

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.

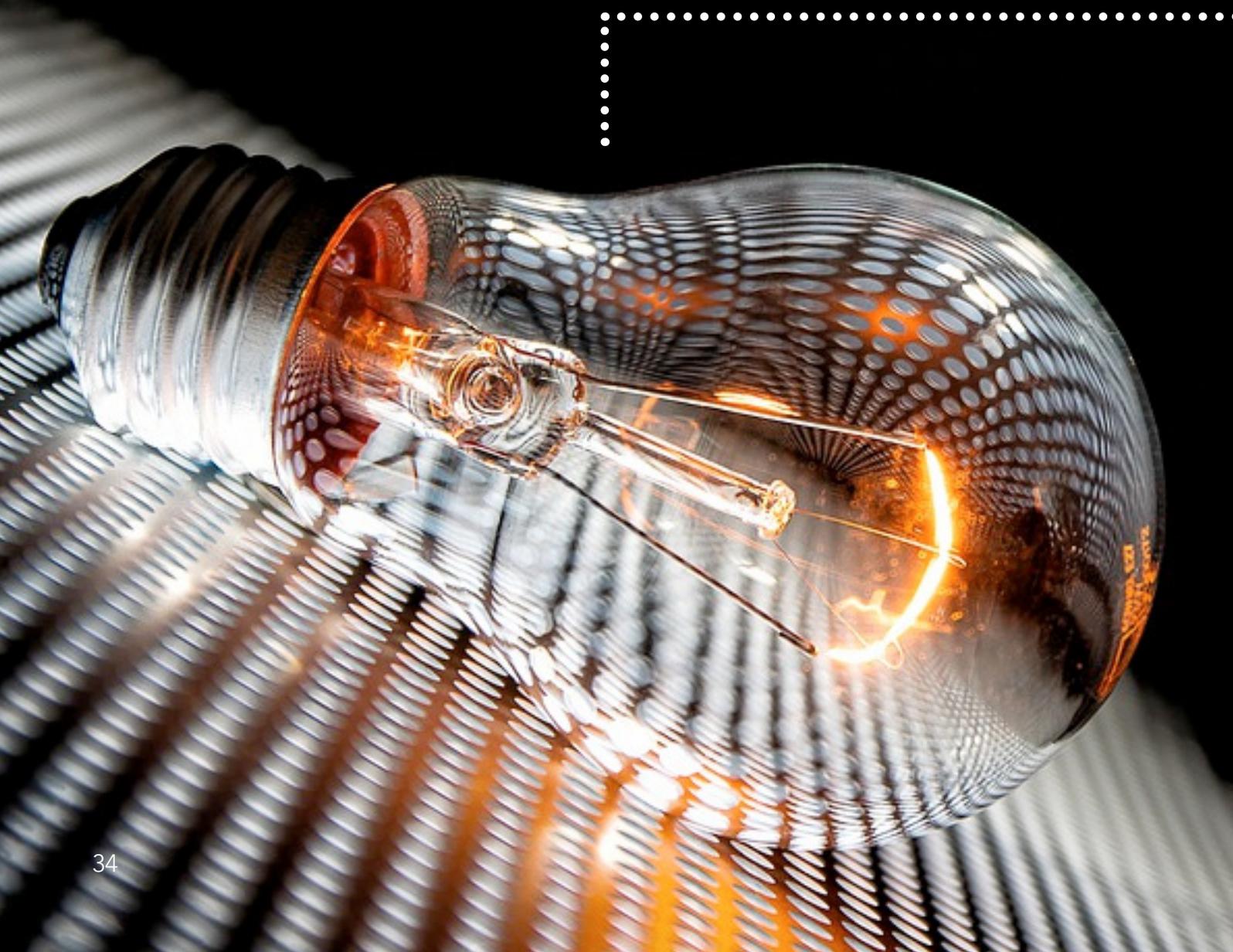
Energy efficiency first

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).

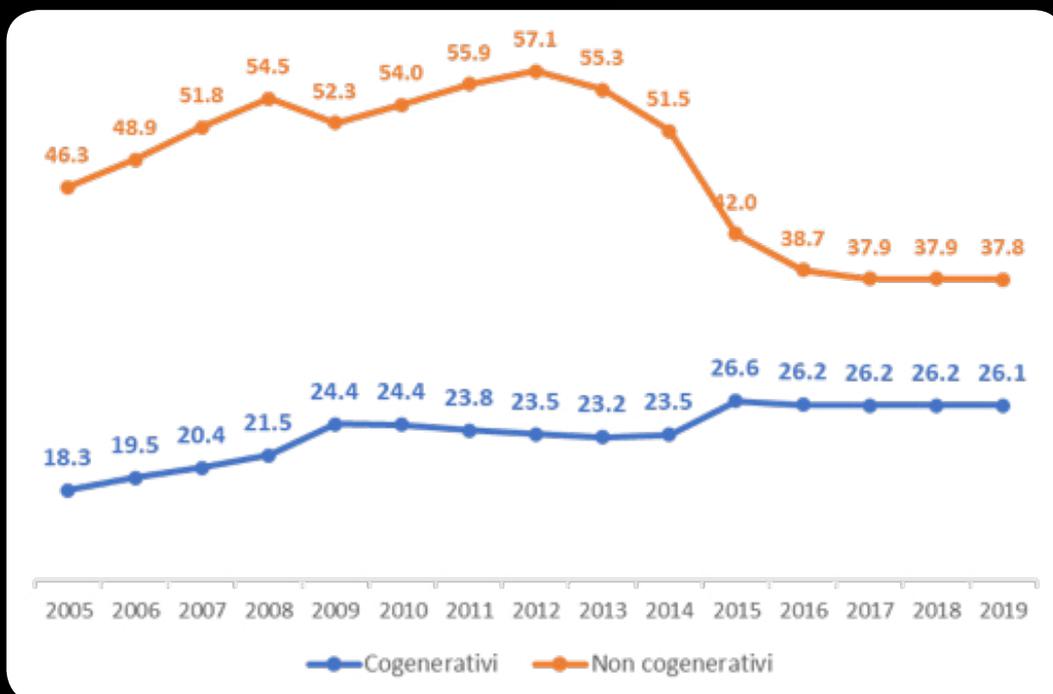


Figura 1. Potenza efficiente lorda termoelettrico 2005-2019 (GW)

focus - La cogenerazione industriale

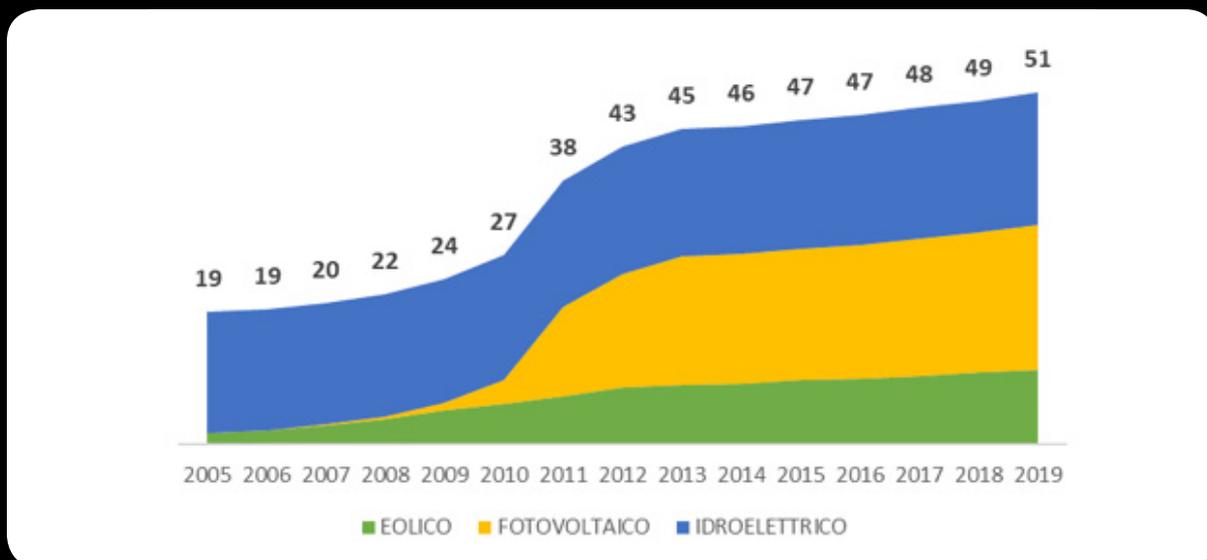


Figura 2. Installato rinnovabile 2005-2019 (GW)

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.

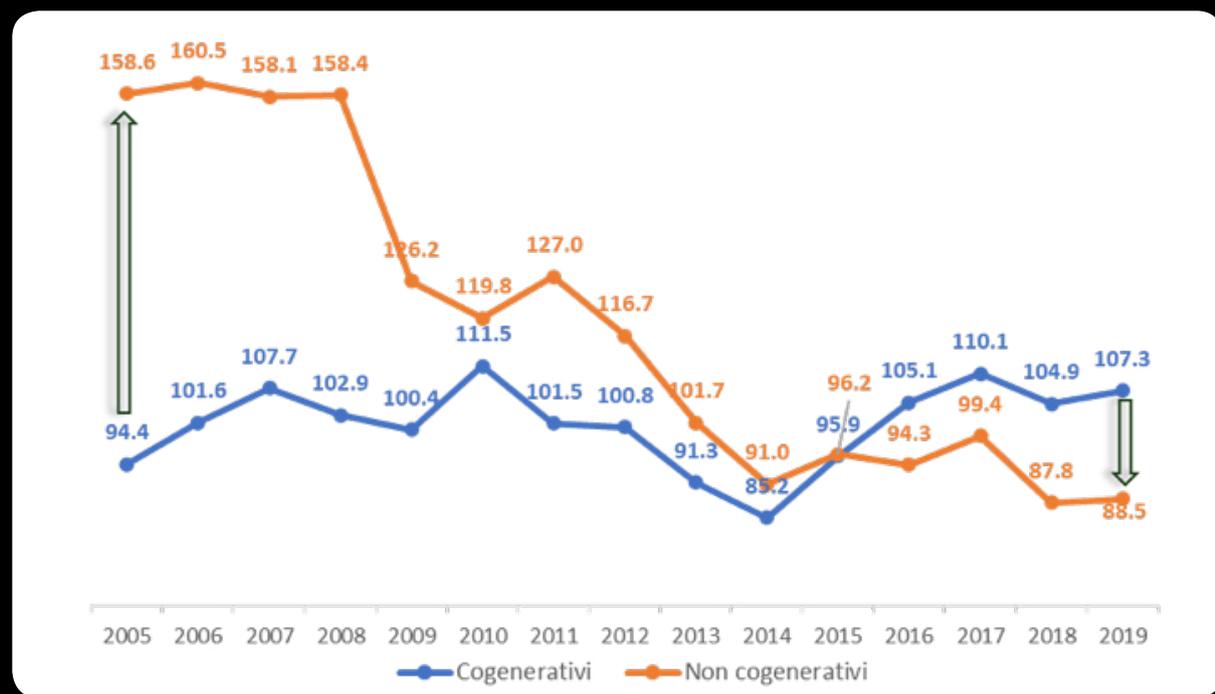
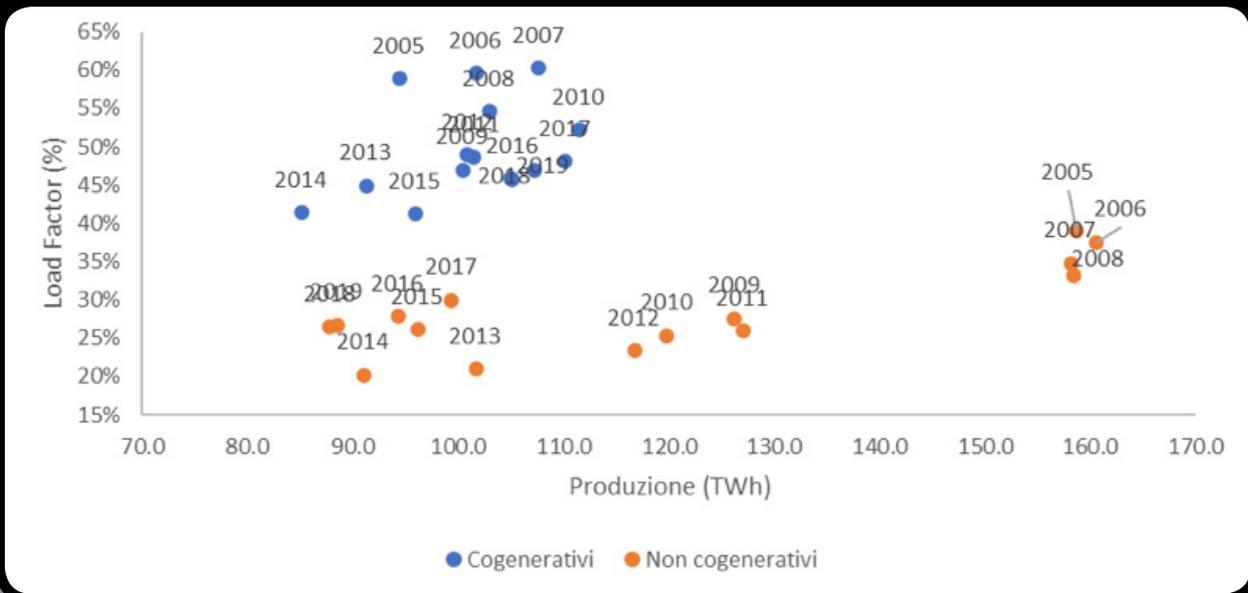


Figura 3. Produzione lorda termoelettrica 2005-2019 (TWh)

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.

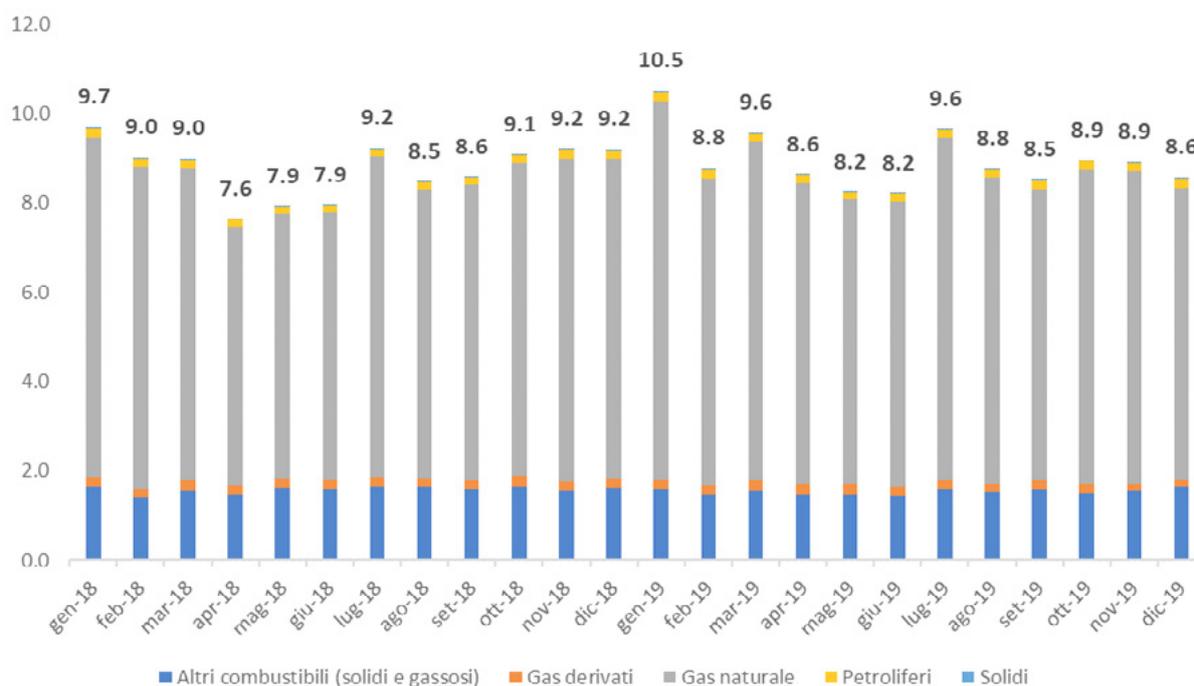


Figura 5. Produzione elettrica lorda mensile degli impianti cogenerativi per fonte gen 2018- dic 2019 (TWh)

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.

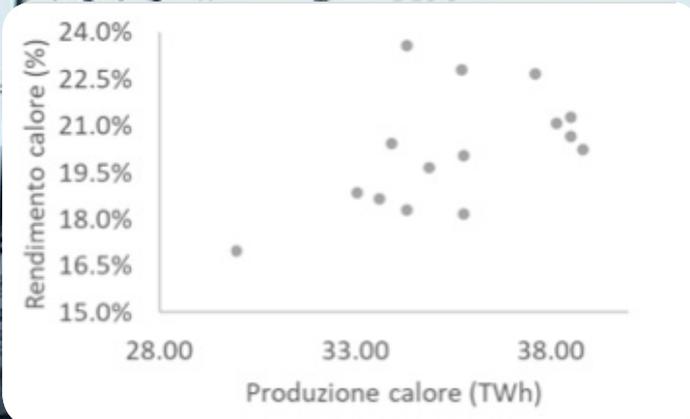
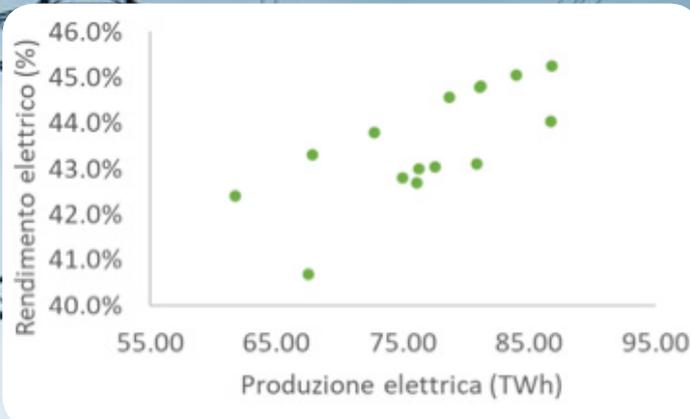


Figura 6. Rendimento e produzione di elettricità e calore per gli impianti cogenerativi a gas 2005-2019 (%)

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.

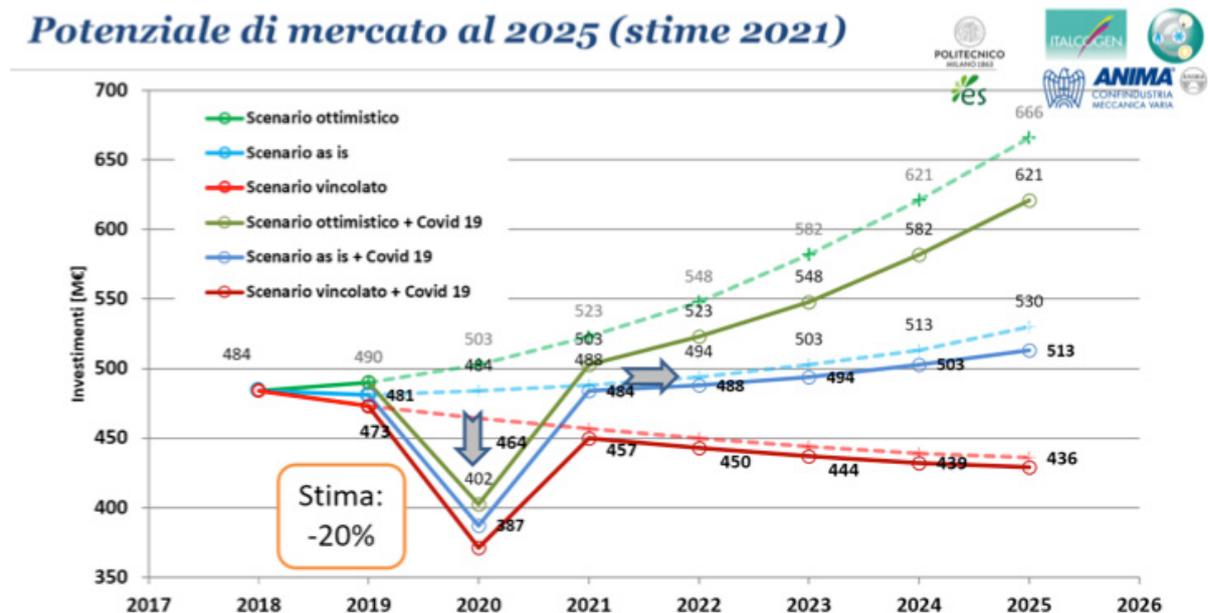
Il sistema Steam&Power ORC, per singolo modulo, può produrre

- 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.

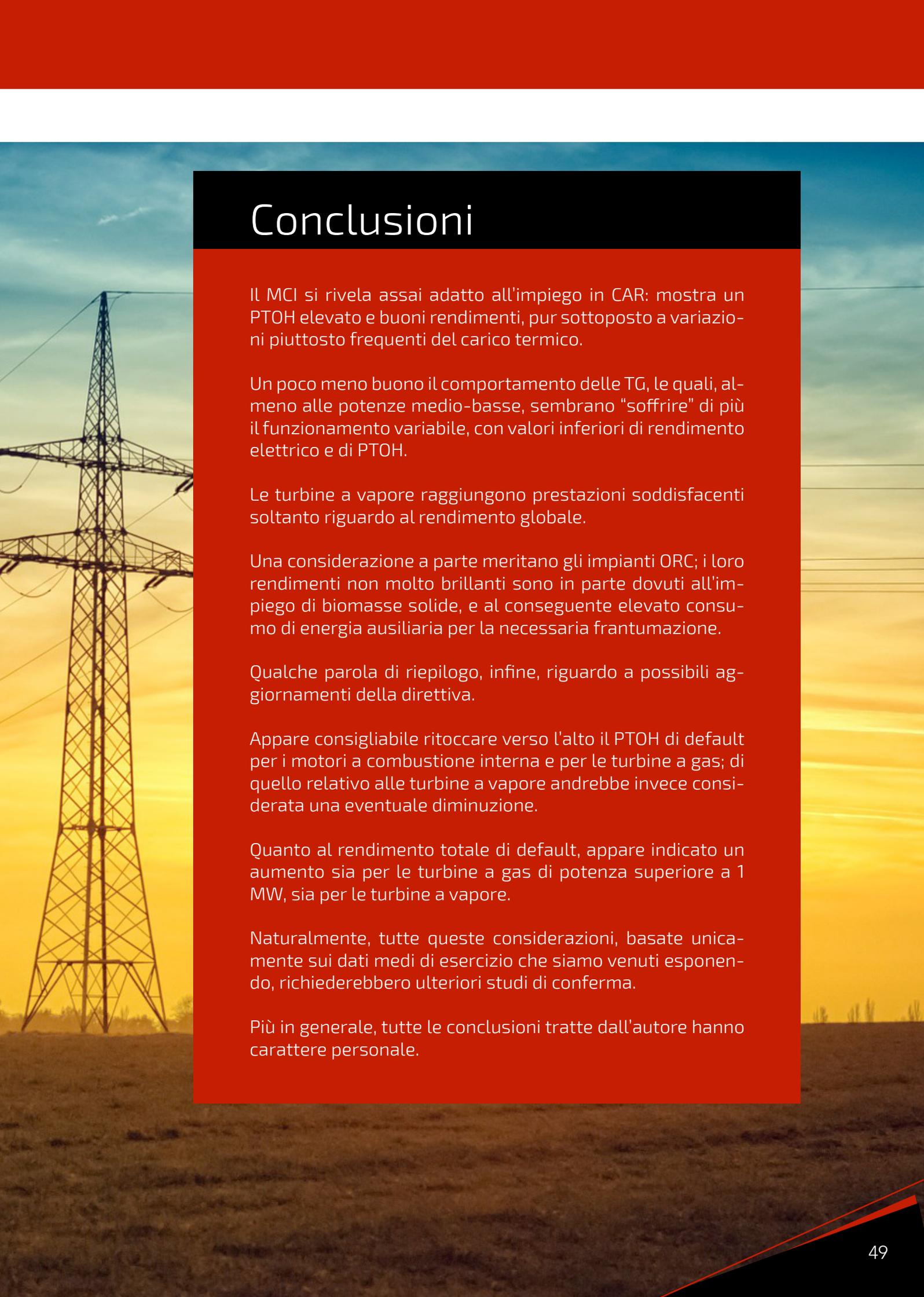
Sensibilmente più bassi, rispetto a quelli già esaminati, i rendimenti della tecnologia ORC. Occorre però considerare che, nel nostro campione, tutti gli impianti ORC utilizzano biomassa solida. E' questo un combustibile particolarmente dispendioso in termini di energia, poiché il suo utilizzo richiede 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.

A tall, lattice-structured electricity pylon stands in a field under a sunset sky. The sun is low on the horizon, creating a warm, golden glow. The pylon is silhouetted against the bright sky, with its cross-arms and insulators visible. The background shows a flat landscape with some distant trees or structures.

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:

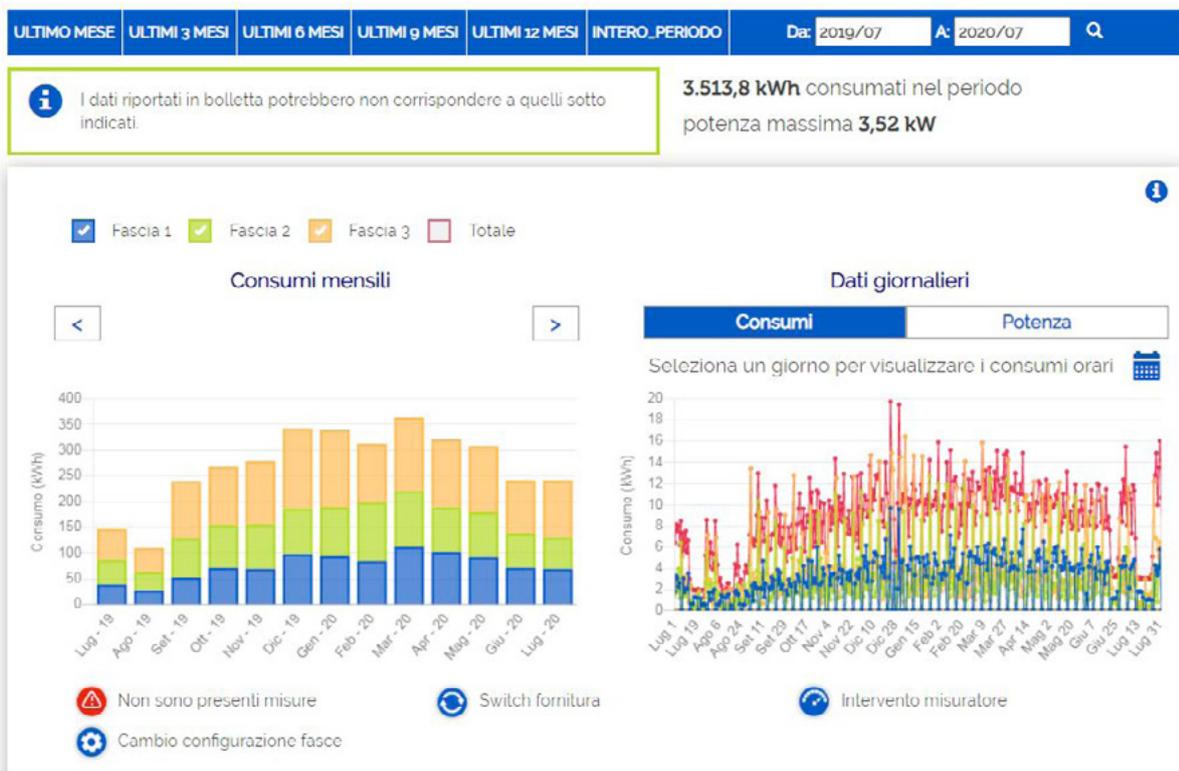
- accedere ai dati di misura - cioè il dato come visualizzato sul display del misuratore - e dei consumi cioè la differenza tra due letture progressive del contatore - degli ultimi 36 mesi, scegliendo il periodo di cui ottenere i dati mensili e disaggregando ciascun mese secondo la granularità disponibile;
- 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 quartario. 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.