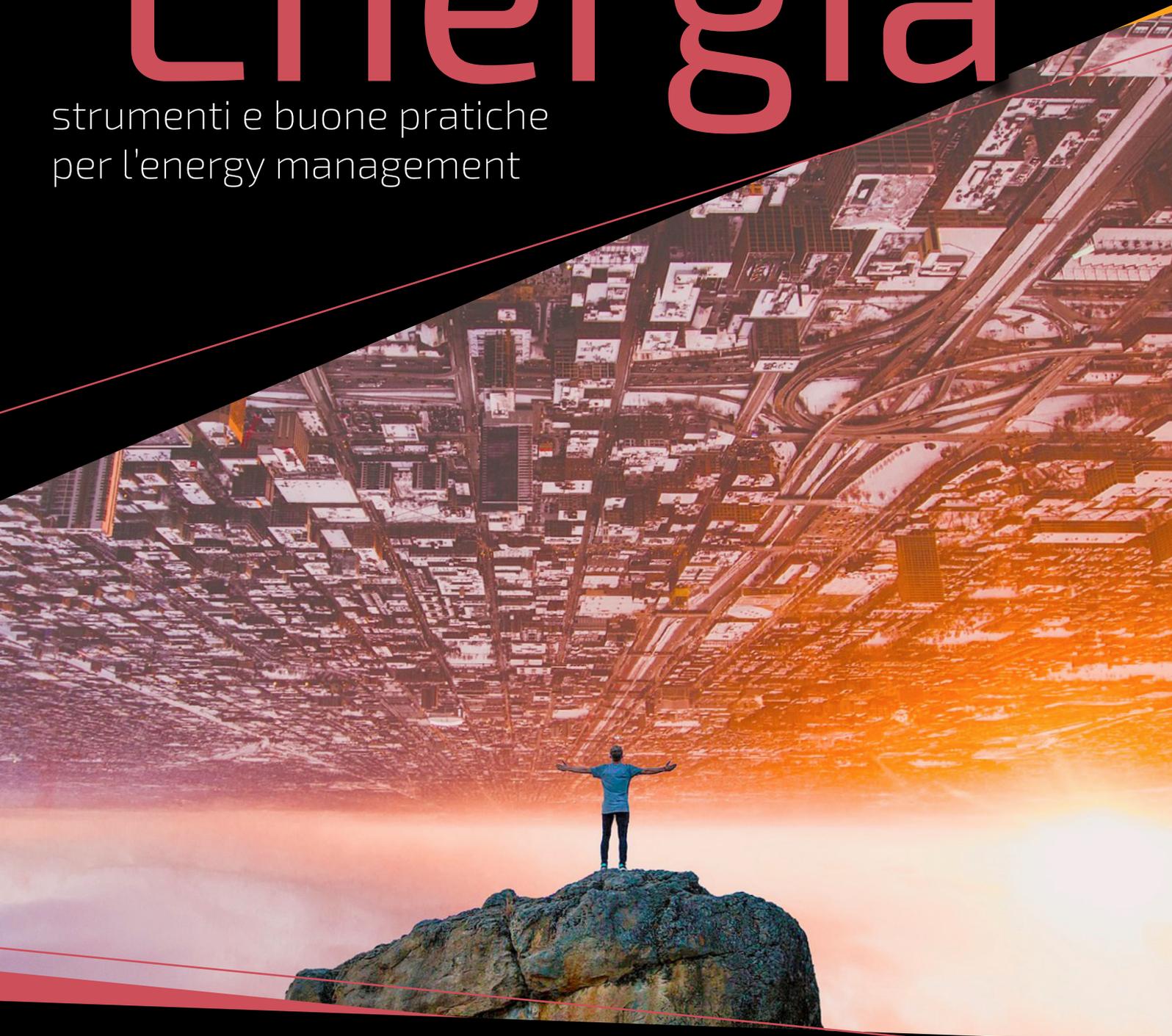


Gestione Energia

strumenti e buone pratiche
per l'energy management



FIRE
4/2020

fOCUS

Le comunità energetiche

LA COMPETENZA E L'ESPERIENZA DI EDILCLIMA

PER IL CHECK-UP ENERGETICO DELLE ATTIVITÀ INDUSTRIALI

Edilclima, software-house specializzata nello sviluppo di soluzioni software per la progettazione energetica, impiantistica, acustica, antincendio e BIM, contribuisce a supportare l'attività di EGE, Energy Manager, aziende, consulenti e progettisti che necessitano di eseguire il **check-up energetico delle attività industriali** sia mediante l'ampliamento della propria gamma di prodotti, grazie al software **EC716 Diagnosi energetica industriale**, che attraverso un'importante collaborazione con ENEA per la realizzazione del software **ENEA EFFICIENCY**.



EC716 Diagnosi Energetica Industriale

esegue la compilazione automatica del file richiesto da ENEA (Art. 8 DLgs. n. 102 del 4.7.2014).

Il software restituisce inoltre lo schema ad albero dei vettori energetici.

Scopri lo su:

www.edilclima.it



EC716
DIAGNOSI
ENERGETICA
INDUSTRIALE



ENEA

ENEA EFFICIENCY

è il software per l'autovalutazione qualitativa del grado di efficienza energetica di una PMI, realizzato da ENEA in collaborazione con EDILCLIMA, a disposizione gratuita delle imprese.

Scopri lo su:

www.espa.enea.it



ENEA
EFFICIENCY

UNIONE EUROPEA
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



GOVERNANCE
E CARICHI
DIRETTIVO NAZIONALE
OPZIONALI

www.fire-italia.org

GESTIONE ENERGIA è un'iniziativa editoriale maturata negli anni novanta all'interno dell'OPET (Organizations for the Promotion of Energy Technologies), rete delle organizzazioni interessate alla diffusione dell'efficienza energetica nei paesi dell'Unione Europea, promossa dalla Commissione Europea. La rivista si è avvalsa sin dall'inizio dei contributi di ENEA e FIRE.

Dal 2005 Gestione Energia diventa organo ufficiale di comunicazione della Federazione.

Il trimestrale è indirizzato principalmente ai soggetti che operano nel campo della gestione dell'energia, quali energy manager, esperti in gestione dell'energia (EGE), distributori, utility, facility manager, progettisti di edifici e impianti, esperti e consulenti specializzati nel finanziamento dell'efficienza energetica. Gestione Energia si rivolge anche a dirigenti e funzionari di aziende ed enti interessati all'efficienza energetica, produttori di tecnologie, università e organismi di ricerca e innovazione.

La rivista persegue una duplice finalità: da una parte intende essere uno strumento di informazione tecnica e tecnico gestionale, dall'altra vuole contribuire al dibattito sui temi generali di politica tecnica che interessano attualmente il settore energetico nel quadro più complessivo delle politiche economiche ed ambientali.

I contenuti di Gestione Energia rendono il trimestrale un riferimento per chi opera nel settore e voglia essere informato sulle novità legislative e tecnologiche, leggere le opinioni di esperti del settore dell'energia, seguire le dinamiche del mercato e seguire le attività della FIRE.

FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) è un'associazione tecnico scientifica senza scopo di lucro per la promozione dell'efficienza energetica a vantaggio dell'ambiente e degli utenti finali. La Federazione supporta attraverso le attività istituzionali e i servizi erogati chi opera nel settore e favorisce un'evoluzione positiva del quadro legislativo e regolatorio collaborando con le principali istituzioni. La compagine associativa è uno dei punti di forza della Federazione, in quanto coinvolge esponenti di tutta la filiera dell'energia, dai produttori di vettori e tecnologie, alle società di servizi e ingegneria, dagli energy manager agli utenti finali di media e grande dimensione. La FIRE gestisce dal 1992, su incarico a titolo non oneroso del Ministero dello Sviluppo Economico, la rete degli energy manager individuati ai sensi della Legge 10/91; nel 2008 ha avviato SECEM (www.secem.eu) – accreditato ACCREDIA – per la certificazione degli EGE secondo la norma UNI 11339.

Fra le attività svolte dalla Federazione si segnalano quelle di comunicazione e diffusione (anche su commessa), la formazione (anche in collaborazione con l'ENEA, socio fondatore di FIRE), la rivista trimestrale "Gestione Energia" e la pubblicazione annuale "I responsabili per l'uso dell'energia in Italia", studi di settore e di mercato, progetti nazionali e europei.

Direttore responsabile

Giuseppe Tomassetti

tomassetti@fire-italia.org

Comitato scientifico

Cesare Boffa, Carlo Crea, Tullio Fanelli, Giorgio Graditi, Mauro Mallone, Antonio Negri

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. 0630483157

Grafica e impaginazione

Paolo Di Censi

Gruppo Italia Energia S.r.l.

Direzione FIRE

Via Anguillarese 301 00123 Roma tel. 06 30483626

segreteria@fire-italia.org

Rivista trimestrale

Anno VI N. 4/2020

Registrazione presso il Tribunale di

Roma n° 271/2014 del 04/12/2014

Pubblicità

Cettina Siracusa

tel. 347 3389298

c.siracusa@gestioneenergia.com

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.

Sommario

6

Editoriale

Evoluzione della produzione fotovoltaica: le comunità e quel che verrà dopo

Giuseppe Tomassetti

8

Prima pagina

Sviluppo delle rinnovabili, spinta alle comunità energetiche ed evoluzione normativo/tecnologica per concretizzare la transizione energetica

Intervista ad Agostino Re Rebaudengo, Presidente di Elettricità Futura

10

Formazione & professione

La sostenibilità nel servizio idrico integrato. L'acqua che fa bene all'ambiente

Antonio De Leo, Direttore Servizi Tecnici e Manutentivi

Giuseppe Rizzi, Energy Manager - Acquedotto Pugliese SpA

16

Riqualificazione di casali in chiave nZeB

Antonio Pepe, founder di Edilpepe

20

Pubbliredazionale Energy Team

La gestione del dato per la transizione energetica

22

Tecnologie & iniziative

Pompe di calore elettriche: prospettive di sviluppo al 2030

Dott. Fernando Pettorossi, Capo Gruppo italiano Pompe di calore Assoclimate

28

Pubbliredazionale Yem

Una startup per un energy management digitale, smart e attento al green

FOCUS

Le comunità energetiche

30

Verso l'attuazione delle comunità energetiche. Lo stato di evoluzione normativo e regolatorio

Marco Pezzaglia, Gruppo Professione Energia

34

La rete del futuro

Luca Marchisio, Responsabile Strategia di Sistema di Terna

36

Comunità energetiche e autoconsumo condiviso, arriva la transizione dal basso

Attilio Piattelli, Presidente di SunCity srl

42

Smart grid e smart network: l'evoluzione della rete elettrica e dei sistemi di approvvigionamento energetico

*Giorgio Graditi, Head of Department of Energy Technologies and Renewable Energy Sources e
Marialaura Di Somma Research Engineer - ENEA*

Energy Efficiency Division

Save energy to save our world



La conoscenza è alla base dell'efficienza

In un mondo in cui l'energia è il supporto di ogni attività, oggi siamo tutti chiamati a **ridurre i consumi**. Sia che si tratti di strutture industriali, di ospedali o di società di servizi, il modo per affrontare il delicato tema dell'efficienza per noi di Hitachi è uno solo: avere un metodo.

H-Vision consente di identificare i consumi e di massimizzare il rendimento energetico definendo un piano di azione per il risparmio, il recupero e l'autoproduzione di energia. In Hitachi siamo pronti a costruire insieme a voi nuovi progetti per rendere la vostra attività più efficiente ed a contribuire al raggiungimento degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile**.

© Hitachi Europe s.r.l.

Sede legale: Via del Bosco Rinnovato, 8 Edif. U4 – 20090 Assago (MI)

Sede operativa ICEG-IT: Via Ghisalba, 13 - 20021 Ospiate di Bollate (MI) – Italia - Tel. +39.02.3500101 Fax: +39.02.38302566

iceg-it@hitachi-eu.com - www.hitachi-da.it

48 **GECCO: la prima Comunità Energetica Locale dell'Emilia Romagna**

*Claudia Carani, Felipe Barroco e Piegabriele Andreoli
Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile di Modena*

55 **Il progetto ALPGRIDS: sviluppo di un modello di microrete energetica per lo spazio alpino**

Pasquale Motta, Design and Management of Electrical Power Assets

61 **Mercato & finanza**

Mobilizzare capitali per la transizione energetica e il rilancio dell'economia reale italiana

Evarist Granata, AD e co-fondatore di Alternative Capital Partners SGR

65 **L'Osservatorio**

Soft skills per energy manager

Dario Di Santo, direttore FIRE

67 **Politiche programmi e normative**

L'eolico offshore in Italia: una risorsa concreta per l'autosufficienza energetica del nostro Paese ed una spinta all'economia nazionale

Davide Astiaso Garcia, Segretario Generale ANEV

72 **News dalle aziende**

Falck Renewables e S.V. Port Service, un accordo per lo storage in Italia

73 **News Adnkronos/PROMETEO**

Studio: donne, under 78 e condomini più attenti all'efficienza energetica

Editoriale

Giuseppe Tomassetti

Evoluzione della produzione fotovoltaica: le comunità e quel che verrà dopo

Il focus di questo numero è dedicato alle comunità di energia rinnovabile nelle residenze.

I termini del problema sono così schematizzabili: le utenze residenziali italiane assorbono 65 TWh all'anno, con una potenza media di 7,4 GW o 7.400 MW; sono circa 27 milioni quindi, mediamente,

assorbono 2.400 kWh ciascuna, con una potenza media di 274 W. Generalmente queste utenze hanno contrattualizzato con la rete la fornitura di una potenza continuativa di 3 kW che poi utilizzano mediamente al 9%; la non contemporaneità dei carichi fra le varie tipologie di famiglie, con differente scaglionamento nella giornata degli assorbimenti degli

elettrodomestici di maggiore assorbimento, permette alla rete di coprire la domanda con una offerta ben inferiore alla somma delle potenze contrattuali. Nel 2019 gli utenti domestici con fotovoltaico erano circa 714.000 di cui

- 300.000 con potenza contrattuale <3 kW e impianto FV medio da 2,7 kW
- gli altri con contratto >3 kW e impianto FV medio di potenza 7,1 kW

generando mediamente (dalle Alpi alla Sicilia) 1060 kWh/kW/anno, in media circa 3kWh/kW al giorno.

La generazione fotovoltaica potrebbe, come quantità, coprire quindi il fabbisogno giornaliero ma essa è concentrata in non più di 2000-2500 ore all'anno, nelle ore di luce, soprattutto estive, quindi c'è uno sfasamento temporale fra l'offerta e la domanda per cui solo in residenze molto elettrificate, con condizionamento estivo e ventilazione, si riesce ad arrivare ad un autoconsumo fra il 40-45% della propria generazione. Un sistema di accumulo a batteria supererebbe lo sfasamento estivo ma non quello invernale.

La proposta delle comunità di energia rinnovabile, specie se riesce ad unire utenze con differenti profili di domanda, realizzando un autoconsumo comunitario che accede ad un rimborso da parte del GSE, sostitutivo del costo evitato dell'autoconsumo diretto del singolo contatore, permette di ridurre la potenza condivisa da installare rispetto alla somma degli impianti individuali. Si dovrebbe così avere una rapida diffusione specie fra i condomini delle grandi città, con minore aggravio delle reti di distribuzione elettrica. Questo tipo di intervento accede ai vari meccanismi di detrazione fiscale, spe-

rando che il peso non diventi insopportabile per figli e nipoti.

La proposta della comunità arriva in un momento di transizione di tutto il funzionamento delle reti legato alla digitalizzazione, al consumatore che diventa anche produttore decentrato, all'evoluzione delle tariffe nelle quali acquisterà sempre più rilevanza la fornitura di garanzia di ultima istanza.

Il meccanismo delle comunità ha una potenzialità dell'ordine di una-due decine di GW (trazione elettrica esclusa), pochi anni fa sarebbe stato giudicata enorme; oggi la decisione della UE di affrontare i cambiamenti climatici in tempi brevi ci impone di prepararci a saper produrre e gestire nuovi 60-80-100 GW di fonti rinnovabili, in larga parte non programmabili.

Questa sfida obbligherà le imprese del settore energetico a drastiche evoluzioni. Gli impianti a metano, ai quali spetterà garantire il servizio, stanno avviando la sostituzione dei cicli combinati con turbine a ciclo aperto o con motori a pistoncini, di minore rendimento ma capaci di prendere il carico in pochi minuti. Il fotovoltaico dovrà abbandonare la facile soluzione del periodo di incentivazione (celle tutte rivolte a sud, picco stretto di produzione, tanto la rete assorbirà tutto) e dovrà preoccuparsi della domanda, cercando di avere un diagramma di produzione con un plateau di almeno 7-8 ore, riducendo drasticamente la potenza di picco e in parte la generazione. Quando si imporrà la produzione di idrogeno, è poi prevedibile che l'offerta che si imporrà sarà quella dell'eolico in mare aperto, con almeno 3000 ore/anno di fornitura o una integrazione fra le due fonti nel corso dell'anno.

Sviluppo delle rinnovabili, spinta alle comunità energetiche ed evoluzione normativo/tecnologica per concretizzare la transizione energetica

di Micaela Ancora

Intervista ad Agostino Re Rebaudengo,
Presidente di Elettricità Futura



prima pagina

Presidente, di cosa ha bisogno l'Italia per dare concretezza al concetto di transizione energetica?

Per dare concretezza alla transizione energetica come anche suggerito dagli ultimi risultati delle aste del GSE, serve nel nostro Paese una rivoluzione normativa. La recente definizione del target di riduzione di almeno il 55% di CO2 al 2030 (Green Deal) e l'impegno europeo di porre la transizione verde al centro del Next Generation UE indicano che il momento è arrivato.

Per raggiungere il nuovo target europeo dobbiamo però migliorare i driver di sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica. Chiediamo in tal senso che il Governo aggiorni il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) in linea con il Green Deal, che le Regioni definiscano target di sviluppo in linea con il nuovo PNIEC e i funzionari coinvolti nel per-

mitting siano responsabilizzati sul raggiungimento dei target.

Il fotovoltaico ha un ruolo chiave nel raggiungimento di questi obiettivi. Qual è lo scenario di sviluppo atteso?

Il fotovoltaico è, insieme all'eolico, la tecnologia fondamentale in questo percorso. Per raggiungere il Green Deal dobbiamo realizzare al 2030 65 GW di nuova potenza rinnovabile, di cui circa 50 GW circa stimo essere di fotovoltaico, 13 GW di eolico e 2 GW di altre fonti. Per poter garantire questo sviluppo è necessario puntare sul rinnovamento e potenziamento degli impianti esistenti, sullo sviluppo di nuove installazioni utility scale, oltre a quello di impianti di piccola/media dimensione in generazione distribuita (almeno 15 GW al 2030).

Per lo sviluppo del fotovoltaico a terra (circa 44 GW totali al 2030) ver-

ranno utilizzati soltanto 50.000 ettari che equivalgono allo 0,3% della superficie agricola totale. Per garantire lo sviluppo omogeneo del solare in queste aree, chiediamo anche per questi impianti l'accesso alle aste del DM FER1.

Le comunità energetiche si possono considerare la svolta, il cambiamento verso un nuovo modo di concepire l'energia. Cosa aspettarsi su questo fronte e come possono prepararsi al cambiamento gli energy manager e le imprese, nell'ottica di un allargamento delle comunità energetiche a valle del recepimento della direttiva FER?

La diffusione delle comunità energetiche permetterà di rilanciare gli investimenti nelle rinnovabili in linea con il Green Deal e di creare sviluppo economico e sociale a livello locale. Una svolta che è già iniziata con le prime sperimentazioni a seguito della pubblicazione del Mille Proroghe 2019. Per garantire una piena abilitazione delle comunità energetiche, auspichiamo che il Governo adotti in tempi rapidi le opportune misure per favore le configurazioni alimentate da impianti rinnovabili e/o da impianti micro-cogenerativi ad alta efficienza. Sarà importante in tal senso definire con chiarezza i ruoli di tutti gli operatori coinvolti e assicurare procedure semplificate.

È certamente importante in questa fase avvicinare i cittadini, le aziende, gli enti locali a queste nuove iniziative. In vista del rece-

pimento delle direttive europee sul mercato dell'energia elettrica e sulla REDII deve infatti crescere nel nostro Paese un dibattito sulle comunità energetiche che informi la collaborazione tra le famiglie, le imprese e le amministrazioni. Gli enti locali avranno un ruolo cruciale in questo processo, per cui è importante lavorare fin da subito per eliminare gli ostacoli normativi.

Elettricità Futura e FIRE in questi giorni hanno firmato un accordo di collaborazione. Quali sono le azioni che porteranno avanti insieme?

L'accordo firmato la scorsa settimana ha l'obiettivo di promuovere l'efficienza energetica e la generazione distribuita nonché contribuire in maniera propositiva al dibattito sulle comunità energetiche.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica il Superbonus rappresenta una prima proposta in ambito residenziale che riteniamo debba avere un arco temporale di almeno 3 anni. Sarà però necessario introdurre altre misure non in ultima la revisione e semplificazione delle regole sui Certificati Bianchi. Temi su cui lavoreremo insieme a FIRE. Ci impegneremo certamente a favorire l'evoluzione regolamentare e tecnologica del settore tenuto conto delle esperienze e delle osservazioni raccolte sul campo, partendo dal documento di Proposta di riforma dei titoli di efficienza energetica realizzato da FIRE e Confindustria con il contributo di Elettricità Futura.

Formazione & professione

La sostenibilità nel servizio idrico integrato. L'acqua che fa bene all'ambiente

..... Antonio De Leo,
Direttore Servizi Tecnici e Manutentivi

..... e Giuseppe Rizzi,
Energy Manager - Acquedotto Pugliese SpA

Acquedotto Pugliese SpA (altrimenti conosciuta con il suo acronimo AQP) è una delle più grandi, storiche società italiane e tra i maggiori player europei, per dimensioni e complessità, nella gestione di sistemi idrici integrati. Da oltre cento anni a servizio del territorio, AQP gestisce il servizio idrico integrato in tutti i Comuni della Puglia e in 12 Comuni della Campania, per un totale di oltre 4 milioni di abitanti, su una superficie di 20 mila chilometri quadrati. Del gruppo fa parte la controllata ASECO SpA, azienda leader nel compostaggio.



Complessivamente le reti idriche gestite da AQP si sviluppano per 20 mila chilometri (di cui 5 mila per la sola adduzione), corredate da circa 1.500 opere tra serbatoi, partitori e impianti di sollevamento; a queste si aggiungono gli oltre 12 mila chilometri di reti fognarie con 700 opere di sollevamento a corredo.

AQP gestisce anche 5 impianti di potabilizzazione ubicati in tre regioni (Puglia, Basilicata e Campania), 10 laboratori di analisi, 184 depuratori e 9 impianti d'affinamento per il riuso delle acque trattate.

Acquedotto Pugliese è uno dei principali consumatori italiani di energia ed assicura un servizio idrico di qualità, ponendo le tematiche energetiche come uno dei principali driver di analisi nelle fasi di progettazione, esecuzione, procurement, manutenzione ed energy management.

Energia pulita, efficienza energetica, sostenibilità e rispetto dell'ambiente sono infatti le direttrici di un percorso green intrapreso ed in continuo sviluppo. Oggi, più che mai, non si tratta di una scelta ma di un'opportunità concreta di contribuire alla salvaguardia del nostro Pianeta, contrastando l'innalzamento della temperatura globale e, al contempo, limitare le emissioni di gas a effetto serra, causate dall'uso di combustibili fossili, e di anidride carbonica.

Acquedotto Pugliese ha infatti intrapreso nel corso degli ultimi anni una politica virtuosa sul tema della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sfruttando tutte le potenziali fonti a disposizione: l'acqua, utilizzando i salti motori disponibili lungo la rete acquedottistica di trasporto, il sole e il biogas da digestione anaerobica dei fanghi di depurazione.

Il basso impatto ambientale delle fonti rinnovabili rappresenta il loro principale vantaggio e l'utilizzo di tali fonti non comporta alcun tipo di emissione di anidride carbonica ed altri agenti inquinanti. La scelta di AQP di investire nell'economia green trova pieno riscontro nelle politiche europee e nel piano di dismissione delle centrali di energia elettrica a carbone sul territorio regionale e nazionale, a favore di energia pulita.

Il parco rinnovabile di AQP può contare attualmente su sette centrali idroelettriche con una potenza installata complessiva pari a 4,4 MW, cinque impianti fotovoltaici per complessivi 1,2 MWp e un impianto di cogenerazione a biogas da fanghi di depurazione di potenza pari a 0,4 MW che hanno consentito nel 2020 di generare energia elettrica da fonti rinnovabili per quasi 7 GWh. Tale valore, in aumento di circa il 10% rispetto all'anno precedente e del 250% rispetto al 2017, è determinato dall'avvio a pieno regime di nuove centrali mini-idro e dalle attività di manutenzione straordinaria e minimizzazione delle ore di fermo sulle restanti.

Nel corso del 2021 il parco di generazione sarà ulteriormente ampliato con ulteriori impianti idroelettrici, fotovoltaici e biogas per una potenza nominale di oltre 1 MW a dimostrazione di come la sostenibilità è la filosofia di AQP, il metodo di lavoro che si traduce in azioni mirate per produrre energia pulita, ridurre i consumi energetici, intensificare la sperimentazione e l'impiego di nuove tecnologie. L'azienda è decisa a perseguire obiettivi sempre più alti in termini di sostenibilità, definendo ogni giorno e promuovendo strategie efficaci di intervento.



L'uso intelligente dell'energia

Acquedotto Pugliese ha proseguito l'impegno, già avviato negli anni precedenti, di migliorare anche le prestazioni energetiche nelle varie fasi del sistema idrico integrato. Un percorso, iniziato quasi tre anni fa, che ha consentito a dicembre 2019 il conseguimento della certificazione energetica ISO 50001:2018 in tutte le fasi del Servizio Idrico Integrato: captazione, potabilizzazione, trasporto e accumulo, adduzione, distribuzione, allontanamento e depurazione.

Il Sistema di Gestione dell'Energia (SGE) si basa su una dettagliata analisi dei propri consumi energetici, sull'individuazione delle aree di possibile miglioramento e sulla pianificazione e realizzazione di interventi utili al

raggiungimento di specifici obiettivi e traguardi. In particolare, Acquedotto Pugliese si impegna a:

- rispettare tutti i requisiti normativi applicabili e gli accordi volontari sottoscritti in ambito energetico;
- conoscere in maniera sempre più approfondita i fabbisogni energetici legati alle singole fasi del ciclo idrico, attraverso la raccolta, la gestione sistematica, il monitoraggio e l'analisi dei dati di consumo;
- migliorare continuamente le prestazioni energetiche, identificando le opportune priorità di intervento;
- assicurare la disponibilità delle risorse necessarie al raggiungimento degli obiettivi e traguardi energetici, integrandoli nel processo di definizione del budget e pianificazione degli investimenti;
- gestire in maniera sostenibile le risorse idriche, perseguendo la riduzione delle perdite di rete;
- pianificare i volumi delle fonti di approvvigionamento anche considerandone le relative implicazioni energetiche;
- ridurre le emissioni di CO2 attraverso la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- coinvolgere i fornitori, includendo criteri energetici nelle politiche di acquisto e progettazione;
- collaborare con istituzioni e legislatori nel definire politiche energetiche sfidanti e al tempo stesso realizzabili;
- sensibilizzare il personale dipendente, al fine di promuovere l'adozione di comportamenti virtuosi per un uso razionale delle risorse energetiche;
- sostenere iniziative culturali e di ricerca scientifica nel settore delle risorse idriche.



L'Analisi energetica aziendale di AQP è un processo annuale sviluppato nell'ambito del Sistema di Gestione dell'Energia. La finalità principale di questo processo, oltre alla conoscenza dell'evoluzione del sistema energetico aziendale, è l'individuazione delle opportunità di miglioramento.

Il SGE introduce criteri energetici nelle politiche di acquisto, di progettazione, di conduzione e manutenzione degli impianti al fine di un miglioramento continuo, volto ad incrementare le prestazioni energetiche e la riduzione di emissioni di CO₂. Inoltre, l'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è un ulteriore conferma dell'impegno che l'azienda rivolge rispetto all'ambiente e il territorio.

Il Piano d'azione per il miglioramento energetico rappresenta lo strumento in cui sono censiti, per Unità Organizzativa, gli interventi di efficienza energetica messi in campo da AQP al fine di conseguire gli obiettivi aziendali connessi alla Politica Energetica. Esso rappresenta quindi lo strumento principale per verificare il conseguimento degli obiettivi stessi.

Un'importante novità è rappresentata dalla definizione di obiettivi annuali di risparmio energetico per le principali unità organizzative aziendali, in modo da determinare dei traguardi misurabili e sfidanti e un monitoraggio periodico degli stessi.

Nel triennio 2017-2019 gli interventi di manutenzione straordinaria delle apparecchiature elettromeccaniche, l'ottimizzazione gestionale e il miglioramento del processo biologico degli impianti di depurazione hanno generato, rispetto alla baseline, un risparmio energetico stimabile in circa 110 GWh, equivalente alla riduzione di 44.000 tCO₂ in atmosfera, pari al 7% delle emissioni legate al consumo aziendale di energia elettrica. Tale valore è stato determinato come somma dei contributi annui derivanti dal miglioramento degli indicatori di prestazione per ciascuno degli impianti significativi rientranti nel perimetro del Sistema di Gestione dell'Energia ISO 50001.

Acquedotto Pugliese ha intrapreso un lungo, impegnativo e affascinante percorso, consapevole del valore dell'economia circolare e dei suoi benefici per le comunità gestite.



Hera Business Solution

*Da un grande Gruppo
un'offerta integrata e sostenibile
dedicata alle Aziende*



Ambiente, Acqua, Energia,
Efficienza energetica, ICT e Facility

Scopri l'offerta per la tua azienda, scrivi a:

energy.management@gruppohera.it
per le tematiche energetiche

HBS@gruppohera.it
per le tematiche ambientali

Riqualificazione di casali in chiave nZeB

Antonio Pepe, *founder di Edilpepe*

Se nel Medioevo il casale - il cui nome deriva dalla parola latina casa (ae) - rappresentava l'abitazione rustica, la casa di campagna, oggi il termine indica case indipendenti definite come ville lussuose e fornite di ogni comfort per il benessere e la salute di chi abita al loro interno.

In una suggestiva location come Matera, sono state realizzate abitazioni di altri tempi ma all'avanguardia tecnologica. Si tratta di sei casali rivisitati in chiave contemporanea ed in linea con i dettami normativi europei ed italiani per le costruzioni a zero emissioni e ad alta efficienza energetica.

Le sei strutture saranno edifici nZeB (nearly Zero energy Building) ovvero ad alta prestazione energetica. Ogni

residenza sarà dotata di impianti di raffrescamento, ventilazione, produzione di acqua calda sanitaria ed elettricità a consumo prossimo allo zero.

Le costruzioni sono concepite e sviluppate da Edil Pepe, sin dalla fase di concept design e si propongono sul mercato edilizio come modello di costruzione sostenibile, ad alti livelli di comfort e benessere. Questi livelli di prestazione si raggiungono attraverso un approccio multidisciplinare alla costruzione e alla progettazione dell'edificio: l'alta efficienza degli impianti di climatizzazione, la produzione autonoma di una quota di energia consumata attraverso i pannelli fotovoltaici e le prestazioni intrinseche dell'involucro opaco (il P55) e delle parti trasparenti si integrano con lo studio dell'ambiente

circostante e dell'orientamento dei casali. Il concetto di nZeB si applica a tutti gli ambiti del consumo energetico dell'edificio, sia in inverno che in estate. L'alto spessore e l'alta inerzia termica dell'involucro fanno sì che durante la stagione calda l'interno dei casali sia protetto dalla calura esterna, esattamente come succedeva nell'edilizia storica in cui la massa della muratura creava una barriera naturale contro le alte temperature. In sintesi, i casali di Edil Pepe sono soluzioni abitative che si basano su ispirazioni rustiche e ottocentesche, ma con un cuore moderno, hi-tech ed ecosostenibile in sintonia con le tendenze di comfort e di benessere odierni.

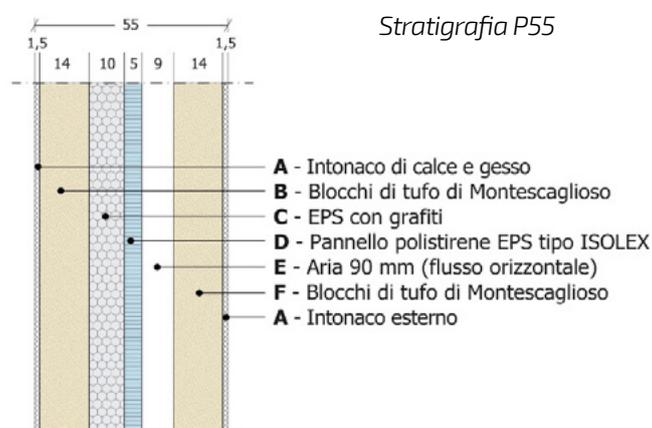
Tutti i materiali sono il più possibile naturali, in particolare la pietra di tufo e il legno ma anche le malte naturali ed i leganti utilizzati, e di conseguenza non disperdono nell'aria polveri e sostanze nocive tipiche dei prodotti chimici, come adesivi, vernici e colle, utilizzati nell'edilizia convenzionale.

Sviluppi nel campo della muratura

La soluzione costruttiva si basa sull'identificazione di sei lotti indipendenti che però sono caratterizzati da un unico stile architettonico, artistico, e paesaggistico, così come per tutti i suoi connotati strutturali e impiantistici. La struttura è del tipo in cemento armato antisismico, le coperture in legno e l'involucro edilizio è realizzato con pacchetto di murature in tufo e isolanti di spessore totale pari a 55 cm, chiamato P55. I solai sono realizzati con voltine in tufo e travetti di legno a vista. Le abitazioni riprendono lo stile

tipico dei casali, un tempo punto di riferimento nella società e fulcro della crescita territoriale.

Il P55 permette numerosi vantaggi da non sottovalutare, come ad esempio, bassa dispersione, ridotto consumo energetico, risparmio sulle bollette, alta durabilità nel tempo ed isolamento acustico, influenza positiva sul comfort e sul benessere termo-igrometrico, alta resistenza al sisma e alta traspirabilità. Lo spessore e i materiali utilizzati danno alla casa un elevato potere isolante che minimizza le dispersioni termiche in inverno e grazie alla sua alta inerzia termica riesce a mantenere bassa la temperatura interna in estate. Il controllo delle temperature attraverso l'involucro viene raggiunto con l'utilizzo di infissi a triplo vetro ad altissime prestazioni. Le ampie vetrate e i sistemi oscuranti costituiti da brise-soleil motorizzati completamente orientabili ed impacchettabili danno un contributo fondamentale al comfort e all'equilibrio climatico dei casali.



Giardino verticale: favorire il microclima ed il risparmio energetico

Le sei abitazioni riprendono lo stile architettonico tipico dei casali ma, a differenza di queste antiche abitazioni, sono progettate con l'unico scopo di trovare il giusto equilibrio tra il benessere e la salute, sia di chi le abiterà che della natura circostante.

Lo spazio esterno è particolarmente curato per rendere unici i diversi momenti quotidiani che saranno vissuti dai proprietari dei casali. Il dehor gode di ampi spazi verdi con piantagioni tipiche del clima mediterraneo. La progettazione del verde è stata sviluppata in un processo integrato con differenti esperti della materia. Su questi spazi verdi sono stati collocati arredi tipici da giardino, per consentire lo svolgimento di attività di svago e tempo libero. Il giardino verticale di cui è dotato ogni casale, richiama gli antichi orticelli dei Sassi, nei quali venivano coltivate piante curative e aromatiche. Questa soluzione permetterà di avere un perfetto microclima attorno all'edificio che, oltre a valorizzare l'aspetto bucolico della casa, ne influenzerà e favorirà il risparmio energetico.



Comfort e sostenibilità per tutelare salute ed ambiente

Ogni casale possiede uno spazio esterno di circa 1000 mq e prevede anche una piscina ad uso privato di 8x4 metri dotata di sistema di riscaldamento dell'acqua anche nei periodi invernali. Parte importante del fabbisogno energetico è coperto da sorgenti di energia rinnovabile come un impianto fotovoltaico sul tetto per ogni casale che permette di azzerare, o quasi, tutti i costi delle bollette elettriche. Gli impianti fotovoltaici saranno dotati anche di accumulatori grazie ai quali sarà possibile immagazzinare l'energia elettrica prodotta durante le ore di maggiore insolazione e utilizzarla durante le giornate nuvolose o durante la notte anche per l'impianto di raffrescamento-riscaldamento che potrà essere canalizzato ad aria (raffrescamento) e pannelli radianti a pavimento oppure totalmente a pannelli radianti caldo/freddo a pavimento. Dal punto di vista termico il fabbisogno di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento sarà coperto dall'installazione di pannelli solari termici ad alte prestazioni che in armonia con i migliori impianti a pompa di calore presenti sul mercato minimizzeranno i consumi per il riscaldamento.

Ognuno dei casali si svilupperà su due livelli per un totale di superficie di circa 450 mq.

Domotica d'avanguardia per una smart home a portata di clic

I casali sono smart home a tutti gli effetti. Impianti, elettrodomestici, luci, porte, finestre e tutte le apparecchiature elettriche ed elettroniche sono collegate e perfettamente integrate e il loro funzionamento è completamente automatizzato.

Per consentire il monitoraggio e tenere costantemente tutta la casa sotto controllo da un unico dispositivo, anche da remoto direttamente da smartphone o tablet. Attraverso la App dedicata si potrà accedere alla gestione di tutti gli aspetti impiantistici-energetici della casa. Ad esempio, si potrà monitorare e governare da remoto la climatizzazione e tenere sotto controllo il consumo periodico di energia o chiudere e aprire i sistemi ombreggianti. In questo modo il controllo sulla salubrità dell'ambiente domestico e sui propri consumi sarà sempre più completo.

Le tecnologie costruttive e gli impianti di ultimissima generazione sfruttano l'energia solare e l'ambiente circostante, rendendo così la casa completamente autosufficiente nella produzione di energia, eliminando quasi del tutto i consumi di gas ed energia elettrica.



La gestione del dato per la transizione energetica



In ogni unità produttiva, una corretta definizione degli indicatori di rendimento energetico (EnPI) permette di andare oltre alla semplice misurazione dei consumi energetici e agire concretamente per ottenere risparmi energetici ed economici importanti. È dimostrato infatti che, grazie a sistemi di monitoraggio dei dati, si può arrivare ad un risparmio economico che va dal 4% al 10%.

Per far fronte alle diverse esigenze di monitoraggio di utenze produttive, ausiliari o generali, nasce CloE, Cloud of Efficiency un software modulare, a diversi livelli di consultazione, rivolto a realtà mono e multi-sito, garantito dalla ventennale esperienza di Energy Team, una delle aree di business di Falck Renewables – Next Solutions, da

sempre impegnata in servizi di gestione energetica.

Grazie alle diverse App disponibili, implementabili a seconda delle necessità (reportistica, gestione di progetti di efficienza energetica come EPC o TEE, creazione cluster, creazione dashboard configurabili e molte altre...), la piattaforma CloE è lo strumento ideale per l'individuazione di eventuali sprechi e margini di ottimizzazione. Utile strumento per le diverse figure aziendali, fornisce il supporto per una gestione energetica efficiente e sostenibile dell'azienda.

CloE è il risultato di anni di ricerca da parte di professionisti del mondo energetico, guidati dalla volontà di fornire uno strumento utile alle aziende che vogliono individuare ineffi-

cienze e intervenire a correzione: CloE infatti permette di acquisire dati da diversi hardware per realizzare integrazioni e analisi avanzate di Data Science, analisi per la definizione di benchmark, comparazioni per individuare cluster e definire strategie di ottimizzazione. Grazie alla professionalità di Falck Renewables – Next Solution (di cui Energy Team fa parte), l'azienda è in grado di completare l'offerta, proponendo progetti di realizzazione impiantistica o riqualificazione energetica.

Energy Team gestisce oltre 9.000 Titoli di Efficienza Energetica e vanta circa 6 mila clienti che, grazie agli interventi di efficienza energetica, analisi e ottimizzazione delle soluzioni individuate, hanno

risparmiato complessivamente finora oltre 9,5 GWh. Energy Team monitora oltre 15.000 siti che coprono oltre il 20% del consumo elettrico nazionale dei grandi consumatori (*Oltre 500.000 kWh al POD) senza dimenticare che circa il 70% dei soggetti interrompibili in Italia sono già clienti Energy Team.

Non solo risparmio, il software CloE fornisce anche una serie di KPI legati alla sezione ambientale del Report di Sostenibilità previsto dagli standard GRI e può quindi diventare uno strumento utile per la rendicontazione e per la definizione di nuovi obiettivi previsti dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile.

Per saperne di più su CloE clicca [QUI](#)



FLESSIBILITÀ È SAPER CAMBIARE.

Scegli CloE, il software che muta con le tue esigenze energetiche.



Per raggiungere la massima efficienza, serve un software in grado di adattarsi ad ogni cambiamento. CloE è un sistema firmato Energy Team, personalizzabile di controllo e gestione delle performance energetiche. Semplice da usare, in cloud, pensato per realtà mono e multi-sito, rivolto ad utenti industriali e del terziario. Il modo migliore per unire risparmio, efficienza e sostenibilità? Cambiare.

Pompe di calore elettriche: prospettive di sviluppo al 2030

.....
Dott. Fernando Pettorossi,
Capo Gruppo italiano Pompe di calore Assoclimate
.....

La pompa di calore è una macchina che trasferisce calore da una sorgente a bassa temperatura (aria ambiente, acqua, terreno) a un ambiente a temperatura più elevata (da qui il nome "pompa" di calore) grazie all'apporto di una minima frazione di energia che può essere fornita sotto forma di energia elettrica, combustibile o calore ad alta temperatura. Le tecnologie maggiormente diffuse sono le pompe di calore a compressione e ad assorbimento; le prime, in particolare, rappresentano la gran parte delle attuali installazioni.

La pompa di calore è una tecnologia di riscaldamento molto ben consolidata: è stata, infatti, introdotta all'inizio degli anni 70, in concomitanza delle prime crisi petrolifere, e oggi risulta particolarmente affidabile sia per i volumi di produzione, sia per la conoscenza del funzionamento e l'applicazione in molti mercati, compresi quelli più critici dal punto di vista delle condizioni climatiche. Già dagli anni 90 i Paesi scandinavi hanno fortemente spinto verso la decarbonizzazione dell'energia utilizzata per il riscaldamento e il raffreddamento e oggi vedono una penetrazione dei sistemi a pompa di calore superiore al 90% nelle nuove abitazioni e di circa il 60% negli edifici esistenti.

Tipologie disponibili

Le pompe di calore possono essere adatte a numerosi campi di applicazione in virtù dell'ampio spettro di potenze e temperature ottenibili, delle tipologie di fluidi al loro interno e della possibilità di alimentazione anche con fonti energetiche rinnovabili o di scarto. Dalle applicazioni domestiche a quelle industriali, dalle finalità di climatizzazione di ambienti ai processi produttivi, le pompe di calore si possono raggruppare per tipologia di sorgente esterna e interna con le quali il fluido refrigerante scambia calore. In funzione del tipo di sorgente fredda e del fluido di distribuzione del calore all'interno dei locali si distinguono diverse versioni di pompe di calore: aria-aria, aria-acqua, acqua-aria, acqua-acqua e geotermiche.

La più nota e diffusa è la versione aria-aria. Appartengono a questa tipologia i sistemi split a espansione diretta, che oltre alla funzione di raffrescamento estivo degli ambienti svolgono anche quella di riscaldamento invernale. In queste apparecchiature il fluido termovettore è l'aria.

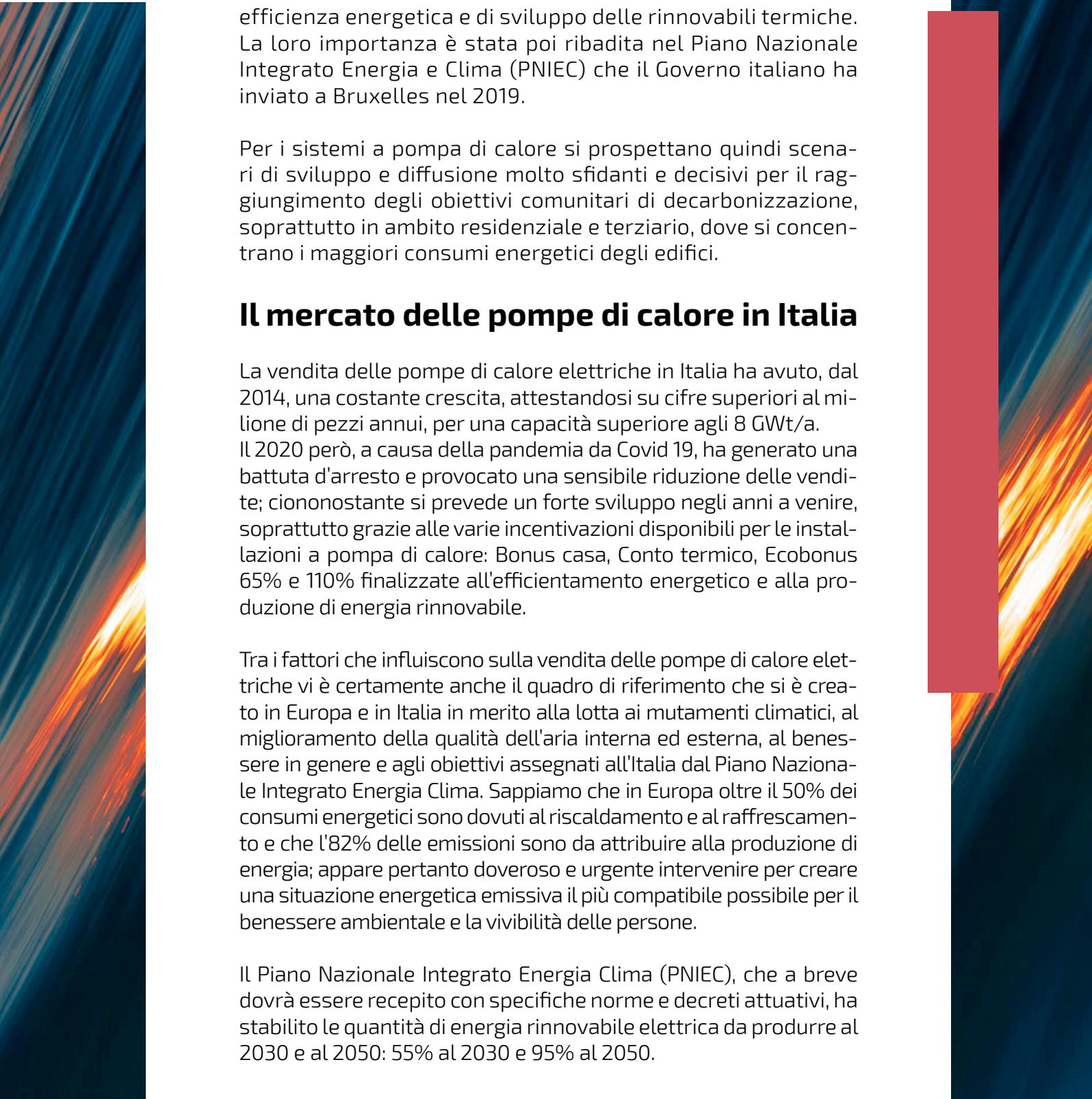
Le abitazioni, in Italia, sono però per la maggior parte riscaldate utilizzando l'acqua come vettore e i classici termosifoni o i sistemi radianti a pavimento come terminali in ambiente. Quindi la conversione degli impianti termici viene realizzata soprattutto con pompe di calore aria-acqua, che risultano essere particolarmente competitive nel nostro Paese soprattutto nelle zone caratterizzate da clima mite. Ci sono inoltre le pompe di calore acqua-acqua e geotermiche, utilizzate soprattutto in regioni dal clima molto rigido. Rispetto alle precedenti sono un po' più impegnative dal punto di vista impiantistico ed economico, ma più efficienti sotto il profilo della conduzione.

Da Cenerentola a sistema fondamentale

Il riscaldamento è una delle principali fonti di inquinamento atmosferico ed è tra i principali responsabili delle emissioni globali di anidride carbonica (CO₂) legate all'energia. Fino a pochi anni fa l'attenzione a questo tema da parte dei Governi è stata relativamente contenuta: alla fine del 2019, solo alcuni Paesi, tra cui quelli dell'Unione Europea, avevano degli obiettivi nazionali per l'incremento del riscaldamento e del raffrescamento da fonti rinnovabili.

In Italia, per molti anni, la tecnologia delle pompe di calore è stata fortemente disincentivata a causa della struttura delle tariffe elettriche a scaglioni crescenti che penalizzavano i clienti che superavano i 2.700 kWh/a e che impegnavano una potenza superiore ai 3 kW. Oggi, anche grazie al forte impegno dell'Associazione Assoclimate, la progressività delle tariffe è stata rimossa e sono stati eliminati alcuni fattori che appesantivano l'utilizzo del vettore elettrico.

Inoltre, la Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2017 ha definitivamente sdoganato le pompe di calore, reputandole sistemi fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi di



efficienza energetica e di sviluppo delle rinnovabili termiche. La loro importanza è stata poi ribadita nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) che il Governo italiano ha inviato a Bruxelles nel 2019.

Per i sistemi a pompa di calore si prospettano quindi scenari di sviluppo e diffusione molto sfidanti e decisivi per il raggiungimento degli obiettivi comunitari di decarbonizzazione, soprattutto in ambito residenziale e terziario, dove si concentrano i maggiori consumi energetici degli edifici.

Il mercato delle pompe di calore in Italia

La vendita delle pompe di calore elettriche in Italia ha avuto, dal 2014, una costante crescita, attestandosi su cifre superiori al milione di pezzi annui, per una capacità superiore agli 8 GWt/a. Il 2020 però, a causa della pandemia da Covid 19, ha generato una battuta d'arresto e provocato una sensibile riduzione delle vendite; ciononostante si prevede un forte sviluppo negli anni a venire, soprattutto grazie alle varie incentivazioni disponibili per le installazioni a pompa di calore: Bonus casa, Conto termico, Ecobonus 65% e 110% finalizzate all'efficientamento energetico e alla produzione di energia rinnovabile.

Tra i fattori che influiscono sulla vendita delle pompe di calore elettriche vi è certamente anche il quadro di riferimento che si è creato in Europa e in Italia in merito alla lotta ai mutamenti climatici, al miglioramento della qualità dell'aria interna ed esterna, al benessere in genere e agli obiettivi assegnati all'Italia dal Piano Nazionale Integrato Energia Clima. Sappiamo che in Europa oltre il 50% dei consumi energetici sono dovuti al riscaldamento e al raffrescamento e che l'82% delle emissioni sono da attribuire alla produzione di energia; appare pertanto doveroso e urgente intervenire per creare una situazione energetica emissiva il più compatibile possibile per il benessere ambientale e la vivibilità delle persone.

Il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC), che a breve dovrà essere recepito con specifiche norme e decreti attuativi, ha stabilito le quantità di energia rinnovabile elettrica da produrre al 2030 e al 2050: 55% al 2030 e 95% al 2050.

Il PNIEC prevede che al 2030 le pompe di calore incrementino la produzione di energia rinnovabile termica di 3,238 Mtep/a; tale incremento equivale a circa 38 miliardi di kWh/a per la sola produzione del caldo e a circa 50 milioni di kWt incrementali di pompe di calore da installare.

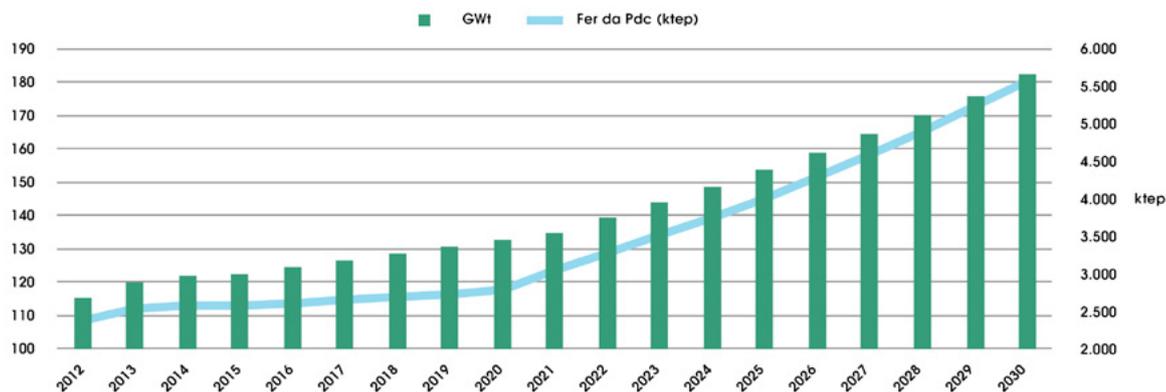


Figura 1 - Produzione di rinnovabile termica da pompe di calore
(Fonte: elaborazioni e stime Amici della Terra su dati GSE e PNIEC)

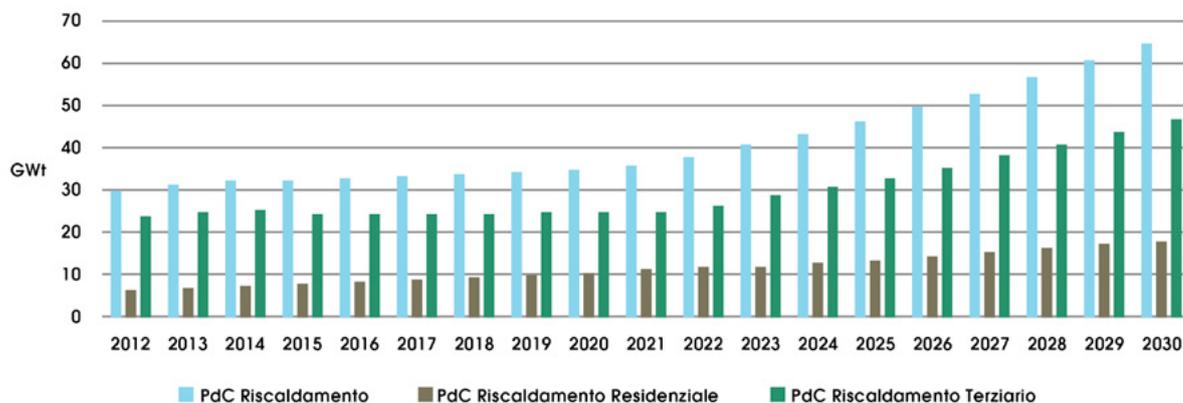


Figura 2 - Potenza installata pompe di calore classificate come riscaldamento principale
(Fonte: elaborazioni e stime Amici della Terra)

Si stima che nel 2030, a seguito dell'introduzione del Superbonus 110%, le abitazioni alimentate esclusivamente da pompe di calore saranno oltre 2.500.000.

Tra i punti di forza delle pompe di calore di calore elettriche che potrebbero creare ulteriori incrementi delle installazioni vi è anche da considerare la grande capacità di accumulo termico, molto più semplice e meno costoso dell'accumulo elettrico, la capacità di dialogo della pompa di calore con la rete elettrica (smart heat pump) e la possibilità di effettuare eventuali interruzioni selettive dell'alimentazione elettrica in caso di necessità della rete. Ovviamente il sistema elettrico assumerebbe maggiori garanzie di sicurezza e stabilità e il tutto sarebbe governato da un segnale emesso dallo smart meter che verrebbe intercettato dal sistema smart della pompa di calore. Un'applicazione diffusa di tale sistema consentirebbe anche di ridurre i costi fissi degli oneri di rete e degli oneri generali del sistema elettrico e di alleggerire le bollette degli utenti finali.

La tecnologia che fa la differenza.

L'alta tecnologia 2G è già qui: approfitta dei vantaggi a lungo termine riservati ai nostri clienti! Scopri la nuova g-box 50 plus con tecnologia a condensazione, o la serie aura (100 - 150 kW) che rispetta già tutti i più severi limiti in termini di emissioni. Scegli l'elevata efficienza dei cogeneratori 2G per un risparmio energetico fino al 40 %.

Hai bisogno di un consiglio?
Tel. 045 8340861 | info@2-g.it





Una startup per un energy management digitale, smart e attento al green

Innovare vuol dire: vedere ciò che tutti vedono e pensare ciò che nessuno ha pensato. Digitalizzare l'energy management faciliterebbe le aziende ad operare in un mercato dell'energia complesso. Questo è quello che ha pensato Nicolas Henn due anni fa, quando ha fondato la startup YEM (You're Energy Manager). Si tratta di una piattaforma in grado di ottimizzare la gestione dei contratti di fornitura energetica aziendale. I due strumenti: YEM optimization e YEM marketplace, sono di supporto al cliente in fasi delicate come la scelta del fornitore e la gestione dei fixing (per i contratti a prezzo indicizzato).

Una nuova frontiera per la gestione dei contratti di energia aziendali

Come YEM optimization ti aiuta nella gestione dei contratti a prezzo variabile

In un mercato dell'energia sempre più globale, i fattori che incidono sull'andamento dei prezzi sono molteplici. E la scelta del prezzo fisso è spesso guidata da una mancanza di tempo e competenze necessari per gestire un contratto a prezzo variabile. YEM optimization invece elabora e propone strategie di fixing personalizzate con algoritmi che combinano i trend del mercato e le esigenze del contratto. Diventa più semplice gestire un contratto a prezzo indicizzato seguendo i consigli di YEM inviati tramite messaggi o email, riguardo ai momenti migliori per fissare i prezzi. Le strategie di fixing consigliate si basano sulle previsioni di REF-E, osservatorio autorevole e neutrale. Ma la scelta finale ovviamente rimane al cliente.

Come YEM marketplace ti guida nella scelta del fornitore più adatto per la tua azienda

Il mercato dell'energia in Italia è animato da più di 500 attori tra fornitori e rivenditori. La scelta del fornitore richiede un processo troppo oneroso in termini di costi e tempo. Ma la comoda interfaccia di YEM marketplace, consente in pochi clic di compilare una richiesta di offerta, completa di ogni informazione peculiare relativa all'azienda. In questo modo i fornitori velocizzeranno l'analisi sul cliente a cui invieranno esclusivamente offerte personalizzate sulla base delle caratteristiche e delle preferenze aziendali.

Grazie a YEM sai chi è green non solo a parole

Ci sono delle novità in arrivo. YEM ha deciso di dare rilievo sul proprio marketplace ai fornitori che sono realmente green. Sarà possibile visualizzare il mix energetico dei volumi di energia venduti da ogni fornitore, in modo da sapere in percentuale quanta energia proveniente da fonti rinnovabili viene venduta. L'obiettivo è quello di facilitare il cliente nel scegliere una fornitura 100% green e di premiare quei fornitori che si impegnano per rispettare il pianeta terra.

Non fidarti soltanto di un annuncio, ma fai una prova!

Dalla ricerca del fornitore più adatto alla tua azienda alle strategie di fixing di un contratto a prezzo indicizzato: se vuoi ottimizzare la gestione della tua fornitura energetica, non basarti solo su di un annuncio, prenota una demo. Uno dei nostri esperti ti mostrerà come si può semplificare l'energy management in pochi clic attraverso un'unica piattaforma.

Verso l'attuazione delle comunità energetiche.

Lo stato di evoluzione normativo e regolatorio

..... Marco Pezzaglia, Gruppo Professione Energia

È ormai cosa nota che con la legge 28 febbraio 2020, n. 8, che ha convertito in legge il decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162¹, sono state adottate le disposizioni riguardanti il primo recepimento di quanto stabilito all'articolo 21 (autoconsumo collettivo) e all'articolo 22 (comunità di energia rinnovabile) della Direttiva (UE) 2018/2001. Con tale provvedimento anche l'Italia si è accodata all'elenco dei paesi membri che hanno già adottato disposizioni per lo sviluppo di sistemi di autoconsumo collettivo e di comunità dell'energia, alcuni di essi già prima dell'adozione della citata direttiva (tra cui Portogallo e Spagna). La legge traduce in pratica alcuni principi dell'articolo 22 della direttiva sulle rinnovabili (RED2) che sarà pienamente recepita entro il 30 giugno 2021: il regime così stabilito ha carattere puramente sperimentale e, allo stato, dovrebbe terminare trascorsi 60 giorni dall'ado-

zione del decreto legislativo di recepimento definitivo della predetta direttiva.

In pratica, è possibile costituire una comunità dell'energia solo tra utenti connessi in bassa tensione sulle linee elettriche in uscita dalla medesima cabina secondaria e impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile che siano installati al medesimo livello di tensione, sulle stesse linee, anche in assetto di autoconsumo individuale presso ogni singolo utente e non solo in cessione totale sulla rete a condizione che ogni impianto non sia di potenza superiore a 200 kW, sia di nuova realizzazione ed entrato in esercizio tra il 2 marzo 2020 e il termine del regime e sperimentale.

L'energia elettrica immessa presso i punti di connessione alla rete di utenti partecipanti alla comunità che trova, su base oraria, corrispondente prelievo di altri utenti partecipanti viene denominata energia elettrica "condivisa" e ad essa è associato uno specifico beneficio tariffario e un incentivo: entrambi tali corrispettivi sono erogati dal GSE una volta superata una procedura di qualifica. Si noti che l'energia immessa viene comunque ceduta nel mercato all'ingrosso e l'energia elettrica prelevata viene comunque acquistata da un'impresa di vendita unitamente al pagamento di tutti gli oneri di rete e oneri generali connessi. Tale modalità realizza il cosiddetto "modello virtuale" di comunità energetica².

Valgono, per il resto, tutti i principi della direttiva, in primis, il fatto che la comunità energetica sia un soggetto giuridico che deve essere appositamente costituito e che risponde ai predetti principi tra cui quello

per cui il suo scopo principale non è quello di generare utili, ma benefici per i partecipanti che possono essere persone fisiche, PMI e pubbliche amministrazioni (non sono ammessi soggetti professionali nel campo dell'energia). In secondo luogo, gli impianti di produzione devono essere detenuti dalla comunità anche non in termini di proprietà, ma di semplice disponibilità.

Con la delibera 318/2020/R/eel, le comunità energetiche per le fonti rinnovabili diventano sempre più realtà. Con la predetta deliberazione l'ARERA ha confermato l'impostazione generale presentata nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel fondata su un modello regolatorio virtuale che consente di garantire trasparenza e flessibilità per tutti coloro che intendono prendere parte a iniziative collettive evitando che per ottenere benefici associabili ai nuovi modelli debbano essere implementate soluzioni tecniche o societarie ovvero realizzate nuove reti private e mantenendo separata evidenza dei benefici associati all'autoconsumo e degli incentivi espliciti. Si sottolinea il fatto che il modello attuato non consente ancora una vera e propria condivisione commerciale diretta dell'energia internamente alle nuove aggregazioni, ma è pur sempre un primo passo verso lo sviluppo di nuovi modelli tenendo salvi gli utenti, almeno in una prima fase

¹ https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2020-02-29&atto.codiceRedazionale=20G00021&elenco30giorni=true

² Per maggiori informazioni cfr. <http://www.enusyst.eu/documents/ManualeOperativoV1.1.pdf>

sperimentale, dalla necessità di costituire configurazioni infrastrutturali che potrebbero costituire un vincolo all'esercizio della volontarietà dell'accesso alle nuove aggregazioni. Nel contempo, il modello virtuale consente di dare impulso a nuovi modelli tenendo fermo il quadro di garanzie dell'attuale mercato e del sistema di accesso alla rete: fatto non trascurabile, infatti, è che per il buon funzionamento dello sharing di energia sarà necessaria la costituzione di un adeguato grado di garanzie. In pratica l'ARERA ha adottato lo schema generale posto in consultazione in primavera introducendo però alcune novità tra cui, in materia di comunità energetiche, si richiamano principalmente le seguenti:

- è stata meglio esplicitata la distinzione tra il proprietario degli impianti di produzione e il detentore dei medesimi impianti, specificando che quest'ultimo soggetto (ad esempio la comunità energetica) è colui che ha la piena disponibilità dell'impianto sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà (come deriva da titoli quali usufrutto, ovvero titoli contrattuali o altri titoli quali il comodato d'uso). Il produttore è invece il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto medesimo, come attestato dalla titolarità della licenza di officina elettrica e delle autorizzazioni necessarie per l'esercizio: tale concetto era stato sviluppato in fase di consultazione con particolare riguardo al solo condominio/edificio e necessitava di essere considerato anche per le comunità energetiche dove il rapporto tra ruolo del produttore e della comunità era stato più volte sollevato dagli operatori e dalle realtà che stanno progettando la costituzione di una comunità energetica;
- è stato previsto che, nel caso delle comunità di energia rinnovabile, il referente sia la comunità medesima (anziché il produttore se diverso) in quanto essa è il soggetto giuridico chiaramente individuato che detiene gli impianti di produzione;
- è stato previsto che il perimetro definito sulla base della medesima cabina secondaria sia convenzionale e venga individuato dai gestori di rete e reso disponibile sul proprio sito internet e che, per semplicità, il perimetro inizialmente definito sulla base della medesima cabina secondaria rimanga inalterato al fine di tutelare i diversi utenti (clienti finali e/o produttori) facenti parte della medesima comunità di energia rinnovabile nel caso in cui l'impresa distributrice, per esigenze tecniche, debba cambiare successivamente la cabina secondaria alla quale siano connesse le unità di consumo e/o gli impianti di produzione dei medesimi utenti;
- con riferimento alla natura giuridica del soggetto "comunità di energia rinnovabile", a mero titolo di esempio, ARERA ha indicato che la forma giuridica prescelta potrebbe essere quella degli enti del terzo settore, così come definiti dall'articolo 4 del decreto legislativo 3 luglio 2017, n. 117, con iscrizione al registro unico nazionale del terzo settore di cui all'articolo 22 del medesimo decreto legislativo, ovvero quella delle cooperative a mutualità prevalente o cooperative non a mutualità prevalente, cooperative benefit, consorzi, partenaria-

ti, organizzazioni senza scopo di lucro, purché tali entità rispettino i requisiti di cui al decreto-legge 162/19 e alla direttiva 2018/2001; sarà comunque il GSE a verificare che la forma assunta dalla comunità sia in linea con le disposizioni di legge. Le indicazioni fornite da ARERA non rappresentano comunque, al momento, disposizioni cogenti, ma sono solo esempi che lasciano aperte anche ulteriori possibilità pur nel rispetto delle disposizioni delle direttive europee.

Infine, quali ulteriori elementi comuni alle varie configurazioni, si richiamano i seguenti elementi:

- è stato precisato che possono rientrare tra gli impianti di nuova realizzazione anche i potenziamenti di impianti esistenti, limitatamente alla sezione aggiunta, purché la sua produzione venga misurata separatamente;
- con riferimento all'individuazione delle quantità di energia elettrica condivisa e alla quantificazione forfetaria degli importi unitari oggetto di restituzione da parte del GSE ai fini della valorizzazione della medesima è stato confermato il riferimento a un periodo temporale orario e dove non disponibile il trattamento orario dei dati di misura è stato previsto che i dati di misura non orari siano profilati a partire dai i dati orari non validati rilevati dai gestori di rete e, qualora non tecnicamente possibile, sia utilizzata una profilazione convenzionale definita dal GSE, avvalendosi dei dati storici per tipologia di utenza disponibili presso il SII.

Successivamente all'adozione della delibera dell'autorità, a metà settembre è stato adottato il decreto ministeriale che stabilisce il livello dell'incentivo da associare l'e-

nergia condivisa alle comunità energetiche fissando tali valori in 110 euro/MWh.

Si attende ora la pubblicazione dei documenti operativi da parte del GSE³ (che deve, peraltro, predisporre un portale dedicato) e la costituzione dei vari flussi informativi tra i vari soggetti interessati (GSE, distributori, Terna, SII, etc) che, da quanto appare dalla delibera, rappresentano comunque un passaggio sostanziale verso la piena applicazione del nuovo regime.

Dato il regime sperimentale di cui sopra, rimangono aperte molte questioni su quello che sarà il regime definitivo delle comunità energetiche, tra cui si ricordano le seguenti:

- quali forme di coordinamento saranno applicate tra le comunità energetiche rinnovabili (oggetto di recepimento anticipato) e le comunità energetiche dei cittadini⁴;
- quali saranno le disposizioni, se ve ne saranno, per consentire la costituzione di comunità energetiche con impianti di qualunque taglia fonte e soprattutto al di fuori del limite della bassa tensione;
- se e come potrà essere effettuata una condivisione commerciale diretta dell'energia interna ad una comunità energetica.

Si comprende, quindi, come se da una parte il regime sperimentale ha avuto il pregio di avviare le procedure e i meccanismi alla base dello sviluppo delle comunità energetiche, dal punto di vista concettuale normativo e regolatorio ci sono ancora molti punti che dovranno essere affrontati in futuro.

³ Non ancora avvenuto alla data di redazione del presente Articolo, sebbene la pubblicazione delle procedure tecniche sia attesa nel mese di dicembre 2020.

⁴ Di cui alla direttiva (UE) 2019/944.

La rete del futuro

Luca Marchisio
Responsabile Strategia di Sistema di Terna

L sistema elettrico italiano sta affrontando già da alcuni anni una trasformazione molto importante. I target fissati dal PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) prevedono, oltre al completo phase out dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55%). A tale scopo entro il 2030 sarà necessaria l'installazione di ulteriori circa 40 GW di nuova capacità FER, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico. Considerando che questi target (già ambiziosi) verranno rivisti al rialzo con il "Green Deal" europeo, la sfida in corso è enorme.

Per raggiungere questi obiettivi sarà necessario mettere in atto una serie di azioni:

1. Investimenti nelle reti elettriche, per potenziare le co-

siddette dorsali di trasporto Nord-Sud, le interconnessioni con le isole e con l'estero e favorire la piena integrazione delle fonti green. Nel nuovo Piano Industriale 2021-2025, presentato lo scorso novembre, Terna ha annunciato investimenti nello sviluppo della rete elettrica per 8,9 miliardi di euro, il valore più alto di sempre per il nostro Paese.

2. Abilitare lo sviluppo delle risorse (FER, accumuli, impianti a gas) attraverso segnali di prezzo di lungo termine per stimolare gli investimenti e snellimento dei processi autorizzativi.
3. Promuovere l'elettrificazione dei consumi, in quanto il vettore elettrico è intrinsecamente efficiente ed in grado di portare in maniera diretta l'energia prodotta dalle fonti rinnovabili a tutti i settori di consumo.
4. Guidare l'evoluzione del mercato dei servizi di flessibili-

tà abilitando la partecipazione delle FER e delle risorse distribuite (domanda, impianti di piccola taglia, veicoli elettrici), il cui contributo sarà sempre più importante man mano che la disponibilità di risorse tradizionali diminuirà.

Il recente Decreto 162/2019 in ambito "Autoconsumo e Comunità Energetiche" può costituire un tassello importante del processo di decarbonizzazione del paese e fornire un contributo a più di una delle azioni sopra menzionate.

In primo luogo, la disciplina delle comunità energetiche può abilitare lo sviluppo delle FER anche in condizioni in cui oggi tale sviluppo risulta troppo complesso dal punto di vista normativo e progettuale. L'esempio principale è costituito dallo sviluppo di impianti fotovoltaici sui tetti dei condomini dei centri urbani, opzione ad oggi difficilmente praticabile. In generale, quanto proposto dal Decreto può fornire, unitamente ad altre forme di incentivazione fiscale, importanti indicazioni sui ritorni economici associati agli investimenti.

Inoltre, il meccanismo previsto da Decreto in termini di autoconsumo può rappresentare un importante stimolo all'elettrificazione dei consumi, fattore fondamentale per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica. Tale meccanismo, infatti, incentivando in maniera significativa l'autoconsumo, incoraggia l'utilizzo delle tecnologie elettriche, che consentono di massimizzare la quota dell'energia consumata in loco (anziché venderla con i meccanismi precedentemente in vigore). Anche il consumatore viene quindi sensibilizzato ad un utilizzo più consapevole dell'energia.

Le comunità energetiche potrebbero fornire un contributo importante anche nell'am-

bito dell'evoluzione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, attraverso il quale Terna garantisce istante per istante che l'energia richiesta dall'insieme dei consumatori (famiglie e aziende) sia sempre bilanciata dall'energia prodotta dalle centrali elettriche. Con la progressiva decarbonizzazione del parco di produzione, in futuro, serviranno anche nuove risorse di flessibilità per garantire l'adeguatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più complesso. Per "nuove risorse" si intendono i milioni di dispositivi di consumo (es. pompe di calore, veicoli elettrici) e di impianti di generazione distribuiti che saranno molto più diffusi al 2030. Per consentirne una efficace partecipazione al mercato, tali risorse vanno però "abilitate": sarà cioè necessario garantirne osservabilità e controllabilità. Le comunità energetiche rappresentano una opportunità in tal senso, perché l'ottimizzazione dell'autoconsumo richiede di implementare dispositivi tecnologici per il controllo delle risorse che possono essere messi a fattor comune per abilitare (a un basso costo marginale) la fornitura dei servizi di flessibilità necessari al sistema elettrico.

Infine, per quanto riguarda le infrastrutture di rete, il meccanismo introdotto dal Decreto prevede per Comunità Energetiche e Autoconsumo un modello "virtuale", ossia senza la necessità di reti "private" per gli scambi di energia tra fabbisogno e produzione, soluzione contraddistinta da un basso livello di fattibilità sia tecnica che economica. Ciò risulta coerente con la natura delle comunità energetiche (realtà virtuali/commerciali e non fisiche) e rende chiara la centralità del ruolo delle infrastrutture di rete esistenti, sia di trasmissione che di distribuzione, e la volontà di estrarre da esse il maggior valore possibile nello scenario di gestione di un Sistema Elettrico sempre più complesso.

Comunità energetiche e autoconsumo condiviso, arriva la transizione dal basso

..... Attilio Piattelli, *Presidente di SunCity srl*

Fino a oggi la produzione in prossimità dei consumi è stata valorizzata principalmente prendendo in considerazione l'energia direttamente autoconsumata dall'utenza su cui l'impianto è collegato, mentre, i benefici complessivi generati da un impianto di autoproduzione non si limitano alla sola energia autoconsumata puntualmente ma anche a quella autoconsumata in prossimità dell'impianto stesso. Se l'energia prodotta viene comunque consumata in prossimità della produzione rimane sempre in ambito locale e non ha bisogno di essere trasportata tramite le reti AT (alta tensione) e, in caso di connessioni in BT (bassa tensione), neppure distribuita dalle reti MT (media tensione).

Se consideriamo tutti gli im-

pianti fotovoltaici esistenti oggi in Italia e connessi a un punto di prelievo, l'autoconsumo medio non supera il 40% della produzione. In sostanza, più del 60% dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici installati in modalità autoconsumo è comunque immessa in rete e tale energia non è valorizzata correttamente perché, con l'attuale meccanismo di scambio sul posto, non si tiene minimamente in considerazione se questa energia è consumata localmente oppure no.

Fare in modo che venga tenuto in giusta considerazione tale beneficio e quindi anche il valore economico sotteso all'autoconsumo locale, con conseguente ottimizzazione delle reti MT e AT, è uno dei principali obiettivi delle comunità energetiche.



Il valore delle comunità energetiche

L'aspetto tecnico di una comunità energetica non è forse il più importante. La possibilità di costituire comunità energetiche permetterà infatti a tutti i cittadini di autoprodurre energia per le proprie esigenze e consentirà di farlo non in autonomia ma in sinergia con la comunità locale. Questa opportunità stimola l'immaginazione su nuovi scenari possibili, basati su cooperazione e condivisione tra le persone, con i consumatori che quindi possono acquisire grande autonomia gestionale sia sul consumo sia sulla produzione di energia.

Il forte interesse è legato alle possibili implicazioni sociali di una tale opportunità, con la costituzione di tante e diverse forme di autoconsumo collettivo, che raccolgano esigenze comuni e magari includano anche i più disagiati. Uno scenario che lascia immaginare la reale opportunità di poter avere una distribuzione della ricchezza associata alla produzione di energia più diffusa rispetto alla situazione odierna, che è invece prevalentemente centralizzata e in mano a poche aziende.

A che punto siamo

A livello comunitario l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili è stato introdotto dalla Renewable Energy Directive o anche RED II (art. 21 e 22).

Il pieno recepimento della direttiva comunitaria deve avvenire da parte di ogni stato entro il 30 giugno 2021.

Oggi, in Europa esistono già circa 3.500 comunità rinnovabili, alcune derivanti da normative nazionali preesistenti alla RED II altre nate come diretta conseguenza.

In Italia il Decreto Milleproroghe 2020, approvato in via definitiva con la Legge 8/2020, ha previsto un recepimento anticipato ma semplificato delle disposizioni della RED II. Tale recepimento semplificato può essere considerato di natura sperimentale, funzionale e propedeutico all'introduzione delle norme definitive previste per giugno 2021.

Il Decreto, in linea con le indicazioni della RED II, introduce gli "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" o, più semplicemente "Autoconsumo Collettivo", e le "Comunità di Energia Rinnovabile" (REC).

Autoconsumo collettivo o comunità energetiche?

Una configurazione di Autoconsumo Collettivo si ha quando una pluralità di consumatori sono ubicati all'interno di uno stesso edificio/condominio nel quale siano presenti uno o più impianti di produzione di energia prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili e di potenza massima pari a 200 kWp.

Le comunità energetiche sono invece configurazioni generalmente più complesse, che possono essere realizzate all'interno di un'area specifica, caratterizzata da prossimità fisica dei partecipanti alla comunità. Le comunità di energia rinnovabile possono essere costituite da clienti residenziali, pubbliche amministrazioni e PMI, con l'esclusione di soggetti professionali per i quali la produzione di energia costituisca attività prevalente. Per queste configurazioni l'estensione geografica è limitata alla connessione in bassa tensione e alla appartenenza a linee BT che sottendono alla stessa cabina di media tensione. Gli impianti di produzione devono sempre produrre energia esclusivamente da fonti rinnovabili, possono essere più di uno ma devono sempre essere connessi in BT e di potenza massima pari a 200 kWp per ciascun impianto.

Per le configurazioni di autoconsumo collettivo non è prevista la presenza di una entità giuridica appositamente costituita, necessaria invece per le Comunità Energetiche, che però deve assumere una forma giuridica che non preveda lo scopo di lucro (ente terzo settore, cooperativa, ecc.).

Le configurazioni di autoconsumo collettivo saranno sicuramente quelle più facilmente attivabili in

tempi brevi perché fanno riferimento a soggetti già organizzati collettivamente, principalmente condomini e centri commerciali. Le comunità energetiche potranno invece essere costituite nell'ambito di vie, quartieri o piccoli paesi con l'aggregazione di abitazioni private, locali commerciali, edifici comunali, chiese, ecc. o anche da piccoli distretti industriali e commerciali o aree agricole, purché tutte le utenze siano sempre collegate a reti BT sottese alla stessa cabina MT.

In entrambe le configurazioni la proprietà degli impianti non deve essere necessariamente della comunità ma può essere anche di privati cittadini, di soggetti appartenenti alla comunità o anche soggetti terzi esterni, quali ad esempio, istituti finanziari, ESCo o Utility.

Purché siano rispettati tutti i criteri sopra richiamati, configurazioni di autoconsumo collettivo o di comunità energetiche possono essere costituite liberamente, senza dover partecipare a bandi, e hanno diritto a percepire incentivi per 20 anni su "l'energia condivisa". Per energia condivisa si intende l'energia prodotta e immessa in rete ma contestualmente consumata da uno o più membri della comunità (il calcolo viene fatto su base oraria ed è compito del distributore fornire i dati al GSE).



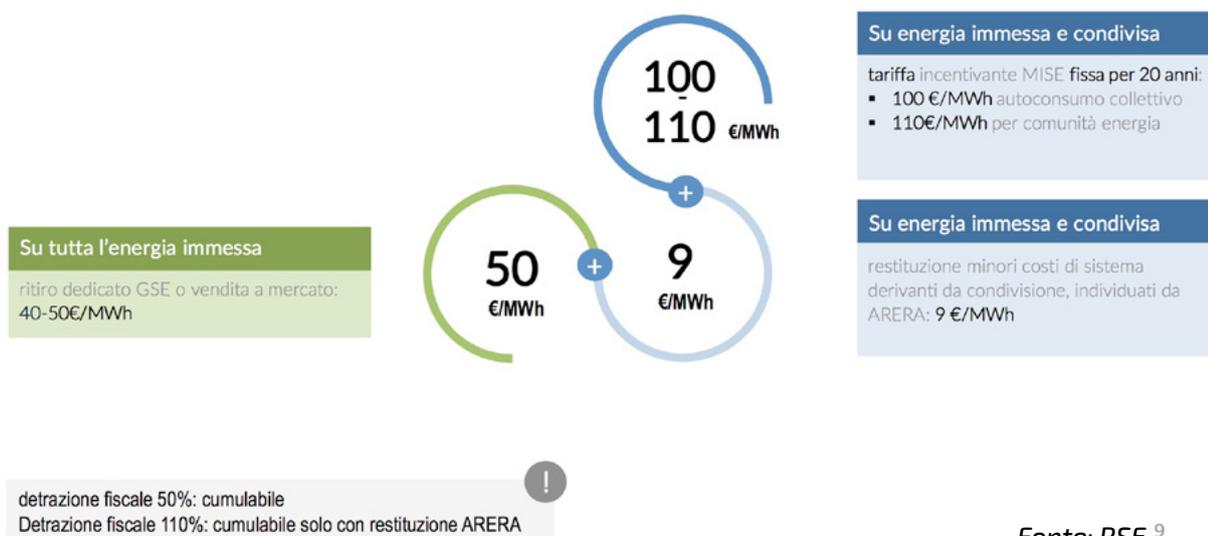
Come viene incentivata l'energia prodotta?

Tutta l'energia immessa in rete, a prescindere che sia autoconsumata localmente o meno, può essere venduta in rete a prezzi di mercato mentre l'energia autoconsumata da ciascun impianto di produzione, direttamente sull'utenza su cui l'impianto è connesso, segue le agevolazioni classiche dell'autoconsumo e il beneficio è concesso al proprietario del punto di connessione. I veri incentivi sono però riservati all'autoconsumo condiviso, quindi, lo scopo principale sia delle configurazioni di Autoconsumo Collettivo che delle Comunità Energetiche sarà sempre quello di massimizzare l'autoconsumo condiviso. Poiché, come già detto, per le utenze domestiche l'autoconsumo puntuale difficilmente supera il 40%, per poter massimizzare l'autoconsumo collettivo sarà necessario realizzare comunità energetiche che raggruppino utenti con profili di carico differenti (per esempio mettendo

assieme abitazioni private con attività commerciali, negozi, piccole aziende e uffici, che in genere hanno un profilo di consumi spostato sulle fasce diurne) oppure, in alternativa, sarà sempre possibile installare sistemi di accumulo.

È molto probabile che molte Comunità Energetiche, soprattutto nelle fasi di sperimentazione iniziale, optino per la diversificazione delle utenze di consumo in modo da mantenere più bassi gli investimenti richiesti mentre per i condomini, nei quali sono principalmente presenti solo utenze domestiche, l'unica possibilità per poter aumentare l'autoconsumo condiviso è solamente quella di installare degli adeguati sistemi di accumulo. In ogni caso, bisogna considerare che sono rari i casi di condomini con lastrici solari così estesi da permettere installazioni di impianti molto superiori ai consumi cumulati e diurni delle abitazioni e quindi l'uso degli accumuli non sarà sempre necessario.

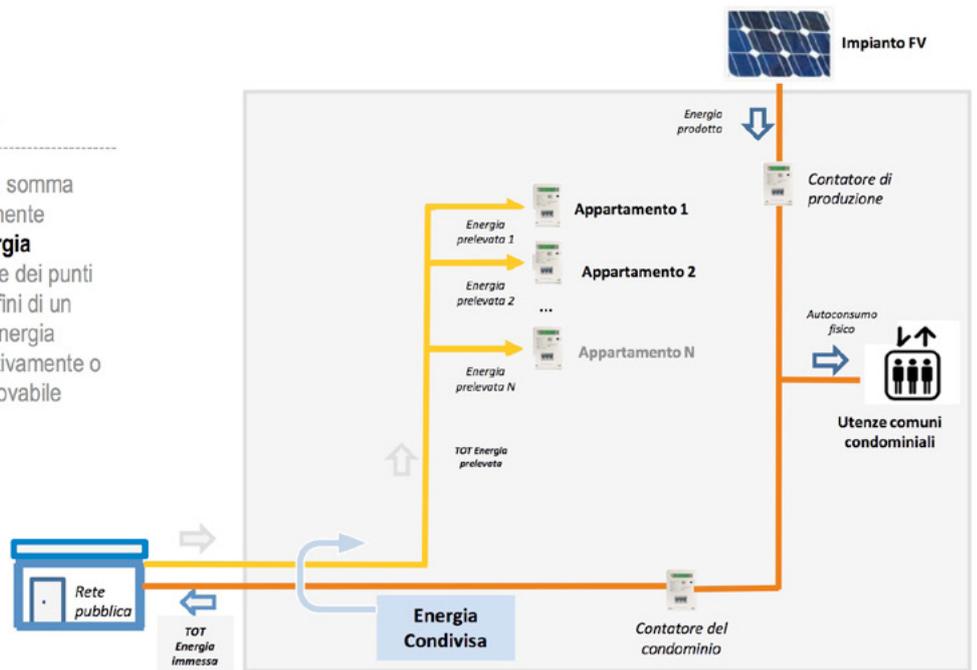
Lo schema di incentivo spinge fortemente all'autoconsumo/condivisione



focus - Le comunità energetiche

Energia condivisa

E', **in ogni ora**, il **minimo** tra la somma dell'**energia elettrica** effettivamente **immessa** e la somma dell'**energia elettrica prelevata** per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile



Fonte: RSE



Vediamo ora in dettaglio quali sono gli incentivi riservati all'autoconsumo condiviso. Gli incentivi riconosciuti sono di due tipi: un incentivo esplicito stabilito dal MiSE sull'energia condivisa (100 €/MWh in caso di autoconsumo collettivo e 110 €/MWh in caso di comunità energetiche) e un incentivo aggiuntivo stabilito da ARERA per i risparmi che l'autoconsumo condiviso genera sulla gestione delle reti (circa 9 €/MWh). Inoltre, come già detto, tutta l'energia prodotta e immessa in rete può essere venduta al mercato. I partecipanti alla comunità non devono cambiare le modalità di acquisto dell'energia elettrica e non vedranno benefici sulla bolletta ma sarà il GSE che periodicamente e a conguaglio farà avere gli incentivi al referente della comunità. Il criterio di distribuzione non è normato per cui ciascuna comunità sarà libera di stabilire in totale autonomia con quale criterio redistribuire gli incentivi ricevuti (in parti uguali, sulla base dei millesimi, in base a ciascuna quota di autoconsumo collettivo, ecc.). È anche prevista la compatibilità con le detrazioni fiscali del 50% e la cessione del credito senza alcun tipo di riduzione degli incentivi mentre la compatibilità con il superbonus 110% è limitata agli impianti di potenza massima fino a 20 kWp ma in tal caso l'incentivo è limitato esclusivamente al contributo di circa 9 €/MWh per il risparmio generato sulle reti.

Prospettive future

Le aspettative sulle differenti forme di comunità di autoconsumo collettivo vanno ben oltre i semplici aspetti di natura economica e fanno affidamento sulla volontà dei consumatori di divenire parte attiva e organizzata per le esigenze di approvvigionamento energetico.

Alcuni studi già realizzati ipotizzano solo per condomini e centri commerciali un potenziale al 2030 compreso tra i 5 e i 10 GW di nuova potenza installata e altrettanti GW sono stimati per le comunità energetiche.

Gli aspetti che però dovranno essere approfonditi, prima del recepimento della RED II, in modo tale che il potenziale stimato al 2030 possa essere effettivamente raggiunto, sono molteplici. In particolare, si ritiene che grande attenzione debba essere dedicata alle modalità di ampliamento alle configurazioni che prevedano connessioni in media tensione. Tale estensione, infatti, darebbe un sicuro impulso alle comunità energetiche più complesse che oggi, con la limitazione delle connessioni in bassa tensione, sono oggettivamente limitate. Altro aspetto di grande importanza è quello relativo alla possibilità che le comunità di autoconsumo collettivo possano essere proprietarie delle reti di distribuzione (previsto dalla RED II ma attualmente non consentito dal recepimento semplificato), con tutte le possibili implicazioni legate alla corretta manutenzione e sicurezza delle reti che andrebbero valutate con attenzione.

L'importante ora è avviare immediatamente le prime sperimentazioni permesse dalla attuale normativa e accumulare quell'esperienza necessaria che ci potrà consentire di arrivare con le idee un po' più chiare a giugno 2021 in modo da poter fare le scelte giuste. Ciò che è certo è che il futuro delle rinnovabili e in particolare del fotovoltaico non può prescindere dallo sviluppo delle comunità energetiche e avere una normativa adeguata sarà fondamentale.



Smart grid e smart network:

l'evoluzione della rete elettrica e dei sistemi di approvvigionamento energetico

Giorgio Graditi,
Head of Department of Energy Technologies and Renewable Energy Sources

Marialaura Di Somma,
Research Engineer - ENEA

L'Unione Europea (UE) si pone da tempo tra i leader mondiali nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e della generazione distribuita (GD), nella riduzione dell'impatto ambientale e nella promozione di misure di efficienza energetica sempre più spinte, svolgendo un ruolo di primo piano nel contrastare i cambiamenti climatici, favorendo, al contempo, la transizione verso un'economia ecosostenibile. Tra le principali priorità politiche della Commissione Europea vi è, infatti, l'ambizione di mantenere per l'Europa il ruolo di guida nella lotta al cambiamento climatico e conquistare una posizione di leadership nel campo delle energie rinnovabili, che si traduce nel duplice obiettivo di aumentarne l'integrazione nel sistema energetico attuale, e far sì che le imprese europee sia-

no le principali fornitrici dei componenti chiave delle tecnologie rinnovabili sia all'interno che all'esterno della UE, contribuendo alla crescita economica e alla creazione di nuova occupazione.

Come evince nel "Clean Energy Package" [1], la triade dei nuovi obiettivi 2030 prevede la riduzione del 40% delle emissioni di gas serra rispetto alle emissioni del 1990, il raggiungimento del target del 32% di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi finali di energia e la riduzione del 32,5% dei consumi di energia rispetto allo scenario di riferimento del 2008, come obiettivo per l'efficienza energetica. Tale quadro comporta che, nel breve/medio periodo, su alcune porzioni di rete, l'energia prodotta da fonte rinnovabile e da unità di GD, rappresenterà una frazione rilevante del totale trasportato dall'intera infrastruttura.

Per far fronte ai crescenti livelli di penetrazione di fonti energetiche, che sono, per loro natura, intermittenti e non programmabili, si rende necessaria una sostanziale modifica delle logiche di gestione dei flussi di energia scambiati in rete tra i sistemi di generazione e i carichi. In dettaglio, in tale scenario evolutivo, le misure di flessibilità tradizionali, basate sull'assunzione che la generazione elettrica deve istantaneamente seguire il carico, non sono più applicabili per far fronte alla crescente quota di GD non dispacciabile. Tale cambio di paradigma richiede quindi un ripensamento profondo delle principali funzioni che assicurano il controllo della rete e, più in generale, la sicurezza e la qualità del servizio elettrico. Il processo di evoluzione in atto, quindi, oltre ad interessare la parte infrastrutturale delle reti, riguarda soprattutto i sistemi di gestione delle reti stesse, che devono essere in grado di gestire e monitorare, con elevata flessibilità, le unità di

generazione, trasmissione, distribuzione e usi finali dell'energia elettrica.

La smart grid si può definire come una rete elettrica in grado di integrare il comportamento e le azioni di tutti gli utenti ad essa collegati, ovvero unità di generazione, operatori delle reti di trasmissione e distribuzione, operatori di mercato, consumatori e prosumer, al fine di garantire un sistema elettrico che, oltre ad essere economicamente efficiente e sostenibile, sia caratterizzato da basse perdite e un adeguato livello di qualità e sicurezza del servizio elettrico. Si mostra in Figura 1, il processo evolutivo del sistema elettrico verso il concetto di smart grid. Rispetto alla rete elettrica tradizionale, che può solo trasmettere e distribuire l'energia elettrica, la smart grid è caratterizzata da una gestione integrata delle tecnologie costituenti mediante il coinvolgimento attivo di tutti gli utenti ad essa collegati.

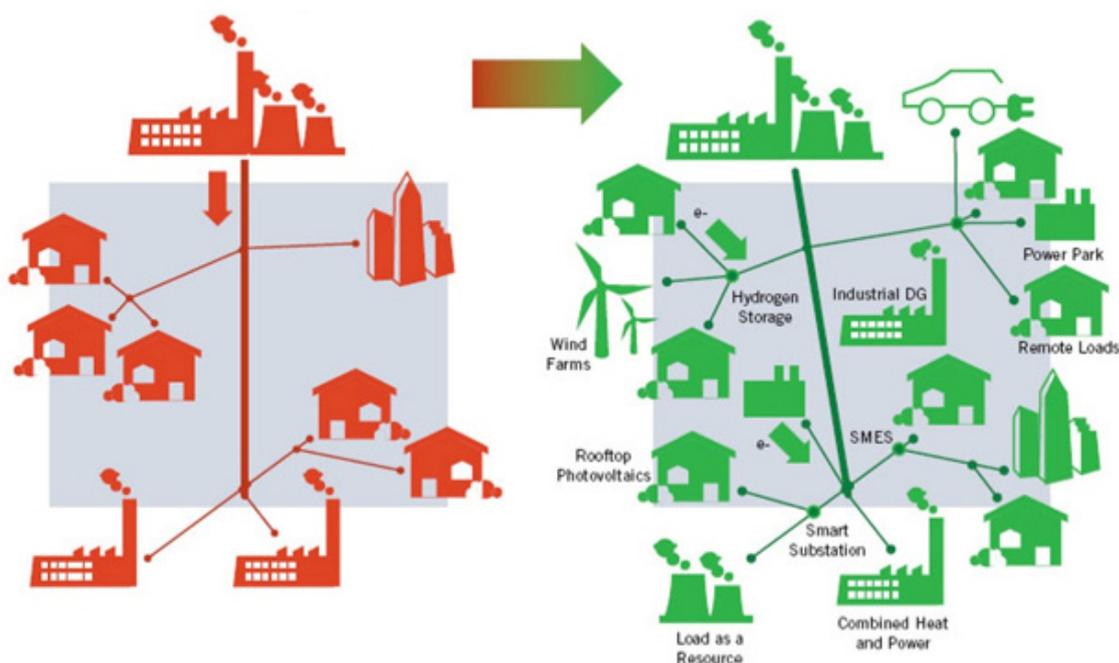


Figura 1: Processo evolutivo della rete elettrica verso le smart grid [2].

Caratteristica principale delle smart grid è la capacità di gestire, tramite protocolli e flussi informativi, generatori e carichi attivi disponibili nella rete, coordinandoli, al fine di compiere determinate funzioni in tempo reale, come, ad esempio, far fronte ad eventuali picchi, o bilanciare il carico di un alimentatore. Viene, quindi, applicato alla rete elettrica un protocollo simile al peer-to-peer di gestione delle informazioni utilizzato nelle reti informatiche, in cui viene annullato il rapporto gerarchico tra i nodi, ottenendo quindi tutti nodi paritari, compresi i nodi degli utenti finali della rete di distribuzione, che, in tale ottica, non fungono da semplici utilizzatori delle risorse di rete, ma costituiscono, essi stessi nodi che condividono e scambiano informazioni con il resto della rete. In tal modo, i dispositivi della rete elettrica diventano parti attive di un sistema di controllo esteso, che va dalle unità di generazione fino ad arrivare ai singoli utenti.

Al fine di garantire la sicurezza, l'affidabilità e la resilienza dell'approvvigionamento energetico, assume un ruolo cruciale la creazione di sistemi energetici integrati, un paradigma energetico innovativo che amplia il concetto di smart grid con quello di smart network mediante l'integrazione e la gestione ottimizzata di vettori energetici multipli. In accordo con il recente report di ETIP SNET "VISION 2050 - Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment" [3], in tale paradigma energetico, previsto attuabile al 2050, il vettore elettrico, la mobilità, il vettore termico per il riscaldamento e raf-

frescamento ambiente, nonché le varie tipologie di sistemi di accumulo, sono gestiti in maniera integrata e alimentati da fonti di energia rinnovabile.

Smart network e prosumer

In dettaglio, un sistema energetico integrato, schematizzato in Figura 2, si configura come una smart network per tutti i vettori energetici con il sistema elettrico come spina dorsale, caratterizzata da un elevato livello di integrazione tra tutte le reti di vettori energetici, ottenuta accoppiando reti elettriche con reti di gas, riscaldamento e raffrescamento, supportate da processi di accumulo e conversione dell'energia quali Gas-to-Heat, Gas-to-Power, Power-to-Heat, Power-to-Gas, etc. Tali sistemi saranno inoltre caratterizzati dal pieno coinvolgimento dell'utente finale, che, in tale ottica, diventa consumatore attivo e prosumer e si rende promotore di scambi di energia a livello locale e di facile utilizzo, nonché di transazioni peer-to-peer, per una ampia scelta di servizi e con prezzi energetici ottimali.

Il ruolo attivo dell'utente finale si esplica pienamente nei meccanismi di demand response, attraverso i quali, viene reso partecipe della gestione di contingenze di rete, nonché nella riduzione dei consumi energetici mediante applicazioni quali zero energy buildings o comunità dell'energia. Inoltre, questo nuovo paradigma energetico prevede l'avvento della poli-generazione distribuita completamente alimentata da FER. Ovviamente, in tale contesto, assumerà un ruolo centrale l'accumulo energetico

in tutte le sue forme e tipologie e le risorse energetiche disponibili localmente saranno utilizzate per il loro pieno potenziale economico, rimandando le esigenze di upgrade delle reti di trasmissione e distribuzione dell'elettricità e contribuendo anche a massimizzare la resilienza dei canali di approvvigionamento per le esigenze di riscaldamento e raffreddamento ambiente.

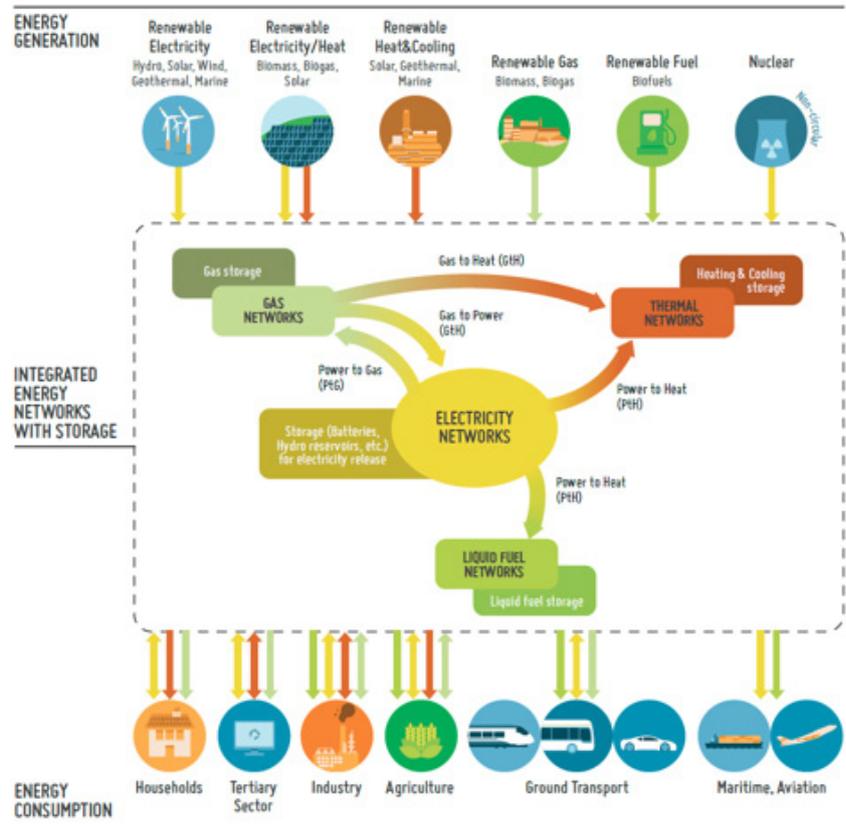


Figura 2: Schematizzazione di un sistema energetico integrato con dispositivi di accumulo e processi di conversione [3].

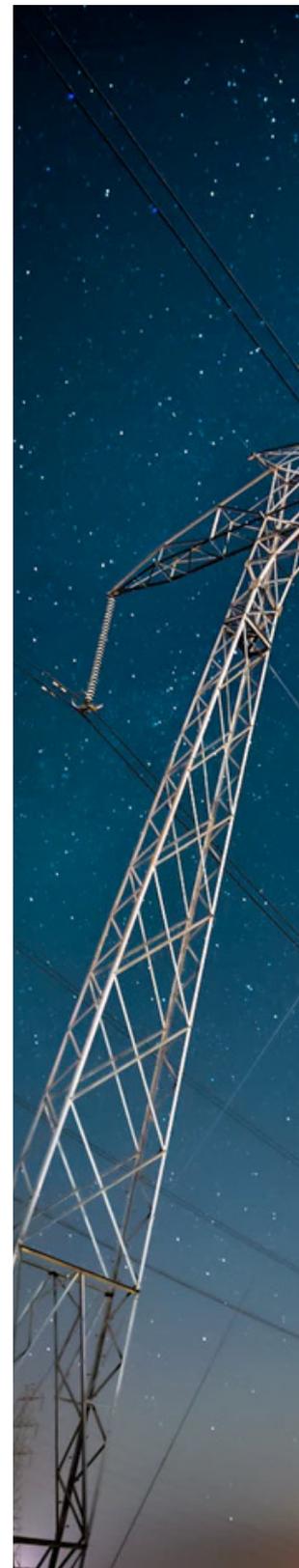
L'Italia è da sempre stata un Paese pioniere nel settore smart grid, rivestendo un ruolo di primo piano nel contesto internazionale. Tra gli esempi più significativi, vi è l'adesione dell'Italia, nel corso della COP21 di Parigi, all'iniziativa multilaterale di Mission Innovation, ricoprendo il ruolo di co-leadership per la Innovation Challenge dedicata alle smart grid. In Europa invece, l'Italia coordina il Joint Programme on Smart grids della European Energy Research Alliance (EERA) che riunisce i più importanti centri di ricerca pubblici europei e università, allo scopo di condividere risultati e informazioni del settore e l'utilizzo delle relative infrastrutture di

ricerca per favorire un'effettiva implementazione delle smart grid in Europa. Il tema delle smart grid rappresenta anche un elemento cardine del Piano di Azione del Cluster Tecnologico Nazionale Energia (CTN Energia), che individua, tra le diverse Traiettorie Tecnologiche prioritarie, lo sviluppo delle tecnologie per la conversione da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, di sistemi innovativi di pianificazione, esercizio, monitoraggio e controllo delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in un'ottica smart grid, e di sistemi di accumulo elettrico con relativa integrazione in rete. Dal punto di vista operativo, inoltre, l'Italia

è stato il primo paese europeo a introdurre su larga scala gli smart meter elettrici per i clienti finali in bassa tensione ed è tuttora il primo paese al mondo per numero di smart meter di energia elettrica in servizio (oltre 35 milioni).

L'Italia riveste una posizione di primo piano per il livello di automazione della rete di distribuzione e numerosità di generatori fotovoltaici ad essa collegati; sono, inoltre, in corso sperimentazioni e dimostrazioni di soluzioni tecnologiche e di sistema per gestire la rete in modo più flessibile, garantendo l'adeguatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più eterogeneo e complesso. Con i crescenti livelli di penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, il sistema elettrico necessita di nuove risorse flessibili, cioè caratterizzate da una costante e pronta disponibilità a variare il flusso di immissione/prelievo dalla rete, per permettere il bilanciamento del sistema elettrico [4]. A tale flessibilità possono contribuire risorse fino ad oggi considerate non in grado di fornire servizi di bilanciamento, quali la generazione programmabile di taglia inferiore ai 10 MVA, quella da fonti rinnovabili non programmabili, la domanda e i sistemi di accumulo. È in tale contesto che TERNA, d'intesa con l'Autorità per l'Energia, le Reti e l'Ambiente (ARERA), ha avviato un processo di progressiva apertura del mercato dei servizi di dispacciamento alle

risorse energetiche distribuite, attraverso la definizione di progetti pilota volti a misurare la performance di queste risorse al fine di avviare in definitiva una riforma organica del mercato elettrico. Con la delibera 300/2017/R/eel, ARERA ha infatti definito i criteri per consentire alla domanda, alle unità di produzione non ancora abilitate, quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita, nonché ai sistemi di accumulo, di partecipare a MSD nell'ambito di progetti pilota. Alcuni di essi, in particolare i progetti pilota UVAM, hanno la finalità di sperimentare l'apertura di MSD alla domanda, alle FER non programmabili e alla GD, inclusi i sistemi di accumulo, aumentando la disponibilità di risorse per i servizi ancillari. Tale processo per la sperimentazione di nuove forme di partecipazione a MSD secondo criteri di neutralità tecnologica, è fondamentale per garantire la fornitura dei servizi di rete e migliorare l'integrazione di nuovi soggetti nel sistema. In dettaglio, attualmente risultano abilitate 220 UVAM per una potenza qualificata complessiva di 1300 MW per il servizio "a salire" e di 207 MW per il servizio "a scendere". Tali UVAM risultano essere localizzate prevalentemente al Nord e Centro-Nord [5]. Le UVAM sono costituite da unità di consumo in grado di modulare i prelievi di energia elettrica tramite la variazione interna di produzione, ovvero forniscono riserva a salire





riducendo i prelievi di energia elettrica dalla rete. Esse sono anche costituite da unità di produzione programmabili quali impianti di cogenerazione oppure quelle alimentate da combustibili rinnovabili, come la biomassa, e unità di produzione che presentano margini di flessibilità come le centrali idroelettriche ad acqua fluente.

Dall'analisi svolta da smartEN (<https://smarten.eu/>) emerge che l'Italia è il Paese europeo che negli ultimi due anni ha compiuto i progressi più significativi per l'abilitazione delle risorse distribuite sul mercato dei servizi di dispacciamento. Considerati i promettenti risultati, TERNA intende proseguire questo percorso con la realizzazione di ulteriori progetti pilota aventi i seguenti obiettivi principali:

- sperimentare la partecipazione di risorse distribuite ad altri servizi (regolazione della frequenza e regolazione della tensione, ecc.);
- incentivare la concorrenza e aumentare la partecipazione delle risorse ai servizi esistenti, cercando di coinvolgere progressivamente anche altre risorse a basso consumo appartenenti al settore terziario e / o domestico;
- fare leva sull'esperienza acquisita attraverso progetti pilota per sviluppare proposte per una riprogettazione completa del mercato dei servizi ancillari.

Riferimenti

- [1] Clean energy for all Europeans package: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- [2] P. E. Technology, "Smart grid Success Will Rely On System Solutions," http://powerelectronics.com/power_systems/smart-grid-successrely-system-solutions-20091001, Ottobre 2009.
- [3] ETIP SNET "VISION 2050 - Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment", Disponibile: <https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2018/06/VISION2050-DIGITALupdated.pdf>
- [4] L. Marchisio, F. Genoese, F. Raffo, "Distributed Resources in the Italian Ancillary Services Market: taking stock after two years", 2019.
- [5] A. Galliani "Il progetto pilota UVAM e relativa evoluzione attesa", Webinar - Le aggregazioni di utenti attivi, Giugno 2020.

GECO: la prima Comunità Energetica Locale dell'Emilia Romagna

Claudia Carani, Felipe Barroco e Piegabriele Andreoli
Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile di Modena

Le comunità energetiche delle rinnovabili sono costituite da unioni di consumatori di energia (cittadini, imprese, enti pubblici e altri soggetti) che, all'interno di un'area geografica circoscritta, non si limitano al consumo, ma partecipano attivamente alle fasi di produzione e scambio di energia a km zero, proveniente da fonti rinnovabili.

Il progetto GECO (Green Energy Community), cofinanziato dal fondo europeo EIT Climate-KIC e promosso da AESS (Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile), ENEA (Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile) e dall'Università di Bologna, porterà alla creazione della prima Comunità Energetica Locale dell'Emilia Romagna.

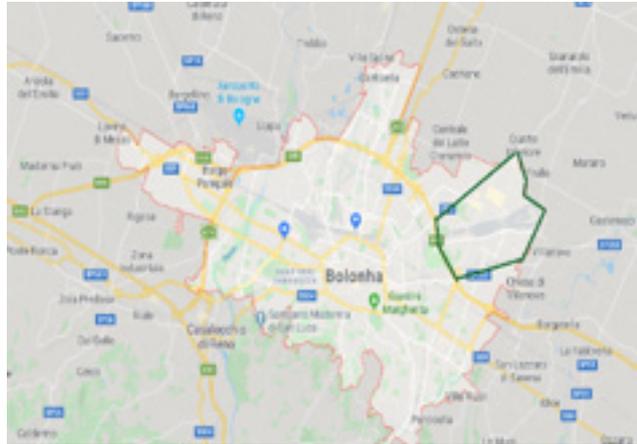
GECO nasce nel distretto Pilastro-Roveri di Bologna, un'area in cui si con-

centrano edifici residenziali (7.500 abitanti, di cui 1.400 in alloggi sociali), complessi commerciali (200.000 mq occupati dal Centro Commerciale Pilastro, Centro Commerciale Mera-ville, CAAB e Fabbrica Italiana Contadina - FICO/Eataly World Bologna) e centri di produzione industriale e artigianale (1.045.500 mq concentrati nella Zona Roveri).

Attualmente, l'area possiede una produzione di energia da fonti rinnovabili rilevante: il Centro Agro Alimentare di Bologna - CAAB (uno dei partner di progetto) e Fabbrica Italiano Contadina - FICO insieme dispongono di un sistema fotovoltaico di 16 MWp (l'impianto su tetto più grande d'Europa), con un accumulo di 50 kW (210 kWh). L'area di Roveri ha circa 2 MWp di fotovoltaico e i consumi attuali di energia elettrica sono stimati intorno ai 430 MWh.

Bologna

Pilastro – Roveri
District



focus - Le comunità energetiche

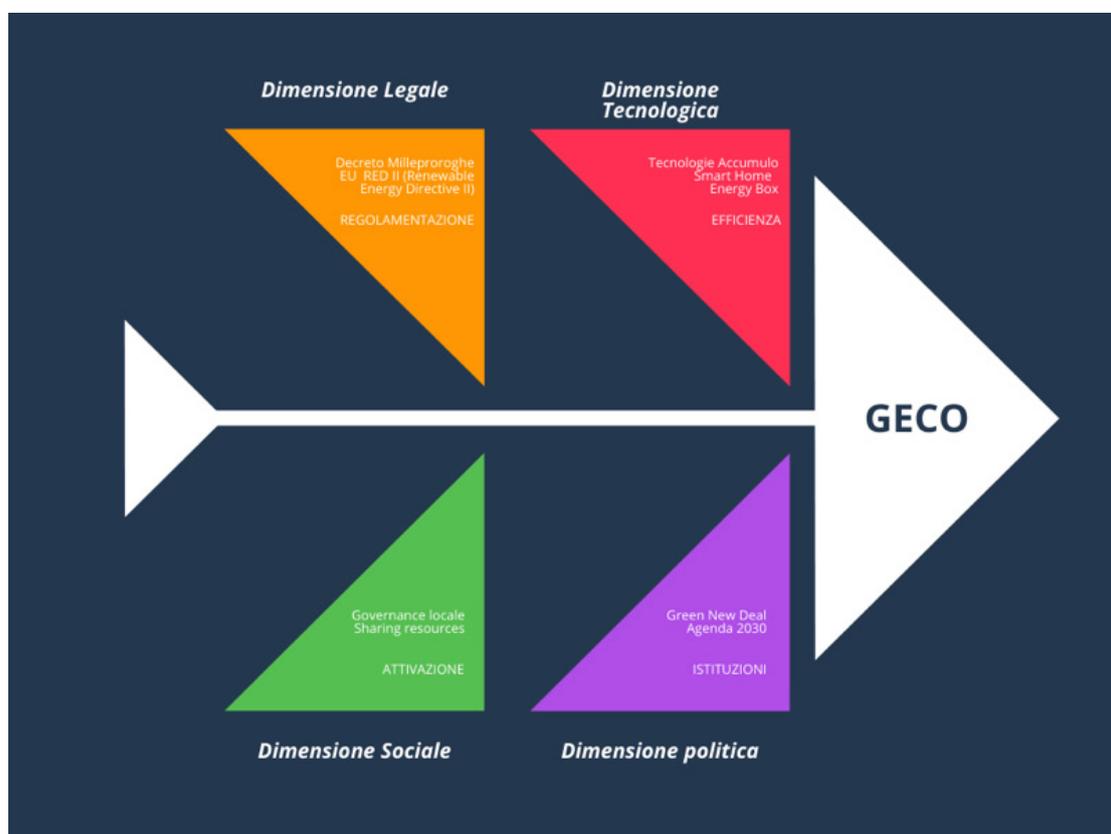
In linea con l'Agenda 2030 dell'ONU, l'Accordo di Parigi e il Clean Energy Package (CEP), l'obiettivo di GECO è incentivare ed ottimizzare la generazione e l'autoconsumo delle energie rinnovabili nei quartieri, per contribuire a ridurre, entro il 2022, le emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra.

Il progetto è orientato, pertanto, al raggiungimento dei target di decarbonizzazione, all'incremento dell'utilizzo delle energie rinnovabili e allo sviluppo dell'economia locale, di cui la diffusione delle comunità energetiche costituisce uno degli strumenti.

Attraverso l'attivazione di tavoli di discussione e il coinvolgimento di stakeholder nazionali, GECO intende contribuire allo sviluppo del quadro normativo italiano nel settore energetico, inteso come strumento di diffusione di Comunità Energeti-

che Locali in applicazione delle nuove Direttive Europee sulle energie rinnovabili.

In termini di sostenibilità ambientale, perché la transizione energetica possa pienamente realizzarsi, è necessario intraprendere una gestione congiunta di problemi ambientali, sociali ed economici che utilizzi un approccio co-evolutivo e interattivo, data l'inseparabilità e l'influenza reciproca del cambiamento sociale e tecnologico. GECO parte dal presupposto che una transizione energetica richieda cambiamenti culturali, materiali ed immateriali, basati tanto sul risparmio energetico e l'efficienza dei consumi, quanto su un'inversione di comportamenti socialmente condivisi. Pertanto, GECO intende restituire centralità alla figura del produttore-consumatore, il cosiddetto "prosumer", ossia il cittadino in grado di svolgere un ruolo attivo nel processo di creazione, produzione, distribuzione e consumo dell'energia.



L'obiettivo finale del progetto GECO è quello di creare una comunità di energia green, che contribuisca ad aumentare la sostenibilità, ridurre la povertà energetica e generare un ciclo di economia a basse emissioni di carbonio nel distretto di Pilastro-Roveri. In particolare, GECO intende:

1. Costruire una comunità energetica di distretto e creare un'entità in grado di sfruttare le opportunità nel nuovo mercato dell'energia nel quadro di sviluppo della legislazione nazionale e regionale.
2. Aumentare la produzione, lo stoccaggio e l'autoconsumo di energia rinnovabile nel distretto / comunità.
3. Costruire un sistema che consenta agli utenti di scambiare energia, promuovendo un nuovo e flessibile modello di comunità energetica per un distretto sostenibile.
4. Promuovere attività per creare una comunità sostenibile in relazione all'impegno, alla formazione, alla diffusione e alla promozione dei cambiamenti comportamentali all'interno della comunità.
5. Comunicare e diffondere il progetto GECO e le storie di successo.

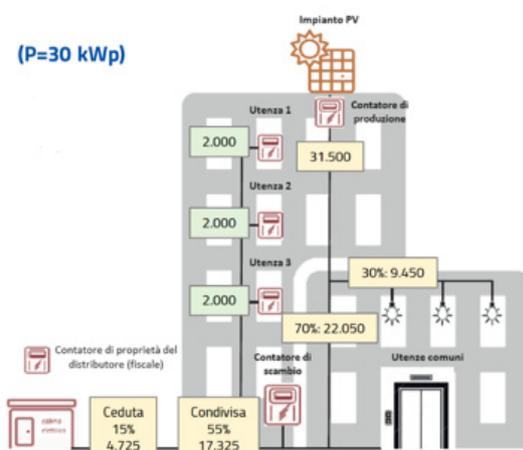
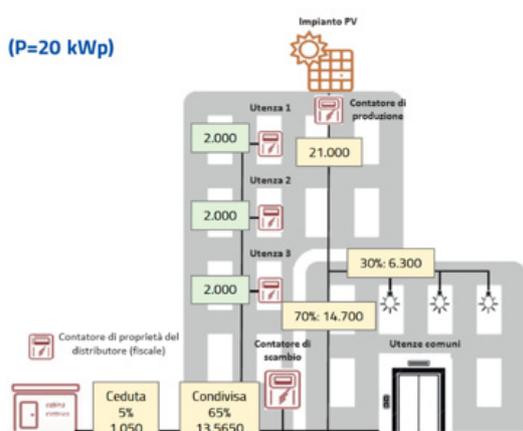
Il progetto, dalla data di avvio ad oggi, ha dovuto confrontarsi con importanti novità e nuove sfide. Prima tra tutte, l'introduzione, su territorio nazionale, della possibilità di sperimentare l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche rinnovabili. Infatti, l'articolo 42-bis del Decreto Milleproroghe (convertito nella Legge 08/2020) ha introdotto la possibilità di sperimentare questi due modelli prima del ricevimento definitivo della Direttiva Europea sull'energia rinnovabile, prevista per luglio 2021, con i limiti di una sperimentazione limitata agli impianti di nuova installazione (da marzo 2020), di piccola taglia (< 200kWp) e situati all'interno del stesso palazzo/condominio (per l'autoconsumo collettivo) o sotto la medesima cabina di media/bassa tensione (nel caso delle comunità energetiche rinnovabili). Seppure positiva, la sperimentazione ha limitato, in parte, le intenzioni iniziali di GECO, principalmente, per quel che riguarda la possibilità di usufruire dei sistemi di generazioni già esistenti sul territorio e le sinergie derivanti dall'integrazione di profili di consumo differenziati (settore residenziale, commerciale e industriale).



focus - Le comunità energetiche

L'emergenza sanitaria Covid-19 è l'altra grande sfida affrontata da GECO: la limitazione degli incontri in presenza, la sospensione di riunioni ed eventi pubblici durante gran parte del 2020, hanno comportato una conversione delle attività di progetto in azioni ed incontri realizzati esclusivamente in ambiente virtuale. Nonostante le evidenti difficoltà nell'eseguire azioni di coinvolgimento sul territorio, il virtuale ha consentito ad un pubblico ampio e diversificato di avvicinarsi al tema delle comunità energetiche. I webinar e gli incontri virtuali promossi hanno avuto un esito positivo per quel che concerne le azioni di diffusione e comunicazione del progetto, promuovendo GECO in una scala nazionale non prevista inizialmente.

Tra le varie misure adottate dal governo italiano per promuovere la ripresa del sistema paese incluse nel Decreto Rilancio (Decreto Legge n. 34/2020), il Superbonus 110%, inserito nell'articolo 119, intende promuovere lavori di ristrutturazione edilizia realizzati al fine di migliorare l'efficienza energetica e antisismica delle abitazioni, costituendosi come un importante drive per promuovere interventi di retrofit, iniziative di autoconsumo collettivo e di comunità energetiche relativamente all'anno 2021.



Attualmente GECO sta sviluppando diversi modelli di business da implementare nel quartiere Pilastro-Roveri, in accordo con il framework attuale. A titolo esemplificativo, tra le future azioni destinate agli attori locali coinvolti nel progetto, vale la pena citare:

- CAAB e FICO: installazione di 200 kW d'impianto fotovoltaico su pensilina nei parcheggi e 75 kW biogas per lo smaltimento dei rifiuti organici con accumulo;
- ACER: installazione di 100 kW d'impianto fotovoltaico su più edifici di residenza sociale;
- -Torri residenziali: ricorso al Superbonus 110% e detrazioni fiscali del 50% con impianti 30kW;
- Centro Commercial Pilastro e condomini: installazione di 200 kW d'impianto fotovoltaico;
- Imprese di Roveri: installazione di un impianto fotovoltaico di 200 kW.

		P = 20 kW	P = 30 kW
Costo di investimento		€ 27.000	€ 40.500
Tempo di ritorno [anni]	Senza Detrazioni Fiscali	12	13
	Con Detrazione Fiscale 50%	7	8
	Superbonus + Det. Fiscale 50%	-	4

Le proposte di attivare le comunità energetiche validate sui primi potenziali membri potranno essere estese, in un secondo momento, ad altri soggetti del quartiere Pilastro-Roveri.

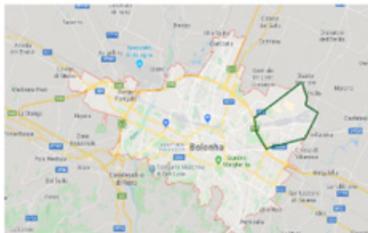
All'interno del progetto, UniBo e ENEA stanno sviluppando diverse innovazioni tecnologiche e sociali, tra cui:

1. Piattaforma per la gestione della Comunità Energetica con l'analisi dei flussi energetici (produzione, stoccaggio e consumo) e per garantire la flessibilità dell'energia all'interno delle comunità e controllo del dispacciamento in tre livelli: giorno prima (day ahead), quarto-orario (intra-day) e controllo real-time.
2. Individuazione della configurazione ottimale di apparecchiature smart al fine di consentire ai membri della comunità di monitorare i propri consumi e il proprio contributo nella comunità.
3. Applicazione della blockchain per registrare l'autoconsumo di energia elettrica e implementare gli smart contract, con la divisione degli ricavi ed incentivi in modo automatico.

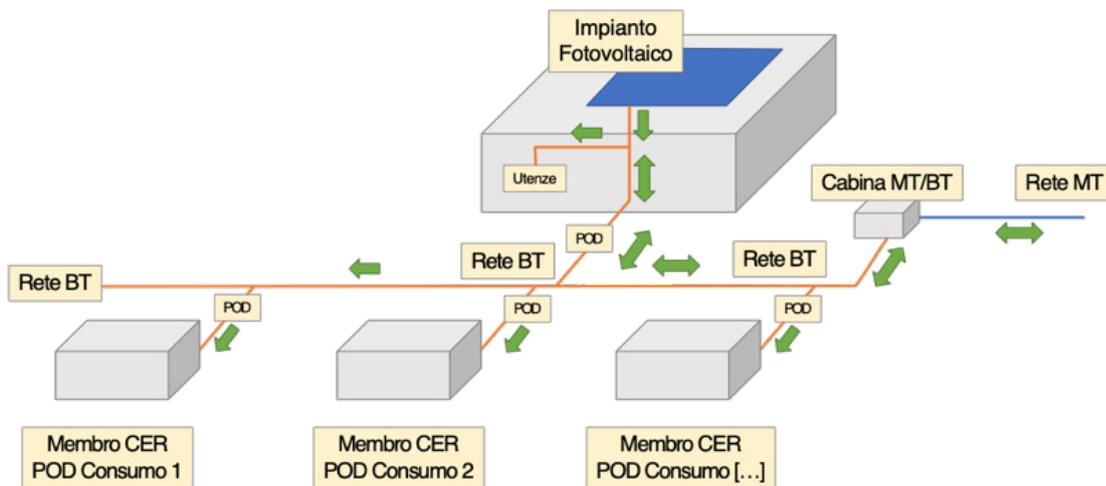
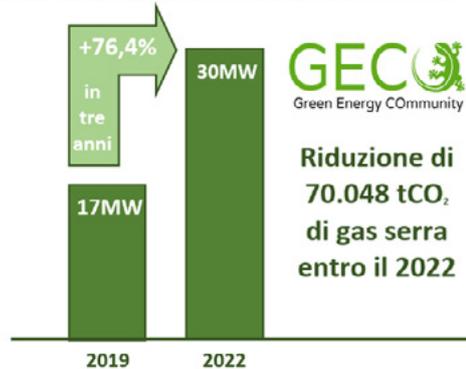
4. Sviluppo di strumenti innovativi di engagement per coinvolgere gli stakeholder del territorio nella comunità energetica (social innovation), ad esempio, attraverso una app per il controllo dei consumi e l'implementazione di comportamenti virtuosi.
5. Nell'ottobre scorso, il progetto GECO ha rilasciato una guida sul tema delle Comunità Energetica in Italia, con lo scopo di promuovere la consapevolezza intorno al tema e di attivare i cittadini nell'ambito di questo nuovo mercato elettrico in crescita.

Nel 2023, al termine del progetto, si prevede di raggiungere, nell'area Pilastro-Roveri, un risparmio minimo del 28% dei consumi finali e il raddoppio della produzione di energia rinnovabile attraverso l'installazione di 15MW di impianti fotovoltaici. La produzione di energia si aggirerà intorno ai 18MWh di elettricità, con un abbattimento di 8.700 tCO₂ all'anno. Pertanto, il risparmio energetico ottenuto sarà di circa 120 MWh all'anno, con una riduzione delle emissioni di CO₂ pari a 58.000 tCO₂/anno.

focus - Le comunità energetiche



AUMENTO DELLA CAPACITÀ DI PRODUZIONE
DI ENERGIA RINNOVABILE PREVISTA NEL DISTRETTO PILASTRO-ROVERI



Invitiamo a seguirci tramite nostri canali:
 Blog: www.gecocommunity.it
 Instagram: greenenergycommunity

Il progetto ALPGRIDS: sviluppo di un modello di microrete energetica per lo spazio alpino

Pasquale Motta,
Design and Management of Electrical Power Assets

Il progetto ALPGRIDS¹, cofinanziato dal Fondo Europeo di Sviluppo Regionale attraverso il programma Interreg Alpine Space, vede la partecipazione di dodici partner provenienti da cinque regioni alpine. Obiettivo principale del progetto è la creazione di un ambiente transnazionale per la promozione di un modello di microrete replicabile nel territorio alpino in stretta relazione con le comunità energetiche.

La microrete, in quanto insieme controllato di generatori, sistemi di accumulo, carichi elettrici e termici, consente l'utilizzo locale delle risorse energetiche generate localmente. Oltre ad un minor carico sulle reti di trasmissione e distribuzione, le microreti nel caso di reti deboli possono contribuire al differimento nel tempo di investimenti necessari al loro potenziamento e a una maggior resilienza del sistema elettrico locale in situazioni di emergenza. Ma soprattutto la microrete determina un aumento della autonomia energetica del territorio consentendo scambi di energia al suo interno tra produttori, prosumers e consumatori, così come previsto dalle direttive UE sulle comunità di energia rinnovabile² e sulle comunità energetiche dei cittadini³.

¹ www.alpine-space.eu/projects/alpgrids

² Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001

³ Electricity Market Directive (EU) 2019/944

Nell'ambito di ALPGRIDS vengono sviluppati 8 progetti pilota di microreti.

Due progetti pilota, entrambi relativi a zone rurali della regione francese di Auvergne-Rhône-Alpes, fanno riferimento a schemi di autoconsumo collettivo introdotti in Francia a partire dal 2017 e che consentono al consumatore di acquistare elettricità da un produttore di energia rinnovabile a condizione che la loro distanza sia inferiore a 2 km e siano entrambi connessi alla rete BT di distribuzione. Ogni consumatore conclude due contratti di fornitura: uno con il produttore di energia rinnovabile e l'altro con un qualsiasi altro fornitore per il fabbisogno residuo di elettricità.

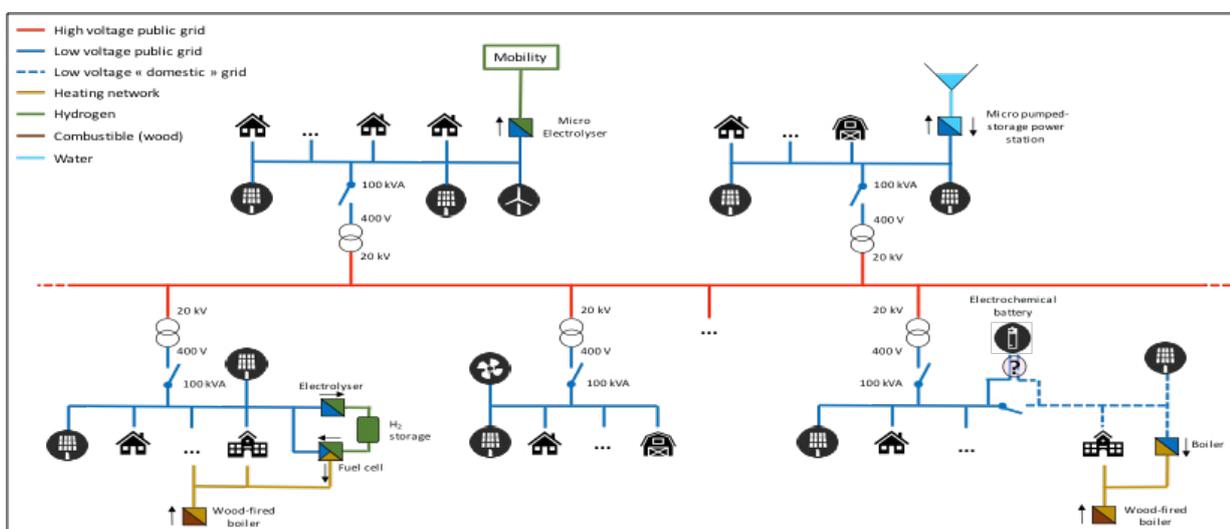


Figure 1 – Schema di configurazione della microrete della Val de Quint

In 6 villaggi del dipartimento della Drôme verranno studiate altrettante situazioni di autoconsumo collettivo al fine di individuare le condizioni ottimali per i corrispondenti modelli di business da proporre a enti pubblici e comunità energetiche. Un secondo progetto pilota prevede una microrete estesa ai villaggi della Val de Quint e finalizzata a migliorare la resilienza del sistema elettrico locale, collocato ad una estremità della rete di distribuzione. La microrete integra impianti fotovoltaici e mini-eolici, diverse tipologie di accumulo elettrico, incluso l'impiego di idrogeno prodotto per elettrolisi e utilizzato in celle a combustibile con produzione combinata di elettricità e calore (Fig. 1).

Due progetti pilota sviluppati in altrettanti comuni della Stiria (Austria) prevedono microreti con connessioni punto a punto tra il produttore di energia alternativa e i consumatori. La legislazione nazionale non consente scambi di elettricità attraverso la rete pubblica in mancanza di un fornitore di energia che funga da intermediario, ma ammette il ricorso a linee dirette di connessione tra produttore e consumatore al di fuori del dominio del locale DSO. Nella cittadina di Thannhausen due edifici residenziali e cinque microimprese sono direttamente connessi agli impianti PV di due edifici pubblici. Ciascuna utenza può essere

alimentata dagli impianti fotovoltaici, a condizione che l'elettricità generata sia in grado di far fronte alla loro domanda complessiva, o in alternativa dalla rete pubblica (Fig. 2). Analoga soluzione è stata adottata dal pilota sviluppato presso il campus di WEITZ. Un edificio dotato di impianto fotovoltaico opera da prosumer: l'elettricità generata eccedente il fabbisogno locale viene accumulata in batterie o ceduta ad un secondo edificio mediante una connessione diretta.

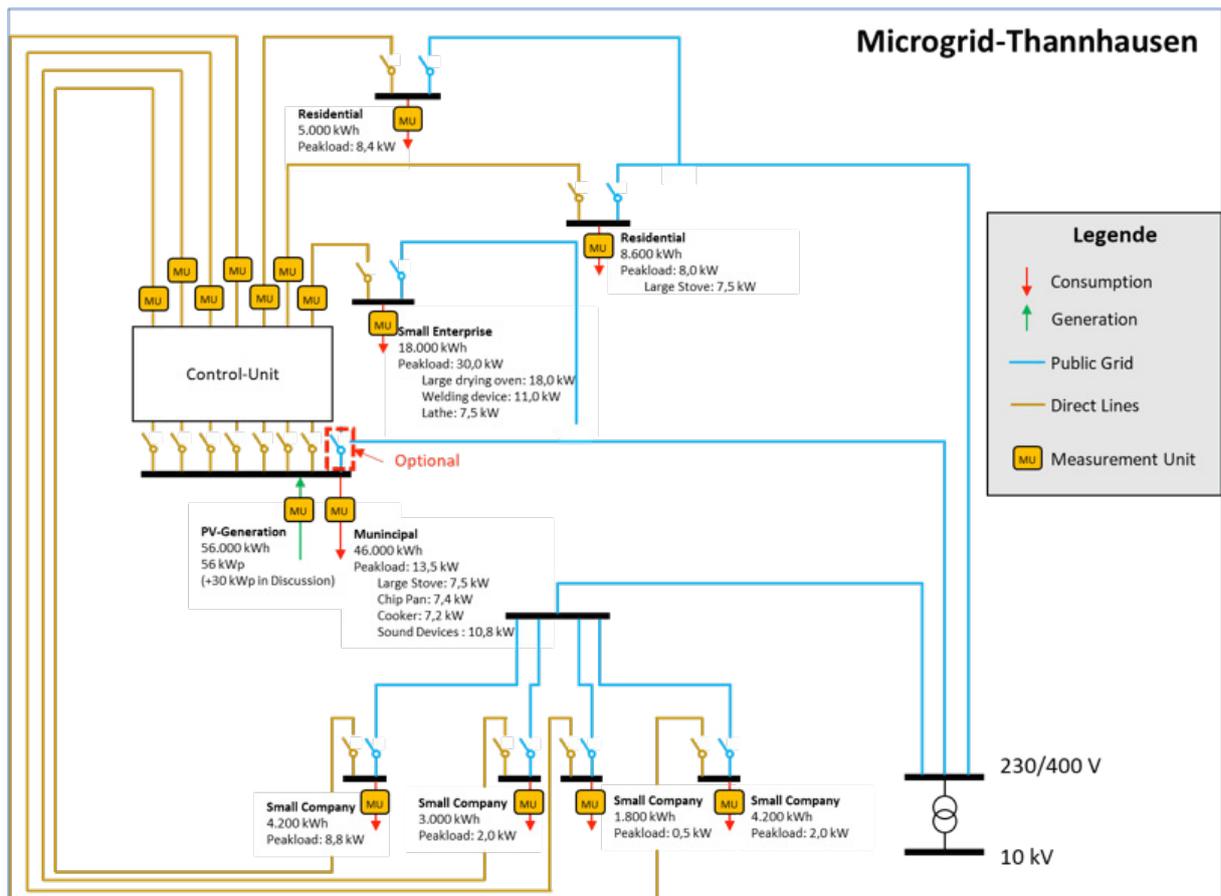


Figure 2 – Configurazione della microrete di Thannhausen

La microrete del comune di Selnica (Slovenia) comprende cinque edifici pubblici ed integra un impianto PV, un sistema di cogenerazione e pompe di calore (Fig. 3), organizzati in conformità alla regolamentazione nazionale del maggio 2019 che introduce l'autoconsumo collettivo unitamente alle "Comunità delle fonti di energia rinnovabile". I membri della comunità devono essere connessi alla stessa stazione MT/BT e condividere l'energia elettrica da fonte rinnovabile in proporzione al loro consumo complessivo. Il progetto pilota si pone il duplice obiettivo di una dimostrazione dei vantaggi acquisibili in termini di autosufficienza energetica e della possibilità di operare in isola in caso di guasto della rete pubblica a seguito di calamità naturali.

focus - Le comunità energetiche

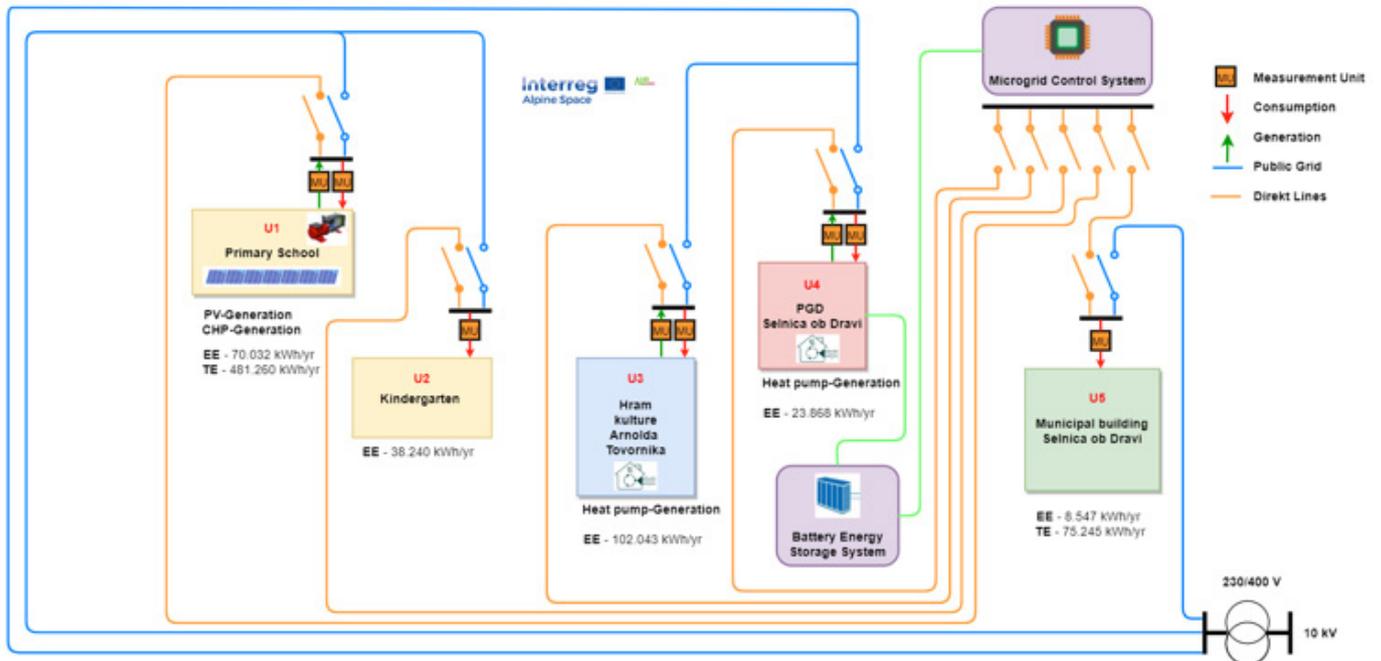


Figure 3 – Configurazione della microrete di Selnica

Nella città di Grafing (Germania), la cui domanda elettrica è soddisfatta al 40% da generazione locale, il locale DSO intende valutare le possibili modalità di mitigazione del sovraccarico sulla rete di distribuzione dovuti ad un incremento di veicoli elettrici e delle correlate stazioni di ricarica (Fig. 4). Il progetto pilota prenderà in considerazione il profilo di carico di un distretto cittadino sul quale valutare le possibili soluzioni: dalla interruzione per brevi periodi della alimentazione delle stazioni di ricarica alla diffusa implementazione di impianti fotovoltaici sugli edifici residenziali.

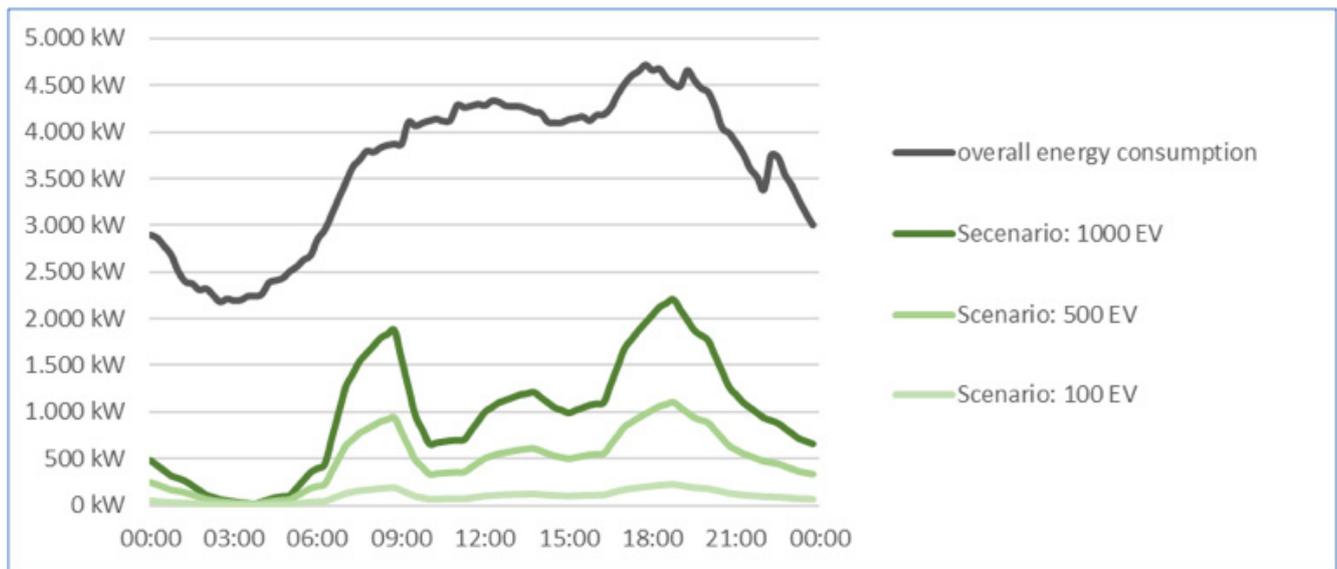


Figure 4 – Profilo di carico di Grafing e profili aggiuntivi di carico per effetto EV

Lo studio di fattibilità di una microrete comprendente diversi impianti sportivi, edilizia popolare e aziende private di un quartiere della città di Savona, si avvarrà dell'elettricità generata da impianti PV e di energia termica fornita da pompe di calore (anche con funzioni di raffreddamento), collettori solari e caldaie elettriche. Sistemi di accumulo elettrico e termico sono previsti per massimizzare l'utilizzo di energia rinnovabile. Un sistema di controllo a due livelli è previsto per la gestione energetica ottimizzata del singolo edificio mentre a livello superiore viene controllata l'intera microrete (Fig. 5).

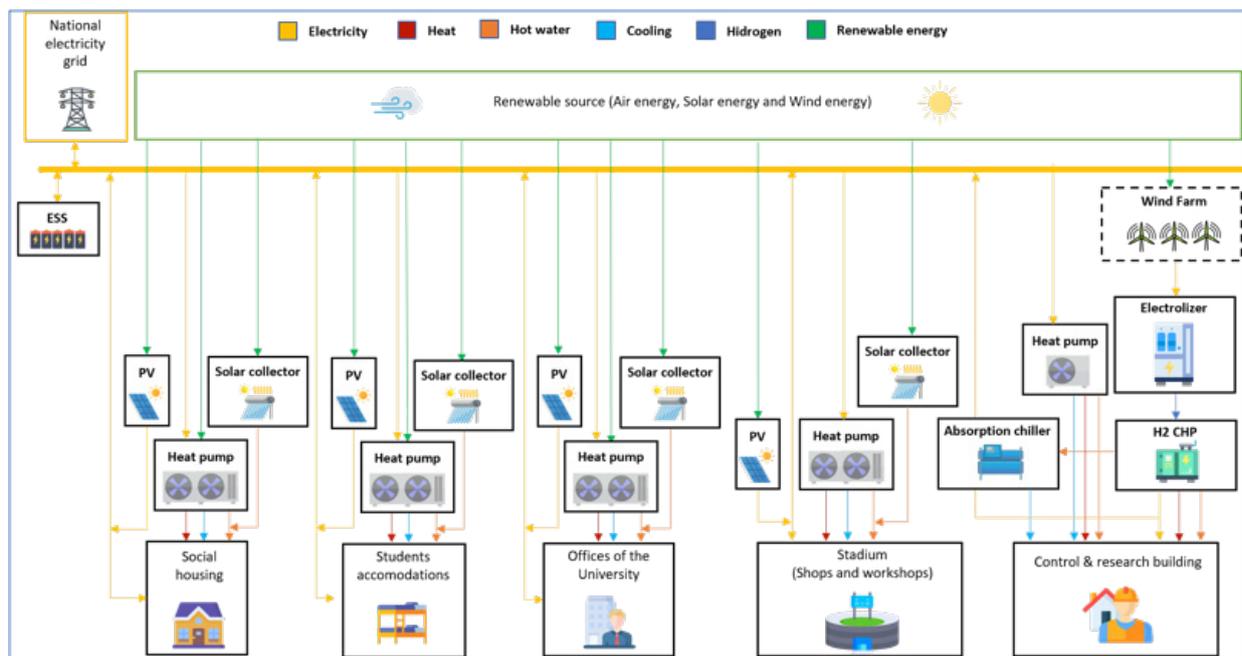


Figure 5 – Schema dei flussi energetici della microrete di Savona

Il progetto pilota sviluppato nella città di Udine prevede una comunità di energia rinnovabile includente edifici pubblici (scuola, asilo e un museo) e 4 edifici di edilizia popolare. Nella comunità sono installate pompe di calore, collettori solari, pannelli fotovoltaici e caldaie alimentate a gas (Fig. 6). Nell'ambito di ALPGRIDS è prevista la parziale sostituzione delle caldaie con cogeneratori ad alta efficienza a beneficio di una maggior autosufficienza energetica del complesso e un ridotto consumo di energia primaria.

focus - Le comunità energetiche

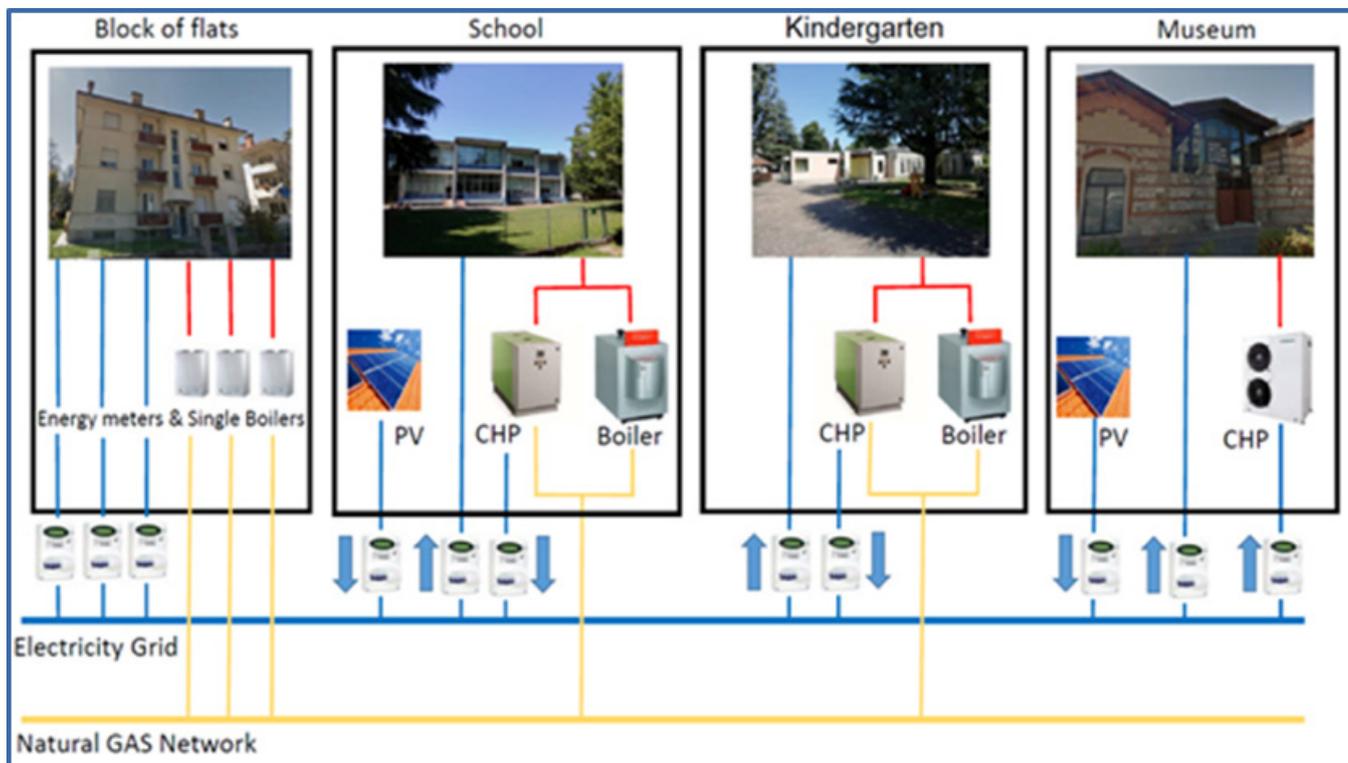


Figure 6 – Schema di configurazione della microrete di Udine

Entrambe le microreti di Savona e Udine fanno riferimento all'Art. 42 della Legge n.8 del 28/2/2020 che nel recepire parzialmente la direttiva UE 2018/2001 attiva l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili. Persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali, mantenendo il rapporto con il loro fornitore di energia, possono associarsi per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile a condizione che siano connessi alla stessa sottostazione MT-BT e la potenza delle fonti rinnovabili della comunità sia limitata a 200 kW. L'energia condivisa dalla comunità, definita per ogni ora come il minimo tra l'energia netta immessa in rete e tutta l'energia consumata dai membri della comunità, viene incentivata dal GSE (Gestore Servizi Energetici) e beneficia di una riduzione dei canoni di rete per trasmissione e distribuzione. L'energia netta immessa in rete viene remunerata da GSE. Dalla rassegna fatta emerge che anche dove sono state recepite, almeno in parte, le direttive EU sussistono ben precise limitazioni per le comunità energetiche, quali l'imposizione che i loro associati siano connessi alla stessa sottostazione o il tetto massimo alla potenza delle comuni fonti di energia rinnovabile. La comunità energetica deve costituirsi come persona giuridica ma le regole di governance della comunità (processi decisionale, diritti di voto, presenza di enti pubblici a fianco di privati) risultano indefinite.

Il progetto ALPGRIDS intende offrire raccomandazioni ed esempi concreti ai regolatori ed ai decisori pubblici a livello nazionale e regionale affinché il recepimento delle direttive EU, previsto per tutti i paesi europei entro il 2021, consenta alle comunità energetiche un accesso paritario al mercato dell'energia.

Mobilizzare capitali per la transizione energetica e il rilancio dell'economia reale italiana

..... Evarist Granata,
AD e co-fondatore di Alternative Capital Partners SGR

Rivoluzione Green: effetti e obiettivi tra cambiamenti climatici e pandemia

I ripetuti lockdown stanno avendo un chiaro effetto sul nostro pianeta: meno mobilità, meno consumi di risorse, meno inquinamento, aria e acqua più pulite, riequilibrio della biodiversità. Ma è altrettanto chiaro che oggi vi sia la volontà di agire. Nell'ambito dei progetti europei Green Deal e Next Generation EU, ambiente e salute delle persone si pongono come priorità per la ripartenza post-Covid19. Que-

ste iniziative hanno rimesso al centro l'importanza di investire nell'economia reale (ossia quella relativa alle attività delle imprese ed i beni produttivi "reali" contrapposta all'economia finanziaria che dovrebbe fornire servizi a supporto della prima) e nei prossimi anni indirizzeranno oltre €1.000 miliardi verso progetti sostenibili, combinando la leva di capitali pubblici e stimoli fiscali nazionali con il capitale privato paziente di investitori istituzionali.

Su questo fronte, l'Italia dispone già di un potente strumento di azione, il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima in fase di approvazione da parte della Commissione Europea) che potrebbe mobilitare in 10 anni circa €1.200 miliardi di nuovi investimenti pubblici e privati in Italia dedicati alla transizione energetica e ambientale e a progetti di efficienza energetica, rinnovabili distribuite, mobilità sostenibile ed economia circolare. Da ultimo, ad inizio dicembre è stato anche approvato il PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza), detto anche Next Generation Italy, con una dotazione di €196 miliardi di cui circa €80 miliardi di fondi pubblici destinati esclusivamente a finanziare investimenti addizionali per una rivoluzione verde in ambito energetico ed ecologico.

Un tale shock di investimenti sostenibili segnerebbe una forte discontinuità rispetto al passato e contribuirebbe a una crescita reale, con impatti economici e ambientali eccezionali sull'intero indotto produttivo della filiera energetica, quali la nascita di start-up innovative su nuove tecnologie (greentech), dei

servizi pubblici locali più virtuosi (smart cities), una riqualificazione del patrimonio immobiliare più sostenibile (smart buildings) e una maggiore competitività delle aziende in settori industriali strategici che ridurrebbe la stretta dipendenza energetica dalle fonti fossili (carbon neutral) e garantirebbe una costante riduzione dei livelli di inquinamento da PM 10 e PM 2.5 nei centri urbani.

Finora sono stati mossi nella giusta direzione passi indispensabili, ma non sufficienti. Due nodi devono ancora essere sciolti. Devono cessare da una parte i continui ritardi nelle fasi autorizzative ed esecutive dei progetti in ambito pubblico e privato a livello nazionale e/o regionale, e dall'altra l'incertezza circa tempistiche e disponibilità di adeguati strumenti di finanza pubblica provvisti di agevolazioni fiscali e incentivi. In particolare, tale incertezza sta allontanando l'Europa e l'Italia dal raggiungimento degli obiettivi di de-carbonizzazione dell'economia, vale a dire la riduzione del 55% delle emissioni di CO2 in Europa entro il 2030.

Superbonus e fondi di investimento

Da questo punto di vista, l'Italia negli ultimi 15 anni ha messo a punto con successo un portafoglio di misure incentivanti in ambito energetico, in particolare per l'efficienza energetica i sistemi dei certificati bianchi e dell'Eco-bonus sono stati considerati best practice a livello internazionale. Da questa consolidata esperienza, è stato ideato a maggio scorso un meccanismo fiscale denominato Superbonus con im-

portanti prospettive e aspettative sia per gli investitori che per gli operatori del settore energetico (Esco, Developer, General Contractors). L'obiettivo è riqualificare il patrimonio immobiliare ad uso residenziale in Italia costituito da 12 milioni di edifici dotati per il 70% di sistemi energetici obsoleti – tra i più energivori d'Europa pari a 180 kWh/mq – che generano più del 36% dei consumi energetici complessivi secondo i recenti dati elaborati dal Politecnico di Milano. Il potenziale di mercato dei lavori di riqualificazione energetica è stimato complessivamente di almeno €600 miliardi, secondo lo studio del Cresme pubblicato il 30 Novembre scorso, di cui almeno €40 miliardi dovrebbero essere coperti da incentivi pubblici per Superbonus / Ecobonus nei prossimi anni secondo il PNRR.

Il Superbonus – equivalente a un credito di imposta del 110% delle spese sostenute per gli interventi di riqualificazione energetica – differenzialmente dall'Ecobonus che copre percentuali di spesa dal 50% al 75% – ha grandi potenzialità per rilanciare l'economia reale della filiera di PMI del settore **edile-energetico** e dei professionisti: secondo le recenti stime di ANCE, Cresme e del Consiglio Nazionale Ingegneri¹, potrebbe generare un impatto economico addizionale tra i 3 e i 6 miliardi di euro solo nel 2021 in un comparto, quello edile, che ha contribuito

a creare valore nella produzione per circa €137 miliardi nel 2020. Tuttavia, quest'anno il Superbonus ha generato appena poche decine di milioni di euro, condizionato dalle incertezze per la proroga dell'incentivo oltre il 2021 in attesa della effettiva disponibilità dei fondi pubblici del Next Generation EU e dell'approvazione del PNRR e dalla necessità di avere una presenza sempre più importante di investitori istituzionali, fondi di investimento alternativo (FIA) e banche.

Ma perché è fondamentale il ruolo dei fondi di investimento e dei loro investitori come casse di previdenza, fondi pensione e assicurazioni, banche? Ecco la spiegazione. Il meccanismo di funzionamento del Superbonus è tale che il relativo credito di imposta potrebbe essere ceduto a questi investitori istituzionali, trasformando il credito d'imposta – seppur impropriamente – in un titolo green liquido e liquidabile a loro disposizione per ottimizzare le loro esigenze di tesoreria e di fiscalità; una sorta di green tax credit. In tal senso, i patrimoni di fondi pensione e compagnie assicurative possono beneficiare dei crediti da Superbonus supportando l'economia reale e la riqualificazione energetica anche per il tramite di fondi di investimento alternativo tematici di green private debt che agiscono da volano e interfaccia tra capitali pazienti e le PMI di settore.

¹ <https://www.lavoripubblici.it/news/2020/11/EDILIZIA/24705/Legge-di-Bilancio-2021-le-proposte-ANCE-su-Superbonus-110-opere-pubbliche-ed-edilizia-privata>

In un contesto dove le prime 4 banche italiane nel terzo trimestre hanno ridotto di più €60 miliardi i prestiti a imprese e privati, i fondi di investimento alternativo tematici di green private debt, tramite strumenti finanziari ad hoc e piattaforme digitali fintech, si pongono come soluzione ottimale per massimizzare la misura del Superbonus ed Ecobonus per due ordini di motivi. Il primo è operativo: è infatti attraverso i FIA che gli investitori istituzionali possono accedere in modo più efficiente all'acquisto di portafogli di crediti di imposta aggregati tramite interazione diretta con ESCO e General Contractors, con il supporto di professionisti di settore (Ingegneri, EGE, periti, asseveratori, etc.) e relative piattaforme operative.

Il secondo è finanziario: questi FIA tematici di debito rappresentano un canale complementare a quello bancario per finanziare velocemente tramite strumenti dedicati la crescente mole di capitale necessario per investimenti e circolante richiesto dalle PMI di settore, che dovranno realizzare gli interventi di efficientamento energetico. Le PMI, infatti, possono ottenere la liquidità immediata per avviare i lavori a loro commissionati a fronte della futura cessione dei crediti di imposta. Ciò è molto importante poiché sussiste il concreto rischio che numerose aziende con bilanci sani ed elevate competenze siano costrette a rifiutare diverse commesse in quanto non hanno sufficiente liquidità e/o disponibilità di ulteriori affidamenti bancari a causa delle limitazioni derivanti dalla centrale rischi di Banca d'Italia.

E' evidente che questa tipologia di fondi di investimento alternativo di green private debt rappresenta a oggi una soluzione ottimale per tutti gli attori della filiera, seppur ancora poco diffusa in Italia, ma che vedrà finalmente l'avvio dell'operatività dalla prima metà del 2021 del primo FIA di diritto Italiano con una capacità di investimento fino a €200 milioni affiancando i più qualificati operatori del settore lungo l'intero territorio nazionale.

Se poi il Governo italiano potesse defiscalizzare i rendimenti per chi investe in questi specifici fondi tematici – in primis i fondi pensioni e casse previdenziali che gestiscono attivamente i contributi versati dai lavoratori italiani – si potrebbe generare un meccanismo perfetto per coniugare finanza, economia reale e sostenibilità ecologica.



Soft skills per energy manager

Dario Di Santo, direttore FIRE

L'indagine sul ruolo degli energy manager, pubblicata sull'ultimo rapporto FIRE, mostra che il problema della comunicazione fra i tecnici che si occupano dell'energia e il resto dell'organizzazione non solo rimane, ma anzi cresce rispetto a cinque anni fa. Chiaramente non è così per tutti, del resto le caratteristiche personali dei singoli energy manager e il loro inquadramento variano molto fra una struttura e l'altra, ma il dato è significativo, tanto più che si tratta di indagine costruite su campione statistico rigoroso, e non basata su risposte prese in modo casuale fra i nominati.

È un tema a mio avviso rilevante in quanto l'energy management è un'attività che ha due caratteristiche: è tecnica, nel senso che richiede competenze specifiche e riguarda tematiche non facilmente comprensibili per chi non ha avuto modo di occuparsene negli studi e sul lavoro, ed usualmente non fa parte delle attività primarie aziendali, o core business che dir si voglia. Questi due elementi fanno sì che non basti essere preparati e presentare progetti economicamente interessanti per vederseli approvare. La prima caratteristica citata, infatti, fa sì che gli interventi di efficientamento energetico siano frequentemente percepiti dai colleghi di altre funzioni come oscuri e rischiosi, mentre la seconda rende poco appetibile per i decisori – peraltro focalizzati su altre questioni – accollarsi tali presunti rischi.



La maggiore sensibilità delle imprese alle tematiche energetiche rispetto al passato e la progressiva diffusione della ISO 50001, per quanto su numeri piccoli rispetto al mondo delle imprese (siamo arrivati nel 2019 a circa 550 organizzazioni certificate), senza dubbio sta aiutando gli energy manager. Cionondimeno **rimane complicato fare passare le proprie proposte**, tanto più che un altro aspetto emerso dall'indagine FIRE è la riduzione dei nominati con budget autonomo da spendere per investimenti sulle tematiche di loro interesse.

Come uscirne? Due sono le tematiche che la FIRE sta spingendo da qualche tempo per favorire il superamento di questa barriera. La prima riguarda la quantificazione dei benefici non energetici collegati agli interventi di razionalizzazione dell'energia. Stiamo chiudendo in questi giorni i progetti pilota realizzati con ENI e HERA, volti a sperimentare sul campo la metodologia di diagnosi elaborata nell'ambito del progetto *M-Benefits*. I risultati sono molto interessanti e ci torneremo ad inizio 2021, in un'iniziativa dedicata. Attraverso la valutazione di dettaglio di tali benefici, che impattano aspetti direttamente legati al core business, non solo è possibile valorizzare meglio le proposte di investimento, ma si instaura una collaborazione molto più proficua e strutturata fra le diverse funzioni aziendali.

Il secondo aspetto riguarda invece le cosiddette soft skills, ossia quell'insieme di capacità sociali, emozionali, comunicative e caratteriali che consentono ad una persona di mettere a frutto nel migliore dei modi le proprie competenze tecniche

e di svolgere al meglio i propri incarichi. Non sta a me parlare della loro importanza, testimoniata non solo da diverse pubblicazioni e da quanto ci mette sotto gli occhi il quotidiano, ma dall'attenzione data al tema da chi organizza corsi di formazione per manager. Capita purtroppo che proprio i tecnici più preparati rischino di prestarvi poca attenzione, convinti che la loro competenza e conoscenza, unite alle proposte numeriche presentate, basti per decretare l'accoglimento delle proprie iniziative. Così non è però, intanto perché l'uomo compie spesso le proprie scelte su basi non razionali, poi perché le conclusioni tecniche che a ciascuno di noi sembrano inoppugnabili sono in realtà soggette a pareri discordi da parte di altri tecnici... e non tecnici (del resto siamo tutti stati sottoposti a un diluvio di pareri discordanti da parte dei vari virologi, più o meno di fama, in questi mesi di pandemia, a testimonianza che la scienza è tutt'altro che esatta, almeno finché non si tirano le somme dei fenomeni dopo qualche tempo che si sono conclusi).

Anche su questo fronte si può per fortuna intervenire. Chi non è dotato naturalmente di forte empatia e delle doti alla base delle capacità di negoziazione può imparare con l'osservazione e con appositi percorsi formativi, dopo aver messo in discussione alcuni aspetti del proprio modo di lavorare. In FIRE abbiamo pensato di contribuire al tema realizzando un primo corso sulla negoziazione per energy manager ed esperti in gestione dell'energia. Stiamo inoltre ragionando su altre iniziative per il futuro. Confidiamo che possiate indicarci altre opportunità utili per supportare le vostre attività.

L'eolico offshore in Italia: una risorsa concreta per l'autosufficienza energetica del nostro Paese ed una spinta all'economia nazionale

..... Davide Astiaso Garcia,
Segretario Generale ANEV

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili continua ad essere una priorità dell'Unione Europea in quanto è essenziale per contrastare la crisi climatica, aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, favorire l'occupazione e il coinvolgimento delle realtà locali e consentire di ridurre l'impatto ambientale associato al ciclo energetico.



L'Unione Europea ha adottato una serie di atti a sostegno delle fonti rinnovabili, che includono anche l'eolico offshore, tra i quali il Green Deal come nuovo meccanismo di finanziamento per promuovere le energie rinnovabili.

In quest'ottica, il Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) presentato dal Governo Italiano prevede un obiettivo per l'eolico offshore di 900 MW al 2030. Il raggiungimento di questo obiettivo oltre a contribuire alla produzione di energia rinnovabile per contrastare la crisi climatica in atto dovuta alle emissioni di gas serra, comporterebbe importanti ricadute anche in termini occupazionali e di aumento dell'indipendenza energetica del nostro Paese. Occorre però sottolineare che le più recenti tecnologie, basate sull'utilizzo di piattaforme galleggianti (floating offshore wind) permettono l'installazione di impianti anche in aree dove le batimetrie elevate non permettevano la progettazione di turbine con fondamenta fisse (bottom fixed), ampliando notevolmente le potenzialità di utilizzo dell'energia eolica nei mari italiani, caratterizzati da profondità superiori a quelle che hanno consentito le installazioni di turbine con fondamenta fisse nel mar Baltico e nel Mare del Nord.

Dagli studi fatti dall'ANEV si evidenzia, infatti, che i mari italiani godono di una notevole risorsa eolica offshore disponibile per contribuire alla transizione energetica in atto, in un'ottica di decarbonizzazione e indipendenza energetica. Nel particolare, il potenziale dell'eolico offshore nei mari italiani stimato dall'ANEV, partendo da un'analisi basata sulle tecnologie attuali/prevedibili è di 5,5 GW al 2030, cioè più di sei volte maggiore degli obiettivi del PNIEC. Ciò anche grazie ad imprese italiane che già hanno un'esperienza matura nel settore e sviluppano tecnologie nazionali innovative e all'avanguardia.

Di conseguenza, gli obiettivi del PNIEC sull'eolico offshore dovranno essere significativamente rivisti al rialzo sulla base delle nuove tecnologie flottanti vicine alla maturità tecnologica: una percentuale significativa degli obiettivi Piano può essere raggiunta tramite l'eolico offshore. Anzitutto, prendendo atto che l'emanazione del DM FER2 sarà imminente, è fondamentale avere un contingente per l'eolico offshore estremamente importante in termini di MW, considerando che la taglia media di un parco offshore è di alcune centinaia di MW (tra i 300 e i 500 MW ciascuno), per evitare il rischio di far morire un comparto prima ancora che nasca nel nostro Paese.



Il Manifesto per lo sviluppo dell'eolico offshore in Italia

Lo sviluppo dell'eolico offshore contribuirebbe positivamente anche alla crescita del PIL italiano; in particolare gli impianti di grossa taglia permetteranno di mitigare l'LCOE (il costo livellato dell'energia) a beneficio delle economie di scala. In aggiunta, l'installazione di impianti offshore in siti idonei può contribuire, anche grazie a processi partecipati che includano settori economici interessati, come quello della pesca artigianale, ad impedire attività a maggiore impatto ambientale e creare le condizioni per una gestione sostenibile delle risorse del mare.

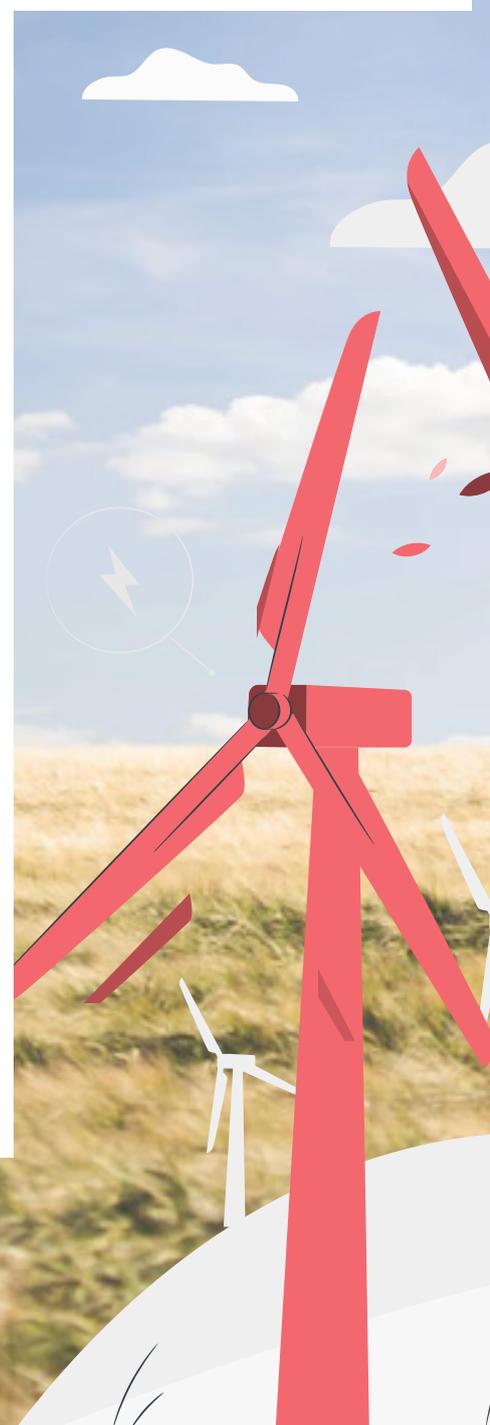
Consapevole quindi delle enormi potenzialità dell'eolico a mare, ANEV ha firmato, unitamente a Legambiente, Greenpeace e Kyoto Club, il Manifesto per lo sviluppo dell'eolico offshore in Italia, nel rispetto della tutela ambientale e paesaggistica, in cui le parti hanno deciso di avviare azioni comuni di sostegno all'eolico offshore impegnandosi a supportare lo sviluppo di questa tecnologia nel rispetto dell'ambiente e del paesaggio, al fine di poter utilizzare il potenziale di energia pulita da fonte eolica presente nei nostri mari.

Nel Manifesto, viene sottolineata l'esigenza che il processo di sviluppo dell'eolico offshore sia gestito in modo da ridurre al minimo gli impatti sull'ambiente e garantire al contempo la massima trasparenza e informazione intorno ai progetti, per mitigare gli impatti ambientali e paesaggistici più importanti negli specifici siti. Le attenzioni progettuali dovranno includere la minimizzazione delle modifiche dell'habitat bentonico in fase di cantiere e di esercizio, il ripristino degli ambienti alterati nel corso dei lavori di costruzione e la restituzione alla destinazione originaria delle aree di cantiere, nonché la possibilità di individuare all'interno dei parchi aree di ripopolamento di flora e fauna. Particolare attenzione dovrà essere posta alla presenza degli "habitat prioritari" riportati nell'allegato I della Direttiva Habitat (Dir. n. 92/43/CEE), come ad esempio le praterie di Posidonia Oceanica, nonché alle aree corridoio per l'avifauna migratoria interessate da flussi costanti nei periodi primaverili e autunnali, alle Aree Marine Protette ed alle aree archeologiche.

Posizionamento dell'eolico offshore in Italia

Per minimizzare o annullare l'impatto visivo degli impianti eolici offshore, occorre considerare che oltre i 15 km dalla costa i parchi eolici sono quasi invisibili dalla costa. Grazie alle piattaforme galleggianti si potrebbero quindi sfruttare grandi potenziali a distanze superiori ai 15 – 20 km.

Per fare un esempio concreto, è stato recentemente definito dall'esperto energetico Alex Sorokin, un programma nazionale decennale per lo sviluppo dell'eolico offshore in Italia con l'obiettivo di coprire il 10% del fabbisogno energetico nazionale. La potenza eolica necessaria è di circa 10 GW, che, utilizzando turbine da 14 MW, corrisponde all'installazione di circa 700 turbine in dieci anni. L'acciaio richiesto ogni anno per realizzare 70 turbine l'anno è di 200 mila tonnellate, ovvero il 5% del mercato della produzione dell'acciaieria di Taranto. I posti di lavoro creati in Italia nell'industria eolica, elettromeccanica, dell'acciaio e nella cantieristica è di oltre 20.000 addetti, molti dei quali nelle aree portuali del mezzogiorno. Il totale dei costi d'investimento sarebbe di 2 miliardi all'anno che si ripagherebbe a regime attraverso l'energia prodotta.



Ad esempio, è stato stimato che le aree del mare della Sardegna con profondità adatte all'eolico galleggiante, cioè tra i 150 e gli 800 metri di profondità, occupano circa 5.000 km², lontani almeno 20 km dalla costa sarda, quindi ad una distanza alla quale le turbine installate sarebbero quasi invisibili. Con un programma decennale di sfruttamento del 25% di tali aree adatte si potrebbero installare 700 turbine da 14 MW (70 all'anno). L'energia producibile sarebbe di 30 TWh anno, ovvero tre volte il fabbisogno elettrico sardo e circa il 10% del fabbisogno elettrico nazionale italiano. Le ricadute economiche per la Sardegna per l'export di energia verso l'Italia peninsulare e la Francia, sarebbe di circa 1,8 miliardi l'anno, ovvero il 5% del PIL sardo. I posti di lavoro che si creerebbero per la logistica e posizionamento di turbine a mare sarebbero di circa 10.000. Inoltre, la manutenzione comporterebbe ulteriori 5.000 posti di lavoro. Con un piano del genere la Sardegna diventerebbe inoltre autosufficiente energeticamente e senza importare più combustibili fossili.

Affinché tutto ciò si possa concretizzare, occorre però garantire un percorso chiaro e trasparente di informazione e confronto sui progetti di nuovi impianti eolici offshore con le istituzioni nazionali e locali, con gli stakeholder territoriali tra cui operatori turistici e pescatori, in modo da approfondire e affrontare criticità e potenzialità di questi impianti per i territori coinvolti e valorizzare il loro contributo come previsto dal PNIEC.

Falck Renewables e S.V. Port Service, un accordo per lo storage in Italia

Siglato l'accordo per l'analisi e il potenziale sviluppo di soluzioni di accumulo elettrico tra Falck Renewables - Next Solutions - divisione di Falck Renewables dedicata alla gestione dell'energia - e S.V. Port Service: società fornitrice di servizi nei porti di Savona e Vado Ligure che, in qualità di concessionario, ha in capo la gestione delle micro-reti elettriche nei due porti.

Il progetto prevede l'installazione di un sistema di storage in prossimità della stazione elettrica che alimenta la piattaforma logistica del porto, attraverso il quale è possibile partecipare ai mercati energetici ancillari. Il progetto prevede l'utilizzo di un software avanzato di Energy Management System per il DSM (Demand Side Management) che permetterebbe una migliore gestione dei carichi elettrici in consumo.

La proposta, della durata di 10 anni e alla cui progettazione stanno lavorando diverse professionalità di Falck

Renewables, prevede soluzioni in grado di potenziare l'offerta dei servizi di rete erogati dal sito e ottimizzare la relativa domanda energetica.

"Abbiamo trovato in S.V. Port Service un partner proattivo e consapevole del valore sperimentale della proposta. Si tratta di un progetto che può fare da apripista per lo sviluppo dei sistemi di storage nelle sedi portuali", spiega Marco Cittadini AD di Falck Renewables- Next Solutions. "Il progetto mette le fondamenta per creare una micro-rete nell'area, in grado di diventare soggetto attivo nell'erogazione di servizi di rete e nell'ottimizzazione della domanda energetica interna." conclude Cittadini.

L'iniziativa è perfettamente allineata ai traguardi previsti dal Piano nazionale integrato energia e clima (Pniec) per cui la produzione da fonti rinnovabili dovrà più che triplicare entro il 2030; per questo bisognerà stimolare la crescita dei sistemi di storage contribuendo così alla stabilità della

rete, condizione necessaria anche per il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica previsti dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile.

Next Solutions è la divisione di servizi del Gruppo Falck Renewables (player internazionale delle energie rinnovabili, con oltre 1GW di potenza installata nel mondo e 2,5GW di assets gestiti). Grazie all'esperienza e alla solidità del Gruppo a cui appartiene, alla capillare presenza lungo tutta la filiera dell'energia, Next Solutions opera a fianco di produttori e consumatori (Pubblica Amministrazione, Industria e Terziario, Comunità locali) per uno sviluppo energetico trasparente, efficiente e sostenibile. Attraverso 3 differenti aree operative (Energy Solutions, Energy Management, Smart & Digital Solution) è in grado di offrire un servizio completo e soprattutto "tailor-made", sia dal punto di vista tecnologico, sia finanziario.

Libera Brand Building per Falck
Renewables - Next Solutions
Barbara Rauseo
ufficiostampa@bebit.it
T. 338.7731501

Studio: donne, under 78 e condomini più attenti all'efficienza energetica

La ricerca dell'Università Statale di Milano ed Enea su comportamenti individuali e comunitari

A cura di Adnkronos/PROMETEO

Donne, under 78 e condomini più attenti ai temi legati all'efficienza energetica e della lotta agli sprechi. Lo rileva lo studio "L'energia tra valori individuali e comunitari" che analizza i comportamenti ambientali e i consumi energetici delle famiglie alla luce della psicologia ambientale e delle scienze sociali applicate, secondo capitolo della collaborazione tra Università Statale di Milano (cattedra di Psicologia Sociale) e dipartimento Unità Efficienza Energetica dell'Enea, nell'ambito della campagna nazionale sull'efficienza energetica "Italia in Classe A", promossa dal ministero dello Sviluppo Economico e realizzata da Enea.

Ad emergere è che, in Italia, i comportamenti virtuosi sono più diffusi tra le donne che tra gli uomini, in quanto le prime percepiscono in maniera più intensa l'efficacia e l'impatto positivo delle azioni individuali. Questo si traduce in pratiche quotidiane concrete, mentre nel ge-

nere maschile prevale lo scetticismo riguardo al reale impatto dei comportamenti sul sistema sociale nel suo complesso.

Per quanto riguarda le fasce di età, la maggiore adesione ad un'etica sostenibile e un'apertura più ampia al cambiamento si registra nella fascia di età 18-37 anni anche per quanto riguarda i temi della mobilità e della condivisione dei servizi, mentre tra gli over 78 prevale un'attenzione di carattere economico nel minimizzare gli sprechi di acqua ed elettricità.

Dal report emerge inoltre la tendenza nel dotarsi di un numero inferiore di apparecchi ed elettrodomestici (-16,3%, a parità di dimensione del nucleo familiare) da parte di famiglie 'ad alta sostenibilità', cioè quelle che dichiarano un approccio valoriale maggiormente orientato alla salvaguardia ambientale.

Si riscontrano differenze sostanziali anche nei comportamenti di chi vive all'interno dei condomini rispetto a chi risiede in abitazioni indipendenti. Lo studio evidenzia come il contesto condominiale si presenti come un ambiente più favorevole a una minor presenza di elettrodomestici e a consumi più orientati all'innovazione. Questo grazie alla metratura più ridotta delle singole abitazioni, alla possibilità di condividere i sistemi di riscaldamento e alla distribuzione geografica dei condomini, decisamente più diffusi nei grandi centri urbani.

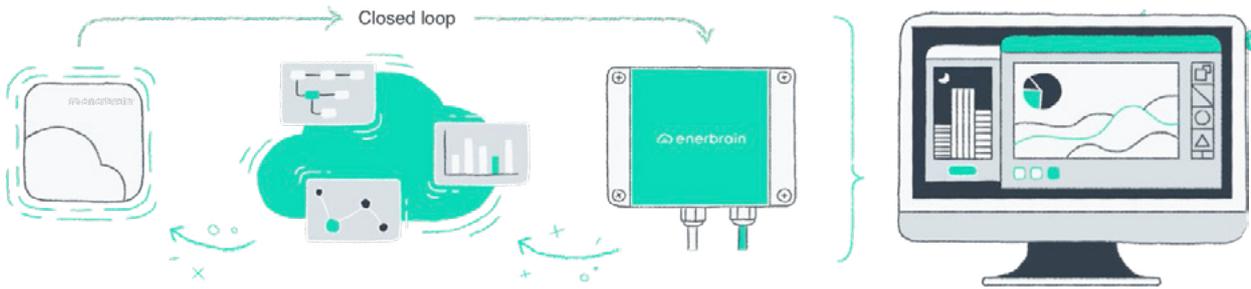
Le differenze maggiori riguardano gli interventi per ridurre i consumi energetici, messi in atto in misura maggiore nei condomini, dove oltre il 59% degli intervistati ha indicato di aver effettuato almeno un intervento per risparmiare energia negli ultimi cinque anni, contro il 21% di chi vive nelle abitazioni indipendenti. Al contrario, la percentuale di interventi stimolati dagli incentivi economici appare maggiore per chi vive all'interno di abitazioni indipendenti (40%) rispetto a chi abita nei condomini (32%).

L'analisi è stata condotta su un campione di residenti in Lombardia di cui sono stati esaminati azioni e interventi messi in atto negli ultimi cinque anni per ridurre la propria bolletta energetica. In particolare lo studio evidenzia come all'interno di un unico nucleo familiare spesso convivano diverse subculture energetiche, derivanti da variabili come genere, età, tipologia di abitazione e impegno sui temi della sostenibilità.

Rendi più intelligente il tuo edificio

Enerbrain ti supporta e ti guida verso la soluzione migliore per te.

Scopri come



Edifici più salubri & consumi ottimizzati.

Risultati:

- 30% risparmi energetici
- riduzione emissioni CO₂
- comfort per gli occupanti

Il team EGE di Enerbrain ti guida dall'inizio alla fine con una soluzione che ha i seguenti vantaggi:

- non intrusiva (nessun fermo impianto)
- payback veloce
- soluzione completa chiavi in mano
- supporto 24/7

Sensori

Monitoraggio:

Monitorano tutti i dati energetici in un edificio. Questo rende visibili i flussi energetici in modo dettagliato all'interno dell'edificio.

Algoritmi

Analisi:

Dall'analisi olistica dei dati rilevati e da un'approfondita conoscenza del comportamento energetico dell'edificio e delle persone che vi abitano, l'algoritmo individua le opportunità di miglioramento.

Controllo

Attuazione:

Le operazioni adesso ottimizzate vanno comunicate agli attuatori o il sistema di controllo dell'edificio.

Visualizzazione

Pannello di controllo:

Le operazioni adesso ottimizzate vanno comunicate agli attuatori o il sistema di controllo dell'edificio.

FIRE

FEDERAZIONE ITALIANA PER
L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA

INVESTI sul tuo FUTURO con l'ENERGIA giusta

Supporta la FIRE. Associati per il 2021



"Raggiungere gli SDG collegati all'energia e al clima, definire **modelli di business sostenibile**, rispondere agli obiettivi comunitari su energia e ambiente: **l'uso razionale dell'energia** è la chiave per riuscirci e con l'aiuto di FIRE lo puoi fare! Sostienici per aiutarci a **creare le condizioni per realizzare la transizione energetica** e per indirizzarti nelle tue azioni di "energy management!"

