

Gestione Energia

strumenti e buone pratiche
per l'energy management



FIRE
1/2021

fOCUS

La cogenerazione industriale

COGENERAZIONE CGT



Energia efficiente e zero pensieri.

Oggi efficienza energetica e rispetto dell'ambiente sono fondamentali per ogni azienda. La cogenerazione può essere la soluzione ideale, ma è fondamentale affidarsi al partner giusto.

CGT progetta, sviluppa, realizza, assiste e se lo desiderate conduce impianti di cogenerazione a metano e a biogas. Seguiamo i clienti in ogni fase del progetto, proponendo soluzioni su misura per ottenere la massima efficienza energetica.

L'esclusivo servizio web-based Energy Report CGT consente di controllare comodamente da remoto la produttività e la redditività dell'impianto di cogenerazione, attraverso una reportistica facile e intuitiva

Le nostre capacità di ingegneria e la qualità dei servizi integrati, unite alle prestazioni della gamma dei gruppi Caterpillar con range di potenza da 400 a 10.000 kW_e, consentono di generare energia efficiente e con la massima affidabilità.



SCEGLIETE IL PARTNER GIUSTO.

AFFIDATEVI ALLA COGENERAZIONE CGT "ZERO PENSIERI".



<http://cogenerazione.cgt.it>



800-827134

CGT

CAT

www.fire-italia.org

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

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

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

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

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

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

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

Direttore responsabile

Giuseppe Tomassetti

tomassetti@fire-italia.org

Comitato scientifico

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

Comitato tecnico

Luca Castellazzi, Dario Di Santo, Daniele Forni, Costantino Lato, Sandro Picchiolotto,

Giuseppe Tomassetti, Andrea Tomiozzo

Coordinamento di redazione

Micaela Ancora

ancora@fire-italia.org

tel. 0630483157

Grafica e impaginazione

Paolo Di Censi

Gruppo Italia Energia S.r.l.

Direzione FIRE

Via Anguillarese 301 00123 Roma tel. 06 30483626

segreteria@fire-italia.org

Rivista trimestrale

Anno VI N. 1/2021

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 Gruppo AB

6

Editoriale

Cogenerazione versus fonti rinnovabili

Giuseppe Tomassetti

8

Prima pagina

Transizione energetica, cogenerazione, idrogeno: la posizione e le proposte del Coordinamento FREE

Intervista a Livio De Santoli, Presidente Coordinamento FREE

12

Formazione & professione

La strategia ambientale di Philip Morris International: interventi realizzati e azioni future

Simone Odella, Energy Manager esterno - Davide Carini, Energy Manager locale esterno
Michele Pagnoni, Maintenance Manager - Andrea Alberton, Asset Engineer
Philip Morris Manufacturing & Technology Bologna S.P.A

18

Le attività di energy management nella sede italiana dell'ESA

Maurizio Della Fornace, Energy Manager ESA

24

Tecnologie & iniziative

Pompe di calore elio-assistite: i problemi nel passaggio da impianti dimostrativi al mondo reale

L'impianto pilota del Palazzetto dello Sport Palacus

Luca A. Tagliafico, Vincenzo Bianco, Alessandro Cavalletti,
Chiara Marafioti, Annalisa Marchitto, Federico Scarpa
Università degli Studi di Genova, Gruppo ÀUGERE

focus

La cogenerazione industriale

30

Cogenerazione, fra presente e futuro

Dario Di Santo, Direttore FIRE

34

L'evoluzione degli impianti di produzione elettrica

A cura di Terna

40

Sviluppi della cogenerazione in chiave di sostenibilità industriale ed ambientale

Alessandro Fontana, segreteria tecnica Anima-Italcogen
Marco Baresi, Direttore relazioni istituzionali e marketing di Turboden
e Vice Presidente Italcogen

44

Tecnologie per la cogenerazione: sette anni di funzionamento reale

Giuseppe Dell'Olio, GSE

50

La trigenerazione per il food and beverage

Giulia Pelloja, Senior Sales Engineer AB

54

Cogenerazione: la scelta strategica per rilanciare la competitività rispettando l'ambiente

Caso studio: cogenerazione e GNL
l'efficientamento energetico di un salumificio
Paolo Fulvi, Energy Manager Cogenerazione, CPL CONCORDIA

Cogeneration World

Cogenerazione
da gas naturale

Cogenerazione
per serre

Cogenerazione
da gas speciali



Cogenerazione
da biogas

Cogenerazione
da discarica

L'unica realtà industriale al mondo che si occupa di cogenerazione a livello globale.

Il mondo ha sempre più bisogno di energia. La cogenerazione è la scelta strategica per avere più efficienza e rispettare l'ambiente, assicurando vantaggi misurabili e quantificabili. AB è l'unica realtà internazionale che gestisce in proprio tutto il ciclo di realizzazione di un impianto di cogenerazione, dal progetto di fattibilità al service. L'unica che risponde alle necessità di tutti i settori energivori, dove la cogenerazione sa fare la differenza.



AB. IL PRIMO GRUPPO MONDIALE SPECIALISTA IN COGENERAZIONE.

www.gruppoab.com

58

Mercato & finanza

Il Portale Consumi: lo strumento istituzionale per accedere ai consumi di energia

La conoscenza dei propri consumi come obiettivo primario
Marco De Min e Anna Renata Maggioni - Arera

62

L'Osservatorio

Catena del freddo, efficienza energetica e competitività aziendale: tre strade strettamente correlate

Valeria Caso, Energy Engineer - FIRE

64

Politiche programmi e normative

Efficienza energetica nel sistema ferroviario e metropolitano

L'INRIM, l'Istituto di metrologia italiano, ha depositato un nuovo brevetto per monitorare i fenomeni di arco elettrico

*Donato Carillo - Segretario Generale del Collegio Ingegneri Ferroviari Italiani (CIFI)
Domenico Giordano, Silvia Cavallero - Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica (INRIM)*

71

News Adnkronos/PROMETEO

Smart working e riscaldamento, ecco quanto hanno consumato gli italiani

72

News dalle aziende

Per Rulex, partecipata EGO Venture, nuovo assetto societario e posizionamento strategico, con crescita di risorse umane

Editoriale

Giuseppe Tomassetti

Cogenerazione versus fonti rinnovabili

Il focus di questo numero della rivista è dedicato alla cogenerazione nelle applicazioni industriali, certamente non un settore alle prime armi ma che presenta ancora ampi spazi per nuovi impianti, con l'intento di mettere in luce le caratteristiche delle più recenti realizzazioni. Ci sono nuove realizzazioni sia perché l'evoluzione delle imprese e dei loro consumi supera la soglia dimensionale della fattibilità economica, sia perché sono dispo-

nibili nuovi combustibili, sia infine perché le nuove capacità gestionali permettono di inserire direttamente la macchina nel processo aziendale. In questo periodo storico non ci sono particolari novità tecnologiche nelle macchine, le celle a combustibile sono ancora sulla soglia della penetrazione nel mercato, mentre le applicazioni dirette dell'energia meccanica sono state bloccate dalle regole applicative della normativa fiscale.

La potenzialità di espansione della cogenerazione industriale con impianti ad alto rendimento, quindi incentivabili con certificati bianchi, è stata oggetto di un recente studio del GSE di prossima pubblicazione. Indubbiamente la cogenerazione efficiente, sia come CAR che come TLR efficiente, è un intervento di efficienza e potrà contribuire, insieme al crescente ricorso alle fonti rinnovabili, alla decarbonizzazione della nostra economia; in molte occasioni viene scritto che l'efficienza viene prima della sostituzione delle fonti fossili, in ogni caso i due strumenti debbono essere usati in modo integrato per raggiungere l'obiettivo.

Nel PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) approvato nel 2019, l'attenzione è concentrata sull'incremento delle fonti rinnovabili, dai valori del 2019 (20 TWh eolico, 23 TWh solare, 48 TWh idro, 8 TWh geo e 20 TWh bio, per un totale di circa 117 TWh pari al 41% della produzione o al 36% dei consumi) è previsto di arrivare al 55% dei consumi del 2030 (previsti a 340 TWh), espandendo solare ed eolico fino a 187 TWh, senza riferimenti al contributo della cogenerazione. La U.E. ha rivisto gli obiettivi al 2030. L'innalzamento del target sulla CO₂ al 55%, collegato al Green Deal potrebbe innalzare fino al 70% il target al 2030 dell'elettricità generata da fonte rinnovabile; la decisione di come distribuire l'innalzamento del target sulle emissioni fra efficienza energetica, rinnovabili elettriche e rinnovabili termiche sarà presa prossimamente dal nostro Stato.

Nella ipotesi di consumo sopra riportata, qualora il target per le rinnovabili elettriche fosse fissato al 70%, come stimato da operatori, l'incremento di generazione da eolico e fotovoltaico dovrebbe essere di 121 TWh, la generazione da fonti fossili dovrebbe ridursi a 102 TWh, ma questo corrisponde a quanto nel 2019 gli impianti di cogenerazione italiani hanno generato, ossia 103 TWh elettrici (92 TWh da fonti fossili e 11TWh da

fonti rinnovabili), e 5,5 Mtep di calore per usi di processo e teleriscaldamento.

Nell'ipotesi schematica che le nuove fonti rinnovabili dovessero andare a sostituire gli impianti esistenti alimentati da fonti fossili, dovendosi sempre prevedere una certa generazione da fonti fossili, per poter garantire il servizio con impianti di picco, ne deriverebbe allora l'obbligo di fermare, come esuberanti, buona parte degli impianti di cogenerazione esistenti, oggi operanti in servizio programmato continuativo e non se ne potrebbe certamente costruire di nuovi; però poi bisognerebbe generare le 5,5 Mtep di calore per altra via. Uno scenario di questo tipo appare abbastanza irrealistico; se saremo stati in grado di installare, in dieci anni, impianti per 120 TWh da fonti rinnovabili, l'impiego più coerente, probabilmente, sarà quello di aumentare l'elettrificazione degli usi finali e usare questi TWh per produrre combustibili a basso carbonio per alimentare gli impianti di cogenerazione, con doppio beneficio (efficienza e rinnovabile). Resta il fatto che il tema andrebbe studiato nelle sue implicazioni mentre finora appare ignorato dagli operatori nelle loro richieste alle istituzioni. Prima della liberalizzazione del mercato elettrico, gli operatori che utilizzavano la cogenerazione industriale disponevano di una combattiva associazione di categoria, per lottare col monopolio e con le istituzioni, anche attraverso una poderosa attività di comunicazione tecnica, purtroppo oggi del tutto assente; la liberalizzazione ha separato la produzione, che è andata nel mercato della generazione elettrica, dagli utilizzatori che, assorbiti dalla manifattura e isolati, non hanno fatto più sentire la loro voce; la cogenerazione ha continuato ad espandersi sulla base di pure considerazioni economiche senza più un ruolo nelle strategie energetiche, gli effetti di questa mancata presenza potrebbero essere pesanti per entrambi.

Transizione energetica, cogenerazione, idrogeno: la posizione e le proposte del Coordinamento FREE

di Micaela Ancora

Intervista a Livio De Santoli,
Presidente Coordinamento FREE



prima pagina

Presidente, oggi si parla sempre più di transizione energetica ed ecologica. Quali sono le azioni prioritarie a suo avviso per concretizzare questo processo?

Serve prima di tutto una visione strategica. Non è possibile avviare una transizione ecologica ed energetica senza guardare all'orizzonte. Il traguardo zero emissioni è fondamentale ma non è tutto, o per meglio dire racchiude una serie di azioni inter-relazionate senza le quali non sarà possibile raggiungerlo. Oltre all'energia anche le risorse materiali sono "finite" e abbiamo anche le questioni sociali che sono fondamentali. Limite delle risorse e attenzione ai corpi sociali sono essenziali per due motivi. Il primo è che sono punti cardine della decarbonizzazione secondo

i principi ONU dello sviluppo sostenibile, mentre il secondo è che rappresentano l'esigenza di adottare nuovi modelli per verificare la coerenza del processo di decarbonizzazione. Le emissioni sono il sintomo più evidente anche delle ingiustizie sociali, si pensi alla differenza dell'intensità energetica procapite tra i paesi del sud e quelli del nord del mondo, pensiamo alla povertà energetica e alle migrazioni climatiche. Se non teniamo conto di ciò potremmo trovarci di fronte a delle iniquità simili a quelle di oggi, che ci porteranno al fallimento. In Europa, parlo di Europa perché secondo me quella continentale è la scala minima sulla quale ragionare, abbiamo già gli strumenti per avviare questi processi, ma è necessaria una coralità d'intenti verso le rinnovabili e l'efficienza energetica.

Vedo ancora il vecchio "vizio" tutto europeo del tentativo di mediare le specificità dei singoli paesi, come nel caso del nucleare che si vuole spacciare come fonte sicura e a emissioni zero per compiacere alcune nazioni, dove questa fonte è largamente utilizzata, ma improbabile a causa degli elevati costi e dei non trascurabili rischi ambientali.

Quali attività sta promuovendo il Coordinamento FREE per promuovere efficienza energetica e fonti rinnovabili?

La parola d'ordine del Coordinamento ora è: incalzare. La politica, le imprese e anche i cittadini - quando si fanno prendere dalla sindrome Nimby. Bisogna incalzare chiunque si opponga al cambiamento che è necessario perché sul fronte della crisi climatica ormai il tempo è poco. E proprio a proposito di tempo abbiamo iniziato una campagna sulle difficoltà autorizzative e sui tempi sia delle autorizzazioni, sia dei processi legislativi. Stiamo accumulando emissioni nell'atmosfera e perdendo occasioni di sviluppo e lavoro nelle rinnovabili. Il treno del fotovoltaico lo abbiamo mancato anni fa, quello dell'accumulo più di recente, mentre rischiamo di perdere tecnologie importanti come il biogas e l'efficienza energetica, settori in fase stagnante. E non solo per la produzione energetica, ma come produttori d'impianti. Si tratta di denaro e posti di lavoro. Abbiamo alcune delle migliori aziende al mondo sulle tecnologie delle rinnovabili e sull'efficienza che senza una politica industriale seria saranno acquistate da aziende estere come è già successo. Per questo motivo FREE non ha solo l'intenzione di spingere

per l'indispensabile promozione delle rinnovabili, ma vuole essere parte attiva nella realizzazione di una politica industriale sostenibile senza la quale non c'è sviluppo. Per fare ciò abbiamo varato una serie di gruppi di studio su aspetti tematici legati alle rinnovabili e all'efficienza energetica, mentre per la comunicazione abbiamo messo a punto una serie di webinar tematici che si svolgeranno durante tutto l'anno.

Questo focus di Gestione Energia è dedicato alla cogenerazione industriale. Quale evoluzione vede per questa soluzione che in Italia è fortunatamente ben rappresentata, ma che ha ancora un potenziale consistente da sfruttare?

La cogenerazione industriale è uno dei cavalli di battaglia del nostro Paese, anche vista la pluridecennale tradizione. Le aziende che la utilizzano hanno il più basso consumo energetico per unità di prodotto e sono in condizioni di competere su mercato europeo a parità di vincoli legislativi, nonostante il sistema paese zoppichi assai sul fronte delle politiche industriali. Un esempio è il settore della carta che anche grazie alla cogenerazione riesce non solo a essere competitiva, ma anche ad avere un tasso di riciclo tra i più elevati al mondo. Oggi poi con le nuove tecnologie la cogenerazione industriale diventa accessibile anche alle piccole e medie imprese per cui si sta aprendo uno scenario molto interessante. Certo è necessaria una riforma dei TEE, perché in un settore così efficiente le forme di incentivazione sono pressoché inesistenti. Non mi sembra che l'ultima bozza che abbiamo letto del decreto sui certifi-

cati bianchi -nonostante si avverta un tentativo di rilanciare il meccanismo in un mercato di nuovo competitivo e si affaccino all'orizzonte nuovi strumenti come quelli delle aste pay as bid, che concorrono agli obiettivi anche dei soggetti obbligati - getti il cuore oltre l'ostacolo. Un documento che si rassegna ad accettare una situazione difficile, ben lontana dai fasti di un Paese ai primi posti in Europa in termini di intensità energetica.

Si parla molto di idrogeno e il ministro Cingolani di recente ha anche menzionato celle a combustibile e fusione nucleare. Al di là dell'ovvio interesse nell'investire in R&D su questi temi, non c'è il rischio che si ponga troppa attenzione a soluzioni che sono ancora lontane da venire e si trascuri ciò che abbiamo a disposizione ora?

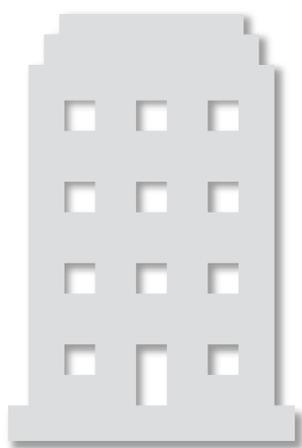
Andiamo con ordine. Primo, l'unico idrogeno che possiamo ammettere senza se e senza ma è quello verde da rinnovabili. Ma è un idrogeno che necessita di incentivazione per colmare il gap di prezzo con l'idrogeno grigio, e di R&S per includere nella strategia di sviluppo un serio programma industriale anche in Italia. Ricerca e sviluppo che riguardano il settore della produzione ma anche quello della domanda. Inoltre, occorre essere consapevoli che ha bisogno di rinnovabili che si sommano a quelle del previsto aumento di penetrazione elettrica sui consumi finali. Sulla fusione nucleare sarei più cauto. Si tratta sul serio di un progetto che per diventare operativo necessita di molti anni e di grandi investimenti. Certo la ricerca anche in questo segmento non si deve fermare, ma da qui a fare politiche energetiche concrete ce ne passa. Significherebbe interrompere definitivamente un processo già di per sé complicato, significherebbe sprecare i vantaggi ottenuti faticosamente negli anni, in termini di avanzamento tecnologico e di risorse economiche investite, ma soprattutto significherebbe un'attesa di oltre trent'anni. E noi non abbiamo trent'anni di tempo.

TRANSIZIONE ENERGETICA NELL' INDUSTRIA

Energy Management e Decarbonizzazione

Dal know-how consolidato del Gruppo Hera un nuovo **SPAZIO DIGITALE** tagliato su misura per gli Energy Manager del settore industriale.

Una dimensione di aggiornamento e costruzione di valore.



IL PRIVATE BUILDING

spazio per costruire, insieme.

Potrai entrare in contatto col team Energy Management di Hera, per porre quesiti, problemi concreti in una modalità agile e completamente nuova.

Inizia a seguirci

per fruire liberamente di approfondimenti tematici, casi di successo, interviste ad esperti di settore ed esclusivi video su efficienza energetica, fonti rinnovabili, ETS, mercato elettrico, economia circolare...e tanto altro!

EVENTI ESCLUSIVI

incentrati sui principali temi di interesse per le Aziende, come i dialoghi del *SALOTTO DIGITALE* e le interviste agli esperti di *ENERGY MANAGEMENT & Friends*

Richiedi gratuitamente l'accesso registrandoti a questo [LINK](#) o scrivici a: energy.management@gruppohera.it

[Guarda il video](#)



introduttivo di Claudio Palmieri, energy manager di Hera S.p.A.

La strategia ambientale di Philip Morris International: interventi realizzati e azioni future

..... Simone Odella, Energy Manager esterno
Davide Carini, Energy Manager locale esterno
Michele Pagnoni, Maintenance Manager
Andrea Alberton, Asset Engineer
Philip Morris Manufacturing & Technology Bologna S.P.A.

Philip Morris, azienda storica dell'industria del tabacco, è presente nell'area bolognese dal 1963 con il sito produttivo di Zola Predosa e dal 2016 con il nuovo stabilimento, denominato Greenfield, nella zona industriale di Crespellano. Si tratta del primo stabilimento del suo tipo nel mondo ed è pertanto il centro di eccellenza Philip Morris per la formazione del personale, la prototipazione e la produzione su larga scala dei prodotti del tabacco senza combustione, tra cui gli stick di tabacco per il dispositivo elettronico IQOS. È caratterizzato da

una forte automazione dei processi e dal monitoraggio puntuale di gran parte dei consumi energetici - termici ed elettrici - che interessano lo stabilimento stesso. Questo consente non solo di valutare i consumi in tempo reale, ma anche di effettuare precise valutazioni in merito, controllare il corretto funzionamento degli impianti, intervenire tempestivamente in caso di disallineamenti con i valori attesi, analizzare opportunità di risparmio energetico e verificare che gli interventi di efficientamento effettuati portino ai risultati previsti.



Sostenibilità

La visione di sostenibilità di Philip Morris International, Philip Morris Italia e Philip Morris Manufacturing & Technology Bologna è legata al percorso di profondo cambiamento avviato negli ultimi anni. L'azienda si è prefissata ambiziosi obiettivi di sostenibilità ambientale ed il miglioramento costante del proprio business per raggiungere i più alti standard in tema di sostenibilità. Lavorare in collaborazione con coltivatori di tabacco, fornitori, rivenditori, ONG e istituzioni è la chiave del successo delle iniziative ambientali.

La strategia aziendale segue un approccio in tre fasi:

- promuovere l'efficienza energetica per ridurre i consumi;
- scegliere progressivamente energie rinnovabili;
- compensare le emissioni di CO2 che risultano inevitabili con progetti ad-hoc lungo la catena di approvvigionamento e generare crediti di carbonio certificati con l'obiettivo ultimo di raggiungere la carbon neutrality delle attività dirette entro il 2030.

Efficienza energetica

Gli stabilimenti italiani hanno visto negli ultimi anni diversi interventi di efficientamento energetico nei campi di illuminazione, aria compressa, motori elettrici, inverter e coibentazione dei sistemi di distribuzione fluidi. Si è poi intervenuti sul processo (effettuando in particolare interventi di recupero termico) e sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (fotovoltaico). Un ulteriore intervento significativo è stata l'implementazione del controllo dei consumi energetici sui sistemi di climatizzazione. Grande importanza viene data alla condivisione dei dati internamente allo stabilimento e alla sensibilizzazione del personale.

In generale, tutti i sistemi di gestione e produzione sono monitorati allo scopo di avere il quadro complessivo dei flussi e identificare al meglio gli interventi da realizzare.

L'efficienza di produzione dello stabilimento è analizzata mediante due principali indicatori:

- efficienza energetica:
$$\frac{\text{consumo elettrico+termico (GJ)}}{\text{produzione (mln di stick)}}$$
- consumo di acqua:
$$\frac{\text{consumo acqua}}{\text{produzione (mln di stick)}}$$

Il 2019 ha visto una riduzione del 19% del primo indice rispetto alla baseline del 2018, mentre per il consumo di acqua la riduzione è stata del 21%.

Il monitoraggio dei consumi energetici, così come l'analisi degli stessi e la ricerca di soluzioni atte alla loro diminuzione, è un'attività ritenuta altamente importante da Philip Morris, e per questo fortemente organizzata. Viene svolta da personale interno, tra cui l'ing. Michele Pagnoni (Maintenance Manager) e l'ing. Andrea Alberton (Asset Engineer), e da soggetti esterni. Tra i soggetti esterni vi sono l'Energy Manager nominato, ruolo ricoperto dall'ing. Simone Odella, EGE certificato secondo la norma UNI 11339, e l'ing. Davide Carini, anch'egli EGE certificato. Il primo lavoro per la ESCO certificata Territorio ed Energia SRL, il secondo per la società SIMIC SPA.





La collaborazione tra queste figure è stata proficua anche nella stesura, nel 2019, della diagnosi energetica dei siti di Zola Predosa e Crespellano. La redazione di tale documento, oltre ad adempiere agli obblighi del DL 102/2014 - essendo Philip Morris Manufacturing & Technology Bologna S.p.A. una "grande azienda"- ha permesso di fotografare la situazione dei due stabilimenti e di tracciare ancor più marcatamente una linea diretta all'utilizzo sempre più efficiente dell'energia.

Impresa 4.0

Negli ultimi tre anni l'azienda ha realizzato diversi interventi classificabili nell'ambito di Impresa 4.0.

Tutti gli impianti di gestione, produzione e consumo sono stati dotati di sistemi BMS (Building Management System) per la gestione da remoto. È presente una control room alla quale vengono convogliate informazioni, sotto forma di dashboard o grafiche, per identificare i parametri in tempo reale. Per tutte le UTA all'interno delle aree di produzione sono state implementate delle logiche di regolazione in base alle condizioni esterne, facendole lavorare alla massima efficienza rispetto alla temperatura di setpoint. Per la produzione dell'acqua refrigerata è stato inoltre installato un ottimizzatore che, in base ai consumi dei singoli impianti principali (pompe, torri evaporative, etc.), imposta in tempo reale l'assetto più idoneo del sistema tenendo in conto sia le condizioni meteorologiche che le esigenze di produzione.

Le caldaie per la produzione di vapore si autoregolano in base al segnale proveniente dai forni di produzione, principali utilizzatori di tale vettore.

Si stima che gli interventi legati a "Impresa 4.0" effettuati nello stabilimento di Crespellano abbiano portato ai seguenti risparmi:

- Consumi termici → riduzione tra il 10% e il 20%
- Consumi elettrici → riduzione maggiore del 20%
- Consumi di acqua → riduzione maggiore del 20%

L'introduzione di un BMS vasto e capillare sulle singole aree ha inoltre permesso di ottimizzare il lavoro dei manutentori, che possono consultare delle pre-analisi all'interno della control room prima di recarsi in campo ed essere quindi indirizzati sui singoli sistemi.

Gestione dell'acqua

Nell'ambito degli obiettivi di sviluppo sostenibile per il 2030, l'azienda promuove anche una gestione dell'acqua attenta e sostenibile, a partire dai campi di tabacco, fino all'attività manifatturiera negli stabilimenti. La sensibilità alla corretta gestione del consumo di acqua è evidenziata dalla certificazione AWS (Alliance for Water Stewardship) per lo stabilimento di Crespellano nel 2019 e riconfermata nel 2020 a seguito di audit volontario.

Conclusioni

Ridurre l'impatto ambientale e l'emissione di anidride carbonica è al centro della strategia ambientale di Philip Morris International anche lungo la catena di approvvigionamento della materia prima più importante, e cioè il tabacco. Promuove insieme ai propri partner e fornitori l'adozione di energia da fonti rinnovabili e la promozione di strategie di abbattimento dell'impatto ecologico.

Inoltre Philip Morris promuove interventi di

- Mobilità sostenibile:
 - Mobilità intermodale (creazione di due linee di trasporto pubblico locale, i cui abbonamenti per i dipendenti Philip Morris sono pagati dall'azienda stessa)
 - Carpooling (incentivo alla condivisione dei mezzi privati tra i dipendenti)
 - Carsharing (utilizzo gratuito, per i dipendenti Philip Morris, del servizio di condivisione di auto - lo stabilimento di Crespellano è il primo punto di sosta del servizio di carsharing al di fuori dei centri urbani di Bologna).
- Progetto plastic free: eliminare gli oggetti di plastica (bottigliette, utensili monouso) nelle cucine interne e nelle aree break.

Per quanto riguarda gli stabilimenti, attualmente sono in via di sviluppo (alcuni in fase di valutazione, altri di realizzazione) diversi progetti di risparmio energetico, in particolare interventi di recupero termico e di implementazione di nuove logiche di regolazione, sia sul ciclo produttivo sia sulle utilities.

Energy Efficiency Division

Save energy to save our world



La conoscenza è alla base dell'efficienza

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

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

Le attività di energy management nella sede italiana dell'ESA

..... Maurizio Della Fornace, Energy Manager ESA

Un piccolo villaggio tecnologico. Questa è la configurazione dell'ESRIN, la sede in Italia dell'ESA (European Space Agency), composta da 20 piccoli edifici per una superficie costruita di 35.000 metri quadri su un'area prevalentemente verde di 20 ettari nella zona di Frascati in provincia di Roma.

È un contesto internazionale in cui operano circa 800 persone provenienti dai 22 paesi membri dell'ESA, con un consistente flusso di visitatori (45.000 l'anno nel pre-covid) legato a eventi scientifici, conferenze e meeting.

Il core tecnologico dello stabilimento è costituito da due datacenter che, oltre ai servizi informatici centralizzati dell'Agenzia, ospitano capacità computazionale e di storage dedicata alle missioni spaziali.

Energy strategy

Il percorso di efficientamento dell'ESRIN è iniziato nel 2010 secondo quanto stabilito dal EU Climate and Energy package 2020.

Il primo passo è stato quello di fissare una base-line definendo misure chiare delle grandezze in ingresso al sito e indicatori quantitativi dell'output in modo da garantire una effettiva comparazione di efficienza nel tempo.

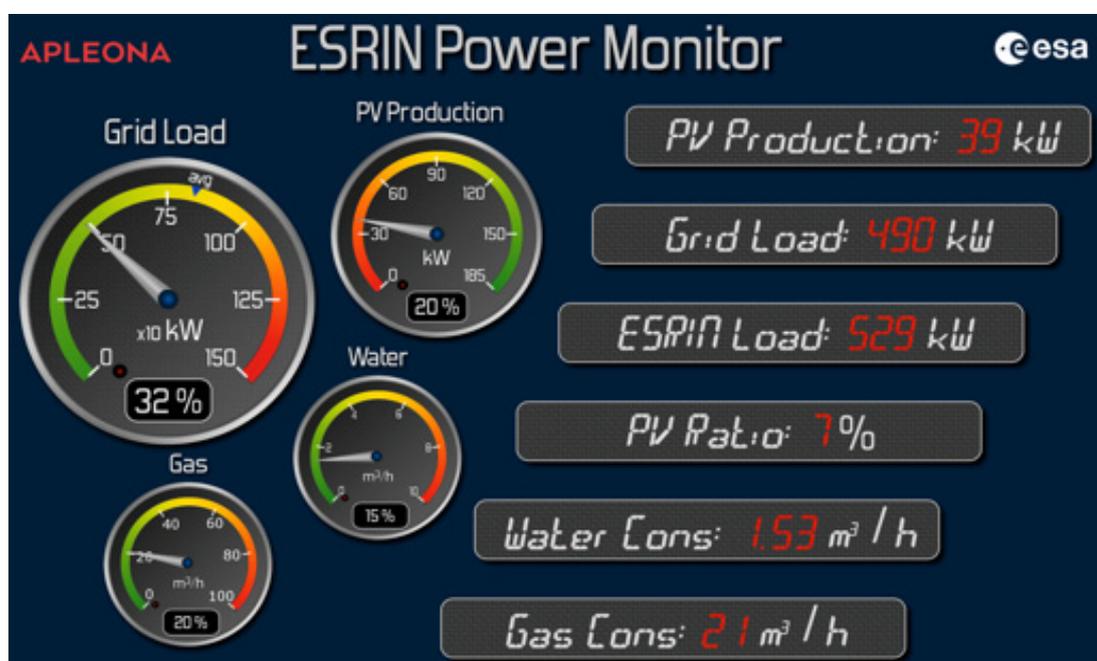
La "Energy strategy" è stata quindi basata su due pilastri: efficientamento dei consumi e utilizzo di fonti rinnovabili. Attratti dalle sfide abbiamo fissato un obiettivo superiore rispetto al 20-20-20 e pari al 40% sui tre aspetti (emissioni GHG, efficienza, rinnovabili) in 10 anni.

È così iniziato un percorso di miglioramento,

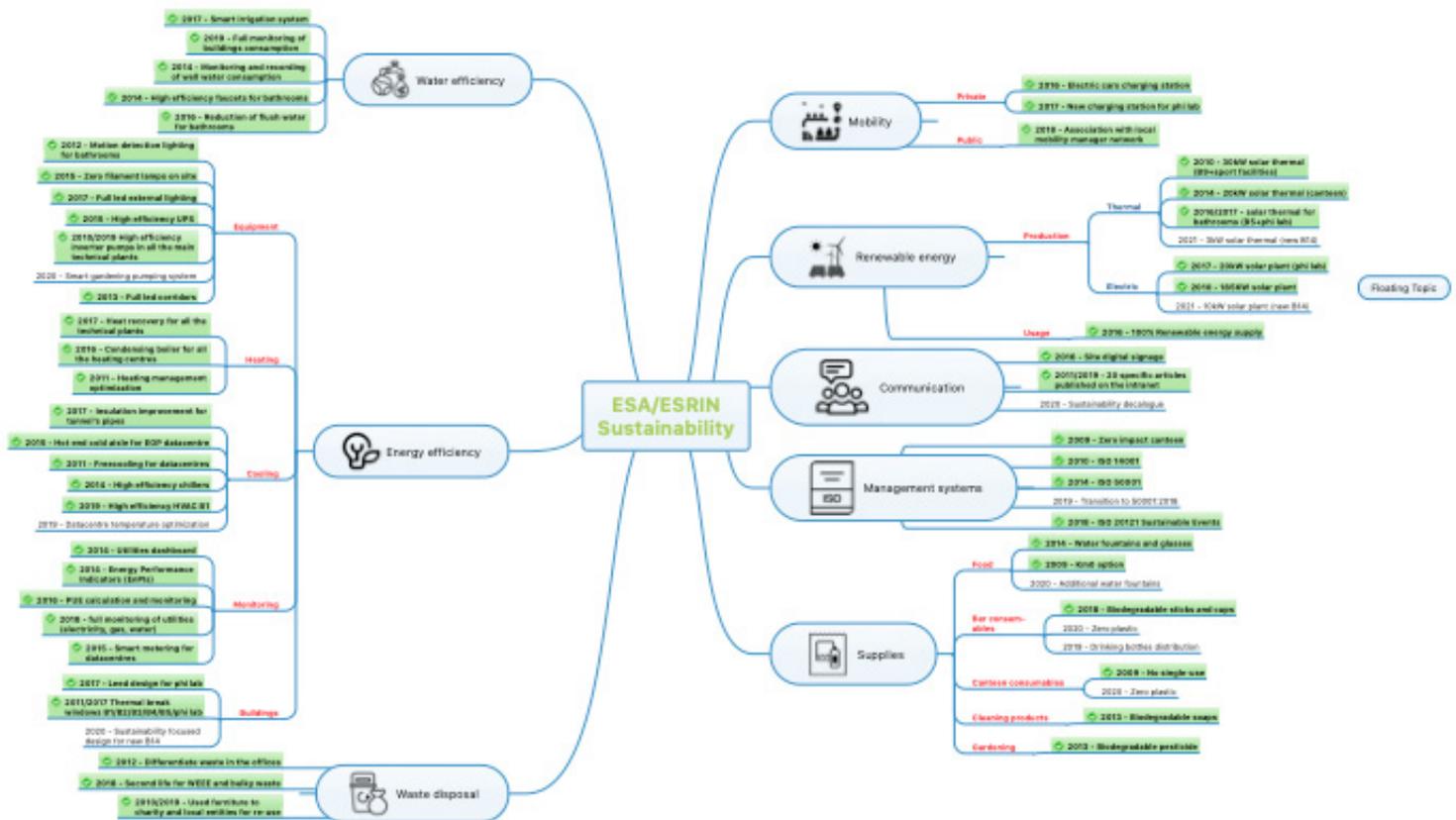
supportato dall'introduzione di due sistemi di gestione integrati e dedicati a energia e ambiente (ISO 50001 e ISO14001); in questo contesto le misurazioni in campo e la definizione di KPIs specifici hanno consentito una selezione strutturata dei progetti più efficaci per il raggiungimento degli obiettivi.

Ci siamo divertiti molto: grazie alla implementazione di una dashboard home-made basata su software open source siamo riusciti a completare analisi numeriche e predittive con il beneficio di un riscontro immediato e della gamification delle attività.

Aiutati dal rapido sviluppo tecnologico e dalla riduzione di costo delle soluzioni abbiamo sviluppato un piano di lungo periodo modellato annualmente che orientasse i progetti "green" e in parallelo si focalizzasse sulla comunicazione; questo è stato uno dei fattori principali per la buona riuscita del programma.



In 10 anni abbiamo realizzato dozzine di iniziative di diversa entità: fotovoltaico, solare termico, riutilizzo di acque meteoriche, recupero di calore, free cooling, ma anche e soprattutto attenta conduzione e verifica del rilascio delle potenzialità di ogni progetto. Il principale rischio che abbiamo riscontrato infatti è quello della mancata performance: un'ottima idea che, non seguita nella fase operativa, manca la consegna dei benefici prospettati.



Aspetti finanziari ed ambientali

Un altro aspetto rilevante è quello finanziario, nel 2010 l'attenzione per l'ambiente era alta ma di certo inferiore a quella a cui siamo abituati oggi, conseguentemente le risorse economiche a disposizione per progetti di efficientamento non erano consistenti. La chiave nel nostro caso è stato l'allineamento delle esigenze di rinnovo a quelle di miglioramento dell'impatto ambientale: focus centrato sull'obiettivo di efficienza in ogni attività di rinnovo o di manutenzione ordinaria e verifica a regime del raggiungimento del risultato per ogni singolo caso.

Ultimo aspetto di cui tenere conto è la motivazione, perseguire uno sfidante obiettivo decennale richiede la definizione di milestone intermedie. Le tappe non potranno essere

lineari perché i primi frutti saranno di più semplice raccolta. Bisogna quindi confrontarsi con la difficoltà iniziale di partire subito con target alti e la successiva complessità nel trovare interventi adeguati quando le iniziative più visibili sono già state completate. Tenuta, aiutata dalla celebrazione dei risultati intermedi, è la capacità principale a cui affidarsi per mantenere un orientamento che funzioni bene nel lungo periodo.

Nel 2019 abbiamo fermato il tempo e confrontato i trend di input e di output dello stabilimento, notando che a fronte di un aumento di utilizzo (e quindi di output) si registrava una costante riduzione nel consumo di energia primaria (l'input).



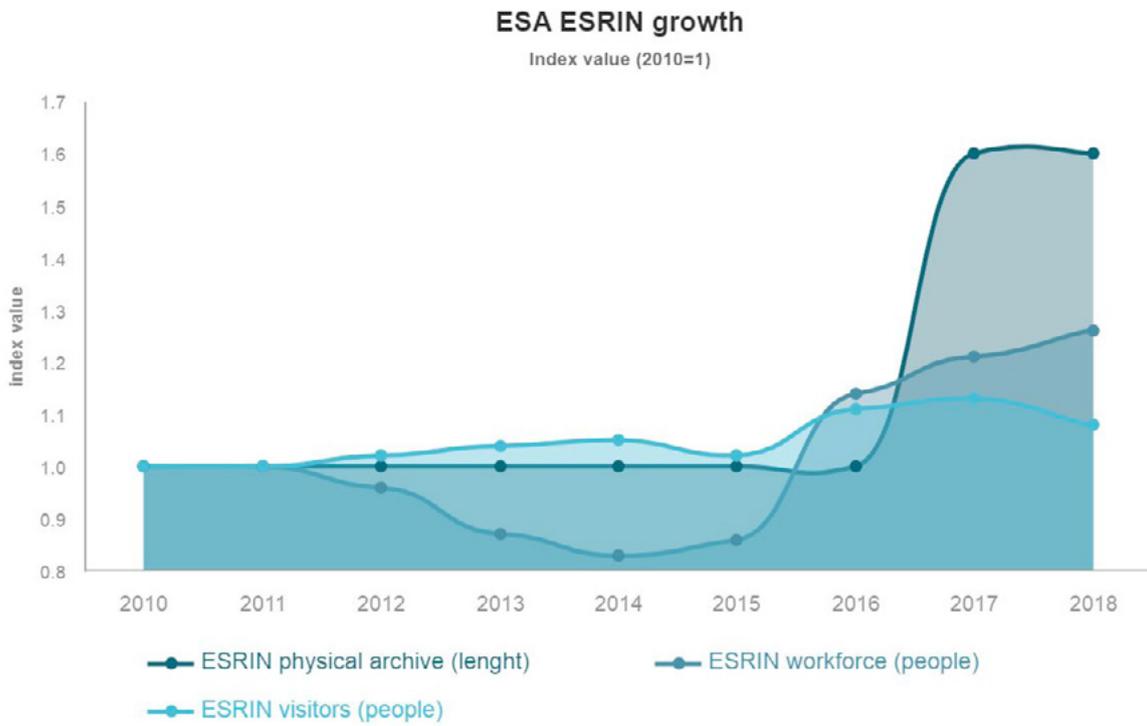


Figure 1 - ESA ESRIN growth 2010-2018

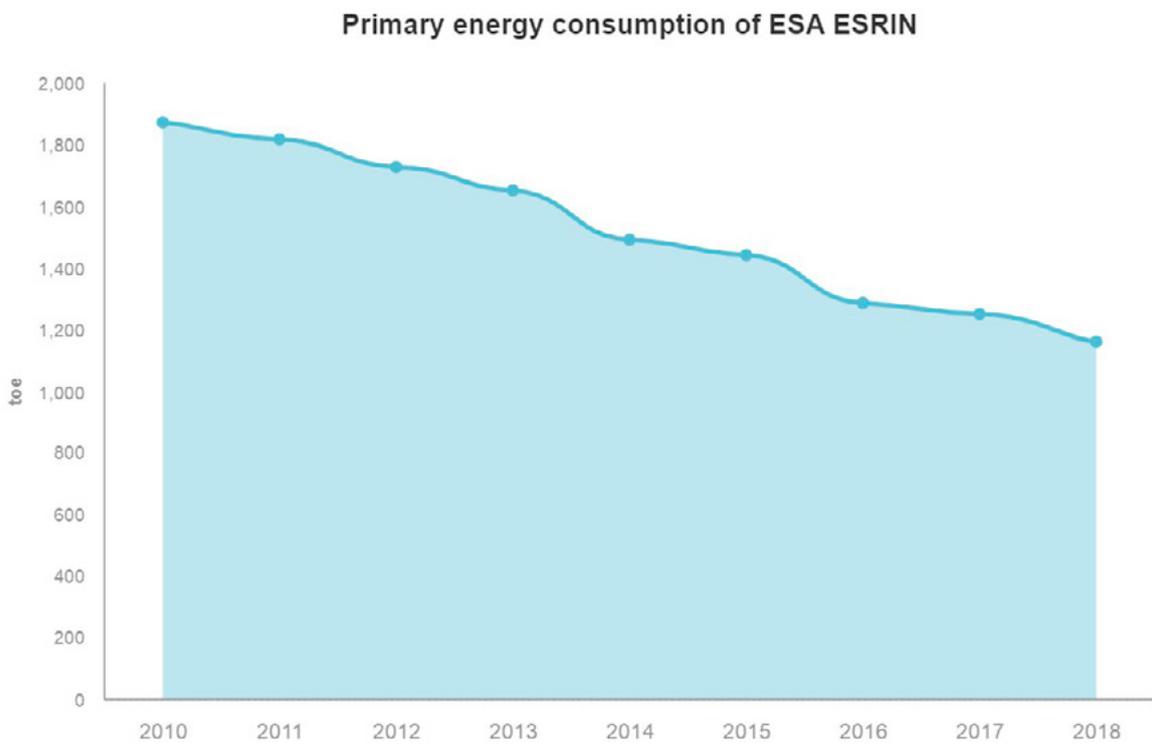


Figure 2 - Primary energy consumption of ESA ESRIN Frascati site

Compliance of ESA ESRIN with the EU 20-20-20 goals

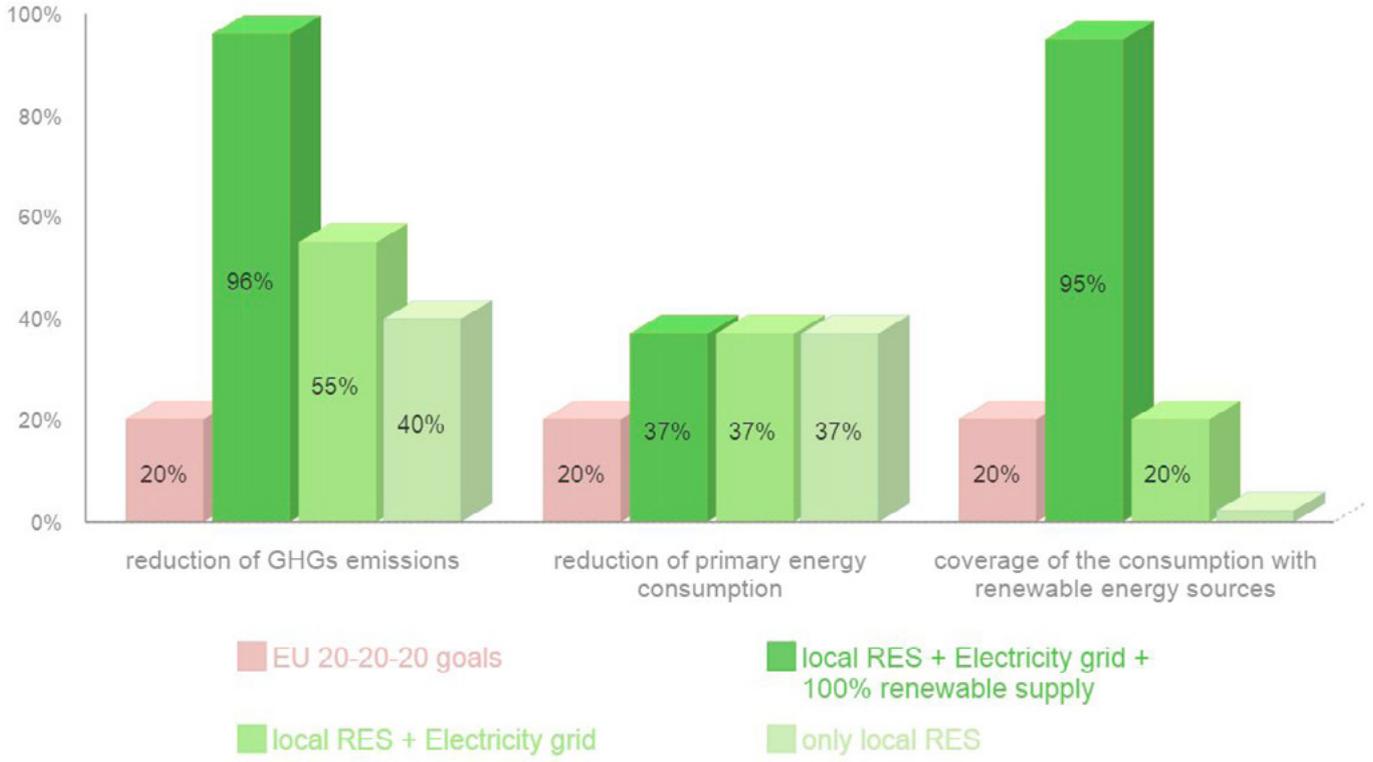


Figure 3 - Compliance of ESA ESRIN with the EU 20-20-20 goals



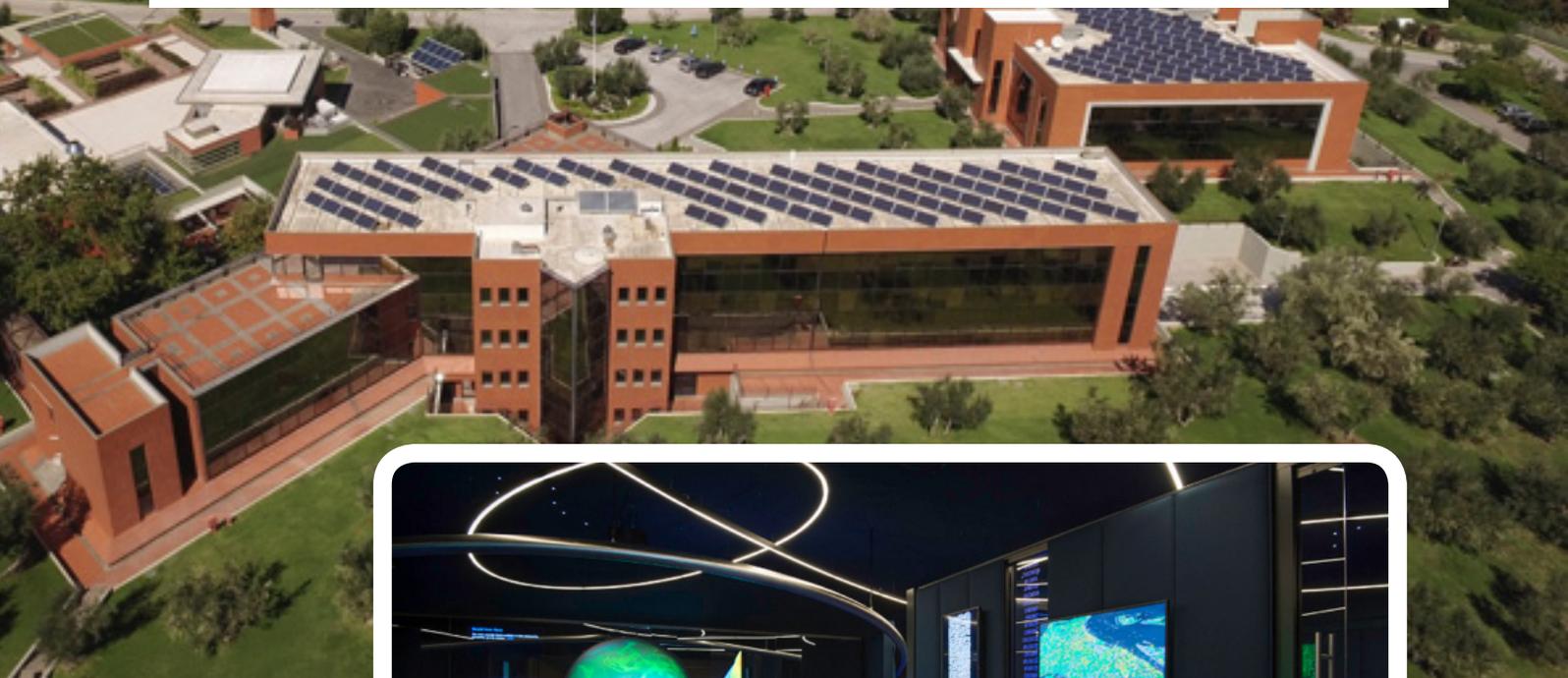
Futuro?

Superato il traguardo 2020 abbiamo fissato l'ultima registrazione come baseline per un nuovo sfidante aumento di efficienza del 40% entro il 2030. Ovviamente l'attuale emergenza sanitaria avrà un impatto sulle prestazioni (riducendo fortemente l'output) da normalizzare o, speriamo, da trattare come una perturbazione transitoria.

Definito il quanto, la difficoltà sarà stabilire il come: il mantenimento di un ritmo di riduzione dei consumi (a parità di produzione) pari a quello degli anni passati per ulteriori 10 anni sarà estremamente impegnativo, ma la fiducia in un futuro non lineare ci lascia pensare in maniera positiva.

Oltre alle tradizionali installazioni efficienti infatti prevediamo un incrementale rilievo di soluzioni digitali che ottimizzino le condizioni di lavoro degli impianti a partire da analisi basate su intelligenza artificiale. L'adozione di queste tecnologie non potrà avvenire in un singolo passaggio, specialmente per infrastruttura datata come quella di cui disponiamo oggi. Sarà necessario uno step preparatorio in cui si predisporranno punti di misura e di attuazione granulari, basi di dati organizzate e un network di comunicazione che garantisca le necessarie performance di trasmissione e sicurezza dei dati.

Questo ci consentirà di cogliere i benefici dello sviluppo di soluzioni digitali focalizzate su efficienza e flessibilità: le due caratteristiche del futuro di ogni business.



Pompe di calore elio-assistite: i problemi nel passaggio da impianti dimostrativi al mondo reale

L'impianto pilota del Palazzetto
dello Sport Palacus

Luca A. Tagliafico, Vincenzo Bianco, Alessandro Cavalletti,
Chiara Marafioti, Annalisa Marchitto, Federico Scarpa
Università degli Studi di Genova, Gruppo ÀUGERE

Gli impianti a Pompa Di Calore ElioAssistita (PCEA) sono costituiti da una Pompa Di Calore (PDC) il cui evaporatore è interfacciato con un campo solare termico, che ne aumenta il coefficiente di prestazione medio stagionale (SCOP). Si ha quindi una configurazione dove i benefici potenziali risultano essere molto maggiori rispetto alle classiche configurazioni adottate per gli impianti rinnovabili in edifici civili. Tuttavia, si riduce la capacità dell'impianto di garantire i fabbisogni termici in caso di malfunzionamento, blocco o assenza di una parte dello stesso (tipicamente la sorgente rinnovabile). Tale eventualità, non trascurabile nel caso di una PCEA, è implicitamente compensata dal livello di elevata maturità tecnologica del dispositivo unitamente alla semplicità dell'impianto per le applicazioni classiche (es. caldaie a gas).

Migliorare la qualità dell'aria è la nostra missione.

Deparia dal 1996 fornisce soluzioni innovative ed efficienti per il **controllo e abbattimento delle emissioni inquinanti in atmosfera**, adatti a una vasta gamma di applicazioni e processi industriali, contribuendo così a uno sviluppo industriale sostenibile e consapevole. Offriamo soluzioni tecnologiche personalizzate, accompagnando i nostri clienti in tutto il life cycle del prodotto, dall'installazione al training, dal monitoraggio all'assistenza continua in tutto il mondo.

SOLUZIONI

TRATTAMENTO
EMISSIONI ODORIGENE

TRATTAMENTO
EMISSIONI VOC

TRATT. GAS DI SCARICO
MOTORI ENDOTERMICI

TRATTAMENTO NEBBIE
OLEOSE

TRATTAMENTO
EMISSIONI COMPLESSE

CAMPI DI APPLICAZIONE

SETTORI: • CHIMICO • FARMACEUTICO • BIOGAS E BIOENERGIE • ALIMENTARE
• VERNICIATURA E RIVESTIMENTI • MECCANICA

L'impianto pilota del Palazzetto dello Sport Palacus dell'Università di Genova è costituito da un sistema tradizionale a caldaie a gas per il riscaldamento/produzione di Acqua Calda Sanitaria, ACS al quale è stato accoppiato un sistema a PCEA con pannelli ibridi (fotovoltaici e termici). La sfida consiste nel suo utilizzo su media scala (54kW), a servizio di una struttura operativa reale (Figura 1), usando componenti disponibili sul mercato, non specificamente progettati. Tale impianto rappresenta un tentativo di avvicinare le pompe di calore elioassistite alla produzione competitiva, incrementando il suo TRL (Technological Readiness Level).

La compresenza delle vecchie caldaie serve ad una piena funzionalità dell'impianto in ogni condizione climatica e una migliore resilienza in caso di rottura o manutenzione di una parte di esso.

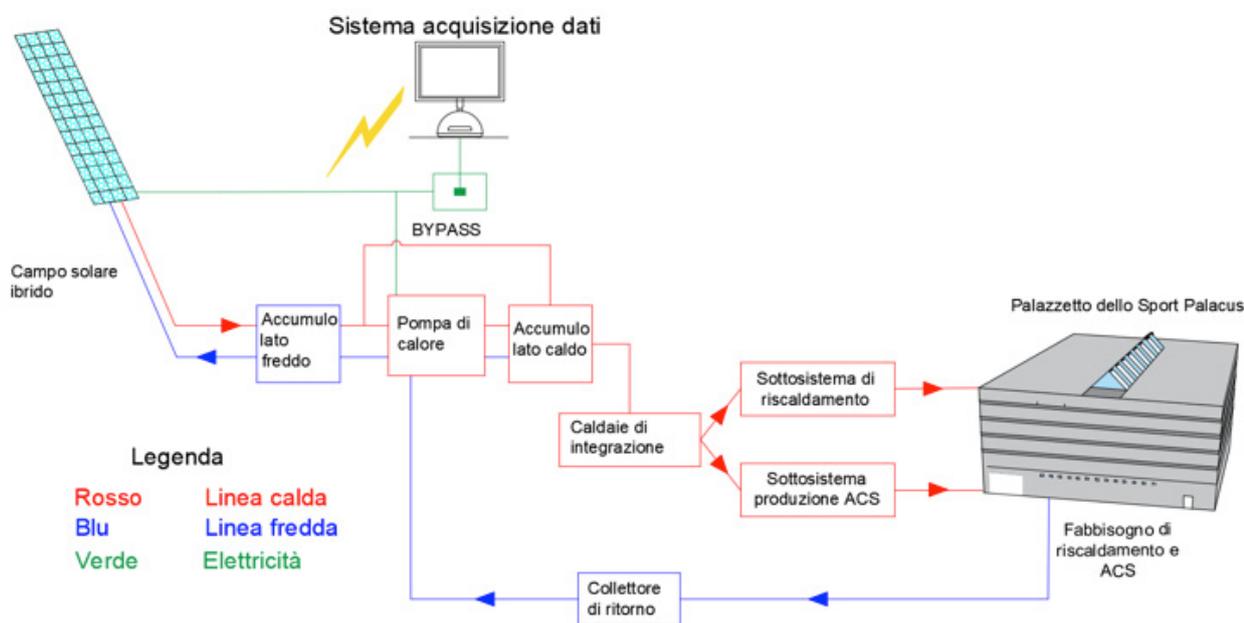


Figura 1. Rappresentazione schematica dell'impianto pilota PCEA al Palacus Carmine Romanzi dell'Università degli Studi di Genova

Il campo solare ibrido (120 m² – 50 kW_T – 20 kW_E di potenzialità di picco) fornisce:

- energia elettrica alla PDC (potenza nominale termica 62 kW_T con relativa potenza richiesta di picco di 12 kW_E) ed ai suoi componenti
- energia termica per scaldare l'interfaccia di scambio con l'evaporatore.

L'acqua tecnica raccolta nell'accumulo lato caldo della PDC viene quindi inviata al sottosistema di riscaldamento o di produzione ACS a seconda delle richieste dell'utenza. È presente inoltre un bypass per collegare direttamente l'accumulo lato freddo con quello lato caldo per temperature dall'acqua in arrivo dai pannelli solari elevate (es. durante il periodo estivo).

Il sistema di acquisizione dati e controllo (SCADA – Data Acquisition and Control System) monitora e gestisce l'impianto tramite una PLC con controlli e dati storicizzati accessibili da remoto.

Un impianto classico (es. caldaie a gas) è solitamente equipaggiato con DAS estremamente basilari, poiché l'impianto ed i suoi componenti non richiedono significativi controlli. Invece, le di-

mensioni, il numero di elementi da gestire (circa 50 punti di misura e 15 di controllo) e le possibili modalità di funzionamento dell'impianto pilota richiedono la presenza di un sistema di controllo ed acquisizione avanzato. In aggiunta, i sistemi a PCEA funzionano quasi sempre in regime transitorio, difficilmente gestibile manualmente dal personale. Serve quindi un significativo livello di automazione per il controllo continuo di diversi parametri e la regolazione automatica dell'impianto.

Dal prototipo all'impianto pilota, effetto scala?

In base alla esperienza acquisita sul campo, il punto critico si concretizza nel passaggio dal prototipo ad impianto pilota su scala reale (Figura 2) e può essere articolata in due aspetti principali:

- Problematiche legate alla complessità di impianto: l'interazione di tutti i diversi componenti (campo solare, PDC, caldaie, bypass) in funzione della domanda reale dell'utenza e delle condizioni ambientali esterne deve essere fronteggiata con un livello di gestione automatizzata adeguato. Tali problematiche rimanevano quiescenti negli stadi precedenti dove l'attenzione era principalmente incentrata sull'impianto e non sul contesto ove questo si inseriva (interazione con impianti esistenti, fabbisogni reali tempo-varianti dell'utenza e condizioni variabili ambientali).

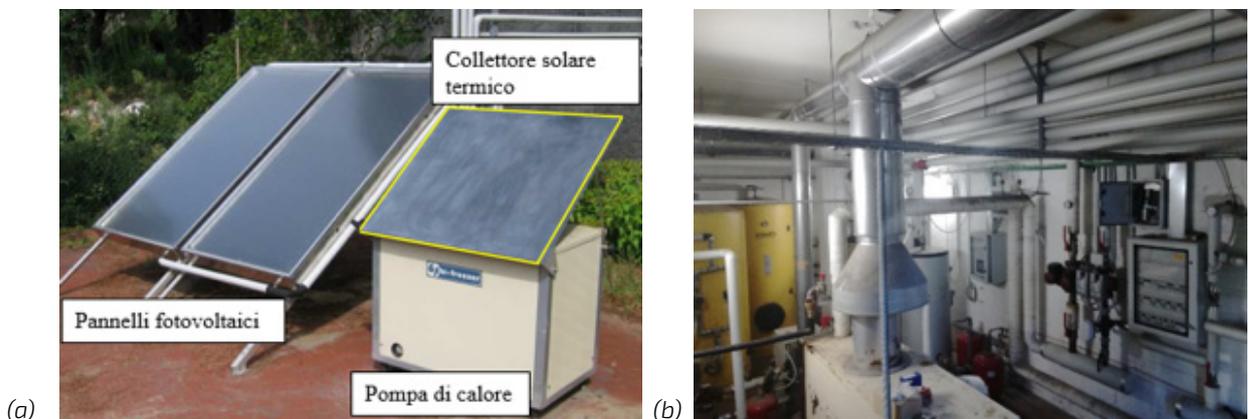


Figura 2. Confronto tra il prototipo (a) e una vista del vano tecnico dell'impianto pilota Palacus (b)

- Accettazione da parte degli utenti: il presupposto fondamentale affinché un impianto raggiunga le prestazioni stimate è che venga fatto funzionare. Nel caso di problematiche riscontrate (per esempio riavvio manuale della PDC per black-out elettrico), lo staff tecnico dei manutentori preferisce disattivare la parte innovativa e sfruttare solamente le caldaie tradizionali. Tale situazione è comune quando ci si interfaccia con impianti di elevata complessità, per carenza sia di esperienza del personale tecnico a gestire tecnologie innovative sia di automatizzazione dell'impianto che richiede ancora un eccessivo intervento umano. Il DAS deve essere quindi concepito come efficace strumento di auto-controllo e diagnosi ai manutentori, oltre alle sue interessanti applicazioni accademiche.

Gestione dell'impianto con il sistema di acquisizione e controllo

Gli elementi dello SCADA (es. PLC, sensori) fin dalla nascita dell'impianto sono stati predisposti per applicare in maniera autonoma diversi regimi di funzionamento (es. solo produzione di ACS, produzione di ACS e riscaldamento con funzionamento congiunto della PDC e della caldaia, funzionamento delle sole caldaie). Ciascun regime sfrutta diversi criteri di autoregolazione, permettendo di eseguire autonomamente determinate funzioni (circa 25) a seconda delle condizioni al contorno (es. gestione bypass estivo, trattamento anti-legionella, integrazione con le caldaie a gas).

Lo SCADA segnala l'insorgere di warning mostrati dalla PLC al personale (es. alta pressione alla PDC). Il sistema di monitoraggio permette di essere costantemente aggiornato introducendo nuovi criteri di regolazione ed estendendo la rete di acquisizione a nuovi sensori installati successivamente alla costruzione dell'impianto.

Il contributo dello SCADA si è rivelato fondamentale anche per l'analisi a posteriori di blocchi e comportamenti anomali dell'impianto, permettendo di introdurre modifiche impiantistiche adeguando il sistema di monitoraggio alle criticità emerse dalla conduzione dell'impianto e non completamente previste in fase progettuale. Infine la storicizzazione dei periodi di funzionamento dei diversi componenti permette un approccio di manutenzione predittiva.

Conclusioni

Una strada per rendere più competitiva la tecnologia delle PCEA è l'implementazione di SCADA, sfruttando anche la riduzione dei costi di mercato dei sensori e dispositivi di controllo. L'aspetto economico non è infatti trascurabile, considerando che il costo di materiale e progettazione SCADA può raggiungere anche un quinto del costo totale dell'impianto. La maggiore autonomia gestionale e un minore numero di eventi che richiedano gli interventi di operatori e/o manutentori rappresenta la chiave per gestire sia la complessità dell'impianto sia i problemi di accettazione da parte degli utenti finali. Per tale motivo, i principali interventi all'impianto dal suo collaudo (2013) ad oggi sono stati volti ad un costante aggiornamento ed implementazione dello SCADA migliorandone la capacità di auto-gestione dell'impianto in termini di auto-diagnosi e controllo. A lungo termine, lo SCADA non dovrà essere solo riferito all'impianto nella sua intera estensione, ma dovrà rappresentare la sintesi di una progettazione integrata che coinvolga l'edificio in tutta la sua interezza, sia lato impiantistico (es. illuminazione, riscaldamento, domotica) sia lato dei fabbisogni (es. controllo temperature interne e condizioni termo-igrometriche).

Il Gruppo di ricerca ÀUGERE (AUGmentation techniques for Energy, Refrigeration and Environment) opera nell'Università di Genova dall'inizio degli anni 2000, sviluppando studi e tecnologie nel campo della refrigerazione a compressione di vapore, della refrigerazione magnetica, delle fonti rinnovabili, dell'energetica degli edifici e della gestione dell'energia (energy forecasting, energy planning) anche ai fini delle studi sulla transizione energetica sostenibile.

Ringraziamenti

L'impianto del Palacus è stato sviluppato con il cofinanziamento di FSE Regione Liguria, Bando Azione 2.1 "Efficienza Energetica e Produzione di Energia da Fonti Rinnovabili - Enti Pubblici" - Posizione n.2, incluso nel PRIN 2015 MIUR n. 2015M8S2PA "Clean Heating and Cooling Technologies for energy efficient smart grid". Il sistema di controllo e monitoraggio è stato completato con il co-finanziamento dell'Università di Genova nel contesto del Progetto "Grandi Attrezzature" 2018, DR n. 3404, 19/07/2018 ed il Progetto CARIGE 2018/0012.

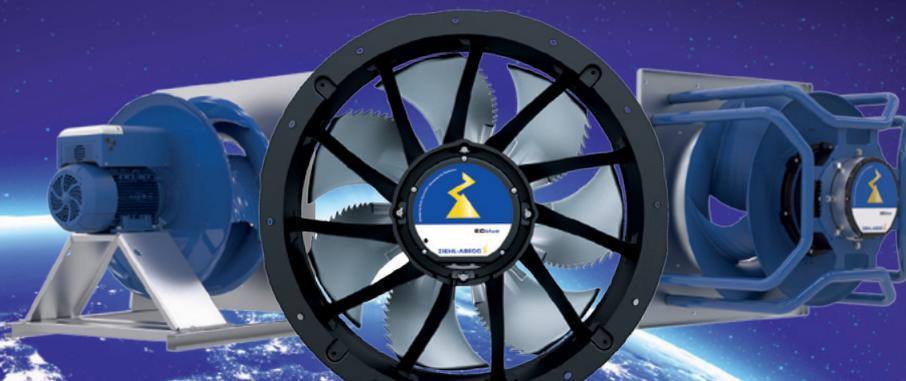
The Royal League

of fans



I pionieri dell'efficienza

motori EC con inverter integrato



ZABluefin PMblue
Max η = 79%

ZAplus ECblue
-30% assorbimento energetico

ZABluefin ECblue
-40% assorbimento energetico



The Royal League nella ventilazione, nei controlli e negli azionamenti

Cogenerazione, fra presente e futuro

..... Dario Di Santo, Direttore FIRE

L'Italia ha storicamente una posizione forte in termini di cogenerazione, iniziata nei grandi impianti industriali (e.g. petrolchimico, cartiere, ceramico, chimico, etc.) e proseguita in altri settori industriali e nel terziario. I dati di Terna riferiti ai consumi del 2018 indicano una produzione complessiva da impianti di produzione combinata di elettricità e calore di circa 105 TWh elettrici (i.e. il 55% della generazione termoelettrica) e 60 TWh termici. Ma c'è una cogenerazione più virtuosa, in quanto caratterizzata da un migliore recupero del calore, definita cogenerazione ad alto rendimento (CAR), che ha accesso agli incentivi e alle altre agevolazioni previste per questa soluzione. La relazione annuale 2020 del Ministero dello sviluppo economico, riferita ai dati del 2018, riporta 1.865 unità, per una potenza installata di 13 GW e una produzione di 57 TWh elettrici e 36 TWh termici. Dunque, almeno la metà della cogenerazione è CAR. Almeno, perché gli impianti non

interessati ad ottenere la qualifica di alto rendimento non sono conteggiati come tali anche se lo sono.

La maggior parte della produzione cogenerativa ad alto rendimento si riferisce all'industria (~65% come potenza installata e 75% come calore erogato), seguita dal teleriscaldamento e, in misura minore, dal settore civile e dall'agricoltura. Prendendo in considerazione i combustibili impiegati, si vede che il gas naturale copre circa l'82% dei consumi, seguito da un 13% di gas di cokeria e raffineria e da un 3% di rifiuti. La CAR da rinnovabili si attesta sotto all'1%. Secondo le valutazioni del GSE il potenziale economicamente sfruttabile della CAR potrebbe portare a un aumento di potenza installata e calore generati nell'ordine del 70-90%, più o meno ripartito fra settori come per l'esistente.

Questi dati ci consentono di fare alcune considerazioni pensando al decennio in corso. La prima è

che questa forte presenza di CAR, che comporta un risparmio di combustibile superiore al 10%, è positiva e si può incrementare in modo consistente nei prossimi anni. D'altra parte, ciò significa che la quota di generazione termoelettrica da tagliare per fare posto alle fonti rinnovabili – circa 70 TWh secondo il Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC) – corrisponderebbe all'80% circa di quella non cogenerativa. Una sfida ancora più impegnativa e che suggerirebbe di investire per trasformare parte dell'attuale parco cogenerativo in CAR alimentata da fonti rinnovabili (FER). Una priorità di medio termine a mio avviso più sensata dell'idrogeno, moda del momento, ma ancora di là da venire e con sfide da superare per un utilizzo diffuso certamente superiori ai biocombustibili (tra l'altro, in pochi parlano più di alghe per usi energetici, nonostante il grande potenziale sfruttabile nel nostro Paese). Sarebbe un tema che meriterebbe di essere inserito nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) in discussione più di altri, più idonei alla ricerca e allo sviluppo che alla realizzazione di dimostrativi.

Cogenerazione e autoconsumo

La cogenerazione genera i propri benefici in particolare in relazione all'autoconsumo, di energia elettrica e termica (vapore, acqua surriscaldata, acqua calda, acqua per usi frigoriferi). È il modello della generazione distribuita che mano a mano si sta diffondendo, ma che si traduce in effetti sui

flussi di energia nelle reti (tema centrale nell'ottica dell'elettrificazione dei consumi), sull'uso di combustibili diversi (ritorno al tema rinnovabili, a partire dal teleriscaldamento) e sulla dipendenza dall'estero, sul parco di generazione elettrico (la cogenerazione può essere vista come una via di mezzo fra le grandi centrali dedicate e le fonti non programmabili) e sul mercato elettrico (si pensi anche alle trasformazioni che hanno portato molti grandi soggetti industriali a esternalizzare a società dedicate le loro grandi centrali cogenerative). L'autoproduzione, tema centrale della legge 9/1991, oggi definita più spesso autoconsumo, è un tema centrale di questa transizione, che va gestito in modo innovativo.

Fra i temi di novità in discussione in questo periodo c'è quello delle configurazioni di produzione e consumo. Al momento i nuovi impianti CAR possono rientrare in un sistema di scambio sul posto (SSP-B secondo la definizione di ARERA), in un SEU (ossia una configurazione in cui uno o più impianti sono gestiti da un medesimo produttore e connessi a un unico consumatore nel rispetto di una serie di condizioni) o in un altro sistema di auto produzione (ASAP, in cui l'energia prodotta è consumata tramite collegamenti privati per almeno il 70% da società collegate). Il recepimento della direttiva 2019-944, peraltro in ritardo, prevede l'introduzione delle comunità di cittadini.

Si tratta di una configurazione analoga a quella delle comunità energetiche, in cui l'energia elettrica prodotta da uno o più impianti di produzione può

essere utilizzata da uno più consumatori privati e/o pubblici. È una novità importante che si spera possa essere presto attuata. Anzi, riteniamo utile in FIRE che anche la CAR non rinnovabile possa partecipare anche ai sistemi di autoconsumo collettivo, eventualmente senza gli incentivi al momento attribuiti agli impianti non rinnovabili.

Comunità di energia termica

Visto che la cogenerazione produce anche energia termica, è evidente che ha senso parlare anche di comunità di energia termica, in ottica di economia circolare e, ad esempio, di rapporti fra grandi consumatori e centri urbani. Si pensi alla possibilità di realizzare cogeneratori nelle imprese o a livello di distretto sfruttando l'effetto scala e ottimizzando il dimensionamento degli impianti (e.g. cartiera di Riva del Garda e teleriscaldamento cittadino). O alla facilità con cui in particolare il teleriscaldamento può sfruttare fonti rinnovabili (e.g. pompe di calore di AZA a Milano, biomasse legnose in vari comuni dell'arco alpino, scarti di produzione) e rifiuti. Opportunità anche queste segnalate nelle analisi sul potenziale del GSE e che conviene cogliere.

Segnalo poi l'utilità di rivedere i sistemi semplici di produzione e consumo consentendo, ad esempio, di avere più di un produttore in un SEU. Nel futuro sempre più frequentemente – e auspicabilmente – potranno essere realizzati impianti CAR e FER presso lo stesso cliente. Al momento l'unico modo di farlo è che siano gestiti da un unico produttore (l'utente finale o un soggetto terzo), ma questo è un limite che rischia di limitare la realizzazione di impianti, visto che in molti casi può essere più conveniente per un consumatore finale rivolgersi a soggetti diversi per realizzare impianti CAR e impianti FER. Del resto, se lo scopo è decarbonizzare, dobbiamo cercare di togliere tutti i lacci e laccioli che lo impediscono e facilitare le configurazioni virtuose attraverso una opportuna ridefinizione di quelle ammesse.

Tecnologia e mercato

Ultimo tema è quello dell'evoluzione tecnologica e di mercato. Negli ultimi venticinque anni, in cui ho avuto modo di seguire le soluzioni cogenerative, non ci sono stati stravolgimenti tecnologici, salvo forse i sistemi OCR. Le celle a combustibile sono rimaste solo una promessa, nonostante gli sforzi fatti per introdurre una tecnologia statica che avrebbe numerosi benefici se riuscisse a superare i problemi di affidabilità, costo e

combustibili impiegabili. Per il resto si sono seguiti affinamenti delle tecnologie disponibili, miglioramenti dei rendimenti e riduzione delle emissioni atmosferiche e sonore locali. Si è cercato di sviluppare di più la microcogenerazione, visto il mercato potenziale enorme, finora con risultati limitati. E questo è forse il settore su cui le novità tecnologiche potrebbe portare cambiamenti sostanziali, anche in termini di potenziale CAR.

Lo sviluppo del mercato elettrico sta invece spingendo la CAR verso una maggiore flessibilità e capacità di adattarsi all'andamento dei prezzi in ragione della domanda di energia e del mix produttivo del parco centralizzato, interessato dalla forte penetrazione delle FER non programmabili e del fotovoltaico in particolare. Questo, tramite lo sviluppo di sistemi integrati di generazione elettrica e termica e/o di sistemi di accumulo dei due vettori energetici potrà portare a impianti gestiti in modo separato dall'andamento del carico termico, capaci di partecipare alla regolazione del sistema elettrico e ai servizi di demand response. Non a caso c'è stata negli ultimi anni un'evoluzione interessante dei sistemi di gestione e controllo degli impianti CAR (e di generazione elettrica distribuita più in generale), favorita anche dalle nuove tecnologie di machine learning e IoT.

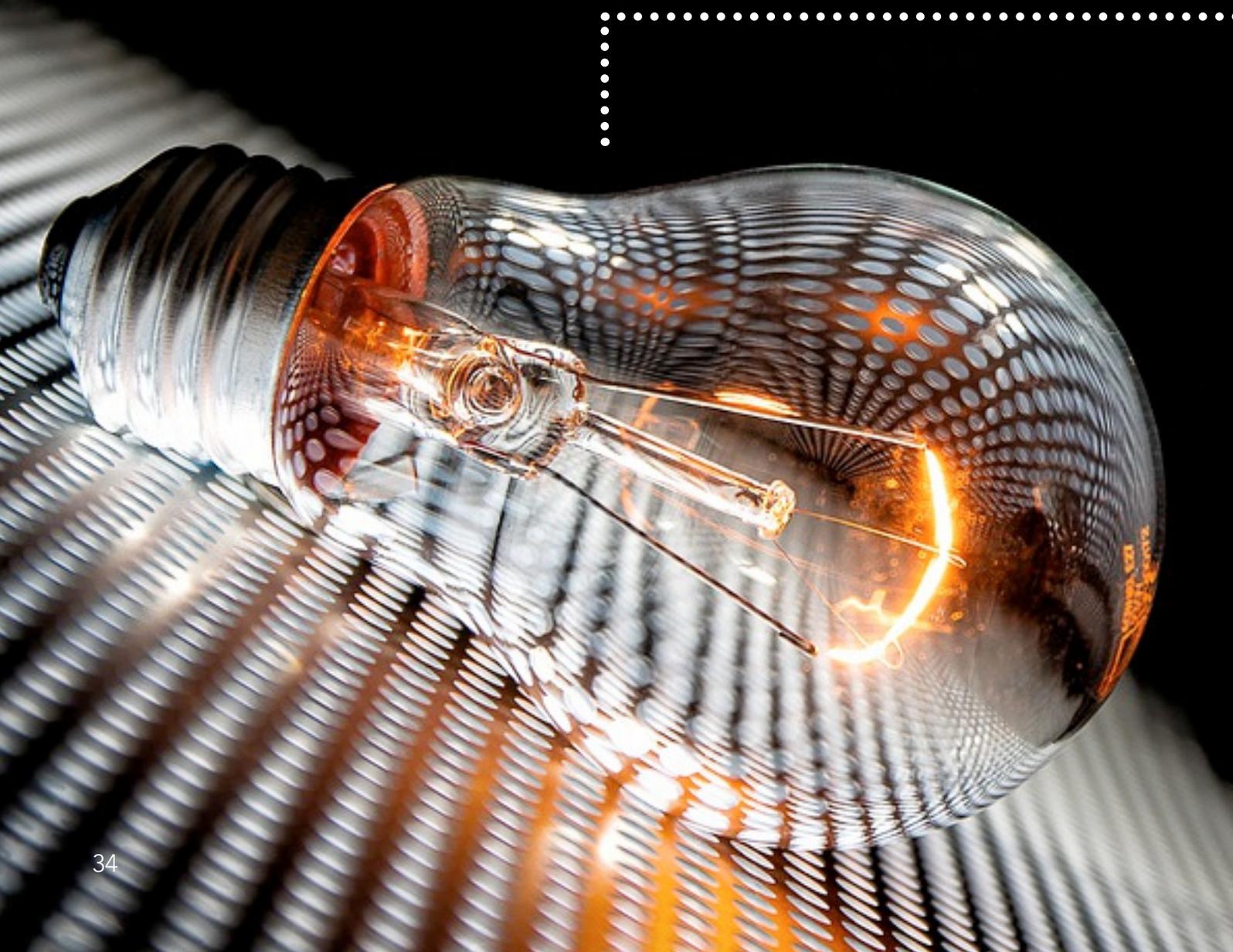
Energy efficiency first

C'è comunque ancora spazio per le innovazioni, soprattutto nell'ottica di integrare al meglio efficienza negli usi finali, generazione FER e generazione CAR, nel rispetto del principio energy efficiency first, che, ricordo, non vuol dire che bisogna necessariamente realizzare prima gli interventi di efficientamento negli usi finali, ma che questi debbano essere considerati nella progettazione dei sistemi di generazione e che si persegua lo scopo generale di un uso razionale dell'energia. Da questo punto di vista sarebbe utile che le ESCO attive nell'ambito della cogenerazione ampliassero la loro offerta includendo gli interventi di efficienza energetica negli usi finali. Un approccio integrato che consentirebbe di rispettare al meglio il principio dell'energy efficiency first e che consentirebbe anche di cogliere in modo più efficace i frutti della trasformazione del consumatore/produttore nell'ottica di un'autoproduzione e di un consumo entrambi efficienti, possibilmente rinnovabili e flessibili.

Negli articoli che seguono in questo focus trovate casi studio, dati e considerazioni interessanti sul tema della cogenerazione, in particolare ad alto rendimento, che mostrano quanto questa sia una soluzione interessante e quanto, per quanto detto sopra, possa continuare ad esserlo in futuro, con gli opportuni sviluppi.

L'evoluzione degli impianti di produzione elettrica

L'analisi di Terna, la società che gestisce la rete di trasmissione elettrica italiana, su come è cambiato negli ultimi anni lo scenario della generazione tradizionale e lo sviluppo delle fonti rinnovabili



A seguito del decreto "Sblocca Centrali" del 2002, che semplifica le procedure autorizzative per la costruzione di impianti termoelettrici e varato allo scopo di evitare il pericolo d'interruzione della fornitura elettrica sul territorio nazionale e garantire la necessaria copertura del fabbisogno, si è assistito ad una accelerazione dello 'svecchiamento' del parco di produzione termoelettrica.

Un aumento della potenza installata è evidente nella Figura 1: è infatti possibile notare una crescita consistente della capacità termoelettrica fino al 2008, che

resta pressoché costante fino al 2012. Con il D.M. del 10 febbraio 2009 che incentiva gli impianti cogenerativi (generazione congiunta di calore ed energia elettrica) riconoscendone l'efficienza, si evidenzia un incremento degli impianti cogenerativi.

Il calo consistente degli impianti termoelettrici non cogenerativi dal 2011 è legato allo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili che dal 2011 al 2019 hanno visto duplicare la capacità, in particolar modo il fotovoltaico che ha raggiunto circa 21 GW nel 2019 (Figura 2).

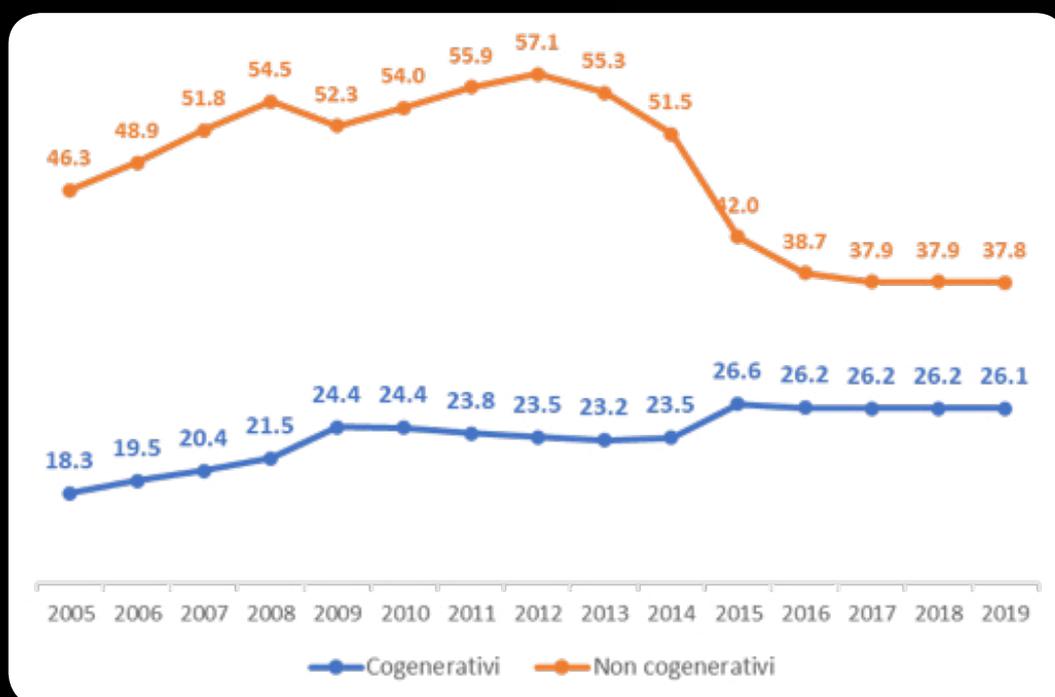


Figura 1. Potenza efficiente lorda termoelettrico 2005-2019 (GW)

focus - La cogenerazione industriale

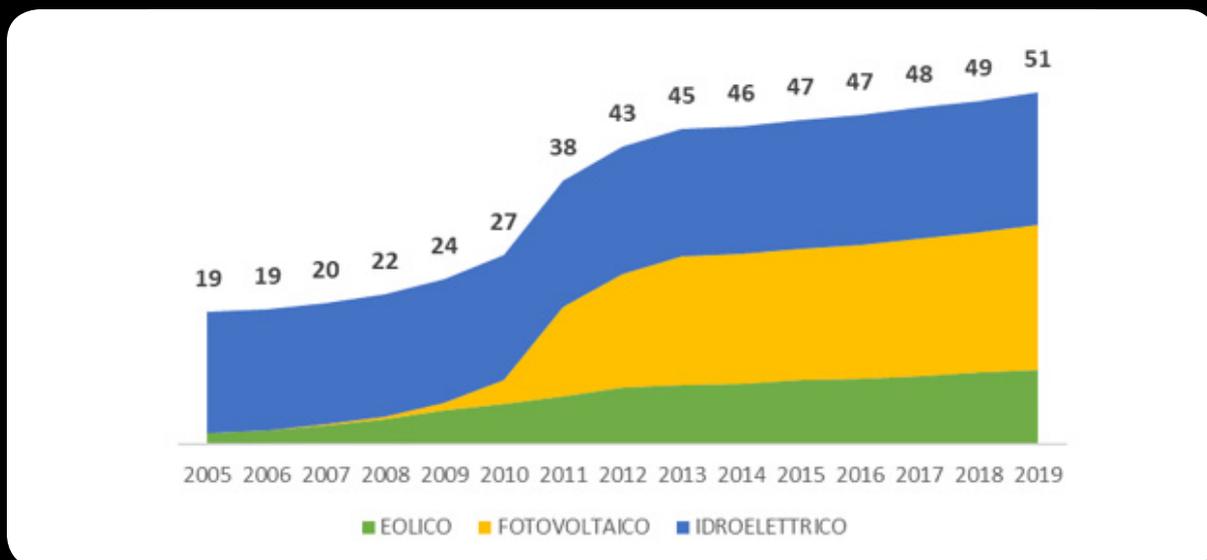


Figura 2. Installato rinnovabile 2005-2019 (GW)

La variazione in termini di capacità installata del parco di generazione ha impatto anche sul mix di produzione: fino al 2014 gli impianti di sola produzione di energia elettrica rappresentavano la maggior parte della produzione termoelettrica; nel 2015 la produzione termoelettrica è divisa equamente tra impianti cogenerativi e non cogenerativi, mentre dal 2016 in poi la quota della produzione cogenerativa risulta predominante (Figura 3). Infatti, la produzione di impianti che generano solo energia elettrica cala vistosamente a partire dal 2008, per diversi motivi: aumento delle rinnovabili nella produzione, calo della domanda per la crisi economica, incremento se pur in misura minore dell'installato di impianti cogenerativi.

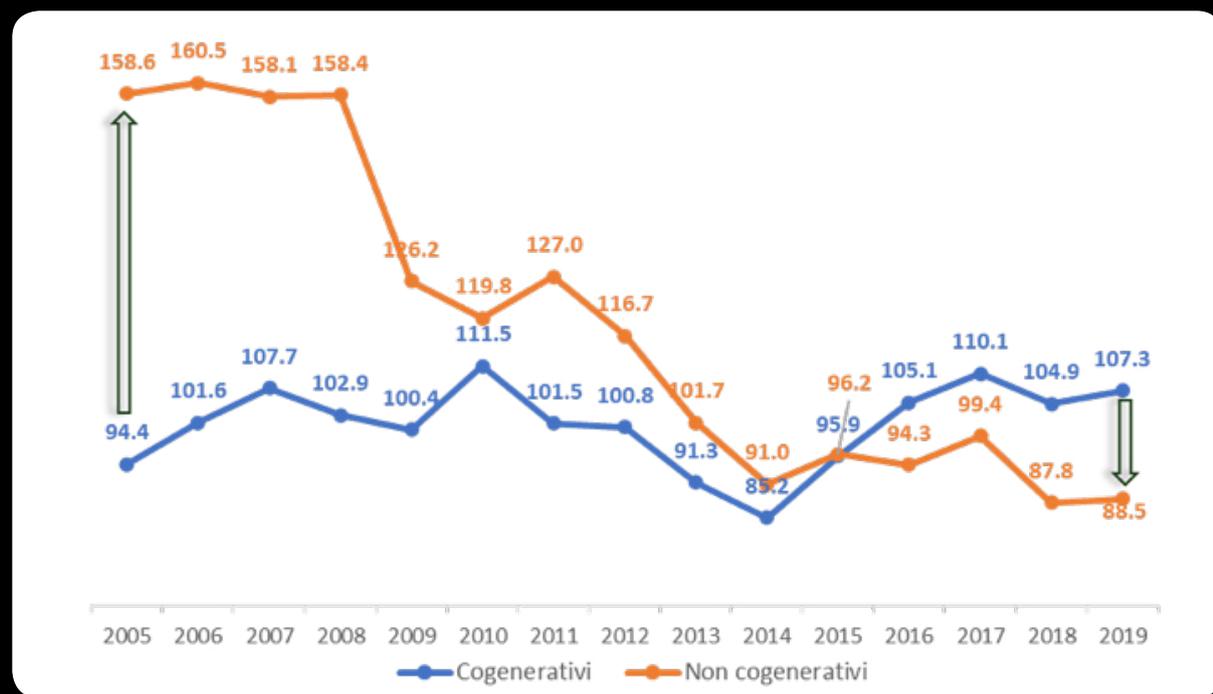
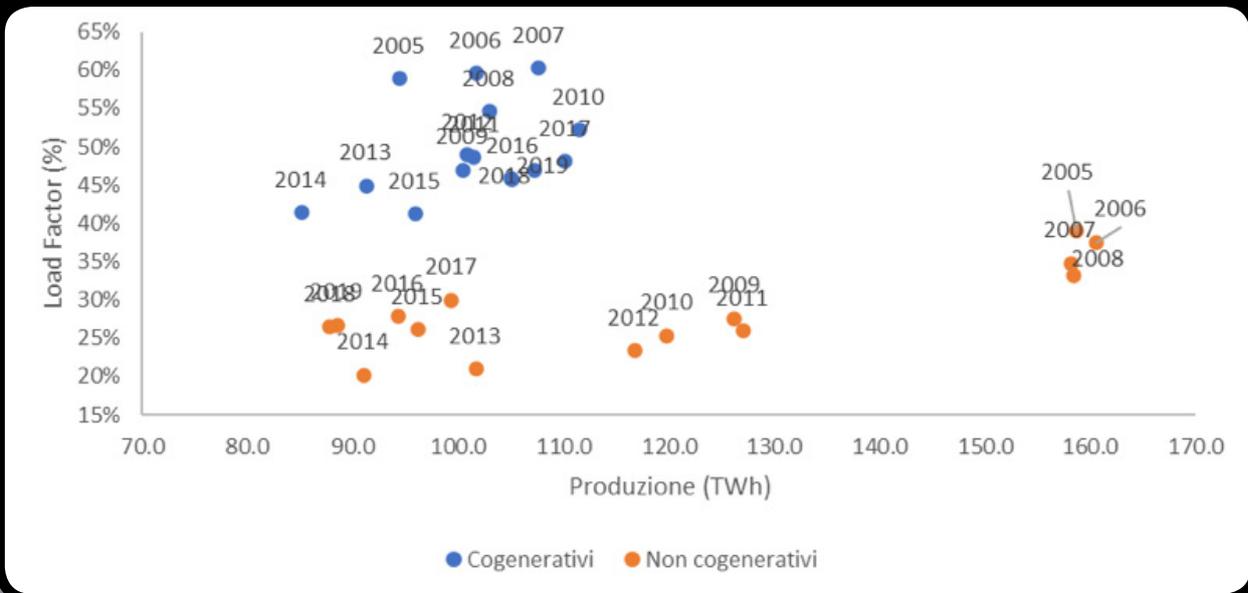


Figura 3. Produzione lorda termoelettrica 2005-2019 (TWh)

Gli impianti cogenerativi hanno in media un load factor maggiore rispetto agli impianti che producono solo elettricità (Figura 4). Il load factor degli impianti cogenerativi risulta nel range 40-60%, mentre per gli impianti che producono solo elettricità è nel range 20-40%. Per entrambe le categorie si è assistito a una progressiva riduzione del load factor dovuta da un lato alla riduzione della domanda elettrica e dall'altro all'aumento della produzione da fonti rinnovabili.



Figura 4. Produzione lorda (TWh) e Load Factor (%) per impianti cogenerativi e non cogenerativi 2005-2019



La maggior parte degli impianti cogenerativi, così come la relativa produzione, risulta essere a gas (Figura 5) e la produzione è soggetta a una certa stagionalità. Infatti, generalmente i picchi di produzione elettrica sono nei mesi di gennaio e luglio quando è massima la richiesta di energia elettrica.

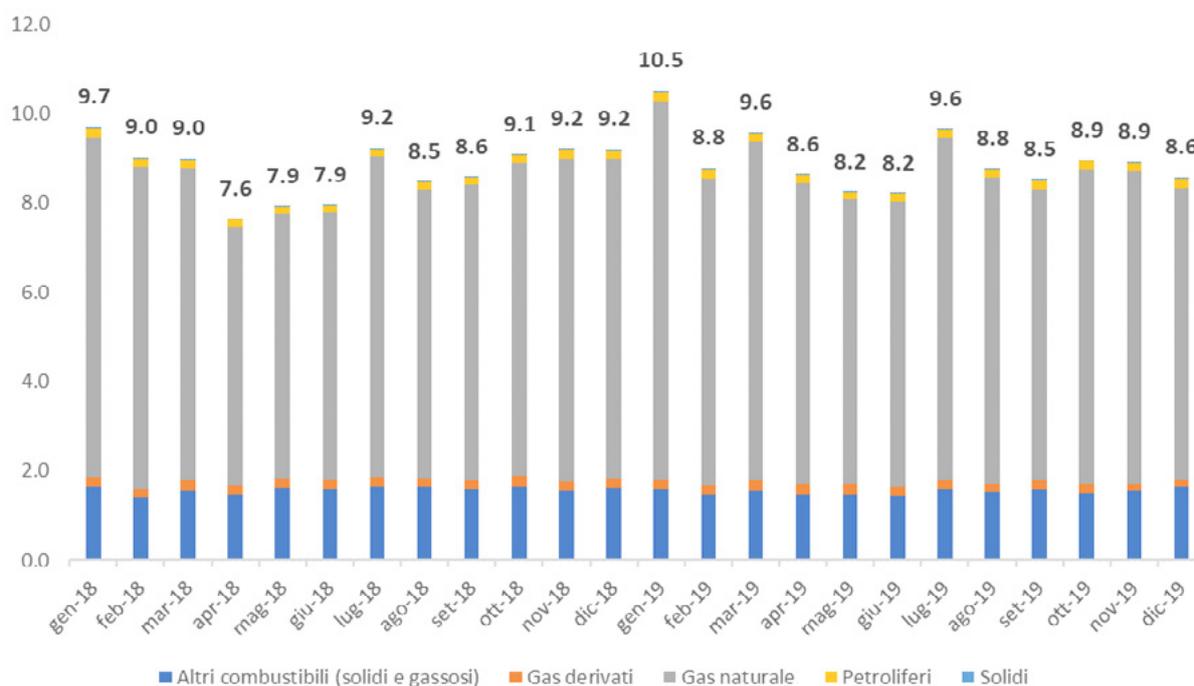


Figura 5. Produzione elettrica lorda mensile degli impianti cogenerativi per fonte gen 2018- dic 2019 (TWh)

Nella Tabella 1 sono stati riportati i rendimenti medi per gli anni dal 2005-2019 degli impianti cogenerativi suddivisi per fonte. Il gas naturale presenta il rendimento elettrico più alto (43,6%), quindi a parità di quantità di combustibile in ingresso, il gas naturale produce più elettricità degli altri combustibili. I combustibili solidi, insieme ai prodotti petroliferi, hanno un rendimento di calore molto elevato, associato però ad un rendimento elettrico mediamente più basso degli altri combustibili.

Rendimenti medi (2005-2019)	Rendimento totale	Rendimento elettrico	Rendimento Calore
Solidi	79.7%	22.4%	57.3%
Petroliferi	72.9%	20.6%	52.2%
Gas Naturale	63.8%	43.6%	20.2%
Gas Derivati	46.5%	36.9%	9.6%
Altri combustibili (solidi e gassosi)	54.8%	34.9%	19.9%

Tabella 1. Rendimenti medi degli impianti cogenerativi anni 2005-2019 per fonte

Il rendimento elettrico degli impianti cogenerativi a gas negli anni 2005-2019 varia nel range 40-45% ed è visibile una proporzionalità diretta tra rendimento elettrico e produzione elettrica (Figura 6).

Alla luce di quanto illustrato è evidente che il rendimento elettrico complessivo del parco termico italiano dipende fortemente dal contributo della cogenerazione alla produzione elettrica nazionale: il rendimento elettrico del parco cogenerativo è infatti significativamente inferiore a quello del parco termoelettrico (40-45% della cogenerazione contro il 50-55% del termoelettrico puro composto quasi esclusivamente da CCGT).

Con la progressiva attesa ulteriore crescita della produzione da rinnovabili il contributo alla produzione nazionale della generazione a gas è destinato a ridursi ulteriormente: tale contrazione sarà principalmente concentrata sul parco termoelettrico "puro" essendo il parco cogenerativo destinato alla produzione di calore asservita al ciclo produttivo.

La diretta conseguenza è che il rendimento elettrico a gas della generazione nazionale è destinato a ridursi ulteriormente nei prossimi anni essenzialmente per un effetto "mix" e si attesterà necessariamente su valori molto inferiori a quelli delle moderne tecnologie CCGT le quali saranno sempre più utilizzate in modo intermittente per coprire le punte di carico.

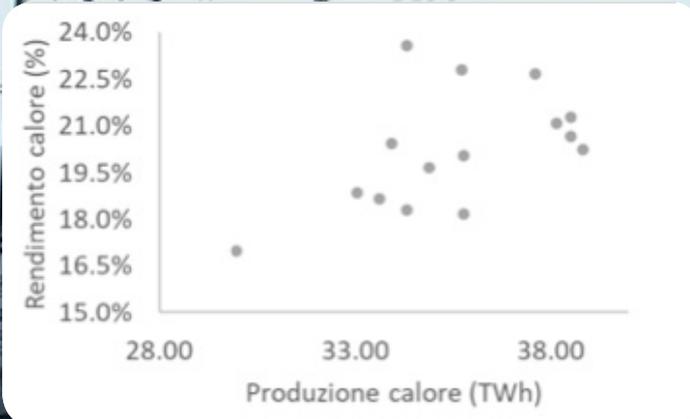
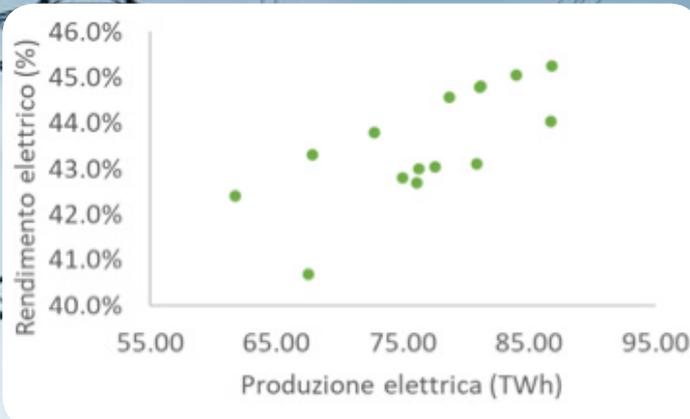


Figura 6. Rendimento e produzione di elettricità e calore per gli impianti cogenerativi a gas 2005-2019 (%)

Sviluppi della cogenerazione in chiave di sostenibilità industriale ed ambientale

Alessandro Fontana, segreteria tecnica Anima-Italcogen
Marco Baresi, Direttore relazioni istituzionali e marketing di Turboden
e Vice Presidente Italcogen

La sostenibilità industriale e la protezione dell'ambiente sono diventati argomenti importanti nella discussione quotidiana all'interno della nostra società, del settore industriale e dei governi.

Spinti da questi argomenti, alcuni degli obiettivi più importanti dell'ultimo decennio sono stati e saranno la riduzione della dipendenza dai combustibili fossili, la riduzione delle emissioni di CO₂ e del consumo di acqua.

Il settore industriale, specialmente nei segmenti più energivori, ha già avviato percorsi volti ad incrementare l'efficienza energetica, non solo per gli obiettivi menzionati ma anche per ridurre i costi operativi della produzione, aumentare quindi la competitività e mostrare un'immagine più green del settore.

Nella transizione verso un'economia decarbonizzata la cogenerazione copre certamente un ruolo importante, garantendo una significativa riduzione delle emissioni rispetto alle produzioni separate di calore ed elettricità. Da questo punto di vista i numeri della cogenerazione parlano chiaro: secondo il rapporto annuale MiSE 2020 (dati di produzione 2018), compilato in ottemperanza alla ex Direttiva 2004/8/CE, (poi confluita nelle "EED" 2012/27 e 2018/2002), in Italia sono presenti 1865 unità di cogenerazione certificate ad alto rendimento, con una capacità complessiva installata di 13,4 GW, una produzione di 57,7 TWh (di cui 28,6 TWh in regime di alto rendimento) di energia elettrica e 35,6 TWh di calore utile.

Per completezza quindi il MiSE segnala solo le unità qualificate CAR secondo il DM 5 settembre 2011 per l'anno in esame, che è la sola cogenerazione presa in considerazione dal PNIEC e altri piani nazionali.

Tutta la produzione non rientrante nella qualifica CAR non viene quindi rilevata, né considerata nelle policy inerenti lo sviluppo dell'efficienza energetica e quale contributo alla stabilità di rete.

Le taglie medie considerate nel documento MISE sono di circa 1 MW per i motori a combustione interna (la tecnologia di gran lunga più diffusa, circa il 90% del totale) e 163 MW per i cicli combinati.

Il risparmio medio di energia primaria garantito dalla cogenerazione è stato di 1,52 MTep, con una riduzione dell'11,1% rispetto alle produzioni separate.

Uno studio *Italcogen* - Associazione italiana costruttori e distributori impianti di cogenerazione, federata Anima Confindustria - condotto dall'Ufficio Studi di Anima in collaborazione con il Politecnico di Milano, ha evidenziato che in termini di numero di unità gli impianti sono più o meno egualmente ripartiti nei settori energia (~610 impianti) industriale (~550 impianti) e civile/terziario (~650 impianti), ma le capacità installate si concentrano nei settori energia/Teleriscaldamento (63% della capacità installata) e industriale (35%).

Come evolverà il settore della cogenerazione? Secondo le stime riportate nell'attuale PNIEC, il potenziale economico della cogenerazione al 2030 potrebbe farla crescere del 61% (in termini di calore utile prodotto), ma se si guarda al potenziale tecnico stimato si potrebbe arrivare a quadruplicare la produzione attuale.

Per il PNIEC poi, il settore civile sembra non aver potenziale economico (settore che copre oggi solo l'1% della capacità installata); il ridotto contributo è certamente dovuto alle taglie d'impianto (tipicamente di microcogenerazione, con potenza elettrica inferiore ai 50 kW) e alle poche centinaia di unità installate, ma un confronto con i 19 milioni di impianti termici installati in Italia dovrebbe far riflettere sul potenziale di risparmio ancora conseguibile in buona parte del Paese, soprattutto se venissero rimossi alcuni vincoli di natura regolatoria (es. il vincolo di vendita one-to-one previsto per i SEU).

Lo studio di settore Italcogen evidenzia che la cogenerazione rappresenta l'intervento di efficientamento energetico più diffuso

per l'industria, con un mercato stimato di quasi mezzo miliardo di Euro.

Interessante anche lo sviluppo della filiera del settore, che vede un progressivo passaggio dal prodotto al servizio integrato e dalla proprietà degli impianti CHP alla fornitura dei vettori energetici da CHP, con una crescente diffusione di contratti EPC o servizio energia. In questo modo si ottimizza la gestione degli impianti, massimizzando i risparmi energetici ed economici.

Tornando al 2030, quale sarà la realtà in quella data dipenderà in buona parte dall'evoluzione del quadro regolatorio e dalle politiche energetico/ambientali messe in atto per il raggiungimento degli ambiziosi target che l'Europa vuole raggiungere (si pensi ad es. alle vicissitudini dei TEE).

A questo proposito lo studio Italcogen ha tracciato tre possibili scenari per lo sviluppo della cogenerazione nel settore industriale (figura): uno scenario più favorevole, uno a perimetro costante e uno vincolato, dove l'efficiamento energetico potrebbe essere visto come una seconda scelta, dopo altre soluzioni (es. sconto energivori).

Le curve sono state tracciate in due gruppi: il primo gruppo traccia una stima del mercato pre-covid, il secondo tiene conto di una prima stima sugli effetti negativi dovuti alla pandemia, che ha di fatto rimandato la chiusura di numerosi contratti e provocato una significativa contrazione del mercato.

In ogni caso possiamo affermare che le

potenzialità della cogenerazione industriale sono state ampiamente sotto-stimate nella definizione degli obiettivi del PNIEC del 2019 e nella successiva transizione ecologica.

E' inoltre rilevante volgere lo sguardo alla futura implementazione del Green Deal che prevede al 2030 una quota di energia rinnovabile pari al 70% rispetto al 55% previsto dal PNIEC originario. E' auspicabile, ma soprattutto di buon senso, pianificare un ruolo per la cogenerazione da rinnovabile e non, al contrario puntare solo su fonti rinnovabili intermittenti e con ridotta producibilità giornaliera sarà foriero di notevoli problemi (e costi aggiuntivi).

Sviluppi tecnologici

In merito alle tecnologie per la cogenerazione si riscontrano interessanti sviluppi negli ultimi anni, passando dalla pura cogenerazione a gas all'utilizzo di altri combustibili, principalmente rinnovabili quali ad esempio biogas, bioliquidi ma anche biomasse solide che prevedono materiali di scarto dalla gestione forestale, dal green cutting o residuati dall'industria del legno solo per citarne alcuni.

Oltre agli sviluppi nell'utilizzo di combustibili più green si è assistito ad un incremento delle performance delle tecnologie esistenti in termini di maggiore efficienza complessiva e minore impatto ambientale.

Per rispondere alle esigenze del settore industriale di una produzione com-

binata di energia elettrica e vapore di processo è disponibile anche l'innovativo sistema **ORC Steam & Power**, sviluppato da Turboden, in grado di generare vapore ed elettricità da gas naturale e da biomassa solida e scarti di processo.

Caratterizzata da un'importante produzione di vapore o altri vettori di calore, la tecnologia copre un quadro di potenza elettrica e vapore raggiungendo un rendimento totale tra il 90% e il 95%. Nella versione standard, alimentata a gas naturale, l'impianto è essenzialmente composto da una turbina ORC accoppiata a una caldaia a olio diatermico evaporante. Il calore della combustione viene trasferito al fluido di lavoro del modulo ORC, si espande nella turbina, che aziona il generatore elettrico producendo elettricità.

A valle della turbina, il vapore organico viene condensato ad alta temperatura rilasciando il suo calore latente per la ge-

nerazione di vapore che alimenta il processo di produzione.

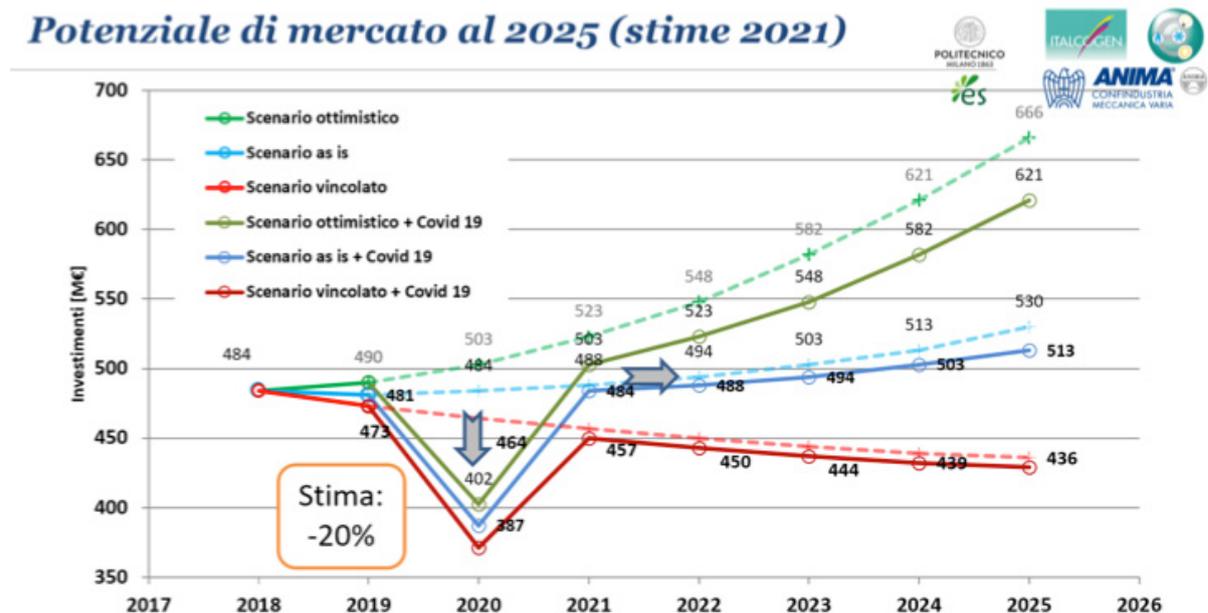
Il sistema Steam&Power ORC, per singolo modulo, può produrre

- da 500 kW fino a 5 MW di energia elettrica
- da 5 a 40 t/h di vapore in un range da 5 a 25 bar di pressione

I principali vantaggi di alta efficienza, disponibilità oltre il 98% e alimentazione con combustibili differenti si sommano a quelli di bassi costi operativi e di manutenzione dovuti alla semplicità della tecnologia.

Nel corso del 2021 verranno avviati i primi due impianti commerciali per Centrale del Latte di Brescia e Cereal Docks. Italcogen, quale Associazione per la promozione della cogenerazione e dei recuperi termici, lavora perché la cogenerazione continui a essere uno dei pilastri a sostegno della transizione energetica che stiamo vivendo.

Potenziale di mercato al 2025 (stime 2021)



Tecnologie per la cogenerazione: sette anni di funzionamento reale

..... Giuseppe Dell'Olio, GSE



Per definire la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) si ricorre, tra l'altro, ad alcuni parametri numerici che la Commissione Europea rivede periodicamente, per tener conto del progresso tecnologico. I valori attualmente in vigore sono ormai "vecchiotti": l'approssimarsi della revisione offre lo spunto per qualche considerazione generale.

Quali tecnologie si sono dimostrate, finora, più adatte alla cogenerazione? Quali meritano, per il futuro, l'attenzione di tecnici e legislatori? E ancora: i criteri in uso per definire la CAR rappresentano ancora una cogenerazione che possa chiamarsi ad alto rendimento?

Per rispondere, non c'è che da osservare il funzionamento degli impianti di cogenerazione negli ultimi anni.

Non sarà inutile, prima, rammentare brevemente come è andata evolvendosi negli anni la definizione di cogenerazione.

Tutto cominciò, in Italia, con la deliberazione 29 aprile 1992 del Comitato Interministeriale dei Prezzi, meglio nota come provvedimento CIP n. 6/1992: vi si trova la prima definizione ufficiale di cogenerazione. Introdotta in assenza di qualsiasi indicazione internazionale, tale definizione mostrò ben presto di privilegiare la produzione elettrica rispetto alla termica.

Bisognerà attendere il 2004 per veder attribuire, a livello europeo, pari dignità alle due produzioni: lo si deve alla direttiva 2004/8/CE, ed in particolare all'indice P.E.S (Primary Energy Savings), che essa introduce per individuare la Cogenerazione ad Alto rendimento (C.A.R.). Nel calcolo del P.E.S intervengono, infatti, sia l'energia elettrica che il calore prodotti in cogenerazione.

Oggigiorno, la direttiva 2012/27/UE (che d'ora in avanti chiameremo semplicemente "la direttiva") ha preso il posto della 2004/8/CE, adottandone i criteri di calcolo: non solo il P.E.S., ma anche il rendimento complessivo annuo minimo e il rapporto elettricità/calore di base ("default power to heat ratio").

Di tali due ultime grandezze, la direttiva fissa il valore per ciascuna tecnologia di cogenerazione. E' lecito chiedersi

se i valori fissati, risalenti al 2012, non richiedano ormai un aggiornamento. Nel seguito cercheremo di offrire una risposta.

Per l'intero periodo 2013-2019, abbiamo analizzato i dati di esercizio di un ampio campione di impianti. Ciascun impianto si compone di una sola unità di cogenerazione, ed è incluso nel campione per i soli anni in cui ha ottenuto il riconoscimento CAR.

In base a tali dati abbiamo calcolato, come medie ponderali, alcuni indicatori aggregati di efficienza.

Il numero di ore di funzionamento ed il fattore di carico

Dapprima abbiamo calcolato, per ciascun impianto, il numero equivalente di ore di funzionamento (Heq). E' questo il rapporto tra l'energia elettrica prodotta annualmente e la potenza dell'unità; esso è pari al numero di ore durante le quali l'unità avrebbe dovuto funzionare per produrre, alla massima potenza, la stessa quantità di energia.

Il valore Heq è stato poi diviso per il numero effettivo (Heff) di ore di funzionamento nell'anno. Si è così ottenuto il "fattore di carico" Fc, sempre inferiore o uguale ad uno.

$$F_c = \frac{H_{eq}}{H_{eff}}$$

Heq è un indice di regolarità del funzionamento: un valore elevato suggerisce che l'unità sia esercitata in prossimità della massima potenza e con un limitato numero di avviamenti e di arresti. Condizioni, queste, favorevoli, perché prossime a quelle di progetto; le prestazioni dell'impianto (i rendimenti, in particolare) sono elevate.

Viceversa, un basso Heq fa ritenere che avviamenti ed arresti siano numerosi. È difficile, infatti, pensare ad un impianto che funzioni ininterrottamente per pochi mesi, e trascorra in fermata tutto il resto dell'anno. Più realistico immaginare un alternarsi frequente di periodi di funzionamento e di fermata.

Un basso valore di Heq, tuttavia, non fornisce alcuna indicazione riguardo alla durata dei periodi di funzionamento: non consente, cioè, di distinguere se l'impianto funzioni poche ore alla piena potenza, oppure più a lungo ma con potenza ridotta.

Maggiori lumi offre, in tal caso, Fc. Se esso è prossimo all'unità, l'impianto si mantiene vicino alla piena potenza, indipendentemente dalla durata complessiva di funzionamento. Un Fc elevato indica che gli avviamenti e gli arresti – numerosi, per le ragioni già viste – sono brevi.

Quale influenza abbiano poi tali transitori sulle prestazioni dell'impianto è facile comprendere. Durante tali fasi, il fluido vettore del calore (vapore, fumi di scarico ecc.) non ha ancora raggiunto, oppure ha già perso, i valori di pressione e di temperatura che lo rendono utilizzabile. Il suo contenuto termico deve quindi essere dissipato, con diminuzione del rendimento.

Il "Power to Heat Ratio" (PTOH)

È questa una delle due grandezze di cui la direttiva fissa dei valori di default ("default power to heat ratio"). È il rapporto tra l'energia elettrica ed il calore utile, prodotti da un'unità in un dato anno.

A pari calore prodotto, un'unità con PTOH elevato produce una maggior quantità di energia pregiata (l'energia elettrica) rispetto ad una con basso PTOH.

Un valore elevato indica che il fluido vettore (ad esempio, il vapore), prima di essere impiegato come calore, ha modo di espandersi in turbina, producendo energia elettrica.

I rendimenti

Il rendimento elettrico è il rapporto tra l'energia elettrica prodotta dall'unità in un dato anno e l'energia combustibile consumata per tale produzione.

Il rendimento globale tiene invece conto di entrambi i prodotti energetici: non solo dell'energia elettrica, ma anche del calore utile. La loro somma viene rapportata, come nel caso precedente, all'energia combustibile utilizzata per produrli. Anche per il rendimento globale la direttiva fissa dei valori di default (si tratta, in questo caso, di valori minimi di soglia).

Dati di esercizio 2013-2019

Tutti gli indicatori di efficienza che abbiamo descritto sono riportati, per le varie tecnologie, nella tabella 1; per maggiore chiarezza, il numero equivalente di ore di funzionamento (Heq) è stato espresso in per cento del numero totale di ore in un anno solare (8760 ore/anno). Il MCI raggiunge un valore di PTOH molto elevato, ben superiore al valore di default fissato dalla direttiva; appare quindi consigliabile rivedere quest'ultimo –il valore di default– ed eventualmente ritoccarlo verso l'alto.

Ottimo anche il rendimento elettrico; discreto quello totale, assai prossimo, peraltro, al corrispondente valore di default, il quale non sembra quindi aver bisogno di revisione.

L'elevato Fc (associato, peraltro, ad un Heq non molto alto) indica che i MCI possono essere avviati ed arrestati rapidamente, limitando la durata del funzionamento a potenza ridotta.

Tecnologia	Potenza tot. (MW)	Rend. totale	Rend. totale default (*)	Rend. Elettrico	PTOH	PTOH default (**)	Heq (%)	Fatt. di carico (Fc)
MCI	3476	0,71	0,75	0,41	1,36	0,75	66,39	0,89
TG>1 MW	1018	0,80	0,75	0,32	0,65	0,55	73,31	0,86
TG<=1 MW	7	0,72	0,75	0,27	0,59		45,92	0,56
ORC	7	0,43		0,15	0,52		70,44	0,82
TV contropressione	23	0,84	0,75	0,15	0,21	0,45	76,88	0,84
TV condensazione	50	0,97	0,80	0,15	0,19	0,45	62,74	0,70

(*) Direttiva 2012/27/UE del 25 ottobre 2012, Allegato I, parte I, lettera a)

(**) Direttiva 2012/27/UE del 25 ottobre 2012, Allegato I, parte I, lettera b)

Tabella 1: valori di esercizio relativi al periodo 2013-2019 (MCI: motore a combustione interna; e TG: turbina a gas; ORC: organic Rankine cycle; TV: turbina a vapore)

Complementari, in certo modo, a quelle dei motori sono le prestazioni delle TG: ad un buon rendimento totale corrispondono un rendimento elettrico e un PTOH più modesti. Il PTOH, in particolare, è ben inferiore all'unità.

Quanto ai valori di default, entrambi sembrano meritare una revisione verso l'alto.

Queste caratteristiche di funzionamento divengono ancora più evidenti quando si esaminano separatamente le sole turbine di potenza inferiore o pari a 1MW. Il rendimento totale, in particolare, si abbassa fino a coincidere, approssimativamente, col valore di default (il quale non sembra quindi richiedere alcuna revisione).

Occorre però osservare che il fattore di carico diminuisce drasticamente: le turbine "piccole" o "micro" vengono evidentemente sottoposte ad un regime di funzionamento assai irregolare, con frequenti avviamenti ed arresti. Ciò tende ovviamente a penalizzare le prestazioni.

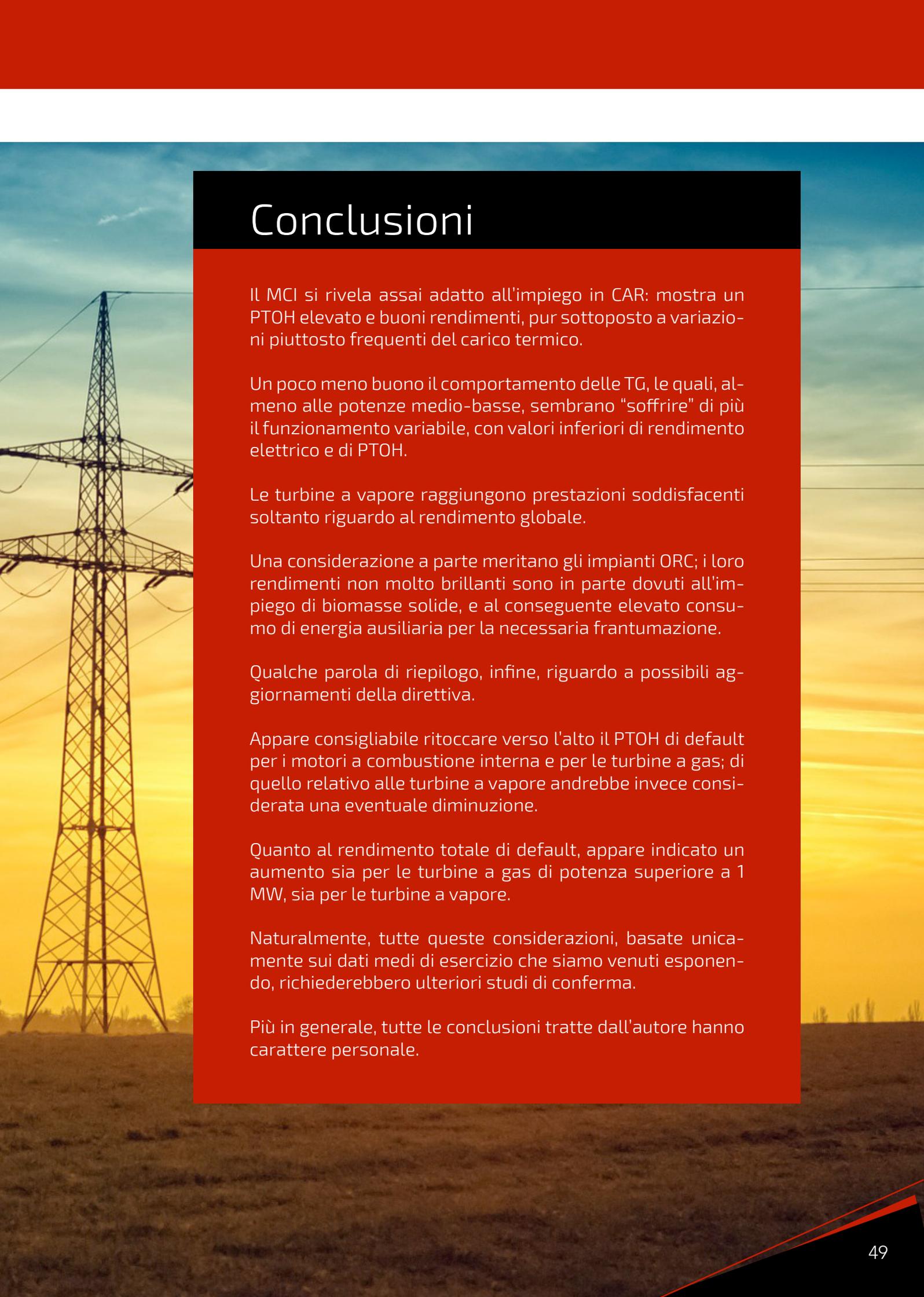
Sensibilmente più bassi, rispetto a quelli già esaminati, i rendimenti della tecnologia ORC. Occorre però considerare che, nel nostro campione, tutti gli impianti ORC utilizzano biomassa solida. E' questo un combustibile particolarmente dispendioso in termini di energia, poiché il suo utilizzo richiede la preventiva frammentazione: tale circostanza, aumentando il consumo per servizi ausiliari, ha un eviden-

te impatto negativo sul rendimento dell'intero impianto.

La turbina a vapore ha, in generale, prestazioni poco soddisfacenti. Buono soltanto il rendimento complessivo (tanto da far apparire opportuno un aumento del valore di default); il rendimento elettrico è invece basso. Basso anche il PTOH, del quale andrebbe diminuito il valore di default.

Nel caso delle turbine a condensazione, tutte queste caratteristiche di esercizio si spiegano agevolmente, considerando che questa tecnologia utilizza la tecnica, poco efficiente, degli spillamenti di vapore: la sottrazione di vapore durante l'espansione fa diminuire, a parità di altre condizioni, la produzione elettrica, e con essa il PTOH e le ore (equivalenti) di funzionamento. La macchina finisce per funzionare in condizioni assai lontane da quelle nominali, con una conseguente significativa perdita di rendimento.

Meno immediato spiegare il comportamento delle turbine a contropressione. In esse, infatti, non ha luogo alcuno spillamento: il vapore percorre l'intera turbina, fino allo scarico. Evidentemente, però, il vapore viene scaricato "troppo presto", quando cioè contiene ancora una notevole quantità di energia. Ciò favorisce la produzione di calore, ma al prezzo, ancora una volta, di una limitata produzione elettrica. Le conseguenze, anche in questo caso, sono un basso rendimento elettrico ed un basso PTOH.



Conclusioni

Il MCI si rivela assai adatto all'impiego in CAR: mostra un PTOH elevato e buoni rendimenti, pur sottoposto a variazioni piuttosto frequenti del carico termico.

Un poco meno buono il comportamento delle TG, le quali, almeno alle potenze medio-basse, sembrano "soffrire" di più il funzionamento variabile, con valori inferiori di rendimento elettrico e di PTOH.

Le turbine a vapore raggiungono prestazioni soddisfacenti soltanto riguardo al rendimento globale.

Una considerazione a parte meritano gli impianti ORC; i loro rendimenti non molto brillanti sono in parte dovuti all'impiego di biomasse solide, e al conseguente elevato consumo di energia ausiliaria per la necessaria frantumazione.

Qualche parola di riepilogo, infine, riguardo a possibili aggiornamenti della direttiva.

Appare consigliabile ritoccare verso l'alto il PTOH di default per i motori a combustione interna e per le turbine a gas; di quello relativo alle turbine a vapore andrebbe invece considerata una eventuale diminuzione.

Quanto al rendimento totale di default, appare indicato un aumento sia per le turbine a gas di potenza superiore a 1 MW, sia per le turbine a vapore.

Naturalmente, tutte queste considerazioni, basate unicamente sui dati medi di esercizio che siamo venuti esponendo, richiederebbero ulteriori studi di conferma.

Più in generale, tutte le conclusioni tratte dall'autore hanno carattere personale.

La trigenerazione per il food and beverage

..... Giulia Pelloja, Senior Sales Engineer AB



La sfida del presente, per il futuro della società e del pianeta, è stata lanciata ed è chiara: conciliare la crescita economica con l'efficienza energetica e la sostenibilità ambientale. Nell'ambito della produzione di energia elettrica e termica per le grandi aziende del settore food & beverage, e non solo, la soluzione tecnologica è già presente sul mercato: la cogenerazione.

La cogenerazione industriale si rivela infatti una scelta ideale per la produzione contemporanea di energia elettrica ed energia termica in molteplici settori produttivi, in particolare per quelle aziende "energivore" che richiedono costantemente significative produzioni di calore e l'impiego di rilevanti quote di energia elettrica. Questa tecnologia esalta i vantaggi della produzione simultanea dei due vettori energetici sopra citati, partendo da un'unica fonte, il gas naturale o metano e all'interno di un unico sistema integrato, l'impianto cogenerativo, permettendo risparmi energetici fino al 30%.

La trigenerazione è una particolare applicazione dei sistemi di cogenerazione che, oltre a produrre energia elettrica e calore, consente di utilizzare l'energia termica recuperata dalla trasformazione termodinamica anche per produrre energia frigorifera. Ciò è possibile grazie ad assorbitori che sfruttano il calore per produrre acqua fredda e gelida. Questa soluzione è particolarmente indicata per tutte quelle aziende che hanno bisogno di energia elettrica, energia termica sotto forma di acqua calda/vapore e acqua refrigerata (in alcuni casi anche contemporaneamente) per il corretto funzionamento dei processi industriali, come appunto quello alimentare e delle bevande.

Vediamo due casi nello specifico.

Trigenerazione per l'industria beverage: il caso Sibeg-Coca Cola

Sibeg dal 1960 produce e sviluppa tutti i prodotti a marchio The Coca-Cola Company in Sicilia, dando lavoro a 350 dipendenti e a circa 1000 persone legate all'indotto. L'azienda porta già avanti progetti legati alla responsabilità sociale e sostenibilità ambientale quali, ad esempio, la gestione dell'acqua responsabile, il riciclo dei prodotti e il Green Mobility Project. La volontà di razionalizzare ulteriormente i consumi di energia, di ridimensionare l'impatto ambientale e risparmiare sensibilmente a livello economico, unita alla necessità di impiegare energia in una triplice forma, hanno spinto l'azienda a optare per la soluzione tecnologicamente avanzata proposta da AB.

Grazie all'installazione dell'impianto di trigenerazione nello stabilimento di Catania, l'azienda oggi è in grado di produrre in maniera autonoma energia elettrica, vapore ed acqua refrigerata. Con questo impianto in un anno il consumo dell'energia elettrica è stato ridotto del 45%, evitando così l'emissione di 1.084 tonnellate CO₂ in atmosfera, una cifra equivalente alla quantità di anidride carbonica assorbita da 81.300 alberi (in media) in un anno, pari ad un bosco grande come 101 campi da calcio.

Dal punto di vista economico l'azienda ha calcolato che, a partire dal secondo anno di vita del sistema di trigenerazione di AB, andrà a risparmiare 390mila euro all'anno, cifra che conferma quanto questa tecnologia, ormai matura e adottata sempre più da grandi player internazionali in tutto il mondo, non sia solo ideale dal punto di vista ambientale ma anche economico. Le aziende di questo settore sono grandi consumatrici di energia termica ed elettrica all'interno della loro filiera, con importanti ricadute sia sulla loro bolletta sia sull'ambiente e la cogenerazione è quindi la soluzione ideale per far fronte alle esigenze di queste realtà.

La trigenerazione sotto zero per l'industria dei gelati: il caso Sammontana

I processi dell'industria alimentare dei prodotti gelati e surgelati sono particolarmente energivori, nella fase di produzione e in quella di conservazione a basse temperature (-25°C/-30°C), sia nel sito di produzione che nella catena di distribuzione.

Lo stabilimento di Sammontana S.p.A. di Colognola ai Colli (VR) presenta due linee produttive principali, una dedicata alla preparazione di croissanteria surgelata e l'altra dedicata alla produzione dei gelati. In parallelo alle esigenze frigorifere sono anche richiesti vettori termici ad alta temperatura che giocano un ruolo importante nei processi di pastorizzazione, sterilizzazione, mantenimento in temperatura delle miscele, coperture del gelato, ecc.

Ridurre i fabbisogni di energia primaria acquistata dalla rete, gestire in modo migliore la produzione di energia termica e frigorifera nello stabilimento e al tempo stesso poter contribuire in modo tangibile alla





sostenibilità ambientale sono state le motivazioni che hanno spinto Sammontana a scegliere la trigenerazione di AB come soluzione strategica per il proprio ciclo produttivo.

L'impianto di trigenerazione ECOMAX® 20 NGS da 2006 kW elettrici accoppiato ad un assorbitore ad ammoniaca da 490 kW frigoriferi è in grado di produrre tre vettori termici. Dal recupero termico dei fumi di scarico si producono 630 kWt in vapore saturo, mentre dal circuito motore e da un secondo economizzatore sulla coda fumi vengono messi a disposizione dello stabilimento 1.153 kWt di acqua calda a 98°C, che in parte viene impiegata direttamente nei reparti produttivi e in parte viene trasformata dall'assorbitore in acqua fredda a -5°C.

L'impianto con assorbitore ad ammoniaca si distingue rispetto alle più diffuse applicazioni con assorbitori a bromuri di litio proprio per la possibilità di produrre acqua fredda a temperature inferiori allo 0°C.

L'operatività dell'impianto è di oltre 7000 ore/anno, con un'efficienza globale superiore al 75%.

Grazie a questa tecnologia, raggiungendo un recupero termico medio dell'80%, Sammontana è in grado di autoprodursi su base annua:

- oltre il 60% dell'energia elettrica di cui necessita per i processi produttivi;
- oltre il 70% di vapore saturo;
- oltre il 75% di acqua calda;
- oltre il 30% di acqua fredda.

Questo permette una significativa riduzione dei costi energetici annuali del processo produttivo, superiori a quelli attesi, e un ritorno dell'investimento inferiore ai 3 anni.

Parallelamente a questi benefici energetici ed economici, l'impianto di Sammontana permette di risparmiare ogni anno oltre 2000 tonnellate di CO2 a livello globale, equivalenti a oltre 1000 TEP.

Risulta evidente come l'ottimizzazione dei processi industriali porti notevoli benefici legati alla riduzione dei costi energetici e dell'impatto ambientale. AB (www.gruppoab.com) anche in questo caso, si è rivelata essere un partner strategico al servizio dell'efficientamento energetico delle aziende.

Cogenerazione: la scelta strategica per rilanciare la competitività rispettando l'ambiente

Caso studio: cogenerazione e GNL
l'efficientamento energetico
di un salumificio

Paolo Fulvi, Energy Manager Cogenerazione, CPL CONCORDIA

Tra i molti interventi di risparmio energetico disponibili sul mercato, la cogenerazione ad oggi rappresenta sicuramente la tecnologica più interessante da integrare in quei processi produttivi particolarmente energivori che necessitano di elevati quantitativi di energia elettrica e termica. Essa infatti, attraverso la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica, consente di ottenere importanti risparmi energetici ed economici dovuti alla maggior efficienza globale di generazione rispetto alla produzione separata. La cogenerazione, inoltre, si integra perfettamente con i concetti di generazione distribuita e Smart Grid sostenute sempre di più dalle politiche energetiche ed ambientali promosse dall'Unione Europea volte a contrastare i cambiamenti climatici, favorendo al contempo la transizione verso un'economia ecosostenibile.

Ad oggi, in Italia vi sono circa 1.900 unità cogenerative per una potenza installata di circa 13 GWe. La maggior parte di queste unità impiegano motori a combustione interna, tecnologia particolarmente adatta ad applicazioni di mini e micro cogenerazione (per potenze elettriche nominali inferiori a 1 MWe) tipiche del settore industriale, ma anche di quello civile e residenziale. La totalità di queste unità contribuisce a produrre circa il 55% dell'energia termoelettrica dell'intero paese, per un ammontare di circa 57 TWhel/anno, oltre ad una produzione termica utile pari a circa 36 TWhth/anno¹.

Per le unità di cogenerazione riconosciute ad alto rendimento (CAR, come definito dal D.M. 4 agosto 2011) è previsto l'accesso al meccanismo dei certificati bianchi, secondo le condizioni e le procedure stabilite dal D.M. 05/09/2011. Tale meccanismo, entrato in vigore nel 2005, è il principale strumento di promozione dell'efficienza energetica in Italia, nonché l'incentivo pubblico meno impattante sulla spesa pubblica e sui consumatori finali di energia. Inoltre, tali impianti possono usufruire di ulteriori agevolazioni come, ad esempio, la defiscalizzazione dell'accisa del gas metano utilizzato per alimentarli e della precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta rispetto a quella derivante da fonti convenzionali.

Il caso studio: Cogenerazione e GNL l'efficientamento energetico di un salumificio

Si riportano di seguito alcuni dati relativi all'efficientamento di una centrale termica di un importante realtà dell'industria alimentare operante nel campo del trattamento delle carni sito in Alta Pusteria (BZ), in una località non ancora raggiunta dalla rete di distribuzione del gas naturale. L'intervento, unico nella sua complessità e proficuità, ha avuto per oggetto la dismissione e rimozione dei precedenti generatori di calore alimentati a gasolio e GPL e la loro sostituzione con una nuova centrale termica composta da generatori di vapore bifuel gasolio/ gas naturale liquefatto (GNL) ed un impianto di cogenerazione a cui verrà conferita massima priorità di generazione. Contestualmente si è provveduto all'installazione di un impianto satellite di rigassificazione del GNL, grazie al quale si provvederà ad alimentare tutti i nuovi generatori.

¹ Ing. Dario Di Santo (FIRE) - Webinar White Focus, 27 gennaio 2021 "Cogenerazione: stato e potenziale"

L'impianto di rigassificazione del gas naturale liquido è costituito da un serbatoio di stoccaggio in pressione da 90 mc orizzontale, da uno scambiatore per il recupero dell'energia frigorifera sviluppata in fase di espansione del GNL, da uno scambiatore di calore di post riscaldamento e da un gruppo di riduzione necessario per stabilizzare la pressione al valore ottimale di utilizzo delle varie utenze. L'intero sistema è gestito da un PLC che controlla tutto il processo rendendo l'impianto stand-alone e gestibile da remoto.

Il cambio di combustibile non solo permetterà di ridurre le emissioni dirette di inquinanti sprigionate durante la combustione ma, grazie alla tecnologia della liquefazione in grado di ridurre il volume specifico del gas di circa 600 volte rispetto alle condizioni standard, consentirà di ridurre di circa il 65% il numero di approvvigionamenti con autocisterne/carri bombolai, abbattendo i costi di distribuzione e contribuendo a decongestionare sensibilmente il traffico della valle avente grande valore naturalistico e paesaggistico.

L'unità, recentemente avviata, è composta da un gruppo di cogenerazione costituito da un motore a combustione interna ed un alternatore in grado di erogare, a pieno carico, una potenza elettrica ai morsetti pari a 1.500 kW. L'impianto è equipaggiato con sistemi di recupe-

ro dei cascami termici provenienti dai circuiti di raffreddamento del motore primo e da un generatore di vapore a recupero in grado di sfruttare l'elevato contenuto entalpico presente nei fumi di combustione. Grazie ad essi provvederà rispettivamente alla produzione di acqua calda a circa 93 °C (1.000 kWt nominali) ed alla produzione di circa 820 kg/h di vapore saturo a 10 barg (550 kWt nominali) da impiegare presso gli utilizzatori finali di calore dello stabilimento, per un ammontare complessivo di 1.550 kWt potenzialmente recuperabili.

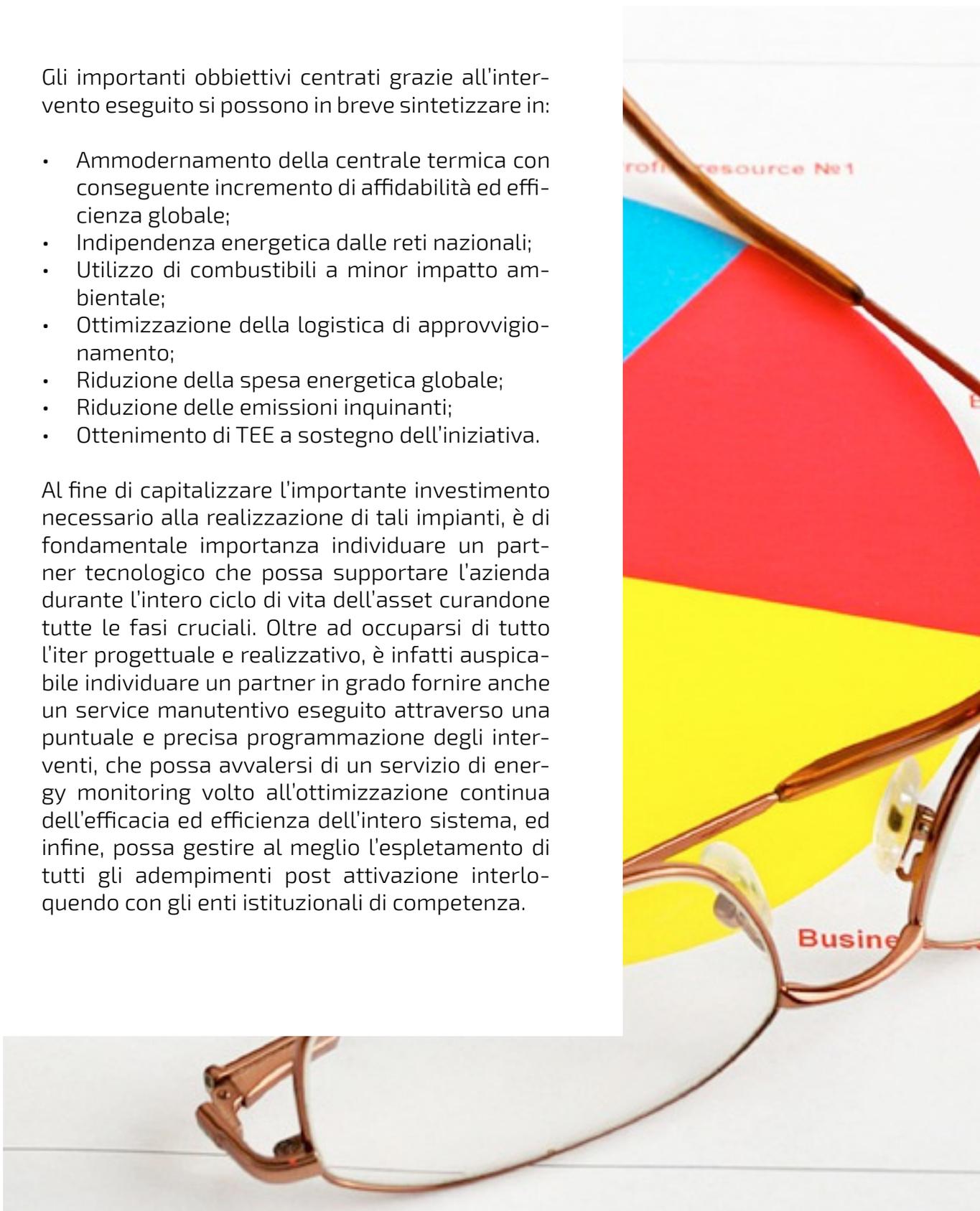
Non solo. Al fine di sfruttare al massimo i vettori termici resi disponibili dall'impianto, si è previsto di recuperare parte dell'energia frigorifera ceduta dal GNL durante il processo di rigassificazione, contribuendo così a ridurre di circa 70 kW il fabbisogno demandato ai gruppi di refrigerazione esistenti.

Dall'utilizzo del gruppo di cogenerazione si stima di poter autoprodurre circa il 60 % (9,3 GWhe/anno) del fabbisogno di energia elettrica dello stabilimento ed il 70% (8,7 GWht/anno) di quello termico, riuscendo così a generare un risparmio in termini di energia primaria (PES - Primary Energy Saving) pari al 24 % ed evitare un'immissione in atmosfera di circa 2.200 t equivalenti di CO₂, a cui andranno aggiunte ulteriori 1.400 t derivanti dal cambio di combustibile.

Gli importanti obiettivi centrati grazie all'intervento eseguito si possono in breve sintetizzare in:

- Ammodernamento della centrale termica con conseguente incremento di affidabilità ed efficienza globale;
- Indipendenza energetica dalle reti nazionali;
- Utilizzo di combustibili a minor impatto ambientale;
- Ottimizzazione della logistica di approvvigionamento;
- Riduzione della spesa energetica globale;
- Riduzione delle emissioni inquinanti;
- Ottenimento di TEE a sostegno dell'iniziativa.

Al fine di capitalizzare l'importante investimento necessario alla realizzazione di tali impianti, è di fondamentale importanza individuare un partner tecnologico che possa supportare l'azienda durante l'intero ciclo di vita dell'asset curandone tutte le fasi cruciali. Oltre ad occuparsi di tutto l'iter progettuale e realizzativo, è infatti auspicabile individuare un partner in grado fornire anche un service manutentivo eseguito attraverso una puntuale e precisa programmazione degli interventi, che possa avvalersi di un servizio di energy monitoring volto all'ottimizzazione continua dell'efficacia ed efficienza dell'intero sistema, ed infine, possa gestire al meglio l'espletamento di tutti gli adempimenti post attivazione interloquendo con gli enti istituzionali di competenza.



Il Portale Consumi: lo strumento istituzionale per accedere ai consumi di energia

La conoscenza dei propri consumi
come obiettivo primario

Marco De Min e Anna Renata Maggioni – Arera*

**questo non è un documento ufficiale dell'Autorità e le opinioni espresse sono quelle degli autori*

Fin dalla direttiva europea 2009/72 è stato previsto, nell'ambito delle misure intraprese a tutela dei consumatori, che i clienti finali possano disporre dei dati di misura dei consumi di energia elettrica e gas naturale dei punti di cui sono titolari. Tale disponibilità è essenziale affinché ciascun cliente possa avere contezza della propria impronta energetica e possa effettivamente valutare le proprie abitudini e scelte comportamentali; quest'obiettivo è stato successivamente precisato più volte dalla legislazione europea e nell'ordinamento nazionale e deve essere valutato alla luce della progressiva diffusione dei misuratori elettronici di

energia elettrica e di gas naturale. Al riguardo in Italia, per quanto riguarda il settore elettrico, i misuratori elettronici di prima generazione (1G) sono installati fin dai primi anni 2000, prima su base volontaria e successivamente in forza di obblighi regolatori, e nel 2016 l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente - ARERA ha introdotto obblighi e regole tecnico-economiche per il roll-out alla seconda generazione di tali misuratori (2G) in bassa tensione, già in servizio in quasi 20 milioni di esemplari; nel settore del gas naturale la sostituzione dei misuratori tradizionali con gli elettronici è invece proceduta più lentamente e sarà completata in pochi anni.

Le progressive installazioni di misuratori più evoluti e l'efficace diffusione della telelettura hanno quindi permesso negli anni di aumentare la disponibilità dei dati di misura dell'energia elettrica e del gas naturale, per i quali la responsabilità della raccolta ricade, in Italia, in capo ai distributori. Inoltre, le letture, dopo la validazione da parte del distributore, sono inviate e archiviate in un data hub centrale indipendente (Sistema Informativo Integrato - SII) a cui accedono le imprese di vendita che li possono quindi usare per la fatturazione nei confronti dei clienti, superando il modello precedente per cui ciascun distributore metteva direttamente a disposizione al corrispondente venditore i dati di misura. La regolazione ha definito le frequenze minime di raccolta delle letture e gli obblighi minimi di fatturazione con misure effettive in capo alle imprese di vendita, nonché indennizzi e penalità nei casi di mancato di rispetto (tra cui, tipicamente, la prolungata messa a disposizione di sole misure stimate).

La combinazione della progressiva disponibilità dei dati di misura più ampia e della loro gestione nel SII ha delineato lo stesso SII come luogo deputato all'accesso dei dati di misura storici da parte dei clienti finali (e di parti terze autorizzate dagli stessi), in coerenza con le disposizioni dell'articolo 9 del decreto legislativo 102/14, aggiungendo alla dimensione business-to-business, propria della concezione originaria del SII, anche quella business-to-consumer. Da ultimo, la legge di bilancio 2018, n. 205/2017, ha precisato che il gestore del SII permetta anche ai clienti finali (e, quindi, non più solo alle imprese di vendita) di accedere ai propri consumi direttamente attraverso il Sistema, intestandone all'ARERA le disposizioni per l'attuazione.

Il Portale Consumi: cosa è e come si accede

Nel contesto sopra riassunto e sulla base delle indicazioni normative, quindi, con la deliberazione 270/2019 l'ARERA, nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati personali e sentito il parere del Garante per la protezione dei dati personali, ha definito le specifiche di un portale web istituzionale (denominato "Portale Consumi", attivo da luglio 2019 e accessibile al sito internet www.consumienergia.it e realizzato e gestito da Acquirente Unico). Attraverso il Portale Consumi ciascun titolare di un contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale può accedere all'area riservata - mediante l'autenticazione digitale SPID, di secondo livello, per motivi di sicurezza - ai dati dei consumi di energia elettrica e/o gas naturale nonché a dati anagrafici e contrattuali delle forniture a lui intestati.

Quali dati e informazioni sono disponibili?

In particolare, ciascun cliente, dopo essersi autenticato e scegliendo tra i propri contratti di fornitura di energia da un menu a tendina, può:

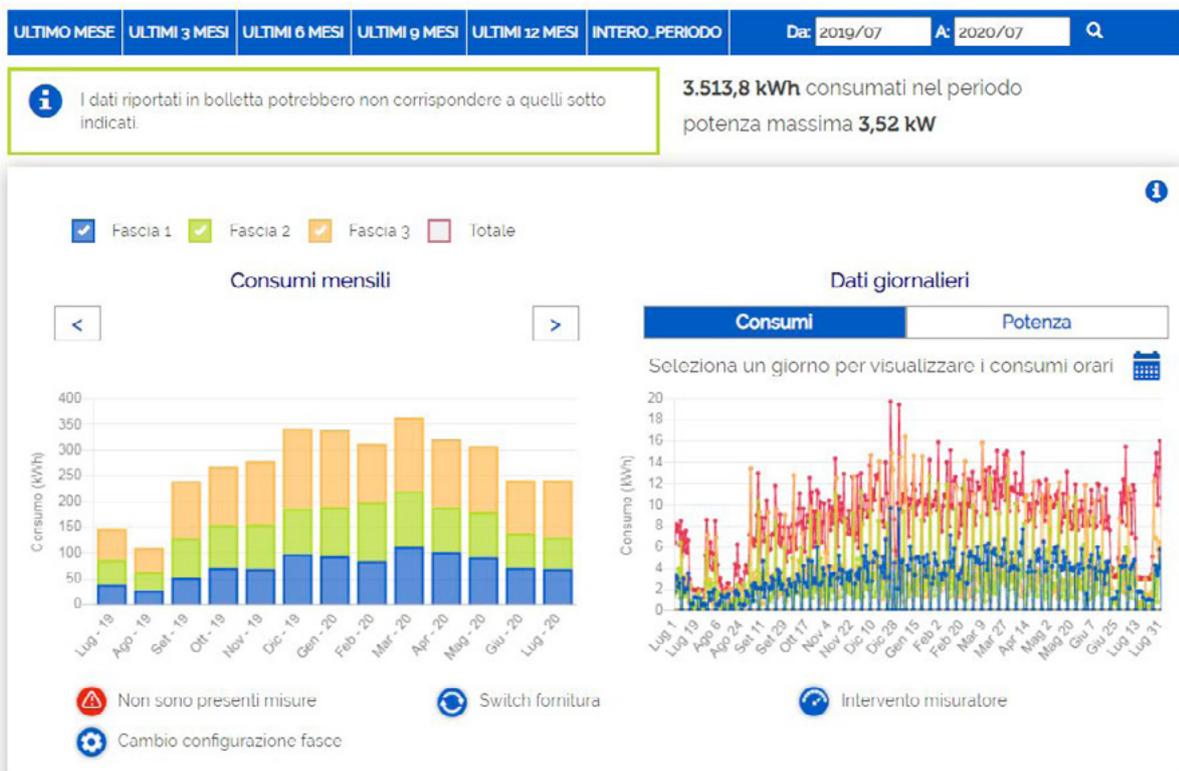
- accedere ai dati di misura - cioè il dato come visualizzato sul display del misuratore - e dei consumi cioè la differenza tra due letture progressive del contatore - degli ultimi 36 mesi, scegliendo il periodo di cui ottenere i dati mensili e disaggregando ciascun mese secondo la granularità disponibile;
- visualizzare l'andamento dei consumi anche mediante grafici e figure interattive per ciascun periodo selezionato o consultare tabelle recanti i dati di misura progressivi con indicazione della data di raccolta; di

tutti i dati, infine, è possibile ottenere un download in formato xlsx o csv;

- consultare il valore massimo della potenza assorbita (al fine di valutare la correttezza della potenza contrattualmente impegnata e l'opportunità di variarne il valore, successivamente con il proprio venditore, anche approfittando del passo minimo pari a 0,5 kW);
- accedere alle informazioni personali e commerciali del contratto di fornitura (ad esempio: il nome del venditore, la data di inizio del contratto, la tipologia di cliente, la potenza impegnata, la tensione, le fasce, la tariffa di rete, etc.).

I dati disponibili nel Portale corrispondono esclusivamente a misure effettive e validate dai distributori (ovvero non sono presenti stime, né dei distributori né tantomeno dei venditori che utilizzano i dati del SII ai fini della fatturazione al cliente finale) e la gra-

nularità è esattamente la stessa disponibile nel SII, dipendente a sua volta dalla tipologia di misuratore in servizio. In particolare, nel settore elettrico, i dati dei consumi raccolti dai misuratori 1G sono quindi mensili mentre per i misuratori 2G sono disponibili dati quartariani; nel settore del gas naturale la massima granularità dei dati è invece mensile se è in servizio uno smart meter. Nella Figura seguente è possibile osservare come siano presentati i consumi elettrici mensili del periodo compreso tra gennaio e settembre 2020, il loro totale e il valore massimo di potenza assorbita con la data in cui ciò si sia verificato; cliccando su una delle barre mensili è resa disponibile, nel grafico a destra, la disaggregazione dei consumi su scala giornaliera, suddivisi per fasce, con la possibilità di richiedere anche l'andamento quartorario. Nel caso, il Portale riporta anche le eventuali operazioni commerciali (i.e. richieste di switching o di voltura).





Fermo restando che i dati dei consumi energetici appartengono esclusivamente ai consumatori e sono considerati molto "delicati" (anche se i consumatori percepiscono meno la sensibilità di questi dati rispetto ad altre tipologie di informazioni), l'accesso attraverso il "Portale Consumi" ai dati archiviati nel data hub è progettato in modo per garantire privacy e sicurezza nel modo più rigoroso.

Il Portale Consumi, a tutti gli effetti, è lo strumento istituzionale che permette al cliente di avere a disposizione in un unico punto i propri consumi effettivi come validati dal distributore ovvero in modo più completo e sistematico rispetto alle informazioni che le imprese di vendita mettono a disposizione ai propri clienti con la bolletta. Difatti solo una parte dei dati dei consumi storici messi a disposizione dal Portale può essere comunicata con la bolletta, ove peraltro possono essere riportati anche dati oggetto di stime, nel caso siano stati utilizzati dall'impresa di vendita. In conclusione nel Portale i consumatori possono quindi avere la visione a 360° dei propri consumi storici con il massimo dettaglio, o granularità, possibile e la profondità storica efficacemente individuata dalla legge.

Le prossime evoluzioni

I prossimi sviluppi del Portale sono finalizzati a facilitare il confronto con i propri consumi in periodi analoghi, a consentire la confrontabilità dei dati con profili di benchmark, e a permettere l'accesso a parti terze debitamente autorizzate dal cliente: questo, in particolare, apre la possibilità di una lettura approfondita delle curve dei consumi. Difatti è immaginabile che società di servizi energetici, associazioni di consumatori o, in generale, operatori "qualificati" possono affiancare il cliente nella gestione delle proprie esigenze energetiche, anche al fine di definire forniture di energia più adatte alle sue abitudini o valutare gli effetti di interventi di efficienza energetica, oppure per fornire servizi innovativi basati sull'accesso ai dati granulari e disponibili in tempi brevi. Analogamente si può prospettare un'analisi dei dati finalizzata a valutare come si modifica nel tempo la curva dei consumi, per esempio a seguito di nuovi o più efficienti usi (p.e. la ricarica dell'auto elettrica oppure ristrutturazioni dell'involucro edilizio o degli impianti), senza necessità di installare sistemi di monitoraggio ad hoc ma ricorrendo, almeno per le prime valutazioni, ai dati rilevati dai misuratori già presenti presso ogni utenza.

Catena del freddo, efficienza energetica e competitività aziendale: tre strade strettamente correlate

Valeria Caso, Energy Engineer - FIRE

Nella società in cui viviamo la catena del freddo alimentare riveste un ruolo di notevole importanza in quanto assicura la continua disponibilità di alimenti (solitamente deperibili), mantenendo integre le caratteristiche organolettiche originarie del prodotto grazie ad una conservazione che avviene a basse temperature. Quello del freddo è un settore fondamentale per la società, basti pensare alla recente necessità di conservare i vaccini anti Covid a temperature adeguate.

Nello specifico, la catena del freddo comprende l'insieme dei processi che vanno dalla produzione e lavorazione fino alla conservazione e distribuzione del prodotto finito, garantirne la qualità lungo l'intero ciclo comporta consumi energetici elevati: con riferimento specifico all'Unione Europea, il 25% dei consumi energetici totali è imputabile al settore alimentare con un coinvolgimento di circa



300.000 società, pertanto, intervenire in questo ambito può risultare determinante anche per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza e decarbonizzazione sia nazionali che europei.

La riduzione dei consumi nel settore è un tema che non può essere affrontato in modo unidirezionale, ma deve avvalersi di un approccio olistico che consente di analizzare la catena del freddo non più dalla prospettiva della singola azienda ma focalizzandosi sui diversi anelli che la compongono, in modo da attuare misure di ottimizzazione rivolte non soltanto alle singole imprese ma all'intero processo. Questa necessità è alla base di uno dei progetti – ICCEE (Improving Cold Chain Energy Efficiency) – di cui FIRE è partner e che si rivolge alle Piccole Medie Imprese (PMI) operanti nel settore della catena del freddo alimentare per incentivarle ad adottare tecniche finalizzate allo sviluppo dell'efficienza energetica lungo l'intera filiera. Uno dei primi prodotti messi a punto da ICCEE è un tool, disponibile a breve sul sito web del progetto (www.iccee.eu), per l'ottimizzazione delle misure di efficienza energetica in ogni fase della catena del freddo ed una piattaforma online pensata per stimolare l'incontro tra i vari stakeholder.

Nello specifico, il tool, consentirà di effettuare analisi di benchmark, di eseguire analisi di tipo costi-

benefici relative agli interventi di efficienza energetica messi in atto lungo la catena del freddo ed aiuterà a comprendere la rilevanza dei benefici non energetici derivanti dalle misure intraprese. Questi ultimi si possono tradurre ad esempio in vantaggi legati ad un maggiore comfort per dipendenti e clienti o a minori costi di manutenzione, maggiore qualità, etc., elementi che possono risultare determinanti nella decisione di intraprendere o meno l'investimento.

È in fase di sviluppo anche la piattaforma Industrial Informative Network (IIN), la quale nasce con l'intento di diffondere ulteriormente la cultura energetica all'interno delle aziende e di facilitare la comunicazione tra i vari attori del mercato ovvero tra clienti e fornitori di tecnologie divenendo così una piattaforma di dialogo tra gli esperti del settore. Tra gli altri obiettivi, andrà a stimolare e promuovere l'efficienza energetica attraverso la realizzazione di manuali ed opuscoli sugli sviluppi sia legislativi che tecnici riguardanti la catena del freddo e la creazione di banche dati di riferimento tramite cui le imprese possano valutare le proprie prestazioni energetiche. Infine, ha il compito di assistere gli utenti sulle azioni da intraprendere in campo energetico con l'obiettivo di poter ridurre i consumi energetici tramite un'accurata analisi dei dati ricavati in fase di audit energetico.

Politiche programmi e normative

Efficienza energetica nel sistema ferroviario e metropolitano

L'INRIM, l'Istituto di metrologia italiano, ha depositato un nuovo brevetto per monitorare i fenomeni di arco elettrico

Donato Carillo - Segretario Generale del Collegio Ingegneri Ferroviari Italiani (CIFI)
Domenico Giordano, Silvia Cavallero - Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica (INRIM)

Garantire un servizio di trasporto sicuro e continuativo a passeggeri e merci non basta più al sistema ferroviario italiano ed europeo, che, da alcuni anni, si sta impegnando per diventare più efficiente dal punto di vista energetico. Se un tempo l'obiettivo primario era assicurare che i treni funzionassero, e quindi affidabilità e resilienza erano le parole chiave, oggi siamo più esigenti. L'efficienza energetica è il nuovo valore in uno scenario internazionale che si sforza di essere più rispettoso dell'ambiente. Questa nuova sensibilità richiede uno sforzo tecnologico innovativo e dunque strumenti, metodi e tecniche di misura

all'altezza del compito di valutarne costi e benefici. Dalla ricerca scientifica giunge un contributo importante: il progetto MyRailS, frutto di una collaborazione internazionale a guida italiana, in quanto coordinata dall'INRIM, [***L'Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica del nostro Paese***](#), ha indagato per più di tre anni come treni e metropolitane possono contenere i consumi ed evitare gli sprechi di energia elettrica. Iniziato nel 2017, MyRailS ha coinvolto partner industriali del calibro di Rete Ferroviaria Italiana (RFI) e Trenitalia e ha concluso ufficialmente i suoi lavori a gennaio 2021, proprio nell'anno che la Commissione Europea ha deciso di dedicare alle ferrovie.

Dai trasporti, che assorbono il 34% dell'energia prodotta dall'uomo e sono responsabili del 28% delle emissioni di anidride carbonica nell'atmosfera, possiamo ottenere un importante contributo alla tutela dell'ambiente. Conoscere quanto consuma un mezzo di locomozione, cioè qual è il suo impatto sull'ambiente, è indispensabile per studiare tecnologie più efficienti e sostenibili. Per ottimizzare il sistema ferroviario, incrementando così l'uso del treno, veicolo ecologico, oltre che innovativo e sicuro, su cui viaggia però una percentuale ancora ridotta di passeggeri e merci (i dati oscillano dal 7 all'11%), oggi si adotta un approccio olistico che considera tutti gli attori in campo: dai gestori delle infrastrutture a chi fornisce locomotive e carrozze, a chi provvede a distribuire l'energia.

Nel nome esteso del progetto MyRailS, "Metrology for Smart Ener-

gy Management in Electric Railway Systems", la parola metrologia mostra come le misure siano il punto di partenza: la gestione intelligente dell'energia in ambito ferroviario deriva infatti da dati precisi e affidabili che la metrologia o scienza delle misure aiuta a ricavare. L'INRIM e i suoi partner – gli istituti di metrologia di altri paesi europei, università e centri di ricerca italiani ed esteri, tra cui l'Università della Campania "Luigi Vanvitelli", e alcuni rappresentanti del mondo industriale ferroviario quali RFI, Trenitalia, Hitachi Rail Italy, Metro de Madrid e l'azienda svizzera SAGL ASTM – hanno dispiegato tutte le loro competenze ed esperienze per fornire dati inediti e preziosi, come valori accurati della quantità e della qualità dell'energia scambiata tra i treni e la rete di alimentazione e una stima dell'impatto derivante dall'installazione di sistemi di recupero energetico e dall'adozione di tecniche di risparmio elettrico.

Il cammino di MyRailS, nei suoi 41 mesi di vita, ha conosciuto un'intensa attività ricca di risultati: cinque campagne di misura, di cui quattro condotte sui treni in Italia e una sulle metropolitane in Spagna, il deposito di un brevetto industriale per rilevare la formazione di archi elettrici sulle linee ferroviarie a corrente continua, la cooperazione con enti normativi, come il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) e il suo corrispondente internazionale (IEC), per elaborare tecniche e parametri condivisi relativi alla misurazione dell'energia consumata da treni e metropolitane.



Arco elettrico al pantografo
© Copyright Thomas Nugent - CC BY-SA 2.0

Com'è noto, i treni non assorbono soltanto energia elettrica, ma sono anche in grado di produrne in fase di frenata. Al momento non è però possibile sfruttare del tutto questa energia: parte di essa viene purtroppo dispersa sotto forma di calore dai reostati di frenatura. Le misure condotte grazie a setup sperimentali installati su locomotive commerciali, in servizio sulle linee piemontesi e sulla linea Bologna-Rimini, hanno permesso di calcolare quanta energia viene dissipata attraverso i reostati. Ad esempio, nel tratto da Bardonecchia, in alta montagna, a Torino è stato calcolato che per ogni tragitto effettuato si verifica una dispersione di energia pari a 180 kWh, a fronte di un consumo dovuto alla trazione del convoglio di 600 kWh. L'energia dissipata potrebbe perciò soddisfare buona parte del fabbisogno energetico del treno. Evidenze analoghe sono state fornite sulla tratta Bologna-Rimini: l'energia dispersa ammonta a 200 kWh, mentre nello stesso viaggio le carrozze impiegano 400 kWh per elettricità e riscaldamento. I dati raccolti nelle campagne di misura mostrano quindi come l'installazione di sistemi di recupero dell'energia elettrica potrebbe essere molto conveniente.

Sottostazioni reversibili

Tra le opzioni possibili vi sono le sottostazioni reversibili, infrastrutture per il momento non ancora diffuse, che permettono un flusso di energia bidirezionale, cioè non solo dalla linea di alimentazione al treno, ma anche nel senso opposto. In questo modo l'energia prodotta dai treni, e non utilizzabile nell'immediato da altri convogli di passaggio, potrebbe essere recuperata.

Ecodriving

Un'altra soluzione di risparmio energetico è offerta dall'ecodriving o guida ecologica, che consiste nell'individuare il profilo di velocità più idoneo a ridurre il dispendio energetico. Test eseguiti sempre sulla linea Bologna-Rimini, oltre che nella metropolitana di Madrid, hanno mostrato come il modo di guidare costituisca una variabile importante per l'utilizzo di energia e hanno permesso di confrontare i consumi ottenuti con e senza l'impiego dell'ecodriving per una valutazione obiettiva del rapporto costi-benefici che ha confermato come la "guida ecologica" sia un valido strumento di risparmio.

Power quality

Ottimizzare il sistema ferroviario significa migliorarne le prestazioni guardando sia alla quantità sia alla qualità dell'energia. Il progetto MyRailS ha quindi affrontato anche la questione della power quality, indagando in particolare il fenomeno degli archi elettrici prodotti dal distacco del pantografo dalla catenaria. Si tratta di eventi in parte fisiologici, in quanto causati da condizioni atmosferiche quali gelo e neve, oppure dall'alta velocità o da irregolarità della catenaria. Il succedersi di un numero elevato di archi può però essere il sintomo di un malfunzionamento e, in ogni caso, va evitato perché compromette la qualità della potenza, comporta una dispersione di energia e, con il tempo, aumenta l'usura del pantografo e della linea di contatto. La nuova tecnica depositata dall'INRIM sotto forma di brevetto industriale permette di rilevare la presenza di archi elettrici sulle linee ferroviarie a corrente continua e di predisporre così interventi di manutenzione predittiva.

Sapere quanto si consuma, quanto si può risparmiare, come si possono prevenire guasti e malfunzionamenti è fondamentale per avviare una pianificazione che permetta al sistema ferroviario di migliorarsi, cogliendo le opportunità fornite da nuove tecnologie. La spinta al progresso è sempre stata un elemento caratterizzante del trasporto su rotaia, che, dopo due secoli di vita, è ancora attuale e deve continuare a perseguire l'innovazione con l'ausilio della ricerca scientifica.



Forlì, particolare della sottostazione ferroviaria scelta per le attività di monitoraggio dei parametri di power quality (foto INRIM da usare liberamente)

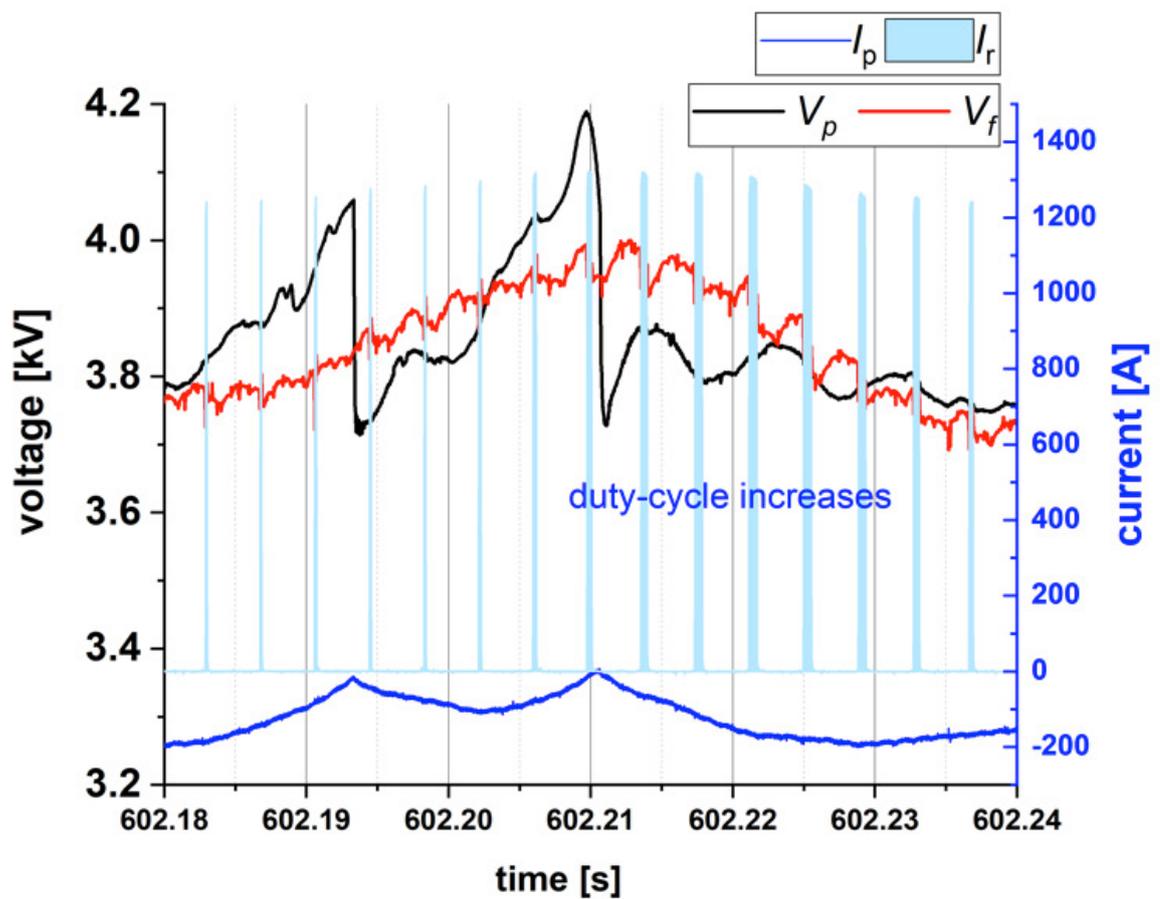


Picture Free for commercial use
No attribution required



Grafici che mostrano fenomeni di arco elettrico

(Fonte: Giordano, D.; & all (2020), "Pantograph Arcing in DC ay RailwSystems: Transient Behavior of Voltage and Current Recorded at Pantograph", Mendeley Data, V1, doi: 10.17632/74nz86wcy.1)



Smart working e riscaldamento, ecco quanto hanno consumato gli italiani

A cura di Adnkronos/PROMETEO

Questo inverno gli italiani hanno aumentato del 22% l'uso del riscaldamento domestico a causa dello smart working. E quanto rileva uno studio condotto da TADO, azienda che opera nella climatizzazione domestica, basato su un campione di circa 300mila case europee, di cui 32mila abitazioni italiane. Esso ha rilevato che le famiglie italiane e spagnole hanno dovuto affrontare i maggiori aumenti del riscaldamento domestico.

Questo dato è dovuto al cambiamento delle abitudini a causa del coronavirus. Infatti, gli italiani hanno vissuto molto di più la casa anche nelle giornate feriali, dopo aver introdotto l'home working come nuova abitudine in seguito alle restrizioni di movimento imposte. Mentre la Danimarca e la Svezia sono tra i più bassi, questo comportamento è dovuto al fatto che in Europa questo inverno è stato in media 0,6° C più caldo rispetto all'inverno precedente. In Europa, il riscaldamento e il raffreddamento negli edifici e nell'industria rappresentano la metà del consumo energetico, il che lo rende il più grande settore di utilizzo finale dell'ener-

gia prima dei trasporti e dell'elettricità. Inoltre, il riscaldamento e l'acqua calda costituiscono circa i tre quarti del consumo energetico di una casa. In aggiunta, i due terzi dell'energia utilizzata per il riscaldamento, il raffreddamento e l'acqua calda negli edifici residenziali derivano ancora da combustibili fossili. Come risparmiare sul riscaldamento e sull'acqua calda? Una soluzione semplice è quella di abbassare il riscaldamento: anche solo 1°C in meno consente un risparmio in bolletta di circa il 6%.

Utilizzare il riscaldamento e l'acqua calda solo quando è necessario permette di risparmiare in modo notevole. Inoltre, il passaggio a un termostato intelligente può garantire che solo le abitazioni e gli ambienti occupati siano riscaldati, consentendo al contempo ulteriori risparmi grazie all'adattamento alle condizioni atmosferiche, al rilevamento delle finestre aperte e ad altre funzionalità. Gli studi hanno indicato che usare il termostato intelligente può ridurre la bolletta del riscaldamento fino al 31% senza che né il proprietario dell'abitazione né l'inquilino sacrifichi la propria comodità.

Per Rulex, partecipata EGO Venture, nuovo assetto societario e posizionamento strategico, con crescita di risorse umane

L'azienda, specializzata nello sviluppo di sistemi di Intelligenza Artificiale, si dedica da oggi allo sviluppo di una piattaforma enterprise per l'ottimizzazione dei processi aziendali

La trasformazione digitale in corso spinge Rulex, società specializzata nello sviluppo di sistemi di Intelligenza Artificiale, verso una nuova fase di sviluppo che prevede un nuovo assetto societario, con una maggior partecipazione al capitale da parte di EGO Venture insieme al fondatore Marco Muselli, ed una crescita programmatica in termini di risorse umane e di investimenti per ciascuna area di business (servizi finanziari, logistica, sanità, efficientamento energetico, ...). L'obiettivo è posizionare l'azienda da fornitore di sistemi di Machine Learning a global vendor di una soluzione software enterprise per la digitalizzazione e l'ottimizzazione dei processi aziendali di data management. Lo sviluppo della nuova piattaforma potrà consentire ai propri clienti di accedere ai finanziamenti previsti dal programma Next Generation EU relativi alla trasformazione digitale appena iniziata. In questo contesto si collocano i nuovi investimenti di EGO Venture e di Marco Muselli, che estendono la propria quota di partecipazione al 58% e al 42% rispettivamente. Parallelamente si procederà a un incremento del numero di collaboratori di circa un terzo nel breve termine, con previsione di un'ulteriore crescita che porterà l'azienda a un aumento complessivo di risorse umane del 40%. Vediamo chi è Rulex. L'azienda è stata inserita dal Gartner Group nella rosa dei "Cool

Vendors for AI Core Technologies" del 2020. Il riconoscimento è stato attribuito per la sua piattaforma di Machine Learning "a regole esplicite" che permette di ottenere automaticamente dai dati regole di decisione adattive e predittive per ottimizzare e automatizzare i processi decisionali umani. Uno dei punti di forza risiede nel fatto che l'utilizzo di Rulex non richiede programmatori esperti per essere utilizzato: l'interazione con la piattaforma per l'analisi dei dati avviene tramite un "approccio naturale", alla portata di tutti tanto quanto un foglio Excel. "L'intelligenza artificiale che spiega perché" è stato per anni il motto dell'azienda, il cui motore è stato utilizzato inizialmente in ambito sanitario per analisi di tipo diagnostico. Nel tempo il campo di applicazione si è esteso ai servizi finanziari e al settore logistico, dove è utilizzato per la gestione dei processi legati della catena di distribuzione. Fra i clienti principali ci sono due aziende della lista Fortune 50, una delle quali, grazie alla piattaforma resa disponibile da Rulex a livello globale, risparmia circa 300.000 \$ al giorno.

Per ulteriori informazioni contattare

Ufficio Stampa EGO Venture:

Updating - OLGA CALENTI - mobile 39 351 5041820;

ERMINIA CORSI - mobile 39 351 8920849

CALENDARIO EVENTI FIRE 2021

6 MAGGIO ENERMANAGEMENT 1

26 MAGGIO CERTIFICATI BIANCHI:
TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA
A PORTATA DI MANO

23 GIUGNO ENERMANAGEMENT 2

23 NOVEMBRE ENERMANAGEMENT 3

GLI EVENTI SI SVOLGERANNO IN MODALITÀ WEBINAR.
I PROGRAMMI SARANO DEFINITI TENENDO CONTO
DI NOVITÀ ED EVOLUZIONI DI INTERESSE NEL
SETTORE ENERGETICO



www.certificati-bianchi.com

www.enermanagement.it

www.fire-italia.org



FIRE

FEDERAZIONE ITALIANA PER
L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA

INVESTI sul tuo FUTURO con l'ENERGIA giusta

Supporta la FIRE. Associati per il 2021



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

