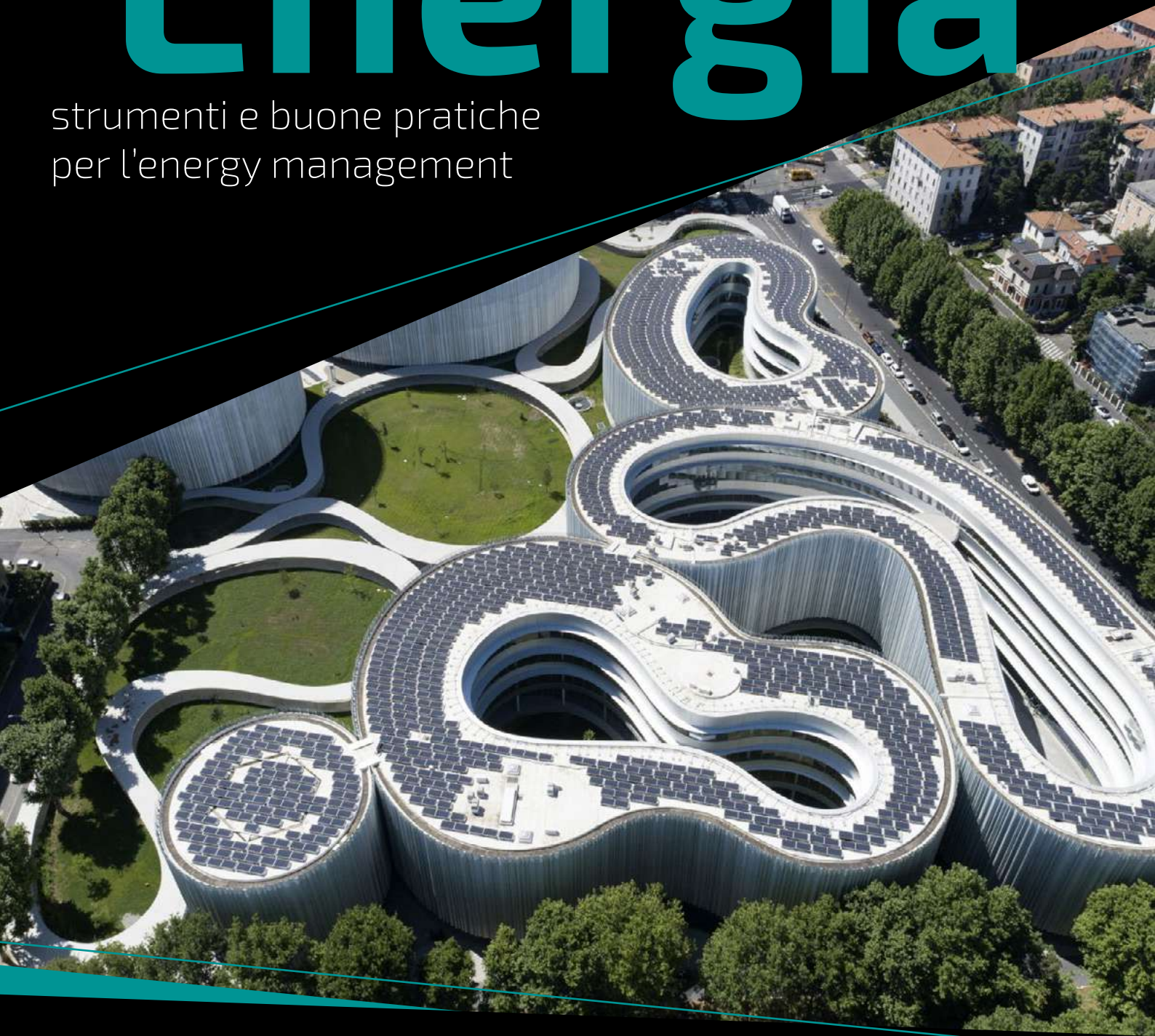


Gestione Energia

strumenti e buone pratiche
per l'energy management



FIRE
3/2026

fOCUS

Efficienza energetica:
le proposte degli stakeholder



BRAINWATT®
EMPOWERING DIGITAL ENERGY

DIGITALIZZA LE DIAGNOSI ENERGETICHE MOLTIPLICA IL VALORE DEI DATI



Quanto tempo dedichi alla raccolta e alla gestione delle informazioni per la diagnosi energetica?

Con **BRAINWATT Energy Audit** trasformi un processo complesso e frammentato in un workflow digitale, strutturato e collaborativo per:

- ✓ Ridurre le attività a basso valore aggiunto
- ✓ Centralizzare dati, analisi e documentazione
- ✓ Liberare tempo per attività ad alto valore strategico
- ✓ Coinvolgere tutti gli attori del processo

SCOPRI COME RIDURRE FINO AL 50% IL TEMPO DEDICATO ALLA GESTIONE DELLA DIAGNOSI ENERGETICA!

**Prenota
una demo personalizzata**
Inquadra il QR Code



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 Picchiolotto,
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 XIII N. 3/2026
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 in copertina gentilmente concessa da Università Bocconi

Sommario

6

Editoriale

Costi dell'energia: chi ha interesse a ridurli si muova

Giuseppe Tomassetti | Presidente FIRE

8

Prima pagina

Reti elettriche e intelligenza artificiale per la transizione energetica

Intervista a Giorgio Graditi | Direttore Generale, Area Science Park

12

Best practices & professione

**Bocconi, un Campus efficiente:
dall'energia solare alle pompe di calore**

Stefano Gironi | Energy Manager, Università Bocconi

16

**L'Energy Management nella Pubblica Amministrazione:
dall'efficienza finanziaria all'efficienza energetica**

Roberto Sannasardo | Energy Manager, Regione Sicilia

21

Contenuto sponsorizzato

**Centrica Business Solutions diventa Joulz e punta su microgrid
e asset management, finanziando direttamente l'innovazione**

Nicola Miola | General Manager di Joulz Italia

22

Tecnologie & iniziative

**Pompe di calore per il riscaldamento e la produzione di
acqua calda sanitaria: normative, tecnologia e competenze**

Roberto Alessandrelli | Product Development Director HHP & Systems, Ariston Group

Mario Motta | Professore di Fisica Tecnica Ambientale, Politecnico di Milano

focus Efficienza energetica: le proposte degli stakeholder

28

**Sicurezza, costi, clima: i tre nodi
che la politica energetica non scioglie**

Dario Di Santo | Direttore FIRE

32

**Più rinnovabili nel mix di generazione elettrica e più
autoconsumo per tagliare i prezzi dell'energia (elettrica!)**

Andrea Barbabella | Responsabile Clima ed Energia,
Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

37

Rinnovabili per competitività e sicurezza energetica

Giorgio Boneschi | Direttore Generale, Elettricità Futura

42

**Efficienza energetica: il tassello
mancante della transizione**

Elena Bruni | Adviser Energia, Confindustria



NOI REALIZZIAMO L'IMPIANTO, LA TUA AZIENDA USA L'ENERGIA

Con il Power Purchase Agreement (PPA)
Sorgenia realizza e gestisce l'impianto
fotovoltaico.

Tu utilizzi l'energia prodotta e paghi solo quella che
consumi, a condizioni economiche stabili.

Una soluzione concreta per ridurre i costi energetici
e accelerare il percorso verso la sostenibilità, senza
investimenti iniziali.

SCOPRI DI PIÙ SU [SORGENIA.IT](https://www.sorgenia.it)



sorgenia
YOUR NEXT ENERGY

46 L'Italia senza una politica per ridurre i consumi

Katiuscia Eroè | Responsabile energia, Legambiente

49 Energia: uscire dall'emergenza per ridurre costi, dipendenza dall'estero e rischi climatici

Attilio Piattelli | Presidente, Coordinamento FREE

52 Mercato & finanza

Data Center: quanti, dove e come

Arturo Lorenzoni | Professore di Economia dell'Energia, Università di Padova

56 L'Osservatorio

Premio Energy Efficiency:

cercasi imprese che riducono consumi ed emissioni

60 Politiche programmi e normative

Il Piano d'azione europeo per l'elettrificazione

Antonello Pezzini | Membro Comitato Nazionale ETS

65 News Adnkronos/PROMETEO

Rinnovabili: report, avanzano ma occorre accelerare verso obiettivo 2030

Editoriale

Giuseppe Tomassetti | Presidente FIRE



Costi dell'energia: chi ha interesse a ridurli si muova

Su questo tema avevo preparato, nel pieno della calura estiva, un editoriale che, pronto da tempo, per un disguido è finito pubblicato nel blog della FIRE, andate a leggerlo su ["ON FIRE"](#), se il tema vi interessa. Per questo numero di Gestione Energia, passati due mesi dalla prima stesura ho preparato una seconda stesura, più schematica.

Le premesse: l'Unione Europea, con l'accordo di tutti gli Stati membri, ha deciso di decarbonizzare gli impieghi energetici per ridurre le emissioni di CO2 responsabili del cambia-

mento climatico e per ridurre la dipendenza economica e politica dai paesi produttori. La transizione energetica è però in forte ritardo anche per quanto riguarda la generazione elettrica. In questi due ultimi anni la generazione fotovoltaica è aumentata di 13 TWh ma la siccità ha prodotto una più forte caduta dell'idroelettrico per cui, la quota delle fonti rinnovabili è rimasta attorno al 48% della generazione su base annua. In altri paesi europei, come la Spagna e la Germania, le fonti rinnovabili superano il 50% della generazione ed i prezzi di borsa sono più bassi che in Italia.

Il costo medio annuo delle fonti rinnovabili, come risulta dalle gare del GSE, è attorno a 65 €/MWh mentre il prezzo che si formava in borsa, prima della guerra in Iran, era fra i 100-150 €/MWh. Questa era ed è una situazione molto positiva per i produttori da fonti rinnovabili che non hanno interesse a completare la transizione, auto cannibalizzando i loro incassi; oggi possono offrire a zero e ricevere il prezzo finale di borsa, in compenso nei fine settimana di primavera, quando l'offerta di rinnovabile supera la domanda, il prezzo va a zero e Terna distacca un certo numero di produttori per la sicurezza della rete.

Gli interessati al passaggio della transizione, sia tatticamente per ridurre i prezzi per molte ore all'anno, sia strategicamente per ridurre la dipendenza dalle importazioni, sono i consumatori, direttamente o come governo rappresentante degli interessi della collettività.

I consumatori, siano famiglie, servizi o imprese, possono investire nelle fonti rinnovabili per autoconsumo, anche se generalmente preferiscono investire nel loro core business ed acquistare i servizi dalle reti; la situazione generale può però giustificare questa diversificazione delle risorse. Per i grandi consumatori è poi possibile stabilire accordi di forniture pluriennali, PPA (Power Purchase Agreement), con produttori da rinnovabili, proteggendosi dalle volatilità dei mercati senza investire risorse in impianti e competenze.

I governi hanno attuato varie forme di incentivazione con grandi problemi di gestione: l'incentivo inizialmente deve essere alto per far iniziare gli interventi ma poi deve ridursi per non drogare il mercato; in questi decenni i governi non sono stati capaci di ri-

spettare questo scaglionamento e di resistere alla pressione degli ultimi richiedenti per avere lo stesso supporto dei primi, con situazioni di stop e go delle realizzazioni.

I vari provvedimenti si susseguono con forte effetto di annuncio ma limitatissima attenzione alla applicazione ed alla gestione. Nella comunicazione dei governi, iniziative come Energy Release e FER X, con obiettivi da raggiungere entro i 2030 realizzando la transizione, finiscono per attirare molta meno attenzione dei confronti, quasi mosse da palio, per il rilancio del nucleare con prime verifiche fra un decennio. I piccoli operatori sono attirati dagli impianti più semplici, il PV rispetto all'eolico, senza verifica coi bisogni del Paese, manca il supporto che le grandi imprese pubbliche fornirono al dopoguerra; leggo che ENEL Green Power gestisce, sparsi nel mondo, 20 GW di impianti eolici e altri 20 GW di impianti solari, ma non ho letto motivazioni per l'assenza del gruppo ENEL dal mercato interno.

Le fonti rinnovabili debbono crescere in quota ed essere più programmabili per poter incidere sulla formazione dei prezzi di borsa. È necessario che si attui quanto prima la decisione dei prezzi zionali, si potrà verificare il risultato e se le regioni con predominio delle rinnovabili avranno tariffe più basse saranno di esempio alle altre. Per la seconda motivazione si può consigliare alle imprese produttrici, che hanno goduto di forti extraprofitti legati alle guerre del golfo, di investire in batterie di accumulo, in modo che possano valorizzare al meglio la loro produzione; altrimenti se saranno i gestori delle reti a realizzarle, saranno loro ad avere il coltello dalla parte del manico.

Reti elettriche e intelligenza artificiale per la transizione energetica

..... Intervista a Giorgio Graditi | Direttore Generale, Area Science Park
a cura di Micaela Ancora, Giornalista FIRE



Quali sono le priorità per rendere le reti elettriche più resilienti, flessibili e capaci di integrare le rinnovabili?

La transizione richiede di pianificare in modo integrato reti, generazione, accumuli e consumi, anticipando le esigenze di un'elettrificazione crescente. I numeri indicano la direzione: nel 2025 le fonti rinnovabili hanno coperto il 41% della domanda elettrica nazionale, pari a 311 TWh; sono stati installati oltre 7 GW di nuova capacità rinnovabile e il fotovoltaico ha raggiunto il record di 44 TWh prodotti. Per centrare l'obiettivo del PNIEC, circa 131 GW di rinnovabili al 2030 a fronte degli oltre 83 GW attuali, occorrerà aggiungere quasi 10 GW l'anno. La priorità è potenziare le reti di trasmissione e di distribuzione, accelerare autorizzazioni e connessioni e rendere le infrastrutture più resistenti agli eventi climatici estremi. La digitalizzazione è una leva abilitante: sensori, automazione e monitoraggio avanzato consentono di conoscere in tempo reale lo stato della rete, localizzare i guasti e ripristinare più rapidamente il servizio.

Altrettanto decisiva è la flessibilità. Gli accumuli stanno crescendo rapidamente: nel 2025 sono entrati in esercizio circa 1,7 GW di nuovi sistemi e i quasi 900.000 accumuli distribuiti superano ormai i 17 GWh di capacità. Con la prima asta MACSE, Terna ha inoltre assegnato 10 GWh di nuovi accumuli su scala di rete, con consegna dal 2028. Accanto agli accumuli, gestione attiva della domanda e aggregazione delle risorse distribuite devono contribuire al bilanciamento

e alla riduzione delle congestioni. Servono, inoltre, regole e segnali economici che valorizzino questi servizi e un coordinamento più stretto tra gestori di trasmissione e distribuzione. Con la diffusione degli impianti connessi tramite inverter, occorre inoltre garantire il controllo di tensione e frequenza e la stabilità del sistema, anche attraverso tecnologie grid-forming.

In quali ambiti l'intelligenza artificiale può contribuire maggiormente all'efficienza del sistema energetico?

L'IA può trasformare grandi quantità di dati in decisioni operative più rapide e migliori: affinare le previsioni di produzione rinnovabile e di consumo, ottimizzare la gestione degli accumuli e individuare anomalie prima che diventino guasti, a supporto della manutenzione predittiva. Negli edifici e nei processi industriali può adattare i consumi alle esigenze effettive, riducendo sprechi e picchi di potenza.

Un ambito particolarmente interessante è quello dei gemelli digitali, che permettono di simulare il comportamento di impianti e reti e di valutare strategie di gestione prima di applicarle. Essenziale la qualità dei dati e la validazione rigorosa dei modelli, sotto supervisione umana.

Come conciliare le opportunità offerte dall'IA con la crescente domanda di energia dei data center?

Partiamo dai numeri. Secondo Terna, nel 2024 i data center italiani hanno consumato circa 3,9 TWh, pari all'1,3% della domanda elettri-

ca nazionale. Le stime al 2030 indicano un fabbisogno compreso tra circa 10 e 18 TWh: da due volte e mezzo a oltre quattro volte il livello del 2024, con un'incidenza che potrebbe salire tra il 3% e il 6% dei consumi. Le richieste di connessione alla rete di trasmissione hanno raggiunto circa 96 GW che fa comprendere bene la pressione sulla rete elettrica.

La sostenibilità deve guidare l'intera filiera digitale: modelli proporzionati ai compiti, software e hardware efficienti, fino al raffreddamento ottimizzato e recupero del calore. Agli indicatori di efficienza dell'infrastruttura vanno affiancati consumi assoluti, emissioni e uso dell'acqua, perché la crescita della domanda di servizi digitali può assorbire i risparmi ottenuti.

È essenziale coordinare la localizzazione dei nuovi data center alla disponibilità di energia a basse emissioni e con la capacità delle reti, evitando la concentrazione in poche aree già congestionate. I carichi differibili, come l'addestramento dei modelli, possono essere programmati nelle ore di maggiore produzione rinnovabile, e i data center possono diventare risorse di flessibilità. I vantaggi generati dall'IA devono superare le risorse necessarie per svilupparla e utilizzarla.

Quale contributo possono offrire le attività di Area Science Park alla trasformazione dei sistemi energetici e tecnologici?

Area Science Park, Ente pubblico nazionale di ricerca vigilato dal Ministero dell'Università e della Ricerca, collega ricerca, sperimentazione e adozione industriale, offrendo infrastrutture e competenze per validare

le tecnologie in condizioni prossime a quelle reali. Sul versante della Data Engineering, il data center ORFEO mette a disposizione calcolo ad alte prestazioni e IA per simulazioni, analisi dei dati e sviluppo di modelli. Parallelamente, la capacità di sviluppare strumenti di calcolo più efficienti come DEVIL (Differential Expression with Variational Inference Learning) capace di analizzare dieci milioni di cellule in meno di due ore, con un consumo di memoria circa tre volte inferiore rispetto ai migliori strumenti esistenti e una velocità fino a quaranta volte superiore sui dataset più grandi, consente di ottimizzare le performance delle attività di ricerca.

Sul versante energetico sviluppiamo un ecosistema dedicato all'idrogeno rinnovabile, anche attraverso la partecipazione di Area Science Park, in qualità di partner, alla North Adriatic Hydrogen Valley, l'iniziativa transfrontaliera che coinvolge la Regione Friuli-Venezia Giulia, la Slovenia e la Croazia. Con il progetto H2SmartLab, in collaborazione con SISSA e Università di Trieste, stiamo realizzando laboratori per studiare produzione, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno. I dati sperimentali alimenteranno un gemello digitale, per ottimizzare prestazioni e affidabilità dei sistemi e sostenere le attività di ricerca e validazione delle imprese.

L'obiettivo è verificare prestazioni, affidabilità e sostenibilità delle soluzioni e facilitarne il trasferimento alle filiere produttive. Il nostro contributo è ridurre la distanza tra risultati scientifici e applicazioni, sviluppando competenze e collaborazioni con le imprese e contribuendo alla competitività del territorio.

ENERSEM

Nati come spin-off del Politecnico di Milano e ora parte del Gruppo Cimberio S.p.A., noi di Enersem forniamo soluzioni data-driven per accompagnarti negli investimenti in efficienza energetica e decarbonizzazione.



Scopri le nostre soluzioni
per civile e industria

Ottimizzazione Centrali termiche e frigorifere

Regolazione dinamica dei set point in base al fabbisogno: fino al 15% di risparmio.

ESG da Obiettivo a Risultato

Recupero di calore, efficienza di caldaie e pompe di calore.

Valorizzazione Immobiliare

Conformità BACS, massimo comfort per gli occupanti, fino al 25% di risparmio sulla climatizzazione.

Efficienza Aria Compressa

Riduzione automatica delle perdite sulle utenze: fino al 40% di risparmio.

Smart Energy Valve

Efficienza e contabilizzazione MID per ottimizzare la distribuzione di caldo e freddo.

enersem.eu



info@enersem.eu



ENERSEM

Le soluzioni che gli altri non vedono

Bocconi, un Campus efficiente: dall'energia solare alle pompe di calore

Stefano Gironi | Energy Manager, Università Bocconi

Nel Piano Strategico quinquennale 2021-2025 l'Università Bocconi ha inserito, per la prima volta in modo esplicito, una specifica linea di indirizzo riguardante un approccio di sviluppo più sostenibile e maggiormente improntato alla responsabilizzazione ambientale di tutti gli stakeholder. In attuazione di questo orientamento programmatico dei vertici dell'Ateneo, a partire dal 2021 la Direzione Infrastructures, Sustainability & Facility Management ha avviato un ampio progetto di efficientamento energetico e progressiva decarbonizzazione del Campus universitario, articolato in una serie di interventi tra loro collegati aventi le finalità di:

Le iniziative realizzate per il conseguimento di tali obiettivi hanno riguardato:

1. la progressiva installazione di pannelli fotovoltaici per l'autoproduzione di energia rinnovabile;
2. la realizzazione di opere di efficientamento energetico presso vari edifici del Campus;
3. l'introduzione di un sistema di monitoraggio e analisi dei consumi elettrici e idrici;
4. un programma di sostituzione di tutte le centrali termiche presenti negli edifici del Campus con impianti a pompe di calore ad alto rendimento.

Di seguito una breve descrizione di ciascuna iniziativa e dei principali risultati finora prodotti a seguito della loro attuazione.



L'autoproduzione di energia rinnovabile

Dal 2021 sono stati progressivamente messi in funzione i pannelli solari installati sulle coperture di sei edifici del Campus (Via Castiglioni 8, Via Sarfatti 10, Viale Toscana 30, Via Sarfatti 25, Via Gobbi 5, residenza studentesca di Via Spadolini 12).

Gli ultimi interventi sono stati completati nel corso del 2025: gli impianti fotovoltaici attualmente attivi hanno una potenza complessiva di 1.350 kWp e assicurano un'autoproduzione di energia rinnovabile che si aggira annualmente intorno a 1.700 MWh tale da soddisfare nell'ultimo anno di riferimento (2024) quasi l'8% dell'intero fabbisogno di energia elettrica dell'Università (pari a 21.800 MWh). Si tratta di un contributo significativo che riduce la dipendenza da fonti esterne e rafforza la coerenza dell'impegno verso l'energia pulita.

L'efficienza al servizio del comfort e del risparmio

Parallelamente, sei edifici sono stati oggetto di interventi mirati di riqualificazione energetica. Nello specifico: due residenze studentesche sono state oggetto di opere di isolamento termico che hanno permesso di migliorarne le prestazioni con un salto di classe energetica certificato. In particolare, nella Residenza Spadolini si è provveduto ad applicare un cappotto esterno su tutte le superfici disperdenti dell'involucro edilizio e a sostituire i serramenti esistenti con unità più performanti, mentre nella Residenza di Via Bocconi 12 si è intervenuti nell'isolamento termico del

sottotetto e nella sostituzione della membrana di copertura. In quattro dei principali edifici universitari (Via Sarfatti 25, Via Gobbi 5, Via Röntgen 1 e Piazza Sraffa 13) si è avviata la sostituzione di neon e lampade fluorescenti con soluzioni LED ad alta efficienza energetica. Ad oggi l'intervento ha riguardato oltre 5.000 punti luce dando luogo a un minor consumo annuo stimato nell'ordine di oltre 560.000 kWh.

Al di là degli evidenti benefici in termini di risparmio e uso più razionale dell'energia elettrica, questo processo di rinnovamento ha reso possibile l'adozione di soluzioni più flessibili (in grado, cioè, di adattarsi maggiormente alle caratteristiche dei "corpi illuminanti" preesistenti) e anche funzionali alle specificità architettoniche dei diversi ambienti, contribuendo in ultima analisi a migliorare il comfort visivo degli utenti.

Sistema di monitoraggio e analisi dei consumi

L'Università Bocconi dispone da tempo di un sistema BMS con il quale viene gestito, anche da remoto, il funzionamento di tutti gli impianti meccanici e di una buona parte di quelli elettrici relativi all'intero Campus. Nel corso del 2025 ad esso sono stati affiancati strumenti avanzati di raccolta e analisi dei dati dei consumi elettrici e idrici, con l'obiettivo di migliorare ulteriormente l'efficienza di gestione e ottimizzare le prestazioni degli edifici. Tali SW utilizzano l'intelligenza artificiale per fornire indicazioni personalizzate sia sul risparmio energetico, in base ai dati di utilizzo dell'energia e alle condizioni atmosferiche presenti, sia sui consumi idrici, inviando alert in

caso di rilevazione di perdite, sprechi o situazioni "anomale".

Si tratta di molteplici funzionalità che consentono di intervenire in modo mirato sulle problematiche o inefficienze evidenziate ma anche proattivamente (ad esempio tramite il controllo predittivo automatizzato dei set-point). Tutto ciò produce, come beneficio finale, una riduzione dei consumi e dei costi operativi ma anche una maggiore durata dei propri asset.

La sostituzione delle centrali termiche: addio gas, benvenute pompe di calore

Il passo più rilevante è stato compiuto tra il 2024 e il 2025, con la dismissione progressiva di tutte le centrali termiche a gas naturale negli edifici di proprietà dell'Università e la loro sostituzione con impianti a pompe di calore (PDC) ad alto rendimento (di tipo acqua/acqua o aria/acqua a seconda della fattibilità tecnica).

Questo programma di interventi, inserito anche come contributo dell'Ateneo al Climate City Contract promosso dalla Città di Milano (che prevede la collaborazione di stakeholder chiave per l'attuazione del "Piano Aria e Clima" definito dalla municipalità milanese con l'obiettivo di ridurre del 60% le emissioni di GHG entro il 2030 e raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050), ha riguardato le caldaie presenti in quattro edifici (ossia gli immobili di Via Sarfatti 25, Via Gobbi 5, Viale Isonzo 21/23 e Via Buzzi 7). In aggiunta, l'installazione di PDC ad alto rendimento è stata eseguita anche presso la residenza studentesca di Via Spadolini 12, precedentemente dotata di un sistema di teleriscaldamento

prodotto da centrali termiche. Oltre al totale azzeramento dei consumi di gas metano, i nuovi impianti HVAC (gli ultimi dei quali sono stati installati nel mese di dicembre 2025 presso la residenza di Via Buzzi 7) permetteranno una riduzione stimata di emissioni pari a circa 900 tCo_{2e}, con un impatto positivo sulla qualità dell'aria nell'ambiente circostante al Campus universitario.

Un altro beneficio indiretto collegato alla dismissione delle centrali a gas riguarda l'aumento degli spazi disponibili nei locali precedentemente occupati dalle caldaie, che possono essere utilizzati per altri fini (es. magazzini, deposito libri).

Un approccio integrato e un ruolo rafforzato

Tutte le iniziative fin qui descritte sono state pianificate e realizzate come parte di una strategia unitaria e coordinata, che ha spesso previsto l'integrazione delle attività di ristrutturazione edilizia programmate negli edifici del Campus con l'adozione di soluzioni energetiche innovative. Questo metodo ha permesso di cogliere appieno le opportunità di efficientamento, evitando approcci frammentati. Determinante, nello sviluppo del progetto, è stato l'impegno dell'Energy Team dell'Università, coordinato dall'Energy Manager, il cui ruolo (già riconosciuto da quando l'Università ha conseguito, nel 2017, la certificazione ISO50001 del proprio sistema di gestione energetico) ha acquisito crescente rilevanza e visibilità interna man mano che il progetto si è andato delineando nelle sue varie articolazioni, fino a essere formalmente ridefinito e ampliato nel 2025, con un





riconoscimento di nuove competenze e responsabilità (in particolare, quelle digitali riguardanti la gestione e il monitoraggio degli impianti tramite software dedicati).

Un percorso che continua

L'insieme degli interventi in cui si è articolato il progetto segna una svolta significativa per il Campus Bocconi: un esempio di come un Ateneo possa coniugare la propria missione accademica con una gestione responsabile delle risorse. Il percorso, in ogni caso, non si conclude qui. Le azioni già compiute (alcune delle quali, come il relamping e l'installazione di pannelli fotovoltaici, proseguiranno nei prossimi anni coinvolgendo altri edifici del Campus) hanno gettato le basi per un impegno di lungo periodo, in linea con le sfide globali e con la responsabilità che una grande istituzione universitaria sente di avere verso la comunità e il territorio. La Bocconi si propone così non soltanto come luogo di formazione e ricerca, ma anche come un laboratorio di sostenibilità, in cui ogni edificio, ogni impianto e ogni scelta gestionale contribuisce a costruire un modello di innovazione responsabile, al servizio delle persone e dell'ambiente.

L'Energy Management nella Pubblica Amministrazione: dall'efficienza finanziaria all'efficienza energetica

Roberto Sannasardo | Energy Manager, Regione Sicilia



Il percorso sintetizzato nel titolo nasconde una complessità di processi amministrativi e burocratici che, nel presente articolo, partendo da un'esperienza applicativa, si intendono schematizzare.



In primo luogo, la conoscenza dei dati di consumo e delle tipologie costruttive degli immobili che, in un'amministrazione complessa come la Regione Siciliana — articolata in dodici Assessorati e venticinque Direzioni, con sedi ubicate in tutte e nove le province — non è un'operazione né semplice né immediata. Si è quindi deciso di intraprendere il percorso di efficientamento procedendo per step progressivi, partendo da uno dei Dipartimenti più complessi per tipologia costruttiva degli immobili, utilizzo e articolazione territoriale: il Dipartimento dei Beni Culturali, che conta oltre cento sedi disseminate nelle nove province, tra uffici e musei ospitati in immobili di valenza storico-artistica e aree archeologiche. Altro aspetto rilevante è la disponibilità di risorse economiche specificamente stanziare in bilancio per il perseguimento di tali finalità. Pertanto, le direttive attraverso le quali si è cercato di coniugare aspetti apparentemente confliggenti sono state declinate nelle seguenti azioni:

1. analisi dei consumi e della fatturazione per la fornitura di energia elettrica del Dipartimento in esame, sia a livello centrale che periferico;
2. analisi dello stato degli impianti e degli involucri edilizi, necessaria alla predisposizione di proposte progettuali da candidare su linee di finanziamento, anche comunitarie (programmazione 2014-2020);
3. attività progettuali e di raccordo con le istituzioni regionali e nazionali competenti in materia di efficientamento energetico.

Il primo passo è stato certamente l'efficientamento sotto il profilo fi-

nanziario. A seguito dell'analisi condotta sulle forniture elettriche sono state riscontrate alcune anomalie che hanno determinato, nel marzo 2012, la cessazione del rapporto contrattuale con il precedente fornitore e l'avvio delle procedure per la definizione della gara pubblica per la fornitura di energia elettrica, attività successivamente divenuta obbligatoria a seguito della pubblicazione del decreto-legge 6 luglio 2012, n. 95 (c.d. spending review). È stato pertanto emanato un bando per un Accordo Quadro con rilancio competitivo annuale. La gara, del valore stimato di circa dodici milioni di euro, è stata aggiudicata a un fornitore che ha offerto un prezzo inferiore al parametro Consip, con una riduzione di circa il 15% rispetto al costo precedentemente sostenuto, determinando un risparmio economico complessivo stimabile in oltre 1,2 milioni di euro nel quadriennio di durata dell'Accordo. È opportuno segnalare che il bando di gara prevedeva, in maniera innovativa rispetto alla prassi seguita non solo dalla Regione Siciliana, anche ulteriori oneri a carico del fornitore, inclusi nel prezzo di fornitura come sopra determinato. In particolare:

1. in attuazione della Direttiva 2012/27/UE, l'Accordo Quadro approvato con D.D.G. n. 1207 del 9 maggio 2013 prevedeva l'obbligo per il fornitore di procedere alla classificazione energetica degli immobili del Dipartimento, condizione necessaria per l'avvio del processo di efficientamento;
2. l'obbligo di destinare una quota dell'1,1% annuo del fatturato a interventi di riduzione dei consumi energetici (ad esempio sostituzione dei corpi illuminanti, instal-

lazione di sensori di presenza, ecc.), con cui si è realizzato, tra l'altro, il relamping a LED della Valle dei Templi e del Teatro Antico di Taormina. Anche questi costi evitati hanno contribuito a rendere ancora più proficua la procedura qui descritta. Ma veniamo agli aspetti più interessanti, non strettamente legati a questioni economiche. Una delle maggiori sfide che la società moderna deve affrontare è la lotta al cambiamento climatico, auspicata dagli organismi e dalla comunità internazionale, cui anche il nostro Paese aderisce. Come ricorda l'ENEA, «gli impegni nazionali ed europei di lotta al cambiamento climatico e per un uso efficiente delle risorse obbligano a mutamenti radicali nel modo di produrre e consumare e, quindi, nelle dinamiche economiche e sociali interne ad ogni Paese». Il progetto illustrato si inserisce nel processo di riorganizzazione e razionalizzazione del patrimonio edilizio pubblico, volto a ridurre i consumi e migliorare l'efficienza di edifici particolarmente energivori. In

tale contesto, il patrimonio edilizio storico non può essere escluso dal processo di efficientamento: la mancata integrazione ne comprometterebbe la qualità prestazionale e la fruibilità, relegandolo a mera testimonianza di sé stesso. L'efficientamento energetico degli edifici e delle aree archeologiche costituisce, dunque, una sfida che richiede equilibrio tra la trasformazione del sistema edilizio e la tutela dei caratteri storici e culturali. La redazione degli audit energetici di 105 sedi del Dipartimento, effettuata con il supporto del fornitore sopra menzionato, ha costituito la base per una strategia pluriennale volta a ridurre i costi energetici e migliorare il comfort e la fruizione degli spazi. Tale percorso ha portato all'emanazione, nel febbraio 2017, di un bando ai sensi dell'art. 183 del D.Lgs. 18 aprile 2016, n. 50, per l'acquisizione di proposte di intervento, conclusosi con l'emissione, nell'agosto 2019, del decreto di riconoscimento della pubblica utilità della proposta ritenuta meritevole di accoglimento. Questo decreto ha costituito la base per una nuova procedura finalizzata alla definizione di un Energy Performance Contract (EPC) secondo il modello shared savings, avviata nel luglio 2020. La gara, basata sulla proposta progettuale selezionata, ha portato alla realizzazione di interventi di efficientamento energetico degli immobili e delle aree archeologiche del Dipartimento regionale dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana, per un importo complessivo di oltre diciotto milioni di euro, a valere sulle risorse dell'Azione 4.1.1 del PO FESR 2014-2020, con un contributo pubblico





Kairos

NEW ENERGY FOR YOUR BUSINESS

Il tuo partner per la transizione energetica e digitale

Kairos Società di Ingegneria è una Energy Service Company (ESCo) indipendente, operativa dal 2011 e certificata UNI CEI 11352 dal 2013.

Opera su tutto il territorio nazionale con EGE certificati SECEM (settori civile e industriale), AMVP, Lead Auditor ISO 50001/14001.



Alcuni dei numeri di Kairos

- **15 anni** di attività
- **80+** clienti tra industria, terziario e Pubblica Amministrazione su tutto il territorio nazionale
- **250+** diagnosi energetiche ex art. 8 Decreto 102/2014 - tutti i settori (civile, industriale, trasporti)
- **30 M€+** valore dei beni periziati in ambito Industria 4.0 / Transizione 5.0



I nostri servizi principali

- **Diagnosi energetiche** - DE secondo UNI CEI EN 16247, settori civile, industriale e trasporti (obbligo art. 8 Decreto 102/2014)
- **Pratiche energivori** - condizionalità green - sistemi di monitoraggio dei consumi energetici
- **Energy Management** - Incarichi da Energy Manager (art. 19 L. 10/91) e da EGE;
- **Sistemi di Gestione dell'energia ISO 50001**
- **Gestione incentivi** - TEE, Conto Termico 3.0, Pratiche "energivori", bandi nazionali, regionali europei ambito energia e sostenibilità
- **Contratti EPC** - ambito privato e Pubblica Amministrazione / partecipazione a Bandi
- **Impianti chiavi in mano** - fotovoltaico, BESS.
- **Autoconsumo diffuso (TIAD)** - PPA, configurazioni CACER
- **ESG e Decarbonizzazione** - Carbon Footprint ISO 14064/67, percorsi di decarbonizzazione per energivori
- **Perizie Industria 4.0 / Transizione 5.0 / Nuova Transizione 5.0** - Iperammortamento 2026 — consulenza e perizie interconnessione / "Mantenimento requisiti"
 - **Soluzioni finanziarie innovative** per l'efficienza energetica o le rinnovabili (es. Crowdfunding)
 - **Applicazioni e servizi digitali, inclusa IA, per l'energy management**



Saremo presenti a

KEY THE ENERGY TRANSITION EXPO

RIMINI 10-12 Marzo 2027

**"Quando soffia il vento del cambiamento
alcuni costruiscono muri, altri mulini a vento"**

Proverbio cinese



Kairos

Società di ingegneria srl

Via Montemarcone 136B - 66041 ATESSA (CH)

Tel. 0872.897475 - info@kairosingegneria.eu

www.kairosingegneria.eu

LinkedIN: Kairos Ingegneria - Energy Service Company



di circa nove milioni e la restante quota a carico del partner privato. L'azione è stata coerente con la Direttiva 2012/27/UE e con il D.M. 4 luglio 2014, n. 102, che definisce il contratto di rendimento energetico come «l'accordo contrattuale tra il beneficiario e il fornitore di una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, verificata e monitorata durante l'intera durata del contratto». In conformità al D.M. 102/2014, sono stati progettati e realizzati interventi su sessantatré siti, comprendenti: – riqualificazione dei sistemi di illuminazione; – adeguamento degli impianti di climatizzazione invernale ed estiva; – installazione di impianti fotovoltaici; – implementazione di sistemi BACS (Building Automation and Control System); – miglioramento degli involucri trasparenti; – gestione e manutenzione per il mantenimento dei livelli di efficienza; – misurazione e monitoraggio dei risultati. L'impianto contrattuale disciplina l'allocazione dei rischi tra Amministrazione concedente e operatore economico. Trattandosi di un EPC in partenariato pubblico-privato (PPP), i rischi di costruzione, disponibilità e finanziamento restano in capo al concessionario per l'intera durata contrattuale: a) rischio di costruzione/disponibilità, connesso al raggiungimento delle performance previste; b) rischio di domanda, relativo alla

disponibilità all'uso dell'opera nei termini pattuiti; c) rischio di finanziamento, inerente alla sostenibilità economica dell'operazione.

Il progetto rappresenta una best practice nel panorama nazionale, ponendo la Regione Siciliana come soggetto attivo nel perseguimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni e della spesa energetica, in particolare nel settore dei Beni Culturali. Dopo il primo anno di gestione degli impianti, la Commissione paritetica istituita ad hoc ha confermato il raggiungimento degli obiettivi contrattuali, con una riduzione dei consumi normalizzati superiore al 30%. In conclusione, il progetto ha affrontato il tema dell'efficienza energetica dei sessantatré siti individuati nel pieno rispetto della tutela del bene storico, senza alterazioni percettibili dell'aspetto esteriore, mediante soluzioni tecniche compatibili che, pur riducendo lievemente l'impatto dell'intervento in termini di efficienza energetica raggiunta, non ne compromettono la conservazione. Il valore simbolico del progetto e il messaggio che esso veicola consistono nella dimostrazione che, se è possibile conseguire efficienza energetica negli edifici storici e monumentali, è possibile ovunque, formulando un auspicio coerente con la prospettiva della nuova Direttiva EPBD (Energy Performance of Buildings Directive).

Centrica Business Solutions diventa Joulz e punta su microgrid e asset management, finanziando direttamente l'innovazione

Con l'integrazione nel gruppo Joulz, l'azienda amplia la propria offerta e investe negli asset energetici industriali, aiutando le imprese a trasformare le proprie infrastrutture energetiche in una leva di liquidità, efficienza operativa e competitività



Nicola Miola | General Manager di Joulz Italia

Il passaggio dal Gruppo Centrica al gruppo olandese Joulz segna una nuova fase per l'azienda, oggi operativa come [Joulz Italia](#). Grazie a competenze e risorse più ampie, la società rafforza il proprio ruolo nel supportare le imprese nel percorso di transizione energetica, con particolare attenzione a microgrid, sistemi di autoproduzione e accumulo energetico, gestione intelligente dell'energia e asset management.

"Non si tratta soltanto di ampliare il portafoglio tecnologico", spiega Nicola Miola, General Manager di Joulz Italia. "La complessità dello scenario energetico richiede oggi alle aziende un'infrastruttura capace di produrre, accumulare e gestire l'energia in modo intelligente, garantendo affidabilità, sostenibilità e controllo dei costi".

Forte di oltre 20.000 clienti business e parte del gruppo 3i Infrastructure, Joulz porta in Italia un'esperienza consolidata nelle soluzioni energetiche avanzate. L'attenzione è rivolta a sistemi integrati che combinano fotovoltaico, cogenerazione, accumulo e altre tecnologie in vere e proprie microgrid, sempre più centrali per l'autonomia energetica delle imprese.

Un ruolo sempre più importante è svolto anche dall'Asset Management, come spiega Miola: "Possiamo acquisire impianti esistenti, anche quelli installati da altre aziende, generando li-

quidità immediata che l'impresa può destinare al proprio core business o a nuovi investimenti strategici. Allo stesso tempo prendiamo in carico la gestione dell'impianto, garantendone manutenzione, aggiornamento tecnologico e incremento di prestazioni nel tempo. L'azienda continua a beneficiare dell'energia prodotta on-site, ma senza doversi occupare della proprietà e della costosa gestione dell'infrastruttura".

Un esempio concreto è quello di SPICA, azienda attiva nel settore delle materie plastiche, che ha affidato a Joulz la gestione della propria infrastruttura energetica, composta da impianto di trigenerazione da 2 MW, un impianto FV da 553 kW e componenti accessorie. L'operazione ha consentito all'azienda di ottenere immediata liquidità eliminando al contempo la complessità legata alla gestione degli impianti, mentre Joulz ne garantisce l'efficienza e la continuità operativa attraverso una partnership di lungo periodo.

Conclude Miola. "Molti impianti installati negli anni hanno oggi un valore che spesso viene sottovalutato. Per questo abbiamo deciso di mettere a disposizione sia una guida dedicata all'asset management sia un [tool per la valutazione degli impianti di cogenerazione](#): il nostro obiettivo è aiutare le imprese a valorizzare questi asset e trasformarli in una leva per la crescita e la competitività".

Pompe di calore per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria: normative, tecnologia e competenze

Roberto Alessandrelli | Product Development Director HHP & Systems, Ariston Group
Mario Motta | Professore di Fisica Tecnica Ambientale, Politecnico di Milano



Il 2025 ha segnato un cambio di fase: le pompe di calore elettriche (EHP) negli edifici non sono più solo una tecnologia "in crescita", ma una componente strutturale delle strategie europee per la decarbonizzazione degli edifici. Soprattutto nella revisione della direttiva sull'efficienza energetica degli edifici (EPBD) si è previsto di accelerare il rinnovamento del parco installato, rendendo la sostituzione delle caldaie un tema sempre più concreto per tutte le utenze.

Questa spinta regolatoria è in parte neutralizzata da un contesto in continuo divenire. I prezzi dell'energia restano volatili, rendendo più rischiose le decisioni degli utenti sull'investimento in EHP – ancora elevato – e aumentando la necessità di valutazioni tecniche accurate. Allo stesso tempo, il settore sconta un deficit di competenze lungo l'intera filiera: non tutti i produttori sul mercato hanno esperienza completa, progettisti che non sempre applicano criteri adeguati di dimensionamento e di progettazione, installatori a volte non formati sui sistemi EHP, tecnici di avviamento che faticano a ottimizzare i parametri di funzionamento.

A complicare ulteriormente il quadro contribuisce l'evoluzione delle normative sui refrigeranti, che richiede ai produttori continui investimenti in nuove competenze, infrastrutture di test e linee produttive dedicate, spesso prima che quelle precedenti abbiano completato il ciclo di ammortamento.

Nuovi vincoli e nuove soluzioni: un settore in transizione tecnologica

Il propano (R290) è oggi uno dei refrigeranti più interessanti per le pompe di calore: combina ottime proprietà termodinamiche, fino a circa 75°C, senza ricorrere a compressori o cicli particolarmente complessi: consente COP elevati anche alle basse temperature esterne e permette temperature di mandata elevate. Di contro è un refrigerante A3, quindi infiammabile: vi sono pertanto vincoli alle distanze di installazione e, nelle applicazioni indoor, su volumi e ventilazione

minimi. È un'alternativa migliore agli Idrofluorocarburi (HFC) e alle idrofluoro-olefine (HFO), potenzialmente soggetti a bando per via dei PFAS. La sicurezza reale del R290 — quando prodotto, impianto e installazione sono progettati correttamente — è maggiore rispetto al rischio percepito. Tuttavia, l'attuale quadro normativo è piuttosto vago e non introduce ancora requisiti realmente stringenti su molte misure di mitigazione possibili: ne deriva che alcuni produttori propongono soluzioni competitive che, pur rispettando formalmente la normativa vigente, non garantiscono lo stesso livello di sicurezza dei prodotti progettati secondo le migliori pratiche. A livello normativo si sta lavorando per rendere più omogeneo il livello minimo di sicurezza richiesto. Nel complesso, il propano offre un profilo ambientale di norma superiore alle alternative fluorurate.

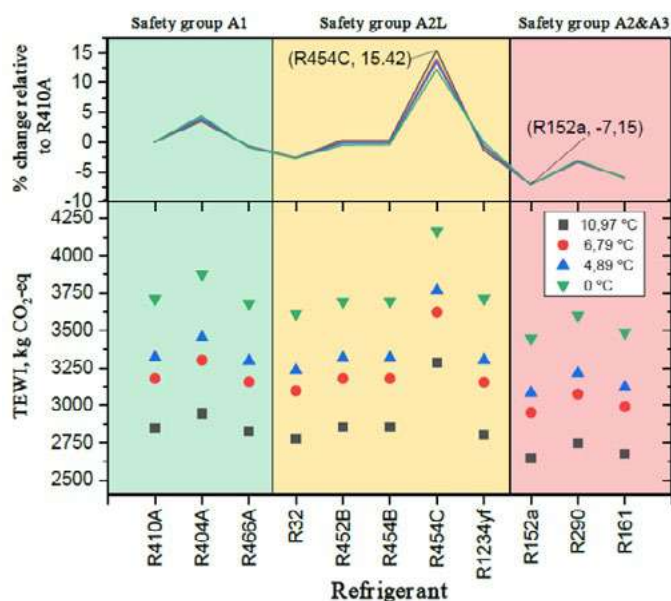
Le nuove pompe di calore monoblocco a R290 racchiudono tutto il circuito frigorifero all'interno dell'unità esterna: questo elimina il rischio di avere il propano dentro l'edificio e semplifica l'installazione. Rimane però necessario adottare accorgimenti progettuali — non sempre previsti come obbligatori — per minimizzare il rischio di ingresso e permanenza del refrigerante indoor.

Nei sistemi split, il refrigerante si trova anche all'interno dell'edificio; con R290 questo implica misure di mitigazione aggiuntive: limitazioni della carica, dispositivi di intercettazione e sensoristica gas. Per evitare tali complessità molti produttori stanno quindi adottando refrigeranti alternativi, come R454C, una miscela A2L che ha meno limitazioni ma introduce nuove

sfide: costi maggiori, efficienza inferiore e un profilo ambientale peggiorativo nel ciclo di vita (per la maggior parte dovuto a minor efficienza).

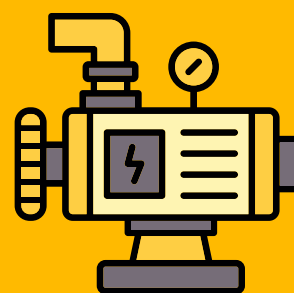
L'attuale normativa classifica i refrigeranti in base all'impatto che hanno sui cambiamenti climatici (GWP),

ma alcuni produttori e associazioni di settore stanno spingendo per aumentare l'attenzione sul Total Equivalent Warming Impact (TEWI, vedi fig.1) che tiene conto dell'impatto sull'efficienza collegato all'uso dello specifico refrigerante e quindi delle emissioni correlate.



La Fig. 1 evidenzia come, pur non presentando il valore di GWP più elevato tra i refrigeranti analizzati, l'R454C porti al valore di TEWI più alto, principalmente a causa della ridotta efficienza in funzionamento (COP).

Fig. 1 - TEWI: Total Equivalent Warming Impact (1)



Il forte focus sugli aspetti legati ai refrigeranti ha rallentato l'innovazione in altri ambiti, ma alcune evoluzioni interessanti stanno comunque emergendo. Gli evaporatori microchannel permettono di ridurre cariche e volumi e migliorano la competitività dei prodotti. Si stanno diffondendo le unità interne compatte con compressore e scarico canalizzato all'esterno, utili quando l'installazione outdoor è complessa. Stanno inoltre appearing soluzioni water-to-water per singole unità abitative collegate a water-loop condominiali e sono in sviluppo i primi split aria/acqua a propano, che estendono l'applicabilità del refrigerante naturale anche a configurazioni oggi non disponibili. Crescono anche le macchine multifunction aria-aria + ACS/DHW e gli accumuli a PCM, che permettono maggiore densità energetica rispetto ai tradizionali serbatoi d'acqua. Tra le proposte più innovative, i sistemi water-to-water che utilizzano un pannello solare come evaporatore, integrando recupero solare e scambio termico in un'unica soluzione.

Sul fronte dei controlli, sono in crescita l'in-

tegrazione con fotovoltaico e la gestione intelligente dei carichi per massimizzare l'autoconsumo, mentre le prospettive riguardano sensori più accurati, algoritmi auto-adattativi, logiche predittive basate su dati climatici e una modulazione più fine dei cicli. Queste soluzioni non sono ancora diffuse su larga scala, ma il quadro tecnico attuale rende possibile una loro adozione progressiva nel prossimo futuro.

Prestazioni reali: cosa conta davvero in un'installazione

Le prestazioni dichiarate delle pompe di calore descrivono il comportamento in condizioni standardizzate, ma il rendimento reale dipende soprattutto dall'impianto, dal dimensionamento e dalla gestione. Temperature di mandata troppo elevate – talvolta impostate a 70–75°C senza reale necessità – penalizzano il COP e allungano sensibilmente il tempo di ritorno dell'investimento. Con curve climatiche correttamente tarate, molti impianti a radiatori funzionano efficacemente già a 50–55°C, con un salto di efficienza significativo.

La Fig 2 mostra, in termini quantitativi, come la temperatura di mandata incida sul COP.

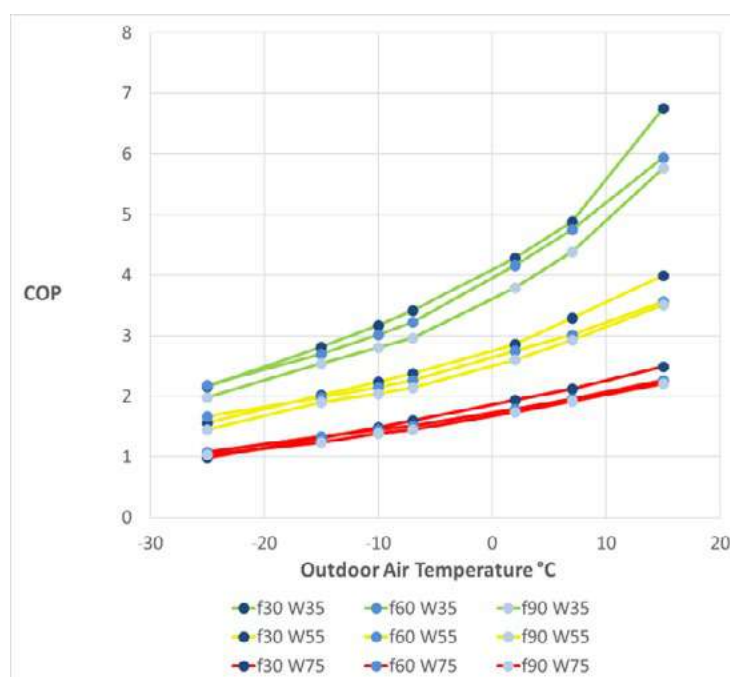


Fig. 2 - Andamento tipico del COP in funzione di temperatura esterna, temperatura di mandata, frequenza del compressore.

Fonte: Ariston Group

Anche la selezione della macchina in termini di potenza incide in modo decisivo.

Il riferimento a +7°C aria esterna, mol-

to diffuso nei cataloghi, non descrive il comportamento alle basse temperature: mentre il carico termico cresce, la capacità della macchina cala.

La Fig 3 mostra come una macchina con prestazioni sufficienti a +7°C possa rivelarsi sottodimensionata alle basse temperature.

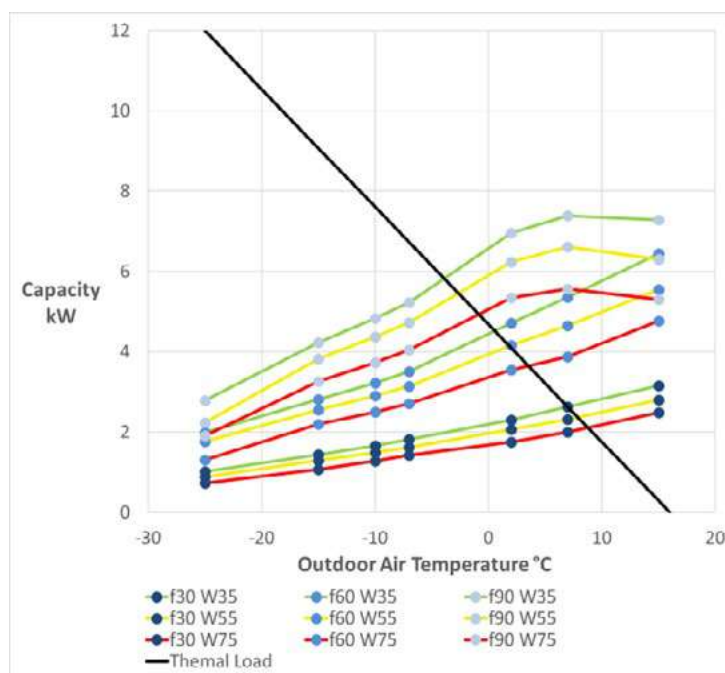


Fig. 3 - Andamento tipico della Potenza termica in funzione di temperatura esterna, temperatura di mandata, frequenza del compressore.

Fonte: Ariston Group



Se la scelta avviene sul dato a $+7^{\circ}\text{C}$ si rischia un sottodimensionamento che porta la pompa di calore a lavorare costantemente al massimo, con conseguenze negative su rumore, consumi e durata. A questo si aggiunge il tema degli sbrinamenti: la norma EN14511 consente di dichiarare le prestazioni senza includere il defrost se l'unità mantiene una capacità minima per circa due ore. In campo reale, però, gli sbrinamenti avvengono con cadenza maggiore e possono pesare anche per il 10–15% su resa e COP.

Un altro elemento chiave riguarda l'acqua calda sanitaria. Un accumulo correttamente dimensionato evita cicli ON/OFF frequenti, limita la necessità di temperature troppo elevate, migliora il comfort e permette una gestione più efficiente del carico, anche in abbinamento al fotovoltaico. L'impatto dei cicli antilegionella dipende molto dalla loro programmazione: se mal gestiti possono richiedere temperature elevate o l'intervento della resistenza elettrica, mentre una strategia controllata ne riduce significativamente l'effetto sul consumo. Il profilo di prelievo ACS può essere previsto dai controlli evoluti, che modulano la produzione in modo proattivo.

Anche la qualità dell'impianto è determinante. Portate errate, ΔT troppo bassi e ritorni eccessivamente caldi impediscono alla pompa di calore di modulare correttamente. Il dimensionamento dei puffer è un punto critico: se troppo grandi, introducono un'elevata inerzia termica che appiattisce la modulazione dei sistemi a velocità variabile, riducendo l'efficienza operativa reale; se troppo piccoli, non garantiscono alla macchina il volume necessario per gestire correttamente i transitori – avviamenti, sbrinamenti e variazioni rapide del carico – e possono ridurre il comfort, se l'impianto diventa troppo sensibile alle variazioni lato generazione.

Per questo gli indicatori più utili per una va-

lutazione tecnico-energetica sono SCOP/SPF, runtime, cycling ratio, quota ACS nel consumo totale e la frequenza di attivazione della resistenza elettrica. Le pompe di calore offrono prestazioni elevate, ma solo quando impianto, macchina e gestione formano un sistema coerente: è questa la chiave per ottenere risultati significativi nelle applicazioni reali.

Il futuro delle pompe di calore tra normativa, tecnologia e competenze

L'evoluzione tecnologica punterà sempre più all'integrazione tra pompe di calore, fotovoltaico e sistemi di gestione dei carichi, con impianti in grado di modulare produzione e consumi in modo coordinato. Le tariffe dinamiche aprono la possibilità di spostare parte della produzione termica nelle ore economicamente più convenienti, sfruttando puffer, ACS e sistemi radianti come serbatoi di energia termica da utilizzare nelle fasce a prezzo più alto. In prospettiva, le pompe di calore potranno diventare anche risorse di flessibilità per la rete elettrica. A gestire questa funzione non saranno le singole macchine, ma gli aggregatori, soggetti terzi che coordinano gruppi di utenze e ne modulano temporaneamente il carico per fornire servizi di bilanciamento, riduzione dei picchi o ottimizzazione locale. Per gli utenti finali ciò può tradursi in un beneficio economico aggiuntivo, mentre per il sistema significa disporre di una capacità di regolazione distribuita.

Fonti bibliografiche:

1- https://www.researchgate.net/publication/359886103_Evaluation_of_alternative_refrigerants_for_R410A_in_ground_source_heat_pump_system_according_to_ASHRAE_classification

Sicurezza, costi, clima: i tre nodi che la politica energetica non scioglie

Dario Di Santo | Direttore FIRE



L'ultima politica introdotta dal Governo è il taglio del bollo per un anno, per motocicli e veicoli sotto gli 80 kW. È un po' come i continui interventi sulle accise dei prodotti petroliferi: sono misure pensate più per ingraziarsi una parte degli elettori che per sostenere l'economia e produrre effetti positivi strutturali. Non inducono infatti a modifiche di comportamenti o di business, né stimolano investimenti su impianti e infrastrutture. In compenso costano tanto e riducono le già scarse risorse del Paese.

Nessuno pretende che il Governo abbia la bacchetta magica e risolva d'incanto i problemi con cui ci confrontiamo, tanto più in una situazione in cui alle problematiche nazionali si aggiungono venti di regressione umana, comunitaria e geopolitica difficili anche solo da immaginare fino a qualche anno fa. Ma qualcosa di più concreto si potrebbe di certo ottenere.

In materia energetica, che è quella che ci interessa, la premessa è che abbiamo le seguenti criticità da affrontare: continuità degli approvvigionamenti, costi energetici per imprese e famiglie, decarbonizzazione.

Il primo, che è un tema di sicurezza energetica, si declina in vari modi. Non c'è solo il tema dei rischi e costi connessi a una situazione geopolitica ormai cronicamente instabile, che potrebbe determinare non solo ulteriori aumenti dei prezzi di gas e petrolio (più in

particolare di prodotti raffinati come il gasolio), ma anche potenziali indisponibilità dei combustibili necessari. Occorre considerare anche la sicurezza legata ad azioni militari o di danneggiamento, cui sono più esposte le grandi centrali e le reti, e di cui si discute molto poco (ad esempio sarebbe utile cominciare a ragionare su come rendere i sistemi di connessione degli impianti di generazione capaci di operare in isola in caso di problemi di rete). Negoziare contratti di approvvigionamento con Paesi diversi è utile, ma non sufficiente a garantire l'assenza di problemi. Efficienza energetica, fonti rinnovabili, capacità di attivare generazione da carbone in caso di crisi sono tutte misure necessarie.

Sono peraltro misure in grado di dare risposta anche al secondo problema, quello dei costi dell'energia. Il tema è purtroppo oggetto di discussioni ampie e confuse, in cui si mischiano spesso in modo poco chiaro PUN, bollette di elettricità e gas, barili di petrolio, gasolio, distorsioni di mercato e speculazioni. Soprattutto non si tiene conto che in venti anni sono cambiate tante cose: in Europa il prezzo del gas è meno dipendente da quello del petrolio, è più volatile ed è cresciuto fortemente il legame col GNL, mentre la differenza di prezzo all'ingrosso di prodotti raffinati come il gasolio rispetto al Brent è passata dai circa 10 €/MWh pre-invasione dell'Ucraina ai 20-50 €/MWh degli ultimi anni. In Italia il PUN risente sempre più del peso del gas per la definizione del prezzo, mentre le bollette finali hanno visto incrementi più contenuti per via dell'andamento positivo dei costi di rete, dell'incremento delle rinnovabili e della riduzione degli oneri di sistema. In altre parole, la questione riguarda soprattutto i mercati all'ingrosso e le regole di definizione dei prezzi. Sul primo punto ci si può solo affrancare dai combustibili fossili, sul secondo si può intervenire per cogliere completamente i benefici legati alla penetrazione delle fonti rinnovabili.

Oltre a dare risposte con i mezzi che abbiamo oggi a disposizione, promuovendo in modo deciso e senza tentennamenti efficienza energetica, fonti rinnovabili e accumuli, un'azione diplomatica nazionale ed europea forte – coordinata col Vaticano, fra le poche realtà che continua a predicare seriamente un approccio costruttivo alle sfide del nostro tempo, e che per storia e rete diplomatica continua a svolgere un ruolo fondamentale –, rappresenterebbe un tentativo virtuoso. Un'azione mirata a superare gli attuali conflitti sia in Europa, sia nel Golfo, cercando per quanto possibile di recuperare un ruolo di mediazione un tempo riconosciuto a livello internazionale.

Il terzo problema la politica ha fatto di tutto per sotterrarlo, a dispetto dell'evidenza climatica. Anche nell'ipotesi che si vogliano mettere in discussione alcune delle misure concordate a livello europeo nell'ultimo decennio, non è girandosi dall'altra parte che eviteremo di confrontarci con le conseguenze di queste scelte. Né mi pare che queste ultime stiano producendo risultati utili per l'economia. In realtà la decarbonizzazione è una dimensione importante dell'economia energetica, che andrebbe portata avanti nelle politiche insieme a quella dei costi e della sicurezza energetica.

Ma veniamo alle proposte. FIRE negli scorsi mesi ha presentato una serie di misure che si potrebbero adottare per ridurre la domanda di energia e ha aggiornato il proprio documento sulla [strategia per l'uso razionale dell'energia](#), giunto alla terza versione. Una sintesi del nostro pensiero è presente nell'articolo dedicato. Riteniamo che confrontarsi su queste idee potrebbe essere utile per dare qualche risposta alle problematiche esposte e migliorare la situazione.

I contributi sul tema che trovate nelle pagine seguenti – volti ad allargare la visione ad altri stakeholder – confermano un allineamento piuttosto solido sugli aspetti fondamentali, benché provengano da soggetti molto diversi per caratteristiche e mandato (Confindustria, Coordinamento FREE, Elettricità Futura, Fondazione Sviluppo Sostenibile, Legambiente). Evidenziano criticità puntuali e possibili risposte. Richiedono azioni concrete per l'efficienza energetica, le fonti rinnovabili e l'organizzazione del mercato dell'energia.

La politica, come i decisori all'interno di un'impresa, è chiamata ad affrontare e cercare di risolvere le difficoltà che ci troviamo ad affrontare, per quanto si tratti di sfide enormi. Lo scopo non è un miracoloso superamento di tutti i problemi, ma il miglioramento che si può ottenere con un'azione coerente e continua. Gli spunti in questo numero di Gestione Energia non mancano – dalle misure per ridurre la domanda di energia proposte da FIRE alle proposte giunte dagli stakeholder – e penso possano rappresentare un punto di partenza per andare nella giusta direzione.

Le proposte FIRE per ridurre consumi e costi

Nel documento **“Efficienza energetica: misure operative per ridurre consumi e costi in Italia”**, FIRE propone un insieme di interventi per affrontare il tema dell'energia con un approccio strutturale, superando la logica delle sole misure emergenziali. L'obiettivo è agire su tre fronti: **ridurre i consumi nel breve periodo, migliorare l'efficienza negli usi finali e aumentare resilienza e competitività del Paese.**

Le proposte spaziano dal rafforzamento del ruolo degli **energy manager** e dal recepimento delle direttive EED ed EPBD alla stabilità degli incentivi e al rilancio degli strumenti finanziari per gli investimenti. A queste si affiancano misure su mobilità, climatizzazione, smart working e intelligenza artificiale, insieme a interventi su **PPA, demand response, prezzi dinamici, rinnovabili, cogenerazione e data center.**

Il messaggio di fondo è chiaro: **la riduzione della domanda e l'uso razionale dell'energia possono diventare strumenti concreti per contenere i costi e rafforzare la sicurezza energetica**, a condizione di poter contare su politiche stabili, coordinate e orientate al lungo periodo.





SISTEMI ENERGETICI INTEGRATI

NON IMPIANTI ISOLATI. MA STRATEGIE ENERGETICHE SU MISURA.



Impianti fotovoltaici
A tetto, a terra e su pensiline



Stazioni di ricarica EV
Integrate con fotovoltaico e accumulo



Sistemi di accumulo BESS
Per autonomia e flessibilità energetica



Energy Management
Controllo avanzato dell'energia aziendale

400_{MWp}
REALIZZATI

200_{MWp}
IN ASSISTENZA

Più rinnovabili nel mix di generazione elettrica e più autoconsumo per tagliare i prezzi dell'energia (**elettrica!**)

Andrea Barbabella | Responsabile Clima ed Energia,
Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

Negli ultimi anni il tema del "caro energia" per cittadini e imprese italiane è balzato al centro del dibattito pubblico. Come spesso accade, questa sovrapposizione mediatica ha portato al diffondersi di numerosi pregiudizi che non agevolano il confronto, e tra questi il falso mito secondo cui il costo dell'energia elettrica sia il cuore del problema chiamato "caro energia".

Alla base delle difficoltà che abbiamo nel governare i prezzi dell'energia, c'è una delle più alte dipendenze dalle importazioni fossili d'Europa. Nel 2025 il 74% del fabbisogno energetico nazionale è stato coperto prevalentemente da importazioni di combustibili fossili¹. Una bolletta energetica che, come ci ricorda l'UNEM², solo lo scorso anno è costata ai contribuenti circa 50 miliardi di euro. Si tratta di risorse economiche che vanno dritte all'estero, lasciando sul territorio nazionale poco o nulla in termini di ricchezza e occupazione.

Questa spesa serve per acquistare principalmente prodotti petroliferi e gas, di cui solo una piccola parte è destinata alla produzione di energia elettrica, mentre il grosso finisce nell'acquisto di carburanti per i trasporti e di gas per il riscaldamento e per i processi produttivi. Voci di spesa su cui, negli ultimi quattro anni,

¹ [Italy for Climate, 2026, "I dieci key trend sul clima in Italia nel 2025"](#)

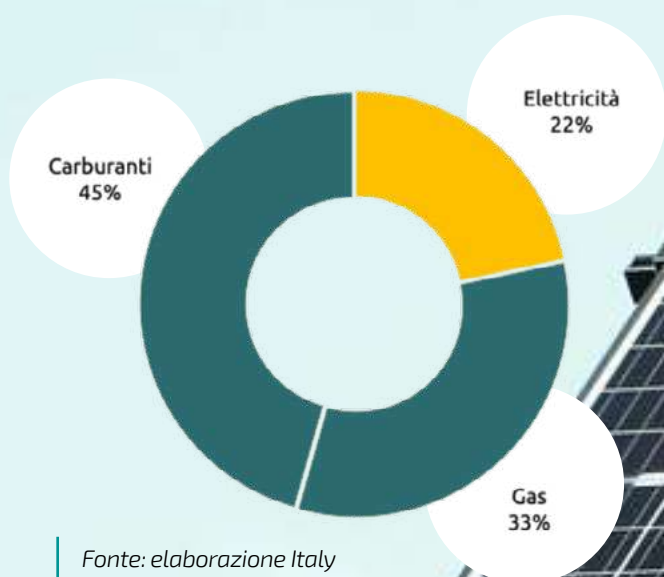
² [UNEM, 2026, "Relazione annuale 2026"](#)

³ [MASE, 2026, "La situazione energetica nazionale nel 2025"](#)

ha pesato prima il conflitto in Ucraina, con impatti importanti sul mercato del gas, e a seguire la crisi di Hormuz, che tutt'oggi tiene i prezzi dei carburanti alle stelle.

Secondo il MASE³, nel 2025 una famiglia media italiana ha consumato circa 1.000 litri di carburante per alimentare i propri mezzi di trasporto, 1.400 mc di gas naturale principalmente per scaldarsi e 2.700 kWh di energia elettrica. Nel 2025 questo si è tradotto in una spesa media annua di 4.283 euro, circa il 10% del reddito annuale familiare. Questa spesa è composta per il 45% da acquisto di carburanti, per il 33% di gas naturale e per il 22% di energia elettrica.

La ripartizione della spesa energetica media di una famiglia italiana nel 2025



Fonte: elaborazione Italy for Climate su dati MASE

Il "caro energia" che famiglie e imprese hanno dovuto affrontare negli ultimi anni deriva da una eccessiva dipendenza dai combustibili fossili che usiamo, in primis, per spostarci e scaldarci. Fatta questa doverosa premessa, visto che la **principale risposta ai problemi della dipendenza energetica sta proprio nella progressiva elettrificazione e nella crescita delle rinnovabili**, approfondire soluzioni che consentono di ridurre i prezzi delle bollette elettriche non è affatto un esercizio inutile.

Le direttrici per abbassare il costo del chilowattora

Sono due le direttrici principali su cui agire per abbassare il costo del chilowattora: aumentare il peso di eolico e fotovoltaico nel mix di generazione elettrica e far crescere le varie modalità di auto-consumo, in grado di garantire risparmi sostanziosi e immediati direttamente agli utenti finali.

Per quanto riguarda l'aumento delle rinnovabili nel mix elettrico, i numeri ci dicono che siamo ancora lontani da quello che potrebbe essere il reale potenziale di queste tecnologie. Dopo un triennio di crescita progressiva, nel 2025 la realizzazione di nuovi impianti di eolico e fotovoltaico ha conosciuto uno stop, scendendo a 7,2 GW. Se guardiamo ai dati di Francia, Spagna e Germania, rispettivamente con 8, 11 e 23 GW di nuovi impianti realizzati lo scorso anno, già possiamo farci un'idea di quanto margine di crescita potremmo avere. Oggi le rinnovabili contano quasi per il 50% della generazione elettrica nazionale e, secondo il (timido) obiettivo del PNIEC, entro il 2030 dovrebbero raggiungere circa il 70%. Per far questo bisognerebbe salire a oltre 10 GW di nuovi impianti ogni anno. Si tratta di un target sfidante ma ancora alla portata di mano e per raggiungerlo bisogna lavorare su almeno quattro fronti.

Il primo è puntare sui meccanismi delle aste basate su Contratti per Differenza (CfD): con il nuovo Decreto FERx ci stiamo muovendo in questa direzione, ma serve un calendario definito fino al 2030 e un monitoraggio attento per garantire l'assegnazione degli interi contingenti.

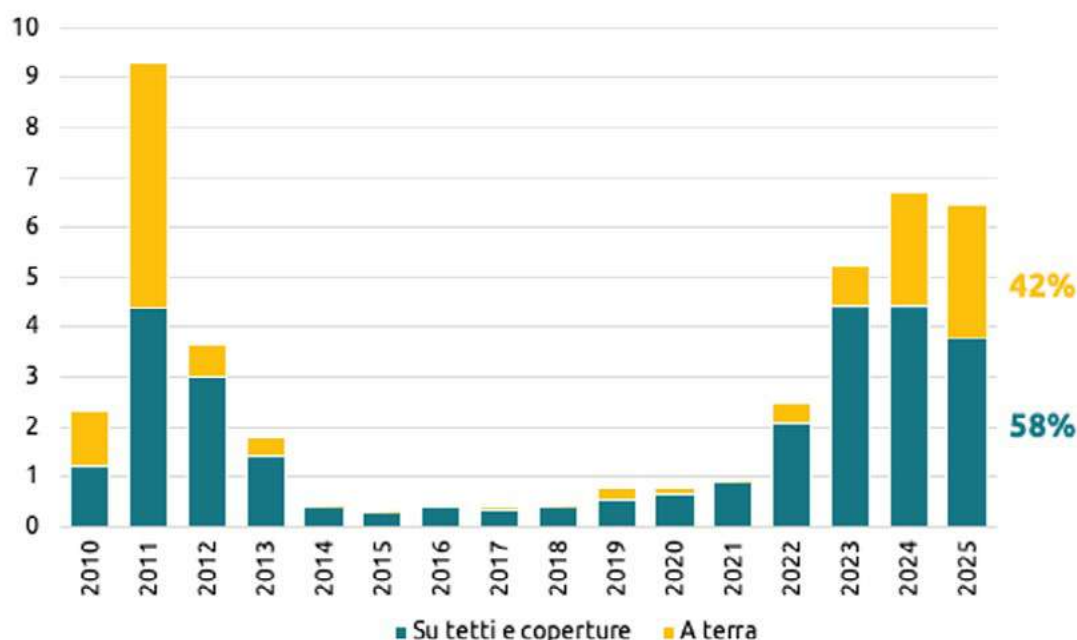
In secondo luogo, **vanno snelliti gli iter burocratici e il permitting** che rappre-

sentano un costo vivo, stimato nell'ordine del 25-30% del costo di progetto di un impianto rinnovabile in Italia: a tal fine, insieme alle sempre attese misure di semplificazione, bisogna rafforzare la Commissione VIA nazionale, da un lato, e una qualche limitazione al "potere di veto" delle Sovrintendenze, dall'altro.

In terzo luogo, bisogna **rendere i territori proattivi nei confronti delle rinnovabili**. Per questo andrebbe risolto il "pasticcio" fatto con il Decreto Aree Idonee, facendo in modo che le regioni non adottino criteri più restrittivi, contravvenendo così a una precisa indicazione europea. Andrebbe poi accelerato il passaggio a un sistema di Prezzi Zonali che renda tangibili i vantaggi economici per cittadini e imprese derivanti dalle rinnovabili contribuendo almeno in parte a mitigare il tema di accettabilità sociale di queste tecnologie, che rappresenta spesso uno dei principali ostacoli da affrontare anche mettendo in atto campagne istituzionali di sensibilizzazione e informazione, oggi del tutto assenti.

Infine, bisogna **aumentare efficienza e resilienza del sistema elettrico**. Servono più investimenti sulle reti e sugli accumuli, ma serve anche rendere più razionale il sistema nel suo complesso, sfruttando ad esempio il meccanismo delle Aree Idonee per incentivare la realizzazione di impianti laddove più serve e dove la rete è pronta ad accoglierli. Ma è necessario anche lavorare per realizzare un mix produttivo il più equilibrato possibile: per questo bisogna rilanciare fonti storiche, come l'idroelettrico o la geotermia, ma anche mettere in campo le misure necessarie a far ripartire il settore eolico che presenta una fortissima complementarità – e, quindi, potenziali di risparmio economico – con il fotovoltaico che ad oggi in Italia e in Europa è il vero traino del settore rinnovabili.

Nuove installazioni di fotovoltaico a terra e sui tetti in Italia (GW)



Elaborazione Italy for Climate su dati GSE

La seconda direttrice strategica su cui lavorare è l'autoconsumo. Tra il 2014 e il 2023 sono stati installati 12 GW di impianti fotovoltaici e, secondo i dati del GSE, di questi 10,3 GW – l'85% del totale – su coperture. Ancora oggi il FV in copertura rappresenta il traino delle rinnovabili, con quasi due milioni di famiglie allacciate a un impianto fotovoltaico e quasi la metà dotate anche di un sistema di accumulo. Ma, dopo il picco dei 4,4 GW installati nel 2023, abbiamo assistito per la prima volta prima a una battuta d'arresto nel 2024 e poi nel 2025 in una vera e propria inversione di tendenza, con la nuova potenza installata scesa a 3,8 GW (quasi -15%). Autoproduzione e autoconsumo rappresentano il modo più efficace e diretto per tagliare la bolletta di famiglie e imprese, oltre che quello con i minori impatti sul paesaggio e sulle

infrastrutture di rete. Per rilanciarlo occorre lavorare almeno su due fronti.

Il primo riguarda il settore residenziale, quello che più di tutti ha trainato la ripresa delle rinnovabili in Italia degli ultimissimi anni, avendo beneficiato degli effetti del Superbonus del 110%. Con il venire meno di questo (discusso) strumento di incentivazione, dal 2024 il settore è entrato in crisi. Oggi il contesto è molto diverso rispetto a qualche anno fa, ma il tema centrale rimane la capacità di spesa delle famiglie: volendo proseguire sulla via delle detrazioni, sarebbe comunque necessario prevedere forme di agevolazioni ai prestiti bancari, probabilmente anche con forme diverse per recuperare i meccanismi di cessione del credito e sconto in fattura. In alternativa, si potrebbe immaginare di **adottare sistemi di incentivazione in conto**

capitale, magari a partire dall'esperienza del Conto Termico, ampliandone scopi e, soprattutto, dotazione finanziaria. Nell'ambito dei diversi meccanismi di incentivazione delle rinnovabili a scala residenziale, infine, una attenzione particolare andrebbe riservata a strumenti specifici dedicati ai soggetti più vulnerabili, quelli che più di tutti potrebbero beneficiare dell'installazione di impianti in autoconsumo.

Il secondo fronte riguarda sistemi di autoproduzione e autoconsumo a distanza per famiglie e imprese, che consentono di sopperire ai problemi di disponibilità di coperture idonee. A cominciare dall'esperienza delle Comunità energetiche rinnovabili (CER): a **metà 2026 si contano oltre 3.600 CER** attive per circa 300 MW⁴ di potenza installata ma già si vedono gli effetti della fine dei finanziamenti PNRR con un deciso rallentamento rispetto al 2025. Serve un nuovo meccanismo di supporto che ne allarghi ancora di più il campo d'azione. Lo stesso vale per le imprese, per le quali in primo luogo devono andare

a regime meccanismi di autoconsumo a distanza come quelli previsti dal GSE, ad esempio lavorando sulla stessa cabina primaria, ma che al momento non stanno funzionando come dovrebbero. Discorso analogo per la stipula dei Power Purchase Agreement, ambito in cui l'Italia sconta un ritardo importante rispetto ad altri Paesi europei e che potrebbero essere declinati anche in specifici prodotti per le PMI italiane. Su quest'ultimo strumento, in particolare, andrebbero introdotti criteri più rigidi per garantire una reale addizionalità legata alla realizzazione di nuovi impianti, senza i quali le imprese sono esposte alla "trappola del greenwashing".

Come detto, la sfida è impegnativa ma alla portata di mano. Quello che fino a oggi sembra essere mancato è una determinazione all'altezza di questa sfida. Ma, vista l'urgenza della crisi climatica, da un lato, e dei costi che la dipendenza fossile scarica sul nostro Paese, dall'altro, potrebbe davvero essere arrivato il momento giusto per lavorare uniti nell'unica direzione possibile.



⁴ [MASE, 2026, Piattaforma di monitoraggio PNIEC](#)

Rinnovabili per competitività e sicurezza energetica

Giorgio Boneschi | Direttore Generale, Elettricità Futura



In un momento in cui il tema dell'energia è centrale a livello globale, troppo spesso in Italia si continuano a confondere due cose diverse: la bolletta elettrica che pagano famiglie e imprese e il costo dell'energia all'ingrosso, il cosiddetto PUN. È un equivoco che alimenta da mesi un allarmismo sul "caro bollette" privo di fondamento nei numeri, e che rischia di orientare male anche il dibattito pubblico.

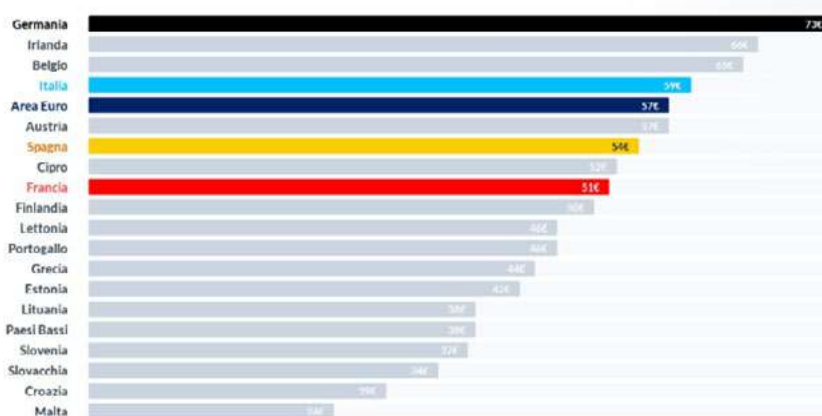
Partiamo dai fatti. Il PUN, il prezzo unico nazionale dell'energia scambiata sul mercato all'ingrosso, non è ciò che pagano i cittadini in bolletta: è il prezzo a cui si approvvigionano le utility e le imprese energivore, che per l'esposizione a questi costi vengono, giustamente, sostenute con agevolazioni pensate per tutelarne la competitività interna-

zionale. È vero che il costo dell'energia all'ingrosso in Italia è più alto della media europea: la ragione principale sta nel mix di generazione, ancora troppo sbilanciato sul gas, che resta la fonte marginale e quindi quella che determina il prezzo nella maggior parte delle ore dell'anno. Il gas continua a svolgere una funzione essenziale: assicura l'adeguatezza del sistema elettrico e la flessibilità necessaria a bilanciare la rete, e per questo resta una tecnologia abilitante della transizione. Ciò che deve cambiare è il suo peso, oggi ancora troppo alto sia in termini di volumi sia in termini di impatto sul prezzo. Ogni oscillazione del prezzo del gas sui mercati internazionali, dalla crisi ucraina alle tensioni nello stretto di Hormuz, si traduce così quasi meccanicamente in un aumento del PUN.

Ma se guardiamo alla bolletta, quella che arriva davvero nelle case e nelle aziende italiane, il quadro cambia radicalmente. I dati Eurostat più recenti mostrano una spesa media mensile delle famiglie italiane in linea con quella dell'Eurozona: circa 59 euro contro i 57 della media europea, e anzi l'importo medio di quelle italiane ha registrato un calo dal 2024 al 2025 (ultime rilevazioni disponibili). Come è possibile, se il costo dell'energia all'ingrosso è più alto? Per due ragioni. La prima è che l'energia è solo una delle componenti della bolletta, e pesa per poco più della metà

del totale, insieme a oneri di sistema, fiscalità e costi di rete. La seconda è che l'Italia recupera il gap grazie proprio al costo delle reti, che nel nostro Paese sono molto più efficienti e per questo molto meno onerose rispetto a Germania, Francia e Spagna: nel 2025 le tariffe di rete sono ulteriormente diminuite dell'8%, frutto di investimenti costanti e lungimiranti dei nostri operatori. Va inoltre ricordato che la maggior parte delle famiglie italiane ha scelto un contratto a prezzo fisso, restando così al riparo dalle oscillazioni di breve periodo del mercato.

COSTO MENSILE BOLLETTE ELETTRICHE 2025 (EURO/MESE)



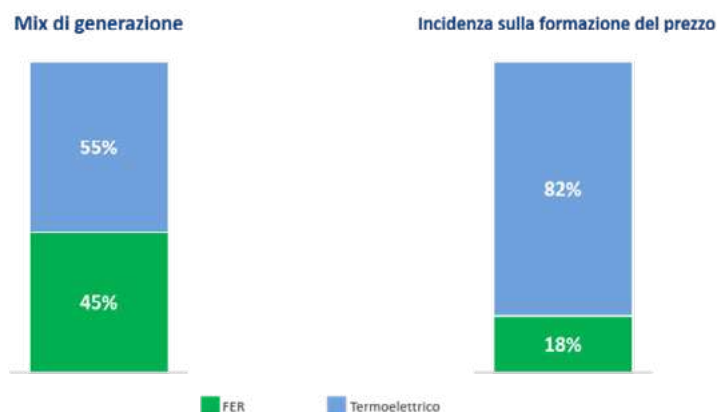
Fonte: Eurostat, categoria 1000 + 2499 kWh, dati annuali. Nota: calcolato per 2 MWh (consumo medio Italia).

VARIAZIONE BOLLETTE 2025 VS 2024 (%)



Fonte: Eurostat, categoria 1000 + 2499 kWh, dati annuali. I dati mostrano il delta percentuale previsto tra il 2024 e il 2025.

Chiarito questo equivoco, il costo dell'energia all'ingrosso resta comunque un tema da affrontare per abbassare la voce di costo elettricità per imprese e famiglie. Come detto, il problema è strutturale: il mix di generazione italiano è ancora troppo dipendente dal gas, che rappresenta la fonte termica più utilizzata per la produzione flessibile e che, in base al meccanismo del prezzo marginale, condiziona il prezzo dell'energia molto più di quanto suggerisca il suo effettivo peso nel mix produttivo complessivo.



Elaborazione Elettricità Futura su dati Italia 2025 - GME

Aumentare la quota di rinnovabili

La soluzione a questo problema è nota e passa da un solo intervento strutturale: aumentare in maniera consistente la quota di rinnovabili nel mix di generazione, portandola dal livello attuale al 60-70%. Le rinnovabili sono oggi la fonte più competitiva a disposizione, e un mix meno dipendente dal gas consentirebbe di avere un PUN strutturalmente più basso e meno volatile. L'impatto sarebbe ancora più significativo se questa energia rinnovabile venisse allocata attraverso contratti di fornitura a medio-lungo termine, i PPA (Power Purchase Agreement), che permettono di fissare un prezzo stabile per un periodo pluriennale, trasferendo così i benefici di un costo di produzione più basso, senza esposizione alla volatilità dei mercati spot. Strumenti come il ruolo di garanzia del GSE e la spinta all'aggregazione stanno peraltro rendendo i PPA una via percorribile anche per le piccole e medie imprese, non più riservata ai grandi consumatori industriali.

C'è poi un secondo motivo, non meno urgente, per accelerare sullo sviluppo delle rinnovabili: la **sicurezza energetica**. L'Italia è un Paese strutturalmente corto, che importa dall'estero circa il 16% della propria elettricità, per la maggior parte dalla Francia. Ma anche i nostri vicini europei non sono più un approvvigionamento a prova di crisi: le recenti ondate di calore hanno costretto la Francia a fermare alcune centrali nucleari per motivi di raffreddamento, riducendo la capacità di export verso l'Italia proprio nei momenti di maggiore fabbisogno. Con i cambiamenti climatici che rendono questi eventi sempre più frequenti e

intensi, non possiamo permetterci di dipendere da un import che può venire meno esattamente quando ne abbiamo più bisogno. Produrre più energia rinnovabile in Italia significa dunque anche essere più indipendenti e più resilienti agli shock esterni, di natura sia geopolitica sia climatica.

Se la direzione è chiara e gli strumenti anche, cosa frena oggi lo sviluppo delle rinnovabili nel nostro Paese? Il principale ostacolo è la burocrazia. **In Italia ci sono oltre 150 GW di progetti rinnovabili fermi in attesa di autorizzazione**, e le procedure autorizzative arrivano a pesare fino a un terzo del costo complessivo di un impianto, e il loro iter di approvazione spesso richiede più tempo della costruzione dell'impianto stesso. A questo si somma un tema di accettabilità sociale: la contenziosità tra chi vuole realizzare un progetto e i comitati locali contrari, il cosiddetto fenomeno NIMBY, allunga ulteriormente i tempi e fa lievitare i costi, che alla fine vengono comunque pagati dalla collettività. Anche la disciplina delle aree idonee, pur necessaria, rischia di diventare un ulteriore freno se applicata in modo troppo restrittivo a livello regionale. Serve una vera cultura dell'interesse pubblico degli impianti rinnovabili nei territori, insieme a una pianificazione di medio periodo, almeno 4-5 anni, con scadenze certe e strumenti attuativi definiti, a partire dalle aste Fer X e da meccanismi come l'Energy Release.

Ma la sburocratizzazione da sola non basta a liberare il potenziale delle rinnovabili italiane. Anche a parità di iter, **oggi in Italia il repowering degli impianti solari ed eolici esistenti potrebbe portare a un incremento di capacità di 21 GW**, di cui 15 GW solari e 6 GW eolici, senza consumo di suolo

aggiuntivo: una riserva enorme, spesso trascurata nel dibattito pubblico, che dimostra come il problema non sia la scarsità di iniziative ma la capacità amministrativa di trasformarle in impianti connessi alla rete.

Ecco perché, accanto alla semplificazione autorizzativa, le proposte che come Elettricità Futura mettiamo sul tavolo si concentrano su altre tre leve, altrettanto decisive.

Le tre leve proposte da Elettricità Futura

La prima è la **piena maturazione degli strumenti di disaccoppiamento per i clienti finali**. Il FER-X va portato a regime, mentre il nuovo meccanismo FER-Z dovrà remunerare non solo la produzione ma anche profili di generazione più coerenti con l'andamento della domanda. Serve inoltre una piattaforma nazionale per i PPA che ne rafforzi la bancabilità: attenzione, però, a non confondere questo disaccoppiamento "a valle", che tutela i consumatori, con interventi sul mercato all'ingrosso, che essendo integrato a livello europeo rischierebbe solo di generare distorsioni, come già sperimentato da Spagna e Portogallo.

La seconda leva riguarda la **sicurezza del sistema**. Più rinnovabili significano più variabilità, e la variabilità va governata con strumenti dedicati: il MACSE per gli accumuli e il Capacity Market per la capacità programmabile devono avere piena operatività e certezza regolatoria, con visibilità almeno fino al 2032, per garantire il rinnovo del parco termoelettrico necessario nelle ore più critiche, quando l'import dall'estero non può essere considerato pienamente disponibile.



La terza riguarda il **peso degli oneri generali di sistema e della fiscalità sulla bolletta**, che oggi gravano in modo sproporzionato soprattutto sulle piccole e medie imprese non energivore. Con il progressivo esaurimento dei Conti Energia, che libererà risorse in modo particolarmente rapido dopo il 2030, si apre uno spazio concreto per rimodulare gli oneri ASOS, anche attraverso forme di parziale finanziamento, e per rivedere la fiscalità sull'energia elettrica, alleggerendo la bolletta senza penalizzare i consumi elettrici rispetto ad altri vettori.

Il potenziale di queste misure non è marginale. Il settore elettrico è pronto a mobilitare fino a 200 miliardi di euro di investimenti aggiuntivi nei prossimi dieci anni, un impegno che può generare risparmi strutturali nel sistema fino a 20 miliardi di euro annui a regime e attivare sul sistema Paese oltre 120 miliardi di euro di PIL, 300 miliardi di valore della produzione e fino a 166.000 occupati l'anno. Numeri che confermano come il settore elettrico,

già oggi primo comparto industriale per investimenti e responsabile di circa il 4,4% del PIL nazionale considerando anche l'indotto, sia destinato a diventare un motore sempre più determinante dello sviluppo economico del Paese, tanto più che la domanda elettrica è attesa crescere del 28% al 2035 e del 41% al 2040, trainata dall'elettrificazione dei consumi e dallo sviluppo dei data center.

La transizione energetica non è un esercizio ideologico né una scommessa sul futuro: è la via più concreta per rendere l'Italia più competitiva, più sicura e meno esposta a crisi geopolitiche e climatiche che, negli ultimi anni, si sono dimostrate tutt'altro che eccezionali. Ogni anno di autorizzazioni bloccate è un anno di dipendenza energetica in più e di prezzi all'ingrosso più alti del necessario, con un conto che alla fine paga tutto il sistema Paese. Il tempo per agire, semplificando davvero i processi autorizzativi e dando certezza agli investimenti, non è nel prossimo decennio: è adesso.

Efficienza energetica: il tassello mancante della transizione

Elena Bruni | Adviser Energia, Confindustria



Nel dibattito sulla transizione energetica si parla soprattutto di nuove fonti, rinnovabili, elettrificazione e tecnologie avanzate. Molto meno, invece, di quella che resta una delle leve più immediate e concrete a disposizione del sistema economico: usare meglio l'energia che già consumiamo.

Il principio è semplice. L'energia più pulita, meno costosa e più sicura è quella che non serve produrre. Ogni kilowattora risparmiato significa meno emissioni, minori costi in bolletta, meno pressione sulle infrastrutture e una minore dipendenza dalle importazioni. In un Paese come l'Italia, caratterizzato da una forte esposizione ai mercati energetici internazionali e da un tessuto industriale che deve confrontarsi con una concorrenza sempre più intensa, l'efficienza energetica non è quindi soltanto una questione ambientale. È una questione di competitività.

I numeri raccontano già una storia importante. Tra il 2021 e il 2025, il risparmio energetico conseguito attraverso le misure di efficienza è stato di 5,08 Mtep, pari all'85% dell'obiettivo intermedio del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), fissato a 6 Mtep. Ma il vantaggio non si esaurisce nei numeri. Interventi di efficientamento possono migliorare la qualità dei processi produttivi, aumentare il comfort negli edifici, rafforzare la sicurezza degli impianti, ridurre i fermi e migliorare la produttività. Per questo l'efficienza energetica può essere considerata, a tutti gli effetti, una vera e propria fonte energetica: una risorsa diffusa che agisce direttamente sul fabbisogno e che produce effetti duraturi.

Nonostante questi risultati, **il principio europeo dell'“Energy Efficiency First”** continua spesso a rimanere sullo sfondo. L'attenzione politica e mediatica tende a concentrarsi maggiormente sulle tecnologie di produzione energetica, mentre l'uso razionale dell'energia viene percepito come un tema meno visibile. Eppure, proprio il cambiamento dello scenario economico degli ultimi anni rende urgente un cambio di impostazione.

Il costo dell'energia non è più un problema che riguarda soltanto le grandi imprese energivore. Una fascia sempre più ampia del sistema produttivo si trova oggi esposta alla volatilità dei prezzi e all'aumento dei costi energetici. Per molte aziende, anche di dimensioni medie o piccole, ridurre i consumi è diventato uno strumento per proteggere i margini, contenere i costi di produzione e mantenere competitivi prodotti e servizi.

Da questo punto di vista, efficienza energetica e politica industriale finiscono per coincidere. Ridurre gli sprechi e migliorare le prestazioni degli impianti significa rafforzare la capacità delle imprese di com-

petere e, contemporaneamente, contribuire alla decarbonizzazione. È qui che il tema dell'efficienza dovrebbe smettere di essere letto soprattutto come un insieme di obblighi e adempimenti e diventare invece una componente stabile delle strategie industriali.

Questo passaggio richiede, però, anche un cambiamento nel modo in cui vengono misurati i risultati. Limitarsi alla riduzione assoluta dei consumi può infatti offrire una fotografia incompleta, soprattutto nei settori industriali. Un'impresa può aumentare la produzione e quindi consumare più energia in valore assoluto, ma essere al tempo stesso molto più efficiente per unità di prodotto.

Lo stesso vale per i processi di elettrificazione o per l'introduzione di tecnologie di decarbonizzazione. In alcuni casi il consumo elettrico può crescere mentre si riducono drasticamente l'utilizzo di gas o altri combustibili fossili e le emissioni complessive. La prestazione energetica dovrebbe quindi essere valutata tenendo conto non soltanto di quanta energia viene consumata, ma anche di come viene utilizzata, dei volumi produttivi e del risultato finale in termini di efficienza ed emissioni.

È un punto particolarmente rilevante guardando al quadro europeo post-2030. Regole troppo rigide o uniformi rischiano di penalizzare proprio gli impianti che hanno già raggiunto livelli elevati di efficienza o che stanno investendo in tecnologie necessarie alla decarbonizzazione. Per evitare questo paradosso, la politica energetica dovrà essere capace di premiare le prestazioni reali e non soltanto il rispetto formale di indicatori quantitativi.

Resta poi il grande tema degli investimenti. Gli obiettivi europei richiedono una quantità di risorse molto superiore

a quelle oggi effettivamente mobilitate. Il finanziamento pubblico copre soltanto una quota limitata degli investimenti complessivamente necessari per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica al 2030. Questo significa che la transizione dovrà necessariamente fare leva anche sul capitale privato.

Il problema riguarda in modo particolare le PMI e le imprese che dispongono di minori risorse finanziarie. Molti interventi di efficientamento sono economicamente convenienti nel medio periodo, ma richiedono un investimento iniziale che può diventare un ostacolo. Servono quindi strumenti di sostegno capaci di ridurre il rischio, rendere più prevedibili i ritorni e trasformare le opportunità individuate dagli audit energetici in progetti realmente cantierabili.

In questo senso, incentivi semplici, stabili e accessibili possono essere più efficaci di sistemi complessi e soggetti a continue modifiche. In questa direzione sembra andare la riforma dei Titoli di efficienza energetica del 2025 (cui ha fatto seguito la pubblicazione nel luglio 2026 delle Linee Guida del GSE) strumento principe di incentivazione quando si parla di efficienza energetica.

Tra le principali novità, infatti, **troviamo il superamento del vincolo tecnologico**, includendo ora i progetti di natura comportamentale, le variazioni nei processi produttivi, i sistemi di analisi dei dati energetici e l'efficienza dei data center. Abbiamo anche l'ammissibilità di interventi di elettrificazione dei consumi alimentati da fonti rinnovabili e i progetti che integrano l'efficienza con il recupero di materia o il risparmio idrico indiretto. Ancora, troviamo il potenziamento della bancabilità, l'uniformazione della vita utile eliminando la vecchia distinzione penalizzante tra interventi di sostituzione

e nuova installazione. Non ultimo viene introdotto il concetto di multi-titolarità e aggregazione.

Seppure le novità introdotte sembrano andare nella direzione auspicata nel corso delle numerose interazioni avute nel tempo con il Ministero e il GSE, la riforma presenta alcuni vincoli operativi stringenti. Innanzitutto, la presenza di soglie minime e vincoli di aggregazione, non consentono ai piccoli progetti di accedere autonomamente se non raggiungono la soglia minima d'accesso o se non rispettano i rigidi paletti della multi-titolarità (stessa tipologia di intervento e limite massimo di 50 TEP complessivi). Il permanere del divieto di cumulo generalizzato, salvo deroghe specifiche e riduzioni proporzionali, di fatto impedisce alle imprese di poter sfruttare appieno gli strumenti agevolativi messi a loro disposizione. L'esclusione, poi, degli incentivi per il riscaldamento fossile, seppure in linea con le normative europee, non tiene conto della circostanza che il gas continua ad essere una fonte di transizione ineliminabile e che la neutralità tecnologica deve rappresentare sempre lo strumento principe di valutazione.

In conclusione, se l'efficienza energetica rappresenta una leva particolarmente preziosa, perché risparmiare energia non significa semplicemente consumare meno ma significa produrre meglio, spendere meno e rendere il sistema industriale più solido, è necessario che le scelte prima e le azioni dopo, del nostro Governo vadano nella direzione di sostenere l'efficientamento energetico del nostro Paese. Perché in una fase in cui sicurezza energetica, decarbonizzazione e crescita economica devono procedere insieme, l'efficienza può essere uno dei pochi strumenti capaci di agire contemporaneamente su tutti e tre i fronti.



Rödl è uno dei maggiori studi professionali multidisciplinari del mondo. Offriamo consulenza legale, fiscale, servizi di revisione legale, consulenza del lavoro e outsourcing a livello globale.

Siamo stati tra i primi studi europei ad offrire servizi professionali di consulenza per il settore delle energie rinnovabili nonché dell'efficienza energetica, e oggi l'energy è una delle nostre aree di expertise più affermate.

In Italia, Rödl rappresenta uno degli lead advisor per grandi progetti nel settore energetico e delle infrastrutture.

Il nostro team è numeroso e multidisciplinare con professionisti specializzati in ambito energy.

Milano | Padova | Roma | Bolzano

Le attività svolte dai nostri professionisti includono:

- Consulenza legale in ambito della contrattualistica dei progetti;
- Consulenza legale in ambito stragiudiziale e giudiziale;
- Supporto in ambito di diritto amministrativo;
- Supporto in dispute avanti i Tribunali Amministrativi;
- Consulenza fiscale.



L'Italia senza una politica per ridurre i consumi

Katiuscia Eroè | Responsabile energia, Legambiente



Sviluppare politiche di efficienza energetica vuol dire non soltanto contribuire alla lotta contro la crisi climatica, ma anche ridurre i consumi, bollette più basse, riduzione della dipendenza dal gas fossile, imprese più competitive, maggiori posti di lavoro, abitazioni più dignitose e una maggiore capacità di spesa per le famiglie. Eppure, l'Italia continua a muoversi tra bonus temporanei, ritardi e misure emergenziali, senza una visione e una strategia capace di accompagnare famiglie e imprese nella transizione. Anzi, il tema viene spesso dipinto da rappresentanti della maggioranza come una politica costosa e a carico delle famiglie e delle imprese.

Che rendere più efficienti gli edifici, i sistemi produttivi e i trasporti sia una delle leve fondamentali per ridurre i costi energetici, contrastare la crisi climatica e aumentare la sicurezza energetica del Paese dovrebbe essere ormai evidente. A essere molto meno evidente, guardando alle politiche messe in campo, è la volontà di trasformare questa consapevolezza in una strategia concreta, stabile e accessibile.

Ma avere ben chiara la dimensione del problema la raccontano i numeri: circa il **75% del patrimonio residenziale italiano è ancora obsoleto e inefficiente**. E nonostante i miglioramenti registrati negli ultimi anni, tra gli Attestati di prestazione energetica emessi nel 2024 il **45,3% degli edifici residenziali certificati ricade ancora nelle due classi peggiori, F e G spesso abitate proprio dalle famiglie più vulnerabili**. Parliamo di milioni di persone che vivono in abitazioni che disperdono calore d'inverno, si surriscaldano d'estate e in cui si pagano bollette più alte del necessario. Numeri che si accompagnano alle 2,4 milioni di famiglie che vivono in condizioni di povertà energetica e alle migliaia di che devono affrontare costi energetici elevati senza poter contare su un quadro di incentivi stabile che consenta loro di programmare gli investimenti.

Politiche strutturali necessarie

È qui che emerge il vero problema italiano. Non mancano competenze, conoscenze e tecnologie: isolamento, pompe di calore, fotovoltaico, sistemi di accumulo, elettrificazione dei consumi e soluzioni per rendere più efficienti i processi produttivi, tutte soluzioni già disponibili. **Quello che manca è una vera e propria politica di spinta di questo settore della transizione**, capace di indicare una direzione, mantenerla nel tempo, sostituendo le politiche emergenziali con quelle strutturali

e mettere in evidenza una visione chiara e lungimirante, in grado di rispondere alle esigenze di famiglie e imprese.

Nel settore edilizio il ritardo è particolarmente evidente. Il termine per il recepimento della Direttiva EPBD è scaduto il 29 maggio scorso e il 15 luglio la Commissione europea ha aperto una procedura d'infrazione nei confronti di tutti gli Stati membri, Italia compresa, per il mancato pieno recepimento. Entro il 31 dicembre 2026 dovranno inoltre essere presentati i Piani nazionali definitivi di ristrutturazione degli edifici. Un ritardo che si affianca a quello per il Piano Sociale per il Clima, arrivato in Commissione europea dopo mesi di attesa e di cui finalmente si conoscono i contenuti.

L'ideale sarebbe stato proprio approfittare dell'entrata in vigore del sistema ETS2, degli obiettivi previsti dalla EPBD per mettere in campo, anche in anticipo rispetto alle scadenze europee, un piano in grado di rispondere alle normative comunitarie, ma anche alle esigenze del sistema Paese e quindi di famiglie e imprese, magari e per la prima volta avviando un vero e proprio dibattito pubblico. Si tratta di saper cogliere l'occasione e ripensare ad un sistema di incentivi che permetta alle famiglie vulnerabili e a quelle a medio reddito di accedere agli investimenti in edilizia attraverso un sostegno diretto e ad un ruolo attivo di SACE e CDP. Non bastano il Conto Termico e le detrazioni fiscali strumenti legati a famiglie che dispongono delle risorse necessarie ad anticipare gli investimenti.

Altro tema rilevante è quello legato alla sicurezza energetica del Paese. Nel 2024 il **95,2% del gas disponibile in Italia proveniva dall'estero**. Le crisi geopolitiche degli ultimi anni hanno dimostrato quanto questa dipendenza esponga famiglie e imprese alle oscillazioni dei prezzi internazionali e renda fragile il nostro sistema energetico e sociale.

Anche il **Piano Sociale per il Clima**, approvato dal Consiglio dei ministri il 4 agosto e oggi in fase di valutazione da parte della Commissione europea, rappresenta da questo punto di vista un banco di prova fondamentale. Il Piano vale circa **9,3 miliardi di euro**, di cui 7 miliardi provenienti dal Fondo Sociale per il Clima e 2,3 miliardi di cofinanziamento nazionale. Tra gli interventi previsti ci sono riqualificazione dell'edilizia residenziale pubblica, sostegno alle microimprese, elettrificazione dei consumi domestici, trasporto pubblico e sostegni temporanei al reddito.

Risorse preziose, ma che devono diventare l'inizio di una politica strutturale e non l'ennesimo programma destinato a esaurirsi con la fine delle risorse. È questa la battaglia che Legambiente, insieme a Kyoto Club, porta avanti anche attraverso la campagna **#perunsaltodiclasse**: cambiare la narrazione sull'efficienza energetica. Non un costo da imporre alle famiglie, ma un investimento sulla qualità della vita delle persone; non un vincolo per le imprese, ma uno strumento per aumentarne competitività e resilienza; non soltanto una politica ambientale, ma una politica industriale, sociale ed energetica.

Per questa ragione tra le diverse proposte portate avanti attraverso la campagna di informazione e sensibilizzazione ve ne sono alcune, dedicate alle famiglie vulnerabili, più semplici e di più facile applicazione. A partire dalla **riduzione dell'I-VA sull'acquisto delle pompe di calore** e sull'aumento dei consumi elettrici per le famiglie che scelgono di abbandonare il gas. Importante, inoltre, facilitare il passaggio alle pompe di calore e alle cucine a induzione, per questo è importante che il passaggio ad una maggiore potenza del contatore sia gratuito e che sia evitato l'aumento dei prezzi fissi legati ad una maggiore potenza. Occorre poi rilanciare e rafforzare il **Reddito energetico**, aumen-

tando le risorse disponibili e allargando la platea. Il meccanismo deve poter raggiungere anche gli affittuari, utilizzando la stessa metodologia dell'autoconsumo a distanza offerta alle Comunità energetiche rinnovabili, coinvolgendo Comuni, enti pubblici e soggetti privati al fine di mettere a disposizione tetti e superfici. Altro elemento fondamentale è l'allargamento delle tecnologie da includere nel pacchetto, ovvero pompe di calore e accumulo. Due tecnologie che, insieme al solare fotovoltaico, possono davvero fare la differenza per le famiglie vulnerabili.



Energia: uscire dall'emergenza per ridurre costi, dipendenza dall'estero e rischi climatici

Attilio Piattelli | Presidente, Coordinamento FREE

La nuova fiammata dei prezzi energetici legata all'instabilità internazionale e, in particolare, alle tensioni che interessano lo stretto di Hormuz, ripropone con forza una questione che l'Italia continua ad affrontare soprattutto con strumenti emergenziali. Ogni nuova crisi geopolitica si traduce rapidamente in maggiore volatilità per petrolio, gas ed elettricità, con effetti che ricadono negativamente sui costi energetici che famiglie e imprese italiane devono affrontare.

Negli ultimi mesi il **Governo è intervenuto più volte con misure straordinarie per attenuare l'impatto dei rincari**. Sul fronte dei carburanti, la sequenza delle proroghe estive è emblematica: il taglio dell'accisa sul gasolio è stato disposto dal 30 luglio al 6 agosto, prorogato dal 7 al 24 agosto, esteso al 25 e 26 agosto attraverso il meccanismo dell'"accisa mobile" e poi prolungato, con il decreto-legge del 26 agosto, fino al 5 settembre. A ciò si sono aggiunti ulteriori sostegni all'autotrasporto e altri interventi vari di ristoro. Solo per la riduzione delle accise sui carbu-

ranti e ristori all'autotrasporto, il governo ha messo in gioco circa 2 miliardi di euro. Sono misure comprensibili quando occorre contenere nell'immediato gli effetti di uno shock, ma la loro stessa reiterazione mostra il limite di una politica prevalentemente emergenziale: si interviene sul prezzo finale senza ridurre le cause strutturali della vulnerabilità.

Il problema di fondo resta infatti immutato. L'Italia continua a dipendere in misura molto elevata dai combustibili fossili importati e resta quindi esposta a dinamiche di prezzo che non controlla e a crisi geopolitiche lontane dai propri confini (circa il 75% del mix energetico italiano è ancora dipendente dalle fonti fossili, che per oltre il 90% sono importate dall'estero). Le tensioni su Hormuz ne sono una dimostrazione particolarmente evidente. Lo stretto è uno dei principali colli di bottiglia mondiali per il commercio di petrolio e GNL e le difficoltà di transito stanno pesantemente incidendo sulle quotazioni internazionali. A fine agosto i prezzi europei del GNL hanno raggiunto i livelli più elevati dal 2023, mentre le quotazioni del gas europeo sono tornate su livelli che riflettono gli attuali problemi di approvvigionamento e le incertezze sull'evoluzione delle varie crisi internazionali, tra cui anche quella russo-ucraina.

Le dodici azioni strutturali contro il caro energia

È esattamente il punto che il Coordinamento FREE aveva posto già a marzo 2026, proponendo dodici azioni strutturali contro il caro energia. Il presupposto è semplice: per ridurre davvero le bollette e stabilizzare le continue fluttuazioni di prezzo di gas, elettricità e petrolio, **bisogna ridurre la quantità di combustibili fossili che il sistema energetico italiano deve acquistare sui mercati internazionali e aumentare**

quindi l'autonomia energetica. Significa accelerare simultaneamente su efficienza energetica, rinnovabili, accumuli, elettrificazione dei consumi, mobilità elettrica e contratti di lungo termine.

Sul fronte della generazione elettrica, la priorità è innanzitutto programmare con certezza e continuità le aste per nuova capacità rinnovabile e per i sistemi di accumulo. Sul fronte delle FER elettriche, finalmente da poco è stato emanato il FERX definitivo ed è uscita una pianificazione delle aste fino al 2028; ora serve una analoga pianificazione anche per le aste relative agli accumuli (MACSE e Capacity Market). Serve poi accelerare il rilascio delle autorizzazioni, che si può ottenere con la veloce riforma delle connessioni elettriche, prevista dal Decreto Bollette, il potenziamento della Commissione PNRR-PNIEC, una rapida individuazione da parte delle Regioni delle aree idonee e criteri autorizzativi condivisi con il Ministero della Cultura, coerenti con l'evidenza che una maggiore presenza di impianti rinnovabili nel paesaggio è inevitabile se si vogliono conseguire gli obiettivi climatici, industriali ed energetici del Paese.

Altrettanto importante è il funzionamento del mercato elettrico. Tariffe dinamiche, segnali di prezzo zonali, maggiore partecipazione della domanda e contratti di lungo periodo possono trasferire in modo più efficace ai consumatori i benefici economici delle fonti rinnovabili. I PPA, in particolare, possono offrire alle imprese prezzi più stabili e prevedibili, riducendo l'esposizione alla volatilità del mercato all'ingrosso. Anche il rinnovo delle concessioni idroelettriche dovrebbe diventare uno strumento per favorire forme di vendita dell'energia a lungo termine. I rinnovi o le aste per le concessioni potrebbero essere condizionati all'obbligo di fornitura a prezzi fissi di tutta o parte dell'energia commercializzata.

Ma aumentare la produzione elettrica da fonti rinnovabili non basta. Occorre anche spostare verso l'elettricità una quota crescente dei consumi oggi soddisfatti direttamente con gas e prodotti petroliferi (l'Italia nel 2024 aveva un livello di elettrificazione di circa il 22,5%, inferiore alla media europea che è superiore al 23% e di molto inferiore alla Cina che ha già raggiunto e superato il 28%). Pompe di calore, mobilità elettrica, efficientamento degli edifici e dei processi industriali sono quindi parte integrante di una politica di sicurezza energetica. Per gli usi industriali ad alta temperatura, dove l'elettrificazione è più complessa, può contribuire il biometano. Il recepimento pieno della direttiva europea sull'efficienza energetica e una strategia stabile per la riqualificazione degli edifici, con il recepimento anche della EPBD, rappresenterebbero tasselli fondamentali e non più rimandabili dello stesso disegno.

A rendere ancora più urgente questa trasformazione è la crisi climatica. L'estate 2026 ha mostrato con particolare evidenza quanto rapidamente stiano crescendo i costi dell'inazione. Secondo Copernicus, giugno-luglio è stato il bimestre più caldo mai registrato nell'Europa occidentale, con una media di 2,79 °C superiore alla media 1991-2020. In luglio anomalie di 3-5 °C hanno interessato anche l'Italia occidentale. Ondate di calore, siccità, incendi, maggiore domanda di raffrescamento e stress per le infrastrutture energetiche hanno ormai conseguenze economiche dirette.

Questo modifica radicalmente i termini del confronto. Non siamo più di fronte a una scelta tra "costo della transizione" e mantenimento di uno status quo apparentemente gratuito. Lo status quo ha un costo crescente: importazioni energetiche, volatilità dei prezzi, interventi pubblici emergenziali e danni climatici dai costi sempre più elevati. Gli investimenti nella decar-

bonizzazione, al contrario, sono sempre più spesso investimenti economicamente competitivi.

I dati più recenti lo confermano. Secondo IRENA, oltre il 90% dei nuovi progetti rinnovabili utility scale a livello mondiale, entrati in esercizio nel 2025, ha prodotto energia a un costo inferiore a quello della più economica nuova centrale fossile nello stesso mercato di riferimento. Il costo medio globale del fotovoltaico utility scale, sempre a livello mondiale, è stato pari a circa 44 dollari/MWh, mentre quello dell'eolico onshore di circa 33 dollari/MWh. Le rinnovabili hanno inoltre evitato nel solo 2025 costi per combustibili fossili stimati in circa 480 miliardi di dollari. A questo si aggiunge la rapida discesa dei costi degli accumuli, che rende sempre più competitivo un sistema elettrico basato su rinnovabili, reti, flessibilità e stoccaggio.

Il susseguirsi di proroghe sulle accise fino ai primi giorni di settembre costituisce quasi una rappresentazione plastica del problema: ogni nuovo rialzo del petrolio richiede nuove risorse pubbliche per limitarne gli effetti, mentre gli investimenti in efficienza, rinnovabili, accumuli ed elettrificazione riducono permanentemente la quantità di energia fossile che il Paese deve acquistare dall'estero.

In questo senso, le dodici proposte avanzate da FREE rappresentano l'ossatura di una politica energetica non più rimandabile e che punti a interventi strutturali. Ci serve una traiettoria stabile di lungo periodo, capace di andare oltre la logica dei decreti emergenziali e di puntare, in pochi anni, oltre gli attuali obiettivi del PNIEC per rinnovabili ed efficienza. La sicurezza energetica non si costruisce inseguendo ogni crisi con un ristoro diverso, ma riducendo strutturalmente la dipendenza dalle fonti fossili con politiche energetiche ambiziose, stabili e di lungo periodo.

Data Center: quanti, dove e come

Arturo Lorenzoni | Professore di Economia dell'Energia, Università di Padova

In collaborazione con WWF Italia abbiamo presentato lo scorso luglio un rapporto sui futuri consumi di energia dei data center (DC) in Italia, un'analisi puntuale della domanda elettrica presente e futura e le condizioni per soddisfarla in modo coerente con gli obiettivi climatici europei. L'indagine parte dal censimento dei progetti in corso, delle richieste di connessione alla rete Terna e da interviste ai principali operatori del settore, con un orizzonte al 2030 e 2035, la finestra in cui si giocherà l'infrastrutturazione digitale del Paese. La tesi di fondo è che la domanda è reale e in crescita, ma il suo dimensionamento richiede prudenza: le stime più elevate riflettono annunci, non capacità effettivamente realizzabile. La valutazione si articola su quattro fattori: consumo di energia, consumo di acqua, uso di terreno e consumo di materiali.

Il consumo globale di energia per i DC è destinato, secondo la IEA, a passare da 485 TWh nel 2025 a 945 TWh nel 2030, dall'1,5% circa attuale al 3% della domanda elettrica mondiale, con una crescita media annua del 15%, oltre quattro volte quella della domanda elettrica complessiva. Al 2035 le proiezioni indicano circa 1.200 TWh (1.000 se si conseguirà un'alta efficienza), mentre la proiezione massima di 1.637 TWh appare un asintoto difficilmente raggiungibile. Gli investimenti stimati ammontano a 3.900 miliardi di dollari tra 2026 e 2030, quando quasi metà dei consumi sarà dovuta ai server dedicati all'IA. I mercati storici europei concentrati in nord Europa (FLAPD) sono saturi — in Irlanda i DC assorbono già il 21% dei consumi nazionali — e gli investimenti si spostano verso Italia, Grecia, Portogallo, Spagna e Nord Europa.

La fotografia italiana

A fine 2025 l'Italia contava 216 DC attivi, con 609 MW di potenza installata e un consumo 2024 di 3,9 TWh, pari all'1,3% dei consumi nazionali (Terna); il 66% dei consumi è dovuto all'inferenza, il resto all'addestramento dei modelli. Il 68% della potenza IT è concentrato a Milano (414 MW), che punta a superare 1 GW entro il 2028 e si candida a entrare nella cerchia FLAPD, tanto che potrebbe raccogliere il 23% degli investimenti europei. La posizione baricentrica nel Mediterraneo e i nuovi cavi sottomarini in fibra (BlueMed, 2Africa, SEA-ME-WE 6) danno all'Italia un vantaggio strutturale verso Africa, Medio Oriente e Asia. Già oggi la Data Economy italiana è stimata 60 miliardi di euro (~3% del PIL), con un potenziale fino a 207 miliardi al 2030 (dati TEHA-A2A).

Le domande di connessione a Terna: un ordine di grandezza oltre il fabbisogno

A fine marzo 2026 risultavano 480 richieste di connessione per 82,63 GW, saliti a 96 GW a fine giugno. Una crescita esponenziale, sganciata dal ritmo reale di realizzazione, concentrata soprattutto in alcune aree del paese, dove sono presenti la rete elettrica, molta capacità di trasporto dati con le linee in fibra ottica, aree destinate all'industria. La Lombardia guida con 273 richieste per 40,9 GW, seguita da Piemonte (12,4 GW) e Puglia (7,1 GW). In Italia verosimilmente non si vedranno i DC Hyperscale da molte centinaia di MW, quanto piuttosto DC in edge e il co-location fino a qualche centinaio di MW. La grande lista di progetti in attesa è dovuta al fatto che i tempi medi di allacciamento di una grande utenza sono di 3–7 anni e che gli oneri per attivare una richiesta di connessione minimi.

La tecnologia corre

Un altro aspetto che caratterizza il settore è la rapida evoluzione della tecnologia. L'efficienza in termini sia di capacità di elaborazione che di PUE (rapporto tra l'energia totale assorbita e l'energia utilizzata dai sistemi IT) evolve rapidissimamente: il PUE medio è sceso da 2,5 (2017) a 1,56 (2024), con target $\leq 1,2$ per i nuovi DC e fino a 1,05 con raffreddamento liquido. Il raffreddamento a liquido ha portato la densità da 13 kW/rack (2020) a 130 kW/rack oggi, verso 600 kW–1 MW per rack, con consumi ausiliari ridotti del 90%. Si pensi che sono in sviluppo chip che potranno lavorare a temperature intorno ai 70°C, per cui con minor necessità di raffreddamento. Per



tale ragione l'aumento della domanda elettrica sarà inferiore a quanto atteso alcuni anni fa, con nuove opportunità per il recupero del calore nelle reti di teleriscaldamento e usi industriali. Resta però il paradosso di Jevons: maggiore efficienza non significa minori consumi, perché stimola applicazioni sempre più voraci di capacità di calcolo.

Gli scenari di domanda al 2030 e 2035

Sulla base dei dati raccolti da vari operatori, sono stati presentati tre scenari di crescita della domanda IA in Italia, come da tabella seguente:

	Base	Accelerato	Trainato dall'IA
Probabilità assegnata	60%	35%	15%
Capacità IT 2030 (MW)	1.400	2.500	4.000
Consumo 2030 (TWh)	9,7	17,7	29,7
% consumi nazionali 2030	3,2%	5,8%	9,5%
Capacità IT 2035 (MW)	2.000	4.000	7.000
Consumo 2035 (TWh)	13	25	50
% consumi nazionali 2035	4%	7,5%	15%

Rispetto ai 3,9 TWh del 2024, lo scenario Base implica +5 TWh al 2030 (+50–70%): un incremento paragonabile, e inferiore, a quelli attesi da mobilità elettrica (+10–15 TWh) e pompe di calore (+15–20 TWh). Ai fini della pianificazione è prudente assumere lo scenario Base come riferimento centrale.

Effetti sulla rete: da carichi passivi a risorse

Le caratteristiche dei DC, soggetti a variazioni di assorbimento energetico anche di centinaia di MW in pochi millisecondi per l'addestramento dell'Intelligenza Artificiale, rendono necessario dotare tali impianti di accumuli e di una gestione intelligente del carico assorbito, per evitare di generare rischi per la rete elettrica. Tutti i DC sono dunque dotati di Energy Management System evoluti ed abili al Computational Demand Response, che sposta i calcoli non urgenti nelle ore ricche di produzione rinnovabile. I DC, grazie alla loro dotazione tecnologica indispensabile, si candidano così a divenire fornitori di servizi alla rete elettrica. Il 10–20% della potenza in prelievo di un DC è modulabile (fino all'80% per i server di addestramento): un parco italiano da 4 GW IT offrirebbe 400–800 MW di modulazione continua, come una centrale di medie dimensioni. Inoltre, le connessioni flessibili già sperimentate in altri paesi, possono consentire allacciamenti più rapidi in cambio di capacità ridotta nei momenti critici: da "grid safe" a "grid supporting".

L'offerta di energia: rinnovabili con i cicli combinati esistenti a integrazione

La domanda di energia attesa dalla diffusione dei DC può essere coperta in gran parte con fonti rinnovabili, tramite contratti PPA o con autoproduzione diretta. Per coprire lo scenario centrale al 2030 servono 8–12 GW di nuove rinnovabili dedicate (12–18% del target PNIEC), raggiungibili se si riesce a conseguire l'obiettivo di installare 10 GW/anno. Tale produzione può essere integrata ove necessario con la produzione dei cicli combinati in esercizio e oggi utilizzati solo per il 30% del tempo circa. Per una garanzia di fornitura rinnovabile è opportuno pensare alle Garanzie d'Origine, dapprima su scala mensile, poi progressivamente a GO orarie (Hourly Matching, PPA "24/7 carbon-free"). Il rapporto esclude dunque sia nuovo termoelettrico dedicato, sia il nucleare, che sarebbe fuori tempo massimo: nessun impianto potrà operare in Italia prima del 2038 e gli SMR/AMR non daranno contributi significativi entro il 2035, mentre la presa di carico dei DC avverrà nei prossimi 5 o 10 anni.

Criteri ambientali e quadro regolatorio

Dall'analisi dei consumi attesi si è passati alle raccomandazioni per un indirizzo di sviluppo compatibile con il nostro territorio: evitare aree in stress idrico; non usare acqua potabile; introdurre massimi vincolanti all'uso d'acqua e di energia; utilizzare solo aree già impermeabilizzate, degradate o dismesse, in coerenza con la Direttiva UE 2025/2360 e l'obiettivo "no net land take" al 2050; recuperare quando possibile il calore dissipato dai DC di grandi dimensioni. Il controllo dei consumi è già alla base del-

la nuova normazione europea. Si vedano ad esempio la Direttiva EED 2023/1791 e il Regolamento delegato 2024/1364 per i DC oltre 500 kW, l'introduzione di una banca dati DC, la norma sulla etichettatura in consultazione, l'AI Act. L'Italia per contro procede ancora in modo disordinato e vi è il rischio che la tecnologia corra più veloce delle norme, spiazzando lo sviluppo dei servizi o legittimando interventi onerosi per il territorio.

Le raccomandazioni di policy: quattro assi

Alla luce dell'analisi svolta, si sono fornite delle raccomandazioni per una politica di sviluppo dei DC costruttiva e rispettosa, secondo quattro assi distinti: aspetti autorizzativi, facilitazione per la crescita della produzione rinnovabile, accompagnamento tecnologico verso l'efficienza, l'integrazione nelle reti elettriche. La convinzione maturata è che il processo di sviluppo debba essere indirizzato, non subito, tramite un Piano di sviluppo nazionale dei DC che identifichi il reale fabbisogno ICT e le localizzazioni prioritarie. È auspicabile poi che si definiscano delle prestazioni tecniche minime e che si autorizzino realizzazioni unicamente in aree già impermeabilizzate, al fine di indirizzare gli investitori, evitare una congestione fittizia delle connessioni, scongiurare impianti inadeguati ad integrarsi alle reti in modo efficiente.



L'OSSERVATORIO



Premio Energy Efficiency:
cercasi imprese che riducono
consumi ed emissioni

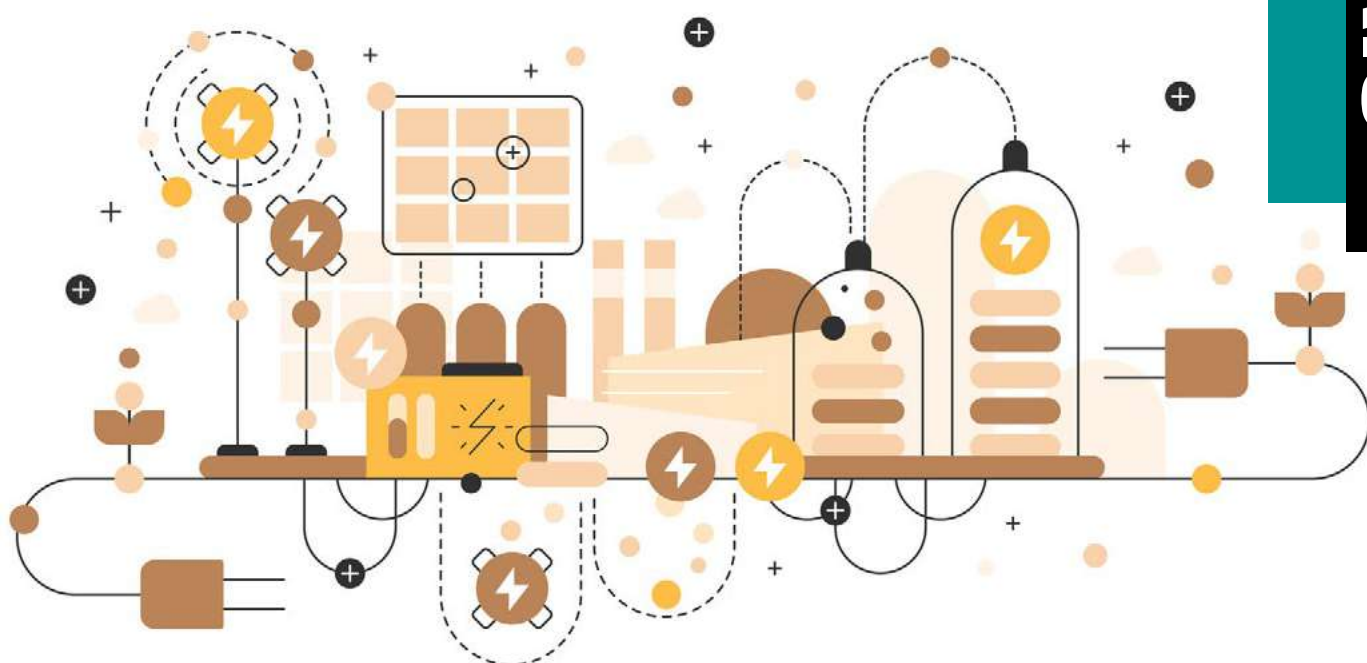


Consumare meno energia significa ridurre i costi, limitare l'esposizione alle oscillazioni dei prezzi energetici e rendere le imprese più competitive. Ma significa anche ridurre le emissioni e contribuire alla trasformazione del sistema energetico.

È da questa visione che nasce il **Premio Energy Efficiency**, promosso da **FIRE (Federazione Italiana per l'Uso Razionale dell'Energia)**, **Legambiente**, **Italian Exhibition Group** e **KEY – The Energy Transition Expo** con l'obiettivo di individuare, premiare e far conoscere le imprese italiane che hanno trasformato l'efficienza energetica e la decarbonizzazione in progetti concreti, misurabili e replicabili. Il Premio, infatti, vuole portare alla luce esperienze che possano diventare un riferimento per altre aziende, con l'obiettivo di diffondere la conoscenza su interventi e soluzioni in grado di dimostrare concretamente come una migliore gestione dell'energia possa tradursi in benefici economici e ambientali.

Il Premio è aperto a un panorama molto ampio di realtà. **Fino 15 gennaio 2027, micro, piccole e medie imprese, grandi aziende, start-up e spin-off, ESCO, società benefit e imprese a forte vocazione sociale** possono candidarsi presentando interventi già realizzati oppure in fase avanzata di realizzazione, purché producano risultati misurabili nel campo dell'efficienza energetica, della decarbonizzazione o dell'innovazione tecnologica applicata all'energia.

"L'intento - dichiarano le associazioni promotrici - è costruire una vetrina delle esperienze più interessanti sviluppate dal sistema produttivo, mostrando attraverso casi reali che l'efficienza energetica può essere non soltanto una risposta alle sfide ambientali, ma una componente delle strategie industriali e della competitività delle aziende."



L'OSSERVATORIO

Il bando guarda a diverse strade attraverso cui le imprese possono migliorare le proprie prestazioni energetiche: dalla riqualificazione di edifici e impianti all'ottimizzazione dei processi industriali e della logistica, dai progetti di decarbonizzazione all'impiego delle fonti rinnovabili, fino alle nuove tecnologie digitali.

Una categoria specifica è infatti dedicata all'**innovazione tecnologica applicata all'energia**, con soluzioni basate anche su intelligenza artificiale, Internet of Things e sistemi digitali per monitorare, gestire e ottimizzare i consumi in tempo reale.

Accanto alle categorie principali, la giuria potrà inoltre attribuire riconoscimenti speciali dedicati a **giovani imprese, start-up, ESCO e PMI**, alle iniziative promosse o guidate da donne nella transizione energetica e ai progetti caratterizzati da un particolare impatto sociale.

A pesare maggiormente nella selezione saranno i risultati. Il **40% della valutazione** sarà infatti legato all'impatto energetico e ambientale del progetto, considerando elementi come riduzione dei consumi, emissioni di CO₂ ed efficienza dei processi. Un altro **30%** sarà attribuito all'innovazione e alla possibilità di replicare e ampliare la soluzione adottata. Sostenibilità economica, impatto sociale e governance completeranno la valutazione.

I finalisti e i loro progetti saranno presentati pubblicamente durante la cerimonia di premiazione prevista nell'ambito di **KEY – The Energy Transition Expo**, in programma a **Rimini dal 10 al 12 marzo 2027**. I vincitori avranno inoltre la possibilità di raccontare il proprio caso aziendale al pubblico della manifestazione.

Maggiori informazioni sul premio disponibili su www.premio-energy-efficiency/



Aperte fino al 15 gennaio 2027 le candidature al Premio promosso da FIRE, Legambiente, Italian Exhibition Group e KEY – The Energy Transition Expo per valorizzare le imprese che investono in efficienza energetica, innovazione e decarbonizzazione.

Vuoi pubblicizzare la tua azienda con noi?



Contattaci!

Cettina Siracusa

Pubblicità e Comunicazione

c.siracusa@gestioneenergia.com

Cell. 347 3389298



Il Piano d'azione europeo per l'elettrificazione

La nuova politica industriale dell'Unione europea per competitività, sicurezza energetica e decarbonizzazione

Antonello Pezzini | Membro Comitato Nazionale ETS



Con la Comunicazione **"Piano d'azione per l'elettrificazione" (COM (2026) 595 finale)**, presentata il 17 luglio 2026, la Commissione europea compie un significativo salto di qualità nella politica energetica e industriale dell'Unione. L'elettrificazione non viene più considerata soltanto una conseguenza della transizione ecologica, bensì il principale strumento attraverso il quale perseguire simultaneamente gli obiettivi:

- della competitività economica,
- della sicurezza energetica,
- della decarbonizzazione
- dell'autonomia strategica europea.

La Commissione osserva che una più rapida elettrificazione dell'economia potrebbe ridurre drasticamente la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili, rafforzare la resilienza del sistema produttivo e favorire una crescita sostenibile basata su tecnologie pulite e su una maggiore integrazione del mercato dell'energia.

Il Piano non si limita a promuovere una maggiore diffusione dell'energia elettrica, ma propone una trasformazione strutturale del sistema economico europeo, destinata a rafforzarne la competitività, la sostenibilità e l'autonomia strategica.

L'obiettivo del 46%: nasce un nuovo indicatore della politica energetica europea

L'Unione propone un obiettivo indicativo di elettrificazione del 46% entro il 2040, misurato come quota dell'elettricità sul consumo finale di energia, che sarà affrontato con una valutazione d'impatto nel prossimo pacchetto sull'Unione dell'energia, previsto per il quarto trimestre 2026.

Si tratta di una svolta. Fino ad oggi l'Europa fissava:

- obiettivi sulle rinnovabili;
- obiettivi sull'efficienza;
- obiettivi climatici.

Ora compare anche un indicatore autonomo di elettrificazione. Per la prima volta l'Unione europea introduce l'elettrificazione come indicatore autonomo di politica economica ed energetica, distinto dagli obiettivi sulle energie rinnovabili, sull'efficienza energetica e sulla riduzione delle emissioni.

L'obiettivo del 46% assume quindi un valore fortemente simbolico e strategico. Questo nuovo indicatore misura la trasformazione della domanda di energia. In tal modo l'attenzione si sposta, dal semplice incremento della produzione elettrica alla concreta diffusione delle tecnologie elettriche nei principali settori economici.

La Commissione evidenzia che il tasso di elettrificazione dell'Unione è rimasto sostanzialmente stabile attorno al **23% del consumo finale di energia** per oltre un decennio, mentre altre grandi economie industrializzate come Cina, Corea del Sud e Giappone, hanno già raggiunto livelli superiori al 30%. Tale ritardo limita la capacità dell'Unione di sfruttare pienamente il potenziale delle tecnologie pulite già disponibili sul mercato.

Le dodici azioni del Piano: dall'indirizzo strategico all'attuazione operativa

Il Piano d'azione individua dodici azioni prioritarie, che interessano l'intero sistema energetico europeo.

Sulla base della Comunicazione COM(2026) 595, le dodici azioni possono essere ricondotte ai seguenti ambiti di intervento:

- Accelerare l'elettrificazione attraverso un quadro strategico europeo condiviso.
- Rafforzare la pianificazione e lo sviluppo delle reti elettriche.
- Ridurre i tempi autorizzativi per le infrastrutture elettriche.
- Promuovere investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione.
- Sviluppare la flessibilità del sistema elettrico e la gestione della domanda.
- Favorire la diffusione dei sistemi di accumulo dell'energia.
- Accelerare il Vehicle-to-Grid (V2G) e l'integrazione della mobilità elettrica.
- Promuovere la digitalizzazione delle reti e l'utilizzo delle tecnologie intelligenti.
- Incentivare l'elettrificazione dell'industria e dei processi produttivi.
- Rafforzare l'elettrificazione degli edifici attraverso pompe di calore e tecnologie efficienti.
- Migliorare il coordinamento tra Stati membri, regolatori e operatori del mercato.
- Sostenere innovazione, sperimentazione regolatoria (sandbox) e nuovi modelli di mercato.

Cosa cambia per l'industria italiana

Il Piano d'azione europeo per l'elettrificazione non rappresenta soltanto una strategia energetica. Esso modifica profondamente le prospettive di sviluppo dell'industria italiana. Nei prossimi anni la competitività delle imprese dipende-

rà sempre più dalla capacità di utilizzare elettricità a basse emissioni, integrare tecnologie digitali e ridurre l'esposizione ai costi del carbonio previsti dall'EU ETS, beneficiando al tempo stesso della tutela competitiva assicurata dal CBAM.

L'elettricità a basse emissioni assume particolare rilievo per l'Italia, dove il fattore di emissione dell'intero settore elettrico è sceso a circa 221 g CO₂eq/kWh nel 2024, confermando che la crescente disponibilità di elettricità a basse emissioni costituisce una condizione sempre più favorevole all'elettrificazione dei processi industriali.

Per l'Italia, uno dei principali Paesi manifatturieri europei, la sfida assume un'importanza particolare, poiché coinvolge numerosi comparti caratterizzati da elevata intensità energetica e forte esposizione alla concorrenza internazionale.

Una valutazione critica: le sfide della realizzazione

Il Piano d'azione europeo per l'elettrificazione rappresenta una delle strategie industriali più ambiziose elaborate dall'Unione europea negli ultimi anni. La sua impostazione appare coerente e sistemica, ma il conseguimento degli obiettivi fissati dalla Commissione richiederà il superamento di numerose criticità tecniche, economiche e organizzative. La vera sfida non riguarda infatti la definizione degli obiettivi, quanto la capacità di tradurli in investimenti, infrastrutture e trasformazioni industriali entro i tempi previsti.

Punti di forza:

- visione sistemica
- approccio industriale
- integrazione fra energia e competitività
- riduzione della dipendenza energetica

Punti critici:

- investimenti enormi richiesti
- tempi autorizzativi
- capacità delle reti
- disparità tra Stati membri
- costo dell'elettricità ancora elevato rispetto ad altre aree del mondo
- disponibilità delle materie prime critiche
- capacità della filiera industriale europea.

Gli investimenti necessari

La prima criticità riguarda la dimensione degli investimenti richiesti. Il raddoppio del grado di elettrificazione dell'economia europea implica la realizzazione di nuove capacità produttive da fonti rinnovabili, sistemi di accumulo, reti di trasmissione e distribuzione, infrastrutture di ricarica, impianti industriali elettrificati e nuove tecnologie digitali. Si tratta di investimenti di dimensioni senza precedenti, che richiederanno una mobilitazione coordinata di risorse pubbliche e private.

La disponibilità degli strumenti finanziari europei rappresenta una condizione necessaria, ma probabilmente non sufficiente. Sarà essenziale creare un quadro regolatorio stabile, capace di ridurre il rischio degli investimenti e attrarre capitali privati.

I tempi autorizzativi

La seconda criticità riguarda la velocità delle procedure amministrative. In numerosi Stati membri la realizzazione di impianti rinnovabili, linee elettriche, sistemi di accumulo e infrastrutture strategiche continua a richiedere tempi incompatibili con gli obiettivi del Piano.

Negli ultimi anni l'Unione europea ha adottato numerose misure di semplifi-



cazione autorizzativa. Tuttavia, l'efficacia di tali interventi dipenderà soprattutto dalla loro concreta attuazione da parte delle amministrazioni nazionali e regionali. Una transizione energetica accelerata richiede infatti anche una pubblica amministrazione capace di autorizzare con tempi coerenti con la velocità dell'innovazione.

La capacità delle reti elettriche

Come evidenziato nel Capitolo IV, il principale collo di bottiglia non è più rappresentato dalla produzione di energia elettrica, bensì dalla capacità delle reti. Il rischio è che la disponibilità di energia pulita cresca più rapidamente della capacità delle reti di trasportarla ai luoghi di consumo, rallentando così l'intero processo di elettrificazione.

Le disparità tra gli Stati membri

Una quarta criticità riguarda le profonde differenze esistenti tra gli Stati membri. Le condizioni di partenza risultano molto eterogenee per disponibilità di risorse rinnovabili, qualità delle infrastrutture elettriche, capacità finanziaria, struttura industriale e rapidità dei procedimenti autorizzativi.

Vi è pertanto il rischio che il processo di elettrificazione proceda con velocità differenti, ampliando i divari competitivi all'interno del mercato unico europeo. Sarà quindi necessario rafforzare i meccanismi di coordinamento e di solidarietà finanziaria tra gli Stati membri.

Il costo dell'elettricità

Il successo dell'intera strategia dipenderà anche dalla competitività del prez-



zo dell'energia elettrica. L'elettrificazione può rappresentare una soluzione economicamente sostenibile soltanto se imprese e cittadini avranno accesso a energia affidabile e a costi competitivi. In molti comparti industriali europei il prezzo dell'elettricità rimane tuttora significativamente superiore rispetto ai principali concorrenti internazionali.

Ridurre il differenziale di costo rispetto ad altre grandi economie costituirà quindi una condizione essenziale per evitare effetti negativi sulla competitività dell'industria europea.

Le materie prime critiche

La trasformazione industriale prevista dal Piano aumenterà significativamente la domanda di litio, rame, nichel, cobalto, terre rare e numerosi altri materiali strategici. L'Europa continua tuttavia a dipendere in misura rilevante dalle importazioni di tali materie prime e dalle relative catene globali di approvvigionamento.

La sicurezza dell'approvvigionamento diventa quindi parte integrante della sicurezza energetica e della competitività industriale europea. Lo sviluppo dell'economia circolare, del riciclo e di nuove capacità estrattive europee rappresenterà un elemento fondamentale della strategia industriale.

La capacità della filiera industriale europea

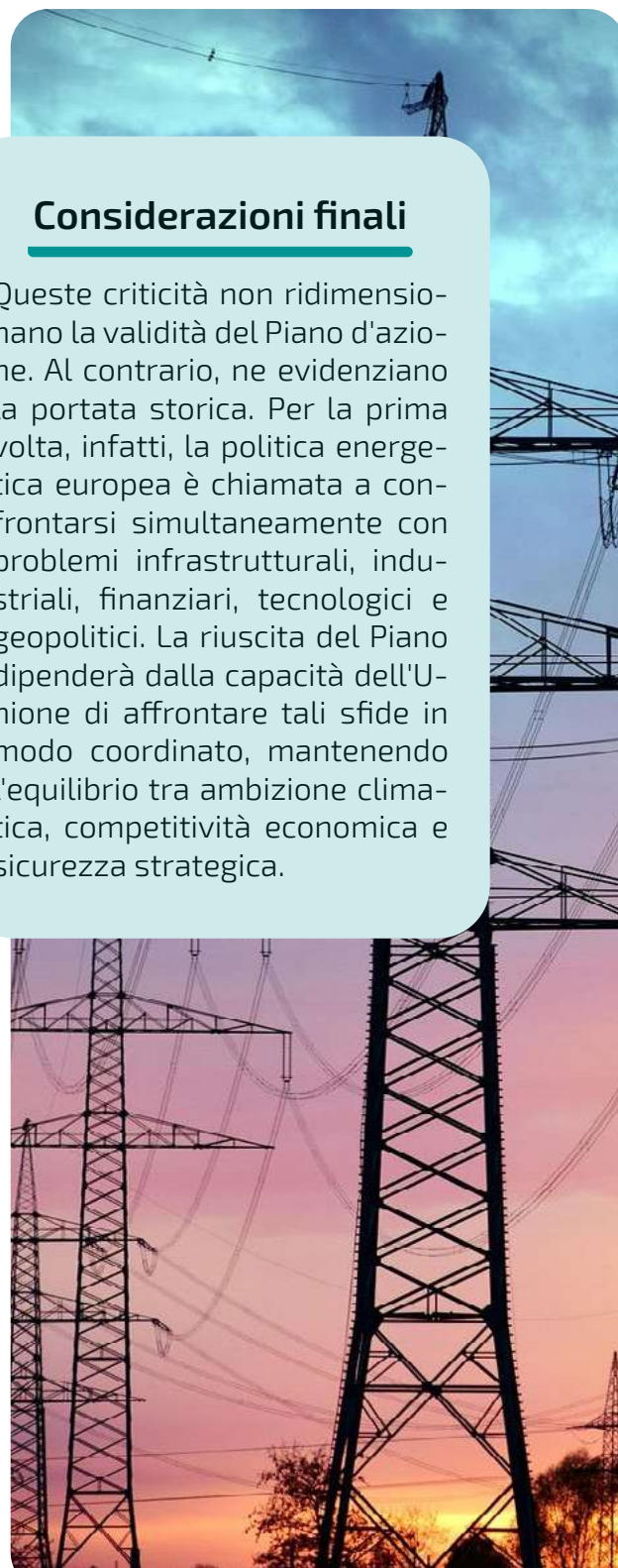
L'ultima criticità riguarda la capacità produttiva dell'industria europea di soddisfare una domanda destinata a crescere rapidamente. Reti, trasformatori, cavi, semiconduttori di potenza, batterie, pompe di calore, sistemi digitali, componenti elettronici e apparecchiature per

le energie rinnovabili dovranno essere prodotti in quantità molto superiori rispetto a quelle attuali.

Il successo del Piano dipenderà pertanto non soltanto dalle politiche energetiche, ma anche dalla capacità dell'Europa di rafforzare le proprie filiere industriali, riducendo la dipendenza tecnologica da fornitori extraeuropei.

Considerazioni finali

Queste criticità non ridimensionano la validità del Piano d'azione. Al contrario, ne evidenziano la portata storica. Per la prima volta, infatti, la politica energetica europea è chiamata a confrontarsi simultaneamente con problemi infrastrutturali, industriali, finanziari, tecnologici e geopolitici. La riuscita del Piano dipenderà dalla capacità dell'Unione di affrontare tali sfide in modo coordinato, mantenendo l'equilibrio tra ambizione climatica, competitività economica e sicurezza strategica.



RINNOVABILI: REPORT, AVANZANO MA OCCORRE ACCELERARE VERSO OBIETTIVO 2030

Con una capacità complessiva di energia rinnovabile pari a 5,15 terawatt (TW) installata alla fine del 2025, il mondo può ancora ridurre il divario rispetto all'obiettivo globale concordato sulle rinnovabili, ma deve accelerare in modo sostanziale. Per raggiungere l'obiettivo globale di triplicare le rinnovabili fino a 11,2 TW entro il 2030, la capacità installata dovrà più che raddoppiare rispetto ai livelli attuali.

Nel 2025 sono stati aggiunti 693 gigawatt (GW) di nuova capacità rinnovabile, un record, ma il ritmo annuo di crescita dovrà salire a una media di 1.200 GW tra il 2026 e il 2030. È quanto emerge dal rapporto pubblicato dall'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (Irena), dalla presidenza turca della Cop31 e dalla Global Renewables Alliance (Gra), l'Alleanza Globale delle

Rinnovabili, in occasione della Climate Week di New York. Si tratta della terza valutazione dei progressi compiuti rispetto agli obiettivi fissati dall'accordo noto come Uae Consensus, siglato alla Cop28. Il rapporto mostra anche che nel 2025 l'intensità energetica è migliorata di circa il 2%, un valore lontano dal 4% necessario per centrare l'obiettivo di risparmio energetico dell'Uae Consensus.

Il rapporto segnala progressi e opportunità, accanto a ostacoli persistenti negli investimenti, nelle reti elettriche e nell'elettrificazione, e chiede ai responsabili politici di "agire con maggiore determinazione" in vista della Conferenza delle Nazioni Unite sul clima Cop31 di Antalya, in Turchia. Le indicazioni principali riguardano il potenziamento delle reti, con investimenti annui vicini ai 1.000 miliardi di dollari tra il

2026 e il 2030, più del doppio rispetto ai livelli del 2025; la diffusione di tecnologie elettriche efficienti, per ampliare batterie, stoccaggio e flessibilità e soddisfare una domanda crescente in modo affidabile; il rafforzamento delle rinnovabili disponibili 24 ore su 24, attraverso la combinazione di solare, eolico e stoccaggio per ottenere energia stabile e competitiva; e l'impiego dell'intelligenza artificiale (IA), per allineare, attraverso la digitalizzazione, la domanda elettrica in crescita con un'offerta pulita e una gestione più intelligente dei sistemi. Entro il 2030 le rinnovabili variabili, come solare ed eolico, supereranno la capacità complessiva delle fonti fossili, arrivando a circa il 62% della capacità elettrica installata a livello mondiale, contro il 35% del 2025, secondo il rapporto. Anche lo stoccaggio a batteria gioca un ruolo centrale: i suoi costi sono scesi del 30% tra il 2024 e il 2025 e del 95% dal 2010, un calo che sta garantendo sistemi elettrici rinnovabili affidabili.

Le installazioni ibride di solare e stoccaggio, in grado di fornire energia rinnovabile 24 ore su 24, stanno diventando la norma: nel 2025 rappresentavano circa un quarto del solare su scala industriale messo in funzione a livello globale. Guardando oltre il 2030, il rapporto indica che servirà un'ulteriore accelerazione per portare l'elettrificazione globale al 35% entro il 2035: una roadmap attualmente in discussione nell'agenda della Cop31, che potrebbe offrire un parametro chiaro per ampliare l'elettrificazione efficiente, basata sulle rinnovabili, nei diversi settori di utilizzo finale dell'energia.

Premio

Energy Management 2026

FIRE
FEDERAZIONE ITALIANA PER
L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA



**Hai tempo fino al 12 ottobre
per partecipare!**



CONFERENZA ENERMANAGEMENT

24 novembre 2026

**Grand Visconti Palace
Milano**

La conferenza si concentra sulle attuali principali tematiche relative alla produzione e gestione dell'energia in imprese ed enti. Tra gli argomenti trattati, spiccano le novità legislative, i sistemi di gestione dell'energia, la generazione on-site e off-site, le soluzioni per l'efficientamento energetico e il mercato dell'energia.

L'evento è organizzato per offrire momenti di discussione dedicati a ciascuna sessione, oltre a un ampio spazio per il networking.



**VUOI SPONSORIZZARE
L'EVENTO? CONTATTACI!**

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