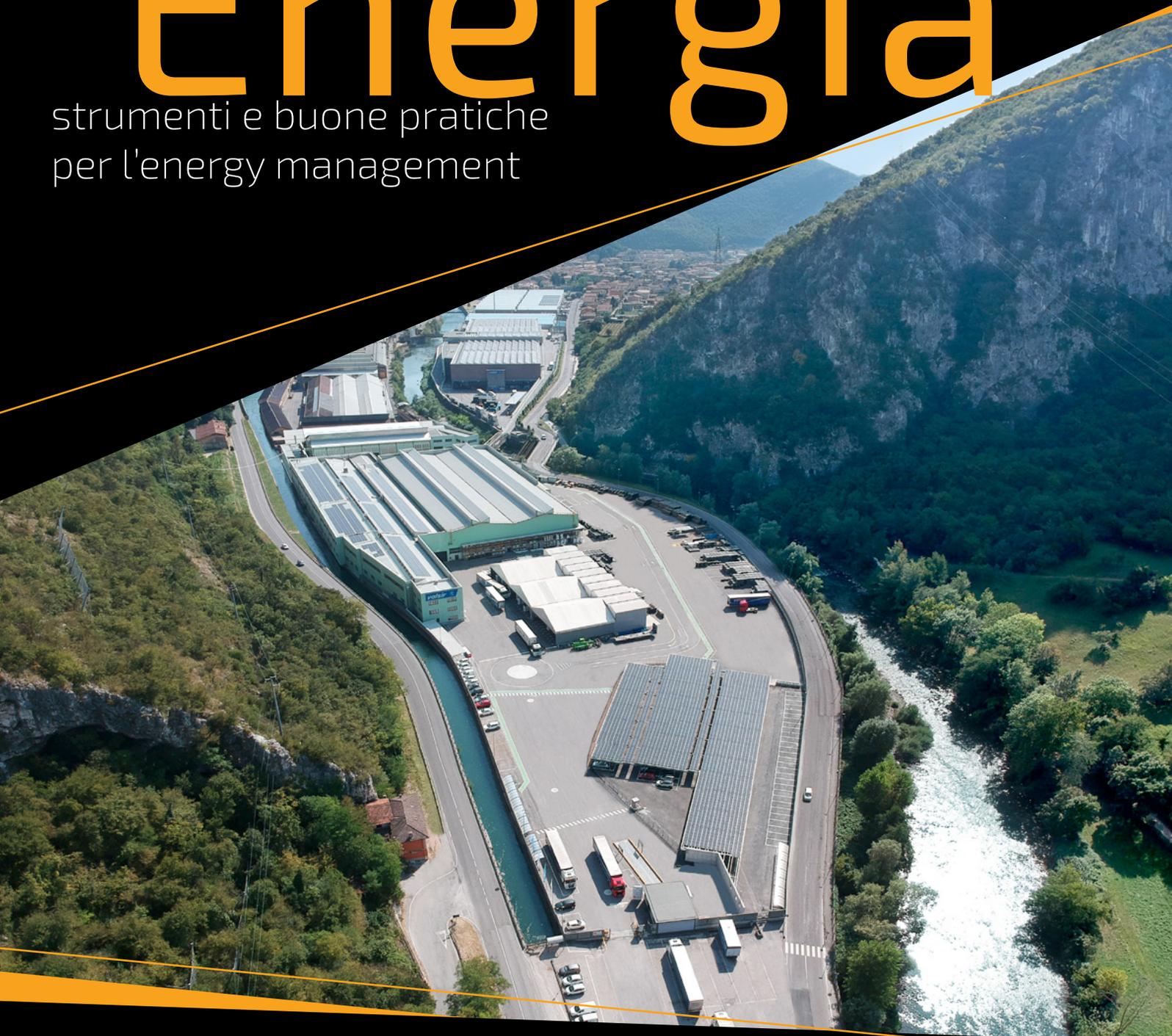


Gestione Energia

strumenti e buone pratiche
per l'energy management



FIRE
3/2022

fOCUS

La diffusione del fotovoltaico
nelle imprese



Accelerated Active Transition

La progettazione al centro
della transizione energetica

CONCORSO DI IDEE 2022

La progettazione ha un ruolo centrale nella transizione energetica. Una progettazione “all-round” che guarda alla produzione ed all’utilizzo dell’energia, al mondo termico ed elettrico, alla climatizzazione ed alla mobilità.

Il **Concorso di Idee Viessmann 2022** è il contest che premia i progetti che hanno una visione di sistema atta a massimizzare l’efficienza globale nel contesto in cui si opera.

Partecipare è semplice! **Fino al 30 novembre** candida i progetti che meglio rappresentano le tue proposte di progettazione efficiente. Viessmann ti premia!



Scopri come partecipare e
i premi in palio!



Accelerated
Active Transition

www.fire-italia.org

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

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

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

FIRE - Federazione italiana per l'uso razionale dell'energia - è un'associazione giuridicamente riconosciuta senza scopo di lucro fondata nel 1987 per promuovere l'uso efficiente dell'energia e le fonti rinnovabili nell'ottica della sostenibilità ambientale. La Federazione ha oltre 300 associati fra imprese e professionisti che coprono tutta la filiera del mercato dell'energia (produttori di tecnologie, produttori di energia, utility ed ESCO, grandi imprese ed enti, professionisti attivi nel settore dell'energia). Dal 1992 gestisce le nomine degli energy manager su incarico a titolo non oneroso del Ministero della transizione ecologica ai sensi della legge 10/1991 ed è accreditata attraverso il SECEM per la certificazione degli esperti in gestione dell'energia (EGE) in accordo con la norma UNI CEI 11339.

Direttore responsabile
Giuseppe Tomassetti
tomassetti@fire-italia.org

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

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

Coordinamento di redazione
Micaela Ancora
ancora@fire-italia.org
tel. 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 VII N. 3/2022
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.

Foto di copertina gentilmente concessa da VALSIR

6

Editoriale

Le PMI e il fotovoltaico

di Giuseppe Tomassetti

8

Prima pagina

Sburocratizzare le rinnovabili e puntare sulle tecnologie efficienti: step essenziali per affrontare il caro energia e la transizione ecologica

Intervista a Simone Togni, Presidente - ANEV

10

Best practice e professione

La YKK MEDITERRANEO ed il suo percorso di efficienza energetica (storia di successo "obbligato")

Cristina Mendes, Energy Manager - YKK MEDITERRANEO

Valentino Scaramucci, Procuratore e Direttore Acquisti - YKK MEDITERRANEO

16

Economia circolare e business: ridurre l'utilizzo di risorse grazie alla gestione del ciclo di vita del prodotto

Luigi Salerno, Country Manager - Aras Italia

22

Tecnologie e applicazioni

Batterie: il sodio come soluzione alternativa o integrativa al litio

Omar Perego, Project Manager

Stefano Marchionna, Project Manager

Tecnologie di Generazione e Materiali - RSE

fOCUS

La diffusione del fotovoltaico nelle imprese

28

L'autoconsumo da generazione fotovoltaica può rappresentare un aiuto per le PMI contro il rincaro delle forniture elettriche?

Michele Pellegrino Ricercatore di ENEA - Portici

33

Investire nel fotovoltaico aziendale nell'emergenza degli aumenti in bolletta

Arturo Matano, Ricercatore di ENEA - Portici

39

Autoconsumo, collettività di autoconsumatori e comunità energetiche

Marco Pezzaglia - Gruppo Professione Energia

43

Gli impianti fotovoltaici a servizio di utenze industriali: metodi di dimensionamento e valutazioni sulla resilienza energetica

Luca Tarantolo, EGE SECEM

Luca Riboli, Sales Account Transizione Energetica - Manni Energy

48

VALSIR e la produzione di energia da fotovoltaico in Valle Sabbia

Andrea Sbicego, Energy Manager - Valsir

54

Il fotovoltaico in autoconsumo e la vendita in rete nell'impresa italiana

Nicola Collarini - EGE SECEM

Paolo Mario Finzi - EGE SECEM

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



58 **Mercato trend e novità**
Investimenti: con Propel i progetti di efficienza energetica hanno un supporto in più

Eduardo Balekjian, Project Manager - Joule Assets Europe

62 **L'Osservatorio**
Imprese ed energia: puntiamo sulla diagnosi energetica e sul lean management

di Antonella Castelli - Energy Manager

64 **Politiche programmi e normative**
Certificati Bianchi. Dalle lampadine a basso consumo alle dichiarazioni pretese ex post: l'infelice epilogo di un meccanismo virtuoso

Anna Maria Desiderà, Avvocato cassazionista - Rödl & Partner

68 **News**
Capital Dynamics in Italia - opportunità e sfide nel mercato delle rinnovabili

69 **News Adnkronos/PROMETEO**
10 azioni per risparmi energetici nella PA

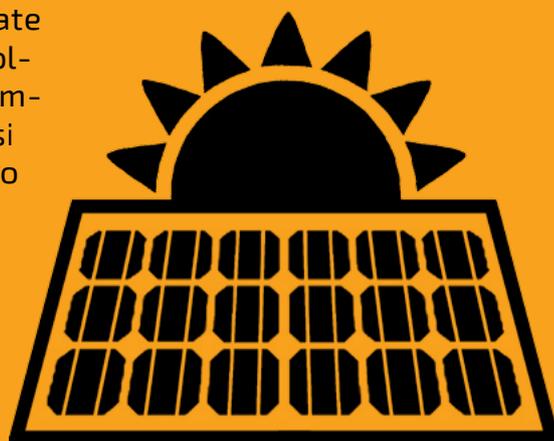
Editoriale

di Giuseppe Tomassetti

Le PMI e il fotovoltaico

Nel passato decennio le PMI si erano mostrate poco interessate alle potenzialità del fotovoltaico, verosimilmente per l'alto costo degli impianti e la resistenza psicologica ad affidarsi ad una fonte aleatoria per coprire anche solo parte del proprio fabbisogno, sostanzialmente integrativa rispetto al servizio della rete e non alternativa.

Oggi, con il costo del fotovoltaico fortemente ridotto, l'attuale situazione di altissimi prezzi dell'elettricità ha fatto sco-



prire l'autoconsumo di elettricità fotovoltaica come opportunità per ridurre drasticamente i costi energetici, sia pur solo in parte. I tempi di ritorno degli investimenti sono inferiori ai tre anni.

L'aleatorietà del fotovoltaico ha ormai limiti assodati, la produzione annuale, distribuita nelle 4000 ore di insolazione va da 1000 a 1400 kWh per kW di potenza nominale, in funzione della latitudine; impianti di qualità, ben orientati e ben mantenuti, hanno una potenza massima operativa attorno al 70-80% della nominale, mentre per 1400 -2000 ore all'anno la potenza è superiore al 50% della nominale. La produzione nei mesi invernali è circa 2/5 di quella nei mesi estivi. L'orientamento dei pannelli va stabilito tenendo conto del diagramma di carico, ad esempio un centro commerciale con forte consumo pomeridiano per condizionamento vorrebbe un orientamento ad Ovest non a Sud.

L'obiettivo degli impianti è l'autoconsumo diretto, così si installa in genere una potenza fotovoltaica inferiore al picco di consumo; se il consumo si riduce per il pranzo e si annulla nei weekend e nelle ferie l'autoconsumo scenderà sotto il 60-70%, le eccedenze andranno in rete. Nelle utenze fotovoltaiche residenziali comincia a diffondersi l'impegno di batterie per l'accumulo, anche per lo stimolo del 110%. L'impiego di accumuli permetterà di installare potenze fotovoltaiche superiori alla potenza richiesta dallo stabilimento, con l'obiettivo di mantenere alta

la quota da autoconsumo fotovoltaico e aumentare la quota di consumi globali coperta dal fotovoltaico, ma non potrà permettere lo stoccaggio stagionale dall'estate all'inverno.

Aumentare la potenza fotovoltaica può richiedere più superficie rispetto a quella dei tetti ben orientati e dei parcheggi; recenti sviluppi della normativa e della tecnologia possono dare un contributo a questo problema. È stato semplificato il processo autorizzativo per l'installazione su terreni agricoli circostanti stabilimenti ed aree industriali.

I nuovi impianti in aree agricole non saranno più tutti fissi a terra, sono stati sviluppati sistemi di movimentazione dei pannelli con inseguimento del sole che permettono di appiattire il diagramma orario di generazione, aumentando la produzione annuale del 30% con 6-7 ore a potenza quasi costante nei mesi estivi (vedi l'articolo dell'ing. Pellegrini); per evitare l'ombreggiamento reciproco i filari, orientati nord-sud, vanno spazati tra loro permettendo così di continuare le attività agricole. Sono in arrivo sul mercato pannelli bifacciali che possono essere semplicemente appesi verticali lungo un meridiano, il loro diagramma di generazione presenta due massimi, uno in tarda mattina, un secondo nel primo pomeriggio; la fabbrica in costruzione a Catania prevede di produrne 3000 MW/anno a partire dal 2024.

Le difficoltà del momento sono nelle consegne dei componenti.

Sburocratizzare le rinnovabili e puntare sulle tecnologie efficienti: step essenziali per affrontare il caro energia e la transizione ecologica

di Micaela Ancora

..... Intervista a Simone Togni, Presidente - ANEV



prima pagina

Presidente di cosa abbiamo bisogno oggi in Italia per concretizzare l'affermarsi delle rinnovabili?

Abbiamo bisogno di sburocratizzazione. Ovvero di un quadro normativo certo e iter autorizzativi più veloci. Negli ultimi cinque anni in Italia si sono accumulati oltre 9.000 MW di autorizzazioni di impianti eolici e fotovoltaici a causa dei costanti dinieghi delle Soprintendenze del Ministero della Cultura. In fase di autorizzazione devono esprimersi sul progetto 40 soggetti e se tra questi l'unico parere negativo è quello della Soprintendenza, allora, la decisione viene rimpallata al Consiglio dei Ministri.

Visto che dal 2017 ad oggi il 98% dei procedimenti presentati alla VIA nazionale hanno ricevuto un parere negativo da parte del Ministero della Cultura, è evidente che le scelte si fondano su un pregiudizio verso le rinnovabili.

Dobbiamo superare questo stallo per il bene del nostro Paese. Si pensi che se fossero stati autorizzati anche solo due terzi di quei progetti nei tempi previsti dalle normative europee, oggi avremmo praticamente azzerato la nostra dipendenza dal gas russo.

Da vent'anni ANEV rappresenta l'industria del vento. In questo lasso di tempo l'eolico si è affermato in modo adeguato? Cosa va cambiato per fare meglio e raggiungere o superare gli obiettivi al 2030?

La crescita dell'eolico negli ultimi anni si è notevolmente rallentata. Oggi ci attestiamo sugli 11.035 MW. Ma come detto oltre 9.000 MW sono bloccati in Consiglio dei Ministri. Se non si dovesse procedere in tempi rapidi al superamento di questo assurdo blocco, la transizione ecologica non si raggiungerà nei tempi necessari a combattere le attua-

li criticità climatiche, ambientali ed economiche che riguardano la produzione di energia elettrica. I mutamenti climatici, infatti, sono sempre più evidenti e la riduzione di CO2 in atmosfera si raggiunge eliminando l'utilizzo delle fonti fossili. L'inquinamento atmosferico, che secondo l'Istituto Superiore di Sanità provoca oltre 70 mila morti premature all'anno solo in Italia, deve essere combattuto con l'utilizzo di fonti pulite. Non si riuscirà a sbloccare l'iter autorizzativo di queste fonti pulite (oggi ci vogliono oltre cinque anni per autorizzare un parco eolico) riportando a tempistiche accettabili il processo amministrativo per la realizzazione di tali opere, non avremo più un paesaggio da tutelare. La desertificazione e l'innalzamento dei livelli delle acque marine impatteranno infatti in modo irreversibile sul suolo nazionale e le conseguenze, anche turistiche, saranno drammatiche.

Di cosa abbiamo bisogno per affrontare il caro energia?

La soluzione per affrontare il caro energia è puntare sulle rinnovabili, eolico e fotovoltaico, che hanno costi più bassi delle fonti fossili. La vera arma contro l'aumento del prezzo del gas e dell'energia sono le energie rinnovabili ed è su queste che dobbiamo puntare. Inserire un tetto al prezzo del gas e all'energia elettrica prodotta con il gas, come in molti auspicano, non è la strada giusta, evitare invece le speculazioni sì. Servirebbe quindi un meccanismo che consentisse di remunerare ogni fonte per quello che è il costo effettivo, in questo modo si potranno scegliere le tecnologie più efficienti. Va da sé che nel costo delle tecnologie dovremmo inserire anche i costi ambientali, come l'inquina-

mento e i cambiamenti climatici, che oggi non ci sono.

Negli ultimi 10 anni si è verificato un crollo dei costi della produzione di energia da fonti rinnovabili e la tecnologia le ha rese più efficienti. Non sono quindi i costi l'ostacolo alla realizzazione di un sistema elettrico completamente decarbonizzato, insieme alla indispensabile elettrificazione del sistema energetico nel suo complesso. Ma anzi i bassi costi delle rinnovabili rappresentano proprio la soluzione al caro energia e il modo per svincolarci dal gas estero.

Abbiamo appena chiuso la parentesi elettorale. Cosa augura/chiede al nuovo Governo?

L'azione di Governo è fondamentale per invertire la rotta, basti pensare ai tanti MW bloccati dalle Soprintendenze che spetta alla Presidenza del Consiglio dei Ministri sbloccarli o respingerli. Sarebbe sufficiente che venissero autorizzati quelli che garantiscono un livello progettuale adeguato e che prevedono l'obbligo di ripristinare il paesaggio al termine della vita utile dell'impianto. Esiste infatti, per i progetti eolici, l'obbligo di smontaggio e ripristino dello stato ante operam dopo la fine della vita operativa del progetto; questo ovviamente consentirebbe oggi di intervenire in maniera più efficace, in quanto, a fronte di una emergenza energetica e ambientale quale quella che viviamo, questa soluzione sarebbe comunque temporanea. Se nel frattempo avremo risolto la questione energetica con altre tecnologie oggi non ancora mature (si parla tanto di nucleare) tra venti anni smonteremo le pale eoliche e beneficeremo delle nuove tecnologie disponibili.

Best practice e professione

La YKK MEDITERRANEO ed il suo percorso di efficienza energetica (storia di successo "obbligato")

..... Cristina Mendes, Energy Manager - YKK MEDITERRANEO

Valentino Scaramucci, Procuratore e Direttore Acquisti - YKK MEDITERRANEO

La filiale italiana del Gruppo giapponese YKK, leader al mondo nella produzione delle ZIP, può considerarsi un esempio di organizzazione e gestione d'impresa ed un modello di standardizzazione dei processi produttivi. Deve lo start del suo percorso green alla diagnosi energetica che, divenuta obbligatoria nel 2015 con il Decreto Legislativo 102/2014, introduceva per tutte le grandi aziende, ed in particolare per quelle energivore, l'obbligo dell'analisi dei propri consumi energetici.

La componente energetica, sia elettrica che termica, rappresenta da sempre per l'azienda, insediatasi ad Ascoli Piceno nel 1978, uno dei principali fattori di produzione nell'ambito dei processi di trasformazione delle materie prime in prodotti.

La diagnosi condotta da professionisti del settore, sviscerando nel profondo i nostri comportamenti energetici, ha messo in risalto tutte le inefficienze energetiche e ci ha fatto prendere coscienza della cruda realtà suggerendoci una serie di attività senza e con investimento.

Da lì in poi è stato un crescendo in un percorso virtuoso fatto di confronti, valutazioni, studio, verifiche, scelte che ci hanno portato oggi ad affrontare l'attuale crisi energetica con un notevole vantaggio competitivo.





La nomina dell'energy manager che, seppur esterno, collabora a stretto contatto con le più alte funzioni aziendali rappresenta un ulteriore punto di forza nell'ambito dell'individuazione dei progetti, valutazione dei costi / benefici degli stessi, inclusa la necessità di autorizzazioni e di presenza di eventuali incentivazioni. Il calcolo accurato del R.O.I. (Return On Investment) accompagna comunque ogni proposta di cambiamento e la relativa decisione che in un Gruppo della nostra dimensione può a volte richiedere anche l'approvazione di Casa Madre.

Relamping illuminotecnico (anno 2016)

Siamo partiti nel 2016 con la sostituzione nei reparti produttivi di 1720 plafoniere tradizionali con plafoniere a LED. L'intervento ci consente di risparmiare annualmente circa 500.000 kWh con una mancata emissione in atmosfera di 140 tonnellate di CO₂. Abbiamo ottenuto inoltre un totale di 601 Titoli di Efficienza Energetica nel corso dei 5 anni di rendicontazione del progetto e l'investimento è rientrato in poco più di 2 anni.

Ottimizzazione sala compressori ed analisi delle perdite con telecamera acustica (anno 2017 e 2022)

Abbiamo proseguito poi con l'ottimizzazione della sala compressori nel 2017, sostituendo un compressore a giri fissi con un compressore ad in-

verter. Tale intervento ci ha permesso di risparmiare ulteriori 45.000 kWh/anno circa.

Ad aprile 2022, a seguito di una campagna di monitoraggio, la produzione di aria compressa è stata resa ulteriormente più efficiente con la sostituzione del compressore primario da 200 kW con un compressore da 90 kW, che affiancato dal compressore secondario ad inverter, garantirà il fabbisogno di aria compressa dello stabilimento, riducendo però il consumo energetico di ulteriori 120.000 kWh/anno.

Sempre sull'aria compressa, a maggio 2022, abbiamo effettuato il monitoraggio con telecamera acustica per la ricerca delle perdite d'aria in tutti i reparti produttivi. A seguito della riparazione delle perdite individuate risparmieremo 3.190 l/min con un risparmio energetico annuo di circa 200.000 kWh, equivalente a 20% del nostro attuale consumo della sala compressori.

Cogenerazione ad Alto Rendimento (anno 2018)

Nel 2018 abbiamo installato un impianto di trigenerazione di potenza nominale 1.501 kW elettrici e potenza termica recuperabile di 1.589 kW. L'energia termica recuperata viene utilizzata per produrre vapore di processo per il reparto Galvanica e acqua calda; quest'ultima utilizzata sia per il riscaldamento di parte degli ambienti sia per l'alimentazione dell'assorbitore, che a sua volta ci fornisce 720 kW di energia frigorifera. L'energia frigorifera viene utilizzata nel processo del reparto Galvanico e Pressofusione oltre che per la

climatizzazione estiva di parte dello stabilimento.

L'efficienza media del trigeneratore (da gennaio a giugno 2022) è di circa 40% per quella elettrica e 31,5% per quella termica. A inizio periodo di installazione (anno 2018-2019) l'efficienza elettrica era del 40% mentre quella termica era del 28% circa. Si è poi incrementato l'efficienza termica con altre forme di utilizzo rispetto a quella prevista da progetto (vapore che viene utilizzato in reparto galvanica per i bagni galvanici e acqua fredda per il raffreddamento degli stampi della pressofusione) utilizzando l'energia termica in avanzo per la climatizzazione invernale e estiva di parte dello stabilimento.

In soli tre anni di accesso al meccani-

simo dei certificati bianchi per la CAR abbiamo già ottenuto 1.445 TEE.

Recupero di calore dei forni (anno 2021)

A fine 2021 abbiamo realizzato il progetto di recupero termico dei fumi in uscita dai forni di pressofusione. Il progetto consiste nel recupero dell'energia termica contenuta nel flusso d'aria calda di aspirazione dei forni e delle presse attraverso l'introduzione di batterie aria-acqua. L'acqua calda ottenuta viene convogliata su un unico circuito che va a servire un'U.T.A. centralizzata. L'aria calda si diffonde poi attraverso dei canali micro-forati per il riscaldamento dei reparti Galvanica e Verniciatura, che venivano precedentemente riscaldati da gene-



CGT ENERGY REPORT



**ENERGY
REPORT**

MASSIMIZZATE L'EFFICIENZA DEL VOSTRO IMPIANTO DI COGENERAZIONE

CGT progetta, sviluppa, realizza e assiste **impianti di cogenerazione su misura e chiavi in mano**. Ma l'impianto è solo il primo passo da fare sulla strada dell'efficienza...

Nella cogenerazione, così come in tutti gli ambiti dell'efficienza energetica industriale, i migliori risultati in termini economici, di produzione di energia e sostenibilità ambientale si ottengono attraverso il monitoraggio continuo e l'analisi dell'esercizio.

Sono proprio questi i punti di forza dell'**esclusivo servizio web-based CGT Energy Report** che consente di controllare comodamente da remoto la produttività e la redditività dell'impianto di cogenerazione, attraverso una reportistica facile e intuitiva.

Le capacità di ingegneria e la qualità dei servizi integrati di CGT, unite alle prestazioni della gamma dei gruppi Caterpillar con range di potenza da 400 a 4500 kW_e, permettono di **generare energia efficiente con la massima affidabilità**.

**SCEGLIETE IL PARTNER GIUSTO.
AFFIDATEVI ALLA COGENERAZIONE CGT.**



<http://cogenerazione.cgt.it>



800-827134

CGT

CAT

ratori di calore a basamento. Il risparmio termico previsto è di circa 820 MWht equivalente a 83.000 Smc di gas naturale.

Anche per questo intervento di efficienza energetica abbiamo presentato richiesta per accedere al meccanismo dei certificati bianchi e confidiamo che l'esito positivo possa arrivare a breve.

Impianto fotovoltaico (anno 2022)

A giugno 2022 abbiamo concluso l'installazione di un impianto fotovoltaico da 999 kWp, composto da 1298 moduli da 400Wp del tipo monocristallino occupando una superficie di 4500 mq. L'impianto avrà una capacità di produzione di 1.203.289 kWh/anno.

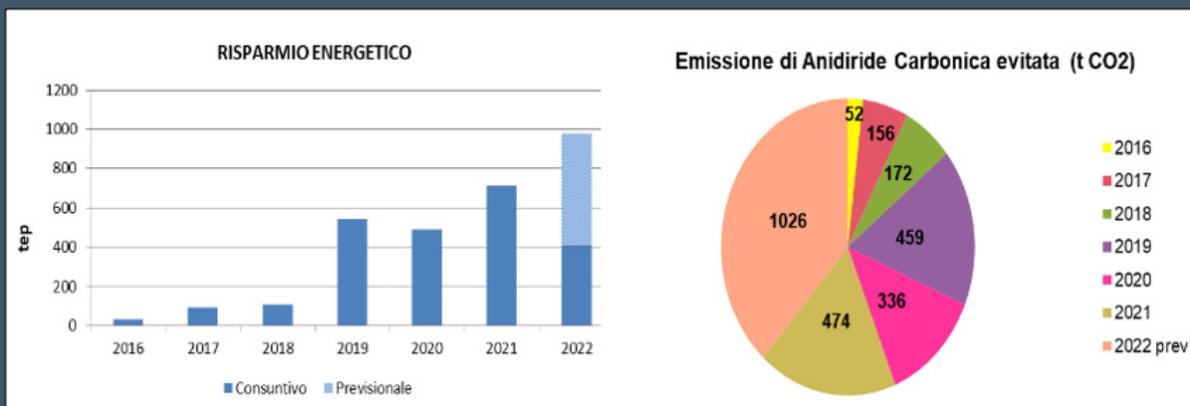
Un sistema di gestione coordinato ed ottimizzato tra l'impianto Fotovoltaico ed il Trigeneratore ci consentirà di raggiungere un livello di un autoconsumo dell'energia rinnovabile superiore al 95% e renderà residuale l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete, soprattutto nelle stagioni primavera ed estate.

Per questo intervento abbiamo partecipato al "Bando per il finanziamento di interventi innovativi di efficienza energetica e di uso delle energie rinnovabili a favore di imprese anche sotto forma di comunità energetiche" della Regione Marche. Tra le poche aziende della Regione che sono riuscite ad accedere al Bando, siamo stati l'azienda con il più alto investimento e abbiamo ottenuto il maggior punteggio conseguendo il massimo del contributo erogabile di € 200.000.

Building Automation per climatizzazione invernale (anno 2022)

L'intervento consiste nell'installazione di un sistema di monitoraggio digitale, in sostituzione al sistema analogico, per il rilevamento delle temperature ambientali nelle aree dei reparti produttivi. Il nuovo sistema della tipologia Wi-Fi è costituito da sonde ambientali che andranno a gestire i termoconvettori distribuiti all'interno dei reparti produttivi, comunicanti via WEB e gestite da unica CPU remotata su un PC di controllo e regolazione. Il sistema oltre a rilevare le reali temperature ci permetterà di diversificare i parametri di impostazione a seconda delle esigenze di temperatura e/o orario.

Il progetto ci consentirà di risparmiare annualmente circa 50.000 mc di metano.



Progetto in preparazione

La prossima sfida è già pronta: installare un impianto geotermico a bassa entalpia di circa 600 kW per la climatizzazione invernale della parte dello stabilimento non ancora coperta dalle azioni di efficienza energetica già realizzati. L'intervento consentirà inoltre la climatizzazione estiva comportando un maggior benessere ai propri lavoratori. L'obiettivo ultimo sarà quello di riscaldare gli ambienti produttivi esclusivamente da fonti rinnovabili

Ed allora che dire: benedetto l'obbligo di diagnosi energetica che ha rappresentato da una parte la necessità di "guardare" dentro ai nostri consumi ma dall'altra la grande opportunità di iniziare un percorso strategico di sviluppo energetico che rappresenterà sempre di più un fattore strutturale di successo.

Buona efficienza a tutti...

Best practice e professione

Economia circolare e business: ridurre l'utilizzo di risorse grazie alla gestione del ciclo di vita del prodotto

..... Luigi Salerno, Country Manager - Aras Italia

È ormai evidente come le "green practice" e la sostenibilità ambientale siano collegate alle performance e al successo di un'impresa. Si tratta di una sfida imprenditoriale e organizzativa sempre più importante, che anche le aziende italiane hanno iniziato ad affrontare.

Sette consumatori su dieci, secondo Ernst and Young (EY) prediligono l'acquisto di prodotti da aziende che producono in maniera ecologica, operano in modo sostenibile, riciclano e utilizzano elementi naturali.

Questo sviluppo rappresenta un cambiamento nella consapevolezza sociale che mette, di conseguenza, sotto pressione ogni azienda. A ciò si aggiungono le normative, ad esempio a livello Europeo, come l'obbligo di prevedere un report di sostenibilità nel 2023 per aziende con più di 250 dipendenti, con un fatturato di oltre 40 milioni di euro o con 20 milioni di patrimonio totale.

Grazie a questi fattori sono molte le aziende, anche a livello italiano, che hanno adottato questa tendenza.

Secondo uno studio di Aras "[From Sustainability to Digitalization: Challenges 2022](#)", sette aziende su 10 hanno già previsto che la sostenibilità sarà per loro uno dei temi principali. In futuro, infatti, sarà necessario agire in diverse aree, come ad esempio la gestione degli scarti e la scelta di materiali ecologici o riciclati.

Ma come possono le aziende e i loro prodotti diventare più sostenibili? Come possono gestire il loro ingresso nell'economia circolare?

Il concetto di organizzazione sostenibile è molto ampio e comprende la responsabilità sociale, la decarbonizzazione e la tutela dell'ambiente, criteri

che sono riassunti dall'acronimo ESG (Environmental, Social, Governance).

Un caso reale: Grammer e la produzione automotive efficiente

Grammer AG è un fornitore di autoveicoli con sede in Germania che opera a livello internazionale, ed è presente in 20 Paesi con più di 50 sedi di produzione, vendita e logistica. L'azienda è specializzata nello sviluppo e nella produzione di componenti e sistemi per interni di autoveicoli, nonché di sedili per veicoli commerciali (fuoristrada, camion, autobus, treni e macchine agricole).



L'azienda ha due obiettivi principali: dimezzare la carbon footprint entro il 2030 e realizzare prodotti sempre più sostenibili.

Grammer è già in grado in maniera autonoma di ottenere un discreto risultato, grazie a continui miglioramenti. Tuttavia, ciò avviene principalmente nello Scope 1 (emissioni dirette) e nello Scope 2 (emissioni indirette dei fornitori). A seconda del prodotto e della supply chain, l'azienda ha la possibilità di ridurre le emissioni totali tra il 15 e il 40%, con quelle relative alla produzione che si possono ridurre di circa il 20-30% in tempi relativamente brevi grazie a nuove tipologie di materiali verdi.

Per ottenere un risultato efficace è necessario mettere alla prova l'intero prodotto dalla A alla Z, esaminando ogni minimo dettaglio, a partire dalle materie prime, la loro lavorazione, i requisiti energetici del processo, fino ai brevi percorsi logistici. Per questo motivo è necessario testare materiali molto diversi tra loro per vedere come possono contribuire a questo obiettivo. Da un lato, ad esempio, ci sono biomateriali rinnovabili e, dall'altro, materiali riciclati (plastiche riciclate in polietilene, polipropilene o PET). C'è ancora un limite però: non si tiene conto dell'intero ciclo di vita del prodotto e pertanto, il ritrattamento, il riciclaggio e lo smaltimento non

sono ancora inclusi negli obiettivi richiesti dagli OEM.

Al momento Grammer ha a disposizione solo una parte dei dati necessari per comprendere pienamente il ciclo di vita e questi riguardano principalmente la produzione e la consegna. Per una copertura completa del ciclo di vita, l'azienda sta estendendo la raccolta dei dati con l'aiuto del PLM. In questo modo, si potrà avere un impatto massiccio sulla sostenibilità e accelerare l'introduzione dell'economia circolare.

Il fattore decisivo è l'utilizzo di un approccio a ciclo chiuso per includere la fase di progettazione nella raccolta dei dati, ed è qui che si definisce l'80% dei fattori che determinano le emissioni di CO₂. Ad esempio, si tratta di selezionare materiali durevoli e sostenibili, più facili da riciclare o biodegradabili. Una combinazione di selezione dei fornitori e dei materiali può essere determinata fin dall'inizio per garantire che le materie prime coprano le distanze di trasporto più brevi possibili. L'obiettivo è costruire una catena tecnologica completa di dati, dalla progettazione al completamento, in cui il digital twin di un prodotto permetta di trarre conclusioni sia per migliorare il prodotto, sia per affinare gli algoritmi di produzione per quanto riguarda la manutenzione, la riparazione e la riutilizzabilità.



Independent Market **Energy Saving Consulting**



Analisi della variabilità e volatilità dei mercati delle commodities energetiche?

Strategia vantaggiosa di contenimento del rischio idonea per la tua attività?



Assistenza completa nella scelta del fornitore di energia elettrica, gas naturale o altri vettori energetici?

Il nostro servizio di

ENERGY PORTFOLIO MANAGEMENT

ti supporta in ogni fase legata ai processi di acquisto e gestione delle forniture energetiche.

Clicca [QUI](#) per richiedere il nostro supporto.

Realizzare un'economia circolare: progettare e monitorare grazie al PLM

Affinché possa esistere un'efficace economia circolare i prodotti devono soddisfare diversi requisiti:

- La materia prima ottenuta è conforme a criteri ambientali e sociali;
- Nella supply chain, tutte le parti coinvolte si preoccupano di ridurre al minimo le distanze e organizzare solo i trasporti assolutamente necessari;
- I prodotti sono progettati per avere una durata massima;
- Il loro design garantisce anche una facile riparazione e una riutilizzabilità nei mercati secondari;
- Sono riparabili ed espandibili, ad esempio sostituendo i componenti, come i processori degli smartphone.

Soddisfare questi requisiti porta alla progettazione sostenibile dei prodotti, in cui la fine del ciclo di vita del prodotto viene presa in considerazione già nella fase di progettazione, a differenza di quanto avveniva nella maggior parte dei casi in passato.

Progettare prodotti sostenibili richiede che i produttori coinvolgano gli stakeholder dell'intera catena del valore.

Anche i fornitori devono utilizzare una progettazione sostenibile dei prodotti e procurarsi le materie prime in modo sostenibile. Un'economia circolare si realizza solo quando tutti gli attori sono connessi tra loro. Devono lavorare fianco a fianco per essere sostenibili nelle rispettive fasi di utilizzo dei prodotti e questo richiede informazioni in ogni fase della vita di un prodotto. Questo digital thread si crea anche tracciando i cambiamenti nella configurazione del prodotto durante la sua vita utile e collegandolo ai dati di funzionamento e di performance ottenuti con l'aiuto delle tecnologie IoT.

Economia circolare: come iniziare un progetto efficace?

È importante iniziare da un qualcosa di circoscritto. Un'azienda non può passare all'economia circolare in un colpo solo ma è necessario che parta da un singolo prodotto o servizio. Successivamente dovrebbe creare collaborazione nella supply chain, raccogliere e collezionare il maggior numero di dati, definire i KPI e utilizzarli in un modello di dati e, infine, pensare e riflettere attentamente sui modelli di business.

Segnaliamo a tal proposito il [White paper](#) realizzato da Aras



« go yellow be green »»

Il futuro della fornitura di aria sostenibile comincia oggi



Adattivo ed Efficiente

Processi di produzione efficienti, sistemi di monitoraggio intelligenti, risparmio energetico e sostenibilità ambientale: il futuro è già qui!

La massimizzazione dell'efficienza energetica e operativa va di pari passo con la riduzione al minimo delle emissioni di CO2.

KAESER ha la soluzione perfetta per affrontare e risolvere la questione sostenibilità negli impianti che necessitano di aria compressa.

Contattaci e scopri come

Analisi e Consulenza

I nostri esperti di aria compressa vi aiuteranno a ottimizzare i consumi in base alle vostre esigenze per ottenere il maggior risparmio energetico mantenendo il massimo delle performance.



Contattaci

KAESER Compressori srl
info.italy@kaeser.com
051 6009011

it.kaeser.com



Batterie: il sodio come soluzione alternativa o integrativa al litio

Omar Perego, Project Manager

Stefano Marchionna, Project Manager

Tecnologie di Generazione e Materiali - RSE

Il sistema elettrico e la mobilità stanno vivendo una trasformazione epocale verso una completa decarbonizzazione, secondo quanto previsto dalle politiche europee e gli accordi internazionali. Tecnologie come l'eolico o il fotovoltaico, energie rinnovabili non programmabili, sono sempre più connesse alle reti di trasmissione e distribuzione. I trasporti sono sempre più spinti verso soluzioni a trazione elettrica. È chiaro che per sostenere queste transizioni è indispensabile uno sviluppo esponenziale del settore delle batterie, essendo queste possibili strumenti di flessibilità delle reti e nuovi propulsori dei veicoli elettrici.

Le batterie attualmente in produzione per queste due applicazioni sono quasi

esclusivamente realizzate con tecnologia a ioni litio. Tra i vari elementi, questo metallo alcalino è quello che possiede il raggio atomico più piccolo. Questa caratteristica è alla base della facilità con cui gli ioni litio si inseriscono (intercalano) nelle strutture cristalline dei materiali con cui sono realizzati gli elettrodi delle attuali batterie. Le ridotte dimensioni favoriscono inoltre una densità energetica superiore, che si traduce in un minor peso e ingombro delle batterie a parità di energia accumulabile. Attualmente l'anodo, l'elettrodo negativo della batteria, è costituito da grafite naturale, un elemento estratto direttamente dal suolo, mentre

tra gli elementi che costituiscono il catodo, l'elettrodo positivo, troviamo il cobalto. Purtroppo, grafite naturale, cobalto e lo stesso litio sono considerati materiali critici a livello europeo, secondo le ultime stime della EU Raw Material Initiative che periodicamente pubblica un report d'aggiornamento della criticità delle materie prime. In figura 1 è riportata una rappresentazione della criticità dei materiali considerati nella valutazione 2020, dove in rosso sono evidenziati i materiali considerati critici, secondo i due indici di merito scelti (Economic Importance – EI e Supply Risk – SR) e i rispettivi valori di soglia (EI≥2,8 e SR≥1,0) [1].

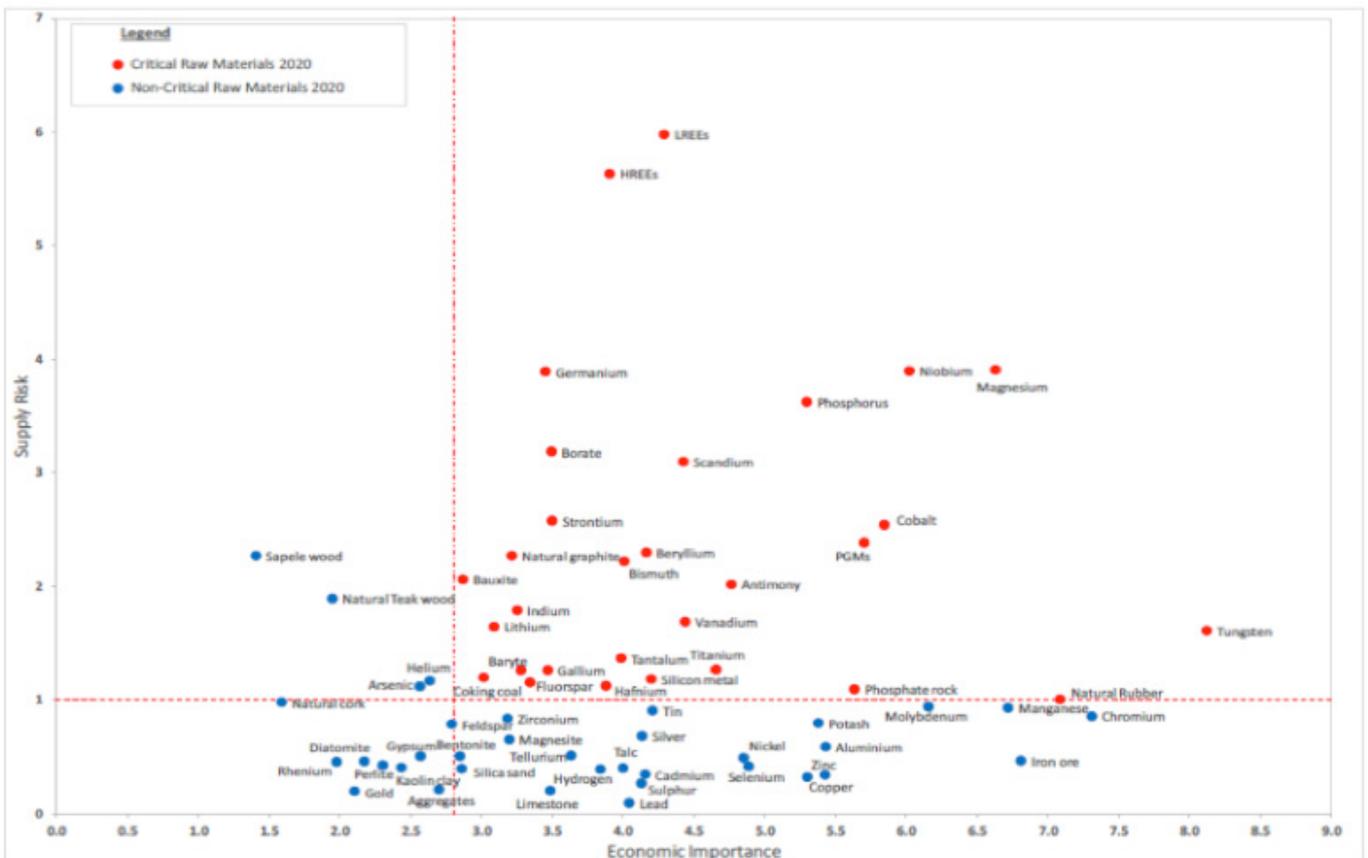


Figura 1 – Classificazione europea dei critical raw materials [8].

Nella valutazione della criticità non rientra, dunque, solo l'abbondanza in natura, o la distribuzione dell'elemento sulla crosta terrestre, che ne determinano il rischio di approvvigionamento. Grafite naturale, cobalto e litio sono presenti in piccole percentuali sulla crosta terrestre e la loro estrazione è concentrata in pochi Paesi nel Mondo, spesso con rapporti commerciali difficili con l'Europa. La valutazione della criticità è fatta anche sull'importanza economica che riveste l'elemento, ossia prendendo in considerazione le diverse filiere commerciali in cui è presente l'elemento (come, ad esempio, proprio il settore delle batterie, in continua espansione) e la facilità di sostituzione dello stesso con elementi di proprietà analoghe.

Nonostante le criticità riportate, la tecnologia a ioni litio è e resterà nel prossimo futuro la tecnologia principale e privilegiata nello sviluppo del settore delle batterie. È, infatti, la tecnologia con cui oggi sono costruite le linee di produzione delle Giga Factory, ossia le attuali fabbriche di batterie che mirano a immettere sul mercato quantitativi di batterie per una capacità nell'ordine dei GWh/anno, con un obiettivo comunitario di 400 GWh entro il 2025 [2]. È comunque indispensabile sviluppare tecnologie alternative, o meglio, capaci di integrarsi con quella già consolidata a ioni litio, per "alleggerirne" l'impiego in alcuni ambiti. Un approccio vincente potrebbe essere quello di utilizzare le nuove tecnologie in tutti quegli impieghi in cui non è vincolante avere valori di densità energetica elevati.

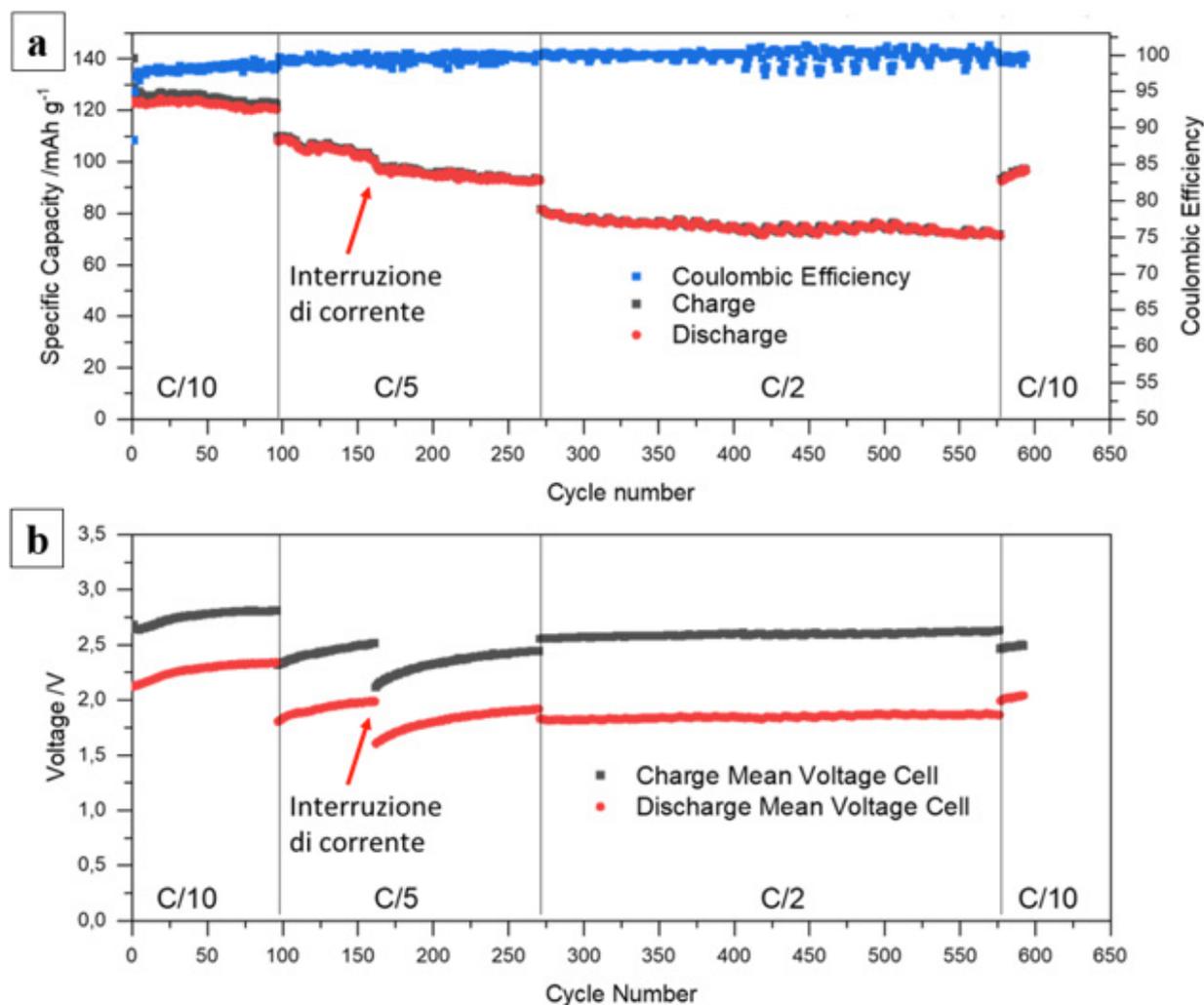


Figura 2 – Curve di carica e scarica di una cella con anodo in MAXphase drogata stagno e catodo in ossidi misti con andamento della capacità specifica e dell'efficienza Coulombica (a) e del potenziale medio di cella (b) correlati al numero di cicli.

Tra queste nuove tecnologie di accumulo si sta affacciando sul mercato quella degli ioni sodio. Il sodio, a fronte di minime differenze chimico fisiche con il litio, è estremamente abbondante e disponibile in maniera diffusa sulla crosta terrestre, oltre alla sua presenza negli oceani. Come il litio, anche per il sodio può essere sfruttato il principio di accumulo di carica e scarica, indotto da processi di intercalazione e deintercalazione nei reticoli cristallini. Purtroppo, quasi nessuno dei materiali già sviluppati per il litio può essere utilizzato nella tecnologia a ioni sodio. In particolare, l'anodo delle batterie a ioni sodio non può essere costituito da grafite, in quanto i processi di intercalazione e deintercalazione ne distruggerebbero presto la struttura. A livello atomico, il sodio è leggermente più grande del litio e questo basta ad alterare la struttura cristallina della grafite in maniera irreversibile ciclo dopo ciclo, compromettendo il funzionamento della batteria in poco tempo (poche decine di cicli). Anche il cobalto non è un elemento indispensabile nella tecnologia a base di sodio che preferisce altri elementi, più abbondanti in natura, con cui interagire chimicamente nel catodo.

In assoluto, per quanto riguarda lo sviluppo dei materiali, il comparto più critico nello sviluppo delle batterie a ioni sodio è quello anodico. Al posto della grafite sono stati testati altri composti a base di carbonio. Questi composti noti come "hard carbon", grazie alla loro struttura macro/nano-porosa, sono in grado di intercalare il sodio, contenendo notevolmente il degrado per singolo ciclo di carica e scarica, offrendo una valida soluzione per un impiego commerciale. La società cinese CATL, uno dei principali costruttori mondiali di batterie a ioni litio, sta realizzando linee di produzione di batterie a ioni sodio, adottando gli "hard carbon" come anodo. Anche in Europa la tecnologia

è ampiamente studiata e pronta per uno scale-up applicativo.

In RSE si sta lavorando sul comparto anodico, sviluppando una nuova classe di materiali. Si tratta dei MXeni, ottenuti mediante un processo chimico dalle MAXphase, una famiglia di carburi (o nitrucci) misti tra metallo di transizione (es. titanio) e metalli o semi metalli (es. alluminio, silicio). I MXeni sono quindi composti di sintesi che hanno proprietà simili alla grafite e agli hard carbon, ma caratterizzati da maggiore stabilità all'accumulo di sodio durante i cicli di carica e scarica del dispositivo elettrochimico.

Sono due i principali elementi di criticità oggetto degli studi in RSE. I MXeni, come gli hard carbon, sono composti di sintesi e, quindi, il loro processo realizzativo richiede maggiore dispendio d'energia rispetto all'estrazione della grafite naturale. Il potenziale dei MXeni vs. sodio è maggiore rispetto al potenziale della grafite vs. litio, prossimo a zero. Essendo i MXeni, come la grafite, il materiale attivo dell'elettrodo negativo (anodo), è opportuno che il potenziale medio a cui avviene il processo di intercalazione sia il più basso possibile, per avere un potenziale complessivo di cella, pari alla differenza tra il potenziale del catodo e dell'anodo, il più alto possibile. Questo aspetto è fondamentale se si vuole incrementarne la densità di potenza erogabile dalla batteria.

La ricerca in RSE sta esplorando nuove tecniche di sintesi che minimizzino il dispendio energetico per produrre questi composti, anche provando a utilizzare direttamente le MAXphase come materiale attivo per l'anodo, evitando quindi il processo chimico per la realizzazione dei MXeni che è energivoro e complesso da industrializzare. Contrariamente ai MXeni, dove l'accumulo di sodio è associato al processo di interca-

lazione, nel caso di uso diretto di MAXphase si sfruttano processi di conversione e formazione di leghe che alcuni elementi specifici manifestano reagendo con il sodio (es stagno). Per garantire la reattività della MAXphase a interagire elettrochimicamente con il sodio, RSE sta introducendo opportuni drogaggi nella struttura direttamente nel processo di sintesi. Il drogaggio delle MAXphase mediante la sostituzione di opportuni elementi nella struttura cristallina è stato verificato in RSE essere anche una strada per abbassare il potenziale del comparto anodico.

Questi approcci, uniti a una continua ricerca del miglioramento delle prestazioni in termini di capacità specifica e resistenza del materiale, hanno già prodotto importanti risultati. Alcune celle a ioni sodio, prodotte combinando questi anodi innovativi prodotti in RSE con catodi sviluppati nei medesimi laboratori, hanno raggiunto valori di capacità prossimi a quelli del litio commerciale (superiori a 100 mAh/g), stabili per un elevato numero di cicli di carica e scarica (oltre 600 cicli), garantendo al contempo un

potenziale di cella di poco inferiore a quello di analoghe celle a ioni litio (oltre 2.4 V). In figura 2 sono mostrate le capacità e il potenziale di una cella di batteria interamente sviluppata da RSE con anodo a base di MAXphase drogata stagno. Il processo di sviluppo è tuttora in corso e le strade affrontate già presentano buoni riscontri di successo [3] [4] [5] [6] [7].

Le batterie a ioni sodio sono, dunque, una realtà. Lo scale-up industriale di questa tecnologia è possibile. In prospettiva questa tecnologia potrà risultare una sorta di "soluzione alternativa low-cost e sostenibile" alle batterie a ioni litio in alcune applicazioni meno vincolanti in termini di densità energetica, come il supporto alle reti elettriche. Questo è ipotizzabile grazie alla sostenibilità ambientale ed economica di questa tecnologia in termini di materiali impiegati (non critici), ancora più marcata se si pensa all'incremento dei prezzi che potrebbe subire il litio in caso di un suo uso esclusivo e massiccio nello sviluppo delle batterie nei due settori trainanti: la mobilità e l'accumulo energetico stazionario.

BIBLIOGRAFIA

- [1] G.A. Blengini et al., «Study on the EU's List of Critical Raw Materials (2020) - Final Report.» Publication Office of the European Union, Luxemburg, 2020.
- [2] IEA, «Global EV Outlook 2021,» IEA, Paris, 2021.
- [3] C. Guardamagna, N. Bernardo, «RSE 21011863 - Criticità dei materiali per batterie: monitoraggio, grado di sostituibilità, fattibilità di processi di riciclo, analisi geologiche e geominerarie,» RdS AdP 2019-2021, Milano, 2021.
- [4] S. Marchionna, «RSE 21011864 - Sviluppo di materiali anodici e di mono-celle a ioni sodio,» RdS AdP 2019-2021, Milano, 2021.
- [5] I. Quinzeni, «RSE 21011865 - Sviluppo di materiali catodici di III generazione ed elettroliti per batterie a ioni sodio,» RdS AdP 2019-2021, Milano, 2021.
- [6] C. Ferrara, A. Gentile, S. Marchionna, R. Ruffo, «Ti₃C₂T_x MXene compounds for electrochemical energy storage,» Current Opinion in Electrochemistry, vol. 29, n. 100764, 2021.
- [7] C. Ferrara, A. Gentile, S. Marchionna, I. Quinzeni, R. Ruffo et AL., «The Missing Piece: The Structure of the Ti₃C₂T_x MXene and Its Behavior as Negative Electrode in Sodium Ion Batteries,» Nano Lett., vol. 21, n. 19, p. 8290-8297, 2021.



**Avere sotto controllo
il sistema elettrico
della mia azienda
significa maggiore
efficienza e sostenibilità.**

Intelligent Distribution

Prendi tu il controllo



Intelligent Distribution è il nuovo sistema di ABB che attraverso il monitoraggio dei consumi ti permette di prendere il pieno controllo dell'impianto elettrico della tua azienda in termini di efficienza e produttività. **Scannerizza il QR code e scopri Intelligent Distribution.**

L'autoconsumo da generazione fotovoltaica può rappresentare un aiuto per le PMI contro il rincaro delle forniture elettriche?

Focus sulla valutazione del matching dei profili generativi del PV comparati con i profili di consumo/domanda elettrica delle PMI e relative considerazioni

..... Michele Pellegrino, Ricercatore di ENEA - Portici

Il presente articolo trae spunto dalla drammatica attualità in cui si trovano ad operare le PMI, in particolare quelle italiane, in un contesto in cui gli scenari energetici, non solo attuali ma anche di previsione per il prossimo futuro, risultano essere pesantemente compromessi per effetto sia dalla guerra, ancora in corso, sia dalle gravi situazioni internazionali e globali originatesi per la prolungata emergenza conseguente alle restrizioni adottate per arginare gli effetti per la pandemia da coronavirus e per gli ormai innegabili cambiamenti climatici prodotti dalle emissioni dei gas climalteranti. In questo particolare momento la crisi appare ancora più pessimistica in previsione dei continui rincari del mercato del gas, i cui riflessi sulle impennate delle bollette energetiche delle imprese stanno imponendo chiusure temporanee o modulazione della linea dei processi prodotti-

vi in fasce orarie più convenienti ed in casi anche più gravi costringendo alla chiusura dell'esercizio. Questo focus vuole essere pertanto uno spunto di discussione su quali siano le possibilità per le piccole e medie imprese di poter almeno fronteggiare un periodo così difficile utilizzando fonti di energia rinnovabile, in particolare il fotovoltaico.

Ricordiamo innanzitutto che le PMI comprendono una assai variegata costellazione di micro, piccole e medie imprese con esigenze energetiche molto diverse tra loro e compongono, in particolare le microimprese, la struttura portante dell'intero sistema produttivo nazionale italiano, rappresentando dunque l'ossatura di cui costituiscono quasi la totalità, essendo solo lo 0.1 % rappresentato dalle grandi imprese, tabella 1.

Class size	Number of enterprises			Number of persons employed			Value added		
	Italy		EU-28	Italy		EU-28	Italy		EU-28
	Number	Share	Share	Number	Share	Share	Billion €	Share	Share
Micro	3,599,695	94.9%	93.0%	6,719,319	44.9%	29.7%	208.1	28.4%	20.8%
Small	172,324	4.5%	5.9%	3,088,490	20.7%	20.1%	151.8	20.7%	17.6%
Medium-sized	19,226	0.5%	0.9%	1,873,898	12.5%	16.8%	131.0	17.9%	18.0%
SMEs	3,791,245	99.9%	99.8%	11,681,707	78.1%	66.6%	490.9	66.9%	56.4%
Large	3,380	0.1%	0.2%	3,270,222	21.9%	33.4%	242.5	33.1%	43.6%
Total	3,794,625	100.0%	100.0%	14,951,929	100.0%	100.0%	733.3	100.0%	100.0%

These are estimates for 2018 produced by DIW Econ, based on 2008-16 figures from the Structural Business Statistics Database (Eurostat). The data cover the 'non-financial business economy', which includes industry, construction, trade, and services (NACE Rev. 2 sections B to J, L, M and N), but not enterprises in agriculture, forestry and fisheries and the largely non-market service sectors such as education and health. The following size-class definitions are applied: micro firms (0-9 persons employed), small firms (10-49 persons employed), medium-sized firms (50-249 persons employed), and large firms (250+ persons employed). The advantage of using Eurostat data is that the statistics are harmonised and comparable across countries. The disadvantage is that for some countries the data may be different from those published by national authorities.

Tabella 1. Ripartizione in Italia e nell'UE delle PMI (micro, piccole e medie) e loro caratteristiche
Fonte: 2019 SBA Fact Sheet — Italy – Commissione Europea.

Secondo stime IEA si può affermare che il loro consumo energetico, seppure non considerevole a livello unitario, risulti rilevante a livello globale, attestandosi al 13 % dei consumi energetici ed un terzo dell'intero settore industria e servizi globali, consumi che sono però assai diversificati per settore, come evidenziato nel grafico di fonte ENEA (Progetto LEAP4SME finanziato nel programma Horizon 2020 e mirante a proporre ad affrontare le tematiche energetiche e le PMI), in cui si riporta in figura 1 il profilo di carico per una giornata tipo di diverse tipologie di PMI. Da questa figura si evince che i profili di carico variano in una fascia abbastanza estesa tra 1000 e 4000 kW con un plateau piuttosto esteso nelle ore di punta tra le 9 e le 15, con un consumo medio giornaliero tra 48 e 72 MWh giornaliere e tra 17 e 26 GWh annue, di cui la maggior parte in fascia 1 (figura 2).

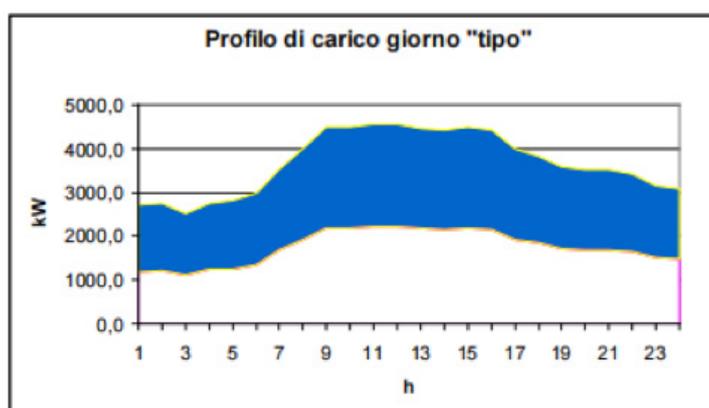


Figura 1 Profili di carico aggregate per le differenti tipologie di PMI per una giornata tipo Fonte ENEA Progetto LEAP4SME.

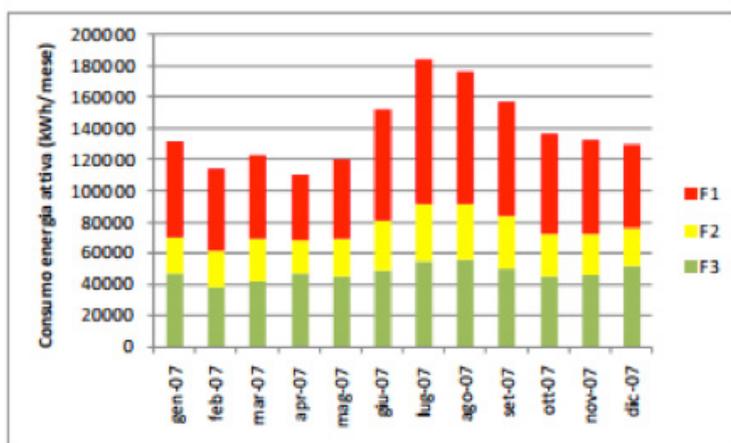


Figura 2 Distribuzione dei consumi mensili suddivisi per fasce orarie Fonte ENEA Progetto LEAP4SME.

Anche se l'alta eterogeneità delle PMI rende necessaria un'accurata, puntuale e mirata definizione delle policy, le metodologie che possono essere messe in atto per affrontare il problema in modo strutturale, fermo restando la necessità di provvedimenti di agevolazione delle tariffe energetiche approvati dal governo o da approvare o proposte diverse per calmierare il costo della materia prima, sono:

1. l'adozione di misure di efficientamento energetico
2. l'impiego di fonti di energia rinnovabili, tra le quali il ruolo del fotovoltaico spicca in modo rilevante.

Sul contenimento dei consumi energetici l'ENEA svolge un ruolo istituzionale di orientamento e formazione e che prevede che l'ENEA realizzi annualmente dal 2021 al 2030 un programma annuale di sensibilizzazione ed assistenza alle piccole e medie imprese per l'esecuzione di diagnosi energetiche presso i propri siti produttivi e per la realizzazione degli interventi di efficientamento energetico proposti nelle diagnosi stesse.

Per quello riguardante l'adozione di energia da fonte rinnovabile ed in particolare dal fotovoltaico esistono diverse possibilità strategiche e commerciali interessanti (si rimanda all'articolo pubblicato su questo numero). L'aspetto dell'autoconsumo, che è l'oggetto del presente focus, è quello che vede la PMI nel ruolo di prosumer o di soggetto attivo. Tale possibilità è stata resa più conveniente dalle recenti approvazioni di alcune agevolazioni per l'accelerazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

La prima riguarda la cd. solar belt, vale a dire aree dichiarate immediatamente idonee all'installazione di impianti fotovoltaici e che possono essere:

1. le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
2. le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;
3. le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

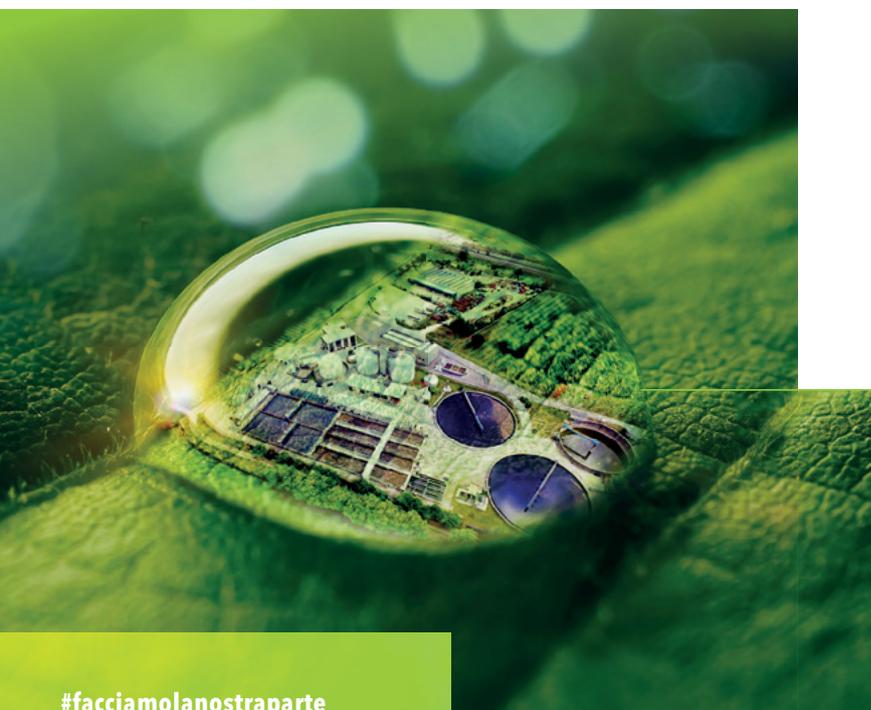
La seconda novità riguarda la semplificazione dell'iter autorizzativo, trattato con maggior esaustività in altro articolo della presente rivista.

Passando alle possibilità di copertura dei carichi con l'utilizzo della generazione elettrica fotovoltaica mediante il matching dei profili dei consumi e della produzione si deve tenere in conto che le innovazioni tecnologiche dei moduli fotovoltaici portano a riconsiderare i vantaggi per una PMI di ricorrere all'utilizzo di installazioni fotovoltaiche nel proprio sito. I miglioramenti delle prestazioni ed efficienze energetiche, l'introduzione dei moduli bifacciali con la possibilità di cattura della radiazione solare anche sul retro del modulo e dei componenti del

BoS, Balance of System, tra cui i sistemi di accumulo dell'energia, in particolare con tecnologie a base di litio, degli inverter ibridi e della digitalizzazione con conseguente possibilità di controllo dei flussi di energia tra il campo fotovoltaico, la rete i carichi ed i sistemi di accumulo, rendono maggiormente compatibile il soddisfacimento autonomo della domanda con l'autoproduzione fotovoltaica.

Quanto mostrato in seguito si riferisce ad elaborazioni per un sito ipotetico in centro Italia in una giornata con cielo limpido, ma che può essere esteso con gli opportuni adattamenti su tutto il territorio nazionale. Con il classico concetto di orientamento dei moduli, benché non superato, si ot-

tiene una curva di generazione energetica monomodale con picco assai pronunciato a mezzogiorno (figura 3, elaborazione con software PVGIS di JRC), che poco si adatta al profilo di carico della figura 1; questa generazione ottimizzata sulla resa, che si si ottiene con moduli installati con orientamento sud, angolo di azimut 0 gradi ed inclinazione pari alla latitudine del sito meno una decina di gradi, viene in parte superato dalle nuove tecnologie ad inseguimento, ad uno o due assi, che consentono di appiattire la curva (figura 4) rendendola più correlabile con la curva di carico; con l'introduzione dei moduli bifacciali si ottiene invece una curva bimodale con picchi nel corso del mattino e del pomeriggio (figura 5), ma è soprattutto



Ogni goccia è un mare d'innovazione. Da concretizzare.

Rappresentare il punto di riferimento tecnologico per un'industria efficiente e a impatto ambientale zero. È per questo che da oltre 20 anni IBT Group crea soluzioni amiche dell'ambiente attraverso impianti di cogenerazione oil free che sfruttano al meglio il biogas da depurazione fanghi e recupero acque reflue.

IBT. ENERGIA CHE CREA VALORE

IBT Group

IBTGROUP.AT    

#facciamolanostroparte

CI VEDIAMO AD
ECOMONDO
THE GREEN TECHNOLOGY EXPO

DALL'8 ALL'11
NOVEMBRE 2022

Pad. D4 - Stand nr. 40
ibtgroup.at/ecomondo-2022

Partner

 **Capstone**
Green Energy

con l'introduzione dei sistemi intelligenti sviluppati con software che permettono di gestire i flussi di energia rendendo l'accoppiamento delle due curve ottimali, con la necessità di ricorrere alla rete elettrica in misura molto ridotta. E' infine possibile, almeno da un punto di vista

teorico, migliorare la correlazione tra le curve di generazione e di carico variando le scelte tecniche e tecnologiche con diverse tipologie di moduli e di impianti, con diverso orientamento (Ciò richiederebbe ovviamente un progetto di sistema fotovoltaico molto accurato).

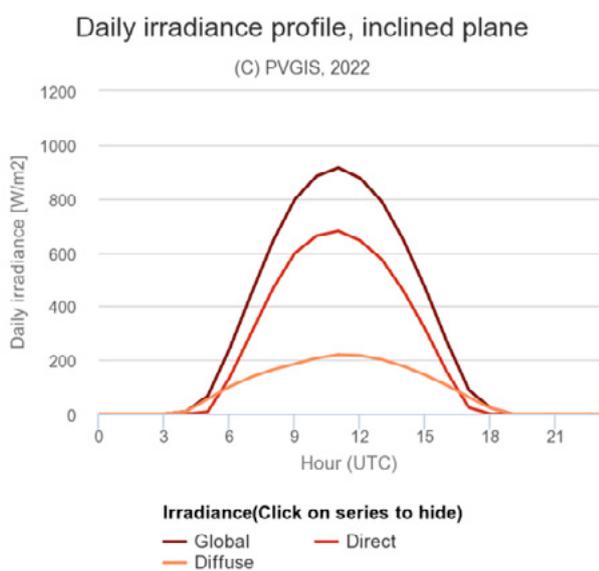


Figura 3. Radiazione solare oraria in un giorno estivo su piano inclinato ottimizzato (Elaborazione PVGIS)

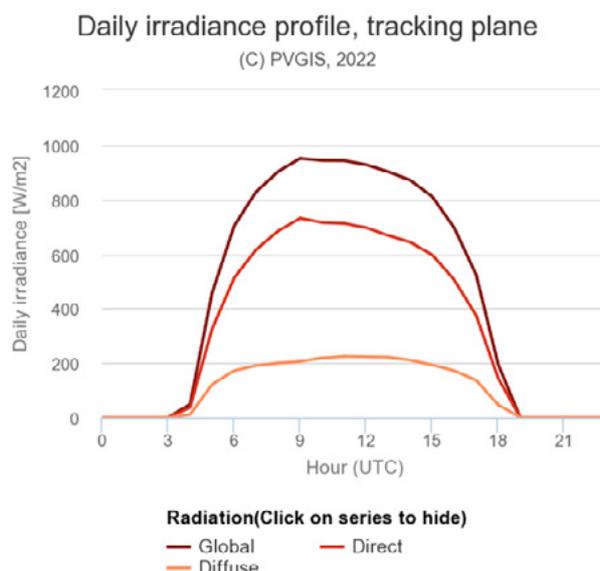


Figura 4. Radiazione solare oraria in un giorno estivo su piano ad inseguimento (Elaborazione PVGIS)

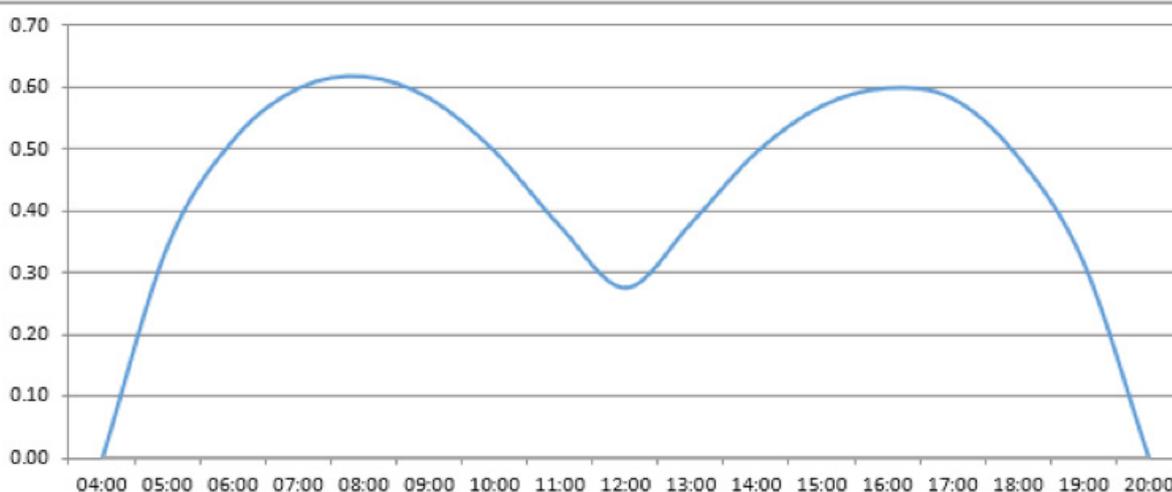


Figura 5. Produzione solare oraria in un giorno estivo su moduli verticali, unità arbitrarie.

Investire nel fotovoltaico aziendale nell'emergenza degli aumenti in bolletta

Arturo Matano, Ricercatore di ENEA - Portici

Attualmente viviamo una situazione particolare che può essere riassunta benissimo dall'immagine che riporta l'andamento del prezzo PUN (prezzo unico nazionale) italiano negli ultimi anni:

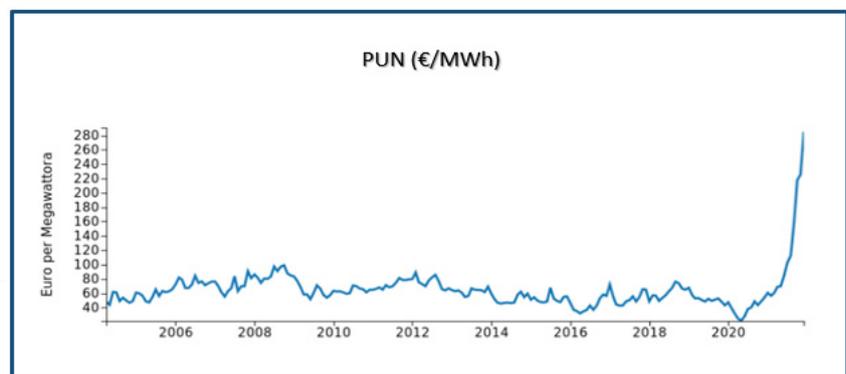


Fig. 1 Andamento del Prezzo Unico Nazionale dal 2005 ad oggi

Il vertiginoso aumento del prezzo di riferimento dell'energia elettrica sta creando forti problemi sia per i consumatori finali che per le aziende, specialmente per quelle più energivore. Le cause, come si sa, vanno da quelle strettamente economiche a quelle ultime geopolitiche relative al conflitto in corso tra la Russia e l'Ucraina. Lo scenario futuro è alquanto incerto e non si vede all'orizzonte nel breve periodo una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica.

In queste condizioni è difficile per un'azienda programmare le proprie attività di investimento.



Aspetti normativi

Oggi, per quanto riguarda le autorizzazioni, con i recenti decreti approvati (DLgs 17/2022, DLgs 21/2022), è possibile realizzare un impianto fotovoltaico, per esempio fino a 200 kWp, su un tetto di un edificio o di un'azienda, esenti da vincoli ambientali e/o paesaggistici, mediante la compilazione online di un modello semplificato (Modello Unico), in quanto la realizzazione dell'impianto FV è derubricata a manutenzione ordinaria da realizzare in edilizia libera.

Lo stesso avviene per la realizzazione di un impianto FV con moduli a terra. Per questi impianti e per potenze fino a 20 MW, la normativa di settore prevede che nelle aree, anche classificate come agricole, che si trovano nelle vicinanze di zone industriali produttive e commerciali è possibile realizzare un impianto FV con la procedura autorizzativa semplificata PAS. Anzi al di sotto di un 1MW si può far autorizzare la costruzione dell'impianto FV mediante la semplice DILA da presentare al comune di pertinenza.

Fare autoconsumo il più possibile

Altro obiettivo importante per un impiego efficace del fotovoltaico è far aumentare sempre più la quota di energia in autoconsumo.

Un'azienda o un'attività produttiva, che concentra le proprie attività ed i propri consumi principalmente di giorno, avrà una propensione "naturale" all'autoconsumo fotovoltaico. Buona parte dell'autoproduzione elettrica giornaliera verrà facilmente "assorbita" dalle attività dell'azienda stessa.

In ogni caso la quota di autoconsumo, oltre ad essere fortemente influenzata dai profili di carico elettrico aziendale, può variare anche a seguito delle scelte più strettamente imprenditoriali.

Ad esempio, l'azienda può mirare ad installazioni fotovoltaiche che coprano parte dei consumi globali massimizzando la percentuale di autoconsumo, ma può anche decidere di equipaggiarsi con un impianto di potenza più elevata penalizzando in tal modo la percentuale di autoconsumo sul totale dell'energia prodotta. Si sta quindi spostando la scelta imprenditoriale dall'autoconsumo alla remunerazione dell'energia eccedente immessa in rete.

Altre scelte che influiscono sull'autoconsumo possono riguardare interventi quali:

- spostare ulteriori consumi elettrici prevalentemente durante la produzione
- valutare la conversione dei consumi energetici da altre fonti verso l'energia elettrica
- utilizzare sistemi di accumulo per aumentare i consumi elettrici in altre fasce orarie.

Nei casi favorevoli è possibile arrivare anche a percentuali di autoconsumo della produzione elettrica dell'ordine di 80 - 90% dei propri consumi aziendali.

Resto il dato di fatto che, oggi, realizzare un impianto FV con un autoconsumo almeno del 60% -70 % significa rientrare nell'investimento con tempi decisamente bassi, dell'ordine di soli 2 o 3 anni.

Finanziamenti e/o agevolazioni per investimenti nel settore del fotovoltaico aziendale

Oggi per sostenere un investimento aziendale, per esempio per la realizzazione di un impianto fotovoltaico, sia a livello nazionale che regionale, esistono varie forme di finanziamento e/o agevolazioni. Tra queste quelle che vanno menzionate sono certamente:

- Transizione 4.0
- Credito di imposta per il Mezzogiorno (Bonus sud)
- Nuova Sabatini

Modelli di investimento per il fotovoltaico aziendale

I principali modelli di investimento cui un'azienda può fare riferimento, per il settore fotovoltaico, sono:

- **Acquisto diretto dell'impianto.** Riguarda il caso in cui un imprenditore con capitali propri realizza un impianto fotovoltaico per ridurre la bolletta elettrica. Si ha autoconsumo diretto e, in questo caso, il produttore coincide con il cliente o consumatore finale.
- **Noleggio operativo (Leasing):** In questo caso l'imprenditore non ha nessuna esposizione finanziaria e nessun investimento iniziale. Si utilizza l'impianto FV installato sul proprio stabilimento oppure su un terreno adiacente in possesso dell'azienda, pur senza averne la diretta proprietà. L'impianto viene realizzato da una società accreditata che può essere una ESCo o un'altra società di servizi.
- **Diritto di superficie:** Nessuna esposizione finanziaria e nessun investimento iniziale. Beneficio annuo o una tantum a fronte della cessione del diritto di superficie delle coperture.
- **PPA (Power Purchase Agreement):** Nessuna esposizione finanziaria e nessun investimento iniziale. Acquisto dell'energia prodotta dall'impianto e direttamente consumata dall'utente, senza la necessità di realizzare l'impianto. Ci si riferisce a questa forma contrattuale quando sono coinvolti grossi volumi di energia e continuità temporale nei consumi.

Di seguito sono presentati brevemente i risultati ottenuti analizzando come alcuni dei modelli di investimento sopra descritti possono determinare diversi risultati dell'investimento aziendale, ma tutti utili alla realizzazione di un impianto FV. Per ciascun caso esaminato si riportano i flussi di cassa corrispondenti agli investimenti considerati.

I dati di partenza utilizzati per le elaborazioni si riferiscono a questa situazione:

- Disponibilità all'utilizzo di spazi adeguati sui tetti o su aree degli stabilimenti per l'installazione di impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 1 MWp;
- Possibilità di esposizione ottimale a sud degli impianti FV;
- Numero di anni investimento: 20
- Inflazione: 2%/a
- Degrado dei moduli fotovoltaici: 1° anno 2% poi 0,73%/a per gli anni successivi;
- Valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete: 0,12 €/kWh
- Risparmio dell'energia elettrica in autoconsumo: 0,20 €/kWh

A) Acquisto diretto dell'impianto FV. Produttore coincide con il consumatore

Piano di investimento di un imprenditore che ha un'azienda nel centro nord (in media 1200 kWh/kW) con un autoconsumo stimato al 70%, realizza un impianto fotovoltaico di 1MW del costo di 800.000 €, per sostenere i propri consumi energetici. Viene utilizzato un credito di imposta del 6%. L'investimento realizza un TIR (tasso interno di rendimento) del 26,232% annuo e un payback time di circa 3,7 anni.

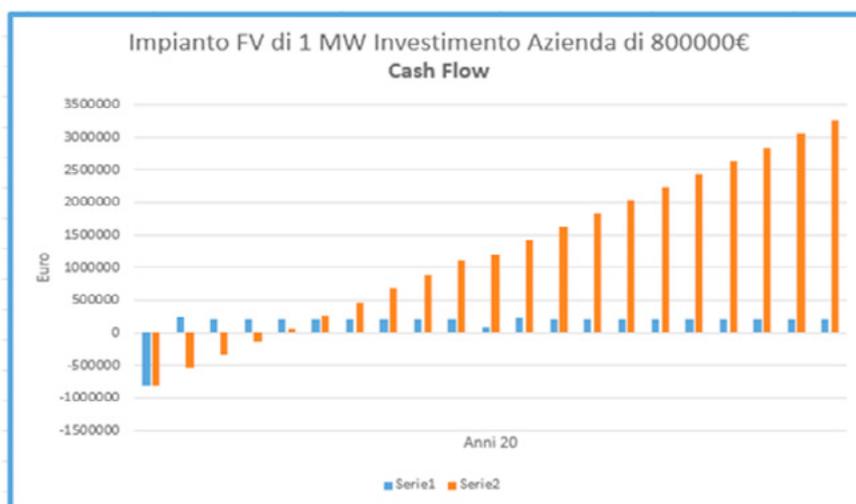


Figura 2. Flussi di cassa caso di investimento A

B) Acquisto diretto dell'impianto FV. Produttore coincide con il consumatore

Piano di investimento di un imprenditore che ha un'Azienda posta al sud (in media 1400 kWh/kWp) che per sostenere i propri consumi energetici realizza un impianto fotovoltaico da 1 MW del costo di 900.000 € sfruttando un finanziamento bancario del 90% del costo di impianto ad un tasso di sconto del 6% rimborsabile in 15 anni, quindi con un esborso proprio di 90.000 €. L'imprenditore avendo un'azienda con un autoconsumo del 70% e sfruttando la resa energetica alta del luogo (1400 kWh/kWp) riesce a realizzare un investimento che è sempre positivo con un avanzo sin dal primo anno. Quindi il payback time dell'investimento è sostanzialmente nullo. Il TIR è del 168%.

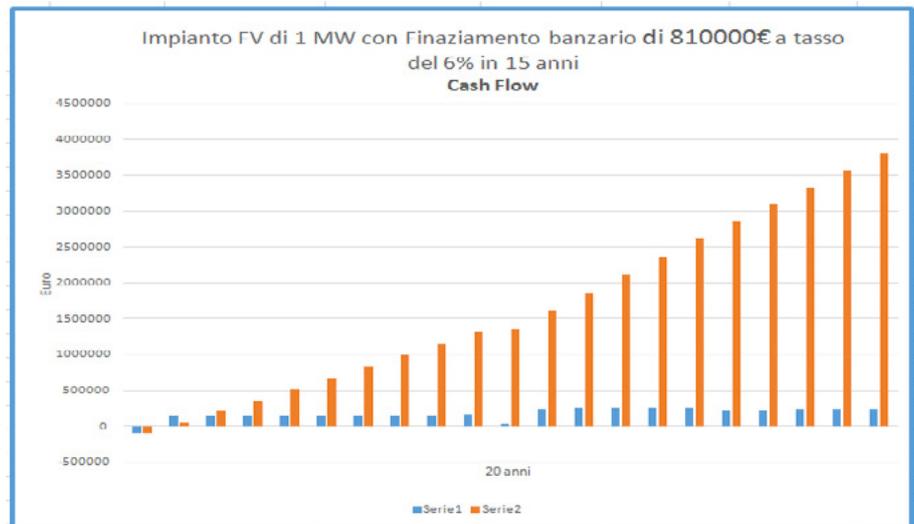
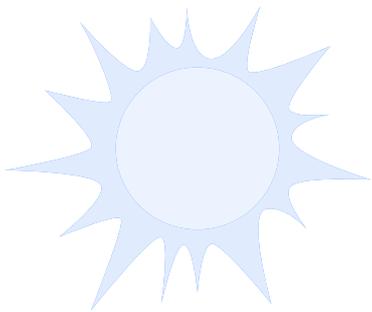


Figura 3. Flussi di cassa caso di investimento B

C) Noleggio Operativo dell'impianto FV. Produttore diverso dal consumatore

Questo caso tratta l'utilizzo di un impianto FV che viene realizzato da un produttore, generalmente una società di servizi energetici come una ESCO. La manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto fotovoltaico sono a carico del produttore. L'impianto si ripaga con un canone che sarà pari o inferiore al risparmio ottenuto grazie all'energia prodotta dall'impianto. Se si considera il noleggio, della durata di 7 anni, di un impianto di 1MW nel centro sud (1300 kWh/kWp) con una rata di 12500 €/mese e con riscatto dell'impianto all'ottavo anno, i ricavi all'anno che genera l'impianto sono superiori anche al pagamento della prima rata di noleggio e quindi l'azienda realizza utili sin dal primo anno. Ciò porta ad un TIR non è valutabile con payback time nullo.

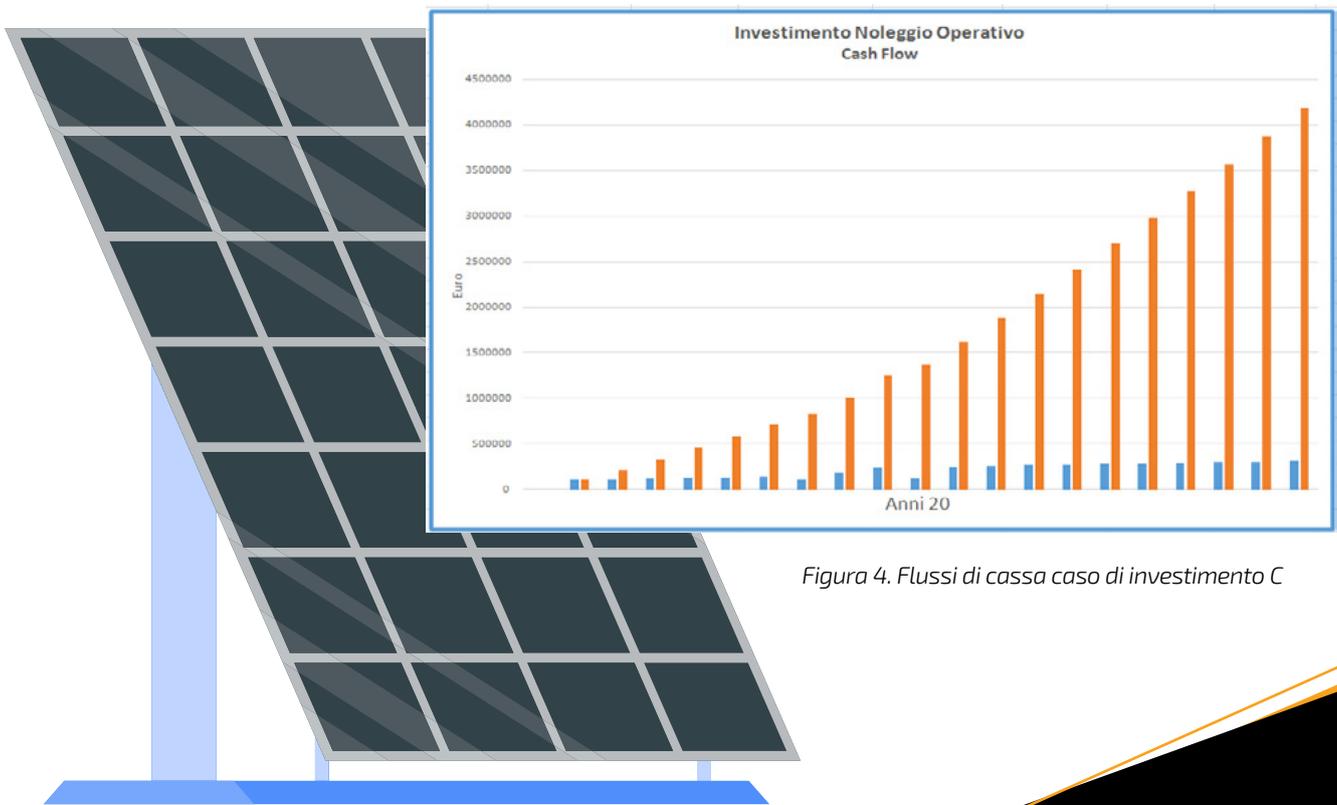


Figura 4. Flussi di cassa caso di investimento C

D) Come il caso A ma con un autoconsumo del 62%, dato dal rapporto della copertura dei consumi aziendali in fascia F1+%F2+%F3 rispetto alla produzione attesa dell'impianto.

In questo caso rispetto si ha un TIR= 25,160% rispetto al 26,232 % del caso A. Il payback time è un po' più lungo ma sempre sotto i 4 anni

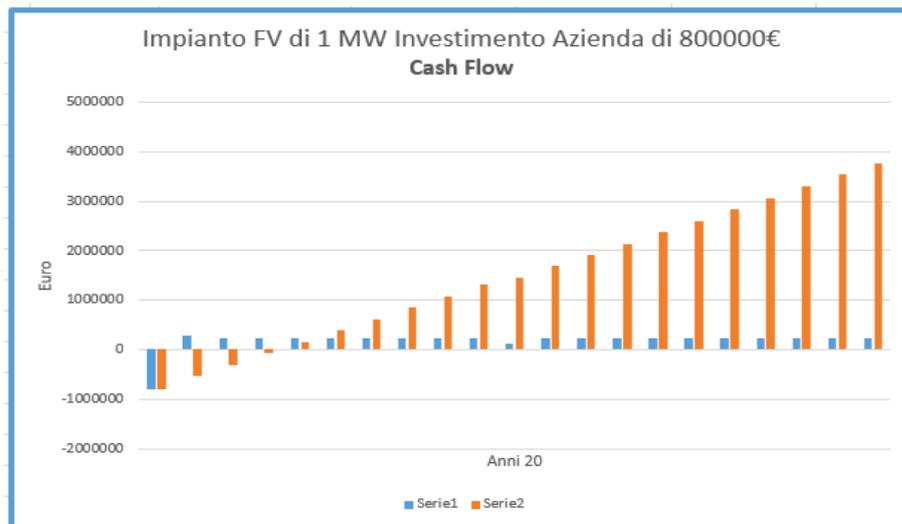


Figura 5. Flussi di cassa caso di investimento D



Autoconsumo, collettività di autoconsumatori e comunità energetiche

Evoluzione del quadro regolatorio e implicazioni per il settore fotovoltaico

Marco Pezzaglia
Gruppo Professione Energia

Il tema dell'autoconsumo, delle collettività di auto consumatori delle comunità energetiche rappresenta uno degli aspetti maggiormente interessanti nell'ambito degli strumenti a disposizione del processo di transizione energetica. Attraverso detti strumenti, infatti, il sistema può stimolare lo sviluppo dell'utilizzo delle risorse energetiche diffuse a livello territoriale, specialmente rinnovabili, secondo un modello di coinvolgimento degli utenti che consente agli stessi di ottenere un beneficio diretto dallo sviluppo che si va a realizzare. Per sostenere detto sviluppo è necessario che il sistema normativo e regolatorio subisca un'evoluzione in grado di inquadrare e regolare il processo di formazione di costituzione di nuove tipologie di sistemi in autoconsumo oltre a quelle classicamente note. Il documento per la consultazione 390/2022/R/eel ARERA interviene proprio su tali argomenti e costituisce il punto di partenza e di riferimento per

la nuova regolamentazione sui sistemi energetici di utenza, termine che ben si adegua alla necessità di inquadrare sotto ad un unico cappello l'evoluzione del sistema energetico attraverso la azione e collaborazione diretta degli utenti.

Gli elementi che emergono dal documento di consultazione sono di grande interesse per il settore fotovoltaico: non vi è dubbio, infatti, che tale tipologia di produzione è quella che maggiormente si presta alla formazione di sistemi in autoconsumo.

Il documento ARERA, partendo dalla più ampia definizione di condivisione di energia elettrica (minor valore tra energia elettrica e immessa e prelevata a livello di zona di mercato in riferimento ad un aggregato di soggetti e dei relativi punti di connessione alla rete situati entro la predetta zona di mercato), introduce una nuova macro-classificazione

dell'autoconsumo in termini di:

- autconsumo individuale;
- autconsumo diffuso.

Il concetto di autoconsumo individuale viene innovato tenendo conto dei due seguenti aspetti:

- la nuova definizione di sistema semplice di produzione e consumo (SSPC) di cui al decreto legislativo 210/2021;
- la definizione di autoconsumatore a distanza con linea diretta.

Più precisamente, la seconda fattispecie viene inclusa nella prima a formare un unico macro-insieme che è quello dei sistemi semplici di produzione e consumo, che risponde alla definizione di cui al decreto legislativo n. 210/2021 e nell'alveo del quale è inquadrato anche il caso di un autoconsumatore a distanza con linea diretta. In riferimento a questo macro-insieme continua a valere il concetto di autoconsumo individuale che gode del regime generale di applicazione degli oneri di rete e oneri di sistema applicati alla sola energia elettrica prelevata dalle reti con obbligo di connessione di terzi.

SSPC e sistemi fotovoltaici

I sistemi fotovoltaici possono giocare un ruolo importante alla luce della nuova definizione di SSPC in quanto attraverso i nuovi modelli possono consegnare la loro produzione direttamente ad un insieme di clienti finali (seppure appartenenti ad un medesimo gruppo societario) ovvero ad un cliente finale attraverso una linea diretta di lunghezza non superiore a 10 Km. Quanto alla configurazione territoriale dei sistemi SSPC, la nuova norma appare essere più aperta di quella del passato, anche se per valutarne l'effettiva portata sarà necessario attendere l'adozione

della delibera finale da parte di ARERA.

Tutti gli altri sistemi di aggregati per cui il trasferimento di energia elettrica tra i centri di produzione e i centri di consumo avviene attraverso la rete pubblica, assumono la connotazione di autoconsumo diffuso e per essi, per gli aggregati che ricadono sotto la medesima cabina primaria è riconoscibile:

- un contributo economico corrispondenti agli oneri diretti evitati per l'autoconsumo effettuato al di sotto di tetto cabina;
- se la produzione deriva da impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore ad 1 MW, uno specifico incentivo da applicare all'autoconsumo diffuso realizzato.

Nel caso dell'autoconsumo diffuso si pagano le tariffe e gli oneri regolati su tutta l'energia elettrica prelevata dalle reti con obbligo di connessione di terzi.

L'autoconsumatore a distanza con linea diretta potrà alternativamente, a sua scelta, essere trattato alla pari di un qualunque altro autoconsumatore individuale, ovvero accedere ai benefici dell'autoconsumo diffuso (sottoponendosi, però, anche tutto il regime di corresponsione degli oneri di rete oneri generali propri dei clienti coinvolti nell'autoconsumo diffuso).

Il seguente quadro sinottico riassume la nuova classificazione operata da ARERA; da notare che la nozione di autoconsumatore e di cliente attivo è una pure derivazione dalle definizioni di legge che assegnano il nome di autoconsumatore da fonti rinnovabili all'utente che realizza autoconsumo da fonti rinnovabili e cliente attivo all'utente che realizza l'autoconsumo da fonti non rinnovabili: a meno della fonte primaria utilizzata, il fenomeno è il medesimo.

Autoconsumo individuale (SSPC)

Sistema semplice di produzione e consumo (SSPC): il sistema in cui una linea elettrica collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona fisica o giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario. I diversi elementi che costituiscono un sistema semplice di produzione e consumo (impianti di produzione e unità di consumo), al netto dei collegamenti elettrici, devono insistere su particelle catastali poste nella disponibilità di uno o più dei soggetti che fanno parte di detti sistemi



- autoconsumatore FER - cliente attivo individuale (unico sito)

- autoconsumatore FER/cliente attivo individuale "a distanza" con linea diretta

Autoconsumo diffuso

- gruppi di autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente
- gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente
- comunità energetiche rinnovabili
- comunità energetiche di cittadini
- sistemi di autoconsumo individuale da fonti rinnovabili "a distanza" privi di linea diretta

Nel caso in cui il produttore e il cliente abbiano richiesto di accedere alla regolazione prevista per le forme di autoconsumo che utilizzano la rete pubblica con obbligo di connessione di terzi per trasportare l'energia elettrica dai siti di produzione ai siti di consumo (ivi incluse le previsioni normative in materia di incentivazione dell'autoconsumo di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 199/21), in alternativa all'applicazione della regolazione vigente in materia di SSPC



- sistemi di autoconsumo individuale da fonti rinnovabili "a distanza" con linea diretta

È di particolare interesse il fatto che le collettività di autoconsumatori così come le comunità energetiche non impediscono ai partecipanti la possibilità di realizzare dei sistemi in assetto di SSPC presso le loro unità di consumo, cosa che risulta di grande importanza per il fotovoltaico. Infatti, l'autoconsumo diffuso potrà essere realizzato attraverso l'aggregazione di una molteplicità di SSPC: questo significa che le abitazioni i condomini potranno continuare ad essere dotati del proprio impianto fotovoltaico e singoli soggetti potranno aggregarsi in CER. Per quanto concerne le collettività di autoconsumatori è immaginabile che il modello portante sarà quello dell'impianto fotovoltaico condominiale in auto consumo diretto con i servizi comuni (SSPC condominiale) che condivide le sue eventuali eccedenze con i consumi dei condomini.

Per i sistemi di autoconsumo diffuso è confermato in toto il modello virtuale: i benefici ottenibili saranno quindi benefici in forma di contributo economico e si sommeranno alla normale regolazione economica dei prelievi e delle immissioni di energia elettrica sulle reti pubbliche come già avviene ora. A tal riguardo, anche il meccanismo di "scomputo in bolletta" per i clienti domestici di comunità energetiche, secondo gli orientamenti di ARERA, dovrà seguire un percorso simile di contributo economico erogato nei confronti delle imprese di vendita che avranno il compito di trasferirlo ai clienti finali coinvolti nel meccanismo.

L'autoconsumo diffuso:

- è oggetto di valorizzazione tariffaria, cioè ad esso vengono riconosciuti i costi evitati per l'uso delle reti a livello di tensione superiore a quello a cui l'autoconsumo si riferisce (il valore proposto è compreso tra i 7 e gli 8 euro/MWh) a cui si somma la componente di perdite di rete evitate per i gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente;
- se da fonti rinnovabili, può accedere agli incentivi che saranno definiti dal MITE con apposito decreto alle condizioni che saranno ivi stabilite

Per quanto concerne il calcolo effettivo dell'autoconsumo diffuso, ARERA ripropone in pratica gli stessi meccanismi già in essere con la delibera 318/2020/R/eel potendo quindi segmentare l'autoconsumo per livello di tensione e per impianto di produzione partecipante alla collettività costruendo così la base per il futuro sistema di incentivazione che sarà definito dal MITE e consentendo inoltre di innestare il nuovo sistema su quello esistente.

ARERA non entra nelle questioni delle forme societarie né tantomeno nei meccanismi di governo e di gestione delle comunità energetiche rimandando per tali questioni alle definizioni esistenti.

Si ricorda che il quadro regolatorio che sarà definito da ARERA rappresenta soltanto uno dei tasselli necessari al completamento di tutto il quadro di riferimento per i nuovi sistemi energetici di utenza: è necessario, infatti, ora attendere quelli che saranno gli orientamenti in materia di incentivazione da parte del MITE, nonché un eventuale aggiornamento delle procedure tecniche del GSE.

Gli impianti fotovoltaici a servizio di utenze industriali:

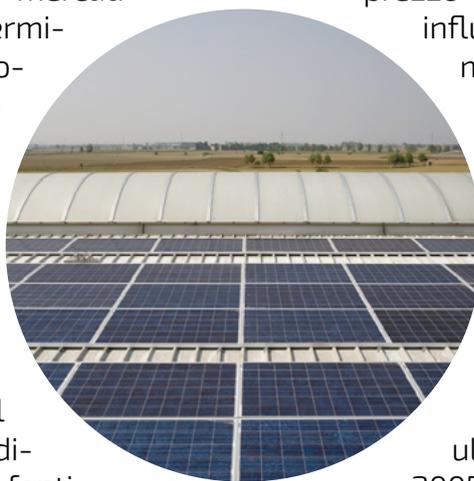
metodi di dimensionamento e valutazioni sulla resilienza energetica

Luca Tarantolo, EGE SECEM

Luca Riboli, Sales Account Transizione Energetica - Manni Energy

Il problema dell'aumento dei costi energetici

La guerra in Ucraina e le conseguenti tensioni tra Russia e Unione Europea hanno esasperato le pressioni sui mercati energetici determinando i presupposti per una crisi energetica senza precedenti. L'incremento del costo del gas metano ha riportato al centro dell'attenzione il problema della dipendenza dalle fonti fossili da paesi o aree geografiche politicamente instabili e la necessità di diversificare il mix energetico delle economie nazionali. L'elevata quota di ge-



nerazione di energia elettrica dal parco termoelettrico unita con il meccanismo di remunerazione a prezzo marginale hanno influito pericolosamente sull'andamento del prezzo dell'energia elettrica.

Osservando le statistiche del Gestore dei Mercati Energetici (GME) degli ultimi 15 anni, dal 2005 al 2020, l'andamento del prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica italiano (PUN) è rimasta nell'intorno dei 50-70 euro/MWh (con la punta di 87euro/MWh del 2008).

Nel 2021 si è passati dai 60,7 euro/MWh di gennaio ai 281,24 euro/MWh di dicembre con valori massimi che hanno toccato oltre 530 euro/MWh. Nel 2022 la salita è proseguita fino alla media di 543,13 euro/MWh di agosto con massimi di 870 euro/MWh. In pratica, il valore di mercato dell'energia elettrica è quasi decuplicato nell'ultimo anno rispetto alla media degli ultimi 15 anni. Se si considera che le politiche ambientali hanno spinto, negli anni precedenti, ad una graduale elettrificazione dei consumi, l'effetto dell'aumento dei costi elettrici è stato ulteriormente amplificato. Sebbene alcune contromisure, come l'azzeramento degli oneri

di sistema, abbiano attenuato l'effetto sul prezzo finale, oggi le utenze civili e industriali si trovano a dover fronteggiare un aumento dei costi di energia elettrica a cui non erano preparate, vedendo la voce "bollette" scalare posizioni nella classifica dei costi aziendali e domestici.

Molte aziende oggi stanno quindi cercando di "correre ai ripari", vagliando le diverse tecnologie che consentono di ridurre il più possibile i costi energetici: le due soluzioni principali sono l'efficienza energetica, ossia la riduzione dei fabbisogni a parità di servizio reso e l'auto-produzione da fonti rinnovabili.

Il fotovoltaico come soluzione principale per l'autoconsumo

Gli impianti fotovoltaici oggi rappresentano una tecnologia matura e collaudata. I costi dei moduli e della componentistica si sono ridotti notevolmente negli ultimi 15 anni. La diffusione di aziende capaci di progettare e installare tali sistemi ha consentito di portare in Italia oltre 1 milione di impianti fotovoltaici installati alla fine del 2021 per una potenza complessiva pari a 22,6 GW. La possibilità di collocare i pannelli su strutture ad hoc, oppure l'integrazione con diverse tipologie di coperture degli edifici, rende gli impianti fotovoltaici estremamente versatili. Se si considera, infine, la peculiare modularità e l'impegno minimo per la gestione e manutenzione, rispetto ad altre tecnologie, il fotovoltaico rap-

presenta una soluzione di autoproduzione adattabile a qualunque utenza.

Diversamente dagli impianti collocati a terra a fini di vendita in rete, dove si realizzano posizionamenti e orientamenti per massimizzare la producibilità annuale, negli impianti industriali l'obiettivo è la riduzione del prelievo dalla rete elettrica.

Per ottimizzare il beneficio economico dell'investimento, considerato che il ricavo per kWh di energia elettrica immessa in rete è inferiore al costo per kWh prelevato, è opportuno dimensionare l'impianto fotovoltaico per massimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta.

Le metodologie di valutazione dell'autoconsumo

Nelle valutazioni preliminari o nel caso di piccole utenze in genere si hanno a disposizione solo le bollette. Se si conosce solo il consumo annuo dell'utenza suddiviso nelle fasce orarie F1-F2-F3, essendo CF1 il consumo annuo in kWh in fascia F1, considerando che normalmente un impianto fotovoltaico produce per il 66% in fascia F1, la dimensione di primo tentativo dell'impianto P [kW] potrebbe essere compresa tra $C_{F1}/h < P$ [kW] < $C_{F1}/(0.66 h)$, essendo h le ore equivalenti annue di produzione, per le quali si può fare riferimento ai rapporti statistici del GSE o ad un calcolo più accurato sull'applicativo PVGIS.

I moduli fotovoltaici producono energia solo quando ricevono luce solare e pertanto il contributo elettrico che ne deriva sarà massimo durante l'estate e minimo durante l'inverno. Risulta pertanto necessario verificare il dimensionamento calcolando la quota di autoconsumo (data dal minimo tra il prelievo da rete e la produzione fotovoltaica) su base mensile e per singola fascia. Ai valori di prelievo da rete, per fascia e per mese, si consiglia di applicare dei fattori moltiplicativi (compresi tra 0 e 1) che rappresentano la probabilità di contemporaneità tra produzione fotovoltaica e consumo. Ad esempio, se si sta esaminando una utenza industriale non stagionale con fermata nei giorni festivi, al prelievo mensile in fascia F1 si può assegnare un fattore di probabilità di contem-

poraneità consumo-produzione prossimo al 100%, mentre al prelievo mensile nel caso della fascia F3 il fattore di probabilità sarà prossimo allo 0%.

Nel caso di allacciamenti elettrici con potenze superiori a 55kW, il distributore elettrico rende disponibili i dati storici con dettaglio orario e quarti orario almeno per gli ultimi 12 o 18 mesi. In tal caso è possibile verificare con uno studio accurato l'abbinamento del profilo di carico elettrico orario dell'utenza con il profilo di produzione oraria dell'impianto fotovoltaico in esame (che può essere dedotto, ad esempio, dal portale PVGIS). Solo attraverso questa modalità è possibile effettuare le ottimizzazioni non solo della taglia dell'impianto ma anche del suo orientamento ai fini dell'autoconsumo.

Si pensi ad esempio ad un capannone industriale con copertura composta da falde con orientamento est-ovest. Se l'utenza è caratterizzata da un profilo di carico costante durante la giornata, è chiaro che avrà più senso disporre i pannelli su entrambi gli orientamenti delle falde al fine di sfruttare il più possibile le ore di luce solare. Se invece il carico elettrico è concentrato solo in una fascia oraria limitata (per esempio perché alcune lavorazioni vengono effettuate solo la mattina), sarà opportuno privilegiare nella disposizione dei pannelli solo uno degli orientamenti.

La resilienza energetica del fotovoltaico

In assenza di schemi incentivanti, il principale flusso di cassa derivante dall'investimento sul fotovoltaico a servizio di utenze è dato dall'energia autoconsumata, il cui beneficio economico può essere calcolato valorizzando questa energia al prezzo di acquisto dalla rete.

L'energia prodotta non autoconsumata genera un flusso di cassa pari alla quantità dell'energia immessa in rete per il valore specifico riconosciuto dal contratto di vendita con un soggetto operante nel mercato elettrico oppure dal GSE, ad esempio attraverso la convenzione del Ritiro Dedicato. In genere il valore specifico di vendita è pari, o comunque indicizzato, al prezzo zonale orario.

Si segnala tuttavia che il Decreto Legge n. 4/2022, convertito in Legge n. 25/2022, ha posto un limite ai profitti di vendita per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia.

Ad ogni modo, in generale e soprattutto per impianti non incentivati, se ne deduce che un eventuale incremento dei costi dell'energia elettrica determina un aumento sia del beneficio economico derivante dall'energia auto consumata, sia di quello dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e immessa in rete.

L'effetto complessivo, tanto maggiore quanto maggiore è l'energia prodotta, è quello di controbilanciare l'aumento dei costi in bolletta con maggiori introiti, rendendo di fatto l'utenza più resiliente nei confronti delle oscillazioni dei mercati energetici.



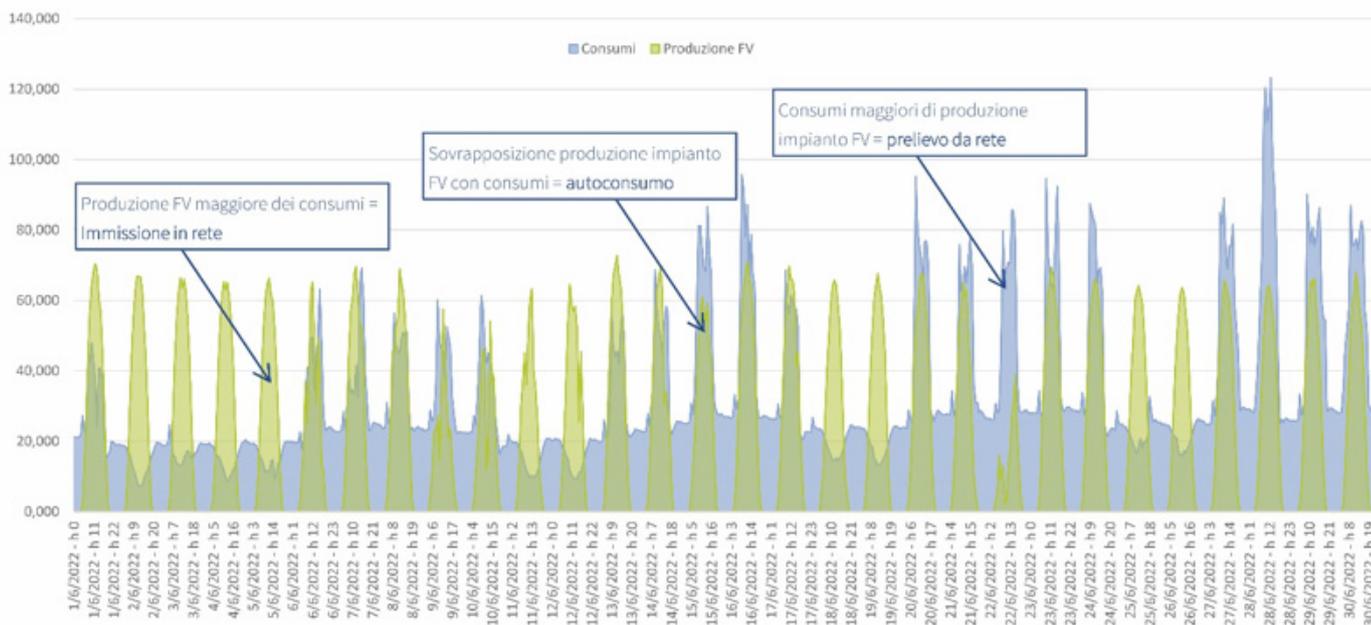


Figura 1 – Esempio di grafico mensile di sovrapposizione della curva oraria di produzione dell'impianto FV con la curva oraria dei consumi

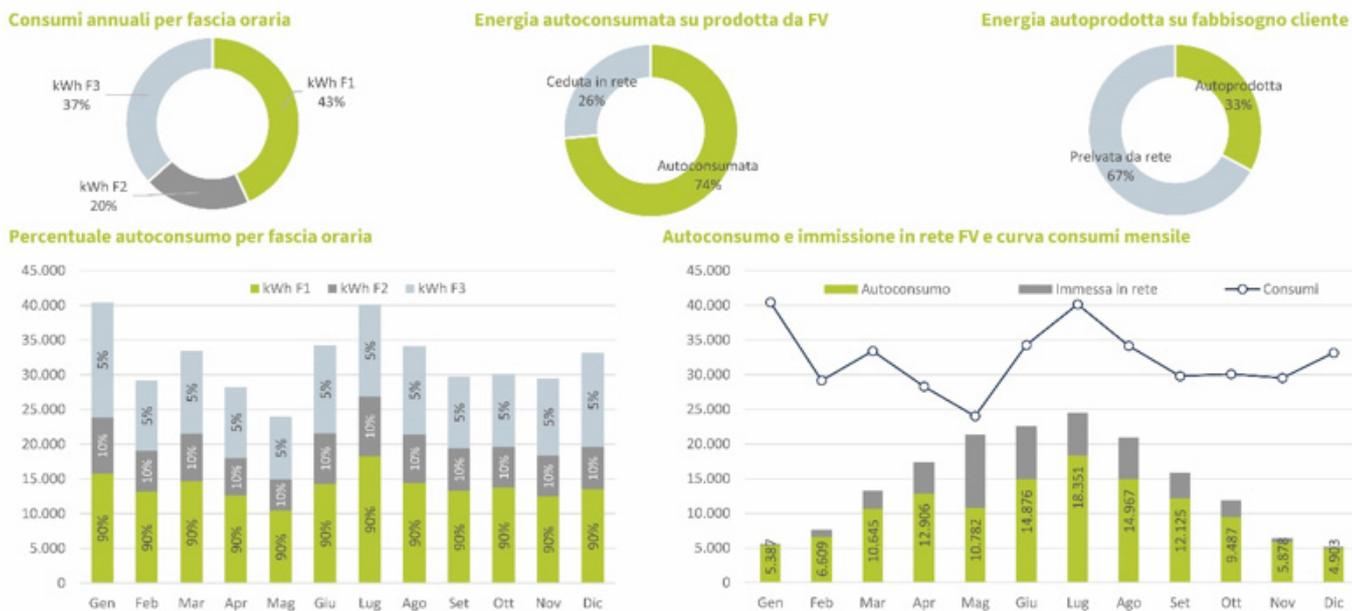


Figura 2 – Esempio di analisi preliminare dei consumi e stima autoconsumo e immissione in rete energia prodotta dall'impianto FV

VALSIR e la produzione di energia da fotovoltaico in Valle Sabbia

Andrea Sbicego, Energy Manager - Valsir

Valsir Spa è produttore di sistemi idrotermosanitari, per il trattamento delle acque e per la ventilazione meccanica controllata. Attenta ai principi di ecosostenibilità dei propri processi e prodotti, ambisce fortemente ad essere parte attiva nel percorso di transizione energetica per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione entro il 2030 e di neutralità carbonica al 2050.

Certificata ISO 50001 dal 2017, ha realizzato nel corso degli anni numerosi interventi di miglioramento dell'efficienza energetica ed ha accresciuto la quota di energia da fonte rinnovabile nel proprio mix energetico, contribuendo al contempo sia ad aumentare la propria competitività che a ridurre l'impatto ambientale.

Le sedi produttive italiane di Valsir sono localizzate princi-

palmente sul territorio della provincia di Brescia, in particolar modo in Valle Sabbia, ovvero in un territorio prealpino compreso tra il Lago di Garda e le altre valli limitrofe. La posizione è certamente meno soleggiata rispetto ad altre zone d'Italia, ma questo aspetto non ha scoraggiato la proprietà che, nonostante la progressiva riduzione degli incentivi, ma forte della costante diminuzione dei costi per la realizzazione degli impianti, ha continuato ad investire per massimizzare la quota di autoconsumo di energia da fonte rinnovabile dei propri stabilimenti produttivi.

Il primo impianto da 1 MWp risale al lontano 2010 e da allora, il parco fotovoltaico ha raggiunto una potenza complessiva di 4,39 MWp (nel 2022 +61% rispetto al 2021) con l'obiettivo di installare altri 2,5 MWp (+57%) entro la fine del 2023.

Il sito di Vobarno

Nel 2012, presso la sede di Vobarno dove produciamo il tubo multistrato Pexal® e tutta la gamma di tubazioni di scarico, è stato realizzato un nuovo stabilimento produttivo e logistico fra i primi poli industriali europei ad ottenere la certificazione energetica in Classe A.

Sulla copertura è stato installato un impianto fotovoltaico da 992,88 kWp (FV1) suddiviso in due sezioni e con le caratteristiche riportate in Tabella 1.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO 1							
Sezioni	Potenza Pannelli (Wp)	Tipo di Pannelli	Nr. Pannelli	Potenza Installata (kWp)	Angolo di Azimuth	Angoli di Tilt	PVGIS (kWh/kWp)
1	240 Wp	Silicio Policristallino	3.528	846,72	29°	22°	1.072,18
2			609	146,16	29°	3°	1.019,99

Tabella 1 - Caratteristiche dell'impianto fotovoltaico realizzato nel 2012 (992,88 kWp)

Lo stabilimento è localizzato all'interno di una "gola montana" che genera dell'ombreggiamento (Figura2) e che riduce la produzione di energia fotovoltaica soprattutto nel periodo invernale, con una produttività media annua pari a 1.064 kWh/kWp.

Lo stabilimento, che è orientato a 29° in direzione S-SE, è molto vicino all'angolo ottimale di Azimuth (pari a 20°) in grado di massimizzare la produzione locale di energia solare.

Dall'analisi delle curve di carico del 2019 relative alla potenza media oraria prelevata da rete (e mostrate in Figura 3 su scala da 0 a 100 rispetto alla potenza massima), risulta evidente l'influenza della produzione di energia da fotovoltaico fra le ore 8:00 e le ore 18:00.

L'impianto nello stesso anno ha prodotto 986.444 kWh di energia elettrica equivalenti al consumo annuo di 365 famiglie, evitando l'immissione in atmosfera di 467 tonCO2.

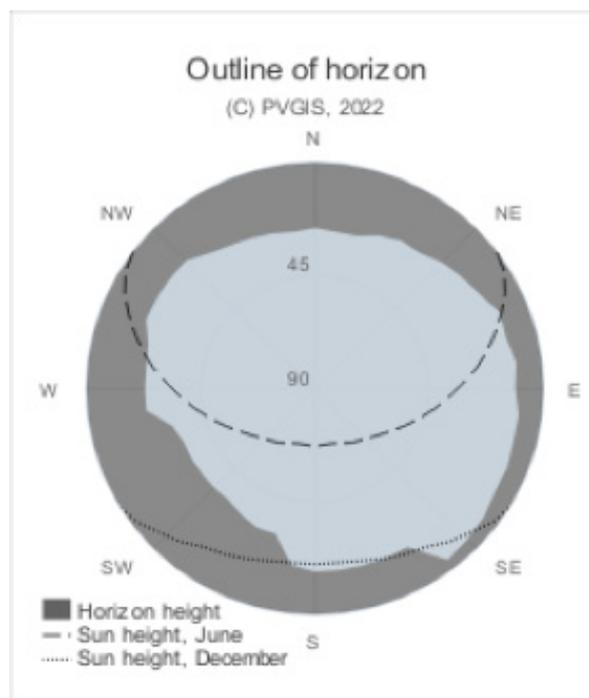


Figura 2 - Ombreggiamento sito di Vobarno (FV1)

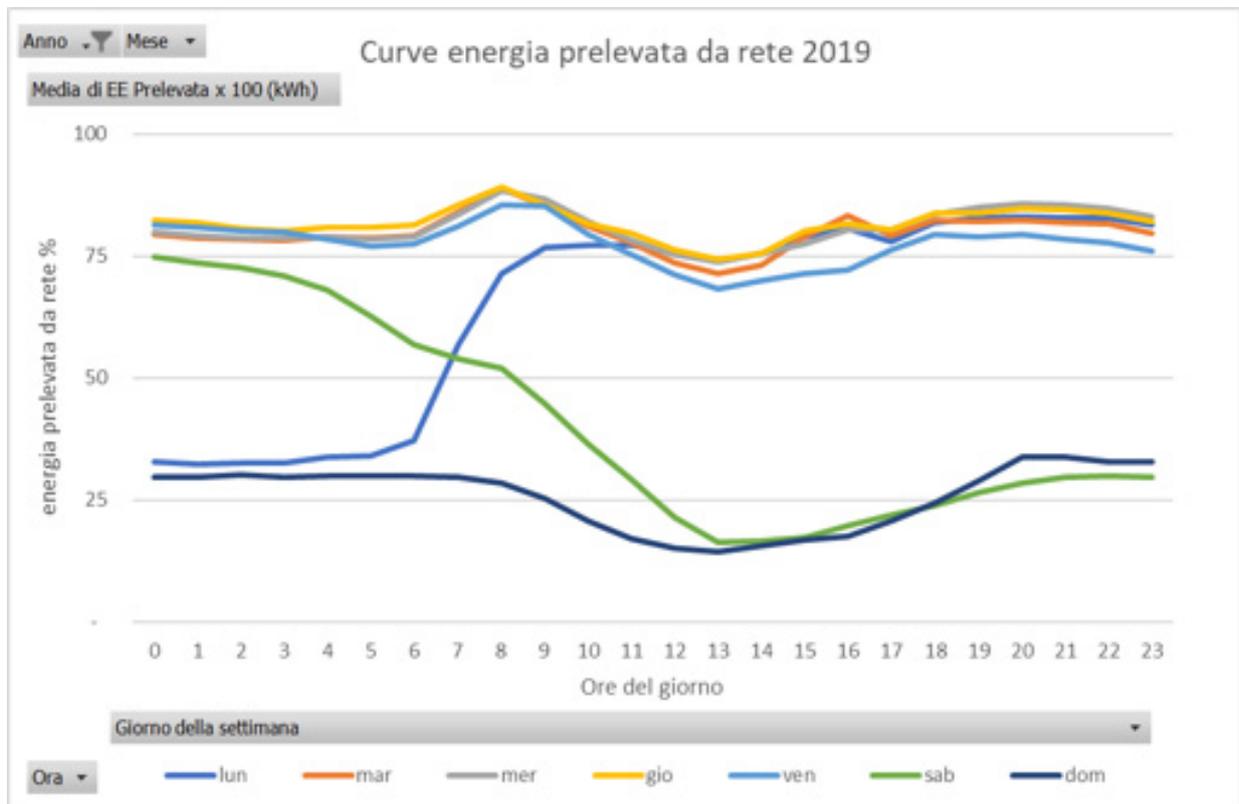


Figura 3 - Curve orarie energia prelevata da rete 2019

Dal punto di vista dell'impatto ambientale e quindi della riduzione delle emissioni indirette di CO₂ (Scope2), complessivamente, a partire dalla sua messa in esercizio e come mostrato nel grafico seguente, l'impianto ha evitato di immettere in atmosfera 4.618 ton CO₂.

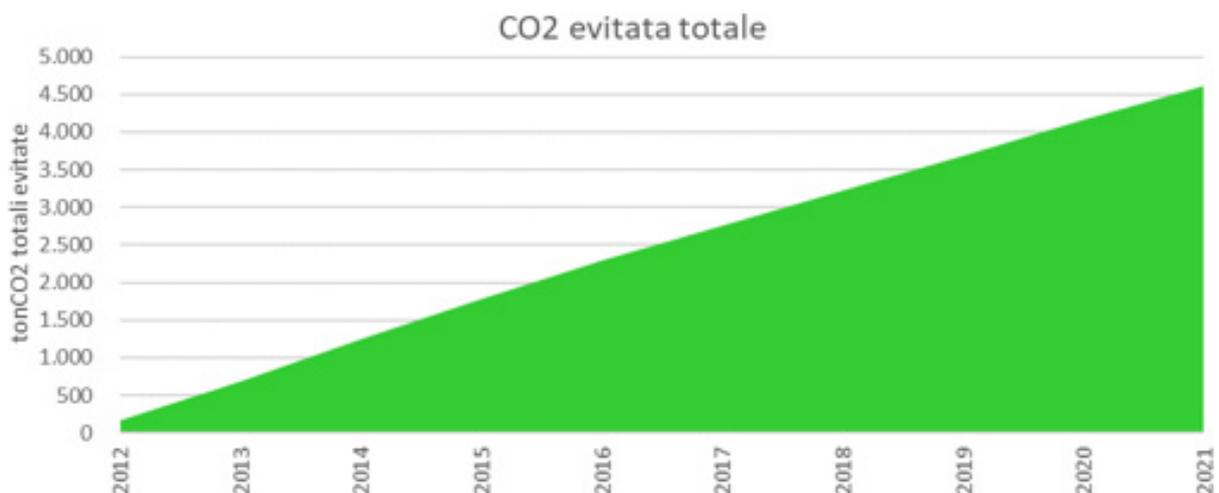


Figura 4 - Emissioni evitate dall'impianto FV1

All'inizio del 2020, presso lo stesso sito, è stato installato e messo in esercizio un impianto di trigenerazione da 860 kWe in grado di soddisfare 42% del fabbisogno di energia elettrica e simultaneamente il 61% di quella termica e il 43% di quella frigorifera. Questo nuovo impianto, grazie all'autoconsumo e ad un capacity factor 2021 pari all'86%, ha determinato una sensibile riduzione delle curve di carico dell'energia prelevata da rete sull'intera settimana e anche durante la notte, quando ovviamente l'impianto fotovoltaico non produce.

Nel corso del 2022, a seguito dell'installazione di nuove linee produttive che hanno generato un incremento della capacità produttiva ma anche del fabbisogno di energia elettrica (al netto di tutti gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica realizzati nel frattempo), la proprietà ha deciso di sostenere un ulteriore investimento per l'installazione di un altro impianto fotovoltaico da 825,84 kWp (FV2) che è stato realizzato in parte sulla copertura ancora disponibile di uno stabilimento esistente, ed in parte su una pensilina da 2.000 m2 realizzata nel parcheggio interno destinato ai dipendenti e presso il quale è stata installata anche una stazione di ricarica per auto elettriche da 22+22 kW.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO 2							
Sezioni	Potenza Pannelli (Wp)	Tipo di Pannelli	Nr. Pannelli	Potenza Installata (kWp)	Angolo di Azimuth	Angoli di Tilt	PVGIS (kWh/kWp)
1 Copertura	370 Wp	Silicio Monocristallino	1.098	406,26	3°	13° (5°)	962,35
2 Pensilina			1.134	419,58	40°	5°	1014,44

Tabella 2 - Caratteristiche dell'impianto fotovoltaico realizzato nel 2022 (825,84 kWp)

Grazie alla nuova potenza installata, si prevede di riuscire a raggiungere un grado di copertura da solare fotovoltaico compreso fra il 10 e il 12% dei consumi di energia elettrica dell'intero sito.

La percentuale annua di autoconsumo è molto elevata ed è pari al 95,5% dell'energia prodotta, mentre quella in eccesso che rappresenta il 4,5%, viene immessa in rete soprattutto durante il fermo produttivo di agosto e nei weekend estivi di massima produzione solare.

Attraverso il monitoraggio degli impianti (Figura 6), è stato possibile verificare e confrontare la produttività del "vecchio impianto" realizzato nel 2012 (FV1) con quella del nuovo impianto realizzato nel 2022 (FV2). Nonostante la posizione e l'orientamento più sfavorevoli (Tabella 2), ma grazie alla migliore resa frutto dell'evoluzione tecnologica degli ultimi 10 anni, il nuovo impianto (FV2), nei primi mesi di quest'anno, ha prodotto una quantità di energia per kWp installato superiore del 5% rispetto a quello "vecchio" (FV1).

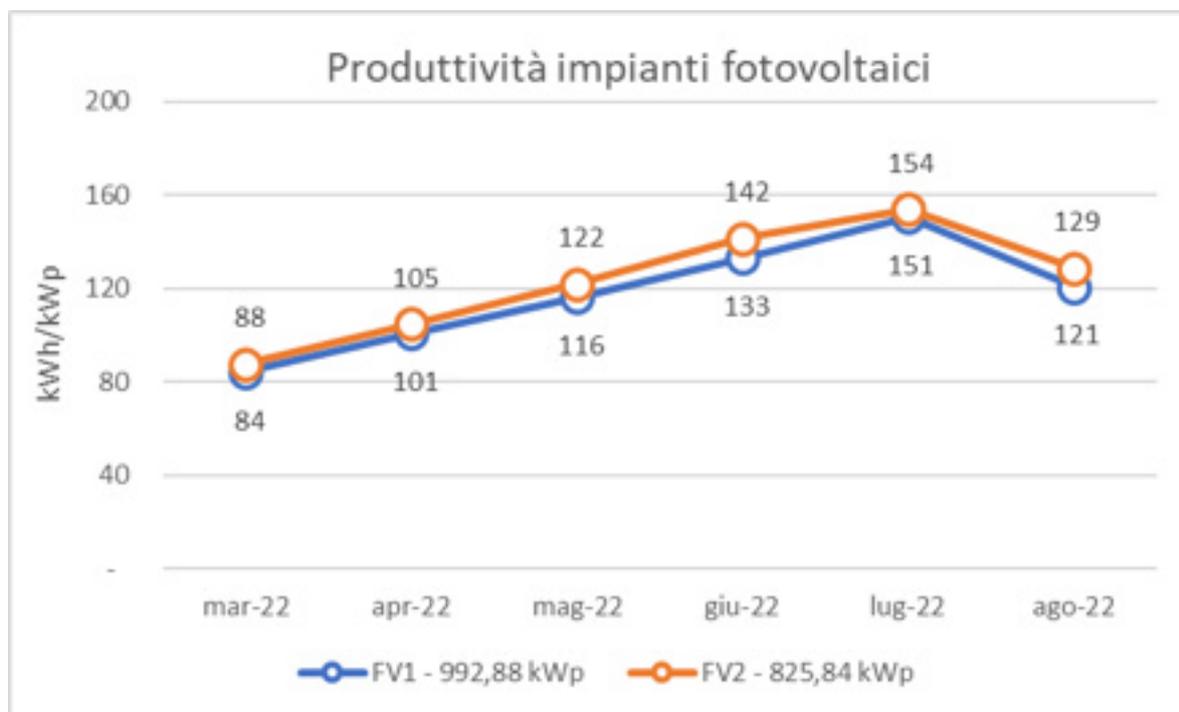


Figura 6- Energia prodotta per kWp

L'analisi di rientro dall'investimento, aggiornata costantemente sulla base della misura e verifica della produzione degli impianti, dell'andamento dei prezzi dell'energia e delle eventuali forme di incentivazione, ci dice che, nonostante lo scetticismo di molti e le difficoltà oggettive che spesso riscontrano per la messa in esercizio degli impianti, questo tipo di investimento resta ancora uno dei più sostenibili per un'azienda manifatturiera come la nostra. Soprattutto in un momento storico come questo dove il prezzo dell'energia elettrica, trainato da quello del gas metano, ha raggiunto livelli folli per molte aziende.

Il calcolo del LCOE (Levelized Cost Of Electricity), ovvero del costo per produrre ogni singolo kWh prodotto lungo l'intero ciclo di vita di un impianto fotovoltaico, ci consente da un certo punto di vista di fare "il pieno di energia" da fonte rinnovabile ad un prezzo fisso per i prossimi 20-25 anni, mitigando il rischio di essere travolti da

una crisi energetica come quella in corso e favorendo al contempo, sia la riduzione della presenza di gas metano nel mix energetico nazionale, che il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dall'UE al 2030/50.

Tassi Interni di Rendimento (TIR) dell'ordine del 20% e Pay-back di 4-5 anni (ai prezzi attuali anche meno) dovrebbero rappresentare un forte incentivo per tutte le aziende a valutare da subito l'investimento.

Seguendo questa logica, l'obiettivo di Valsir è quello di installare entro la fine del 2023 altri 2,5 MWp di potenza (+57% rispetto al 2022), cercando di massimizzare l'autoconsumo e valutando la sostenibilità di eventuali forme di accumulo di energia di tipo chimico (batterie) oppure attraverso la produzione di idrogeno, attorno al quale è catalizzato l'interesse generale e che per certi versi pare essere una (ma non la sola) fra le nuove frontiere per la transizione energetica.

9TH EDITION

zeroEmission

MEDITERRANEAN 2022

12-14
OCTOBER
2022

ROME
ITALY

IN COOPERATION WITH



RENEWABLE ENERGIES
FOR SOUTHERN EUROPE AND
THE MEDITERRANEAN COUNTRIES

INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION

WWW.ZEROEMISSION.SHOW

Il fotovoltaico in autoconsumo e la vendita in rete nell'impresa italiana

Nicola Collarini, EGE SECEM
Paolo Mario Finzi, EGE SECEM

L'Italia ha il grande vantaggio di avere un alleato affidabile: l'energia solare che per tramite di impianti fotovoltaici può essere trasformata in energia elettrica.

Le imprese italiane, colpite dai forti aumenti dei costi energetici, stanno studiando soluzioni per ridurre i costi produttivi e sfruttare al meglio l'energia proveniente dal sole adattando i propri consumi al profilo di produzione disponibile nelle sole ore diurne.

Un impianto FTV può seguire vari criteri di progettazione e la sua dimensione è limitata certamente dagli spazi utilizzabili consentiti dalla normativa (distinguendo tipicamente i tetti dai terreni di tipo agricolo e commerciale/industriale) e dai criteri di allaccio alla rete di distribuzione elettrica che può limitare la potenzialità degli impianti e indicare un diverso valore di tensione di allaccio.

La produzione solare è certamente di tipo diurno, con un impianto esposto a sud, e raggiunge il suo picco nelle ore centrali della giornata mentre i consumi delle utenze potrebbero avere un consumo piatto giorno/notte o consumi stabili per le ore diurne (spesso si verificano cali di consumo nelle ore centrali per la pausa pranzo. Questo va a discapito degli autoconsumi in sito).

Sono allo studio strumenti fisici come batterie che permettono di utilizzare l'energia prodotta nei picchi diurni, in altre ore della giornata o durante la notte per massimizzare il beneficio economico per il soggetto che decide di installare un impianto FTV. Oppure, sistemi di condivisione dell'energia prodotta tramite la rete che cercano di spingere ulteriormente la produzione da fonti rinnovabili oltre al consolidato sistema di scambio sul posto o più semplice vendita di energia in rete.

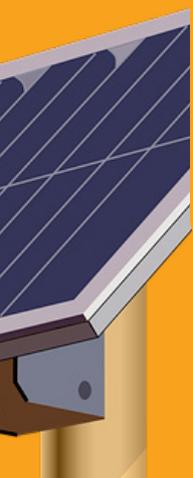
È quindi indiscusso che nessun kWh andrà perduto in termini economici. Si possono, quindi, applicare diversi metodi per convertire la produzione in un beneficio economico sia per il produttore sia per il consumatore.

Abbiamo distinto due soggetti che possono anche coincidere: in questo caso abbiamo un sistema efficiente di utenza (SEU) con un produttore e un consumatore che possono coincidere, oppure, in rapporto 1 a 1 coesistere all'interno di una particella catastale costituendo un SEU di tipo B (SEEU-B).

La SEEU-B è stata introdotta per aiutare lo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili per agevolare gli investimenti di alcuni soggetti che puntano sulla produzione di energia elettrica proveniente da clienti finali per aumentare i propri capitali. Si punta sull'utilizzo del tetto di terzi che per varie ragioni non intendono investire direttamente nell'installazione di un impianto da fonti rinnovabili (FER).

Sono in forte ascesa anche le comunità energetiche, che rappresentano la nuova forma di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico-fotovoltaico-biomasse) che gli stati membri della comunità europea si sono impegnati a realizzare nel prossimo decennio. Grazie alla direttiva comunitaria RED II le persone fisiche, PMI (piccole e medie imprese), enti di territorio, autorità locali e amministrazioni comunali, potranno installare o utilizzare (se esistenti) impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e auto consumarla in modo "virtuale".

Sull'autoconsumo virtuale vengono definiti una serie di incentivi economici garantiti per 20 anni dalla data di costituzione.



Comunità Energetiche da fonti Rinnovabili (CER) a valle della cabina elettrica

Sono dei soggetti giuridici costituiti in impresa sociale o ente del terzo settore i cui membri possono essere persone fisiche, PMI, enti di territorio, autorità locali o amministrazioni comunali per le quali la partecipazione alla CER non costituisca l'attività primaria. Per la realizzazione di una CER occorre che:

- La partecipazione sia aperta e volontaria.
- Sussista autonomia e controllo da parte di membri posti nelle vicinanze degli impianti di produzione gestiti dalla CER.
- Abbia come obiettivo principale fornire benefici ambientali, economici e sociali ancorché profitti finanziari.

Auto Consumo Collettivo da Fonti Rinnovabili (ACCR) a valle del contatore privato

L'autoconsumo collettivo è composto da una pluralità di consumatori ubicati all'interno di un edificio in cui sono presenti uno o più impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili. Gli impianti possono essere di proprietà di soggetti terzi e usufruire di specifici benefici come le detrazioni fiscali. Il tipico esempio è quello del condominio con un impianto fotovoltaico sul tetto che fornisce elettricità alle utenze condominiali ed alle unità abitative di coloro che aderiscono.

Vantaggi diretti per le CER

Ai sensi della Legge 8/2020, al modello di regolazione identificato da ARERA, al sistema di incentivazione definito dal Decreto del MiSE e al sistema di detrazioni fiscali in vigore, le CER si vedranno riconosciuti per 20 anni:

- Un incentivo pari a 100 €/MWh per l'autoconsumo virtuale e 110 €/MWh per le Comunità Energetiche. Tali valori sono calcolati sull'energia elettrica prodotta e che risulti condivisa ove, per Energia Condivisa si intende, 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.
- La restituzione delle componenti evitate di trasporto definite da ARERA sull'energia condivisa che ammontano per le CER a circa 9 €/MWh.
- La remunerazione dell'energia immessa in rete a prezzo zonale orario, oltre al risparmio sulle perdite di rete (circa 10% in BT).
- L'accesso alle detrazioni fiscali per i partecipanti ove previste per legge (recupero del 50% dei costi di realizzazione per i privati che realizzino un impianto fotovoltaico sul tetto di un edificio; per le imprese è previsto il superammortamento del 130% del valore dell'investimento).

Vantaggi indiretti per le CER

Per vantaggi indiretti intendiamo quelli che si producono nel territorio migliorando la qualità della vita dei residenti e delle imprese:

- Forniture rinnovabili a basso costo per tutta la collettività, quindi anche per coloro che non possano mettere a disposizione superfici esposte da destinare alla produzione da FER.
- Possibilità di estendere il progetto inserendo all'interno della Comunità Energetica Rinnovabile colonnine di ricarica o sistemi con accumulo per rendere virtuoso l'utilizzo in rete dell'energia prodotta ed auto consumata.
- Importante valorizzazione del territorio in tema di decarbonizzazione.
- Possibilità di sviluppare progetti pubblici di miglioramento della qualità dei servizi con ulteriori risparmi/entrate a vantaggio del bilancio.

Svantaggi per le CER

- Si perdono i benefici dello scambio sul posto valorizzato a PUN zonale + servizi di rete (circa 8 €/MWh) e perdite (circa 10% in BT)

Con il recente recepimento (novembre 2021) delle direttive europee RED II e IEMD, la potenza complessiva dell'impianto FER viene elevata ad 1 MW (rispetto ai 200 kW fissati dal modello transitorio attualmente in vigore). Inoltre, il perimetro di applicazione delle CER viene spostato dalla cabina secondaria alla cabina primaria in Alta Tensione, lasciando quindi spazio per la costituzione di comunità di un diverso ordine di grandezza. Recenti documenti di consultazione riflettono su come organizzare al

meglio la comunità energetica in una rete magliata, introducendo un meccanismo più semplice per capire l'interconnessione potenziale dei singoli punti di prelievo e immissione, lasciando ai distributori un compito di assegnazione territoriale (tema in fase di sviluppo), a livello pratico un POD potrebbe essere interconnesso a più cabine quindi non è semplice l'individuazione univoca dell'area che il distributore ha il compito di definire.

Per concludere facciamo un esempio

Un'azienda, ubicata ad esempio in Lombardia, che ha un consumo piatto giorno e notte di 5.000.000 kWh - su 3 turni lavorativi - e decide di installare un impianto FTV da 800 kW acquistandolo ad un prezzo indicativo di 900.000 € otterrà una produzione di circa 1.000.000 kWh nelle ore diurne. Non essendoci contemporaneità di consumo e produzione, una parte sarà ceduta in rete al prezzo calmierato da ARERA per il 2023 potenzialmente pari a 0,210 €/kWh come da nuovo decreto Energy Release del 16/9/22) e una parte sarà auto-consumata (riducendo l'energia prelevata da rete).

Nell'ipotesi di un costo di energia da rete pari a 0,400 €/kWh il beneficio economico stimato è di 370.000 €/anno.

Il ritorno di investimento in questa ipotesi è circa di 3 anni. L'investitore dovrà quindi valutare attentamente le ipotesi di lavoro del costo di energia da rete e il rischio di variazione della normativa italiana che potrebbe limitarne i vantaggi e da valutare anche la possibilità di modifica al prezzo di ritiro da parte di GSE che dovrebbe tenerlo allineato al mercato.

Investimenti: con Propel i progetti di efficienza energetica hanno un supporto in più

Eduardo Balekjian, Project Manager - Joule Assets Europe

Non è un segreto che il settore energetico in Europa - e la società in generale - continuano ad affrontare sfide senza precedenti, tra l'impennata dei prezzi dell'energia, l'aggravarsi degli effetti del cambiamento climatico e una guerra in corso. La necessità per i Paesi membri dell'Unione Europea (UE) e per i partner europei di ridurre la loro dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili è diventata sempre più pressante.

Per aiutarci a ridurre tale dipendenza, l'efficienza energetica e la necessità di riorganizzare gli investimenti destinati all'energia sostenibile non sono mai stati così importanti.

Nell'UE gli edifici rappresentano ancora il 40% del consumo totale di energia, ma il tasso di interventi di efficiente-

mento sugli involucri e sugli infissi degli stessi è incredibilmente basso e molto al di sotto di ciò che viene richiesto per soddisfare gli ambiziosi obiettivi di emissioni nette zero. Inoltre, gli sviluppatori di progetti di efficienza energetica, sia grandi che piccoli, in particolare piccole e medie imprese, faticano ancora ad accedere ai finanziamenti per realizzare i loro progetti, nonostante i chiari vantaggi in termini di risparmio energetico e ritorni finanziari. Oltre il 95% del mercato è costituito da progetti inferiori a 1 milione di euro, piccoli così come lo sono la maggior parte delle aziende (ESCO, società di O&M, etc.) che li propongono. Non da ultimo, le strutture e i meccanismi istituzionali di supporto alle imprese esistenti sono pochi e di difficile accesso per le piccole imprese con rating creditizi bassi.

In questo contesto, i governi nazionali e le istituzioni dell'UE, tra cui la Commissione europea e la Banca europea per gli investimenti, dovrebbero imparare dalle esperienze passate (e presenti), dai programmi e dai progetti finanziati.

Molte organizzazioni creano garanzie finanziarie e formative, puntano su differenti meccanismi di sostegno per le aziende, anche con il supporto del programma Horizon 2020 dell'UE e di altri programmi. Tra questi vogliamo segnalare il progetto PROPEL, vista la sua attuale collaborazione con FIRE e il potenziale significativo che potrebbe avere in Italia.

PROPEL: garanzia del finanziamento e crescita degli investimenti

Il progetto PROPEL Energy Efficiency Finance, come viene ufficialmente chiamato, è un progetto finanziato dalla Commissione Eu-

ropea nell'ambito del programma Horizon 2020, volto a garantire il finanziamento e la diffusione di iniziative di efficienza energetica. Il progetto cerca di raggiungere questo obiettivo attraverso il perfezionamento di garanzie finanziarie standardizzate, già esistenti e testate sul mercato, e integrandole in un pacchetto di servizi completo end-to-end di garanzie contrattuali, valutazione del rischio, processo informatico/IT.

L'obiettivo finale di PROPEL è supportare lo sviluppo di un ecosistema per investimenti energetici sostenibili attraverso lo sviluppo, la prova e l'integrazione di garanzie finanziarie standardizzate, ed il supporto dell'aggregazione e della crescita degli investimenti in energia sostenibile.

Il progetto si basa sui risultati del progetto LAUNCH H2020, che ha innescato oltre 150 milioni di EUR di investimenti attraverso la garanzia standardizzata, fornendo supporto a sviluppatori di progetti e investitori.

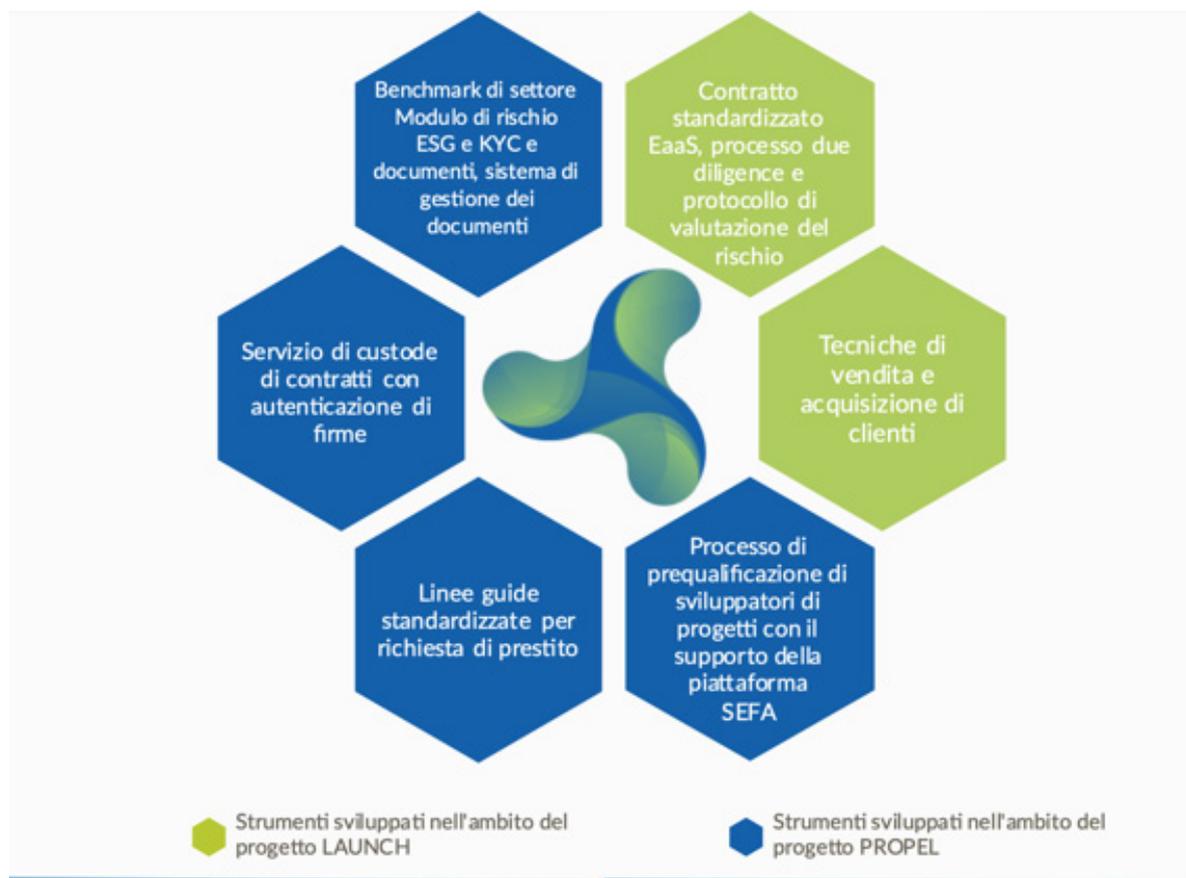
Nostro Impatto



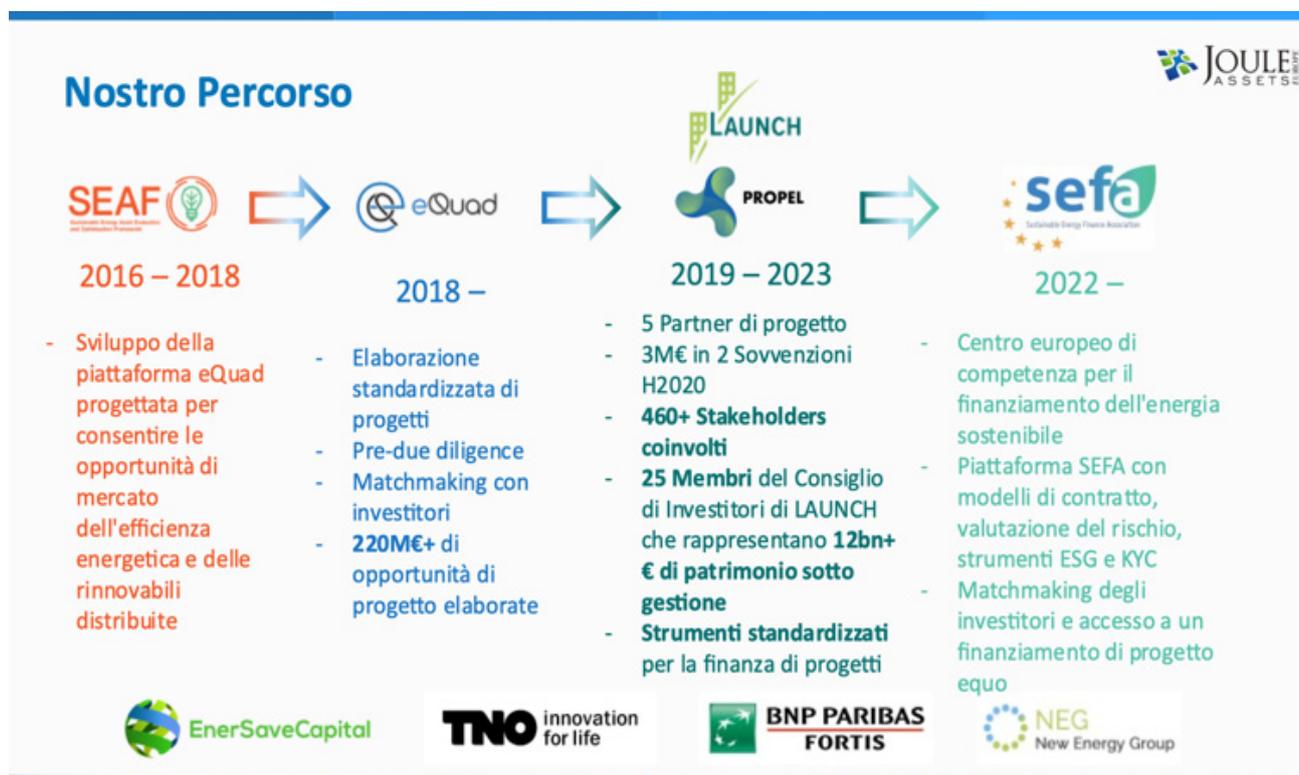
PROPEL ha sviluppato e integrato ulteriori garanzie standardizzate attraverso la creazione di un'unica piattaforma per supportare l'aggregazione ed il potenziamento degli investimenti in energia sostenibile. Ciò è stato possibile anche grazie a SEFA, la Sustainable Energy Finance Association, un gruppo, senza fini di lucro, che rappresenta l'industria e le voci del settore europeo dell'energia sostenibile. L'obiettivo del progetto è quello di riunire un'ampia gamma di parti interessate (inclusi proprietari di asset, gestori di proprietà e strutture, ESCo, sviluppatori di progetti, appaltatori, investitori) ed introdurre ulteriori capitali nel mercato dell'efficienza energetica, creando le condizioni per un sistema più equo per tutti i partecipanti. I team di PROPEL e FIRE collaborano nell'ambito del Capacity Building Programme (programma di sviluppo delle capacità) di PROPEL per garantire il raggiungimento di questo obiettivo.

Tra gli strumenti che sono stati provati e testati sul mercato con gli stakeholder at-

traverso il progetto LAUNCH abbiamo il Contratto Standardizzato per "Energy-Efficiency-as-a-Service (EEaaS)" (tradotto anche per l'uso in 6 diversi paesi), un Protocollo di Valutazione dei Rischi (RAP) che funge da garanzia di vendita e marketing per supportare le aziende nelle loro presentazioni agli investitori. Attraverso PROPEL, una serie di strumenti supplementari sono stati progettati e sviluppati sulla scia del lavoro svolto nel progetto LAUNCH, vale a dire: linee guida per la richiesta di prestito per i richiedenti di finanziamento, insieme a un modulo sulle linee guida Know-your-customer (KYC); un modulo sui rischi ambientali, sociali e governance (ESG), spesso sollecitati ai richiedenti quando si rivolgono a banche e investitori per ottenere finanziamenti. Per renderli accessibili, il progetto PROPEL ha anche sviluppato una piattaforma online in cui gli sviluppatori di progetti possono trovare gli strumenti sopra menzionati e partecipare a un processo di prequalifica per valutare la loro idoneità al finanziamento e/o la necessità di ulteriore supporto.



PROPEL si basa su oltre 5 anni di esperienza, sullo sviluppo di conoscenze, expertise e competenze, sulla sua serie di garanzie di finanziamento standardizzate e su un coinvolgimento molto attivo delle parti interessate e dei partenariati passati realizzati nell'ambito del programma Horizon 2020 dell'UE. Questo percorso è iniziato nel 2016 con il progetto SEAF ed è proseguito nell'ambito del progetto LAUNCH prima del nostro attuale impegno in PROPEL, portando infine alla creazione di SEFA. L'associazione fungerà da centro di risorse unico e olistico in Europa, mantenendo e fornendo tutti gli strumenti necessarie per sviluppare, vendere, contrarre e finanziare progetti di energia sostenibile su larga scala. Il suo sviluppo e la cooperazione con le parti interessate in tutta Europa saranno fondamentali per far crescere il settore e ottenere un impatto reale sul futuro risparmio energetico.



La collaborazione con FIRE

In questo contesto, la collaborazione di PROPEL con FIRE è di fondamentale importanza. L'acquisizione di conoscenze, esperienze e contesto locale su ciò che succede nei mercati dell'energia sostenibile a livello dei paesi membri dell'UE si ottiene attraverso la collaborazione con le associazioni nazionali. Lavorando a stretto contatto con FIRE e con le altre associazioni italiane, SEFA condividerà la propria esperienza, conoscenza, formazione, strumenti e materiali con le parti interessate nazionali per supportare al meglio la loro crescita e lo sviluppo di servizi energetici sostenibili.

Siamo lieti di iniziare il nostro percorso di collaborazione con FIRE mentre cerchiamo di ampliare il settore dell'energia sostenibile in Italia e in Europa.

Imprese ed energia: puntiamo sulla diagnosi energetica e sul lean management

di Antonella Castelli – Energy Manager

Il mestiere di energy manager (come quello di esperto in gestione dell'energia) è cambiato in questo ultimo anno.

I costi di produzione di energia e gas sono ai massimi storici. Il prezzo medio dell'energia elettrica è stato storicamente intorno ai 60 Euro/MWh (media prezzi annuali dal 2004 al 2019). Nell'anno 2020 invece i prezzi di energia e gas avevano toccato il loro minimo storico (a causa principalmente della crisi pandemica: la media annuale del prezzo 2020 era di 38,92 Euro/MWh), pertanto il paragone con i livelli attuali è ancor più impietoso: agosto 2022 ha chiuso con una media mensile di 543,15 Euro/MWh. Il primo sensibile scostamento rispetto ai prezzi medi mensili si è registrato da giugno 2021 (84,8 Euro/MWh già alto rispetto alle medie storiche) a luglio 2021 (102,66 Euro/MWh). Da quel momento l'aumento è stato inesorabile. Il prezzo medio da ottobre 2021 a giugno 2022 è stato nel range 210-280 Euro/MWh escludendo il picco di Marzo 2022 (308,07 Euro/MWh). A luglio 2022 con un prezzo

medio mensile di 441,65 Euro/MWh e quindi agosto 2022 (come detto di 543,15 Euro/MWh) la situazione è andata decisamente fuori controllo.

In questa situazione la figura dell'energy manager si è evoluta quale punto di riferimento e di supporto al decisore (ovvero le Imprese etc..) al fine di promuovere e regolare l'uso razionale dell'energia. Le attività svolte dall'energy manager presuppongono un approccio integrato per raggiungere una ottimizzazione energetica, mettendo in campo interventi gestionali e tecnici (attraverso investimenti e ricorrendo a tutti meccanismi di incentivazione disponibili).

A partire dall'estate scorsa è stato necessario implementare questo approccio "olistico" focalizzando l'attenzione sulla gestione di una sempre crescente incertezza. Eravamo abituati a muoverci in un mercato sostanzialmente piatto. Il management dell'azienda richiedeva all'energy manager, tra le attività previste, il supporto nella gestione e valutazione di contratti di fornitura

energetica (prezzo fisso o variabile). Nell'anno della pandemia con i prezzi ai minimi storici, la tipologia di contratto a prezzo variabile, che seguiva l'andamento del mercato, è risultato a consuntivo conveniente. Dal 2021 ci si aspettava la ripresa dei consumi e il conseguente aumento dei prezzi ma non certo nella misura che si è poi verificata.

Una strategia di contenimento dei costi è stata quella di stipulare con i fornitori contratti a prezzo fisso in luogo di quelli a prezzo variabile o di decidere di fissare il prezzo in determinati periodi e su determinati volumi (in ambito industriale), per contrastare paventati rialzi che si sono costantemente verificati. Chiaramente, a livello di energivori e grandi imprese, ambito in cui mi trovo ad operare, scelte di questo tipo hanno giocato un ruolo fondamentale e hanno portato risparmi economici consistenti.

La sensazione generale, nei primi mesi di rialzo, supportata dalle proiezioni, era che questo aumento sarebbe "rientrato" e invece non è accaduto. Tale situazione ha avuto un impatto sulla valutazione di azioni strategiche che prevedono analisi dei costi e benefici a lungo termine e ha velocizzato alcuni investimenti di efficienza energetica. La necessità di promuovere il contenimento dei consumi energetici e di conseguire il relativo risparmio economico è sempre più impellente, visto che la materia prima energia sta diventando sempre più preziosa e

sempre meno accessibile.

In tal modo anche le aziende meno energivore stanno ripartendo proprio dalla diagnosi energetica, al fine di comprendere il proprio stato. Il primo passo è iniziare un percorso di continuo miglioramento volto a diminuire l'incidenza del costo energetico sul prodotto. Il rapporto di diagnosi oggi deve essere più che mai accurato e portare a miglioramenti tangibili. L'inizio di questo percorso virtuoso è spesso caratterizzato dagli accorgimenti gestionali "a costo zero". L'ottica è quindi quella del lean management: riuscire a mettere in discussione abitudini consolidate per tagliare gli sprechi. Dopo questo primo step è necessario allargare il più possibile l'orizzonte andando al di là delle proposte classiche (sostituzione di utilizzatori con altri a maggior efficienza), per operare recuperi (di calore e di energia) attraverso modifiche più consistenti.

In conclusione la sfida per l'energy manager si fa sempre più complessa e presuppone un livello di preparazione e aggiornamento costante. Bisogna inoltre mantenersi saldi ed essere pronti a ulteriori cambiamenti perché lo scenario che si prefigura non è facilmente prevedibile.

La questione coinvolge tutti gli operatori del settore in maniera indistinta e l'esigenza è prioritaria e comune: quella di avere un mercato più stabile e che si setti su valori sostenibili e quindi minori di quelli attuali.

Certificati Bianchi

Dalle lampadine a basso consumo alle dichiarazioni pretese ex post: l'infelice epilogo di un meccanismo virtuoso

..... Anna Maria Desiderà, Avvocato cassazionista - Rödl & Partner

Ci siamo ritrovati numerosi lo scorso giugno, all'appuntamento sui CB che il FIRE organizza da molti anni a Roma. L'occasione è pressochè unica per gli operatori del settore per conoscere le novità ed affrontare le questioni aperte alla presenza delle Autorità, ARERA e GSE.

Da molto tempo però il clima che si respira è cambiato: appare un ricordo lontano l'entusiasmo di operatori che hanno creduto nell'efficienza energetica molto prima che diventasse, oggi, molti anni più tardi, un argomento da campagna elettorale.

Tutti sanno che dal 2017 il meccanismo è radicalmente cambiato, si stenta però a riconoscere che da quella data non si è mai più ripreso.

Quest'anno quantomeno si è ammesso, riferendosi al sistema pre-vigente, che "in passato sono stati fatti molti errori". Ora, come quel giorno, chiedo: perché il prezzo di quegli errori lo devono pagare solo gli operatori?

Il problema ha sicuramente origini

lontane, ma gli esiti negativi del processo di verifica, disposto dal GSE a tappeto su moltissimi progetti standard, ricadono purtroppo unicamente sugli operatori, in particolare le ESCo.

E', infatti, impressionante la percentuale di decadenze/annullamenti disposti dal GSE nel 97% dei progetti riesaminati dopo anni dalla loro approvazione e incentivazione: un dato che offusca innegabilmente l'immagine del GSE, chiamato ad amministrare il meccanismo dal 2012, e mette certamente in difficoltà anche chi al suo interno vorrebbe oggi 'rimettere in piedi' il settore.

Si è, purtroppo, appreso in quella occasione che neppure la soluzione introdotta con il Decreto Semplificazioni (i.e. art. 56, comma 8, DL 76/2020), proprio al fine di deflazionare il contenzioso originato da tali provvedimenti caducatori, ha portato a un riequilibrio delle posizioni, avendo il GSE reso noto che le istanze, presentate dagli operatori a sensi della citata novella, vengono rigettate nella gran parte dei casi.



Di più, chi ha avuto modo di esaminare uno di questi rigetti (temo che, come per i provvedimenti di annullamento/decadenza, anche questi presentino molti elementi comuni) noterà facilmente l'aggravio degli addebiti a carico dell'operatore.

Se la decadenza dagli incentivi (piuttosto che l'annullamento) si fondava sulla mancanza e/o insufficienza dei documenti, messi a disposizione dall'operatore, contestata dal GSE non sulla base di una previsione normativa ma di un suo proprio elenco, i rigetti delle istanze ex art. 56 DL 76/2020 si basano sulla ritenuta sussistenza di una "falsa rappresentazione dei fatti"

contestata dal GSE, non a seguito dell'accertamento da parte del medesimo di dati diversi da quelli indicati dagli operatori nelle RVC, ma per l'asserita insufficiente prova degli stessi derivante, come appena ricordato, dalla ritenuta mancata e/o insufficiente produzione di documenti, pretesi ex post dal GSE, a distanza di molti anni sia dalla approvazione delle RVC, sia, ancor più, dalla realizzazione degli interventi ivi rendicontati.

Una trappola perfetta, da cui è una questione di fortuna uscire illesi. Per farsene convinti basta leggere le sentenze - entrambe del Consiglio di Stato, Sezione IV, - n. 1372/2021 e n. 2583/2022:

- nella prima è stato affermato che non si può "tollerare, alla luce dei principi anche europei di tipicità, tassatività, prevedibilità e conoscibilità delle norme che regolano l'azione amministrativa, una soluzione esegetica che imponga ex post a carico del privato l'obbligo di acquisire documentazione originariamente non prevista, e che di poi consenta al GSE la verifica del possesso dei requisiti in assenza di criteri predeterminati, producendo nella sostanza nella sfera del destinatario una sorta di effetto a sorpresa";
- nella seconda è stato affermato che è necessario che la dichiarazione del cliente partecipante - della quale, stando proprio al precedente appena citato, non era neppure previsto l'obbligo di acquisizione da parte dell'operatore - sia corredata dal documento di identità.

Stesso Giudice, stessa Sezione: nel primo caso la ESCo è stata riammessa agli incentivi, nel secondo rischia di 'chiudere i battenti'.

E' più che comprensibile la difficoltà di gestione di tale "impasse" da parte del GSE.

Sicuramente avere delegato a TAR e Consiglio di Stato la soluzione del problema non è stata una scelta lungimirante. A tacere dei costi sostenuti dai cittadini per la difesa in giudizio dell'Ente in un contenzioso vastissimo, non è dato sapere quante ESCo riusciranno a sopravvivere e tra queste ci sono sicuramente molti operatori onesti, che hanno provato a chiedere aiuto a più livelli, senza ottenerlo.



Good news ?

Il GSE, sempre in quell'incontro, ha però affermato di voler trovare una soluzione: ritengo che il primo passo spetti proprio al Gestore per le responsabilità che gli competono in quanto Autorità che controlla il settore.

La buona notizia è che gli sarà sufficiente cambiare prospettiva.

In passato il GSE è partito dal presupposto che il comportamento degli operatori sia per definizione non lineare, quello che avrebbe dovuto fare e ci si aspetta faccia ora è salvaguardare il settore e le imprese che correttamente vi operano.

Il problema è quindi riconoscere le (tante) imprese che hanno operato correttamente. Se si chiede, a distanza di molti anni, per ciascun intervento contenuto in una RVC (anche molte decine), una media di 8-10 documenti, non espressamente previsti dalla normativa, e si deduce dalla semplice mancanza (anche parziale) dei documenti pretesi – e non dalla accertata inesistenza o non conformità degli interventi – la decadenza dagli incentivi, è evidente che non si potrà individuare chi ha operato correttamente, ma si otterrà invece il blocco di ogni iniziativa (e quindi di ogni erogazione), perché è semplicemente impossibile (e il Gestore avrebbe dovuto saperlo) che vengano conservati documenti che non si sapeva di dover raccogliere.

Di fatto il metodo utilizzato in passato dal GSE per i controlli ha messo sullo stesso piano "buoni" e "cattivi"; quest'ultimi, quanto i primi, fisiologici in ogni mercato, di qualsiasi Paese del mondo, ma, evidentemente, di certo, non nella percentuale del 97%.

Per estrarre da questo "mucchio" chi ha operato correttamente, sarà sufficiente oggi al Gestore rivedere le proprie determinazioni riconoscendo che a comprovare che un intervento sia stato realizzato in conformità

alla normativa ed alle specifiche previste nelle schede tecniche, ad esempio, NON SONO NECESSARI I SEGUENTI DOCUMENTI:

- relazione tecnica asseverata dello stato ex ante;
- dossier fotografico dello stato ex ante;
- stralcio del piano regolatore, autorizzazioni edilizie, "fine lavori" ed ogni altro atto o documento relativo ai profili urbanistici ed edilizi dell'intervento, posto che (i) eventuali violazioni della relativa normativa competono agli enti territoriali, (ii) un intervento, quand'anche abusivo, può generare efficienza laddove abbia le qualità tecniche previste;
- libretto d'impianto;
- ACE/APE pre e post intervento;
- dichiarazione di conformità dell'impianto;
- visure camerali dei Soggetti Titolari/Clienti Partecipanti;
- certificato di smaltimento vetri;
- bollette elettriche;
- documenti attestanti la trasmittanza post intervento;
- elaborati grafici, planimetrie ecc.;
- report fotografico delle matricole degli inverter e dei moduli;
- documentazione attestante la disponibilità dell'immobile ed il titolo mediante il quale essa è esercitata (proprietà, affitto ecc);
- delibere condominiali;
- liberatoria del cliente in merito alla mancanza di cumulo.

I predetti documenti, come si condividerà, attestano qualità e circostanze che non hanno a che fare con la prova della effettiva realizzazione di un intervento avente le qualità promesse nella RVC, tanto è vero che non erano richiesti ex ante da alcuna scheda tecnica, norma, regolamento, linea guida, FAQ ecc. Ne consegue che laddove la decadenza dagli incentivi o l'annullamento dei progetti siano stati disposti per mancanza dei predetti documenti, inidonei, come detto, a comprovare le caratteristiche tecniche degli

interventi, il GSE potrà certamente rimuovere tali determinazioni anche avviando, d'ufficio, un procedimento di annullamento in autotutela a sensi dell'art. 21 nonies L. 241/90. Ed a simile soluzione non osta certamente la cd "falsa rappresentazione dei fatti", non essendo essa contestabile per asserita carenza di prova di circostanze non rilevanti per la normativa di riferimento, che, per l'appunto, non ne richiede affatto la prova.

E' doveroso ricordare, poi, che, a quanto risulta, il tema del cumulo si è posto a fare data dal secondo semestre 2013. Ne consegue che per tutte le RVC presentate prima di tale data ogni verifica è stata inutilmente svolta e il suo esito potrà essere annullato nei termini appena detti. Mentre per quelle successive il GSE, in base ai principi di efficienza ed efficacia dell'agire amministrativo, avrebbe dovuto richiedere documentazione solo laddove fosse stata accertata la doppia incentivazione e non, come invece ha fatto, su tutte le centinaia di migliaia di interventi contenuti in tutte le RVC approvate, e, comunque, avrebbe dovuto disporre la caducazione dagli incentivi solo in caso di cumulo accertato e non, come ha fatto, per asserita mancata prova dell'assenza di cumulo (prova, peraltro, diabolica); circostanza che, quindi, legittima vieppiù l'Ente a rimuovere anche simili determinazioni.

Da ultimo, non pare inutile ribadire che la normativa lasciava all'operatore la scelta della documentazione idonea a comprovare la sussistenza dei requisiti per la incentivazione di un intervento: pertanto ove il GSE intenda seriamente riportare a equità il mercato dovrebbe innanzitutto accettare la documentazione messa a disposizione dall'operatore e valutarne

la portata probatoria, magari a campione (come voleva la norma), con buona fede (e buonsenso), chiedendo una integrazione solo per la circostanza/il dato - essenziali in termini di effettiva realizzazione e conformità - che resti "scoperto".

Sono certa che così facendo ci saranno indubbi vantaggi per tutti; quelli economici sono evidenti:

- per il GSE che potrebbe dedicare più risorse alla valutazione e verifica dei nuovi progetti e, soprattutto, al supporto agli operatori e alla promozione del meccanismo dei TEE;
- per lo Stato che vedrà ridotto drasticamente il costo delle verifiche compiute dal GSE a tappeto su documenti privi di portata probatoria;
- per Stato e Operatori che vedranno risolti i relativi contenziosi e risparmiati gli ulteriori costi;
- per i cittadini che hanno pagato gli incentivi ma continuano a pagare il costo degli errori commessi (non però quelli degli operatori, che se li pagano da soli).

Il vantaggio più grande, che dalla soluzione di questo problema ricaveremo tutti, sarà indubbiamente quello di liberare le ESCo virtuose dal giogo del contenzioso e di consentire loro di realizzare l'efficienza di cui lo Stato ha bisogno, non solo per contrastare l'emergenza energetica, ma anche per continuare quella transizione ecologica cui questi soggetti hanno dato avvio, a fianco di ARERA e GSE, molto prima dell'avvento del PNRR.

In questo percorso, sono altrettanto certa, il FIRE è sicuramente disponibile, come da lungo tempo fa, a supportare gli operatori.

CAPITAL DYNAMICS IN ITALIA - OPPORTUNITÀ E SFIDE NEL MERCATO DELLE RINNOVABILI

Capital Dynamics è un asset manager indipendente, esperta nel mercato mid-market, con presenza globale focalizzata su private asset, inclusi Private Equity (primario, secondario e co-investimenti), Private Credit e Clean Energy.

"Negli ultimi anni", dichiara Dario Bertagna - Managing Director e Co-Head of Clean Energy, "le energie rinnovabili sono diventate un asset class dominante, non solo nell'ambito dell'energia ma anche in quello delle infrastrutture, in grado di offrire ritorni stabili anche durante periodi di volatilità e incertezza dei mercati. Eventi di portata globale come la pandemia, le conferenze COP-22 e COP-26, la guerra in Ucraina e il pericoloso aumento delle temperature", spiega Bertagna, "hanno portato non solo a regolamentazioni più stringenti in tema di cambiamento climatico, ma anche ad un aumento dell'interesse per le energie rinnovabili. Sulla scia di questa emergenza, l'Europa ha emanato diversi pacchetti normativi per definire e regolamentare il percorso verso l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. Un esempio è rappresentato dal cosiddetto "Fit for 55".

Capital Dynamics sta attualmente vendendo la propria energia attraverso contratti bilaterali di lungo periodo, ma l'aspetto più interessante risiede nel trend di lungo termine. "Dal nostro osservatorio - spiega ancora Bertagna - stiamo registrando

un aumento del volume e delle categorie di "acquirenti di energia": essendo esposti alla volatilità del mercato, grandi aziende, banche, retailer ed altri soggetti vogliono comprare e "bloccare" il prezzo della propria elettricità a lungo termine. Si tratta di contratti di acquisto di energia elettrica (PPA) di lungo termine, dove il prezzo dell'energia è fisso e concordato da subito. Si verifica quindi non solo un aumento del numero di aziende, ma anche del prezzo a cui questi soggetti sono disposti a stipulare questo tipo di contratti, elemento importante in un contesto inflazionistico in cui i costi di costruzione aumentano.

Capital Dynamics è uno dei principali player del settore in Italia, dove ha investito in impianti in Sicilia e nel Lazio, regione che ospita uno dei più grandi progetti fotovoltaici italiani completamente senza sovvenzioni pubbliche e beneficia di un contratto di acquisto di energia elettrica a lungo termine ("PPA") con una controparte investment grade. Si tratta di tre impianti fotovoltaici per un complessivo di 87.5 MW, facenti parte di una pipeline di 300 MW di progetti solari fotovoltaici in fase di sviluppo in Italia. Il primo impianto, di 75,5 MW, è uno dei più grandi progetti solari fotovoltaici esente da sovvenzioni ad oggi costruito in Italia. I pannelli utilizzati per i tre impianti sono moduli bifacciali che sfruttano il rear del pannello per catturare la luce riflessa dal terreno e aumentare la



produzione. Il beneficio del bifacciale viene aumentato dall'utilizzo di single axis trackers a due file di pannelli, i quali permettono di avere una rotazione +/- 60 gradi (vs. +/-45 gradi dei tradizionali) massimizzando la produzione e andando a catturare la luce del sole nelle prime ore del mattino e nelle tarde ore della sera.

"Una volta operativi, i tre impianti dovrebbero generare 165 GWh di energia pulita all'anno. Il singolo impianto da 75 MW, insieme ai due impianti da 6 MW ciascuno, sono diventati progetti Ready-To-Build (RTB) nel settembre 2020 e sono stati acquistati dallo sviluppatore nell'ottobre 2020. Tutti e tre i progetti sono stati realizzati e connessi con successo alla rete da inizio anno" spiega Dario Bertagna. I progetti genereranno energia pulita sufficiente a soddisfare il fabbisogno di 63.000 famiglie all'anno, compensando oltre 100.000 tonnellate di gas a effetto serra. I progetti offrono opportunità di lavoro per oltre 480 lavoratori locali durante la fase di costruzione.

10 AZIONI PER RISPARMI ENERGETICI NELLA PA

A cura di Adnkronos/PROMETEO

Dieci azioni per il risparmio energetico. La pubblica amministrazione con i suoi 3,2 milioni di dipendenti, 32mila enti e circa 1,2 milioni di edifici diffusi in modo capillare sul territorio nazionale, rappresenta un settore strategico per contribuire al risparmio energetico e alle misure di riduzione del consumo di gas previste dall'Unione europea con il Regolamento 2022/1369 del 5 agosto 2022. Alla luce del Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas diffuso dal ministero per la Transizione ecologica e delle azioni necessarie per la promozione di un uso intelligente e razionale dell'energia, il Dipartimento della Funzione pubblica ha condiviso con il Mite un pacchetto di dieci azioni per il settore pubblico.



Il pacchetto consiste in formazione e campagna di sensibilizzazione per i dipendenti pubblici; formazione specifica dei dirigenti; collaborazione a una campagna di comunicazione e di informazione diretta alla cittadinanza; collaborazione a una campagna di comunicazione e sensibilizzazione nelle scuole; rinnovo di impianti e apparecchiature; semplificazioni normative e incentivi per l'installazione di impianti fotovoltaici nel patrimonio edilizio pubblico. E, inoltre, incentivazione delle comunità energetiche; inserimento di indicazioni specifiche nel Codice di comportamento dei dipendenti pubblici; incentivi e premialità per i dipendenti pubblici; premio Pa per l'uso efficiente dell'energia.

Pronti per la nuova formazione FIRE?

Descrizione dei corsi, costi ed iscrizioni su

<https://fire-italia.org/academy-new/?>

Percorsi tematici



10 e 17/ 10/22 Percorso sostenibilità (A):

- Emission trading
- Trattamento acque reflue
- Economia circolare
- LCA

12 e 24/ 10/22 Percorso Strumenti e procedure 1 (B):

- Misura e verifica prestazioni
- Contabilità energetica
- Benefici multipli
- Autorizzazioni CAR

03 e 09/ 11/22 Percorso Civile (C):

- Illuminazione
- VMC
- Sostenibilità degli edifici
- PdC alta temperatura

07 e 11/ 11/22 Percorso Diagnosi (D):

- La serie delle UNI CEI EN 16247
- Caso studio settore civile
- Caso studio settore industriale
- Caso studio settore trasporti

14 e 21/ 11/22 Percorso Incentivi (E):

- TEE
- Conto termico
- Detrazioni fiscali
- FER

16 e 23/ 11/22 Percorso Generazione FER (F):

- Comunità energetiche
- FV e accumuli
- SSPC (Sistemi Semplici Produzione Consumo)
- Generatori a biomassa

28/ 11/22 e 02/12/22 Percorso Contrattualistica (G):

- PPA
- Forniture energia elettrica e gas
- EPC
- Fiscalità nei contratti

30/ 11/22 e 07/12/22 Percorso Tecnologie (H):

- UTA (Unità di trattamento aria)
- Recupero termico
- Cogenerazione
- Motori elettrici ed elettropompe

12 e 16/ 12/22 Percorso Industriale (I):

- Aria compressa
- Generatore di vapore
- Impianti frigoriferi
- Power Quality

14 e 19/ 12/22 Percorso Strumenti e procedura 2 (L):

- Formule e numeri
- Negoziazione
- Marketing
- Project management

Corsi di approfondimento (4 ore)

21/09/2022 Introduzione alla misura e verifica delle prestazioni IPMVP L2

28/09/2022 Dalla diagnosi energetica alla carbon footprint 

03/10/2022 Decreto FER e nuove opportunità per il fotovoltaico 

05/10/2022 Cogenerazione

26/10/2022 Veicoli elettrici 

27/10/2022 Statistica e finanza 

03/11/2022 Approfondimento TEE

04/11/2022 Illuminazione

05/11/2022 ISO 50001

08/11/2022 Idrogeno: scenari ed opportunità 

10/11/2022 Comunità energetiche

15/11/2022 Pompe di calore

18/11/2022 Formule e numeri

24/11/2022 Refrigerazione

25/11/2022 Forniture di energia elettrica e gas

Vuoi pubblicizzare la tua azienda con noi?



Contattaci!

.....

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





CONFERENZA ENERMANAGEMENT 2022

Centro Congressi Palazzo delle Stelline MILANO

22 novembre 2022

La conferenza dedicata
all'energy management,
all'efficienza energetica, alle
strategie per ridurre i costi
e migliorare il core business



Vuoi sponsorizzare la conferenza?

Contatta Cettina Siracusa

c.siracusa@gestioneenergia.com - 3473389298

www.enermanagement.it