spunto per il secondo caso studio illustrato.

Caso studio: Scuola Primaria Manzoni

Il caso presentato è quello della Scuola Primaria Manzoni del comune di Bovisio Masciago interessata dall'intervento di demolizione e ricostruzione per la realizzazione di una nuova scuola primaria a consumo quasi zero (nZEB), in sostituzione della scuola attuale. L'intervento in corso permetterà di rispondere a tutte le esigenze, sia didattiche che di efficientamento energetico.

Complessivamente gli interventi per la realizzazione del nuovo edificio ammontano a circa 11 milioni di euro, di cui circa il 90% è coperto da fondi PNRR, mentre la restante parte sarà coperta dal **Conto Termico 2.0** e da risorse proprie del Comune.

La richiesta di incentivo al GSE è stata effettuata a luglio 2023 per conto dell'Amministrazione Comunale da parte del team congiunto Agenzia InnovA21 per lo Sviluppo Sostenibile e Giuseppe Maffeis EGE ed energy manager del Comune. Con la procedura di Conto Termico a prenotazione, per un importo di circa 1.2 milioni di euro potrà essere già riconosciuta al Comune una quota pari al 40% di tale importo.

Nella figura seguente è riportato l'andamento in termini di energia primaria (EPgl,nren – Energia primaria globale non rinnovabile e fabbisogno annuo complessivo) tra la scuola attuale e la scuola ad alta efficienza nZEB, che permette un risparmio di circa 2'950'000 kWh annui in termini di Energia primaria non rinnovabile.

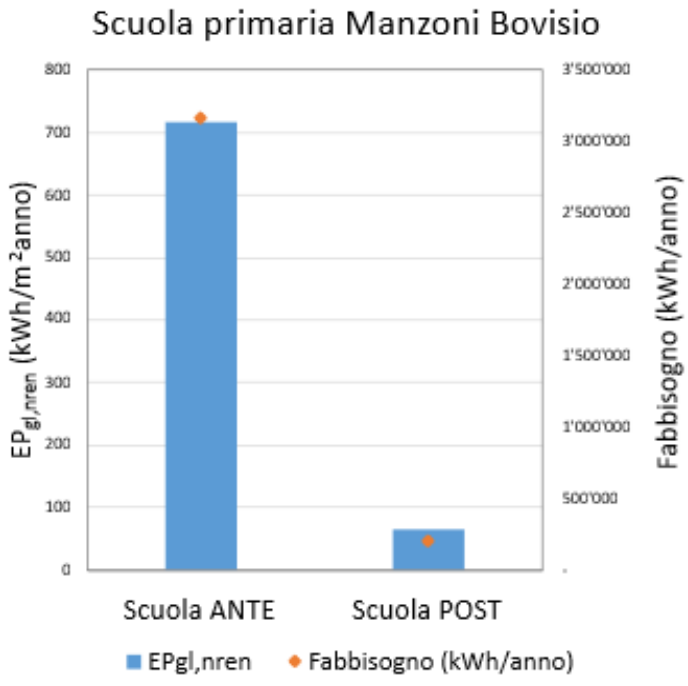
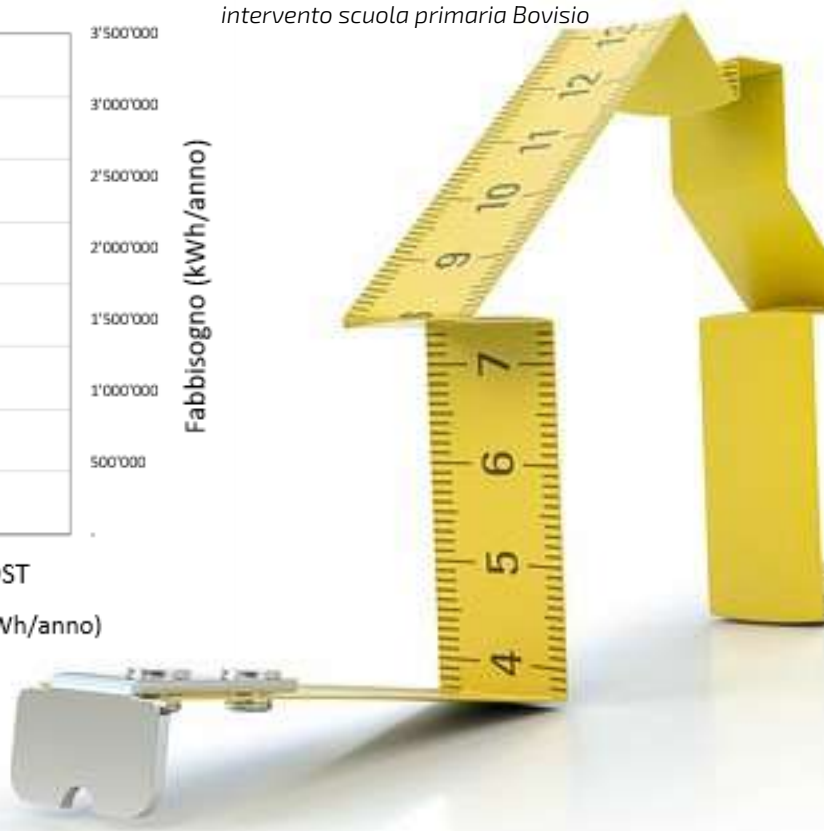


Figura 0 1: Andamento ANTE-POST intervento scuola primaria Bovisio



Si riporta di seguito una immagine della scuola ANTE e il render del progetto di scuola ad alta efficienza nZEB POST.

Figura 0 2: Scuola Manzoni di Bovisio Masciago ANTE intervento.

Figura 0 3: Progetto di scuola primaria nZEB.

Palazzetto dello sport

Si presenta il caso della realizzazione di un edificio a consumo quasi zero per la nuova Galleria di Arte Moderna e Contemporanea prevista presso il Comune di Bergamo. Il progetto prevede il recupero del vecchio Palazzetto dello Sport, mantenendone forma e struttura, ma adeguandolo agli standard degli edifici a consumo quasi zero – nZEB, attraverso un completo efficientamento energetico e funzionale.

Il costo complessivo degli interventi per la realizzazio-

ne del nuovo edificio ammonta a circa 18 milioni di euro, di cui circa il 35% è coperto da fondi PNRR, il 33% da ART BONUS, mentre la restante parte sarà finanziata attraverso il Conto Termico e risorse proprie del Comune.

La richiesta di incentivo al GSE verrà effettuata tramite accesso diretto al termine dei lavori. Con la procedura attualmente in vigore di Conto Termico 2.0 può essere riconosciuto al Comune un incentivo massimo pari a 1.7 milioni di euro. Tuttavia, prevedendo che la pratica venga presentata a seguito del passaggio al Conto Termico 3.0, l'incentivo massimo previsto potrà raggiungere fino a 3 milioni di euro.

Si riporta di seguito una immagine del Palazzetto dello Sport ANTE e il render del progetto della nuova Galleria di Arte Moderna e Contemporanea ad alta efficienza nZEB POST.

Figura 0 4: Ex-Palasport di Bergamo ANTE intervento.

Figura 0 5: Progetto edificio nZEB della nuova GAMEC.

Il ruolo dell'EGE e dell'Enenrgy Manager nel Conto Termico 3.0

Il supporto dell'Energy Manager e dell'EGE (Esperto in Gestione dell'Energia) rimane cruciale con l'introduzione del Conto Termico 3.0, in quanto la diagnosi energetica rimane uno dei requisiti fondamentali per accedere agli incentivi. Questo elemento, già centrale nel Conto Termico 2.0, continua a essere indispensabile per valutare a priori l'efficacia degli interventi di efficientamento energetico previsti.

Le diagnosi energetiche rimangono infatti necessarie a fronte dei seguenti interventi:

- isolamento di superfici opache;
- sostituzione di chiusure trasparenti;
- installazione di sistemi di schermatura o ombreggiamento per chiusure trasparenti;
- trasformazione degli edifici esistenti in "edifici a energia quasi zero".

Inoltre, per tutti gli altri interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, la diagnosi energetica è richiesta quando la potenza nominale dell'impianto dell'edificio in oggetto sia maggiore o uguale a 200 kWp.

Di fatto con l'ampliamento della platea dei soggetti ammissibili ed il potenziamento della quota di incentivo, nel CT 3.0 il ruolo degli Energy Manager si rafforza ulteriormente nel supportare le imprese e le pubbliche amministrazioni rendendo la loro competenza tecnica fondamentale per accompagnare una transizione energetica efficace e sostenibile, assicurando che ogni intervento rispetti i criteri di efficienza e che venga riconosciuto dal GSE per ottenere i benefici economici previsti dal nuovo decreto.

L'esperienza maturata negli anni, affiancando le Pubbliche Amministrazioni nel processo di incentivazione, ha permesso di valutare le criticità e le opportunità di uno strumento come il CT 2.0: il processo può risultare articolato e complesso a prima vista ai non addetti ai lavori, ma con il supporto dell'Energy Manager diventa uno strumento che entra nella routine delle Amministrazioni Comunali come valutazione da effettuare prima di un intervento, coniugando il raggiungere ambiziosi obiettivi di efficientamento energetico con l'ottenere un incentivi.

NEWS

Adnkronos/PROMETEO

Efficienza energetica,

i dati 2024 sui risparmi dal 14esimo Rapporto annuale Enea

Nel 2024 in Italia il risparmio energetico conseguito attraverso le misure di efficienza (ai sensi dell'art. 8 della Direttiva Eed-III) è stato pari a 4,5 Mtep/anno, un quantitativo equivalente all'energia necessaria ad alimentare oltre 4 milioni di abitazioni. Il dato corrisponde al 90% dell'obiettivo intermedio fissato dal Pniec a 5,04 Mtep per le misure monitorate. È quanto emerge dal 14esimo Rapporto annuale Enea sull'efficienza energetica.

A questo risultato ha contribuito il ricorso ai meccanismi di detrazione fiscale, che hanno generato risparmi energetici pari a circa 2,48 Mtep (considerando gli interventi avviati dal 2021 al 2024), nonostante una riduzione dei risparmi derivanti dai progetti incentivati nel solo anno di riferimento (da 0,841 Mtep nel 2022 a 0,438 Mtep nel 2024). I risparmi energetici generati attraverso i Certificati Bianchi hanno segnato una flessione su base annua, producendo un taglio dei consumi pari a 0,121 Mtep (-42% rispetto al 2023), ma continuano ad essere superiori alle stime intermedie fissate dal Pniec, con il dato cumulato 2021-2024 che sale a 0,716 Mtep. Aumentano i risparmi incentivati grazie al Conto Termico (0,100 Mtep nel solo 2024 per un totale 0,345 Mtep di nuovi risparmi cumulati dall'inizio del monitoraggio) e tramite le misure di mobilità sostenibile (0,430 Mtep, +7% rispetto al 2023), mentre restano allineati al 2023 i risparmi derivanti dai progetti finanziati tramite i Fondi di coesione.

"L'efficienza energetica non è soltanto un obiettivo condiviso, ma una condizione necessaria per la crescita economica e la competitività del nostro Paese. Le sfide che ci attendono sono complesse e per affrontarle è fondamentale rafforzare la collaborazione tra istituzioni, stakeholder e cittadini, semplificare le procedure, superare le barriere organizzative e implementare riforme strutturali, politiche monetarie e fiscali efficaci", commenta il ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, Gilberto Pichetto Fratin.

"In un contesto di sfide sistemiche senza precedenti, il Rapporto segnala progressi incoraggianti sul fronte dell'efficienza energetica, con miglioramenti rilevanti nel settore residenziale e nelle imprese. Un risultato che conferma come l'efficienza, se perseguita con approccio pragmatico, sia motore di un cambiamento capace di coniugare competitività, sostenibilità e innovazione", osserva la presidente dell'Enea, Francesca Mariotti.

Il Rapporto indica come le modifiche dell'impianto normativo del SuperEcobonus, che condurranno all'eliminazione della misura a fine 2025, hanno notevolmente ridotto l'apporto dei risparmi connessi (0,127 Mtep da progetti relativi all'anno 2024). Restano però consistenti i benefici prodotti negli anni di piena operatività della misura, che portano il dato del nuovo risparmio cumulato al 2024 a 1,36 Mtep. Cresce invece l'apporto del Bonus Casa (0,150 Mtep, +112%) e dell'Ecobonus (0,161 Mtep, +10%): i nuovi risparmi cumulati 2021-2024 ammontano rispettivamente a 0,372 Mtep e a 0,719 Mtep.

Sul fronte dell'efficienza energetica negli usi finali, il 5 dicembre 2024 ha rappresentato la seconda scadenza del terzo ciclo di audit energetici obbligatori per le grandi imprese e per quelle energivore. Sulla base dei dati raccolti da Enea tramite il Portale Audit102, sono pervenute 853 diagnosi da 569 soggetti obbligati, di cui il 93,5% è costituito da grandi imprese, il 5,6% da Pmi energivore e lo 0,9% da grandi imprese energivore. Rispetto alle 747 diagnosi energetiche presentate dalle imprese a dicembre 2020, analoga scadenza del secondo ciclo di obbligo, quelle caricate nel 2024 sono aumentate di circa il 14%. Gli interventi di efficientamento energetico realizzati hanno generato un risparmio di 76,9 ktep/anno di energia primaria. Il risparmio medio per intervento è pari a 0,10 ktep, in aumento rispetto al 2023, probabilmente grazie a un diverso mix di interventi e alla maggiore presenza di imprese energivore tra i soggetti obbligati.

Vuoi pubblicizzare la tua azienda con noi?

Contattaci!

Cettina Siracusa
Pubblictà e Comunicazione
c.siracusa@gestioneenergia.com
Cell. 347 3389298

FIRE
FEDERAZIONE ITALIANA PER L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA

CONFERENZA ENERMANAGEMENT

20 novembre 2024
Centro Congressi FAST, Milano

L'efficienza energetica, le fonti rinnovabili e la cogenerazione sono le soluzioni efficaci che abbiamo a disposizione per consentire alle imprese e agli enti di ridurre le emissioni di CO2, aumentare la sicurezza energetica e ridurre i rischi sugli approvvigionamenti, contenere i costi energetici e conseguire una serie di benefici per il proprio business e le proprie attività.

Nella conferenza si parlerà di scenari e mercato, casi di successo e spunti di azione, novità legislative e tendenze. Partecipare dà l'opportunità di confrontarsi e fare networking con esperti, fornitori di tecnologie e servizi e con colleghi attivi nel settore, sia lato domanda che lato offerta, coprendo industria, servizi ed edifici.

Evento sponsorizzato da

ABB
Carrier
EDILCLIMA Software | Engineering | Academy
ENERGIKA tecno group
ENERSEM
Iberdrola
MAPS GROUP SHARING KNOWLEDGE
Rödl & Partner
TEDOM YANMAR GROUP
VEIL ENERGY

VUOI SPONSORIZZARE L'EVENTO? CONTATTACI!

CETTINA SIRACUSA • PUBBLICITÀ E COMUNICAZIONE
347 3389298 C.SIRACUSA@GESTIONEENERGIA.COM