Position Paper

SETTE









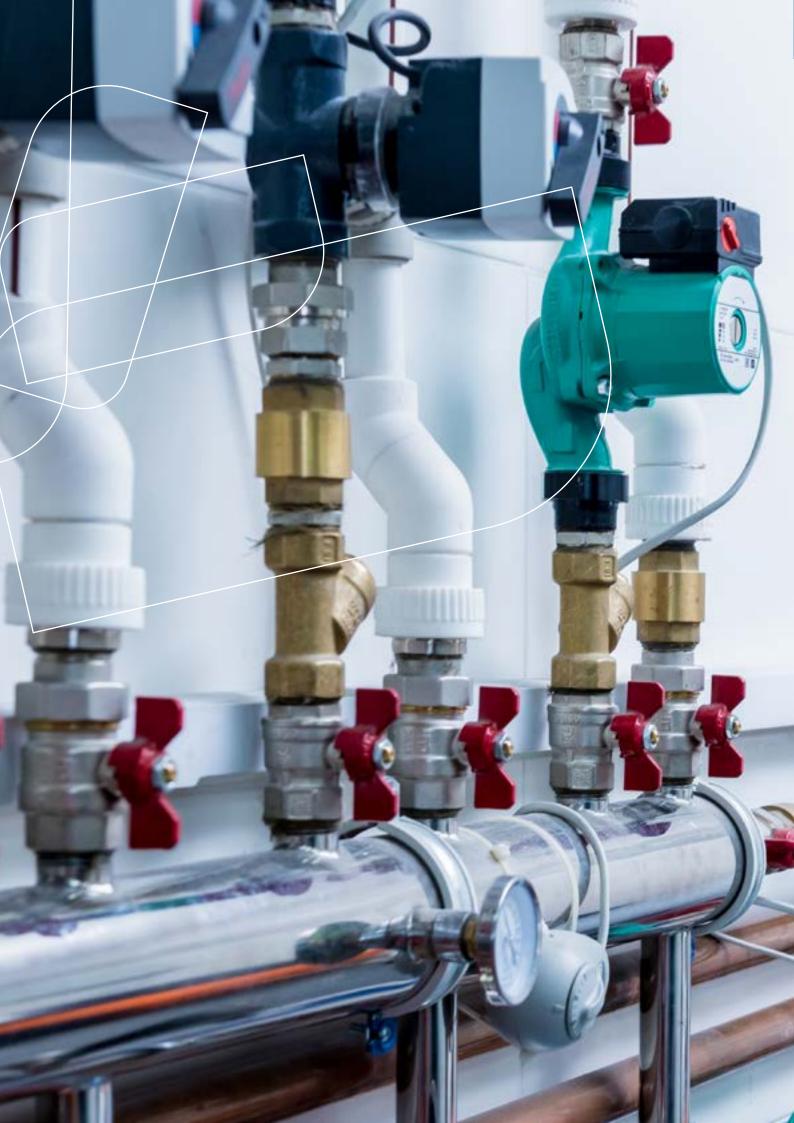






COGENERAZIONE E RECUPERI TERMICI





I promotori dello studio

Il presente documento è stato redatto dai Gruppi di Lavoro del Coordinamento FREE

Coordinatore

Marco Marchisi

con il contributo di:





















SOMMARIO

| 1. La co | generazione e le sue applicazioni industriali e civili | 9 |
|------------|--|----|
| 2. I recu | peri termici per generazione di energia elettrica | 11 |
| 3. I bene | efici della cogenerazione | 12 |
| 3. | 1. Benefici economici | 12 |
| 3.2 | 2 Benefici energetici | 13 |
| 3.3 | 3 Benefici ambientali | 13 |
| 3.4 | 4 Benefici sulla sicurezza/qualità: | 14 |
| 4. Le pri | ncipali tecnologie di cogenerazione | 15 |
| 5. Fonti | energetiche | 17 |
| 6. I poss | sibili usi della cogenerazione | 20 |
| 7. Recup | pero di calore con tecnologia ORC | |
| (Organic | c Rankine Cycle) | 25 |
| 8. Recup | pero di calore nei processi industriali | |
| e nelle (| Gas Compression Station | 26 |
| 8. | 1 Diagramma di flusso del recupero calore | 27 |
| 8.2 | 2 Schema tipico di un sistema Waste Heat to Power | 28 |
| | 8.2.1 Industria del cemento | 29 |
| | 8.2.2 Industria del vetro | 31 |
| | 8.2.3 Industria siderurgica-forni di riscaldo | 33 |
| | 8.2.4 Industria siderurgica | 35 |
| | 8.2.5 Industria petrolchimica | 36 |
| | 8.2.6 Stazione di compressione del gas | 37 |
| 9. La no | rmativa nel settore della cogenerazione nel quadro | |
| di riferin | nento delle politiche energetiche dal protocollo | |
| di Kyoto | alla SEN 2017 | 39 |
| 9. | 1 Dal protocollo di Kyoto alla Strategia | |
| | Energetica nazionale (SEN) del 2017 | 39 |
| 10. Con: | siderazioni sugli effetti della normativa | |
| sulla din | namica dell'offerta della tecnologia | |
| cogene | rativa e prospettive | 47 |

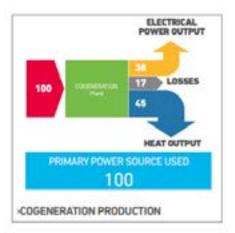
| 11. L'unione dell'energia e il Clean Energy Package, | |
|---|----|
| il Green Deal e il Fit for 55 | 51 |
| 11.1 Il PNIEC e la cogenerazione | 53 |
| 11.2 Il Green Deal e il Fit for 55 | 55 |
| 12. Le prospettive di sviluppo della cogenerazione | 57 |
| 13. I recuperi termici nel panorama regolatorio nazionale | 59 |
| 14. Il recupero di calore: il contesto europeo | 60 |
| 15. Applicazioni di recupero calore per generazione elettrica | 62 |
| 15.1 Produzione di energia elettrica dal calore | |
| di scarto recuperato da un'industrio siderurgica | 62 |
| 15.2 Valorizzazione e ulteriore ottimizzazione | |
| del calore di scarto recuperato | |
| da un'industria siderurgica | 63 |
| 15.3 Produzione di energia elettrica dal recupero | |
| di calore residuo dal processo di produzione | |
| per vetro piano | 64 |
| 15.4 Produzione di energia elettrica dal calore | |
| residuo dal processo di produzione del cemento | 65 |
| 16. Il Coordinamento FREE e il gruppo di lavoro | |
| Cogenerazione | 66 |
| 17. Considerazioni conclusive | 70 |

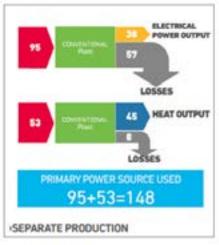
1. La cogenerazione e le sue applicazioni industriali e civili

nergia elettrica e calore sono risorse indispensabili per la realizzazione della quasi totalità dei più svariati processi produttivi oltre che per mantenere il comfort nelle nostre abitazioni.

La soluzione più diffusa, ma non per questo più efficiente, per approvvigionarsi di elettricità e calore oggi è quella di generare il calore in situ, generalmente bruciando un combustibile in forni/caldaie, e di prelevare energia elettrica dalla rete.

La fonte energetica principale per la produzione di calore in Italia e in Europa è il gas naturale: in Italia, nel 2020, ha contribuito per 134 TWh (43%) sul consumo lordo nazionale di energia elettrica, pari a circa 311 TWh ¹. È un combustibile dal ridotto impatto ambientale (367,3





gCO₂/kWh)², che viene notoriamente è bruciato in caldaie, per la produzione di acqua calda o di vapore, oppure in forni per uso diretto (per esempio per essicazione, fusione, cottura).

¹ Terna, dati statistici generali Terna 2021

² ISPRA rapporto "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei"

Per l'energia elettrica, oltre al prelievo dalla rete, è anche possibile orientarsi verso una scelta di autoproduzione, dove parte del fabbisogno elettrico può essere efficientemente prodotto presso il luogo di consumo e che può rivelarsi una scelta vincente in molti casi, consentendo all'utente di conseguire risparmi economici ed energetici. Nella situazione poi, molto diffusa, di necessitare di energia elettrica e calore, con le tecnologie a disposizione, la scelta di autoprodurre efficientemente energia in situ trova una naturale e logica concretizzazione nella cogenerazione.

La cogenerazione è «la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica»³ e rispetto alla produzione separata delle due energie consente un sensibile risparmio di energia primaria (combustibile), con molteplici benefici per l'utente e la collettività, in primis riduzione dei consumi e delle emissioni inquinanti.

Va ricordato che, pur con il crescente contributo delle rinnovabili, una consistente frazione dell'energia elettrica consumata in Italia è ancora prodotta in centrali termoelettriche convenzionali. In questi impianti, che pure eccellono in Europa per efficienza, solo una parte dell'energia fornita dal combustibile è convertita in energia elettrica (53,7% sul PCI), mentre la restante è dissipata in ambiente: uno spreco energetico enorme, che la diffusione della cogenerazione può aiutare a ridurre.

L'energia elettrica va inoltre trasmessa e distribuita, con relative perdite di rete. Nel 2020 tali perdite ammontavano a 17,4 TWh, il 5,8 % della richiesta nazionale (310 TWh)⁵ di elettricità.

Il principio su cui si basa la cogenerazione è concettualmente semplice: collocando la centrale di produzione elettrica in prossimità dell'utilizzatore è possibile recuperare gran parte del calore che diversamente sarebbe disperso in ambiente, evitando inoltre le perdite di trasmissione e trasformazione.

Con la cogenerazione si può poi produrre anche energia frigorifera⁶, si parla in questo caso di trigenerazione o poligenerazione.

Inoltre, il processo cogenerativo può essere alimentato, in tutto o in parte, con combustibili rinnovabili (es. biogas, biomasse, ecc.) unendo così ai benefici dell'efficienza energetica quelli derivanti dall'uso di FER.

³ D.Lgs. 20/2007, articolo 2, lettera a

⁴ Dato 2017 ISPRA rapporto "Fattori di emissione (...)"

⁵ Terna, dati statistici generali Terna 2021

⁶ La produzione di "freddo" è possibile tramite i c.d. gruppi frigoriferi ad assorbimento, alimentati da energia termica

2. I recuperi termici per generazione di energia elettrica

e soluzioni tecnologiche di recupero del calore di scarto permettono di generare energia in maniera efficiente, senza combustione e senza emissioni.

I settori industriali ad alta intensità energetica come quelli del cemento, del vetro, della produzione di metalli e l'industria petrolchimica appartengono al substrato naturale della nostra economia.

Ci sono un gran numero di processi industriali che stanno sprecando enormi quantità di prezioso calore che viene semplicemente dissipato nell'atmosfera. Tale calore è un sottoprodotto inevitabile di un processo industriale, può essere recuperato e riutilizzato, senza combustione né emissioni, in conformità con gli ambiziosi obiettivi del Green Deal europeo e fornisce un contributo sostanziale agli obiettivi climatici riportati nel regolamento della Taxonomy, oltre che un aumento dell'efficienza nell'uso di energia.

Le applicazioni del recupero del calore residuo possono includere:

- recupero di calore di scarto da un processo industriale che può essere utilizzato nello stesso impianto o in uno collegato; in alternativa, può essere riutilizzato per la generazione termica necessaria per alimentare il teleriscaldamento, ad esempio attraverso l'uso di una pompa di calore industriale;
- recupero di calore di scarto dalle industrie ad alta intensità energetica o dalle stazioni di compressione del gas può anche essere valorizzato per generare energia senza carbonio. È facile trovare esempi in tutta Europa e in Cina, ma stiamo solo grattando la superficie del vero potenziale di questa applicazione.

Le tecnologie più comunemente utilizzate per generare energia elettrica dal recupero calore di scarto sono le turbine a ciclo Rankine, cosiddette turbine a vapore e i sistemi Organic Rankine Cycle (ORC).

3. I benefici della cogenerazione

3.1. Benefici economici:

- la cogenerazione ad alto rendimento (CAR) permette di ottenere significativi risparmi per gli operatori (indicativamente tra il 20% e il 40%), riducendo sensibilmente i costi di approvvigionamento dei vettori energetici;
- l'eventuale eccedenza di energia elettrica, che potrebbe generarsi durante i picchi di richiesta di energia termica¹, può essere valorizzata economicamente cedendola in rete. Da questo punto di vista l'evoluzione del mercato elettrico europeo sta oggi offrendo nuove opportunità di business per gli operatori di impianti di cogenerazione;
- la cogenerazione è oggi sostenuta tramite diversi incentivi, in particolare lo strumento più diffuso oggi in Italia è rappresentato dai Titoli di Efficienza Energetica (noti anche come Certificati Bianchi) per la Cogenerazione ad alto rendimento (CAR);
- la riduzione dei consumi energetici riduce la dipendenza nazionale dalle forniture estere di combustibili fossili, migliorando l'economia nazionale;
- la cogenerazione offre un'opportunità in più per diversificare gli impianti di generazione e favorire la concorrenza di mercato. La cogenerazione è uno dei veicoli più importanti per promuovere la liberalizzazione del mercato dell'energia, inoltre crea un aumento dell'occupazione, generando posti di lavoro.

Come spiegato oltre avanti, in generale è conveniente far lavorare il cogeneratore in modo da seguire l'andamento del carico termico

3.2 Benefici energetici:

- maggiore efficienza di conversione e utilizzo dell'energia. La cogenerazione è la forma più efficace ed efficiente di conversione dell'energia per via termoelettrica. Rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore la cogenerazione ha una più alta efficienza, quindi, a pari effetto utile, consuma una minore quantità di combustibile²;
- le notevoli economie d'esercizio, ottenibili con la CAR portano più competitività agli utenti industriali e commerciali. Per le utenze domestiche la CAR può offrire calore a prezzi più accessibili;
- è un'opportunità per passare a forme più decentralizzate di generazione di elettricità, in cui gli impianti sono progettati per soddisfare le esigenze dei consumatori locali, con un'alta efficienza, evitando perdite di trasmissione (La vicinanza dei siti di produzione e consumo riduce grandemente le perdite di trasmissione e annulla le perdite di trasformazione.) e aumentando la flessibilità dell'uso del sistema, in particolare con il gas naturale;
- la generazione distribuita da cogenerazione offre la possibilità di modulare la quantità di energia prelevata dalla rete (sia in prelievo, sia in immissione) consentendo una migliore gestione del sistema elettrico, che evolve da una struttura "top down" a una struttura a maglie, riducendo congestioni e perdite di rete.

3.3 Benefici ambientali:

- a pari effetto utile, la maggiore efficienza della cogenerazione consente di bruciare meno combustibile, con conseguente riduzione delle emissioni in ambiente, in particolare di CO₂, il principale gas serra. La cogenerazione è una delle soluzioni più efficaci per il raggiungimento degli obiettivi dell'accordo di Parigi e uno dei cardini per la transizione a un'economia decarbonizzata;
- i moderni impianti di cogenerazione son spesso installati in sostituzione d'impianti obsoleti, che a pari consumo hanno emissioni maggiori;
- in abbinamento al TLR la cogenerazione consente di eliminare numerose sorgenti diffuse di inquinanti (es. vecchi impianti di riscaldamento), ad

² Ai fini del DM 4 ago 2011 è considerato "ad alto rendimento" un impianto che, rispetto alle produzioni separate di calore ed elettricità consegua di anno in anno un risparmio di energia primaria pari ad almeno il 10% se la sua potenza è >1 MW.

esempio in contesti urbani, andando a concentrare le emissioni in un unico punto, dove possono più facilmente essere gestite con adeguati sistemi per il loro trattamento.

3.4 Benefici sulla sicurezza/qualità:

- maggiore sicurezza locale e globale nell'approvvigionamento di energia elettrica: in caso di interruzione della fornitura dell'energia da rete l'impianto di cogenerazione può continuare ad alimentare i carichi più critici;
- la cogenerazione, può aiutare a limitare i sovraccarichi delle linee di trasmissione (peak shaving), garantendo una maggiore affidabilità nella fornitura del vettore elettrico;
- l'impianto di cogenerazione può garantire una elevata "Power Quality" nella fornitura di energia elettrica, andando al limitare i rischi per le utenze elettriche più sensibili;
- la diminuita richiesta di combustibile derivante dalla cogenerazione riduce la dipendenza dalle importazioni, contribuendo ad affrontare anche a livello politico una sfida chiave per il futuro energetico dell'Europa.

I benefici della cogenerazione sono stati riconosciuti a livello europeo già dalla direttiva europea 2004/8/CE,



4. Le principali tecnologie di cogenerazione

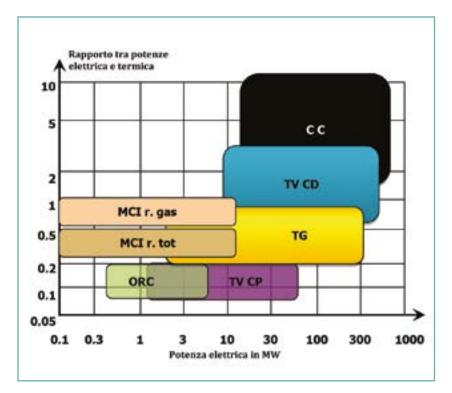
processi termodinamici con i quali si può ottenere sia energia termica sia elettrica sono molteplici, così come le fonti di energia primaria utilizzabili. Ogni esigenza richiede un impianto specifico e non esiste una soluzione tecnologica ottimale valida per tutti i casi.

Le taglie degli impianti di cogenerazione possono variare da pochi kW elettrici di potenza, ad esempio per applicazioni nel settore residenziale su singole abitazioni, alle centinaia di MW elettrici per usi nella grande industria e nelle centrali termoelettriche con teleriscaldamento.

La scelta di una tecnologia rispetto a un'altra dipende da valutazioni tecniche economiche che variano caso per caso e non è possibile generalizzare. Certamente alcune tecnologie si adattano meglio a determinate taglie, combustibili (considerando anche le fonti rinnovabili) e profili di funzionamento.

I parametri principali da considerare sono l'entità e l'andamento temporale dei carichi (termici, elettrici, frigoriferi), i combustibili a disposizione e le esigenze di continuità dei carichi (ossia sicurezza nella fornitura). Un parametro importante è poi il rapporto tra elettricità e calore richiesti.

In linea di massima, le tecnologie disponibili coprono in modo ottimale specifici campi di lavoro riassunti nella Figura 1.



| | Legenda |
|--------------|--|
| CC | Cicli combinati (turbina a gas + turbina a vapore e recupero termico da condensatore e spil- lamenti) |
| TVCD | Ciclo con turbina a vapore e re- cupero termico da condensatore e spillamenti |
| TV CP | Ciclo con turbina a vapore a contropressione |
| TG | Turbina a gas con uso diretto del calore o con produzione di vapore tramite caldaia a recupero |
| MCI r.gas | Motore a combustione interna con recupero del calore dai fumi di scarico |
| MCI r.tot | Motore a combustione interna con recupero del calore dai fumi di scarico e dai circuiti di raffred- damento |
| ORC | Organic Rankine Cycle: ciclo di potenza da recupero termico |

Figura 1 - Tecnologie cogenerative e campi d'impiego indicativi. Il diagramma mostra indicativamente i campi d'impiego delle tecnologie più diffuse oggi sul mercato.

Un'accurata valutazione energetico-economica dei fabbisogni termici ed elettrici delle utenze e una corretta gestione dell'impianto di cogenerazione, sono fondamentali per garantire gli auspicati benefici economici che ci si aspetta con l'installazione impianto di cogenerazione.

Certamente, il caso ideale per la cogenerazione è rappresentato da un'utenza con richiesta contemporanea e costante dei carichi (termico ed elettrico), una situazione che si riscontra spesso nell'industria chimica, petrolchimica, metallurgica, dove, infatti, si trovano gli impianti di maggiori dimensioni, in funzionamento continuo a pieno carico.

Laddove non vi sia questa condizione, è necessario ricorrere a logiche di gestione diverse, dove le due più comuni sono:

- inseguimento del carico termico (termico segue): il cogeneratore eroga la quantità di calore richiesta dalle utenze, eventuali surplus/deficit di potenza elettrica sono ceduti/prelevati dalla rete;
- inseguimento del carico elettrico (elettrico segue): il cogeneratore lavora in base alle richieste di potenza elettrica. Eventuali eccedenze di energia termica sono dissipate o stoccate in accumuli termici.

5. Fonti energetiche

ra le fonti energetiche che hanno visto nel tempo impieghi cogenerativi si possono citare:

- carbone (non più usato in Italia);
- petrolio e suoi derivati;
- energia nucleare;
- gas di cokeria, d'altoforno, gas di raffineria e in generale da processo;
- gas naturale (il combustibile più diffuso e comune);
- rifiuti urbani e industriali;
- biomasse di origine vegetale e animale
- bioliquidi, biogas, biometano;
- biogas da discarica e trattamento reflui;
- calore di scarto (da qualunque processo industriale);
- energia solare;
- geotermia;
- idrogeno.

Diversi fattori concorrono a rendere oggi il gas naturale il più diffuso combustibile per la cogenerazione (e non solo):

- è il combustibile fossile con minor effetto serra, anche in sostituzione di combustibili fossili di maggior impatto ideale come ponte verso un'economia decarbonizzata;
- ha un alto potere calorifico;

- assenza di elementi estranei inquinanti (metalli pesanti, composti organici, ceneri, ecc.);
- nessuna formazione di particolato e inquinanti solforati;
- capillare rete di distribuzione a livello europeo;
- basso costo;
- facilità di utilizzo in un'ampia gamma di tecnologie, dai piani di cottura alle turbine a gas.

Tuttavia negli ultimi vent'anni si sono succedute continue applicazioni attraverso un sempre più diffuso impiego di combustibili bio e ecosostenibili sia naturali sia di sintesi, fino alle recenti applicazioni in blending con idrogeno.

Come noto, l'idrogeno giocherà un ruolo importante nel percorso di decarbonizzazione dell'economia europea al 2050.

Il costo dell'idrogeno prodotto tramite elettrolizzatori che utilizzano impianti Waste Heat Recovery, come gli Organic Rankine Cycle (ORC), potrebbe essere nell'ordine di 2-3 €/kg. Si tratta di un costo competitivo rispetto ad altri metodi di produzione di idrogeno pulito e rinnovabile.

Un altro uso potenziale di produzione di idrogeno è quello di utilizzare l'energia generata dal recupero di calore, considerata carbon-neutral, può giocare un ruolo importante nella transizione energetica.

«Renewable hydrogen can be produced via electrolysis, by using renewable electricity to split water into hydrogen and oxygen». Secondo la Commissione Europea, il fattore principale per produrre idrogeno "rinnovabile" è la fonte dell'elettricità che alimenta il processo di elettrolisi. La nuova proposta di emendamento al Renewable Energy Directive (REDIII), presentata il 14 luglio dalla Commissione Europea, stabilisce una soglia di riduzione delle emissioni di gas serra ≥70% per i combustibili rinnovabili di origine non biologica (compreso l'idrogeno rinnovabile) per essere conteggiati nelle quote di energia rinnovabile degli Stati membri.

L'utilizzo di energia carbon-free generata dal Waste Heat Recovery necessaria per alimentare un elettrolizzatore è da considerarsi alla stregua di fonti di energia rinnovabili come il solare e l'eolico: non vengono prodotte emissioni aggiuntive di CO₂.

Altrettanto fattore strategico sarà l'uso della rete gas in parallelo con elettrificazione dei consumi. La Cogenerazione da biometano e da RFNBO (Renewable fuel of non-biological origin), parimenti, giocheranno un ruolo determinante anche per le sinergie con le società municipalizzate.

In questo contesto la cogenerazione, grazie alla sua versatilità e varietà tecnologica trova una sua ideale collocazione.

La diffusione di un vettore energetico gassoso e rinnovabile, stoccabile economicamente in grandi quantità renderà la cogenerazione una scelta ideale:

- in ambito residenziale/terziario dove la domanda di energia termica e frigorifera potrà essere soddisfatta senza andare a sovraccaricare la rete elettrica;
- in ambito industriale, garantendo efficienza nella produzione di energia termica, sicurezza e programmabilità nella generazione elettrica e bilanciamento della rete;
- nei settori industriali hard to abate, soprattutto con tecnologie di Waste Heat Recovery.

Al fine di dare segno tangibile di alcuni esempi virtuosi di applicazioni virtuose, si ritiene interessante fornire delle evidenze nelle pagine successive.

6. I possibili usi della cogenerazione

Seguono alcuni case history relativi a impianti di cogenerazione.

6.1 Teleriscaldamento a biomassa da filiera corta: calore rinnovabile nel cuore delle Dolomiti

- 142.370 mila kg CO_2 sono stati risparmiati con l'utilizzo di biomasse dal 1994
- 46.060 mila € risparmiati dai cittadini di San Candido e di Dobbiaco utilizzando il cippato al posto del gasolio dal 1995
- 59.451 mila kWh di energia termica venduta 2019
- 5.677 mila kWh di energia elettrica venduta 2019

Realizzato per Fernheizkraftwerk Toblach-Innichen, l'impianto da 1.5 MWe situato a Dobbiaco (BZ), è un impianto a biomassa con rete di teleriscalda-



mento in funzione da dicembre 2003. Primo ORC a biomassa installato in Alto Adige, dal 2005 è aperto ai visitatori che possono accedere anche al Museo della Biomassa di Dobbiaco.

Partendo da un'attenta analisi della domanda di calore locale, il team ingegneristico di Turboden ha progettato una soluzione impiantistica ORC, dove l'energia termica prodotta dalla combustione della biomassa in caldaia viene sfruttata per generare elettricità. Il calore esausto rilasciato dopo il processo alimenta il teleriscaldamento a servizio delle due comunità di Dobbiaco e Innichen / San Candido.

La filiera di Dobbiaco copre tutta la Val Pusteria, garantendo l'approvvigionamento di materiale legnoso da abete e larice in un raggio inferiore ai 70 km. La filiera, in equilibrio e sostenibile, ha un doppio beneficio: a valle genera energia rinnovabile e a monte i boschi vengono mantenuti puliti.

Dopo la tempesta Vaia dell'ottobre 2018, l'impianto ha trattato il surplus di legname reso disponibile dalla calamità, evitando così che marcisse, portando alla formazione di batteri e microrganismi patogeni che possono proliferare, arrivando a colpire anche gli alberi che la tempesta non ha danneggiato.

6.2 Impianto cogenerativo a servizio della comunità locale: energia verde nella terra degli ulivi

- 12 mila tonn/anno di biotriturato di legno vergine dalle potature degli alberi come input in ingresso
- 7.500 MWh di energia elettrica prodotta su base annua
- 30 addetti impiegati nell'indotto
- 4.500 tonnellate/anno di CO₂ evitate

Situato nella zona P.I.P. di Calimera, l'impianto di FIUSIS SRL è in funzione da dicembre 2010. Si tratta di un impianto di tipo cogenerativo, di potenza pari a 1 MWe che produce calore ed energia utilizzando cippato di legno ver-



gine proveniente dalla potatura degli alberi di ulivo salentini, contribuendo così in maniera significativa alla riduzione di incendi a campo aperto. Il progetto ha ottenuto il parere favorevole oltre che dal Comune di Calimera anche da Arpa Puglia, Provincia di Lecce, Asl SISP e SPESAL, Vigili del Fuoco e Ministero dello Sviluppo Economico.

L'impianto in oggetto si basa su soluzioni tecnologiche d'avanguardia. Consta essenzialmente di una caldaia a griglia mobile, in cui tramite un nastro trasportatore, viene conferito il cippato (legno vergine di ulivo proveniente dagli scarti di potatura, raccolto e triturato). Successivamente il calore viene veicolato attraverso un fluido che arriva ad azionare la turbina che produce energia elettrica. La struttura e la composizione della caldaia non sono idonee a bruciare alcun tipo di materia prima che non sia biomassa legnosa. Le ceneri prodotte, a seguito della combustione, sono raccolte automaticamente sotto la caldaia e sotto i filtri dei fumi per essere destinate alla produzione di biocemento. È attualmente allo studio un progetto per produrre ammendanti e fertilizzanti agricoli con le ceneri di combustione, in un'ottica completa di economia circolare.

La produzione di energia elettrica, di circa 7.500 MWh all'anno, viene conferita direttamente in rete e alimenta la vicina città di Calimera, prima città nel Salento e una delle prime in Italia meridionale a essere alimentata da energia verde e rinnovabile. Il calore coprodotto viene utilizzato per essiccare il cippato di legno vergine a Km 0 per stufe domestiche di Fiusis EcoPellet.

I fumi, prima di essere espulsi dal camino, vengono convogliati in un sistema di filtrazione costituito da 30 filtri del multiciclone e ben 702 filtri in maglia di acciaio inossidabile del filtro a manica. Le emissioni sono di molto inferiori al limite stabilito dalla normativa italiana in vigore, specificati nel D.L-gs. 152/2006, parte V, allegato I ed allegato IX. Nei fumi prodotti non sono presenti inquinanti pericolosi in quanto l'unica materia prima utilizzata, per cui l'impianto nasce ed è stato autorizzato, è il legno vergine che, per la sua composizione chimica, non può in alcun modo produrne.

L'impianto costituisce un volano importante per lo sviluppo economico della zona, mentre i cittadini di Calimera possono usufruire gratuitamente della raccolta dei residui di potatura degli ulivi.

L'impianto di Fiusis è stato citato già nel 2011 tra le buone pratiche da seguire nell'ambito del rapporto Legambiente Comuni riciclabili 2011.

Nel 2019 è stato premiato a Bruxelles dal Comitato Economico e Sociale europeo, organo consultivo della Commissione Europea, come il "Miglior Modello di Sviluppo Innovativo Green, Sostenibile e Sociale nei Territori".

Nel 2020 Turboden è stata protagonista del video realizzato da Mitsubishi Heavy Industries sulla filosofia giapponese Sampo Yoshi, dove Fiusis rappresenta un esempio virtuoso e rispettoso dell'ambiente¹.

6.3 Impianto trigenerativo a servizio della filiera alimentare italiana: efficienza energetica dall'orto alla tavola

- 7.800 MWh/anno di energia elettrica prodotta
- 7.400 MWh/anno di energia termica prodotta
- 2.100 MWh/anno di energia frigorifera prodotta
- 2.080 tonnellate/anno di CO₂ evitate

Realizzato per la Società consortile agricola O.R.T.O. Verde a Senigallia (AN), l'impianto di trigenerazione da 1,2 MWe è attivo da giugno 2020. Lo stabilimento marchigiano lavora ortaggi di produttori agricoli locali per generare annualmente fino a 50 mila tonnellate di verdure surgelate. Il processo produttivo richiede acqua calda e vapore in fase di cottura delle verdure ma anche energia elettrica e acqua gelida per la surgelazione e il packaging. Il processo estremamente energivoro ha spinto O.R.T.O. Verde a cercare una soluzione efficace per aumentare la propria efficienza energetica.

Partendo dalle esigenze del cliente e del processo produttivo, il team di CGT ha realizzato una soluzione cogenerativa da 1,2 MWe che, oltre a produrre acqua calda, vapore ed elettricità, consente di recuperare parte dell'acqua calda prodotta per ottenere, per mezzo di un gruppo frigorifero ad assorbimento ad acqua-ammoniaca, acqua gelida a -10 °C, utile a climatizzare le sale per il confezionamento. L'impianto soddisfa il 63% del fabbisogno elettrico e il 61 % del fabbisogno termico, con rendimenti totali dell'ordine del 87 %. A ciò si aggiungono i benefici ambientali ed economici, in quanto la produzione combinata di energia elettrica e termica mediante cogeneratore consente un risparmio del 26 % dell'energia primaria necessaria in caso di generazione separata, con un notevole margine economico.

L'impianto è monitorato dal servizio Energy Report che consente di verificare, da remoto, la produttività e la redditività dell'impianto di cogenerazione, attraverso una reportistica facile e intuitiva.

¹ https://youtu.be/LTRFtDci5Qk - Sanpo Yoshi Shows How Business Can Work For Everyone

L'azienda O.R.T.O. Verde opera in un settore molto competitivo, quindi l'attenzione ai costi di produzione è sempre massima. L'efficienza energetica consente di dare slancio alla forza innovativa e imprenditoriale di una filiera locale unica e organizzata, gestita direttamente dai produttori locali che garantisce una produzione a basso impatto ambientale e di alto livello qualitativo.



7. Recupero di calore con tecnologia ORC (Organic Rankine Cycle)

n sistema di recupero di calore è composto essenzialmente da uno scambiatore primario che consente il trasferimento del calore dai gas esausti a un vettore termico (tipicamente olio diatermico o acqua pressurizzata), il modulo ORC stesso ed un sistema per la dissipazione del calore di condensazione scaricato dal turbogeneratore ORC. L'olio diatermico caldo, proveniente dallo scambiatore di recupero, alimenta il turbogeneratore ORC che converte l'energia termica entrante in energia elettrica e calore a un basso livello di temperatura. Il calore scaricato dal ciclo di potenza in fase di condensazione viene ceduto all'ambiente per mezzo di un circuito intermedio ad acqua (o miscela di acqua e glicole, per evitarne il congelamento nei periodi invernali). La dissipazione di questo calore può avvenire per mezzo di un sistema dedicato. Questo può essere un sistema a secco, con air coolers (radiatori) o a umido con torri evaporative o addirittura sfruttando l'eventuale capacità disponibile nell'impianto di raffreddamento acqua esistente a servizio dello stabilimento.

8. Recupero di calore nei processi industriali e nelle Gas Compression Station

I turbogeneratore sfrutta l'input termico a temperatura calda per preriscaldare e vaporizzare il fluido organico di lavoro nell'evaporatore (8→3→4). Il vapore del fluido organico alimenta la turbina (4→5), che è direttamente accoppiata al generatore elettrico attraverso un giunto elastico. Il vapore di scarico passa attraverso il rigeneratore (5→9) dove riscalda il liquido organico (2→8). Il vapore viene poi condensato nel condensatore (raffreddato dal flusso d'acqua) (9→6→1). Il liquido organico fluido viene infine pompato (1→2) nel rigeneratore e poi nell'evaporatore, completando così la sequenza delle operazioni nel circuito chiuso. In Figura 2 schema di un ciclo Rankine organico.

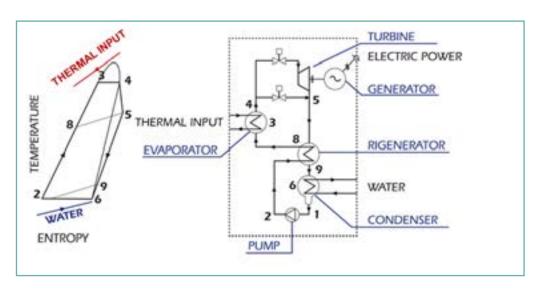


Figura 2 - Schema tipico di un ORC

8.1 Diagramma di flusso del recupero calore

Il calore recuperato da un processo industriale può essere utilizzato in diversi modi, così come mostra il diagramma di flusso energetico in Figura 3. Dell'energia primaria utilizzata (Primary Energy Consumption) dal processo industriale solo una parte di questa viene effettivamente sfruttata. Per ottimizzare ulteriormente il processo, bisogna considerare il potenziale di recupero del calore residuo (Waste Heat Recovery Potential) e in particolare al calore residuo evitabile (Avoidable Waste Heat). Secondariamente, per migliorare l'efficacia tecnico-economica del processo energetico, si riutilizza il calore di scarto in loco (On Site Reusable Waste Heat), mediante scambiatori di calore, pompe di calore, accumulatori di calore e/o sistemi di raffreddamento ad assorbimento. Infine, l'ultima fase di ottimizzazione energetica consiste nel riutilizzo del calore di scarto esternamente al sito industriale (Off Site Reusable Waste Heat), in reti di riscaldamento e di raffreddamento oppure può essere convertito in elettricità (Waste Heat to Power - WHTP).

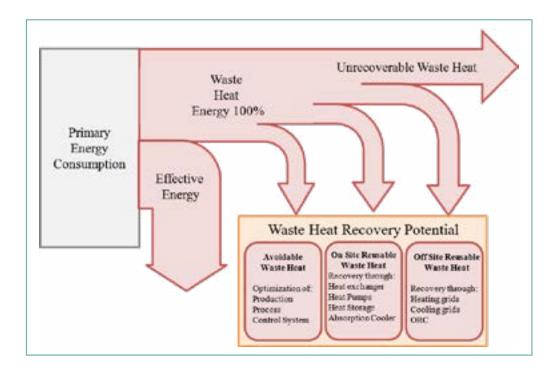


Figura 3 - Diagramma di flusso energetico per valutare il potenziale di recupero del calore residuo

La maggior parte dei processi industriali sono già ottimizzati e il modo migliore per valorizzare l'energia termica è quella di convertirla in elettricità. Negli ultimi anni, molti studi sono stati condotti per valutare la migliore tecnologia con le migliori performance per il Waste Heat to Power: se la fonte di calore presenta temperature 200÷400 °C, l'ORC risulta essere la più efficienti.

Secondo il progetto TASIO¹, menzionato come uno dei rilevanti Horizon2020 sull'argomento, il potenziale del calore di scarto in settori altamente energetici nell'UE27 può arrivare fino a 11 TWh di elettricità all'anno che corrisponde a 3,1 milioni di tonnellate di potenziali emissioni di CO₂ evitate.

8.2 Schema tipico di un sistema Waste Heat to Power

La Figura 4 mostra un tipico sistema Waste Heat to Power.

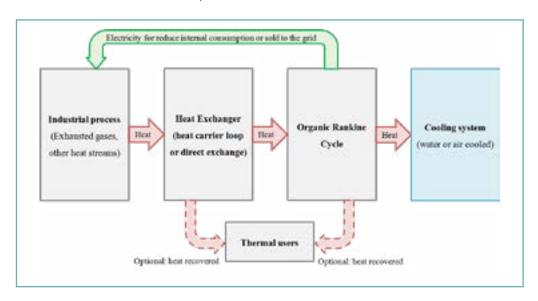


Figura 4 - Tipico sistema Waste Heat to Power.

Diversi processi industriali disperdono calore nell'atmosfera tramite i gas di scarico di combustione o mediante altri flussi caldi. Gli scambiatori di calore sono installati quando sono soddisfatti i requisiti di temperatura della fonte di calore, di portata e di composizione chimica. Nella maggior parte dei casi, la fonte di calore scambia la sua energia con un circuito di trasporto del calore - di solito olio termico, vapore saturo o vapore pressurizzato - per evitare il deterioramento del fluido di lavoro causato dai picchi di temperatura. Quando la fonte di calore non è corrosiva ed il processo non ha picchi di temperatura che superano quella del fluido di lavoro, è possibile costruire uno scambiatore di calore tra la fonte di calore e il fluido di lavoro. Questa soluzione è solitamente chiamata scambio diretto.

https://cordis.europa.eu/project/id/637189/it

8.2.1 Industria del cemento

Mediamente la produzione di cemento richiede da 90 a 150 kWh di energia elettrica e da 800 a 1800 kWh² di energia termica per tonnellata di clinker prodotto. In questo settore, il calore di processo è, di norma, riutilizzato almeno in parte nell'ambito del processo stesso. Infatti, i fumi in uscita dal forno (alla temperatura di circa 1.200 °C) sono generalmente utilizzati per essiccare e preriscaldare il crudo in entrata al forno mentre attraversa i cicloni; inoltre, l'aria di raffreddamento del clinker viene in parte utilizzata come aria comburente nel forno stesso e in parte inviata al mulino di macinazione delle materie prime. La temperatura alla quale si trovano i gas provenienti dal forno e l'aria di raffreddamento del clinker, alla fine dei riutilizzi di processo, è relativamente bassa (circa 250÷350 °C), ma ancora sfruttabile per la produzione di energia elettrica.

Nell'industria della produzione del cemento esistono applicazioni di successo di recupero calore sia con turbina a vapore, sia con tecnologia ORC. Il progetto H-REII stima che la quantità di energia elettrica producibile in questo settore sia di 210 GWh³ l'anno, considerando un potenziale nazionale di 23 impianti di recupero calore installabili per una potenza producibile di 30 MWel.

I primi esempi di recupero del calore residuo per la produzione di energia (Waste Heat to Power) con ORC nell'industria del cemento sono riportati nelle Best Available Technique References (BREF) per l'industria del cemento sia per mezzo della tecnologia ORC che del ciclo a vapore. In Cina, dove i cementifici hanno una maggiore capacità produttiva e sono completamente integrati con la centrale a turbina a vapore, esistono molte referenze della tecnologia a vapore e, negli ultimi anni, sono stati avviati molti impianti ORC per recupero calore.

Uno schema semplificato di un'unità ORC installata in un cementificio è riportato in Figura 5. Le materie prime sono preriscaldate in cicloni multipli che utilizzano i gas esausti provenienti dal forno rotativo. L'energia termica di questi gas (300÷450 °C) può essere recuperata per mezzo di uno scambiatore di calore (1 nella Figura 5). Dopo la cottura nel forno rotativo a 1.200 °C, il clinker deve essere raffreddato. La seconda fonte di calore è rappresentata dai gas provenienti da questo raffreddamento del clinker (300 °C) che vengono recuperati da un altro scambiatore di calore (2). Di solito gli scambiatori di

² Fonte: "Reference Document on Best available Techniques in the Cement and Lime Manufacturing Industries", European IPPC Bureau, Draft 2, May 2009 - pag. 47

³ Considerando 6.500 h/anno di funzionamento del processo produttivo

calore lavorano con olio diatermico, che mantiene la temperatura a un valore stabile. Poi il calore viene scambiato dall'olio diatermico al fluido organico e l'elettricità viene generata dall'unità ORC.

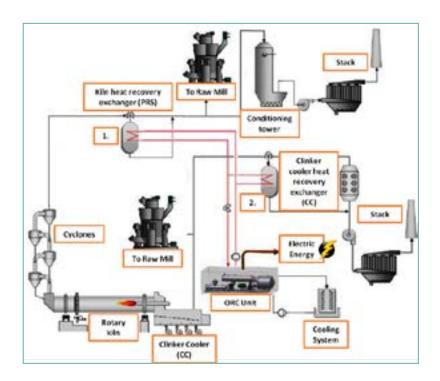


Figura 5 - Sistema di recupero del calore con tecnologia ORC nell'industria del cemento - layout tipico.

I sistemi ORC di recupero calore nell'industria del cemento possono generare fino al 20% del consumo di elettricità della cementeria. In Europa ci sono più di 250 cementifici e il potenziale teorico stimato per gli ORC è di circa 570 MWe.

Gli impianti di recupero di calore ORC già in funzione, sono riportati nella Tabella 1.

| Anno | Cementificio | Produttore di ORC | ORC potenza lorda [MW] |
|------|--|-------------------|------------------------|
| 1999 | Heidelberg Zement, Germany | Ormat | 1.5 |
| 2010 | Italcementi - Ciment du Maroc, Marocco | Turboden | 1.8 |
| 2012 | Holcim Romania | Turboden | 4 |
| 2013 | Jura Cement, Switzerland | ABB | 2 |
| 2014 | Holcim Slovakia | Turboden | 5 |

Tabella 1 - Impianto ORC di recupero calore nell'industria del cemento.

8.2.2 Industria del vetro

La richiesta di energia (elettrica e termica) per la produzione di una tonnellata di vetro cavo è stimata intorno a 1 MWh. Nel caso del vetro piano, che richiede un livello di purezza superiore, il fabbisogno è quasi doppio (6,5 GJ/t, ovvero 1,8 MWh/t)⁴. Mediamente, circa il 30% del totale dell'energia fornita durante il processo produttivo viene dispersa nei gas di scarico. Solo una minima parte dell'energia termica contenuta nei gas di scarico può essere riutilizzata internamente agli stessi processi di produzione del vetro. Le condizioni di processo consentono di recuperare calore a temperature che permettono la produzione di energia elettrica mediante ciclo ORC con efficienze relativamente elevate.

Il progetto finanziato H-REII⁵ (Heat Recovery in Energy Intensive Industries) stima, per il settore nazionale della produzione di vetro, un potenziale complessivo di 22 impianti di recupero calore installabili per una potenza producibile di 22 MWel, corrispondente a circa 160 GWh/anno⁶ di produzione di energia elettrica. Uno degli aspetti interessanti è l'ottenimento di cospicui risparmi energetici con un numero limitato di interventi.

I prodotti di vetro possono essere divisi in vetro piano, vetro per contenitori e altri.

Il processo di produzione di vetro piano è un processo continuo con ore annuali di funzionamento di solito superiori a 8 mila ore ed un ciclo di vita dell'impianto di quasi quindici anni. Il recupero calore con tecnologia ORC da impianti di vetro per contenitori è teoricamente fattibile, ma attualmente non ci sono referenze.

Gli impianti di vetro per contenitori nell'UE27 sono più di 170, mentre i forni di vetro piano sono 58.

In Figura 6 è riportato un tipico schema di processo.

⁴ Fonte: "Reference Document on Best available Techniques in the Glass Manufacturing Industries", European IPPC Bureau, Draft 2 July 2009, pagg. 4, 9, 13, 88.

⁵ http://www.hreii.eu/it/index.php

⁶ Considerando 6500 h/anno di funzionamento del processo produttivo.

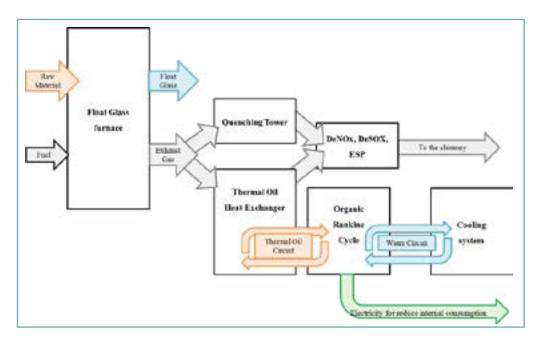


Figura 6 - Sistema di recupero calore con tecnologia ORC nell'industria del vetro, tipico layout.

I forni per vetro piano sono solitamente alimentati con gas naturale. I gas di combustione possono essere raffreddati in una quenching tower (seguendo uno schema tradizionale) o scambiare la loro energia termica con uno scambiatore di calore a olio termico. L'olio termico alimenta l'unità ORC che, a sua volta, converte l'energia termica in elettricità. I dati di progetto per un ORC da 1,2 MWe installato in un sistema di recupero di calore da un forno per vetro piano sono riportati nella Tabella 2.

Il principale problema tecnico è legato alla composizione dei gas di scarico: se questi risultano essere corrosivi, lo scambiatore di calore può essere costruito con idonei materiale o deve essere pulito regolarmente. Gli scambiatori di calore nel settore del vetro di solito hanno un design peculiare e/o sistemi di pulizia automatica per prolungare gli intervalli di pulizia. Seguendo questo layout, lo scambiatore di calore del sistema di recupero del calore bypassa la quenching tower per minimizzare l'impatto sul processo: in caso di problemi relativi al sistema di recupero del calore, i gas esausti sono diretti alla quenching tower già esistente. Nella parte inferiore del sistema di recupero calore, potrebbe essere necessario un ventilatore aggiuntivo, al fine di rispettare la portata richiesta dal sistema di trattamento dei fumi.

| Sorgente carlda | Olio diatermico a circuito chiuso |
|---|-----------------------------------|
| Potenza termica in ingresso all'ORC | 5,078 kW |
| Temperature dell'olio termico (In/out ORC) | 307 / 205 °C |
| Potenza termica all'acqua di raffreddamento | 3,831 kW |
| Temperature dell'acqua di raffreddamento/glicole (in/out ORC) | 25 / 35 °C |
| Potenza elettrica lorda prodotta | 1,253 kW |
| Potenza elettrica netta prodotta | 1,200 kW |

Tabella 2 - Dati di progettazione ORC per un impianto di recupero del calore del forno per vetro piano.

Nella Tabella 3 sono riportate le referenze degli impianti di recupero di calore con ORC nell'industria del vetro.

| Year | Vetreria | Produttore di ORC | ORC potenza lorda [MW] |
|------|--------------------------------------|-------------------|------------------------|
| 2011 | Vetrerie Sangalli Manfredonia, Italy | Ormat | 2.0 |
| 2012 | AGC Cuneo, Italy | Turboden | 1.3 |
| 2019 | Saint Gobain, Italy | Turboden | 1,3 |

Tabella 3 - Impianto ORC di recupero calore nell'industria del vetro.

8.2.3 Industria siderurgica-forni di riscaldo

La siderurgia è un settore industriale molto complesso se si considerano le tipologie di processi industriali in esso comprese. Valutando le caratteristiche della siderurgia italiana, il progetto H-REII si è focalizzato sull'analisi del potenziale recupero calore in due processi del settore dell'acciaio:

• i processi di deformazione meccanica a caldo (forge e laminatoi), dove la fonte di calore del sistema di recupero è rappresentata dai gas esausti provenienti dai forni di preriscaldo (tipicamente alimentati a gas naturale) dell'acciaio. Per un forno di riscaldo tipico, il flusso di energia corrispondente ai gas di scarico è poco meno del 30% dell'energia termica proveniente dalla combustione del gas naturale, che può essere stimata, mediamente, in circa 1,55 GJ/t (430 kWh/t)⁷. È quindi evidente come un sistema aggiuntivo di recupero di calore dai gas di scarico sia quantomeno consigliabile. Il sistema di recupero calore più semplice è sicuramente il preriscaldo dell'aria comburente, però laddove un recupero termico

⁷ Fonte: "Reference Document on Best available Techniques in the Ferrous Metal Processing", European IPPC Boureau, December 2001 – pag. 64

non fosse possibile, o fosse poco utile, o non sfruttasse l'intera potenza termica disponibile, l'alternativa della generazione di elettricità è di sicuro interesse;

il processo di fusione mediante forno ad arco elettrico (forno di fusione del rottame di acciaio mediante l'utilizzo di un arco elettrico; noto in letteratura come EAF Electric Arc Furnace). Considerando il bilancio di energia per un EAF di taglia media (capacità di 100 ton.), si ottiene che l'energia termica contenuta nei gas esausti, che viene dissipata per mezzo dei diversi sistemi di raffreddamento (condotto pipe to pipe, quenching tower, ecc.), è pari a circa il 20% dell'energia fornita all'EAF; si ottiene quindi che la potenza termica dissipata (recuperabile) è di circa 15÷20 MWt8. Da tale considerazione è evidente come nel processo di fusione dell'acciaio vi siano considerevoli potenzialità di recupero calore. Va inoltre considerato che gli impianti di depurazione dei fumi provenienti dal processo di fusione dell'acciaio sono sistemi fortemente energivori, con potenze elettriche installate dell'ordine dei 4-7 MWel; quindi, l'installazione di un sistema per il recupero di calore finalizzato alla produzione di energia elettrica, ne ridurrebbe fortemente (in alcuni casi annullerebbe) il consumo elettrico.

Va inoltre detto che le valutazioni di potenziale in questo settore sono ancora sottostimate non avendo preso in considerazione anche agli altri processi tipici del settore.⁹

Tenuto conto delle precisazioni di cui sopra, Il progetto H-REII stima, per il settore nazionale della produzione di acciaio, un potenziale complessivo di:

- 15 impianti di recupero calore installabili a valle di forni di riscaldo, per una potenza producibile di 19,3 MWel, corrispondente a circa 126 GWh/ anno¹⁰ di produzione di energia elettrica.
- 20 impianti di recupero calore installabili a valle di forni ad arco elettrico, per una potenza producibile di 55,6 MWel, corrispondente a circa 360 GWh/anno¹¹ di produzione di energia elettrica.

Come evidenziato dai risultati del progetto, il grande potenziale di recu-

Fonte Draft Reference Document on Best Available Techniques for the Production of Iron and Steel, draft July 2009, pag. 460);

Non vengono presi in esame gli impianti di produzione dell'acciaio a ciclo integrale, le cokerie e gli impianti di sinterizzazione.

¹⁰ Considerando 6500 h/anno di funzionamento del processo produttivo.

¹¹ Considerando 6500 h/anno di funzionamento del processo produttivo.

pero calore dell'industria siderurgica è maggiormente legato ai residui termici nel processo di fusione mediante forno ad arco elettrico, un potenziale oggi poco esplorato e che rappresenterà nei prossimi anni un'opportunità rilevante di valorizzazione dei fumi esausti di siderurgia.

8.2.4 Industria siderurgica

Nell'industria siderurgica sono stati sviluppati dei prototipi di sistemi di recupero di calore con tecnologia ORC da due fonti di calore: gas di scarico dei forni di riscaldo degli impianti di laminazione a caldo e il ciclo di produzione Electric Arc Furnace. A febbraio 2013 è stato avviato il primo prototipo ORC che produce elettricità recuperando il calore dai gas esausti puliti (combustione di gas naturale) di un forno di riscaldo nei laminatoi a caldo (cfr schema semplificato in Figura 7).

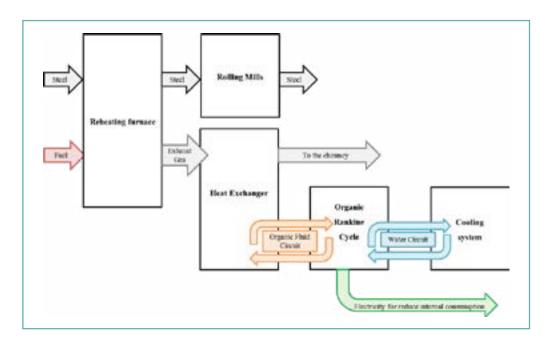


Figura 7 - Sistema di recupero calore con tecnologia ORC dai gas di scarico dei forni di riscaldo nei laminatoi a caldo.

Nella Tabella 4 sono riportati i dati di progettazione di un impianto.

| Fornitore del sistema WHR | Turboden |
|---|--|
| Sorgente calda | Riscaldamento del gas di scarico del forno |
| Potenza termica in ingresso all'ORC | 2,820 kW |
| Temperature dei gas di scarico (In/out ORC) | 400 / 220 °C |
| Potenza termica all'acqua di raffreddamento | 2,272 kW |
| Temperature dell'acqua di raffreddamento/glicole (in/out ORC) | 32 / 47 °C |
| Potenza elettrica lorda prodotta | 555 kW |
| Potenza elettrica netta prodotta | 523 kW |

Tabella 4 - Dati di progettazione per un impianto ORC di recupero del calore del forno di riscaldo del laminatoio a caldo.

8.2.5 Industria petrolchimica¹²

La direttiva quadro sui rifiuti (Waste Framework Directive, WsFD-2008), nata dall'aggiornamento della precedente legislazione nazionale ed europea sui rifiuti, stabilisce misure per proteggere l'ambiente e la salute umana prevenendo o riducendo gli effetti negativi della produzione e della gestione dei rifiuti. La legislazione fornisce una definizione e una classificazione dei rifiuti e impone una gerarchia che persegue necessariamente una riduzione della produzione di rifiuti. L'impatto maggiore per l'industria coincide con il riciclaggio/riutilizzo di oli e lubrificanti esausti o per il recupero della loro energia chimica residua. La gassificazione è stata storicamente studiata e sviluppata solo per l'uso del syngas negli impianti chimici. Negli ultimi decenni è stato fatto un grande sforzo per portarla nell'industria energetica con successo in diversi progetti europei ed americani (supportati dal Department Of Energy).

La ricerca sulla gassificazione si è concentrata negli ultimi anni sull'ottimizzazione delle condizioni operative dei gassificatori con lo scopo di recuperare l'energia chimica contenuta nel syngas dei cicli combinati (IGCC). Questa soluzione garantisce l'alta efficienza ma, a causa della complessità dell'impianto, richiede elevati costi e quindi risulta essere profittevole per impianti di molti MW.

L'utilizzo delle unità ORC a scambio diretto di calore permette di dimi-

HREII project, Annex 4.2.II, "EU Paper: ORC waste heatrecovery in European Energy Intensive Industries"

nuire l'intensità energetica dei processi industriali petrolchimici, recuperando calore di scarto per generare elettricità e consentendo un migliore utilizzo dell'energia primaria. Il basso livello di temperatura all'uscita dell'ORC è ancora potenzialmente in grado di soddisfare le esigenze del sito industriale. Pur trattandosi di una tecnologia matura per il recupero calore residuo, la sua applicazione nel settore petrolchimico non è comune. Inoltre lo sviluppo dello scambiatore di calore diretto permette un'ulteriore semplificazione nell'architettura dell'impianto.

La Figura 8 mostra lo schema di percorso per la produzione di vari fanghi di raffineria che può essere utilizzato come materia prima la centrale elettrica.

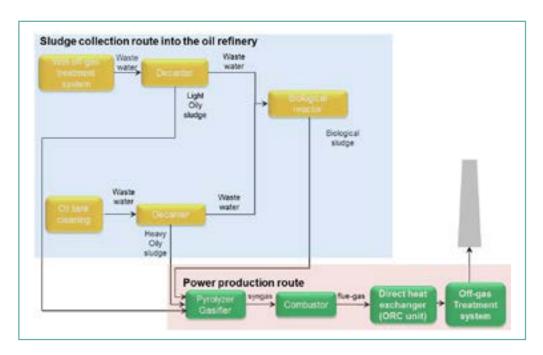


Figura 8 - Sistema di recupero di calore con tecnologia ORC da fanghi petrolchimici¹³.

8.2.6 Stazione di compressione del gas

Le infrastrutture di trasporto del gas naturale sono tipicamente basate su unità di turbine a gas (gas turbine, GT), utilizzate per realizzare la compressione del gas naturale in stazioni di compressione del gas (Gas Compressor Station, GCS), collocate ogni 100-200 km circa, per mantenere la pressione del gas in media intorno ai 70 bar, ma con casi tipicamente nell'intervallo 40-120 bar. Anche nei campi di stoccaggio del gas (Gas Storage Fields, GSF) il gas viene immesso nell'infrastruttura per mezzo di turbine a gas. Queste stazioni

HREII project, Annex 4.2.II, "EU Paper: ORC waste heat recovery in European Energy Intensive Industries"

utilizzano una parte del gas convogliato; il GCS è tipicamente composto da almeno due GT, di cui una svolge il ruolo di backup. Le GCS possono essere divise in stazioni base load, che lavorano di continuo, circa 8 mila ore l'anno, e da stazioni stagionali generalmente situate in regioni calde, che lavorano meno di 4 mila ore l'anno.

La potenza ORC è stimata ~30% della potenza GT. I risultati sono riportati nella Tabella 5. Escludendo la Russia, 1304MW di potenza lorda ORC possono essere installati nelle centrali a gas dell'UE27, con una produzione di elettricità fino a 10,43 TWh all'anno e gas serra evitati pari a 3,7 milioni di tonnellate.

| Country | Gas turbines power [MW] | Power corrected [MW] | ORC Power [MW_] | |
|--------------|----------------------------|-------------------------|--------------------|--|
| Germany | 2 000 | 585 | 176 | |
| UK | 1 455 | 426 | 128 | |
| Italy | 500 | 146 | 44 | |
| France | 650 | 190 | 57 | |
| Netherland | 900 | 263 | 79 | |
| Spain | 412 | 121 | 36 | |
| Austria | 352 | 103 | 31 | |
| Belgium | 116 | 34 | 10 | |
| Slovakia | 19 | 6 | 2 | |
| Ireland | 94 | 27 | 8 | |
| Poland | 350 | 102 | 31 | |
| Czech Rep. | 297 | 87 | 26 | |
| Hungary | 187 | 55 | 16 | |
| Finland | 13 | 4 | 1 | |
| Bulgaria | 214 | 63 | 19 | |
| EU 27 | 7 559 | 2 211 | 664 | |
| Russia | 43 400 | 12 695 | 3 808 | |
| Ukraine | 5 450 | 1 594 | 478 | |
| Norway | 150 | 44 | 13 | |
| Total Europe | 56 559 | 16 544 | 4 963 | |

Tabella 5 - Potenza della turbina a gas e potenza ORC nella stazione di compressione del gas14

HREII project, Annex 4.2.II, "EU Paper: ORC waste heat recovery in European Energy Intensive Industries"

9. La normativa nel settore della cogenerazione nel quadro di riferimento delle politiche energetiche dal protocollo di Kyoto alla SEN 2017

el corso degli ultimi vent'anni sono numerose le misure contenute in documenti di policy, di indirizzo e di attuazione nonché di tipo strategico che hanno interessato il settore della cogenerazione.

Tali misure si inquadrano in un contesto normativo molto complesso che punta a regolare il mercato dell'energia in una fase di transizione del Sistema Energetico verso la decarbonizzazione.

Il presente capitolo illustra le norme che riguardano la cogenerazione inserite nel più ampio ventaglio di provvedimenti assunti sia a livello europeo che italiano partendo dal Protocollo di Kyoto e passando per la Strategia Nazionale del 2013 fino a quella del 2017.

Gli atti di politica o di attuazione sono elencati in senso cronologico.

9.1 Dal protocollo di Kyoto alla Strategia Energetica nazionale (SEN) del 2017

Il 7 dicembre 1997 oltre 160 Paesi, partecipanti alla Conferenza delle Parti della Convenzione sui Cambiamenti Climatici, firmarono il cosiddetto Protocollo di Kyoto che sanciva l'intenzione di avviare un'azione concertata a livello di Governi, per la riduzione delle emissioni dei gas serra ¹responsabili del riscaldamento dell'atmosfera e dunque dell'aumento della temperatura a livelli insostenibili per il mantenimento della vita nel Pianeta.

Con la sottoscrizione del Protocollo, i Paesi firmatari si impegnavano a ridurre del 5,2%, rispetto ai livelli del 1990, le emissioni di gas entro il 2012. Il Protocollo assume che i vincoli sulle emissioni siano posti principalmente a carico delle economie più industrializzate nel rispetto del principio di «respon-

Anidride carbonica (CO2), metano (CH4), ossido di azoto (N2O), esafluoruro di zolfo (SF6), idrofluorocarburi (HFCs) e perfluorocarburi (PFCs)

sabilità comune ma differenziata» che tiene conto delle esigenze di crescita economica dei Paesi in Via di Sviluppo (PVS).

Per l'Unione Europea con l'accordo del Consiglio del giugno 1998 è stata stabilita una riduzione delle emissioni dell'8%, suddivisa tra i singoli Stati: per l'Italia è stato fissato un obiettivo di riduzione del 6,5%.

Il raggiungimento di tale obiettivo ha comportato l'assunzione di impegni e la realizzazione di azioni finalizzate a:

- migliorare l'efficienza energetica;
- stimolare la nascita di un nuovo mercato dell'energia con incentivi fiscali e sussidi per lo sviluppo di tecnologie a fonti rinnovabili che potessero sostituire quelle che utilizzano i combustibili fossili;
- promuovere una agricoltura sostenibile e intervenire nel settore dei trasporti;
- avviare campagne di informazione sulle azioni poste in essere al fine di aumentare la consapevolezza nei cittadini consumatori e delle imprese, sull'importanza di raggiungere l'obiettivo di riduzione di gas serra.

È evidente come l'attuazione di azioni efficaci comportasse sostenere costi che incidevano significativamente sul sistema economico e per questo furono messe in campo misure di sostegno, note come meccanismi flessibili per la "transizione energetica". In particolare:

- emission Trading: ai sensi dell'art. 3 del Protocollo i Paesi che, soggetti a vincolo di emissione, riuscivano a ottenere livelli di riduzione superiori al livello per loro stabilito, potevano vendere i "diritti" di emissione ad altri Paesi meno "virtuosi";
- joint implementation: ai sensi dell'art. 6 del Protocollo i Paesi soggetti a vincolo di riduzione, possono raggrupparsi per ridistribuire le percentuali di emissione mantenendo costante il valore complessivo minimo stabilito;
- clean development mechanisms: l'art. 12 del Protocollo, riguarda l'assistenza per la riduzione delle emissioni ai Paesi non sottoposti a vincolo da parte dei Paesi vincolati. Questi ultimi in cambio dei risultati ottenuti con i progetti o le iniziative di assistenza, emettono "certificati di riduzione di emissione", da scontare sul totale della riduzione target per loro prevista.

Il **Protocollo di Kyoto** è divenuto vincolante nel 2005 con la ratifica da parte della Russia che ha permesso il rispetto della clausola del raggiungimento del valore complessivo ascrivibile ai Paesi aderenti, pari al 55% delle emissioni valutate al 1990.

In Italia il **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79** attua la direttiva 96/92/ CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Il **Decreto Legislativo 23 maggio 2000 n. 164** attua la Direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 199 n. 144.

Con la **Deliberazione del 19 marzo 2002** l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas fissa le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2, comma 8 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79.

La ratifica del Protocollo di Kyoto da parte dell'Italia avviene con la **Legge 120/2002**: "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997" pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 142 del 19 giugno 2002.

La **Legge 23 agosto 2004 n.239**. "Riordino del settore energetico, non-ché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", modifica il quadro normativo di riferimento delineato dai decreti legislativi di recepimento delle direttive comunitarie sull'apertura dei mercati. Oltre a stabilire la ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, in relazione alle modifiche introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione (L. Cost. 18 ottobre 2001, n. 3) e a definire le competenze affidate all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, la legge presenta aspetti di interesse diretto e indiretto per la Cogenerazione.

La **Direttiva 2003/87/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 istituisce Emission Trading System, un meccanismo che regola lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità per la promozione della riduzione delle emissioni in maniera economicamente efficace. Il meccanismo anticipa a livello europeo il mercato delle emissioni a partire dal 2005 che a livello internazionale sarà attivo solo dal 2008.

La **Direttiva 2004/8/CE** del Parlamento e del Consiglio europeo dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore nel mercato interno dell'energia che modifica la direttiva 92/42/CEE.

Fornisce tra l'altro il quadro di riferimento per la Cogenerazione ai fini di un miglioramento dell'efficienza energetica definendo cosa si debba intendere per "energia elettrica cogenerativa" e per "cogenerazione ad alto rendimento" (CAR).

La **Direttiva 2004/101/CE** ha riconosciuto i meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto all'interno dell'ETS, stabilendo la validità dei crediti di emissione ottenuti grazie alla realizzazione di progetti specifici finalizzati all'obiettivo di ridurre le emissioni.

Il **Decreto Ministeriale del 24 ottobre 2005** del Ministero delle Attività Produttive Direttive regola l'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239.

La **Direttiva 2009/29/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 aprile 2009 modifica la direttiva 2003/87 CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra (Emission Trading System -ETS) per il periodo successivo al 2012.

La **Legge n. 99 del 23 luglio 2009** reca "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".

Con il **Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011** si dà "Attuazione della direttiva 2009/28/ CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/ CE" e 2003/30/CE. (S.O. n. 81 alla G.U.28/3/11 n. 71 – In vigore dal 29/3/11).

Il **Decreto Interministeriale Ministeriale del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011** reca integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia e modificativa della direttiva 92/42/CE.

Il Decreto Ministeriale del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento", viene emanato in applicazione dell'art. 6 del D.Lgs n. 20, 6 febbraio 2007 e indica le procedure da seguire perché la Cogenerazione ad alto rendimento possa accedere al regime di sostegno (riconoscimento TEE o Certificati Bianchi). Nel gennaio del 2012 il Ministero dello Sviluppo economico pubblica le Linee Guida per l'applicazione del D.M. del 5 settembre 2011 per aiutare imprese e professionisti nel calcolo del Primary Energy Saving (PES), collegato al concetto di Cogenerazione ad alto rendimento (CAR).

La **Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012** sull'efficienza energetica modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE e ne sancisce il ruolo fondamentale come mezzo strategico per la riduzione dei gas serra.

Con il Decreto Interministeriale dell'8 marzo 2013 viene approvata la Strategia Energetica nazionale (SEN 2013).

La SEN propone le politiche energetiche per il raggiungimento di quattro obiettivi principali, per il 2020 e per il 2050:

- 1. competitività: Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un graduale allineamento ai prezzi europei;
- **2.** ambiente: Superare gli obiettivi ambientali definiti dal 'Pacchetto 20-20-20' e assumere un ruolo guida nella 'Roadmap 2050' di decarbonizzazione europea;
- **3.** sicurezza: Rafforzare la nostra sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas e ridurre la dipendenza dall'estero;
- **4.** crescita: Favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico; che si intendono raggiungere attraverso sette priorità con obiettivi concreti e specifiche misure a supporto:
 - efficienza energetica;
 - sviluppo mercato competitivo e Hub del gas sud-europeo;
 - sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
 - produzione sostenibile di idrocarburi nazionali;
 - sviluppo dell'infrastruttura e del mercato elettrico;
 - ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti;
 - modernizzazione del sistema di governance.

Il **Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102** è emanato per l'attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE. Il decreto individua le varie tecnologie cogenerative indicando metodologie di calcolo della produzione e del rendimento dell'energia da cogenerazione nonché le modalità per ottenere l'incentivazione prevista.

Il **Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 del 12 ottobre 2015** della Commissione rivede i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la

produzione separata di energia elettrica e di calore in applicazione della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio e abroga la decisione di esecuzione 2011/877/UE della Commissione.

Il **Decreto 23 giugno 2016** del Ministero dello Sviluppo Economico "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico" definisce i criteri di applicazione di incentivi e tariffe da riconoscere agli impianti alimentati a biomassa. Il Decreto e il Regolamento si riferiscono interamente alla cogenerazione per cui si rimanda ai testi originali per una lettura completa dei dispositivi e delle misure previste.

Il **Decreto 4 agosto 2016** del Ministero dello Sviluppo economico riguarda la "Definizione delle condizioni e modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell'energia di cogenerazione ad alto rendimento ottenuta a seguito della riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali".

Il **Decreto 16 marzo 2017** del Ministero dello Sviluppo Economico riguarda l'"Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di micro cogenerazione ad alto rendimento e di micro cogenerazione alimentati da fonti rinnovabili".

Con il **Decreto Interministeriale del 10 Novembre 2017** del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la **Strategia Energetica Nazionale 2017** (SEN 2017).

La **SEN 2017** è il piano decennale per il cambiamento del sistema energetico con obiettivi che si estendono fino al 2030 in linea con la pianificazione europea. In particolare si prevede di:

- migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Per raggiungere gli obiettivi si punta su:

A - Fonti rinnovabili con interventi su:

- fotovoltaico;
- eolico;
- idroelettrico (mantenendo in efficienza l'attuale parco impianti, con contributo anche dai piccoli impianti);
- bioenergie.

Gli interventi sono attuati mediante aste per grandi impianti fino al 2020 e in seguito, con «contratti di lungo termine» fra produttori e consumatori. Per i piccoli impianti sono previsti incentivi dedicati e l'abilitazione all'autoconsumo diffuso.

- **B Efficienza energetica**: riduzione della spesa e nuove opportunità industriali con interventi nei settori:
 - residenziale: revisione dell'Ecobonus;
 - terziario: contratti di prestazione energetica per riqualificare gli edifici e gli impianti; piano di interventi sistematici su edilizia pubblica;
 - industria: mantenimento, con revisione, del sistema dei certificati bianchi; campagne di diagnosi energetica per le PMI;
 - mobilità: riduzione del fabbisogno di mobilità e promozione dell'utilizzo di autovetture più performanti in termini di emissioni e efficienza

Come prima misura di attuazione della SEN il **Decreto 21 Dicembre 2017 (decreto energivori)** del Ministero dello Sviluppo Economico prevede la riduzione del costo dell'energia per le imprese energivore, che si affianca alle misure di sostegno all'innovazione del Piano Industria 4.0, con il riconoscimento di "sconti sugli oneri destinati al supporto alle fonti rinnovabili nonché al supporto agli impianti di cogenerazione previsto dal meccanismo CIP6/92, con esclusione delle voci di costo riferite alla produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili, coperti dalla componente A3 della tariffa degli oneri di sistema elettrico".

Anche al fine di contrastare effetti speculativi, il **Decreto 10 maggio 2018** del Ministero dello Sviluppo Economico riporta "Modifica e aggiornamento del decreto 11 gennaio 2017, concernente la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti

dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica". Il Decreto prevede tra l'altro la riforma dei meccanismi dei TEE.

10. Considerazioni sugli effetti della normativa sulla dinamica dell'offerta della tecnologia cogenerativa e prospettive

ome si è evidenziato, sono molte le iniziative di policy e le misure di attuazione della normativa a sostegno della transizione del sistema energetico verso un modello di sviluppo a basso tenore di anidride carbonica.

Dalla "Quarta relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE" del dicembre 2017 del GSE si ricava la Tabella 6 in cui sono state raggruppate, per tipo, le misure adottate dal legislatore nel periodo 1998-2017.

| Misure adottate dal 1998 al 2017 | |
|---|-----|
| Misure relative al settore riscaldamento, raffrescamento ed efficienza energetica | . 5 |
| Misure relative al settore elettricità | 1 |
| Misure relative al settore trasporti | 3 |
| Misure relative alle reti elettriche | 9 |
| Misure relative alle reti gas naturale | 2 |
| Misure relative alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento | 6 |
| Misure trasversali | 6 |
| Misure volte ad accelerare e semplificare le procedure amministrative | 3 |
| Misure volte a rendere trasparenti e proporzionate le procedure amministrative | 2 |
| Misure volte a semplificare le procedure amministrative per impianti piccoli e decentrati | 4 |

Tabella 6

Le misure hanno avuto l'obiettivo di ridurre l'utilizzo dei combustibili fossili attraverso l'accelerazione dei processi di sostituzione con tecnologie a fonti rinnovabili e/o per il miglioramento dell'efficienza energetica e che conseguentemente, potessero puntare alla riduzione delle emissioni di gas serra.

La valutazione tout court dell'efficacia della normativa su un settore come quello della cogenerazione presenta alcune difficoltà essenzialmente dovute alla vastità delle possibili applicazioni delle tecnologie su un mercato della domanda fortemente variegato (dalla taglia di potenza, alla diversità dei settori

di uso finale in cui gli impianti possono essere applicati) e dalla relazione complessa tra i principali indicatori macro economici di riferimento. Sotto questo punto di vista è necessario considerare che lo sviluppo del mercato dell'energia è fortemente determinato, non solo dalla disponibilità di questa o quella tecnologia di produzione, ma anche da altre condizioni macroeconomiche al contorno, quali ad esempio la situazione demografica o il Prodotto Interno Lordo. Dalla Figura 9 si può vedere come l'andamento delle emissioni di gas serra nel periodo di riferimento considerato in questo studio, debba essere considerato al fine di una valutazione corretta degli effetti della normativa, anche in funzione degli andamenti di altri indicatori. Tra questi, è utile focalizzare l'attenzione sull'andamento delle emissioni di gas serra (energia) dei consumi energetici e sul PIL.

La situazione più virtuosa si realizza quando la riduzione delle emissioni di gas serra si verifica con un contemporaneo aumento del PIL. Ciò significa che l'economia cresce con una contemporanea diminuzione delle emissioni. In questo caso la riduzione dei consumi energetici non è imputabile a una congiuntura economica sfavorevole, ma si può dire, dovuta a un migliore efficientamento del sistema energetico sostenuto da misure incentivanti.

Di contro, la situazione in cui si verifichi una riduzione del PIL con un contemporaneo andamento di decrescita delle emissioni, mostra che la riduzione dei consumi energetici è dovuta a fattori di crisi del sistema economico nel suo complesso tali da non agevolare la valutazione del contributo delle misure di incentivazione sulla riduzione delle stesse emissioni. Tale aspetto è ben visibile dal 2007 - 2008 data di riferimento per la crisi recessiva negli Stati Uniti e la crisi dei mutui subprime (fallimento Lehman Brothers). La crisi è proseguita, dopo una leggera ripresa nel 2009, nel 2010 con la crisi dei debiti sovrani e dei sistemi bancari dell'eurozona (Portogallo, Grecia) a cui hanno fatto seguito importanti interventi di sostegno all'economia da parte della BCE. La diminuzione delle emissioni con un contemporaneo aumento del PIL si riscontra di nuovo a partire dal 2015.

Con questo quadro di riferimento si può tentare di dare una qualche valutazione della normativa sul mercato della cogenerazione anche se per come già detto a proposito della variegata tipologia di offerta e di domanda di tale tecnologia, le considerazioni che seguono non possono che avere una caratteristica qualitativa piuttosto che quantitativa.

Nella Figura 9 sono state riportate le normative di interesse il settore della cogenerazione, elencate nel presente capitolo, sul grafico degli indicatori di sistema:

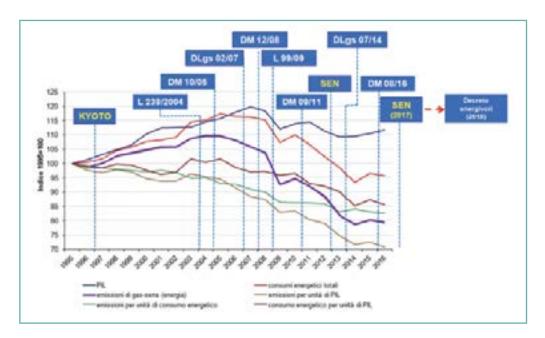


Figura 9 - Normativa settore cogenerazione ed evoluzione indicatori di sistema

La normativa e le azioni di policy o strategiche riportate, riguardano il settore della cogenerazione nel suo complesso. Per gli scopi del presente studio si è cercato di comprendere gli effetti delle misure sull'offerta di impianti cogenerativi per la produzione termoelettrica.

Nella Figura 10 si evidenzia come il contributo di produzione termoelettrica da parte di impianti cogenerativi sia con trend in aumento dal 2014.

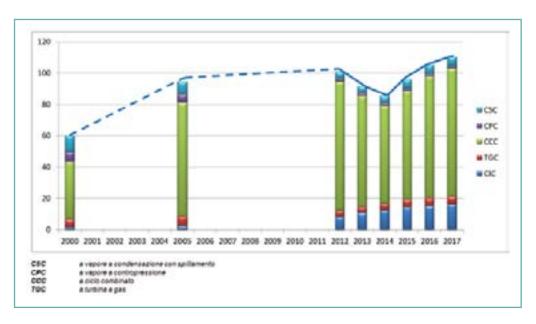


Figura 10 – Produzione termoelettrica (TWh) per tipologia di impianti cogenerativi. Fonte: elaborazione su dati da "Fattori emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale" ISPRA 303 2019

La Figura 11 riporta l'andamento della produzione sul grafico degli indicatori di sistema con le misure di policy e normative più significative, si ottiene.

Si può notare che dal 2012 il settore della cogenerazione è stato in grado di rispondere agli stimoli del governo offrendo al mercato energetico un potenziale tecnologico in grado di far fronte alla richiesta di riduzione delle emissioni, anche in corrispondenza di una congiuntura economica ancora sfavorevole (fino al 2013) e in lieve ripresa dal 2014.

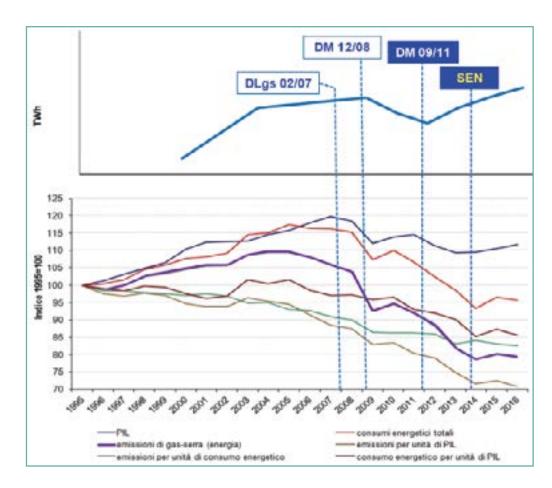


Figura 11 – Andamento Produzione / Indicatori di sistema

11. L'unione dell'energia e il Clean Energy Package, il Green Deal e il Fit for 55

I 26 giugno 2014, il Consiglio europeo crea l'Unione dell'energia come uno dei cinque obiettivi principali dell'agenda strategica europea, che definisce le priorità dell'UE per i prossimi anni. L'Unione dell'energia ha un triplice obiettivo:

- fornire energia a prezzi accessibili alle imprese e ai consumatori;
- garantire energia a tutti i Paesi dell'UE mediante la riduzione della dipendenza energetica dell'UE;
- generare più energia verde e proseguire la lotta ai cambiamenti climatici".

Le misure messe in campo a livello europeo dall'Unione Europea sono declinate sulla base delle cosiddette cinque dimensioni guida":

- dimensione della decarbonizzazione;
- dimensione dell'efficienza energetica;
- dimensione della sicurezza energetica ;
- dimensione del mercato interno dell'energia;
- dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

Con la successiva approvazione dei "Quadro comunitario per le politiche dell'energia e del clima al 2030", e come passo successivo al conseguimento degli obiettivi "20-20-20", l'Europa si è posta nuovi obiettivi al 2030, sempre con la volontà di ridurre le emissioni di gas serra, incrementare sostanzialmente la produzione di energia da FER e i risparmi di energia primaria tramite gli interventi di efficientamento energetico.

Con l'intento di operare una "trasformazione fondamentale del sistema

energetico europeo", l'Europa ha quindi concretizzato le sue intenzioni nel 2016 varando una serie di misure, note come "Clean Energy Package", il cui corpus normativo si articola sui seguenti provvedimenti:

- Energy Performance of Buildings Directive 2018/844
- Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001
- Energy Efficiency Directive (EU) 2018/2002
- Governance of the Energy Union and Climate Action (EU) Regulation 2018/1999
- Risk-preparedness in the electricity sector Regulation (EU) 2019/941
- European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators -Regulation (EU) 2019/942
- Internal market for electricity Regulation (EU) 2019/943
- Common rules for the internal market for electricity Directive (EU) 2019/944

In Italia il recepimento completo del "Clean Energy Package" è ancora in corso di completamento, poiché sono ancora in via di definizione i decreti legislativi di recepimento delle direttive sulle rinnovabili (D (EU) 2018/2001) e sul mercato elettrico (D (EU) 2019/944).

Di particolare interesse è il Regolamento 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia. Il regolamento chiede agli SM la redazione dei noti "Piani nazionali integrati per l'energia e il clima" volti a identificare strategie e strumenti per il raggiungimento degli obietti nazionali al 2030.

Inoltre, la direttiva 2018/844 "EPBD" è stata recepita con il **D.Lgs. 10 giugno 2020, n. 48** "Attuazione della direttiva (UE) 2018/844 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica."

La Direttiva 2018/2002 è stata recepita con il **D.Lgs. 14 luglio 2020, n. 73** "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/ UE sull'efficienza energetica."

11.1 Il PNIEC e la cogenerazione

I "Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima" previsti dal Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima sono tra i principali strumenti messi in campo dall'Europa per puntare al raggiungimento degli obiettivi dell'Unione dell'energia in materia di energia e ambiente.

Con riferimento al 1990, gli obiettivi per la UE e per il nostro Paese indicati nel PNIEC sono i seguenti:

| | Obietti | vi 2020 | 020 Obietti | |
|--|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | UE | ITALIA | UE | (PNIEC) |
| Energie rinnovabili (FER) | | 0 | | 20000000 |
| Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia | 20% | 17% | 32% | 30% |
| Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti | 10% | 10% | 14% | 22% |
| Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento | 1 | 2 | +1,3% annuo (indicativo) | +1,3% annuo (indicativo) |
| Efficienza Energetica | | 8 | | |
| Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 | -20% | -24% | -32,5% (indicativo) | -43% (indicativo) |
| Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica | -1,5% annuo (senza trasp.) | -1,5% annuo (senza trasp.) | -0,8% annuo (con trasp.) | -0,8% annuo (con trasp.) |
| Emissioni Gas Serra | 750 | | | |
| Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS | -21% | | -43% | 12.0 |
| Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS | -10% | -13% | -30% | -33% |
| Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990 | -20% | - | -40% | |
| Interconnettività elettrica | | | | |
| Livello di interconnettività elettrica | 10% | 8% | 15% | 10% |
| Capacità di interconnessione elettrica (MW) | | 9285 | 555005511 | 14375 |

Per l'Italia è previsto un target di risparmio energetico cumulato al 2030 di 51,436 Mtep, con una riduzione annua dello 0,80% dei consumi, pari a 0,935 Mtep.

Il PNIEC, identifica nella cogenerazione un valido strumento per l'efficientamento del settore termico, in particolare nelle applicazioni in teleriscaldamento, dove prevede un incremento di +4 TWh/anno in sinergia con le rinnovabili.

Con lo sviluppo delle configurazioni in autoconsumo, la cogenerazione avrà un ruolo importante anche sui mercati dei cosiddetti servizi ancillari, quali l'apertura al mercato del servizio di dispacciamento, accessibile alle piccole utenze grazie alla figura degli aggregatori e allo sviluppo delle LEC, le Local Energy Communities.

Secondo il rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente elaborato dal GSE in ottemperanza dell'articolo 14 della Direttiva EED, la cogenerazione potrebbe fornire 14 TWh di calore e 10 TWh elettrici incrementali, oltre a 4 TWh di calore aggiuntivi da reti TLR efficienti (Figura 12).

I valori si riferiscono al potenziale economico e non considerano né il potenziale di sviluppo legato alla diffusione dell'idrogeno quale vettore energetico, né le possibili sinergie tra CAR e fonti rinnovabili, e questo rappresenta un grave vulnus nell'equilibrio complessivo delle potenzialità delle insieme delle tecnologie afferenti al mondo della cogenerazione, soprattutto in considerazione che gli obiettivi al 2030 possono – e devono – essere declinati anche con un'oculata attenzione non soltanto al numeratore ma anche al denominatore.

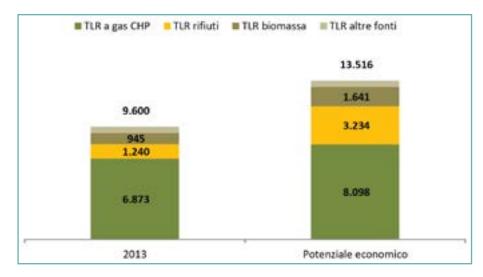


Figura 12

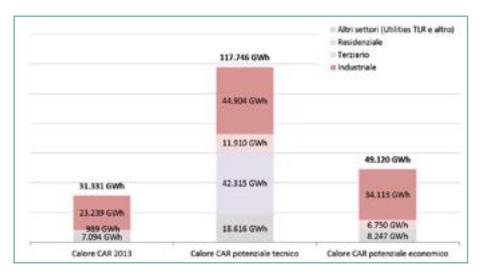


Figura 13

Da notare l'ancor troppo rilevante divario tra il potenziale tecnico ed economico della cogenerazione. Nel terziario il potenziale economico è addirittura nullo, rispetto a quello tecnico di quasi 1 TWh (Figura 13). Le economie di scala giocano sicuramente un ruolo rilevante negli impianti di cogenerazione, non vanno poi trascurate le barriere burocratiche, con iter autorizzativi ancora troppo complessi per i micro-impianti, e una ancora scarsa cultura del settore HVAC per la cogenerazione. Indubbiamente l'attuale vincolo regolatorio che impone la configurazione one-to-one ai SEU gioca ancora un ruolo determinante nel limitare lo sviluppo della cogenerazione nei condomini, limitando i benefici economici della stessa alla sola energia usata per i servizi comuni.

11.2 Il Green Deal e il Fit for 55

Successivamente, l'Europa ha definito l'importante progetto del Green Deal, quale insieme organico di provvedimenti e politiche volte al raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. Come noto, il Green Deal punta a ottenere un'economia non solo decarbonizzata ma anche sostenibile per sfruttamento di risorse naturali e rispettosa dell'ambiente e della biodiversità.

Con il Green Deal l'Europa vuole offrire ai suoi cittadini:

- edifici rinnovati ed efficienti dal punto di vista energetico;
- cibo sano e a prezzi accessibili;
- più trasporti pubblici;
- energia più pulita e innovazione tecnologica pulita d'avanguardia;
- prodotti che durano più a lungo, che possono essere riparati, riciclati e riutilizzati;
- posti di lavoro adeguati alle esigenze future: e formazione delle competenze per la transizione;
- un'industria competitiva e resiliente a livello globale.

Come passo concreto per il raggiungimento della neutralità climatica il 14 luglio la Commissione Europea ha presentato il pacchetto di misure "Fit for 55" con l'obiettivo di ridurre entro il 2030 del 55% (rispetto ai livelli 1990) le emissioni di gas serra. Le misure del pacchetto Fit for 55 prevedono:

 una revisione del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (EU ETS), che comprende la sua estensione al trasporto marittimo, la revisione delle norme sulle emissioni del trasporto aereo e l'istituzione di un sistema di scambio di quote di emissione distinto per il trasporto stradale e l'edilizia;

- una revisione del regolamento sulla condivisione degli sforzi che disciplina gli obiettivi di riduzione degli Stati membri nei settori non compresi nell'EU ETS;
- una revisione del regolamento relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura (LULUCF);
- una revisione della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili;
- una rifusione della direttiva sull'efficienza energetica;
- una revisione della direttiva sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi;
- una modifica del regolamento che stabilisce le norme sulle emissioni di CO₂ di autovetture e furgoni;
- una revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici;
- un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere;
- ReFuelEU Aviation per carburanti sostenibili per l'aviazione;
- FuelEU Maritime per uno spazio marittimo europeo sostenibile;
- un fondo sociale per il clima;
- una strategia forestale dell'UE.

Il settore energetico, è uno dei soggetti maggiormente interessati dalla transizione ecologica e tutte le misure oggi disponibili e in via di sviluppo devono essere "messe a terra", sia nel breve, sia nel lungo termine per il raggiungimento degli obiettivi.

Per il settore energetico, l'elettrificazione dei consumi dovrà confrontarsi con uno sviluppo controllato delle FERNP, quali eolico e fotovoltaico. La stabilità della rete è ovviamente una priorità e le tecnologie di storage, pur avendo compiuto grandi passi avanti, difficilmente potranno garantire un impiego su vasta scala da qui al 2030.

Tra le tecnologie disponibili la cogenerazione gioca un ruolo importante per garantire il bilanciamento della rete. Da questo punto di vista poi lo sviluppo di storage termici garantirà efficienze ancora maggiori, allorquando gli impianti cogenerativi sono chiamati a intervenire sia nel mercato della capacità, sia nel dispacciamento.

12. Le prospettive di sviluppo della cogenerazione

no studio condotto da E&S Group e Italcogen, con un sondaggio somministrato all'intero settore della cogenerazione (ESCO, produttori, installatori, et c) ha chiaramente evidenziato come lo sviluppo della cogenerazione e in generale degli investimenti in efficienza energetica, siano strettamente legati al quadro normo legislativo vigente e alla sua stabilità nel tempo (Figura 14).

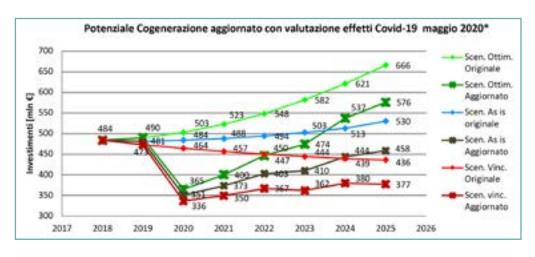


Figura 14 - (*)elaborazione Italcogen a seguito survey su un campione di aziende

Per il prossimo futuro si aspettano misure di sostegno per la crescita della CAR, in particolare

- nelle strutture sanitarie;
- negli Impianti polisportivi;
- nell' agricoltura;
- per lo sviluppo delle Reti di Teleriscaldamento;

- per sostenere lo sviluppo e le applicazioni della tecnologia della micro cogenerazione (microturbine a gas) per settore residenziale;
- per i servizi energetici.

Dati del 2018 hanno individuato un fattore di debolezza per lo sviluppo degli investimenti a causa dell'entrata in vigore del "Decreto energivori", che ha spostato l'offerta verso industrie non energivore con impianti di potenza media più bassa. Le conseguenze hanno spinto gli operatori a richiedere una profonda revisione di tale norma che ha messo in crisi gli investimenti in efficienza energetica nell'industria e conseguentemente nel settore della cogenerazione.

Ci si aspetta infine un effetto positivo con la conferma del rinnovamento dei meccanismi normativi dei TEE (DM 10 maggio 2018) per la ripresa del mercato dopo che nel 2018 i titoli hanno avuto prestazioni negative drammatiche rispetto agli anni precedenti.

13. I recuperi termici nel panorama regolatorio nazionale

in dal 2011, con la delibera AEEG EEN 9/11, è stata introdotta l'eleggibilità del recupero di calore nel sistema Italiano dei Certificati Bianchi. In particolare, la Figura 15 (Tabella 2 dell'Allegato A alla Delibera EEN 9/11), considera i progetti di recupero calore dai processi industriali tra gli interventi ritenuti ammissibili a ricevere i Titoli di Efficienza Energetica.

| CACERT RECEIVE ACE. NORCE UP HAY LIKE | The Control of | | |
|--|----------------|----|------|
| Tabella 2 – Definizione delle categorie d'intervento e assegnazione dei valori ti | pici di U, T | er | |
| | | | |
| | | | |
| ND-T) Processi industriali: generazione o recupero di calore per raffreddamento, essicazione, cottura, fusione, ecc. Escrupi d'intervento | -U | T | 1 |
| Recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del GNL. Dispositivi per la combustione delle fonti energetiche non rinnovabili - Interventi per la sastituzione di dispositivi asistenti con diri a più elevata efficienza Fasiccazione con dispositivi a microonde e radiofroquenza Fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento Dispositivi per la riqualificazione termodinamica del vapore acqueo attraverso compressione meccanica Utilizzo di calore di recupero Impiego di impianti alimentati a biomassa per la produzione di calore | 5 | 20 | 3,36 |
| (ND-GEN) Processi industriali: generazione di energia elettrica da recuperi o da fonti rinnovabili o cogenerazione | | | |
| Escripi d'intervento | U | T | - 1 |
| Utilizzo di calore di recupero per la generazione di energia elettrica Generazione di energia elettrica dalla decompressione del gas naturale | 5 | 20 | 3,36 |

Figura 15 - (Tabella 2 dell'Allegato A alla Delibera EEN 9/11)

14. Il recupero di calore: il contesto europeo

I contesto regolatorio europeo relativo al tema del recupero termico è stato definito nel recente rapporto del JRC Technical Report "Defining and accounting for waste heat and cold, authors Lyons, L., Kavvadias, K., Carlsson, J.- 2021" che riporta la mappa del calore con indicazione delle varie fattispecie di uso interno al processo ed esterno .

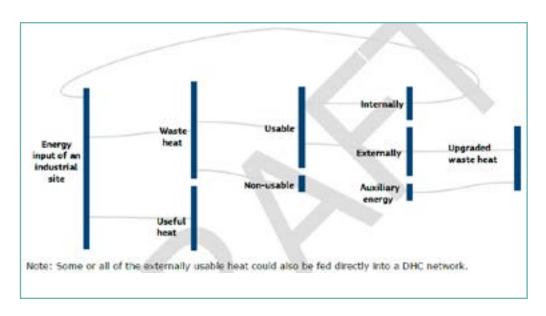


Figura 16

La fattispecie del recupero termico viene quindi differenziata a seconda che preveda (Figura 16):

- uso diretto (es. per preriscaldi all'interno del processo o cessione all'esterno a una rete di teleriscaldamento;
- generazione di energia elettrica (generalmente autoconsumata nel processo produttivo o ceduta alla rete).

I riferimenti normativi trovano riscontro nella Direttiva Rinnovabili DI-RECTIVE (EU) 2018/2001, che riporta la definizione di "calore di scarto" e nella Direttiva efficienza energetica.

Ai sensi della European Renewable Energy Directive - Directive (EU) 2018/2001, Art. 2, par. 9, la definizione of waste heat è la seguente: «calore e freddo di scarto: il calore o il freddo inevitabilmente ottenuti come sottoprodotti negli impianti industriali o di produzione di energia, o nel settore terziario, che si disperderebbero nell'aria o nell'acqua rimanendo inutilizzati e senza accesso a un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento, nel caso in cui la cogenerazione sia stata o sarà utilizzata o non sia praticabile».

La stessa Direttiva ritiene che anche il calore e il freddo di scarto possano essere considerati ai fini del calcolo dell'energia rinnovabile destinata al riscaldamento/raffreddamento (art.23 par.2), anche se entro certi limiti.

Le nuove proposte di modifica della Renewable Energy Directive e della Energy Efficiency Directive contengono disposizioni per incentivare l'uso del calore e del freddo di scarto.

Il Report tecnico redatto dal Join Research Center (JRC) "Defining and accounting for waste heat and cold" cerca di chiarire la definizione di calore e freddo di scarto e come contabilizzarlo, e spiega cosa è ammissibile ai sensi della direttiva 2018/2001/UE (rifusione RED) e della direttiva di modifica 2018/2002/UE (EED).

Inoltre, il Position paper europeo "The barriers to waste heat recovery and how to overcome them?" pubblicato nel giugno 2020 sottolinea il fatto che il recupero del calore di scarto deve essere considerato alla stregua delle rinnovabili.

Le tecnologie per il recupero calore contribuiscono alla decarbonizzazione di settori industriali "hard to abate" ed è quindi importante definire e contabilizzare accuratamente questa energia.

15. Applicazioni di recupero calore per generazione elettrica

15.1 Produzione di energia elettrica dal calore di scarto recuperato da un'industrio siderurgica



Località: Riesa, Germania

Stato: impianto in funzione da Dicembre 2013

Potenza: 2,7 MWe

~ 15.500 MWh di energia elettrica prodotta su base annua

~ 6.400 tonnellate/anno di CO₂ evitate

Si tratta della prima applicazione al mondo per il recupero calore residuo con la tecnologia Organic Rankine Cycle (ORC) dal forno elettrico ad arco di ESF Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH, uno dei produttori di ferro e acciaio più qualificati d'Europa, con sede a Riesa, in Germania. Il Gruppo Feralpi è uno dei principali produttori europei di acciai per l'edilizia.

L'unità ORC sfrutta una parte del vapore saturo prodotto, mentre una linea parallela consegna il resto del flusso (2MWth) a un'azienda vicina per il proprio processo. Un totale di 3MWe di output viene raggiunto dall'unità ORC.

L'impianto fa parte del progetto H-REII DEMO¹ (Heat Recovery in Energy Intensive Industries) e, proprio per l'innovazione tecnologica ed i benefici ambientali, è stato cofinanziato dal programma LIFE+.

15.2 Valorizzazione e ulteriore ottimizzazione del calore di scarto recuperato da un'industria siderurgica



- Località: Brescia, Italia
- Stato: impianto ORC in funzione da Marzo 2016; pompa di calore in costruzione
- Potenza: 2.2 MWe (impianto ORC)
- Partner dei progetti finanziati iRecovery (per la realizzazione di un ORC)
 ed HEATLEAP² (per la realizzazione di una pompa di calore)
- L'energia elettrica e il calore prodotti vengono utilizzati per il teleriscaldamento della città di Brescia

ORI Martin è leader europeo nella fornitura di acciaio per l'industria automobilistica e in generale per applicazioni meccaniche. I gas di scarico dello stabilimento, provenienti dal processo di produzione dell'acciaio, vengono recuperati per evitare emissioni in atmosfera e valorizzati per produrre energia elettrica e termica. Il sistema introdotto nello stabilimento di Ori Martin è progettato per recuperare il calore da un forno ad arco elettrico (EAF), utilizzato per la produzione di acciaio, e per produrre 11 MW di potenza termica (durante l'inverno) e 2,2 MW di potenza elettrica (durante l'estate). Il sistema introdotto è un impianto di recupero di calore che produce vapore recuperando il calore residuo dai gas di scarico. Il vapore rappresenta il fluido vettore che viene consegnato al distretto per il riscaldamento e all'ORC per l'energia elettrica secondo la necessità annuale.

http://www.hreii.eu/demo/it/index.php

² <u>https://heatleap-project.eu/</u>

Il sistema fornirà calore a duemila famiglie in inverno e in estate produrrà elettricità pulita in grado di soddisfare i bisogni di 700 famiglie. Il sistema garantisce una riduzione di 10 mila tonnellate di CO₂ nell'atmosfera.

Per massimizzare l'efficienza energetica sfruttando la grande disponibilità di calore residuo del processo produttivo, ORI Martin installerà un'innovativa pompa di calore di ~5 MWth che fornirà, al teleriscaldamento della città di Brescia, calore a una temperatura di 120 °C.

15.3 Produzione di energia elettrica dal recupero di calore residuo dal processo di produzione per vetro piano



Località: Cuneo, Italia

Stato: impianto in funzione da Febbraio 2012

Potenza: 1.3 MWe

AGC Glass Europe, il più grande produttore mondiale di vetro piano, produce, lavora e distribuisce vetro piano per i settori dell'edilizia, dell'automobile e del solare.

Per valorizzare il calore di scarto dal processo di produzione del vetro è stato scelto un sistema ORC con una potenza di 1,3 MWe. Il calore residuo dei gas di scarico viene recuperato e trasferito, tramite uno scambiatore di calore, all'olio diatermico che viene quindi consegnato all'ORC. È stato eseguito un importante revamping della linea di scarico per rispettare i limiti di emissione stabiliti dalle leggi locali. Nel complesso, il progetto ha migliorato notevolmente l'efficienza energetica dell'impianto di produzione del vetro, riducendo le emissioni di CO₂ e aprendo la strada a ulteriori incentivi.

15.4 Produzione di energia elettrica dal calore residuo dal processo di produzione del cemento



Località: Fieni, Romania

Stato: impianto in funzione da Luglio 2015

Potenza: 3.8 MWe

Carpatcement Holding SA è uno dei principali produttori di cemento in Romania.

Il forno per la produzione di cemento di Carpatcement ha una capacità produttiva di 3.500 t/d di clinker e ha installato una soluzione efficiente per sfruttare i gas di scarico che si formano dopo il processo produttivo.

Il gas di scarico (proveniente dal forno per la produzione di cemento) e l'aria di raffreddamento del clinker vengono recuperati attraverso un circuito di olio termico che alimenta una singola unità ORC. Quest'ultima produce circa 3,8 MWe, accoppiato a un condensatore raffreddato ad aria. L'energia elettrica prodotta viene consumata internamente al cementificio, diminuendo così la domanda di elettricità presa dalla rete nazionale.

16. Il Coordinamento FREE e il gruppo di lavoro Cogenerazione

ispetto ad altre soluzioni impiantistiche, la cogenerazione è un investimento capital intensive e il suo sviluppo e la sua diffusione sono quindi maggiormente influenzati dal quadro legislativo ed economico in cui si opera.

Uno scenario incerto porta inevitabilmente gli investitori a ragionare su scenari di medio breve termine, che spesso portano a soluzioni non ottimali dal punto di vista economico/energetico.

Il DM 5 settembre 2011, con la relativa procedura di emissione dei "TEE CAR" è ancora un valido dispositivo di promozione della cogenerazione, ma dopo dieci anni l'evoluzione del quadro normo-legislativo sembra non essere più così favorevole alla cogenerazione.

Le incertezze sulla stabilità del quadro e le difficoltà riscontrate da molti operatori nell'ottemperare a regole spesso poco chiare sono un disincentivo alla realizzazione d'impianti di cogenerazione, situazione questa paradossale, se confrontata con gli ambiziosi obiettivi che ci aspettano al 2030.

Per questo motivo il Coordinamento FREE ha deciso di creare un gruppo di lavoro dedicato alla cogenerazione, al fine di instaurare con le Istituzioni un dialogo costruttivo che faciliti il raggiungimento dei predetti obiettivi:

• il recente DM 21 maggio 2021 sui TEE introduce delle misure utili a rilanciare l'offerta, ma sarà fondamentale una reale azione di supporto e promozione da parte di MiTE e GSE affinché questo accada veramente. I nuovi obiettivi per il quadriennio 2021-24, fortemente ridotti rispetto a quelli degli anni precedenti, possono essere accettati considerando lo stato del meccanismo dei TEE e la relativa capacità di generare titoli, ma non sono in linea con gli obiettivi nazionali al 2030 e, soprattutto, con la necessità di spingere efficacemente la realizzazione di interventi di efficientamento energetico come elemento fondamentale per rilanciare la competitività dell'industria nazionale e per evitare che subisca l'aumento dei costi legato all'emission trading e alle tensioni geopolitiche sul prezzo delle materie prime;

- alla luce degli obiettivi 2030, le agevolazioni concesse alle industrie energivore vanno accompagnate da misure in grado di promuovere adequatamente la realizzazione di interventi di razionalizzazione energetica, in particolare presso le PMI e le imprese sotto la soglia di nomina dell'energy manager. La reale competitività dell'industria si ottiene e mantiene nel lungo periodo facilitando la riduzione del fabbisogno di energia e altre risorse nei processi manifatturieri e nelle relative filiere. Riteniamo dunque utile la previsione dell'intervento di efficientamento energetico obbligatorio da parte degli energivori introdotto dal D.Lgs. 102/2014, per quanto sarebbe stato meglio richiederlo per tutti le misure individuate dalle diagnosi energetiche sotto una certa soglia di pay-back time. Si ritiene che sarebbe ancora più efficace promuovere una certificazione ISO 50001 estesa fra tutti gli energivori, in quanto garantirebbe un miglioramento continuo su questi temi e il raggiungimento di risultati migliori, con ricadute anche sui costi dell'emission trading;
- calibrare con oculatezza ipotizzabili provvedimenti strutturali relativi all'eventuale trasferimento degli Oneri di Sistema sulla fiscalità generale, al fine di rendere compatibile un tale profondo cambiamento con gli investimenti in efficienza energetica e cogenerazione e di evitare di far venir meno il vantaggio dello spark spread;
- il meccanismo delle aste, annunciato nel DM 21 maggio 2021 all'art. 7, deve essere uno strumento in affiancamento ai certificati bianchi e non in competizione. Tale strumento potrebbe essere molto efficace per stimolare interventi di efficientamento energetico oggi non adeguatamente remunerati con i CB e necessari per riqualificare sia i prodotti, sia i processi produttivi nell'ottica della sostenibilità. Si ritiene, pertanto, che la strutturazione delle aste (per tipologia di intervento, per settore, ecc.) e il prezzo della/e base/i d'asta debba essere adeguato a stimolare efficacemente gli interventi ammessi all'incentivo, potendo assumere valori anche multipli dell'attuale prezzo dei CB;
- il meccanismo dei certificati bianchi andrebbe rafforzato per promuovere maggiormente tecnologie di recupero termico da processi industriali

e anche da stazioni di compressione del gas. L'incremento dell'impiego di tali tecnologie rappresenta un reale misura per stabilizzare i costi dei fabbisogni energetici delle industrie, contribuendo nel contempo a contrastare gli effetti di eventuali aumenti dei prezzi dell'energia elettrica e del gas;

- la microcogenerazione è uno strumento il cui potenziale è ancora inespresso, inoltre la burocrazia, nonostante gli interventi di questi anni, rappresenta ancora una forte barriera alla sua diffusione. Auspichiamo che con la regolamentazione delle LEC e un'ulteriore semplificazione burocratica possa esprimere in pieno il proprio potenziale;
- per il corretto conseguimento degli obiettivi al 2030, porre attenzione alle modalità di individuazione dei limiti in atmosfera, segnatamente di CO₂, degli impianti di cogenerazione al fine di rendere effettivamente confermata e incentivata la loro competitività nella comparazione con i cicli termodinamici stand-alone;
- cogenerazione e fonti rinnovabili sono un connubio vincente, che merita di essere maggiormente favorito. L'attuale quadro normativo le vede invece in competizione, a danno dello sviluppo di entrambi. Serve un quadro normativo che lavori sinergicamente e favorisca la cogenerazione da rinnovabili;
- una riflessione sul parco impianti cogenerazione a biomassa esistente va fatta, anche nell'ottica 2030. Al termine del graduale periodo di incentivazione, appare interessante riconsiderare l'estensione dell'apporto virtuoso di alcune unità, soprattutto le più efficienti, in alternativa alla disattivazione di linee produttive. Nel caso di impianti ancora performanti, lontani dalla fine della vita utile, arrestare la produzione potrebbe comportare una notevole perdita, e forse anche allontanare la possibilità di raggiungere i target FER previsti dal PNIEC al 2030. In assenza di misure incentivanti di sostegno, senz'altro da ripensare in termini di intensità, anche impianti dichiarati essenziali per la stabilità della rete elettrica potrebbero vedersi costretti a limitare o fermare la produzione, con prevedibili conseguenze per le filiere locali e per l'indotto;
- in coerenza con le azioni virtuose della maggior parte delle aziende industriali, che si sono dotate di obiettivi di decarbonizzazione, confermare la possibilità di acquisto delle GO-Garanzie di Origine sul mercato, che diventa altresì premiante per la cogenerazione – soprattutto sotto

l'aspetto di produzione di calore in modo efficiente – e contribuendo al recupero di competitività di interi settori industriali;

• gli interventi di efficienza energetica, cogenerazione inclusa, potrebbero esprimere il meglio delle loro potenzialità in un sistema che premi le riduzioni di emissioni. Si risolverebbe così il paradosso "sono efficiente, quindi consumo di più", che riduce l'efficacia degli interventi.

17. Considerazioni conclusive

a cogenerazione è un processo che permette di ottenere contemporaneamente energia elettrica e calore. Ciò consente significative riduzioni di consumi ed emissioni rispetto alla produzione separata.

Il Coordinamento FREE ha creato un gruppo di lavoro dedicato alla cogenerazione, al fine di condividere e avanzare proposte alle istituzioni, per creare un quadro favorevole allo sviluppo di questa preziosa risorsa.

Gli obiettivi del DM 21 maggio 2021 sono troppo limitati per fungere da stimolo al rilancio degli investimenti in efficienza energetica nell'industria. Si confida che le misure introdotte dal decreto, insieme a un supporto efficace da parte del GSE, riescano a rilanciare l'offerta e che il meccanismo di market stability sia messo in atto rapidamente.

Tenendo conto del principio *Energy efficiency first* si ritiene fondamentale che gli sconti agli energivori siano abbinati a interventi di efficientamento energetico obbligatorio da parte degli stessi, come già previsto dal D.Lgs. 102/2014, ma meglio ancora ad un'efficace diffusione della norma ISO 50001, la cui adozione da parte delle imprese agevolate dovrebbe essere adeguatamente supportata dal MiTE e dalle agenzie collegate.

Le aste dovrebbero essere un meccanismo in affiancamento ai CB e non in competizione.

Il valore dei titoli conseguiti con le aste dovrebbe consentire di remunerare adeguatamente interventi costosi e complessi, oggi non supportati adeguatamente dallo schema dei CB, mediante la definizione di adeguate basi d'asta.

Rafforzare il sistema incentivante per il recupero termico da processi industriali, e da stazioni di compressione del gas.

La microcogenerazione necessita di ulteriori semplificazioni per potersi diffondere, semplificazioni che potrebbero effettuarsi contestualmente alla diffusione delle Comunità Energetiche.

È importante promuovere la cogenerazione alimentata da fonti rinnovabili, sia per l'utilizzo nei nuovi impianti, sia per l'ammodernamento del parco cogenerativo esistente. Cogenerazione e FER non devono inoltre essere viste come soluzioni in concorrenza tra loro, ma come opzioni fondamentali per la decarbonizzazione.

Riconsiderare l'estensione dell'apporto nell'ottica 2030 di alcune unità del parco impianti cogenerazione a biomassa esistente, soprattutto le più efficienti, in alternativa alla disattivazione di linee produttive.

La cogenerazione potrebbe essere valorizzata anche in un sistema che premi la riduzione delle emissioni inquinanti.

Si ribadisce la necessità di disporre di un quadro normativo stabile nel lungo periodo, necessario per stimolare e favorire investimenti in efficienza energetica, e con una durata compatibile con il ciclo di vita degli impianti.





Position paper FREE COGENERAZIONE E RECUPERI TERMICI

Coordinatore generale

Marco Marchisi

Coordinamento di segreteria

Roberto Murano

Coordinamento editoriale Cooperativa Econnection

Sergio Ferraris

Editing

Ester Stefania Lattanzio

Progetto grafico / impaginazione

Marco Giammaroli

Tipografia Giammarioli www.tipografiagiammarioli.com

Ottobre 2021

