

POLITECNICO DI TORINO

Collegio Ingegneria Energetica

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

# Miglioramento delle Prestazioni Energetiche e Ambientali di un'Azienda del Settore Farmaceutico

Analisi Energetica, Dimensionamento di Impianti Cogenerativi e  
Proposte Integrative con Fonti Rinnovabili



**Relatore:**

Salvatore Mancò

**Candidato:**

Federica Bugarin

Dicembre 2018

Anno accademico 2018/2019







## Sommario

1	Introduzione .....	1
1.1	Panoramica sulla sostenibilità .....	3
1.1.1	Sustainability Goals .....	3
1.1.2	L'accordo di Parigi.....	5
1.1.3	L'impegno dell'Unione Europea.....	5
1.1.4	L'Italia.....	6
2	Chiesi Farmaceutici S.p.A.....	7
2.1	Produzione .....	7
2.2	Consumi energetici principali.....	9
2.3	Utilizzi principali dell'energia.....	10
3	Analisi dei Consumi.....	15
3.1	Analisi preliminare dei consumi.....	15
3.1.1	Energia elettrica .....	15
3.1.2	Energia Termica .....	17
3.1.3	Energia Frigorifera .....	19
3.1.4	Consumi anno 2017.....	21
3.2	Caratterizzazione energetica.....	24
3.2.1	Energy Driver.....	25
3.2.2	Ricerca di un legame lineare tra energia ed energy driver .....	28
3.2.3	Energia Elettrica.....	30
3.2.4	Energia Termica .....	36
3.2.5	Validazione del modello .....	40
3.3	Indici di consumo .....	43
3.4	Proposta di efficienza .....	48
4	Dimensionamento Impianti Cogenerativi. ....	52
4.1	Introduzione alla cogenerazione.....	52
4.2	Introduzione alla trigenerazione .....	54
4.3	CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) e certificati bianchi (CB).....	56
4.4	Dimensionamento impianto cogenerativo .....	63
4.4.1	Curve di carico .....	64
4.4.2	Analisi preliminare.....	66
4.4.3	Modello B.....	72

4.4.4	Modelli C2 e D1 .....	79
4.4.5	Modello T.....	85
4.4.6	Confronto tra le soluzioni.....	89
5	Applicazione di risorse rinnovabili .....	98
5.1	Fotovoltaico .....	98
5.2	Solare termico.....	105
5.3	Eolico.....	110
5.4	Pompe di calore .....	115
5.5	Free-Cooling.....	119
5.6	Auto elettriche .....	123
6	Conclusioni .....	131
7	Bibliografia .....	136
8	Indice delle figure .....	139
9	Indice delle tabelle .....	143

## Executive Summary

Lo scopo della tesi è presentare le possibilità di miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali di un'azienda del settore farmaceutico, partendo dall'analisi dei consumi per approdare all'analisi di fattibilità economica di impianti di cogenerazione e trigenerazione, tenendo anche conto delle possibilità offerte dalle energie rinnovabili. L'azienda si è posta come obiettivo quello di avere un impatto ambientale e sociale positivo, in linea con gli impegni presi dall'ONU nel 2015. Per questo motivo nella valutazione delle soluzioni individuate, accanto agli aspetti economici, saranno sempre valutati gli impatti ambientali.

Si è partiti quindi da un'analisi dei consumi dello stabilimento per identificare i processi più energivori. Poiché all'interno del sito non erano ancora presenti misuratori specifici nell'area caldaie, l'attività di monitoraggio è stata effettuata a livello macroscopico e si sono identificati i driver che influenzano i consumi di energia.

Il consumo elettrico risulta essere fortemente legato alle condizioni climatiche in estate, a causa del maggior fabbisogno di energia frigorifera, mentre durante il resto dell'anno dipende in misura più rilevante dalle ore in cui vi è attività di produzione.

Il consumo termico, invece, è strettamente influenzato durante tutto l'anno dalle condizioni climatiche, poiché la maggior parte dell'energia termica è utilizzata dagli impianti di climatizzazione.

Il fatto che entrambi i consumi siano molto legati alle condizioni climatiche è dovuto agli elevati standard di qualità dell'aria richiesti, che obbligano lo stabilimento a trattare circa 745'000 m<sup>3</sup>/h di aria. I risultati ottenuti per questa azienda sono in accordo con quelli presentati nel 2011 da Gale. A. Boyde che ha cercato di sviluppare degli indicatori di efficienza energetica per gli impianti dell'industria farmaceutica. [[Gale. A. Boyde, 2011](#)]

Sono stati quindi calcolati gli indici di consumo. È emerso che i consumi sono caratterizzati da un'elevata quota fissa, aggravata dalla forte dipendenza dalle condizioni climatiche. Per ridurre i costi energetici per unità di prodotto si potrebbe agire in due modi:

- ridurre la quota fissa di consumo; per fare ciò sarebbe opportuno riuscire ad effettuare un'analisi dei consumi a livello di linea produttiva per identificare i passaggi più energivori su cui intervenire, o a livello di gestione o a livello d'impianto;
- aumentare il livello di saturazione degli impianti.

Poiché il driver che più di tutti influenza i consumi è di tipo climatico ed è quindi legato agli impianti di condizionamento, la proposta di efficientamento energetico identificata punta a diversificare la quantità di aria ricircolata (e quindi già trattata) in settimana e nei weekend. L'idea è quella di lavorare a ricircolo completo nei locali idonei e nei periodi di chiusura (corrispondenti ai fine settimana), andando quindi a eliminare i costi di trattamento dell'aria esterna.

In questo modo si ottiene un risparmio energetico di 996'700 kWh/anno, di cui il 48% derivato dal risparmio di energia elettrica, legato alla minor richiesta di energia frigorifera, e del 52% legata alle batterie calde. Il risparmio economico complessivo è di 84'908 €/anno di cui 68'796 €/anno derivanti dall'energia elettrica, in quanto il costo di un kWh<sub>e</sub> è circa 5 volte superiore a quello di un kWh<sub>t</sub> derivante da gas metano.

La CO<sub>2</sub> complessivamente risparmiata è circa 250 ton/anno. La quota relativa all'energia elettrica, circa 150 ton/anno, va a ridurre le emissioni a livello globale, mentre quella legata al gas naturale va a diminuire le emissioni locali.

Si è poi passati allo studio di fattibilità di un impianto CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento). Si sono confrontate nove diverse soluzioni che differiscono per:

- motore primo (motore a combustione interna MCI o turbina a gas);
- taglia del MCI (1000, 1500 e 2000 kW);
- utilizzo dell'energia termica (produzione di sola acqua calda o acqua calda e vapore);
- possibilità di fare trigenerazione in estate, quando la richiesta di energia termica è ridotta, usando un assorbitore a singolo effetto.

Come motori a combustione interna sono stati scelti tre motori Jembaker di taglie diverse che presentano rendimenti elettrici maggiori rispetto alla turbina e un rapporto di cogenerazione poco superiore a 1, ma dal punto di vista ambientale sono molto impattanti e richiedono l'installazione di un sistema di abbattimento per gli inquinanti.

In alternativa è stata proposta una turbina a gas Capstone, che permette di combinare fino a 5 moduli da 200 kW per raggiungere una potenza massima di 1000 kW. Le turbine, pur avendo un rendimento elettrico più basso, hanno un rapporto di cogenerazione più elevato e permettono una combustione più pulita, non necessitando di un sistema di abbattimento.

Per quanto riguarda il gruppo frigorifero ad assorbimento, si è scelto di utilizzare dei valori standard di rendimento e, avendo a disposizione acqua calda a 80°C, l'efficienza della macchina frigorifera è circa del 65%.

Si sono effettuate due analisi: una preliminare su base oraria e una di dettaglio su base annuale.

Dalla prima è emerso che il risparmio economico è principalmente legato all'autoproduzione di energia elettrica, quindi è maggiore in quelle configurazioni in cui la potenza elettrica del motore è più elevata, ma allo stesso tempo ci potrebbero essere maggiori dissipazioni termiche nei mesi estivi. Il risparmio economico cala nel caso dell'utilizzo dell'energia termica per le soluzioni di trigenerazione, in quanto l'EER (Efficiency Energy Ratio) medio dei gruppi già installati è pari a 4,22, mentre quello del gruppo ad assorbimento è solo 0,65. Il risparmio elettrico così ottenuto, valido per altro solo nei mesi estivi, non è elevato come nei mesi invernali e la spesa legata all'installazione del nuovo gruppo frigorifero non è rapidamente ammortizzabile.

In tutti i casi le emissioni globali della nuova centrale sono inferiori rispetto a quelle attuali. Considerando un funzionamento a pieno regime, le configurazioni in cui la potenza elettrica del motore è maggiore sembrano avvantaggiate, perché le emissioni legate all'acquisto di elettricità dalla rete sono 1,64 volte superiori a quelle derivanti dall'autoproduzione in caso di combustione di gas. In condizioni estive la trigenerazione non permette di ridurre le emissioni, poiché il risparmio di energia elettrica è limitato e, nonostante il fattore di emissione nazionale sia superiore a quello del gas naturale, non basta a compensare le emissioni della combustione.

Sempre all'interno dell'analisi preliminare, si sono fatte delle stime per valutare il comportamento delle configurazioni in caso di modulazione.

In inverno è legata alla ridotta richiesta di elettricità, causata da un fabbisogno inferiore di energia frigorifera. Ciò comporta una diminuzione anche nella produzione di calore e quindi una più bassa disponibilità di potenza termica che non necessita di essere dissipata. Il risparmio economico è inferiore a quello nominale, perché si produce una quantità inferiore di energia e lo stesso vale per il risparmio nelle emissioni di CO<sub>2</sub>.

In estate la modulazione elettrica non è rilevante e, anche se diminuisce un po' la produzione di calore, questa risulta frequentemente superiore alla media della potenza richiesta, motivo per cui è necessario dissipare il calore in surplus. Ciò implica che, sebbene il risparmio economico non diminuisca in modo sensibile, poiché un'ampia quota di elettricità viene comunque autoprodotta, le emissioni di CO<sub>2</sub> crescano rispetto al caso invernale, seppur mantenendosi al di sotto di quelle attuali. Le configurazioni con taglia del motore da 2000 kW risultano essere molto sensibili alla variazione di richiesta termica. Nel caso in cui essa diminuisca strutturalmente a seguito d'interventi volti al risparmio di energia termica, come ad esempio la sostituzione delle batterie calde con batterie funzionanti a bassa temperatura, la quota di energia dissipata aumenterebbe incrementando le emissioni. Queste configurazioni, inoltre, a seguito delle taglie più grandi e delle complicazioni impiantistiche legate all'inserimento dell'assorbitore, sono le più onerose a livello di costi d'installazione e di manutenzione.

In conclusione, le configurazioni di maggior interesse risultano essere quelle di taglia media (1500 kW), che permettono di conciliare durante l'intero anno solare il risparmio economico e quello di CO<sub>2</sub> senza importanti variazioni.

All'interno dell'analisi di dettaglio, si sono studiate non solo le configurazioni più promettenti, ma anche i casi:

- MCI da 2000 kW con produzione di acqua calda e vapore, perché dall'analisi preliminare è sembrata essere comunque interessante;
- trigenerazione con produzione di acqua calda e vapore per esaminare un caso di trigenerazione;
- turbina a gas con produzione di acqua calda e vapore, per confronto con le altre soluzioni, alla luce dei possibili benefici ambientali.

Poiché non è nota la suddivisione del consumo di gas naturale per la produzione di acqua e vapore, sono state considerate tre possibilità nella fase di sviluppo dei modelli. Visto che l'azienda era interessata a conoscere le caratteristiche dell'impianto nel caso di consumo di gas 35% per la produzione di acqua e 65% per la produzione di vapore, il confronto delle soluzioni all'interno dell'analisi di dettaglio è stato fatto sulla base di questa ripartizione.

A livello economico, se si esamina solo l'acquisto dell'energia, continuano ad essere preferibili le configurazioni con taglia maggiore, perché la quota di elettricità autoprodotta è più elevata e dunque il risparmio economico è più alto. Tuttavia, sono anche le configurazioni che a livello impiantistico richiedono i costi d'investimento maggiori.

È stato, poi, valutato il PBT (Pay Back Time) tenendo anche conto dei ricavi legati alla vendita dei certificati bianchi. Dopo questa analisi le soluzioni migliori risultano essere quelle con MCI di taglia 2000 kW e 1500 kW che producono acqua calda e vapore, perché hanno circa gli stessi tempi di rientro dell'investimento.

Poiché l'azienda è interessata, entro il 2020, ad acquistare solo energia elettrica verde dalla rete, è stato fatto un confronto tra l'acquisto di energia verde e la parziale autoproduzione con il cogeneratore. Le uniche configurazioni che vanno a ridurre le emissioni globali rispetto alla situazione attuale sono quelle con MCI di taglia 2000 kW e 1500 kW che producono acqua calda e vapore e in ogni caso le emissioni risultano maggiori rispetto al caso di acquisto di energia verde.

A livello locale le emissioni di CO<sub>2</sub> aumentano in tutti i casi, a causa della quota di gas bruciata in più per produrre energia elettrica. Il MCI di taglia 2000 kW, rispetto a quello di taglia 1500 kW emette il 31% in più di CO<sub>2</sub>. Se la differenza di fabbisogno tra le due configurazioni fosse coperta attraverso l'acquisto di energia verde, le emissioni sarebbero pari solo al 10% in più.

In conclusione, la soluzione che appare ottimale sia dal punto di vista economico sia ambientale è la configurazione con MCI di taglia 1500 kW con produzione di acqua e vapore, che permette di avere un buon risparmio economico sull'acquisto dell'energia pari a 1,2 milioni di €/anno, senza necessità di modulare la potenza elettrica e quindi evitando il calo di rendimento legato alla modulazione. Questa configurazione è, inoltre, quella che presenta la minima necessità di dissipazione termica ed è, quindi, in grado di accedere alla qualifica CAR, senza la necessità di ricorrere alla macchina virtuale. Mostra, poi, il valore più elevato di energia primaria risparmiata, comportando la più alta riduzione di emissioni annue pari a 675,7 ton/anno.

Sono infine stati effettuati studi solo preliminari relativi alla possibile applicazione delle seguenti tecnologie: moduli fotovoltaici, collettori solari, turbine eoliche, pompe di calore, free-cooling e auto elettriche.

Delle tecnologie sopracitate sembrano più promettenti il fotovoltaico, l'applicazione del free-cooling e le auto elettriche.

Al contrario il solare termico, pur producendo 40 MWh in un anno e contribuendo al risparmio di 7,8 ton/anno di CO<sub>2</sub>, sembra coprire solo lo 0,19% del fabbisogno di energia termica e, a causa del basso costo del gas, l'investimento non sembra poter rientrare durante la vita dell'impianto.

Per quanto riguarda l'eolico, Parma non si trova in una posizione favorevole per l'installazione di pale eoliche, poiché la velocità del vento è per la maggior parte dell'anno inferiore ai 5 m/s. Si è allora cercato se nelle aree limitrofe fossero già presenti parchi eolici per valutarne la producibilità. Utilizzando per effettuare la stima l'Atlante Eolico Italiano, è emerso che, volendo seguire l'esempio di Google che acquista energia eolica dal parco Tellenes Vindpark in Norvegia, le turbine attualmente installate al passo della Cappelletta, parco eolico più vicino, non sembrano essere competitive rispetto alle altre forme di energia verde presenti sul mercato.

Riguardo la tecnologia delle pompe di calore si sono esaminate due possibilità, scegliendo due macchine che usassero come sorgente fredda l'aria. La prima è in grado di produrre acqua calda a 75°C, ma i dati tecnici erano lacunosi. Nonostante ciò si è portato avanti uno studio approssimato con i seguenti risultati: la macchina dovrebbe lavorare per il 76% dell'anno, producendo 223,2 MWh/anno con un risparmio di sole 8,67 ton/anno di CO<sub>2</sub>. Economicamente i costi legati all'acquisto dell'elettricità per il funzionamento della macchina superano il risparmio derivante dal minor acquisto di gas di 8'390 €/anno.

Per poter affinare lo studio si è presa in considerazione un'altra pompa di calore per cui erano disponibili maggiori dati tecnici, che però produce acqua a 45°C. Attualmente le batterie calde lavorano con acqua a 75°C e questa seconda macchina potrebbe essere installata solo a condizione di sostituire le attuali batterie con altre a bassa temperatura. Poiché il  $\Delta T$  dell'acqua tra l'ingresso e l'uscita delle batterie calde è il medesimo, la potenza richiesta per scaldare l'acqua è la stessa, quindi i consumi di gas legati al riscaldamento dell'acqua per le batterie non cambierebbero. La macchina sarebbe in grado di produrre 1645 MWh di energia, portando al risparmio di 160 ton/anno di CO<sub>2</sub>. Anche in questo caso, però, il risparmio economico sull'acquisto del gas non compensa il costo legato all'acquisto dell'elettricità con un aggravio di spesa pari a 19'283 €/anno.

Venendo ora al fotovoltaico, scegliendo dei moduli in silicio monocristallino del Gruppo BenQ con un rendimento del 20,6% e 335 Wp e ricoprendo una superficie di circa 8935 m<sup>2</sup> con 3809 moduli, l'impianto produrrebbe 1596 MWh di energia elettrica pari all'8,2% del fabbisogno annuale. PVGIS 5, applicazione web utilizzata per effettuare le stime, è anche in grado di calcolare il costo dell'elettricità prodotta e per un impianto che duri almeno 25 anni il risparmio economico ammonterebbe a 37'521 €/anno, mentre la CO<sub>2</sub> non emessa sarebbe pari a 868 ton/anno.

Visto l'elevato consumo di energia elettrica anche nei mesi invernali, strettamente legato alla necessità di climatizzazione, l'energia frigorifera potrebbe essere prodotta attraverso il free-cooling, che utilizza le basse temperature dell'aria esterna per produrre acqua refrigerata. Il sistema è in grado di funzionare solo se la temperatura esterna è minore o uguale a 10°C, mentre negli altri casi si utilizzerebbero i gruppi frigo esistenti. Si

otterrebbe così un risparmio energetico di 411 MWh/anno ed economico di 56'524 €/anno con una riduzione delle emissioni di 129,5 ton di CO<sub>2</sub> all'anno.

In ultimo è stata analizzata la possibilità di sostituire l'attuale parco auto con veicoli elettrici. Sono state fatte tre ipotesi di sviluppo e penetrazione della tecnologia, che però a regime porterebbero tutte a un risparmio economico di 948'237 €/anno, grazie al basso costo del carburante e della manutenzione. Si otterrebbe poi una riduzione delle emissioni di 1628 ton/anno. A livello globale però si continuerebbero a emettere 715 ton/anno di CO<sub>2</sub>, legati all'acquisto di elettricità dalla rete.

# 1 Introduzione

Lo scopo della tesi è presentare le possibilità di miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali di un'azienda del settore farmaceutico, partendo dall'analisi dei consumi per approdare all'analisi di fattibilità economica di impianti di cogenerazione e trigenerazione, tenendo anche conto delle possibilità offerte dalle energie rinnovabili.

La tesi si inserisce all'interno del contesto della gestione dei sistemi energetici definito nella norma ISO 50001 "Sistemi di gestione dell'energia – Requisiti e linee guida per l'uso", che richiede di osservare e comprendere i consumi di un determinato sistema per ottimizzarli e di conseguenza ridurli il più possibile. L'attenzione nei confronti del consumo è diventata oggi fondamentale: non solo per aver maggior competitività sul mercato, ma anche perché a livello mondiale è sempre più richiesto alle aziende di impegnarsi in ambito ambientale e sociale.

L'azienda presso cui ho effettuato il lavoro di tesi è la Chiesi Farmaceutici S.p.A., gruppo internazionale con sede a Parma, fortemente orientato verso la ricerca, lo sviluppo, la produzione e il commercio di prodotti innovativi per l'apparato respiratorio e per altri ambiti specialistici.

L'obiettivo dell'azienda è affiancare alla ricerca dei risultati l'operare con responsabilità dal punto di vista sociale e da quello ambientale.

Le politiche ambientali e sociali dell'azienda sono in linea con gli impegni presi dall'ONU nel settembre 2015, che all'interno del summit ha identificato 17 obiettivi per rendere il mondo più sostenibile entro il 2030.

Tra questi si trova un punto riguardante l'ambito energetico, a cui è richiesta l'espansione anche nelle aree più povere del mondo e la riduzione dell'intensità energetica laddove invece ce n'è in abbondanza e viene sprecata.

Va inoltre ricordato che il settore energetico è per sua natura uno dei maggiori emettitori di CO<sub>2</sub>. Controllare e migliorare l'utilizzo dell'energia è quindi fondamentale per combattere i cambiamenti climatici e la modifica degli ecosistemi di tutto il mondo.

Inoltre, all'interno di questo scenario mondiale, stanno emergendo le B-Corp: aziende for profit che hanno come obiettivo non solo il profitto, ma anche un impatto positivo sulla società. Il movimento nato negli USA nel 2006 è in continua espansione ed è approdato anche in Italia, che dal 2016 riconosce le Benefit Corporation.

Questi sono i motivi per cui all'interno dell'analisi le implicazioni di carattere ambientale di una tecnologia saranno uno dei nodi fondamentali per la scelta e la possibilità d'investimento oltre al possibile beneficio economico.

La tesi si compone di tre parti:

- Analisi energetica dei consumi
- Analisi di fattibilità di sistemi di cogenerazione e trigenerazione
- Panoramica generale sulla possibilità d'impiego delle energie rinnovabili

In questo capitolo si riporta un breve quadro delle politiche energetico-ambientali a livello mondiale, europeo e italiano.

Nel secondo capitolo viene presentata l'azienda con la descrizione delle linee produttive, dei principali vettori energetici e del loro utilizzo.

Nel terzo capitolo si effettua l'analisi dei consumi, sono presentate le caratterizzazioni energetiche per l'energia elettrica e termica, vengono calcolati gli indici di consumo e costruiti i diagrammi universali. In ultimo è presentata una proposta per migliorare l'efficienza dei consumi.

Nel quarto capitolo viene riportata l'analisi di fattibilità relativa alla convenienza d'installazione di un impianto cogenerativo o trigenerativo.

Nel quinto capitolo sono riportati gli studi preliminari che riguardano la possibile applicazione delle seguenti tecnologie: moduli fotovoltaici, collettori solari, turbine eoliche, pompe di calore, free cooling e auto elettriche.

Nel sesto capitolo sono riportate le conclusioni finali.

## **1.1 Panoramica sulla sostenibilità**

Per sostenibilità s'intende la condizione di uno sviluppo in grado di assicurare il soddisfacimento dei bisogni della generazione presente senza compromettere le possibilità delle generazioni future. Il concetto è stato introdotto per la prima volta nella conferenza ONU sull'ambiente nel 1972. Solo nel 1987, con la pubblicazione del rapporto Brundtland, è stato però definito con chiarezza l'obiettivo dello sviluppo sostenibile che, dopo la conferenza ONU su ambiente e sviluppo del 1992, è diventato il nuovo paradigma dello sviluppo stesso.

Con il passare del tempo il concetto si è evoluto e, partendo da una visione centrata preminentemente sugli aspetti ecologici, ha assunto un significato più globale, che tiene conto non solo della dimensione ambientale, ma anche di quella economica e sociale. Attualmente la sostenibilità racchiude in sé l'idea di un benessere ambientale, sociale ed economico preferibilmente crescente, con la prospettiva di lasciare ai posteri una qualità della vita non inferiore a quella attuale. [[ARPA, 2014](#)]

### **1.1.1 Sustainability Goals**

Il 25 settembre 2015 l'Organizzazione Internazionale delle Nazioni Unite, ha identificato 17 obiettivi (goals) per rendere il mondo più sostenibile entro il 2030.

Gli obiettivi sono volti a diminuire la fame nel mondo, distribuire meglio le risorse idriche, far uscire i paesi sottosviluppati dalla povertà e ridurre la mortalità infantile. Si intende inoltre incrementare l'uso di energie rinnovabili e la realizzazione di strutture resistenti ai cambiamenti climatici, oltre a migliorare l'educazione, diminuire le disuguaglianze di genere e far fronte al riscaldamento globale.

Gli obiettivi più strettamente legati al mondo dell'energia sono: il settimo "Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni", in quanto proprio energia ne è il soggetto, l'undicesimo "Rendere le città e gli insediamenti umani inclusivi, sicuri, duraturi e sostenibili", visto che tratta il tema dell'inquinamento urbano, il tredicesimo "Promuovere azioni a tutti i livelli per combattere il cambiamento climatico", poiché ad oggi i principali impatti del settore energetico si hanno sulla componente atmosfera e il quattordicesimo "Conservare e utilizzare in modo durevole gli oceani, i mari e le risorse marine per uno sviluppo sostenibile", dato che l'acidificazione degli oceani mette a repentaglio gli ecosistemi di tutto il mondo.

Si riportano di seguito le valutazioni relative ai goals sopracitati redatte dall'ONU.

L'obiettivo 7 richiede di espandere ulteriormente l'accesso all'elettricità e combustibili puliti per il settore alimentare, oltre che ad aumentare l'efficienza energetica e la quota di FER (Fonti Energetiche Rinnovabili). I progressi in questi campi non sono sufficienti a raggiungere il target entro il 2030, motivo per cui servono più finanziamenti e politiche a favore, oltre alla volontà di abbracciare nuove tecnologie.

Poiché entro il 2030 il numero di persone che vivranno in città sarà di 5 miliardi e questa rapida urbanizzazione porterà a problemi enormi quali: il numero di abitanti nelle baraccopoli, l'aumento dell'inquinamento atmosferico, l'inadeguatezza dei servizi e delle strutture di base, l'obiettivo 11 mira a rendere le città meno vulnerabili attraverso l'uso della pianificazione e gestione urbana.

Pone l'attenzione, inoltre, sulla cattiva qualità dell'aria in ambiente urbano, che minaccia la salute della maggior parte degli abitanti delle città: 9 abitanti su 10 non respirano aria pulita, ovvero aria che si trova in linea con i livelli massimi di inquinanti suggeriti dall'Organizzazione Mondiale della Sanità, per cui il valore limite di PM<sub>2,5</sub> è 10 µg/m<sup>3</sup>.

L'obiettivo 13 riguarda il cambiamento climatico che sta già avendo un profondo e allarmante impatto su tutto il mondo. Le temperature sono continuate ad aumentare nel 2016, raggiungendo il nuovo record (+1,1 °C rispetto all'era pre-industriale). L'estensione del ghiaccio marino è diminuita di 4,14 milioni di km<sup>2</sup> (il secondo record più basso fin ora registrato), i livelli di CO<sub>2</sub> hanno raggiunto le 400 ppm (nell'era pre-industriale erano 280 ppm e la soglia di sicurezza è fissata 350 ppm), le condizioni di siccità sono predominanti nel mondo, gli eventi metereologici estremi stanno diventando comuni e gli ambienti naturali come le barriere coralline stanno diminuendo a causa dell'acidificazione degli oceani.

Per queste ragioni i paesi del mondo hanno intrapreso un'azione sul clima siglando l'accordo di Parigi entrato in vigore il 4 novembre 2016.

L'obiettivo 14 prende in esame l'ecosistema marino. Gli oceani ricoprono circa i ¾ del pianeta, comprendono il più grande ecosistema della Terra e forniscono metà dell'ossigeno che respiriamo, agendo anche come regolatore sul clima. Gli impatti del cambiamento climatico, come l'acidificazione degli oceani, stanno però mettendo a repentaglio l'ecosistema, visto che gli oceani assorbono fino al 30% della CO<sub>2</sub> generata dall'uomo, mitigando l'aumento dell'effetto serra. Il costo ecologico di questa operazione è che la CO<sub>2</sub> altera la chimica del carbonato dell'acqua, riducendone il pH e indebolendo conchiglie, scheletri e coralli. [[United Nation, 2017](#)]

### 1.1.2 L'accordo di Parigi

Come già detto, l'accordo di Parigi, punta a rafforzare la risposta alla minaccia dei cambiamenti climatici, nel contesto dello sviluppo sostenibile. I mezzi individuati durante il COP21 (tenutosi nel 2015) sono stati:

1. mantenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli pre-industriali, proseguendo le azioni volte a limitare l'aumento a soli 1,5° C rispetto ai livelli pre-industriali. Ciò dovrebbe ridurre in modo significativo i rischi e gli effetti dei cambiamenti climatici;
2. aumentare la capacità di adattamento agli effetti del cambiamento climatico, promuovendo uno sviluppo resistente al clima e puntando a basse emissioni di gas ad effetto serra, per non minacciare la produzione alimentare;
3. dirigere i flussi finanziari verso uno sviluppo a basse emissioni di gas a effetto serra.

In questo modo si intende raggiungere per la metà del secolo un equilibrio tra le fonti di emissione antropiche e gli assorbimenti della CO<sub>2</sub>. Ogni stato dovrà preparare, comunicare e mantenere la sequenza di contributi determinati a livello nazionale che intende conseguire. La comunicazione avrà scadenza quinquennale e dovrà contenere:

- un inventario nazionale di fonti di CO<sub>2</sub>
- un inventario nazionale degli assorbitori di CO<sub>2</sub>
- i progressi compiuti

A questo proposito diventa quindi fondamentale preservare e migliorare i bacini di assorbimento di CO<sub>2</sub> che siano oceani o foreste, in modo da poter realizzare nel 2023 il primo bilancio globale di CO<sub>2</sub>. [[Ministero dell'Ambiente, 2016](#)]

### 1.1.3 L'impegno dell'Unione Europea

L'Unione Europea, col comunicato del 22 novembre 2016 avente oggetto: “Il futuro sostenibile dell'Europa: prossime tappe” e “L'azione europea a favore della sostenibilità”, ha ribadito di trovarsi completamente in linea con le direttive dell'ONU e in ambito energetico e climatico si è prefissata degli obiettivi da raggiungere entro il 2030:

- Ridurre le emissioni di gas serra del 40%
- Aumentare l'efficienza energetica del 30%

- Aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili del 27%
- Devolvere il 20% del bilancio a favore di interventi sul clima

Il pacchetto di iniziative mira a conseguire gli obiettivi in termini di efficienza energetica e FER per poter realizzare l'Unione dell'Energia. L'Unione Europea è il maggiore importatore di energia al mondo e in quanto tale è vulnerabile alle crisi di approvvigionamento. Per ridurre la dipendenza dai fornitori esterni ha deciso di puntare non solo sull'utilizzo di nuove energie e sull'efficienza energetica, ma anche sulla decarbonizzazione. [[Commissione Europea, 2016](#), [ENEA,2017](#)]

#### **1.1.4 L'Italia**

L'Italia si è attrezzata per mettersi in linea con l'Europa, ideando la Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile (SNSvS) dell'ottobre 2017, per declinare gli obiettivi strategici dell'Agenda 2030.

All'interno dell'allegato 1 dal titolo: "*Il posizionamento italiano rispetto ai 17 Obiettivi per lo Sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite*", si trovano i target che ci siamo proposti, gli indicatori per valutarli e una descrizione dei risultati fin ora raggiunti. Per raggiungere gli obiettivi dell'ONU sarà necessario iniziare a monitorare la quota di popolazione con accesso ad energia elettrica e termica pulita, migliorare la quota di FER utilizzata nel settore dei trasporti, continuare a migliorare l'efficienza energetica, monitorare l'impegno finanziario finalizzato ad aumentare gli investimenti in ricerca e innovazione e promuovere l'accesso universale all'energia sostenibile nei paesi in via di sviluppo.

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) è il mezzo per promuovere un'industrializzazione inclusiva e sostenibile e, a seguito della modifica della Direttiva dell'UE 95/2014, incoraggia le imprese a adottare pratiche sostenibili e a integrare le informazioni sulla sostenibilità nei loro resoconti annuali. Le certificazioni ISO 14001 e ISO 50001 potranno diventare un elemento cruciale, in quanto indicatori scelti per valutare il grado di sostenibilità delle aziende.

Gli obiettivi europei non sembrano però sufficienti a centrare gli obiettivi di Parigi, poiché seppure nel 2014 le emissioni totali di gas serra sono diminuite, i dati preliminari del 2015 mostrano un aumento delle emissioni totali di gas serra di circa il 2% rispetto all'anno precedente, e in particolare le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore energetico sono aumentate del 3%. [[Ministero dell'Ambiente, 2017](#)]

## 2 Chiesi Farmaceutici S.p.A.

In questo capitolo viene descritto brevemente il processo produttivo che avviene all'interno dell'azienda.

La Chiesi è una tra le prime 50 aziende farmaceutiche al mondo. L'attività produttiva si svolge in 3 impianti situati in Italia a Parma, in Francia a Blois e in Brasile a Santana de Parnaíba. [[Chiesi, 2018](#)]

L'azienda dispone di sistemi di gestione qualità (certificazione ISO 9001), gestione ambientale (certificazione ISO 14001) e sistema della sicurezza (certificazione OHSAS 18001), ma non ha ancora adottato un sistema di gestione specifico per l'energia (certificazione ISO 50001) né ha formalizzato una politica per la gestione dell'energia. Sono stati però già realizzati diversi interventi e strategie organizzative volte al risparmio energetico, in quanto ha in programma di ottenere la certificazione al più presto.

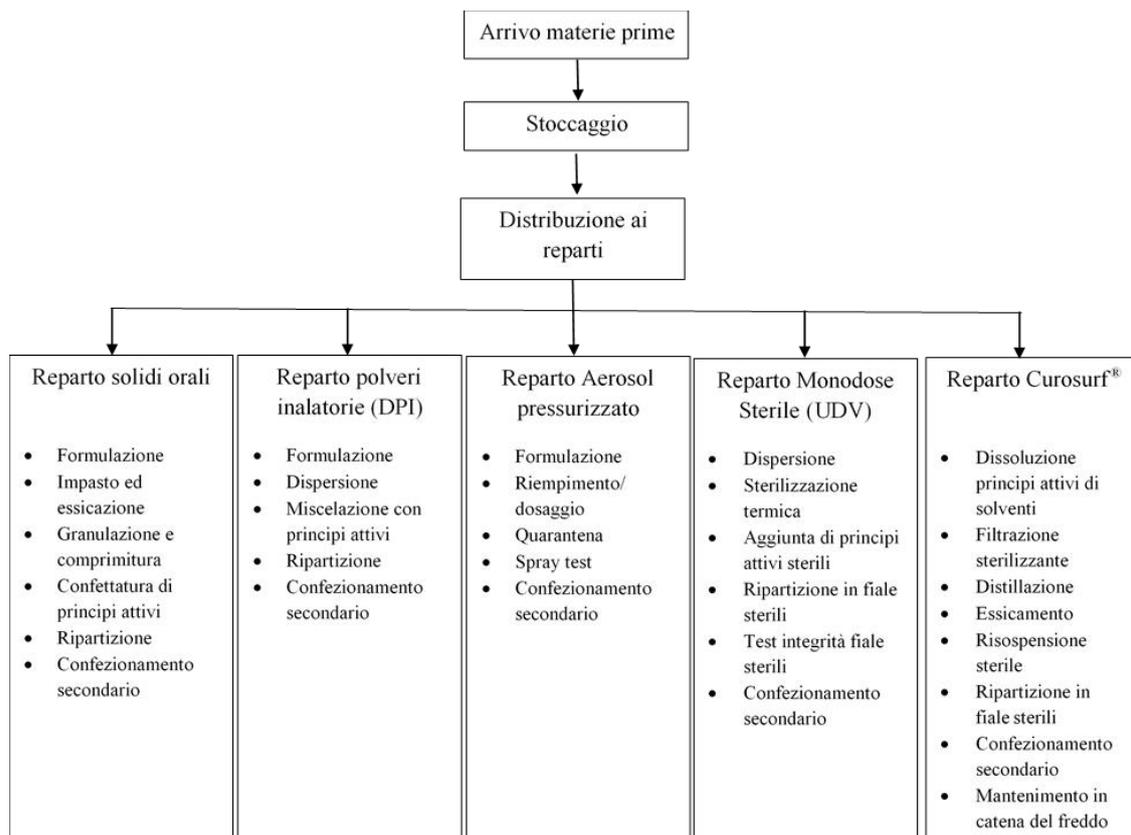
Viene monitorato il consumo elettrico a livello di sito produttivo e delle utenze principali. Nel sito di Via San Leonardo, in cui ho lavorato, sono installati diversi misuratori in grado di monitorare i consumi e la produzione di alcuni degli impianti maggiormente energivori.

### 2.1 Produzione

L'area delle Officine Farmaceutiche di Parma è il polo strategico per la produzione e la distribuzione dei prodotti che vengono esportati in settanta Paesi.

All'interno dello stabilimento si preparano le seguenti forme farmaceutiche:

- Aerosol pressurizzati MDI (Metered Dose Inhalers) con propellenti ecocompatibili (HFA);
- Sospensioni e soluzioni per inalazione confezionate in fiale sterili (UDV) prodotte attraverso la tecnologia BF&S;
- Polveri inalatorie DPI (Dry Powder Inhalers);
- Solidi orali (compresse e polveri granulari);
- Sospensioni sterili per uso neonatologico Curosurf<sup>®</sup>



**Figura 2.1.1: Schema processo produttivo**

Le materie prime, dopo l’iniziale stoccaggio, vengono distribuite nei quattro reparti principali dove vengono lavorate per ottenere:

- nel reparto solidi orali: compresse e granulari;
- nel reparto polveri inalatorie: polveri per inalazione;
- nel reparto aerosol pressurizzati: bombolette spray per inalazione;
- nel reparto monodose sterili: fialoidi per nebulizzazione e inalazione;
- nel reparto Curosurf®: fialoidi di sospensione sterile per instillazione endotracheobronchiale.

Le operazioni prevedono le seguenti fasi: preparazione del prodotto in bulk (polvere o liquido), successiva formulazione e ripartizione (dosaggio) e confezionamento primario e secondario.

Sono presenti anche laboratori di controllo qualità (chimico, fisico e microbiologico) e altri laboratori in cui avvengono principalmente le seguenti operazioni:

- Idrolisi;
- Esterificazione;
- Ossidazione;

- Estrazione;
- Solubilizzazione;
- Miscelazione;
- Sterilizzazione a secco e a vapore.

## **2.2 Consumi energetici principali**

All'interno del sito sono presenti 3 cabine con trasformatori MT/BT per l'approvvigionamento elettrico, due gruppi elettrogeni per l'alimentazione di back-up e tre unità UPS per garantire l'alimentazione ai carichi privilegiati.

Il carico termico dell'impianto si suddivide in:

- necessità di calore sottoforma di acqua calda (generata da due caldaie a gas) e vapore (generato da tre caldaie sempre a gas)
- necessità di freddo sottoforma di acqua refrigerata generata da gruppi frigoriferi.

L'acqua refrigerata è prodotta da nove gruppi frigoriferi.

Durante la fase di condensazione il fluido frigorifero scambia calore con l'acqua proveniente dalle torri evaporative, mentre durante la fase di evaporazione scambia calore con il circuito dell'acqua refrigerata che deve essere raffreddata.

I circuiti di distribuzione dell'acqua refrigerata sono quattro:

- Circuito 1 che serve i carichi di ventilazione dello stabilimento del 1989;
- Circuito 2 che serve i carichi di ventilazione dell'ampliamento del 1990 e il sopralzo con gli uffici;
- Il circuito del reparto Monodose Sterili;
- Il circuito del reparto Curosurf<sup>®</sup>

Di seguito è riportato lo schema del sistema di distribuzione dell'acqua refrigerata:

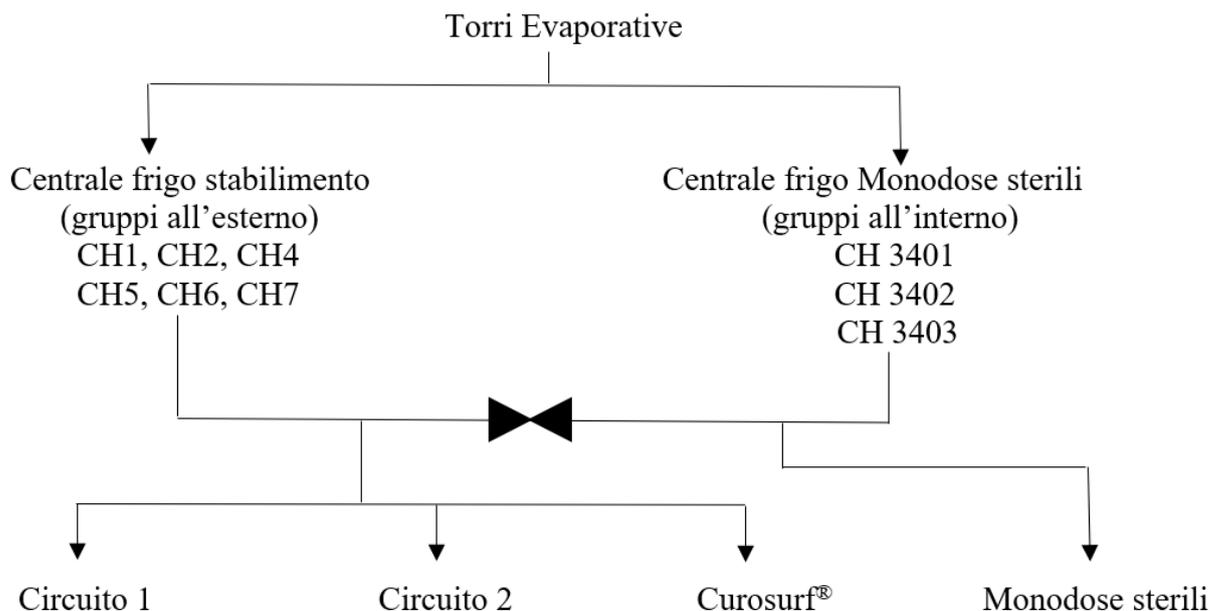


Figura 2.2.1: Schema distribuzione acqua refrigerata

Su ogni circuito è presente un microprocessore composto di due sonde di temperatura e un flussimetro. I dati sono raccolti ed elaborati dal sistema informatico Sauter, che in base alla richiesta di frigorifici decide quanti e quali gruppi mettere in funzionamento.

I dati di temperatura, portata e potenza sono disponibili attraverso l'interfaccia del BMS (Building Management System).

Attraverso una valvola è possibile mettere in collegamento l'acqua refrigerata prodotta dai gruppi frigoriferi esterni con quelli interni.

### 2.3 Utilizzi principali dell'energia

La maggior parte dei consumi è da attribuirsi agli impianti di climatizzazione (Heating, Ventilation and Air Conditioning, HVAC) che trattano un elevato numero di ricambi orari per rispettare i parametri di temperatura, umidità e contaminazione particolata richiesti per ciascuna forma farmaceutica lavorata.

Trattare l'aria implica un consumo di elettricità per i ventilatori di mandata ed espulsione, un consumo di acqua refrigerata all'interno delle batterie fredde per la deumidificazione e il raffreddamento e un consumo di energia termica sotto forma di acqua calda (nelle batterie calde) e vapore per le fasi di riscaldamento, post-riscaldamento e umidificazione.

Nelle tabelle seguenti sono riassunti i dati riguardanti le portate di aria trattate da ciascun sistema di condizionamento. Come si può osservare non tutte le aree servite prevedono una quota di ricircolazione per evitare l'accumulo di particelle potenzialmente dannose.

STABILIMENTO					
Sistema	Area servita	Aria est. PI	Aria ricir. PI	Tot aria	% ricircolo
		mc/h	mc/h	mc/h	
CDZ01	Solidi orali	80.000		80.000	0%
CDZ01A	Zona corridoio e servizi Monodose Sterile	11.540		11.540	0%
CDZ01A					
CDZ02 aggiunte n.3 UTA ribilanciato per 17000 anziche' 23'730	Centro Pesate	23.730		23.730	0%
CDZ02A	Confezionamento Spray	3.300	14.700	18.000	82%
CDZ02A		4.000			
CDZ03	Confezionamento Solidi		12.800	16.800	76%
CDZ04	Laboratori controllo qualità	25.000		25.000	0%
CDZ04A	Confez. Monodose Corridoi Uffici	22.150		22.150	0%
CDZ06A	Granulazione e Compresse	17.500		17.500	0%
CDZ06B	Pressurizzazione Corridoi Solidi			16.900	0%
CDZ07A	Laboratori Uffici Piano 1	25.460		25.460	0%
CDZ7B	Laboratori Uffici Piano 1 Locale 135	1.000	3.000	4.000	75%
CDZ08A	Magazzino Prodotti Finiti	N.D.	N.D.	N.D.	
CDZ09B	Uffici Piano 2 Labor. Piani 1 e 2	30.520		30.520	0%
CDZ10	Reparto Spray HFA	5.970		5.970	0%
CDZ11	Reparto Polveri Inalatorie	14.470		14.470	0%
CDZ15	Reparto Liquidi Polidose	2.360	7.940	10.300	77%
CDZ16	Reparto Spray HFA	14.100		14.100	0%
CDZ17	Reparto Pulvinal Next DPI	3.500	11.750	15.250	77%
CDZ20	Area campionamento Eccipienti	500	3.180	3.680	86%
CDZ21	Magazzino Intensivo	18.000	42.000	60.000	70%
CDZS123	Laboratorio Controllo Qualità	2.000		2.000	0%
AH1 DISPENSING	Dispensing (2018, prima CDZ2)	3.510			
AH2 DISPENSING			8.910	20.430	83%
AH3 DISPENSING			8.010		
<b>TOTALE RICHIESTA</b>		<b>305.100</b>	<b>95.370</b>		

Tabella 2.2: Ripartizione aria trattata - Stabilimento

MONODOSE STERILE					
Sistema	Area servita	Aria est. PI	Aria ricir. PI	Tot aria	% ricircolo
		mc/h	mc/h	mc/h	
CDZ01MS	Zona Riepimento Monodose Sterile	5.350	11.750	17.100	69%
CDZ2MS	Zona Riepimento Monodose Sterile 2	4.790	10.210	15.000	68%
CDZ03MS	Zona Preparazione Monodose Sterile	2.400	12.600	15.000	84%
CDZ04MS	Zona Preparazione Monodose Sterile 2	2.510	12.790	15.300	84%
CDZ05MS	Zona Confezionamento Monodose Sterile	6.000	30.000	36.000	0%
CDZ06MS	Zona Corridoio e Servizi Monodose Sterile	6.250	14.800	21.050	70%
CDZ07MS	Zona Uffici Piano 1 Monodose Sterile	2.900	2.500	5.400	46%
CDZ08MS	Zona Laboratori Piano 1 Monodose Sterile	11.200		11.200	0%
CDZ09MS		30.850		30.850	0%
CDZ10MS		700	3.800	4.500	84%
		1.300	3.200	4.500	71%
		300	6.200	6.500	95%
CDZ18	Laboratorio Microbiologico Piano 2 Pal. S	27.740		27.740	0%
CDZ19	Uffici Piano 2 Palazzina S	6.980		6.980	0%
<b>TOTALE RICHIESTA</b>		<b>74.550,00</b>	<b>107850,0</b>		

Tabella 2.1: Ripartizione aria trattata - Monodose Sterile

CUROSURF					
Sistema	Area servita	Aria est. PI	Aria ricir. PI	Tot aria	% ricircolo
		mc/h	mc/h	mc/h	
1301 AH001 1301 AH002	Area lavaggio e riempimento Curosurf	5.900	11.370	17.270	66%
1302 AH001 CUROSURF 1302 AH002 CUROSURF	Area dissoluzione carico autoclave Curosurf	8.510	15.200	23.710	64%
1303 AH001 CUROSURF 1303 AH002 CUROSURF 1303 AH003 CUROSURF 1303 AH004 CUROSURF	Area esterna e area preparazione Curosurf	9.200	31.900 31.900 6.470	79.470	88%
1304 AH001 CUROSURF	Area generale	2.260	10.500	12.760	82%
1305 AH001 CUROSURF 1305 AH002 CUROSURF	Area spoiatoi piano terra	5.570	11.170	16.740	67%
1307 AH001 CUROSURF 1307 AH002 CUROSURF	Area spoiatoi generali piano terra	3.950	8.550	12.500	68%
<b>TOTALE RICHIESTA</b>		<b>35.390,00</b>	<b>127060,0</b>		

Tabella 2.3: Ripartizione aria trattata - Curosurf®

Complessivamente lo stabilimento tratta circa 745.000 m<sup>3</sup> di aria ogni ora di cui solo il 44% è ricircolato.

TOT Aria esterna	415.040	m <sup>3</sup> /h
TOT Aria ricircolata	330.280	m <sup>3</sup> /h
TOT Aria	745.320	m <sup>3</sup> /h
<b>% ricircolo</b>	<b>44%</b>	
<b>% aria esterna</b>	<b>56%</b>	

Tabella 2.4: Riassuntivo dati HVAC

I consumi di acqua calda e vapore però non sono solo legati agli impianti di condizionamento, ma anche necessari, anche se in parte minore, per la produzione.

In accordo con le norme di buona fabbricazione di prodotti farmaceutici, il consumo idrico dello stabilimento è alimentato da acqua potabile di rete. L'acqua utilizzata ai fini produttivi (diretti e indiretti) viene filtrata e successivamente addolcita.

Una parte dell'acqua addolcita viene impiegata tal quale per usi sanitari, per produzione di acqua calda e vapore industriale. La restante parte è utilizzata per la produzione di fluidi puri quali: purified water (PW), clean steam (CS) e water for injection (WFI).

I fluidi puri sono fluidi di processo che rispettano livelli predefiniti di qualità chimica e di bassa contaminazione microbiologica, in quanto utilizzati per la produzione di farmaci ad uso umano.

Table 2: Tests prescribed for Purified Water (PW), Water for Injections (WFI) in and Highly Purified Water (HPW) – (Ph. Eur.)			
PARAMETERS	LIMIT VALUES		
	PW in bulk	WFI in bulk	HPW in bulk
Conductivity	≤ 4.3mS/cm at 20°C	≤ 1.1 mS/cm at 20°C	≤ 1.1 mS/cm at 20°C
TOC	≤ 0.5 mg/l (or alternatively the test for oxidisable substances)	≤ 0.5 mg/l	≤ 0.5 mg/l
Microbial contamination	≤ 100 CFU/ml	≤ 10 CFU/100ml	≤ 10 CFU/100ml
Nitrates	≤ 0.2ppm	≤ 0.2 ppm	≤ 0.2 ppm
Heavy metals	≤ 0.1ppm	≤ 0.1 ppm	≤ 0.1 ppm
Aluminium	≤ 10mg/l if intended for use in the manufacture of dialysis solutions	–	≤ 10 mg/l if intended for use in the manufacture of dialysis solutions
Bacterial endotoxins	≤ 0.25 I.U./ml if intended for use in the manufacture of dialysis solutions	≤ 0.25 I.U./ml	≤ 0.25 I.U./ml

Figura 2.3.1: Valori limite per acqua purificata, acqua per iniezione e acqua altamente purificata [ISPE Baseline® Guide]

Le caratteristiche del CS sono equivalenti a quelle della WFI in quanto il processo di produzione di quest'ultimo prevede la condensazione del CS.

Il controllo delle caratteristiche microbiologiche dei fluidi puri viene assicurato mantenendo tali fluidi in costante movimento alla velocità superiore di 1 m/s e in sovrappressione rispetto all'ambiente esterno.

WFI e CS vengono prodotti partendo da PW che viene distribuita alle utenze dirette e ai produttori di WFI e CS attraverso loop di distribuzione.

In figura è riportato lo schema riassuntivo dei trattamenti e degli utilizzi dell'acqua.

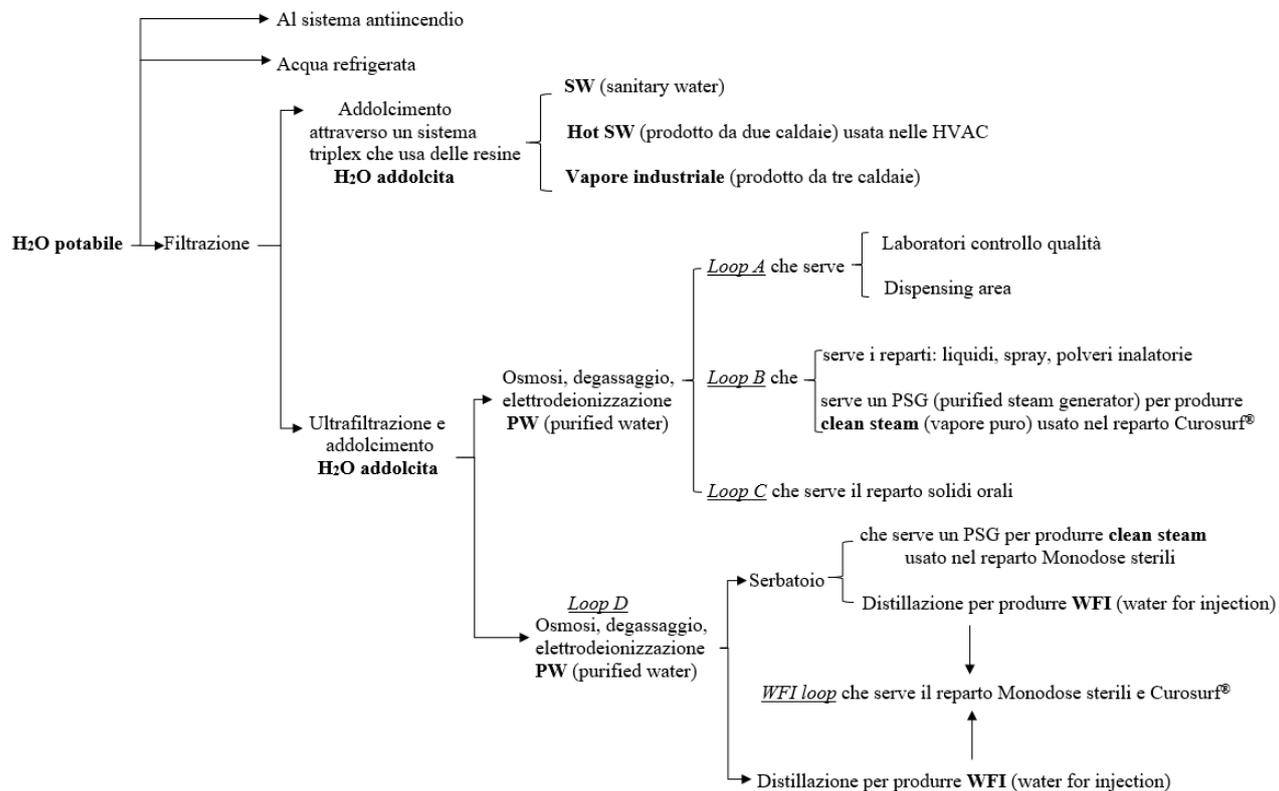


Figura 2.3.2: Schema utilizzo acqua

### 3 Analisi dei Consumi

Come riportato nel capitolo precedente, le aziende farmaceutiche hanno la necessità di utilizzare sia energia elettrica, sia energia termica (sottoforma di acqua calda e vapore), sia energia frigorifera.

Attualmente l'azienda acquista dalla rete l'energia elettrica (utile per la produzione e i gruppi frigoriferi) e il gas naturale per produrre l'energia termica.

L'analisi dei consumi è stata effettuata solo per l'anno 2017, visto che proprio l'anno scorso è stato completato il nuovo reparto Curosurf<sup>®</sup> e quindi, all'interno dell'analisi di caratterizzazione energetica, si dovrebbe fare riferimento a un nuovo modello.

#### 3.1 Analisi preliminare dei consumi

##### 3.1.1 Energia elettrica

I dati riguardanti il consumo di energia elettrica sono stati richiesti al fornitore e hanno campionamento orario. Da una prima analisi risulta che il consumo maggiore di energia elettrica, rispetto alle ore per fascia, si ha nella fascia 1 (ore di punta, dal lunedì al venerdì 8:00 - 19:00), seguita nell'ordine dalle fasce 2 (ore intermedie, dal lunedì al venerdì 7:00 - 8:00 e 19:00 - 23:00 e il sabato 7:00 - 23:00) e 3 (ore fuori punta, dal lunedì al sabato 23:00 - 7:00 e domenica e festivi), per un consumo totale di energia elettrica pari a: 19'403,9 MWh/anno.

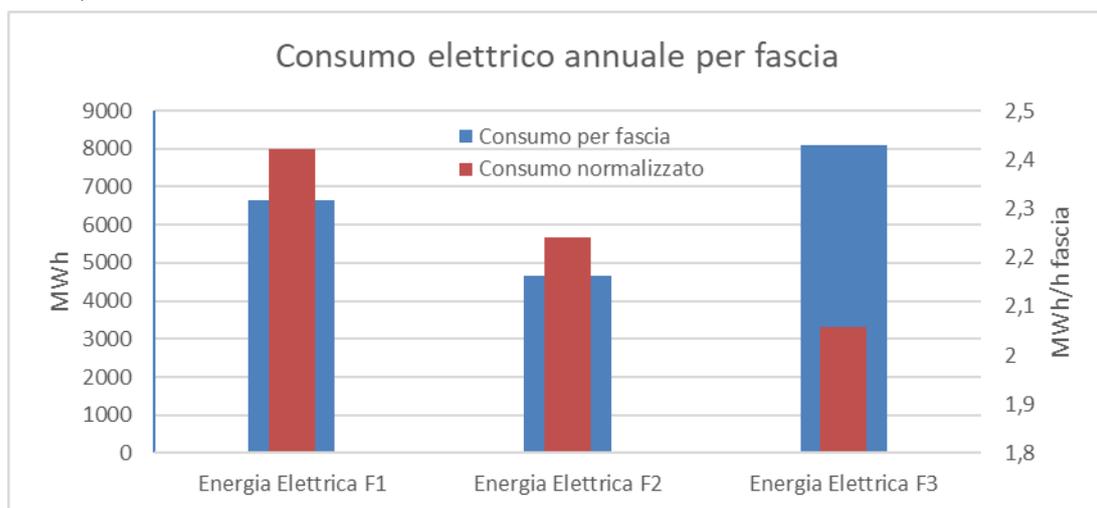
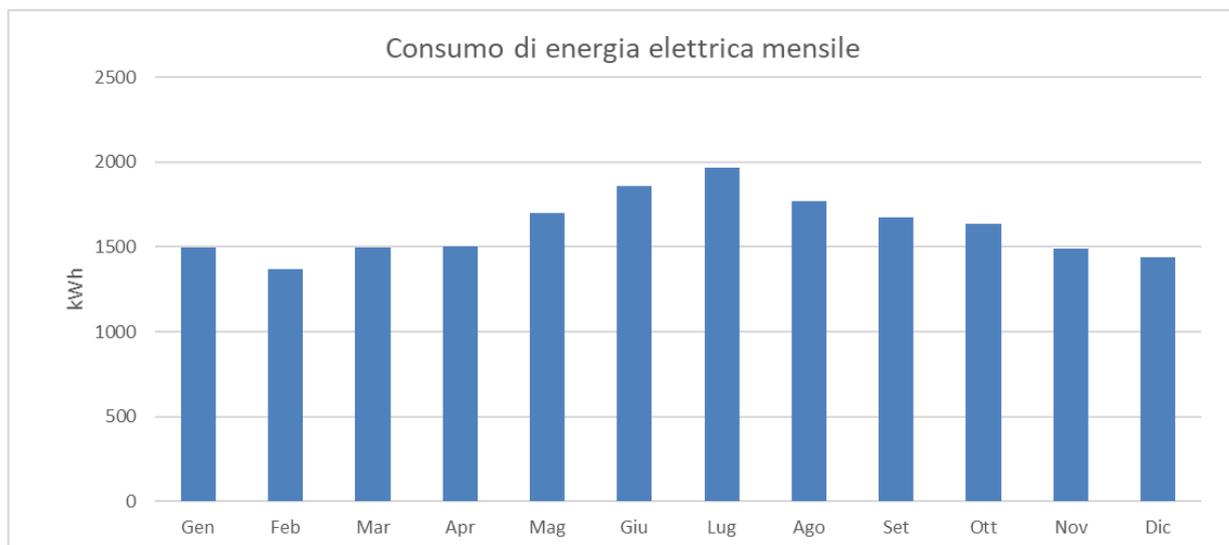


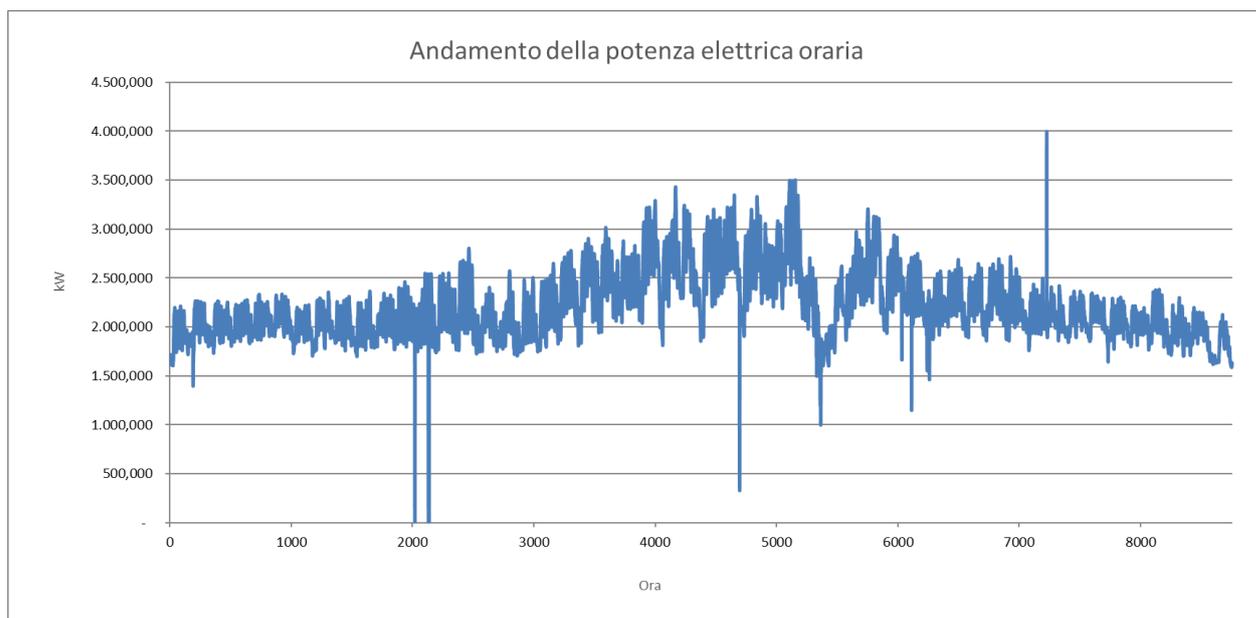
Figura 3.1.1: Consumo elettrico annuale per fascia

Il consumo di energia elettrica mensile è mediamente costante, con un picco nei mesi più caldi, legato alla maggiore richiesta da parte dei gruppi frigoriferi.



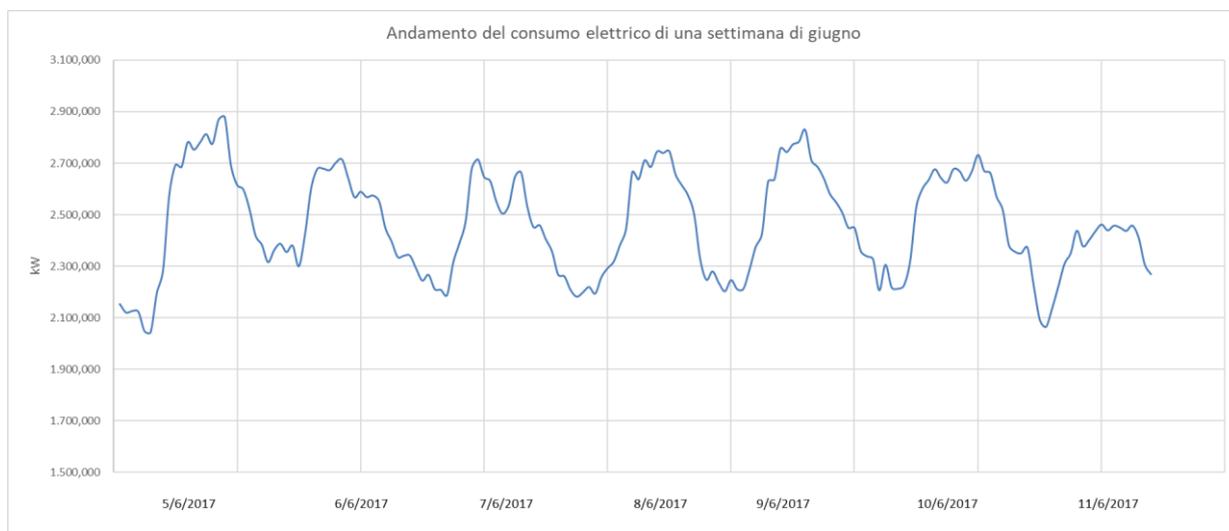
**Figura 3.1.2: Consumo elettrico mensile**

Si riporta di seguito l'andamento della potenza elettrica oraria, dal momento che per il proseguo del lavoro occorre disporre di questo dato. Non è stato possibile scorporare la potenza elettrica consumata nelle diverse voci di utilizzo, in quanto il dato era aggregato e a livello di sito non erano presenti misuratori sulle diverse utenze.



**Figura 3.1.3: Andamento potenza elettrica oraria**

Dal grafico della potenza consumata in una settimana di giugno si osserva un andamento oscillatorio, con periodicità giornaliera, con ampiezza minore durante la domenica, poiché la maggior parte dei reparti è ferma. Parte del consumo notturno può essere in parte attribuito a reparti attivi anche di notte.



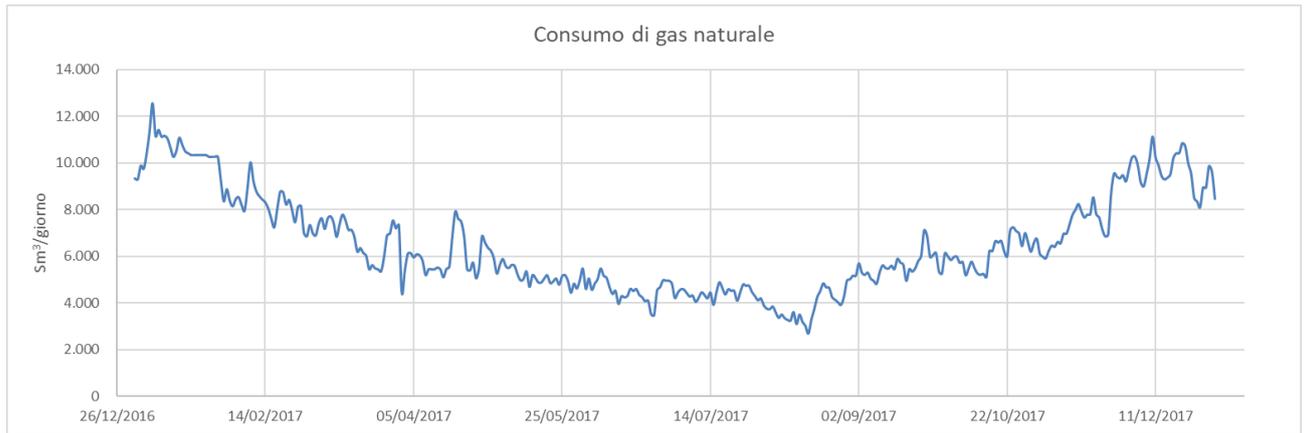
**Figura 3.1.4: Andamento consumo elettrico settimana tipo**

Da questo grafico si evince inoltre che il carico di base è caratterizzato da un'elevata quota fissa. Un'analisi più approfondita in presenza di misure di assorbimento relative ai diversi carichi, potrebbe consentire di individuare i macchinari più energivori e la presenza di eventuali ottimizzazioni nell'accensione e spegnimento delle attrezzature, cosa che permetterebbe di ridurre consumi, costi ed emissioni.

### **3.1.2 Energia Termica**

I dati riguardanti il consumo di gas naturale sono stati ottenuti dal fornitore e hanno campionamento giornaliero, quindi differente dal campionamento dei dati elettrici.

Nella pagina seguente è riportato il grafico del consumo di gas durante l'anno. L'andamento è di tipo parabolico, con un minimo nei mesi estivi, durante i quali la quota di gas per il riscaldamento è inferiore. Il consumo annuo totale di gas per l'anno 2017 è stato di 2'380'135 Sm<sup>3</sup>/anno.



**Figura 3.1.5: Consumo gas naturale**

L'energia associata al gas naturale è stata ricavata a partire dal potere calorifico inferiore (PCI) che dipende dalla qualità del gas distribuito e che è stato assunto costante e pari al 90% del potere calorifico superiore, trovato in bolletta.

$$PCS = 39,1 \frac{MJ}{Sm^3}$$

$$PCI = PCS * 0,9 = 39,1 * 0,9 = 35,19 \frac{MJ}{Sm^3}$$

Per ottenere il fabbisogno di energia termica dello stabilimento è necessario tener conto del rendimento delle caldaie e delle perdite di distribuzione della rete interna. Non essendo disponibile il dato relativo al consumo di ciascuna caldaia, né quello relativo all'acqua e al vapore prodotto da ciascuna di esse, si è scelto di fare un'ipotesi conservativa assumendo un rendimento di centrale pari al 92%, tenuto conto del fatto che le caldaie ad acqua hanno un rendimento del 92% e le caldaie a vapore del 90,5%.

Come mostra l'istogramma riassuntivo dei consumi mensili, la richiesta di energia termica diminuisce nei mesi più caldi.

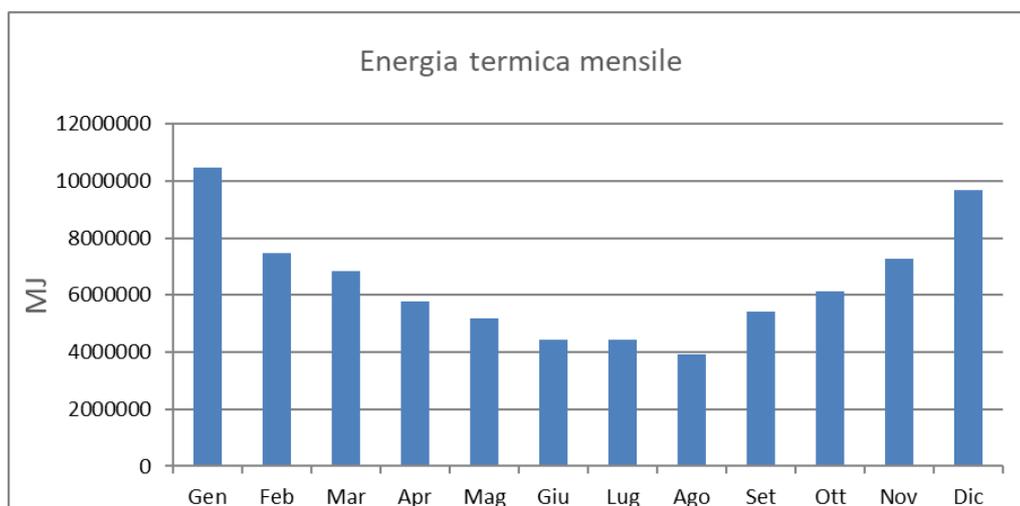


Figura 3.1.6: Consumo energia termica mensile

Il dato di potenza termica orario che è necessario per la prosecuzione del lavoro è stato assunto costante nelle ventiquattro ore, in mancanza di dati più specifici.

### 3.1.3 Energia Frigorifera

Il sistema di monitoraggio aziendale registra minuto per minuto la potenza frigorifera prodotta. Per poter confrontare questi dati con quelli dell'energia elettrica e termica è stato necessario elaborare le misure in modo da risalire da una potenza a un'energia.

È stato eseguito il calcolo usando due metodi differenti:

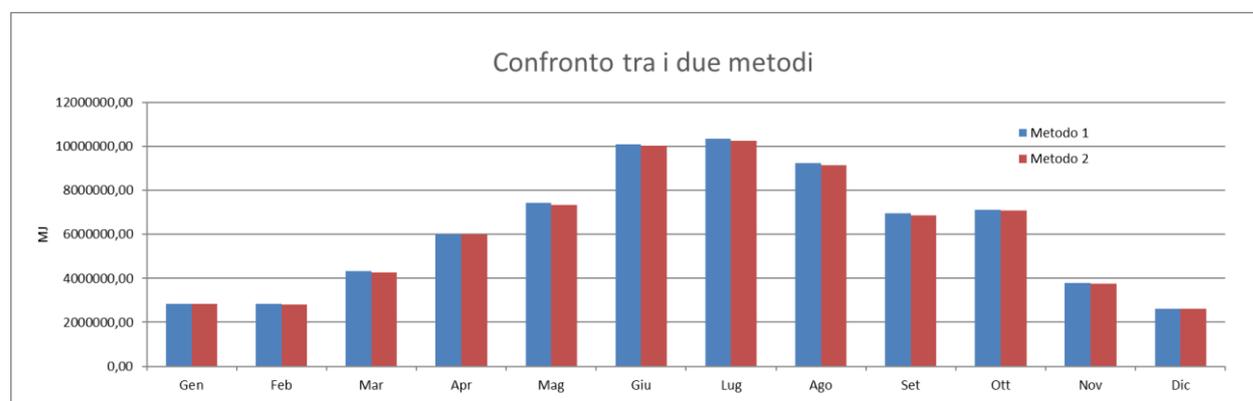
1. si sono mediati i valori di potenza ora per ora e poi si è ricavata l'energia associata;
2. si è ricavata l'energia associata alla potenza minuto per minuto e poi si sono sommate le energie prodotte all'interno di ogni ora.

I risultati ottenuti avrebbero dovuto essere uguali, ma visto che in alcune giornate il dato di potenza prodotta minuto per minuto era mancante, si è scelto il primo metodo. In questo modo ho attribuito una produzione di energia frigorifera anche nei minuti in cui il dato non era disponibile, effettuando un'ipotesi conservativa.

Nella tabella seguente sono riportati i valori ottenuti con i due metodi:

Mese	Metodo 1	Metodo 2
Gen	2854646,02 MJ	2826197,97 MJ
Feb	2837367,51 MJ	2792373,54 MJ
Mar	4317456,53 MJ	4268951,01 MJ
Apr	6012849,54 MJ	6011229,57 MJ
Mag	7430617,06 MJ	7352349,64 MJ
Giu	10097843,23 MJ	10024934,72 MJ
Lug	10343710,36 MJ	10253428,43 MJ
Ago	9237349,71 MJ	9161831,05 MJ
Set	6951884,50 MJ	6861370,91 MJ
Ott	7114491,09 MJ	7095899,13 MJ
Nov	3792769,95 MJ	3769064,07 MJ
Dic	2618264,71 MJ	2612507,41 MJ
TOT	73609250,23 MJ	73030137,46 MJ

**Tabella 3.1: Confronto energie frigorifere ottenute con i due metodi**



**Figura 3.1.7: Confronto energie frigorifere ottenute con i due metodi**

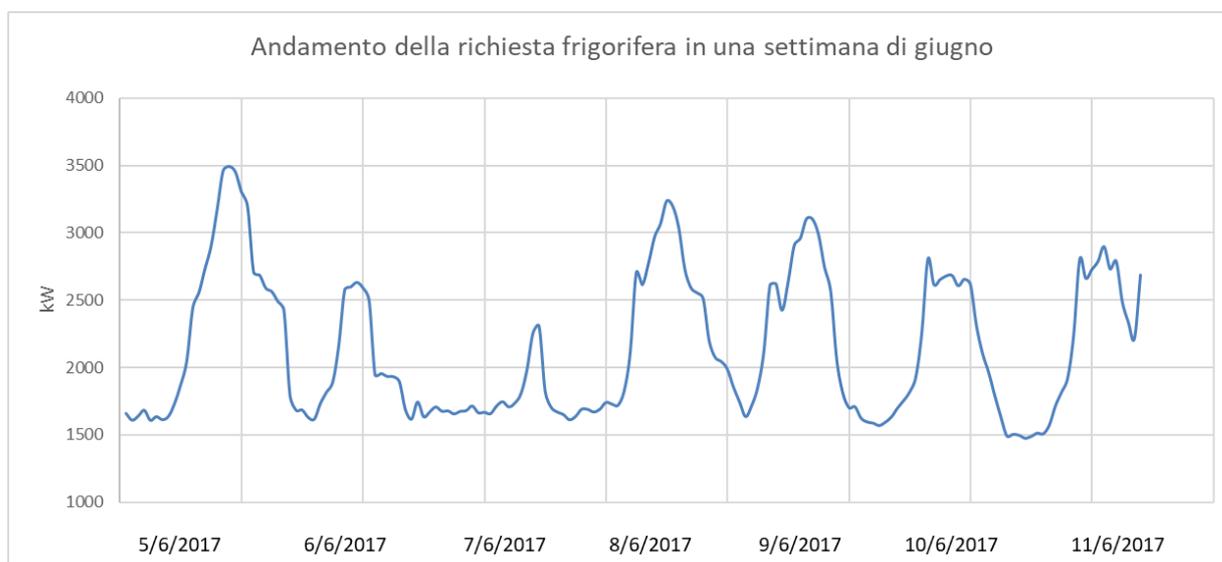
Come si osserva nell'istogramma, che rappresenta il consumo frigorifero mensile, il primo metodo porta sempre a valori di energia superiori rispetto al secondo. Ciò è dovuto al fatto che il secondo metodo tiene conto solo dei dati a disposizione.

Il primo metodo, inoltre, ha permesso di ottenere i valori della potenza media oraria, necessari per valutazioni future.

Il consumo di energia frigorifera cresce con l'avvicinarsi dei mesi estivi e si riduce invece nei mesi invernali. Tuttavia, non si azzerà mai, poiché parte dell'aria utilizzata dagli impianti di condizionamento è ricircolata dagli ambienti e viene trattata con delle batterie fredde.

Il grafico seguente riporta una settimana tipo di giugno. Si può osservare come l'andamento sia di tipo generalmente sinusoidale, con periodo giornaliero, come nel caso

del rispettivo grafico dell'energia elettrica, sottolineando lo stretto rapporto esistente tra energia elettrica e gruppi frigoriferi. L'ampiezza dell'oscillazione è legata alle condizioni climatiche delle differenti giornate.



**Figura 3.1.8: Andamento consumo frigorifero una settimana tipo**

### 3.1.4 Consumi anno 2017

Con l'acquisizione dei dati precedentemente descritti mi è stato possibile ricavare una ripartizione dei consumi. Per poter effettuare un confronto i consumi sono stati riportati in Tep (tonnellate equivalenti di petrolio).

<b>Anno 2017</b>		
Energia elettrica	19404 MWhe	3628,55 Tep
Gas naturale	2380135 Sm <sup>3</sup>	1989,79 Tep
<b>Tot</b>		<b>5618,34 Tep</b>

**Tabella 3.2: Riassuntivo consumi 2017**

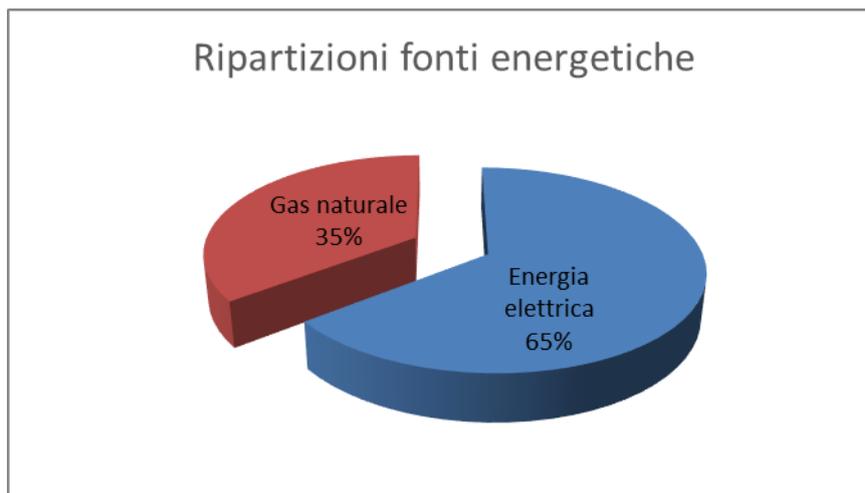


Figura 3.1.9: Ripartizione fonti energetiche

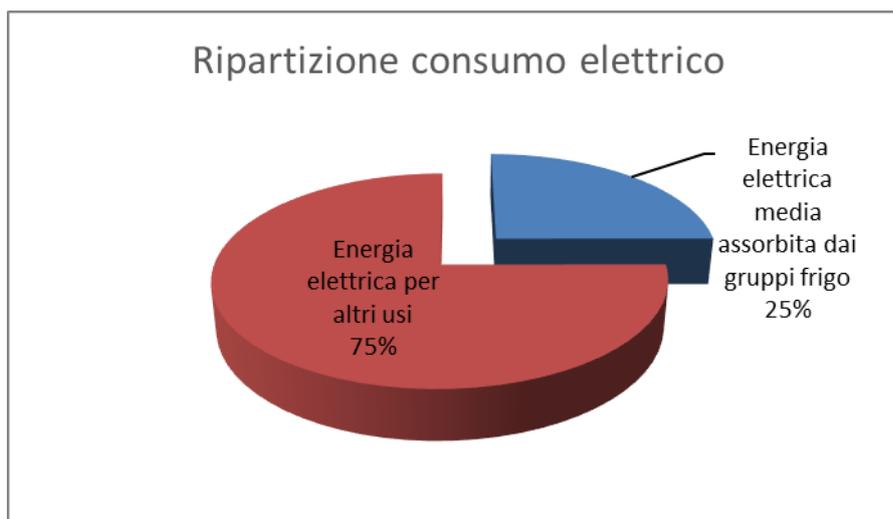
L'energia consumata di derivazione dal gas naturale è poco più della metà dell'energia elettrica assorbita.

Attraverso i dati macchina riguardanti i 9 gruppi frigoriferi esistenti, ho ricavato l'EER (Efficiency Energy Ratio) di ciascuna macchina.

Gruppo frigo:	CH-01	CH-02	CH-04	CH-05	CH-06	CH-07	CH-3401	CH-3402	CH-3403
Potenza elettrica assorbita [kW]	288	280,7	212	193,72	181	233,9	212	212	212
Potenza termica prodotta [kW]	1500	709	900	1016,5	900	816,6	900	900	900
EER	5,21	2,53	4,25	5,25	4,97	3,49	4,25	4,25	4,25
<b>EER Gruppi frigo stabilimento</b>							<b>EER Gruppi frigo monodose</b>		
4,21							4,25		
<b>EER medio complessivo dello stabilimento</b>									
4,22									

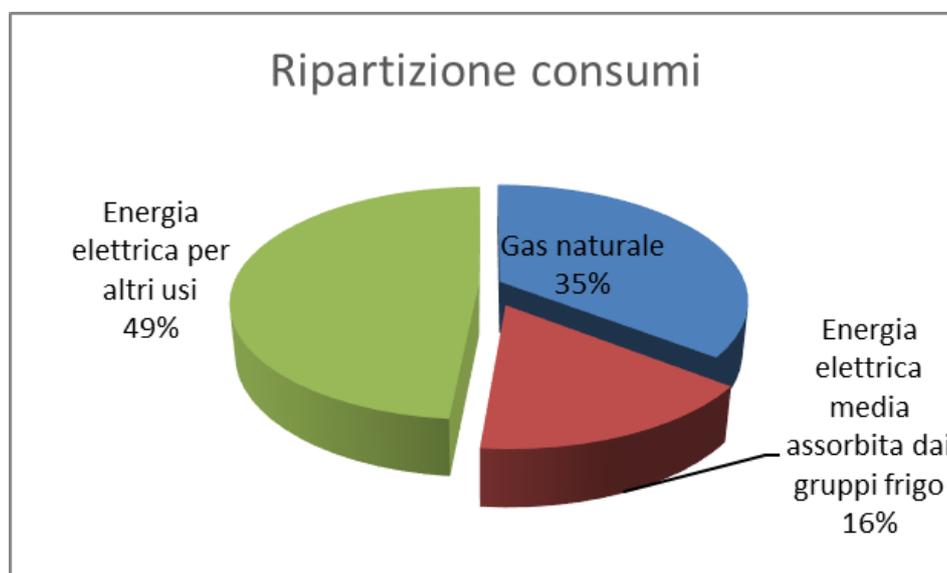
Tabella 3.3: Riassuntivo gruppi frigoriferi

Poiché il dato di energia frigorifera riguardava l'intero parco frigo, si è ricavato un EER medio, per risalire alla quota di energia elettrica utilizzata per coprire il fabbisogno frigorifero, che corrisponde al 25% del consumo elettrico totale.



**Figura 3.1.10: Ripartizione consumo elettrico**

È stato quindi possibile ottenere una ripartizione più dettagliata dei consumi.



**Figura 3.1.11: Ripartizione consumi energetici**

Dall'andamento dei consumi dei diversi vettori energetici, si osserva come nei mesi invernali prevalga il consumo di energia termica e in estate il consumo di energia frigorifera, mentre il consumo di energia elettrica per altri usi resta pressoché costante durante tutto l'anno.

Questa asimmetria tra i consumi di energia termica e frigorifera potrebbe essere interessante nel caso si volesse procedere all'installazione di un sistema di trigenerazione.

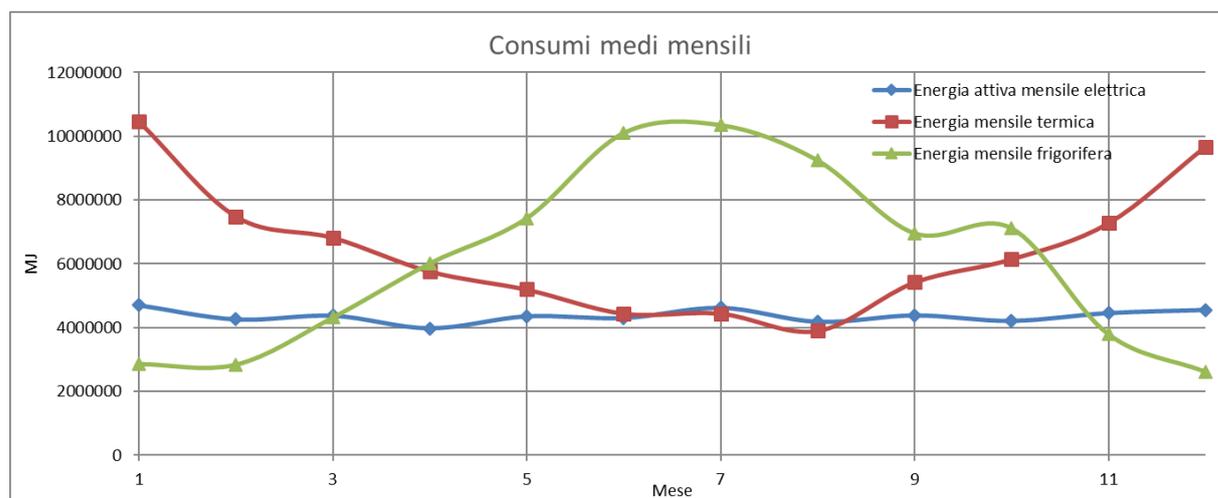


Figura 3.1.12: Consumi medi mensili

## 3.2 Caratterizzazione energetica

Per riuscire ad ottenere una riduzione delle sostanze inquinanti è necessario diminuire la quantità di combustibile bruciato. Questo risultato può essere ottenuto in due modi:

- 1) aumentando l'efficienza dei sistemi di produzione;
- 2) riducendo la richiesta di energia, andando a sfruttare meglio quella già prodotta.

La seconda soluzione porta, oltre che a un beneficio ambientale, anche a un risparmio economico e dovrebbe quindi spingere le aziende a scegliere preferibilmente la seconda opzione.

La caratterizzazione energetica di un sistema è il primo passo per riuscire a ridurre i consumi, poiché prevede lo sviluppo di un modello matematico attraverso cui è possibile confrontare diverse opzioni di risparmio.

L'approccio che ho seguito per mettere in relazione i costi energetici con le variabili che li influenzano (chiamati energy drivers), si rifà all'ABCM (Activity Based Cost Management), una metodologia che punta a recuperare voci di costo che sono collocate tra le spese generali di sistema per renderle più flessibili e aderenti al costo della produzione.

L'individuazione delle relazioni tra costi/consumi di energia ed energy drivers era già presente all'interno della metodologia chiamata Energy Monitoring & Targeting, nata

negli Stati Uniti negli anni 30 del secolo scorso. Ad oggi, questa individuazione, non può prescindere dalla norma ISO 50001 del 2011 riguardante i Sistemi di Gestione dell'energia.

L'Energy Monitoring & Targeting si propone di raccogliere, analizzare e interpretare le informazioni sull'uso dell'energia, individuando le opportunità per ridurre i consumi e i costi.

Il Sistema di Gestione dell'Energia, in accordo con la norma ISO 50001, impegna direttamente i vertici dell'organizzazione nei riguardi dell'energia chiedendo di definire gli scopi, i confini del sistema e una politica energetica con l'obiettivo di misurare le prestazioni energetiche nell'ottica di un continuo miglioramento.

L'attività di energy monitoring e targeting può essere effettuata a livello macroscopico, per esempio a livello di stabilimento, o focalizzarsi su aree specifiche, in presenza però di misuratori idonei.

Poiché all'interno dello stabilimento in esame non erano ancora presenti misuratori specifici nell'area caldaie, l'attività di monitoraggio è stata effettuata a livello macroscopico.

Gli energy drivers consistono in tutte le variabili che possono influenzare i consumi di energia. Generalmente sono identificabili nella produzione e nelle condizioni climatiche. [[Mancò et al, 2017](#)]

### 3.2.1 Energy Driver

I dati climatici sono stati scaricati dal sito dell'Arpa di Parma e sono stati considerati:

- temperatura media esterna giornaliera;
- irraggiamento medio giornaliero;
- umidità relativa media giornaliera.

A partire da questi dati sono ho poi ricavato:

- i gradi giorno estivi (GGE) con una temperatura interna di riferimento pari a 22°C. La formula generale per il calcolo dei GG è:

$$GG = \sum_{j=1}^{ng} G G_j \quad (3.2.1.1)$$

in cui:

- $ng$  rappresenta il numero di giorni che si considerano;
  - $GG_j = T_{em,j} - T_i$  rappresenta i gradi giorno per il  $j$ -esimo giorno;
  - $T_i$  rappresenta la temperatura interna di riferimento;
  - $T_{em,j}$  rappresenta la temperatura esterna media giornaliera.
- i gradi giorno invernali (GGI) con una temperatura interna di riferimento pari a 20°C. Si utilizza la formula 3.2.1.1 ponendo:  $GG_j = T_i - T_{em,j}$ ;
  - il titolo dell'aria a partire dall'umidità, utilizzando la seguente equazione:

$$x = 0.622 * \left( \frac{\frac{UR}{100} * P_{saturazione}(T)}{1 - \frac{UR}{100} * P_{saturazione}(T)} \right) \quad (3.2.1.2)$$

dove:

- $x$  è il titolo dell'aria;
- $UR$  è l'umidità relativa percentuale;
- $P_{saturazione}$  è la pressione di saturazione in bar del vapore alla temperatura dell'aria ed è ricavata attraverso l'equazione di Antoine per l'acqua:

$$P_{sat} = \frac{10^{A - \left( \frac{B}{T_{media\ oraria} + C} \right)}}{760} \quad (3.2.1.3)$$

in cui:

- $A$ ,  $B$  e  $C$  sono costanti e hanno valore pari a:

Eq di Antoine	
A	8,07131
B	1730,73 K
C	233,426 K

Tabella 3.4: Coefficienti Equazione di Antoine

- i gradi di entalpia estivi giornalieri  $\Delta H_F$ , che identificano il salto entalpico necessario per portare l'aria dalle condizioni esterne alle condizioni di uscita dalle batterie fredde presenti negli impianti di ventilazione (13°C e 100% di

umidità). L'entalpia dell'aria nelle diverse condizioni di temperatura e umidità è stata calcolata come segue:

$$h = c_{p_{aria}} * t_{aria} + x * (r_0 + c_{p_{vapore}} * t_{aria}) \quad (3.2.1.4)$$

in cui:

- $c_{p_{aria}}$  è il calore specifico a pressione costante dell'aria posto uguale a 1006 kJ/(kg K);
- $t_{aria}$  è la temperatura dell'aria in °C per l'ora considerata;
- $x$  è il titolo dell'aria;
- $r_0$  è il calore di vaporizzazione dell'acqua a 273,15 K pari a 2501 kJ/kg;
- $c_{p_{vapore}}$  è il calore specifico a pressione costante del vapore posto uguale a 1875 kJ/(kg K);

I gradi di entalpia estivi orari per l'aria esterna sono stati ricavati con la seguente formula:

$$\Delta H_{F_o} = \begin{cases} 0, & h_{aria\ esterna} < h_{BF} \\ h_{aria\ esterna} - h_{BF}, & h_{aria\ esterna} \geq h_{BF} \end{cases} \quad (3.2.1.5)$$

dove:

- $h_{BF}$  è l'entalpia dell'aria calcolata nelle condizioni di uscita dalla batteria fredda.

I gradi di entalpia estivi giornalieri sono stati ottenuti sommando i contributi orari.

- i gradi di entalpia invernali giornalieri  $\Delta H_c$ , che identificano il salto entalpico necessario per portare l'aria dalle condizioni di batteria fredda alle condizioni di uscita dalla batteria calda (21°C e 50% di umidità).

L'entalpia dell'aria nelle diverse condizioni di temperatura e umidità è stata calcolata come riportato al punto precedente, mentre i gradi di entalpia invernali sono stati ricavati con la seguente formula:

$$\Delta H_{C_o} = \begin{cases} h_{aria\ esterna} - h_{BC}, & h_{aria\ esterna} < h_{BF} \\ h_{BC} - h_{BF}, & h_{aria\ esterna} \geq h_{BF} \end{cases} \quad (3.2.1.6)$$

dove:

- $h_{BF}$  è l'entalpia dell'aria calcolata nelle condizioni di uscita dalla batteria fredda;

- $h_{BC}$  è l'entalpia dell'aria calcolata nelle condizioni di uscita dalla batteria calda.

I gradi di entalpia estivi giornalieri sono stati ottenuti sommando i contributi orari.

Si è scelto di ricavare la differenza di entalpia su base oraria e poi passare alla base giornaliera per ottenere un dato quanto più verosimile.

I driver relativi alla produzione che sono stati considerati sono:

- il numero di pezzi prodotti, noto però solo su base mensile;
- il numero di turni lavorati, noto giorno per giorno, da cui è stato ricavato il numero di ore lavorate, sommando le ore lavorate dai vari reparti che possono quindi superare le 24 ore.

### 3.2.2 Ricerca di un legame lineare tra energia ed energy driver

L'obiettivo che si vuole ottenere con l'Energy Monitoring & Targeting è la caratterizzazione del sistema dal punto di vista dei consumi energetici con un modello matematico per avere un riferimento con cui prevedere i consumi futuri. All'interno della ISO 50001 questo modello è chiamato energy baseline e viene utilizzato per calcolare gli Indicatori di Prestazione Energetica (EnPI), in modo da misurare le prestazioni del sistema e individuare le opportunità di miglioramento.

La caratterizzazione energetica stabilisce una relazione tra i consumi energetici e gli energy drivers. I processi si distinguono in:

- quelli per cui l'uso di energia può essere determinato conoscendo la fisica del processo, per i quali trovare gli energy drivers è più facile;
- quelli per cui la fisica non fornisce sufficienti informazioni sull'uso dell'energia, per i quali identificare gli energy drivers risulta più complesso.

Le informazioni relative ai drivers e i consumi devono inoltre essere temporalmente sincronizzate e la base temporale assunta deve essere costante (nel mio caso la base temporale è giornaliera o mensile). In questo modo l'energia consumata può essere riportata a un'espressione del tipo:

$$E = E_0 + f_1(\alpha) + f_2(\beta) + \dots \quad (3.2.2.1)$$

in cui  $E_0$  è un termine fisso e  $f_1$  e  $f_2$  rappresentano i termini variabili in funzione degli energy drivers. L'equazione della retta che interpola i dati può essere ricavata col metodo dei minimi quadrati e l'intercetta rappresenta l'energia necessaria per un sistema con un livello nullo di produzione, la pendenza è la quantità di energia necessaria, per ogni livello di produzione, a produrre l'incremento di un'unità del driver e la dispersione dei punti mostra che la quantità di energia per un certo livello di produzione può variare da un periodo all'altro ed è legata a fattori operativi.

La retta di interpolazione avrà una forma del tipo:

$$C = C_0 + c_1 \cdot Driver \quad (3.2.2.2)$$

dove  $C_0$  e  $c_1$  sono coefficienti ricavati dai dati sperimentali.

Nei casi in cui l'intercetta  $C_0$  abbia un valore elevato, è necessario riflettere sulle cause di quel comportamento che possono essere tre:

1. il sistema è intrinsecamente caratterizzato da un elevato consumo fisso e un basso consumo addizionale;
2. la causa di questo comportamento può essere ricercata in guasti e cattiva manutenzione, se il sistema non ha per sua natura alti costi fissi;
3. l'energy driver non tiene conto del processo produttivo, o il sistema dipende anche da altri driver.

In presenza di più variabili che influenzino l'uso dell'energia si ricorre a una relazione multivariabile, che per una dipendenza lineare assume la seguente forma:

$$C = C_0 + c_1 \cdot Driver_1 + C_2 \cdot Driver_2 + \dots \quad (3.2.2.3)$$

Affinché la regressione possa essere assunta come baseline e i dati misurati rappresentino effettivamente il comportamento del sistema, devono essere convalidati dall'analisi statistica. Questo passaggio è molto importante, poiché tutte le analisi successive si basano su questo modello ed è quindi necessario che la sua attendibilità sia elevata.

Può accadere che l'analisi di regressione produca risultati deludenti, per esempio un basso coefficiente di determinazione  $R^2$ , scarsa significatività dei parametri, etc. I motivi possono essere i seguenti:

- Driver insufficienti o non adatti;
- La variabilità del dato è troppo elevata, sintomo che il sistema è cambiato molto nel tempo;

- Le variabili indipendenti sono fortemente correlate, quindi è necessario eliminare i driver di troppo.

Noti i consumi di elettricità e del gas naturale, di seguito si trovano per le due tipologie di vettore energetico le dipendenze lineari da ciascun energy driver. [\[Mancò et al, 2017\]](#)

### 3.2.3 Energia Elettrica

Di seguito sono riportati i grafici che rappresentano la correlazione tra l'energia elettrica e i diversi energy driver e vengono calcolati: la retta di regressione lineare e l'indice di determinazione lineare  $R^2$ . Tale numero è compreso fra 0 ed 1. Quanto più è prossimo a 0 tanto minore è la devianza totale spiegata dal modello lineare, mentre quanto più  $R^2$  è prossimo a 1, tanto maggiore è la devianza totale spiegata dal modello.

$R^2$  se espresso in percentuale, indica la percentuale della variabilità di C che è dovuta al legame lineare con il driver.

L'indice di determinazione lineare non è altro che il quadrato del coefficiente di correlazione R e quindi, in alternativa, noto quest'ultimo, per trovare il coefficiente di determinazione basta elevarlo al quadrato.

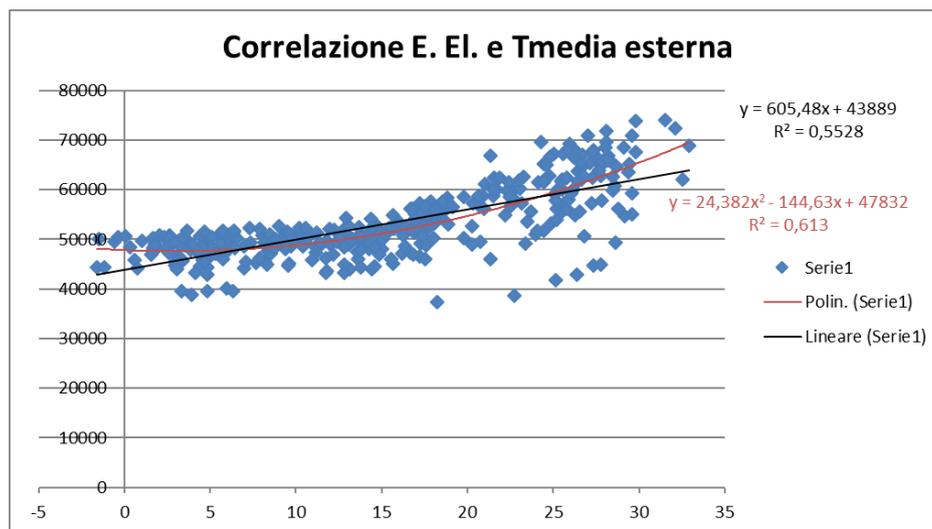


Figura 3.2.1: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e temperatura media dell'aria esterna (°C)

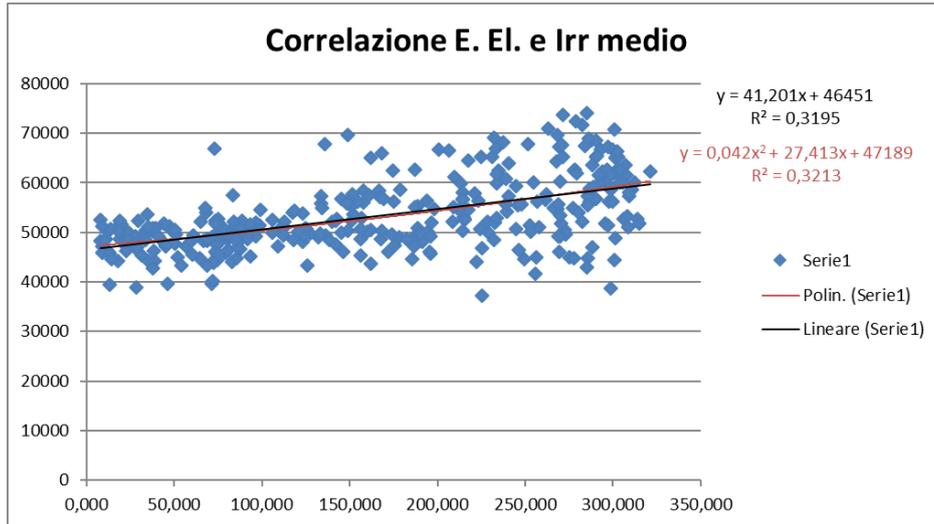


Figura 3.2.2: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e irraggiamento medio nella giornata ( $W/m^2$ )

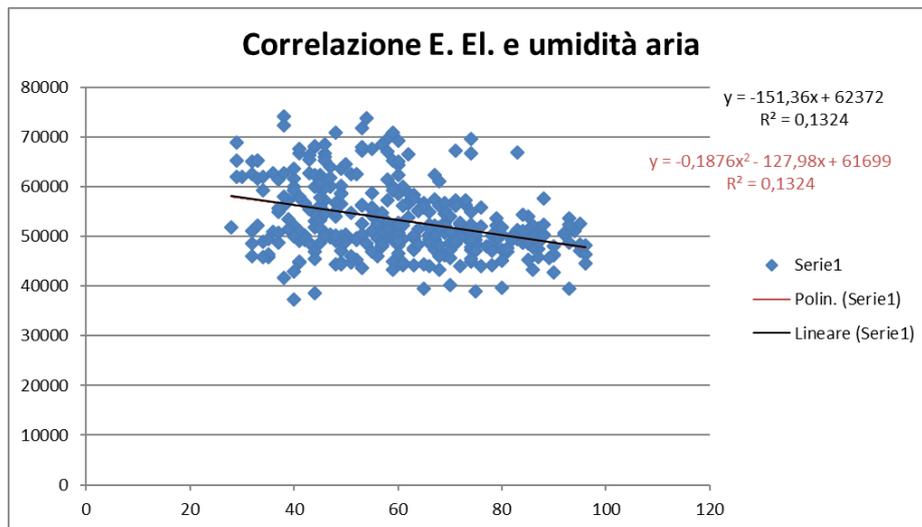


Figura 3.2.3.3: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e umidità media nella giornata (%)

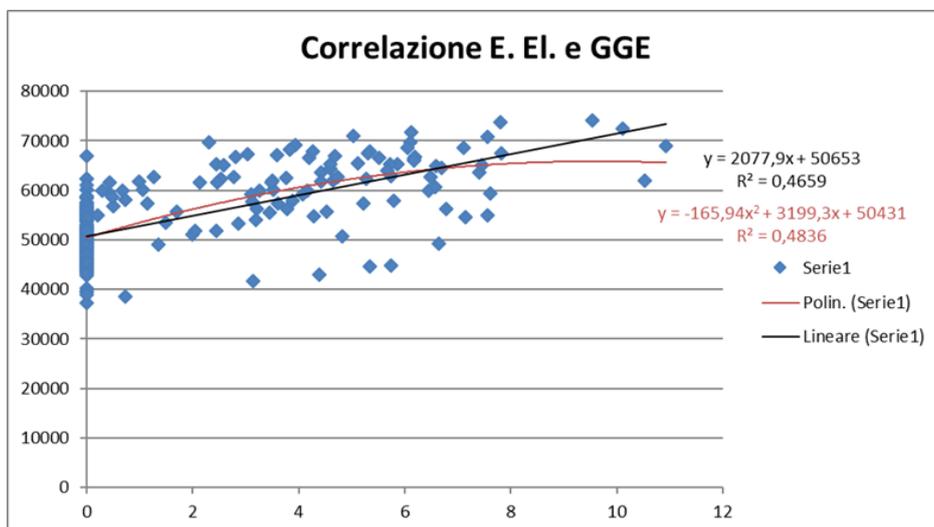
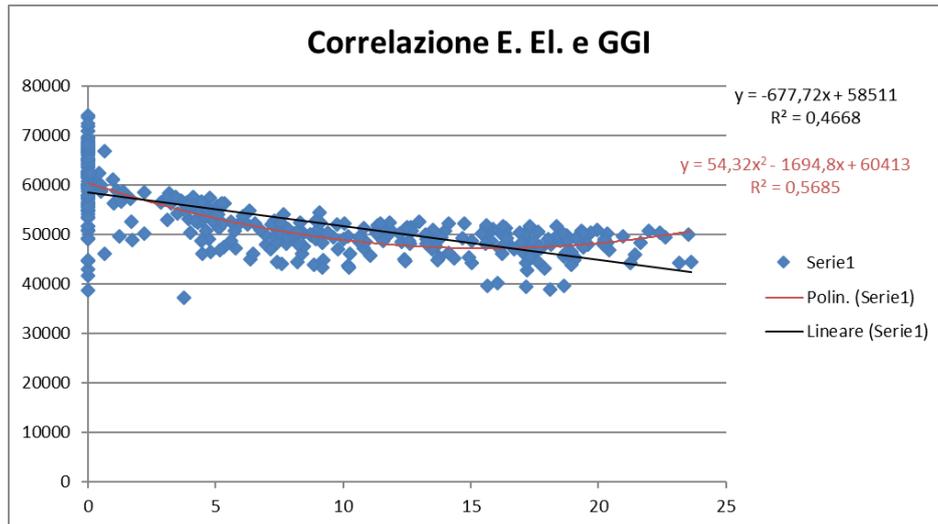
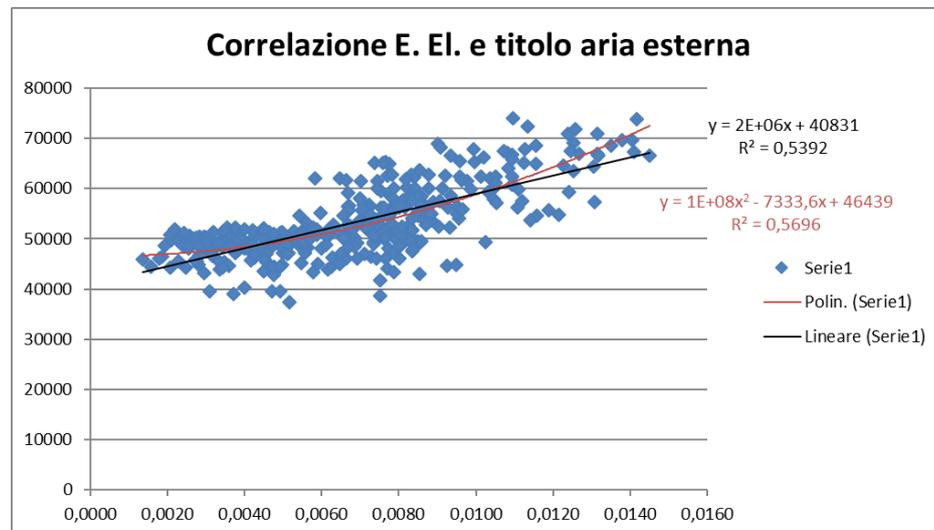


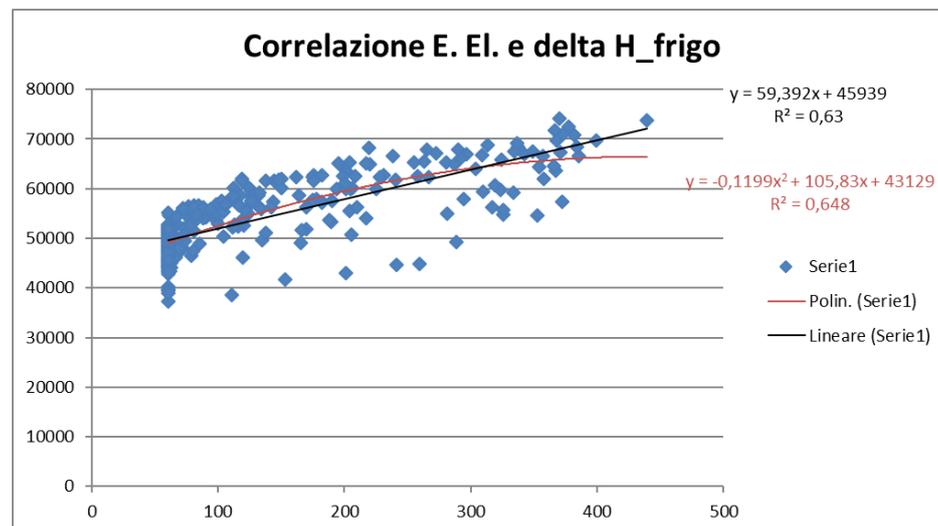
Figura 3.2.3.4: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e gradi giorno estivi ( $^{\circ}C$ )



**Figura 3.2.3:** Correlazione tra energia elettrica (kWh) e gradi giorno invernali (°C)



**Figura 3.2.4:** Correlazione tra energia elettrica (kWh) e titolo dell'aria giornaliero ( $g_{vap}/g_{aria}$ )



**Figura 3.2.5:** Correlazione tra energia elettrica (kWh) e  $\Delta$  gradi di entalpia estivi (kJ/kg)

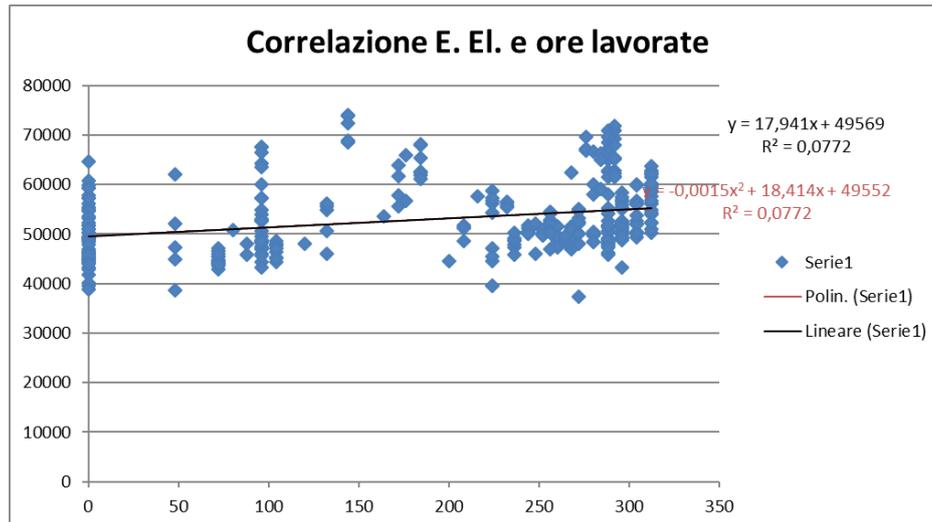


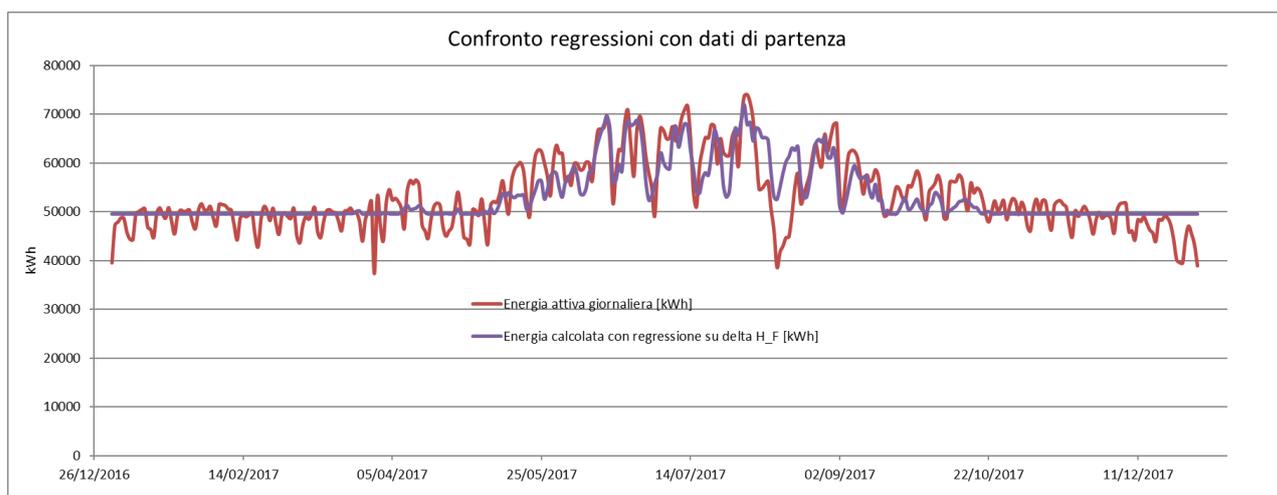
Figura 3.2.6: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e ore lavorate

Inizialmente si erano indagate le correlazioni tra l'energia elettrica e la temperatura dell'aria esterna e l'energia elettrica e il titolo dell'aria, che avevano un indice  $R^2$  vicino al 55%. Sembrava necessario considerare una relazione multivariabile, ma, come noto, il titolo dell'aria dipende dalla temperatura e quindi i drivers risultavano fortemente correlati. Per ovviare al problema si è pensato di ricorrere ai gradi di entalpia che sono funzione dei drivers sopra citati. Il risultato è stato migliore del precedente con un valore di  $R^2$  circa pari al 63%. Tale risultato è stato ottenuto con i gradi di entalpia estivi, senza tener conto della quota di aria ricircolata e miscelata con quella fresca aspirata dall'esterno.

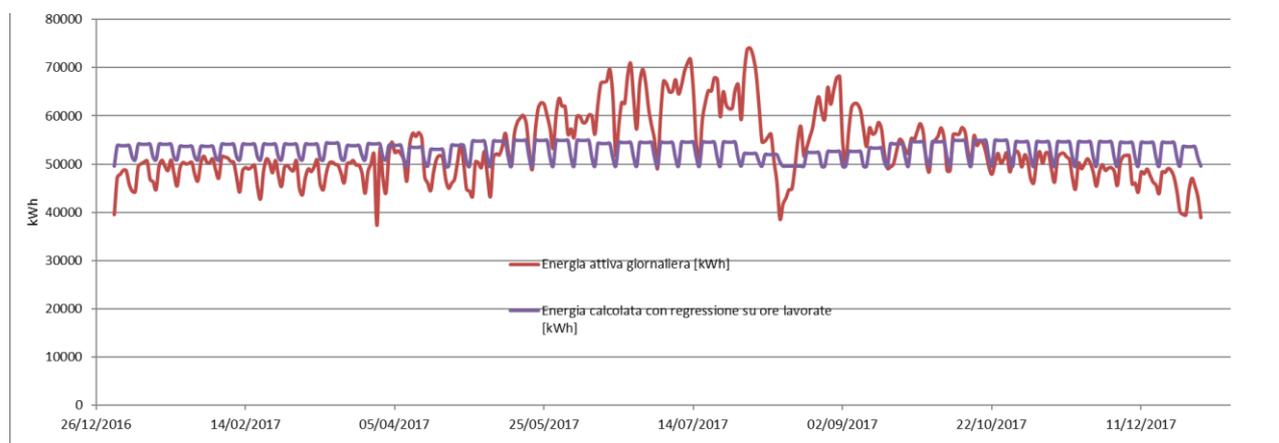
Sono stati ripetuti gli stessi passaggi anche con i dati su base mensile, per poter indagare la correlazione tra l'energia elettrica e il numero di pezzi prodotti. Si è riscontrato un generale aumento del valore di  $R^2$  mediamente sull'80%, visto che la base di dati si è ridotta a soli 12 campioni e le oscillazioni sono state smussate. Per quanto riguarda il legame tra numero di pezzi prodotti e l'energia elettrica, invece, il risultato è molto deludente:  $R^2$  è inferiore al 4% e il valore di significatività del coefficiente angolare supera abbondantemente  $\alpha=5\%$ . Quindi non sembra esistere un legame stretto tra l'energia elettrica e il volume di produzione, mentre il legame esiste con le variazioni climatiche, proprio perché, come descritto nel secondo capitolo, gran parte dell'energia è spesa per assicurare gli elevati standard di qualità dell'aria richiesti a una azienda farmaceutica.

In un secondo tempo si è ripetuto il calcolo tenendo conto delle percentuali di aria ricircolata (44%) ed esterna (56%) a livello globale di stabilimento, in quanto tali percentuali servivano per lo sviluppo successivo dei calcoli.  $R^2$  è solo leggermente aumentato.

Non essendo ancora il risultato soddisfacente, si è ricorsi a una relazione multivariabile tra energia elettrica, gradi di entalpia estivi e numero di ore lavorate. La scelta è stata in parte obbligata in quanto gli altri energy drivers climatici erano sempre in qualche modo legati ai gradi di entalpia. Avendo, poi, realizzato i grafici che confrontavano la curva teorica del modello con i dati sperimentali, si è notato che nel periodo invernale la curva teorica dei gradi di entalpia estivi mal si sovrappone ai dati sperimentali, mentre quella con il numero delle ore lavorate ne riproduceva la periodicità, nonostante il valore di  $R^2$  fosse inferiore all'8%.



**Figura 3.2.7: Andamento regressione con variabile: gradi di entalpia estivi**

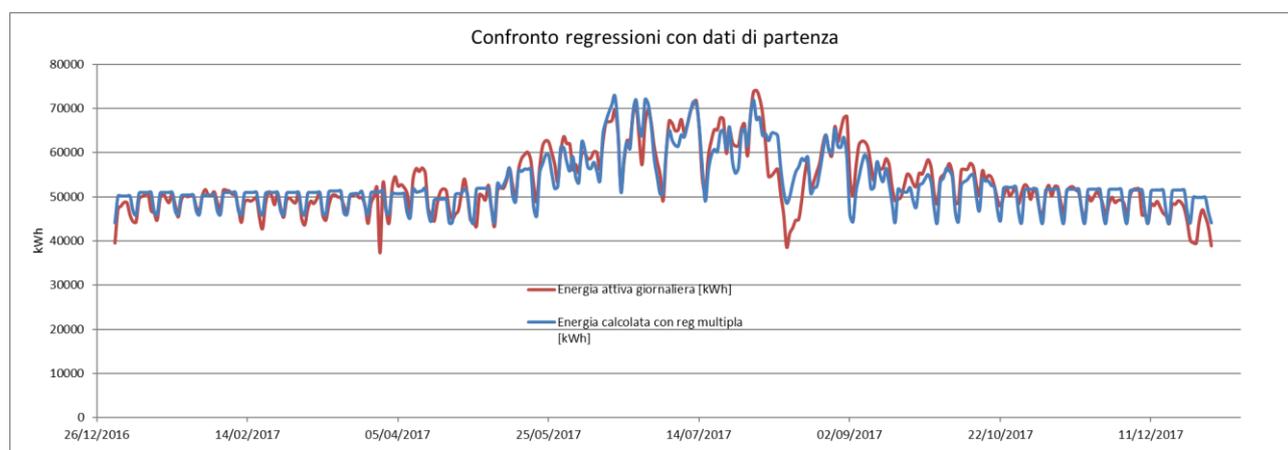


**Figura 3.2.8: Andamento regressione con variabile: ore lavorate**

Procedendo quindi all'analisi di regressione per il modello bi-variabile si sono ottenuti i seguenti risultati: un valore di  $R^2$  pari al 78,5% e valori di significatività dei coefficienti molto prossimi allo zero e quindi assolutamente accettabili, avendo imposto  $\alpha=5\%$ .

Statistica della regressione								
R multiplo	0,886027299							
R al quadrato	0,785044374							
R al quadrato corretto	0,783856774							
Errore standard	3280,781702							
Osservazioni	365							
ANALISI VARIANZA								
	<i>gdl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>Significatività F</i>			
Regressione	2	14230122161	7115061081	661,0342539	1,4293E-121			
Residuo	362	3896397344	10763528,58					
Totale	364	18126519505						
	<i>Coefficienti</i>	<i>Errore standard</i>	<i>Stat t</i>	<i>Valore di significatività</i>	<i>Inferiore 95%</i>	<i>Superiore 95%</i>	<i>Inferiore 95,0%</i>	<i>Superiore 95,0%</i>
Intercetta	40438,63419	445,7502486	90,72038505	4,8422E-251	39562,04902	41315,21935	39562,04902	41315,21935
delta H_F/ giorno [kJ/kg]	62,45697326	1,808962634	34,5264032	1,4108E-116	58,89957803	66,01436849	58,89957803	66,01436849
Ore lavorate	25,68458129	1,589426419	16,15965419	1,30756E-44	22,55891255	28,81025003	22,55891255	28,81025003

**Tabella 3.2.3.1: Risultato analisi di regressione con variabili: gradi di entalpia estivi e ore lavorate**



**Figura 3.2.9: Andamento regressione bi-variabile**

Di seguito sono riportate le equazioni di caratterizzazione dei consumi elettrici, sia su base giornaliera sia su base mensile:

$$C_{e \text{ giornaliero}} = 40438,6 + 62,5 \cdot \Delta H_F + 25,7 \cdot h_{lavorate} \quad (3.2.3.1)$$

$$C_{e \text{ mensile}} = 1085 \cdot 10^3 + 70,2 \cdot \Delta H_F + 44,6 \cdot h_{lavorate} \quad (3.2.3.2)$$

### 3.2.4 Energia Termica

Di seguito sono riportati i grafici che rappresentano la correlazione tra l'energia termica e i diversi energy drivers, come fatto per l'energia elettrica.

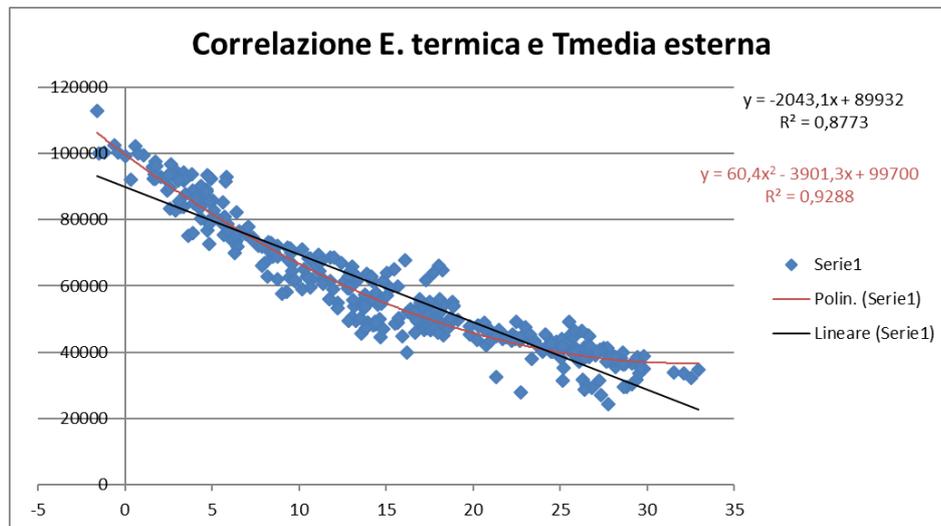


Figura 3.2.10: Correlazione tra energia termica (kWh) e temperatura media dell'aria esterna (°C)

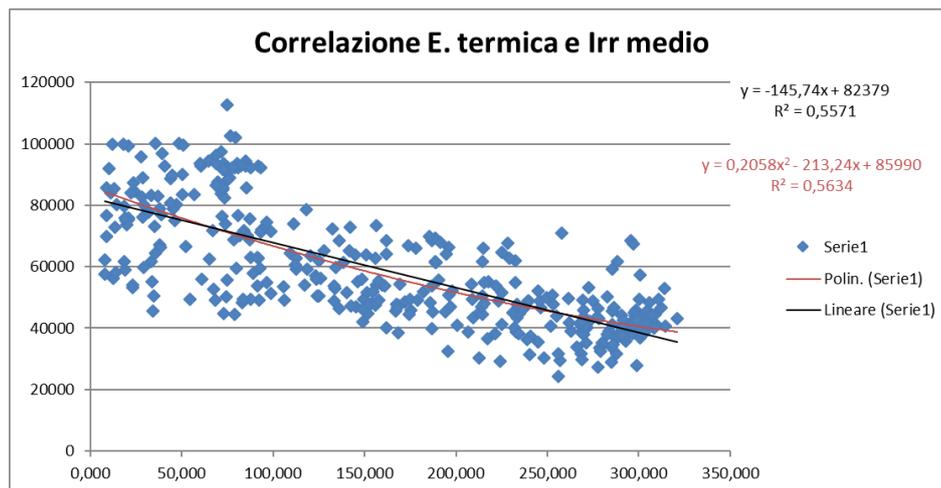
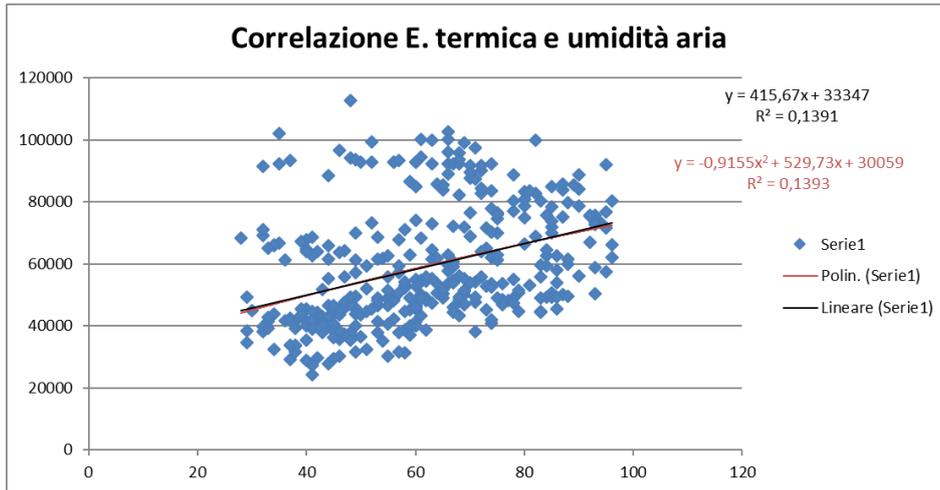
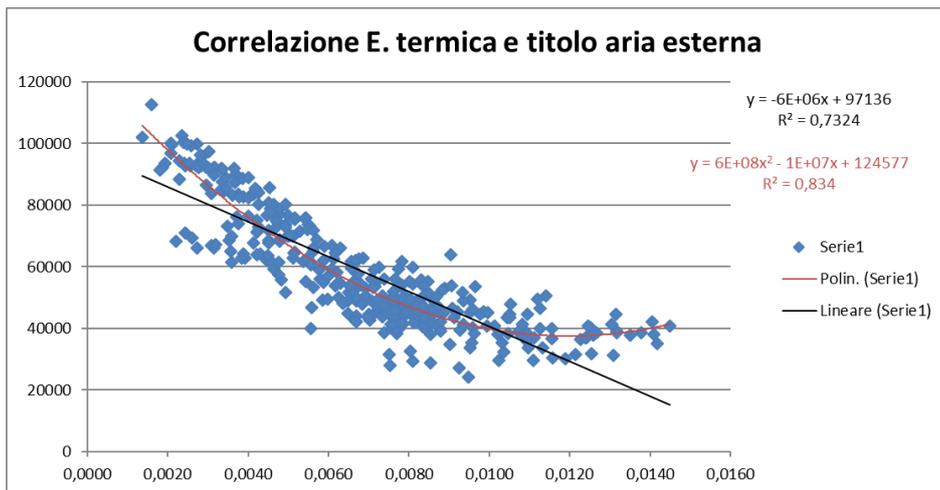


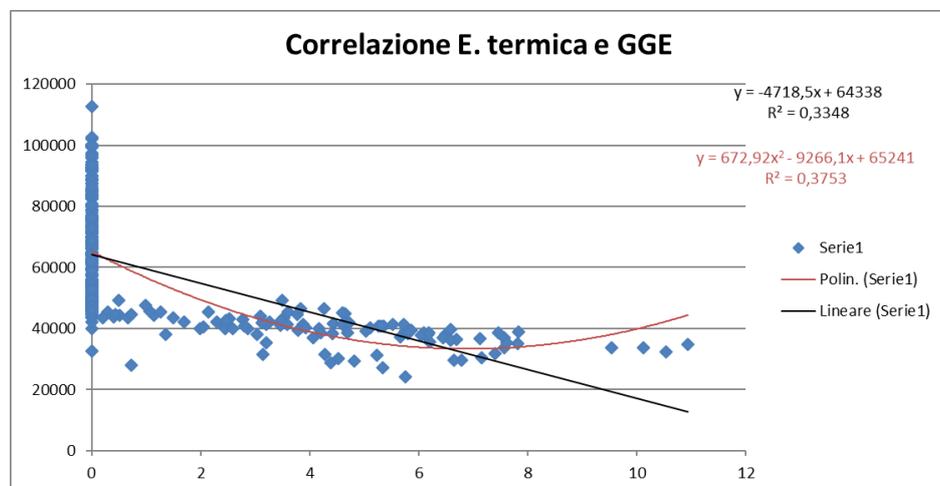
Figura 3.2.11: Correlazione tra energia termica (kWh) e irraggiamento medio nella giornata (W/m²)



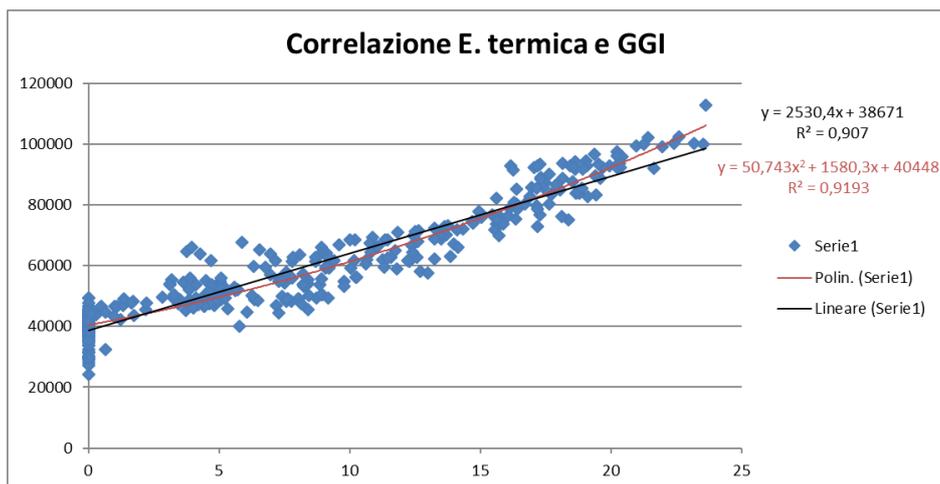
**Figura 3.2.12:** Correlazione tra energia termica (kWh) e umidità media nella giornata (%)



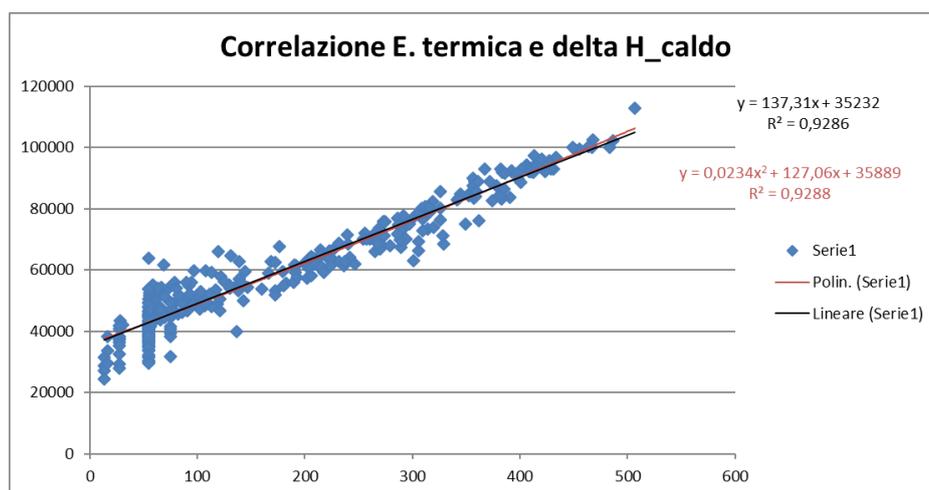
**Figura 3.2.13:** Correlazione tra energia termica (kWh) e titolo dell'aria giornaliero (gvp/garia)



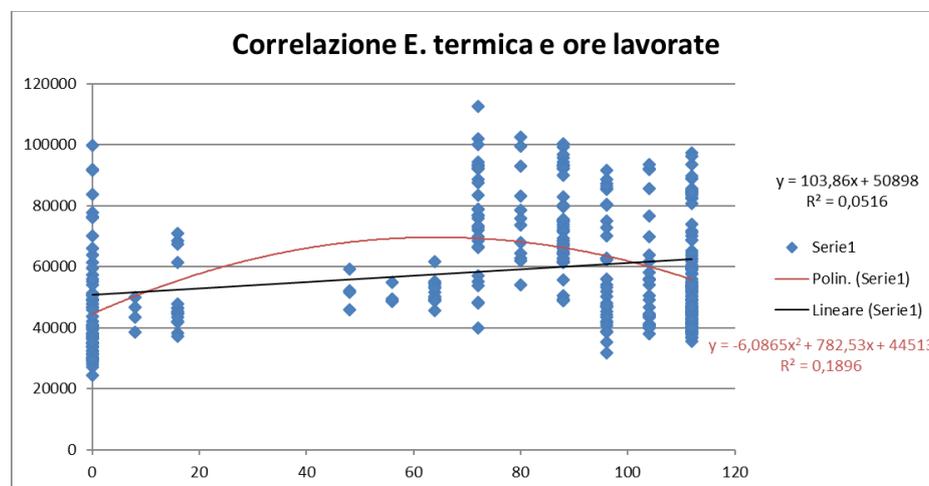
**Figura 3.2.14:** Correlazione tra energia termica (kWh) e gradi giorno estivi (°C)



**Figura 3.2.15: Correlazione tra energia termica (kWh) e gradi giorno invernali (°C)**



**Figura 3.2.16: Correlazione tra energia termica (kWh) e Δ gradi di entalpia estivi (kJ/kg)**

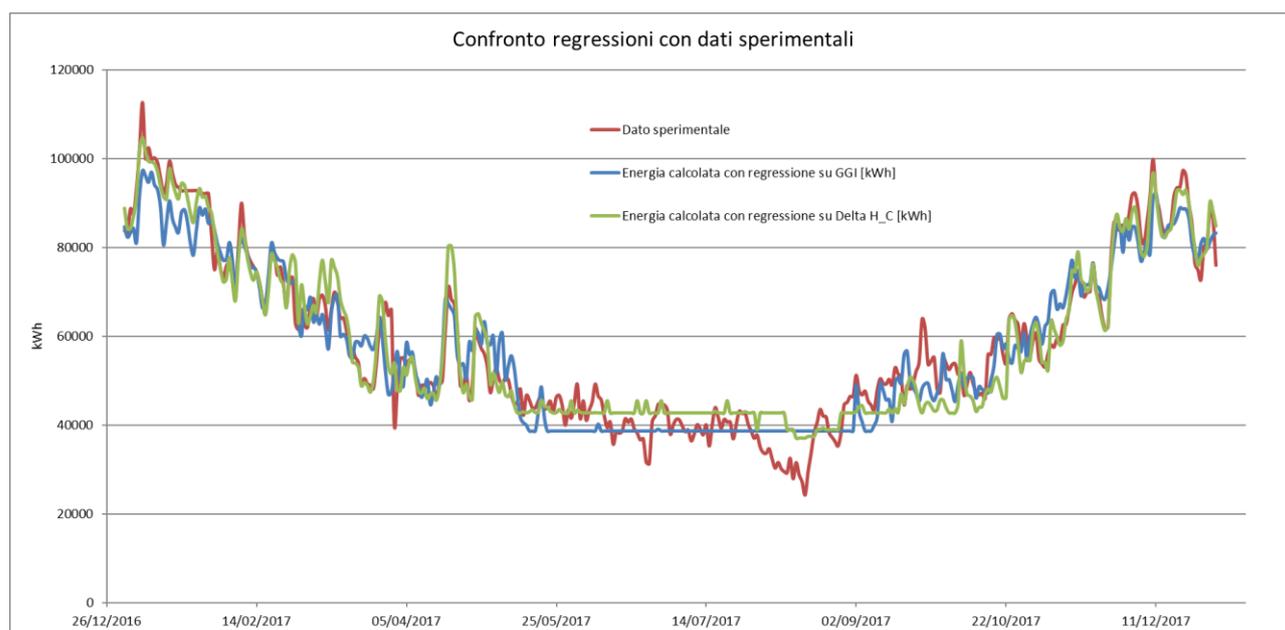


**Figura 3.2.17: Correlazione tra energia termica (kWh) e ore lavorate**

Nei grafici il grado di correlazione risulta elevato nei casi in cui i drivers sono:

- Temperatura media dell'aria esterna (88%)
- Titolo dell'aria esterna (73%)
- Gradi giorno invernali (91%)
- Gradi di entalpia invernali (93%)

La scelta è caduta sulla correlazione tra energia termica e gradi di entalpia invernali, poiché ha il massimo valore di  $R^2$  e perché la curva teorica segue più da vicino l'andamento dei dati sperimentali anche nel periodo estivo.



**Figura 3.2.18: Confronto tra dati sperimentali e regressioni**

Per cercare di migliorare il picco legato alla chiusura dello stabilimento in estate, si sono applicate delle percentuali correttive al valore dei gradi di entalpia, in modo tale da ridurli per le prime due settimane di agosto.

In questo caso la regressione multipla con i gradi di entalpia invernali e le ore lavorate non porta a sostanziali miglioramenti nel valore di  $R^2$ .

Si è ripetuta l'analisi su base mensile e, come nel caso dell'energia elettrica, i valori di  $R^2$  sono aumentati oscillando intorno al 95%, ma la correlazione con il numero di pezzi prodotti è sempre deludente con un valore di  $R^2$  pari all'8%. Quindi anche in questo caso il consumo di energia non sembra legato al volume produttivo.

Di seguito sono riportate le equazioni di caratterizzazione dei consumi termici, sia su base giornaliera sia su base mensile:

$$C_{t \text{ giornaliero}} = 33370,5 + 133,4 \cdot \Delta H_C + 28,5 \cdot h_{lavorate} \quad (3.2.4.1)$$

$$C_{t \text{ mensile}} = 973 \cdot 10^3 + 135,8 \cdot \Delta H_C + 41,3 \cdot h_{lavorate} \quad (3.2.4.2)$$

### 3.2.5 Validazione del modello

Per controllare che la regressione fosse realistica, si sono richiesti i dati di consumo del 2018, disponibili per i primi sei mesi. Infatti, sapendo che il sistema non avrebbe dovuto subire variazioni, le regressioni multiple avrebbero dovuto approssimare bene anche i dati del nuovo anno.

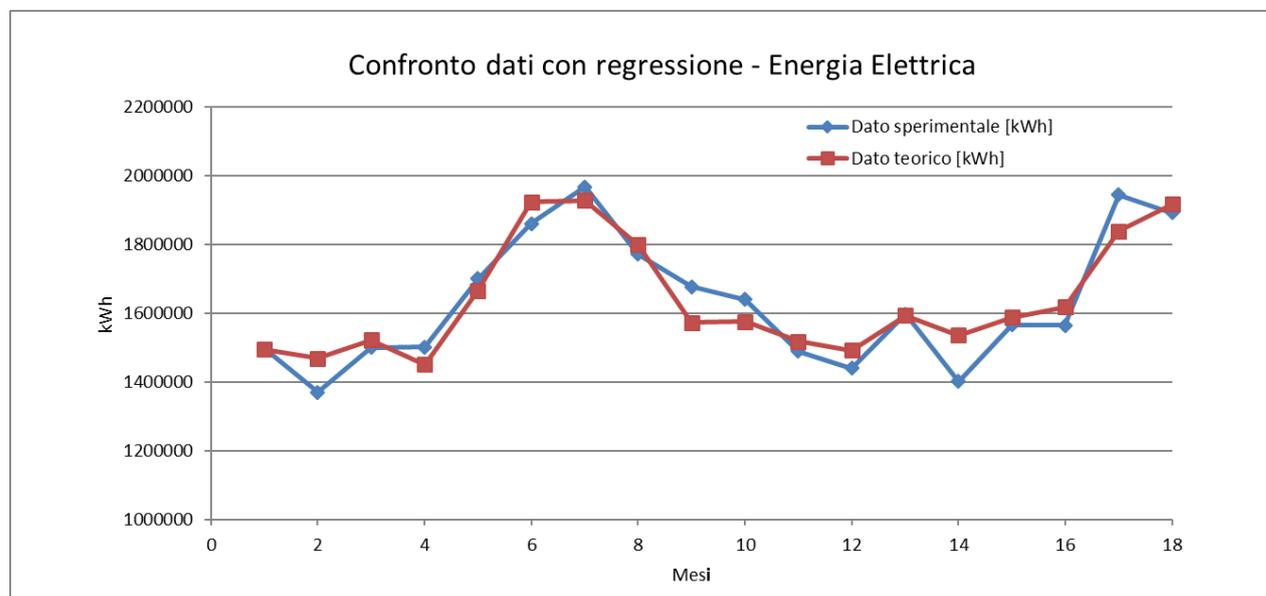


Figura 3.2.19: Validazione modello consumi elettrici con dati 2017-2018

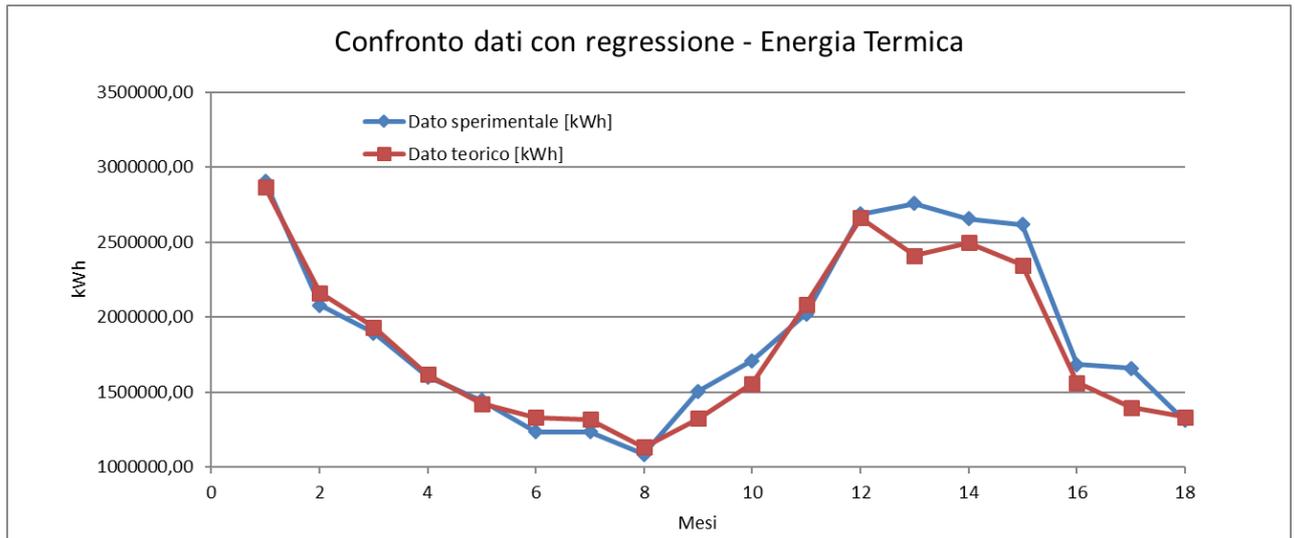


Figura 3.2.20: Validazione modello consumi termici con dati 2017-2018

Mentre la caratterizzazione energetica per l'energia elettrica sembra confermare la bontà del modello, la regressione per l'energia termica sottostima il consumo nei primi mesi dell'anno. Si doveva capire se il modello fosse errato o se fosse avvenuto un cambiamento nel sistema. A tale scopo si è realizzato il CUSUM tabulare, che è una carta di controllo e in quanto tale presenta un valore limite H, superato il quale un processo è ritenuto fuori controllo.

H è definito come:

$$H = h \cdot s_e \text{ con } 4 < h < 5 \quad (3.2.5.1)$$

$$s_e = \left( \frac{\overline{MR}}{d_2} \right) \quad (3.2.5.2)$$

In cui  $\overline{MR}$  è la media del valore assoluto delle differenze tra due scarti consecutivi e per scarto si intende la differenza tra consumo effettivo e previsto, punto per punto, mentre  $d_2$  è pari a 1,128.

Si è assunto il valore di  $h=4,5$ , ottenendo le carte riportate in figura 3.2.21 e 3.2.22. In esse compaiono due serie  $C_i^+$  e  $C_i^-$  che rappresentano le somme degli scarti accumulate nel tempo e così definite:

$$C_i^+ = \max(0, e_i - (\bar{e} + K) + C_{i-1}^+) \quad (3.2.5.3)$$

$$C_i^- = \max(0, (\bar{e} - K) - e_i + C_{i-1}^-) \quad (3.2.5.4)$$

dove:

- $e_i$  è lo scarto i-esimo;
- $\bar{e}$  è il valor medio degli scarti. Nel caso in cui le rette di regressione passino per l'origine assume valor 0, come nel caso trattato;
- $K = k \cdot s_e$  con  $k = 0,5$

La carta di controllo conferma che il sistema dal punto di vista dei consumi elettrici non è cambiato.

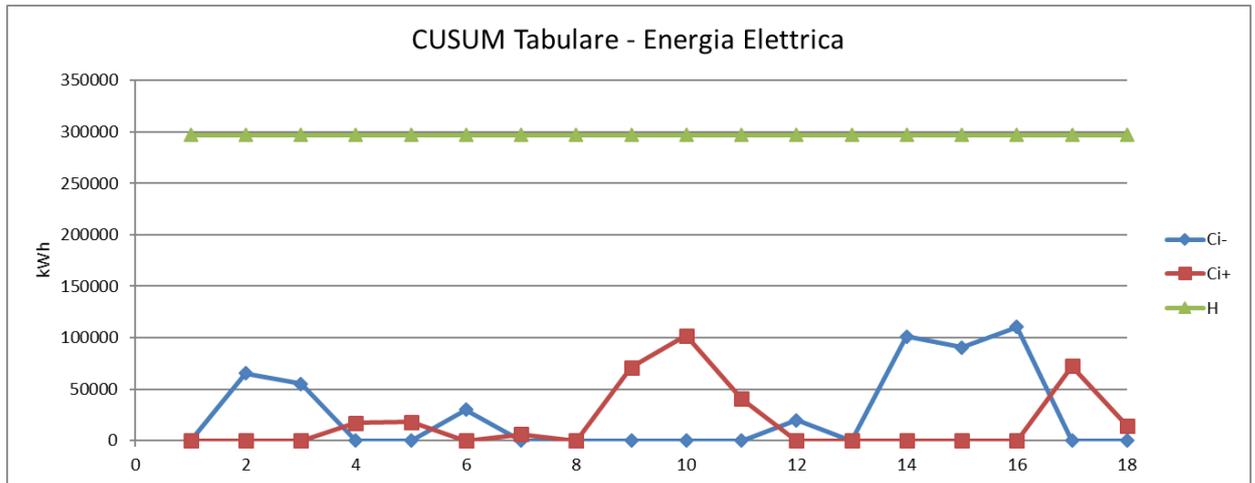


Figura 3.2.21: CUSUM tabulare - Energia Elettrica

Nel caso dei consumi termici, invece, il sistema sembra essere andato fuori controllo fin dall'inizio del nuovo anno.

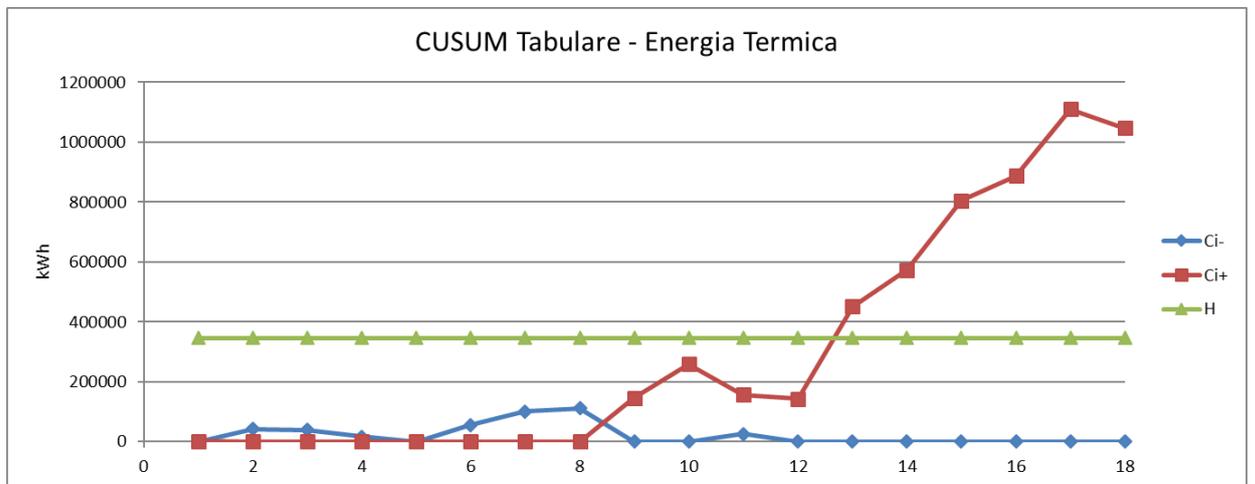


Figura 3.2.22: CUSUM tabulare - Energia Termica

Vista la discrepanza tra il modello e il sistema fisico, per prima cosa si è controllato di non aver commesso errori nella definizione dei drivers e si sono verificati i dati climatici. Non avendo trovato differenze tali da giustificare un aumento così rilevante nei consumi, si è chiesto se fosse cambiato qualcosa a livello di utilizzo del gas. È emerso che era cambiata la qualità dell'acqua in ingresso nelle caldaie di vapore. L'acqua non aveva più le caratteristiche dell'acqua addolcita, ma una concentrazione di sali maggiore, motivo per cui lo spurgo della caldaia era più frequente, comportando un maggior abbassamento della temperatura in caldaia e causando quindi un maggiore consumo di metano.

Il sistema è stato corretto e infatti si osserva che il consumo di aprile è di nuovo in linea con quanto previsto dal modello, tuttavia il CUSUM tabulare non è ancora tornato al di sotto della soglia, poiché il clima dei mesi seguenti è stato più freddo e la variabile  $C_i+$  ha un ritardo perché tiene conto della storia del sistema.

### 3.3 Indici di consumo

Definita la caratterizzazione dei consumi elettrici e termici è possibile andare a calcolare gli indici di prestazione energetica EnPI. Questi indici mettono in relazione i consumi energetici con i volumi produttivi e possono essere usati non solo per misurare le proprie prestazioni nel tempo, ma anche per confrontarsi con altri stabilimenti (interni o esterni) attraverso un'azione di benchmark.

Il calcolo degli indici di consumo è stato effettuato solo su base mensile, poiché non era disponibile un dato più fine riguardante la produzione. Lo scopo di uno studio di questo genere è individuare il costo energetico per unità di prodotto.

Per prima cosa è necessario inserire all'interno della retta di regressione la variabile riguardante il volume produttivo, sebbene, come fatto notare nelle sezioni precedenti, il legame tra consumi energetici e numero di pezzi prodotti non sia molto stretto.

La caratterizzazione mensile sarà sempre multivariabile e avrà come drivers il volume produttivo  $V$  e i gradi di entalpia estivi (nel caso dell'energia elettrica) e invernali (nel caso di energia termica). La forma della suddetta caratterizzazione sarà, dunque, la seguente:

$$C = C_0 + c_1V + c_2\Delta H \quad (3.3.1)$$

all'interno della quale si distinguono:

- $C_0$  quota di consumo fisso, che non diminuisce con il diminuire del volume produttivo;
- $c_1V + c_2\Delta H$  quota di consumo variabile che è direttamente proporzionale al numero di pezzi prodotti.

In questo caso non compare anche la variabile ore lavorate, perché strettamente correlata al volume produttivo ( $R^2 = 85\%$ ). Quindi, per non incorrere in un errore di multicollinearità, nell'equazione non se ne deve tenere conto.

### *Energia Elettrica*

La retta di regressione mostra un  $R^2$  è pari all'87%, leggermente migliore rispetto al caso con soli gradi di entalpia, ma il valore di significatività del coefficiente angolare legato al numero di pezzi prodotti supera il 5% ed è pari all'8%. Ciò significa che per accettare la retta di caratterizzazione bisogna aumentare il livello di significatività ( $\alpha$ ) fin al 10%, accettando di conseguenza una probabilità di errore maggiore. Di seguito è riportata la nuova retta di regressione:

$$C = 1189 \cdot 10^3 + 67,9 \cdot V + 0,041 \cdot \Delta H \quad (3.3.2)$$

### *Energia Termica*

In questo caso invece la retta di regressione mostra un  $R^2$  del 97%, anche questa volta leggermente migliore rispetto al caso con soli gradi di entalpia. Tuttavia, come per la regressione avente come studio l'energia elettrica, il valore di significatività del coefficiente angolare legato al numero di pezzi prodotti supera il 5% ed è pari al 29%. Ciò impone nuovamente di aumentare il livello di significatività, questa volta fino a un valore di  $\alpha=30\%$ , costringendoci ad accettare un rischio di errore ben più alto.

$$C = 927 \cdot 10^3 + 136,2 \cdot V + 0,032 \cdot \Delta H \quad (3.3.3)$$

Con l'utilizzo delle rette sopra riportate è possibile fare diverse valutazioni.

In primo luogo, è possibile valutare il peso della quota fissa, ovvero il consumo di energia non legato alla produzione. Esso è definito come il rapporto tra il consumo fisso e il consumo totale e può essere valutato in due casi:

- in condizioni nominali ( $CF_n$  prende il nome di peso della quota fissa)

$$CF_n = \frac{C_0}{C_0 + c_1V + c_2\Delta H} \quad (3.3.4)$$

- in condizioni medie ( $\overline{CF}$  prende il nome di peso medio della quota fissa)

$$\overline{CF} = \frac{C_0}{C_0 + c_1V + c_2\Delta H} \quad (3.3.5)$$

Questo parametro è utile per stimare la rigidità del sistema.

Il grado di controllo dei consumi energetici, invece, è definito dal coefficiente di controllo dei consumi nominale ( $k_n$ ), che dipende dal rapporto tra la quota di consumo variabile e consumo totale. Il calcolo viene svolto in condizioni nominali. Tanto più il rapporto sarà elevato, maggiore sarà l'elasticità del sistema e la condizione di completa elasticità si ha per  $k_n$  pari a 1.

Nel caso di una caratterizzazione multivariabile si possono calcolare tanti  $k_n$  quante le variabili da cui dipende il consumo. Di seguito è riportata l'equazione nel caso di nostro interesse, quindi  $k_n$  legato alla produzione:

$$k_{n,V} = \frac{c_1V}{C_0 + c_1V + c_2\Delta H} \quad (3.3.6)$$

È possibile, infine, ricavare l'indice di consumo ( $IC_n$ ) che esprime la quantità di energia per unità di produzione e l'equazione sarà la seguente:

$$IC_n = \frac{C}{V} = \frac{C_0}{V} + c_1 + c_2 \frac{\Delta H}{V} \quad (3.3.7)$$

L'indice di consumo è calcolato nelle condizioni nominali, che per quanto concerne una regressione lineare con una sola variabile è il massimo volume produttivo che si può creare. In questo caso, però, si pone un problema nel definire il valore in condizioni nominali dei drivers. Bisogna, infatti, ricordare che l'indice di consumo in condizioni nominali assume il valore minimo. Affinché ciò sia possibile, scelto il volume di produzione nominale pari al valore massimo, bisognerà scegliere il valore minimo per il  $\Delta H$ .

I valori di CF ottenuti sono riportati nella tabella sottostante:

	$\overline{CF}$	$CF_n$
Energia Elettrica	73,26%	77,59%
Energia Termica	52,02%	73,79%

Tabella 3.5: Quota fissa

I valori nominali sono molto elevati, ciò significa che in entrambi i casi più del 70% dei costi di produzione non è spiegato dalla retta di regressione ed è quindi legato a costi fissi, segno che ci si trova davanti a un sistema molto rigido. Per cercare di renderlo più elastico

servirebbe riuscire a disaggregare maggiormente i consumi di partenza. Per esempio, nel caso di consumo dell'energia elettrica, sarebbe utile riuscire a scorporare quel 75% di energia che per ora rientra sotto la voce "altri usi". In questo modo si potrebbero distinguere i consumi relativi ai gruppi frigoriferi da quelli per esempio relativi alla produzione di aria compressa, che molto probabilmente avranno drivers diversi e sarà quindi possibile andare a ridurre la rigidità del sistema e individuare soluzioni utili a ridurre i consumi.

Il coefficiente di controllo dei consumi nominale assume invece i seguenti valori:

	$k_{n,v}$
Energia Elettrica	14,68%
Energia Termica	13,83%

**Tabella 3.6: Coefficiente di controllo dei consumi nominale**

Il fatto che questo parametro riferito alla produzione sia molto basso conferma una struttura dei consumi molto rigida e la forte dipendenza dalle condizioni climatiche aggrava ulteriormente la situazione.

Per ultimo è stato calcolato l'indice di consumo nominale, ottenendo:

	$IC_n$
Energia Elettrica [kWh/pezzo]	0,2815
Energia Termica [kWh/pezzo]	0,2319

**Tabella 3.7: Indici di consumo**

Gli indici di consumo sono utili non solo a capire quanto la realizzazione del prodotto costa in termini energetici, ma anche per effettuare un'azione di benchmark con altre aziende del settore o tra diversi siti produttivi. Nel mio caso, visto il limitato numero di dati, ho potuto realizzare il diagramma universale solo per confrontare il costo energetico della produzione tra un mese e l'altro.

Il diagramma universale permette di interpretare le variazioni degli indici di consumo. Occorre introdurre il coefficiente di saturazione degli impianti ( $s$ ), definito come:

$$s = \frac{V}{V_n} \quad (3.3.8)$$

che indica la percentuale di volume prodotto nel mese rispetto al massimo registrato nell'anno.

Sono poi stati calcolati gli indici di consumo mensili  $IC$  che vengono rapportati all'indice di consumo nominale ( $IC_n$ ), che danno un'idea dell'aumento del costo energetico della produzione rispetto al minimo che può essere raggiunto.

Dal diagramma sottostante si può osservare che nei mesi estivi di giugno-settembre, il consumo energetico è superiore di circa il 50% rispetto al consumo minimo registrato a ottobre a causa dell'aumento di assorbimento elettrico per la climatizzazione estiva generato dai gruppi frigoriferi, nonostante nei mesi di maggio-luglio il volume produttivo sia solo circa l'87% del massimo di ottobre. Agosto è, invece, fortemente penalizzato dai bassi volumi produttivi. Il peggioramento legato alla riduzione della saturazione è molto forte, perché è molto basso il valore di  $k_n$ , cioè i consumi sono molto rigidi al variare del volume produttivo, come detto in precedenza.

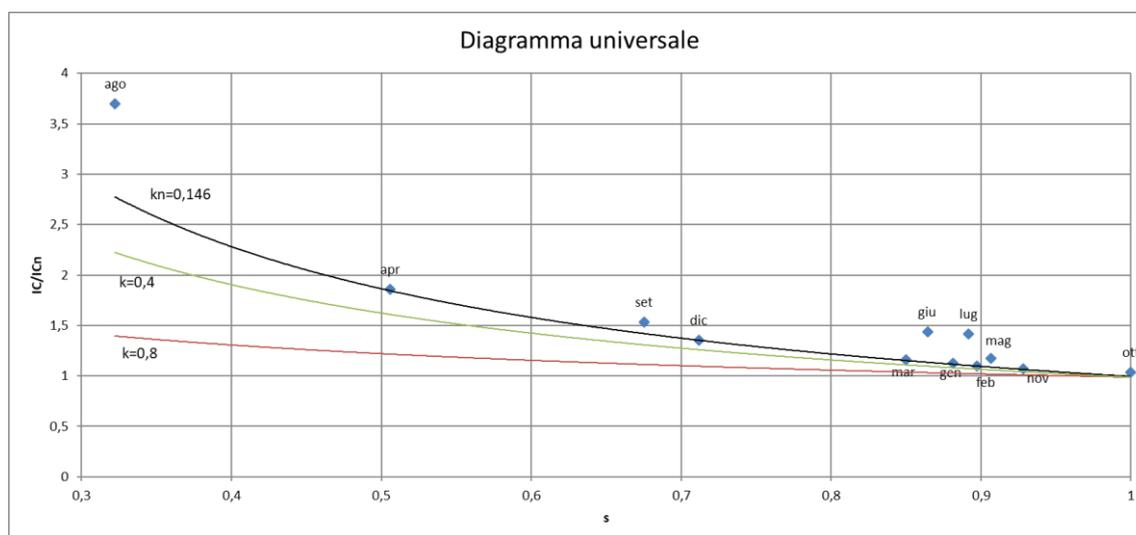


Figura 3.3.1: Diagramma universale Energia Elettrica

Il diagramma universale che si riferisce al consumo di energia termica risente ancora di più dell'influenza dei fattori climatici e, specularmente al caso elettrico, i costi energetici crescono rispetto al trend nominale, definito da  $k_n$ , soprattutto nel periodo che va da novembre ad aprile.

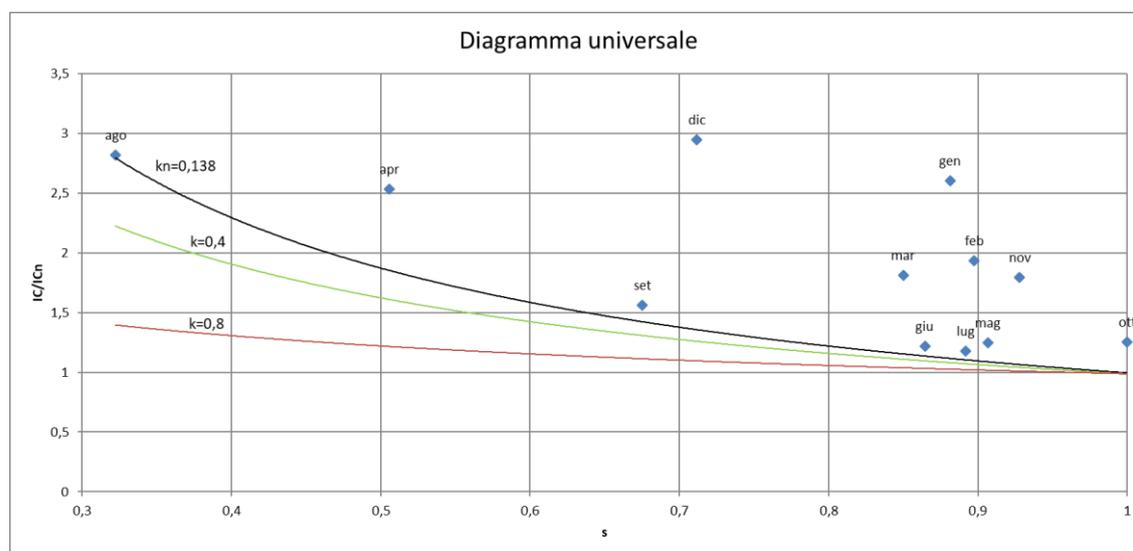


Figura 3.3.2: Diagramma universale energia termica

Per ridurre i costi energetici per unità di prodotto si potrebbe agire in due modi:

- riducendo la quota fissa di consumo, particolarmente elevata. Sarebbe consigliabile riuscire ad effettuare un'analisi dei consumi a livello di linea produttiva per identificare quelle più energivore su cui intervenire o a livello di gestione o d'impianto (sostituendo le macchine esistenti con altre più efficienti);
- aumentando il livello di saturazione degli impianti.

### **3.4 Proposta di efficienza**

A valle di uno studio di questo tipo, come già detto, è auspicabile individuare delle proposte per migliorare l'efficienza degli impianti. Nel caso in esame il driver che più di tutti influenza i consumi è di tipo climatico e quindi legato agli impianti di condizionamento.

Come già introdotto nel paragrafo riguardante gli energy drivers, il calcolo dei gradi di entalpia non prendeva in considerazione la quota di aria ricircolata ed esterna. Tuttavia, a seguito di un'attenta analisi degli impianti di condizionamento, è emerso che non tutti i locali funzionano con condizionamento a tutta aria esterna, ma solo una parte pari al 56% dei volumi d'aria complessivamente trattati. Il restante 44% è invece aria ricircolata dagli ambienti. I volumi di aria vengono trattati sempre allo stesso modo, che il reparto sia aperto o chiuso.

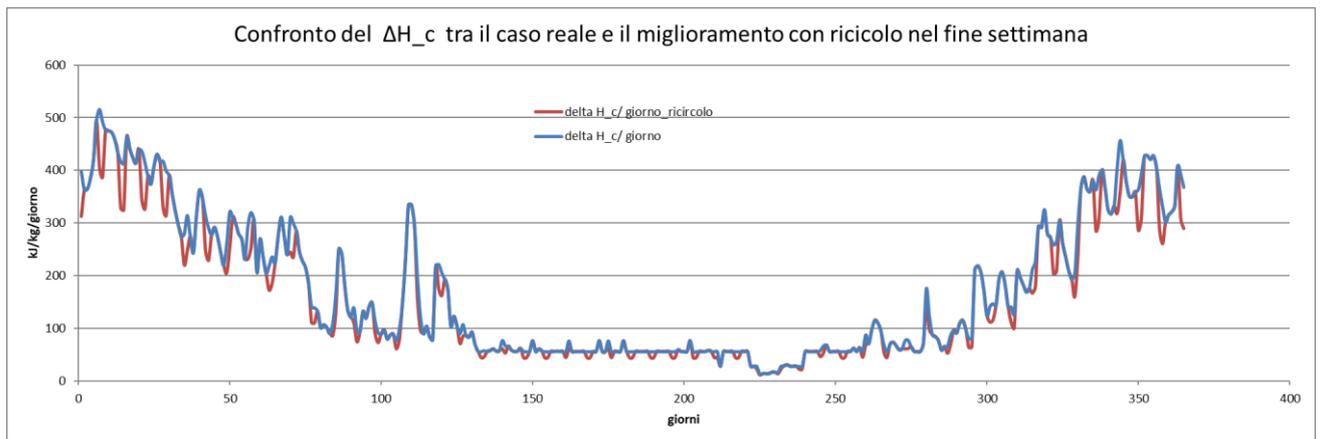
La proposta punta a diversificare la quantità di aria ricircolata (e quindi già trattata) in settimana e nei weekend. L'idea è quella di lavorare a ricircolo completo nei locali idonei e nei periodi di chiusura (identificati nei fine settimana), andando quindi a eliminare i costi di trattamento dell'aria esterna.

Per prevedere quali sarebbero stati i risultati ottenuti attraverso un simile cambio del sistema, si è proceduto come segue.

Si è rivalutato il valore assunto dal driver  $\Delta H$  nei weekend che sarà pari solo più alla quota derivante dall'aria esterna. La percentuale di aria che durante il fine settimana deve provenire dall'esterno scende dal 56% al 44%.



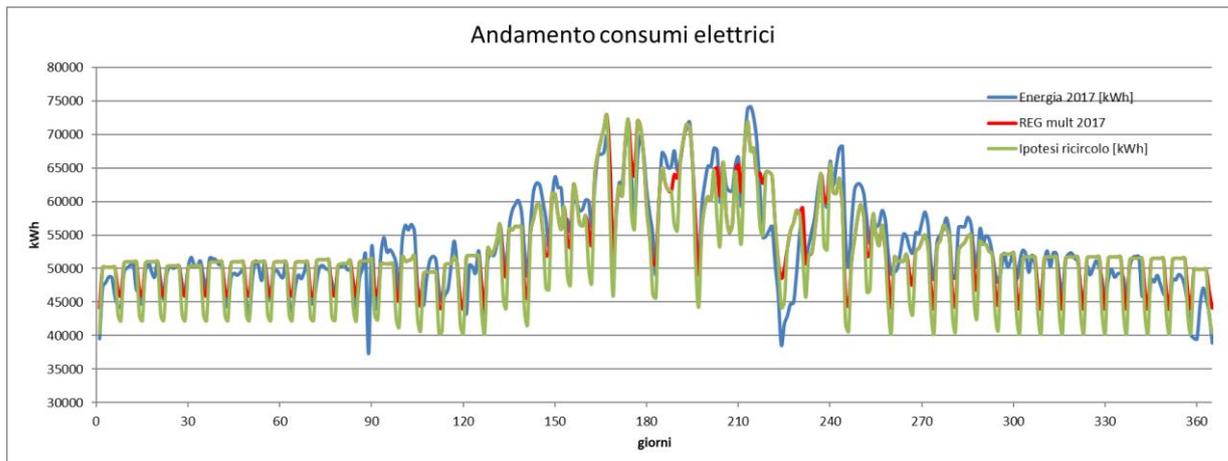
**Figura 3.4.2: Riduzione dei gradi di entalpia estivi in presenza di ricircolo completo nel fine settimana**



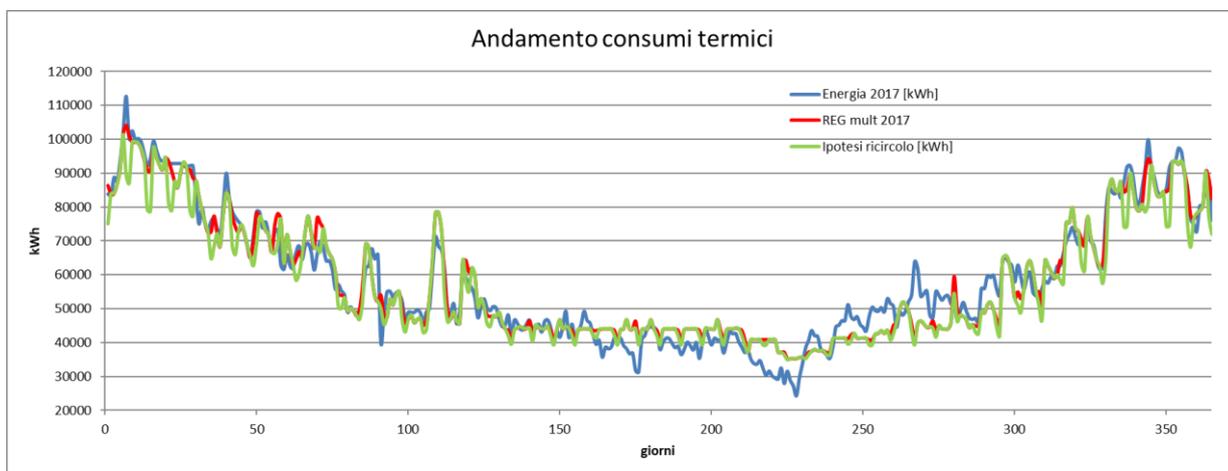
**Figura 3.4.1: Riduzione dei gradi di entalpia invernali in presenza di ricircolo completo nel fine settimana**

È possibile osservare una riduzione dei consumi periodica in corrispondenza dei fine settimana. Non sono stati considerati nel modello gli apporti esterni di calore, ma solo gli effetti degli apporti endogeni sull'aria ricircolata. La riduzione dei consumi è più accentuata sotto il profilo elettrico anche d'inverno perché l'aria ricircolata, se il reparto è chiuso, non necessita di essere raffreddata mancando gli apporti endogeni.

Si sono inseriti i nuovi valori del driver gradi di entalpia all'interno delle caratterizzazioni precedentemente ricavate e ho calcolato i consumi previsti con il nuovo assetto.



**Figura 3.4.4: Confronto consumi elettrici attuali con l'ipotesi di ricircolo completo**



**Figura 3.4.3: Confronto consumi termici attuali con l'ipotesi di ricircolo completo**

I grafici mostrano che i consumi diminuiscono in corrispondenza dei fine settimana. Si è calcolata, infine, la differenza tra i consumi teorici (o reali) e quelli del nuovo assetto ottenendo il risparmio energetico prevedibile. L'apparente differenza tra i consumi teorici e reali è solo locale, ma si annulla considerando i consumi annui.

	Risparmio energetico [kWh/anno]	Risparmio economico [€/anno]	CO <sub>2</sub> non emessa [ton/anno]
Energia Elettrica	474455	68796	149,45
Energia Termica	522245	15302	99,82
Totale	996700	84908	249,27

**Tabella 3.8: Riassuntivo risparmi ipotesi ricircolo**

Dalla tabella riassuntiva si osserva che la quota di energia maggiormente risparmiata è quella termica, quindi legata alle batterie calde. Il risparmio economico però è più elevato per quanto riguarda l'energia elettrica, visto che un kWh<sub>e</sub> costa circa 5 volte di più rispetto a un kWh<sub>t</sub> derivante da gas metano. La CO<sub>2</sub> risparmiata è valutata in circa 250 ton/anno e la quota relativa all'energia elettrica va a ridurre le emissioni a livello globale, mentre quella legata al gas naturale va a diminuire le emissioni locali.

## **4 Dimensionamento Impianti Cogenerativi.**

All'interno del capitolo viene riportata l'analisi di fattibilità relativa alla convenienza d'installazione di un impianto cogenerativo o trigenerativo. Si inizia con una breve descrizione dello stato dell'arte e della normativa CAR. Successivamente si trova una prima analisi più generale che mette a confronto le diverse soluzioni individuate e, in base a questi risultati, si procede all'analisi di dettaglio delle cinque tipologie più interessanti. Il capitolo si conclude con l'analisi economica e il confronto dell'impatto ambientale generato dalle diverse soluzioni.

### **4.1 Introduzione alla cogenerazione**

Di solito le richieste di energia elettrica e calore vengono soddisfatte in modo separato: l'energia elettrica viene acquistata dalla rete di distribuzione, mentre, il calore, che non può essere trasportato per lunghe distanze, viene prodotto localmente.

Si definisce impianto di cogenerazione un impianto dedicato alla produzione combinata di energia elettrica e calore, modulabile entro certi limiti, nelle vicinanze del punto di utilizzo e con elevati rendimenti.

La generazione distribuita e gli impianti di cogenerazione rientrano nelle politiche nate a seguito del protocollo di Kyoto, che si poneva come scopo la riduzione delle sostanze inquinanti e la diversificazione delle fonti primarie. Se si unisce la generazione distribuita alle smart grid, si limitano le perdite di trasporto e si aumenta la sicurezza di approvvigionamento.

Lo sviluppo dei sistemi di cogenerazione si è avuto alla fine degli anni '60, con la nascita di una coscienza ecologica e della consapevolezza della limitatezza delle risorse.

Gli impianti di cogenerazione possono essere impiegati con successo nei settori industriali e civili, poiché in grado di garantire sicurezza nell'approvvigionamento energetico, risparmio di energia, riduzione delle perdite di cambio di tensione e di trasporto della rete e contenimento dei gas serra e altri inquinanti. Non si ha una totale eliminazione dell'aspetto inquinante, ma può ridurlo notevolmente.

La nascita degli impianti di cogenerazione si fonda sul principio che il risparmio energetico sia lo strumento più rapido, efficace ed efficiente, in termini di costo, per

ridurre le emissioni di gas serra con il conseguente miglioramento della qualità dell'aria, soprattutto nelle regioni densamente popolate.

Le utenze più idonee del settore industriale sono quelle che hanno una domanda simultanea di elettricità e calore. L'utilizzo di un sistema di cogenerazione non è possibile, invece, se:

- esiste una diversità tra le caratteristiche del calore prodotto dalla cogenerazione e la richiesta dell'utenza;
- esiste uno sfasamento temporale tra la richiesta di elettricità e calore.

Il risparmio ottenibile è legato al numero di ore annue in cui si ha contemporaneità della richiesta di elettricità e calore, in modo che sia conveniente l'autoproduzione. [[Carfagna et al. 2017](#)]

Le tecnologie oggi disponibili sono diverse e prendono il nome dal tipo di motore che utilizzano:

1. MCI (motori a combustione interna);
2. TG (turbine a gas);
3. TV (turbine a vapore);
4. Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore;
5. Turbina a condensazione a estrazione di vapore;
6. Motori Stirling;
7. Pile a combustibile.

Gli impianti di cogenerazione possono essere anche classificati in base alla capacità elettrica installata:

- unità di microcogenerazione, fino a 50 kWe;
- unità di piccola cogenerazione, fino a 1 MWe;
- unità di media o grande cogenerazione, per taglie maggiori.

Gli indici principali che caratterizzano un'unità di cogenerazione sono:

- *rapporto di cogenerazione* ( $\lambda$ ) che è il rapporto tra l'energia termica prodotta (H) e l'energia elettrica prodotta (E):

$$\lambda = \frac{H}{E} \quad (4.1.1)$$

- *indice elettrico* (k) che è il reciproco del rapporto di cogenerazione:

$$k = \frac{E}{H} \quad (4.1.2)$$

- *rendimento per la produzione di energia elettrica* che è il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia del combustibile in ingresso (F):

$$\eta_E = \frac{E}{F} \quad (4.1.3)$$

- *rendimento per la produzione di calore* che è il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia del combustibile in ingresso:

$$\eta_H = \frac{H}{F} \quad (4.1.4)$$

- *indice di utilizzazione del combustibile* che mostra quanta energia primaria viene utilizzata e che per la richiesta di qualifica CAR viene chiamato *rendimento globale*:

$$IU = \frac{E}{F} + \frac{H}{F} = \eta_E + \eta_H \quad (4.1.5)$$

- *indice di risparmio energetico IRE* che permette di calcolare il risparmio di energia primaria adottando la cogenerazione anziché la produzione separata e ad oggi è stato sostituito dall'indice PES (Primary Energy Savings) per ottenere la qualifica CAR;  $\eta_{E_s}$  e  $\eta_{H_s}$  sono i rendimenti di confronto per la produzione separata:

$$IRE = \frac{\Delta F}{F_s} = 1 - \frac{F}{F_s} = 1 - \frac{F}{\frac{E}{\eta_{E_s}} + \frac{H}{\eta_{H_s}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_E}{\eta_{E_s}} + \frac{\eta_H}{\eta_{H_s}}} \quad (4.1.6)$$

Questi indici sono utili per valutare l'impianto dal punto di vista del rendimento e del risparmio energetico che permette di raggiungere. [[Mancò, 2017](#)]

## 4.2 Introduzione alla trigenerazione

Per impianti di trigenerazione s'intende una particolare applicazione degli impianti di cogenerazione, che permette di produrre energia elettrica e termica e di usare parte dell'energia termica recuperata per produrre energia frigorifera attraverso l'utilizzo di gruppi frigoriferi ad assorbimento.

I gruppi frigoriferi ad assorbimento, a differenza dei gruppi frigoriferi convenzionali, non usano un compressore per portare il fluido frigorifero ad alta pressione, ma le proprietà di soluzioni liquide con diversi punti di ebollizione. Quindi i gruppi frigoriferi ad assorbimento necessitano principalmente di energia in forma termica, ma anche di potenza elettrica per il funzionamento di una pompa (che richiede una quantità di energia elettrica inferiore rispetto a un compressore, poiché il lavoro massico per un liquido è circa nullo).

I gruppi frigoriferi ad assorbimento non risultano energeticamente convenienti se l'energia termica è di alta qualità, ovvero se è resa disponibile dalla combustione diretta di un combustibile pregiato, mentre sono molto interessanti nel caso in cui venga impiegata come fonte termica un cascame di calore altrimenti disperso.

Ad oggi le soluzioni più utilizzate sono prevalentemente due:

- Acqua e ammoniaca (in cui il fluido frigorifero è l'ammoniaca)
- Acqua e bromuro di litio (in cui il fluido frigorifero è l'acqua)

Poiché nel secondo caso il fluido frigorifero è l'acqua, le applicazioni di questa soluzione si limitano al campo della semplice refrigerazione con temperature superiori agli 0°C. [Saccani et al. 2018]

Il principio di funzionamento è il seguente: come per i gruppi frigoriferi a compressione, il fluido frigorifero passa dall'ambiente ad alta pressione a quello di bassa pressione attraverso la valvola di laminazione. All'interno dell'evaporatore il fluido frigorifero evapora e passa allo stato gassoso per poi essere inviato nell'assorbitore in cui il fluido frigorifero viene assorbito dal solvente attraverso un processo esotermico. La soluzione ricca di soluto viene quindi pompata all'interno del generatore, in cui viene immessa l'energia termica per permettere la separazione di fase tra i due liquidi. Il fluido frigorifero nuovamente allo stato gassoso e ad alta pressione, viene inviato nel condensatore per essere raffreddato, liquefatto e poi laminato. La soluzione povera, invece, è rimandata nell'assorbitore. Il calore rilasciato nell'assorbitore dal processo esotermico e nel condensatore dovrà essere dissipato attraverso l'uso di torri evaporative.

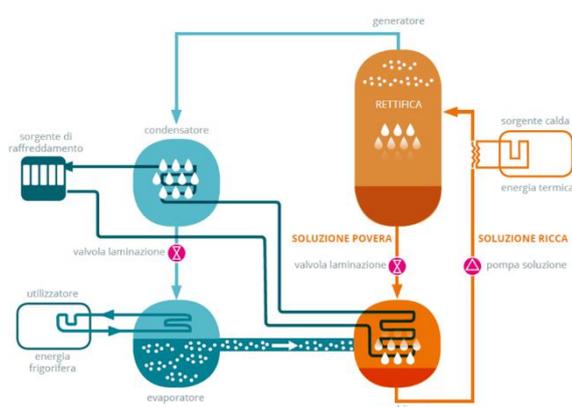


Figura 4.2.1: Schema di funzionamento di un chiller ad assorbimento [Zudek, 2016]

### 4.3 CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) e certificati bianchi (CB)

La direttiva CE 2004/8 individua nella cogenerazione CAR uno degli strumenti principali per massimizzare l'efficienza energetica e ridurre le emissioni.

La qualifica CAR consente l'accesso a diversi vantaggi, quali:

- accesso alla possibilità di richiesta dei certificati bianchi. Il GSE (Gestore Servizi Energetici) provvede annualmente al riconoscimento a consuntivo del funzionamento CAR e, per le unità di cogenerazione che lo richiedono, al successivo riconoscimento del numero di CB;
- priorità nel dispacciamento rispetto alle FER;
- esonero dai titoli di acquisto dei certificati verdi;
- accesso ai certificati verdi in caso di teleriscaldamento;
- accesso alle agevolazioni sull'accisa del metano;
- accesso al servizio di scambio sul posto (solo per impianti con potenza nominale inferiore a 200 kW);
- applicazione di condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica;
- esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema. [[Carfagna et al. 2017](#)]

I requisiti fondamentali affinché un impianto di cogenerazione possa ottenere la qualifica sono due:

- 1)  $\eta_{\text{globale}} \geq \eta_{\text{globale, riferimento}}$  a dimostrazione del fatto che il sistema è più efficiente di quello precedentemente in utilizzo.

Il rendimento globale di riferimento o soglia dipende esclusivamente dalla tipologia di unità in esame.

$\eta_{\text{globale}} \geq 0,75$	$\eta_{\text{globale}} \geq 0,80$
Turbina a vapore a contropressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
Turbina a gas con recupero di calore	
Motore a combustione interna	
Microturbine	
Motori Stirling	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
Pile a combustibile	
Motori a vapore	
Cicli Rankine a fluido organico	Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che includono turbine a condensazione con estrazione di vapore
Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che non includono turbine a condensazione con estrazione di vapore	

Tabella 4.1: Valori soglia rendimento globale [[GSE, 2018](#)]

Il rendimento globale è invece così definito:

$$\eta_{globale} = \frac{E_{unità} + H_{CHP}}{F_{unità}} \quad (4.3.1)$$

in cui:

- $E_{unità}$  corrisponde alla somma dell'energia elettrica (esportata verso la rete e di quella consumata in loco) e dell'energia meccanica (utile a pilotare motori elettrici) prodotte dall'unità;
- $H_{CHP}$  è l'energia termica utile cogenerata prodotta dall'unità;
- $F_{unità}$  è l'energia termica di alimentazione immessa nell'unità, decurtata degli eventuali apporti di energia di combustibile provenienti da fonti esterne utilizzate per produrre energia termica utile non cogenerata.

Se il rendimento globale è inferiore al valore di soglia, si assume che parte dell'energia elettrica non sia prodotta in regime di cogenerazione e occorre quindi dimensionare una macchina virtuale.

- 2)  $PES \geq PES_{limite}$  a dimostrazione del fatto che c'è un maggior risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata.

Il PES limite dipende dalla potenza elettrica nominale dell'impianto di cogenerazione:

$$PES_{limite} = \begin{cases} 10\%, & P \geq 1 \text{ MWe} \\ 0\%, & P < 1 \text{ MWe} \end{cases} \quad (4.3.2)$$

Il PES è calcolato come segue:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta}}} \right) \cdot 100\% \quad (4.3.3)$$

in cui:

- $CHPH_{\eta} = \frac{H_{chp}}{F_{chp}}$  che è il rendimento termico della produzione ottenuto con la cogenerazione;
- $CHPE_{\eta} = \frac{E_{chp}}{F_{chp}}$  che è il rendimento elettrico della produzione ottenuto con la cogenerazione;
- $RefH_{\eta}$  che è il rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

- $RefE_{\eta}$  che è il rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

L'equazione 4.3.3 permette di calcolare, a parità di output ( $E_{CHP}$  e  $H_{CHP}$ ), il risparmio ottenuto in termini di energia di alimentazione rispetto alla produzione separata, realizzata con impianti aventi rendimento pari a  $RefH_{\eta}$  (per la produzione separata di calore) e  $RefE_{\eta}$  (per la produzione separata di elettricità).

I rendimenti di riferimento  $RefH_{\eta}$  e  $RefE_{\eta}$  da utilizzare per il calcolo del PES devono essere corretti secondo il “Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015”.

Per il valore di  $RefE_{\eta}$  si fa riferimento all'Allegato I, in cui i nuovi rendimenti si differenziano in base alla data di entrata in esercizio e al tipo di combustibile utilizzato.

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione			
		Antecedente al 2012	2012-2015	Dal 2016	
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	52,5	52,5	53,0
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	42,0	42,0	42,0
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	35,0	35,0	35,0

Tabella 4.2: Estratto Allegato I [Commissione Europea, 2015]

Nello studio di fattibilità che seguirà nelle sezioni successive, si è assunto  $RefE_{\eta} = 53\%$ .

I valori riguardanti  $RefH_{\eta}$  si trovano invece all'interno dell'Allegato II e per ciascun tipo di combustibile sono indicati tre diversi valori del rendimento, a seconda della forma di utilizzo del calore utile prodotto (acqua calda, vapore e utilizzo diretto dei gas di scarico) e dell'anno di costruzione.

Categoria	Tipo di combustibile:	Anno di costruzione						
		Antecedente al 2016			Dal 2016			
		Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90	85	82	92	87	84
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	70	65	62	80	75	72
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	80	75	72	80	75	72

(\*) Se tali impianti non tengono conto del riflusso della condensa nel calcolo del rendimento della produzione di calore per cogenerazione, i rendimenti per il vapore di cui alla tabella soprastante sono aumentati di 5 punti percentuali.

(\*\*) Occorre utilizzare i valori relativi all'utilizzo diretto dei gas di scarico se la temperatura è pari o superiore a 250 °C.

**Tabella 4.3: Estratto Allegato II [Commissione Europea, 2015]**

Nello studio di fattibilità si è assunto  $RefH_{\eta} = 92\%$ , uguale per acqua calda e vapore, in quanto l'impianto non tiene conto del riflusso di condensa.

Il rendimento di riferimento  $RefE_{\eta}$  riportato sopra deve essere ulteriormente corretto attraverso l'Allegato III e l'Allegato IV.

L'Allegato III viene applicato solo se si utilizzano combustibili gassosi e introduce una correzione in base alle condizioni climatiche della zona in cui è stata installata l'unità di cogenerazione.

Zona climatica	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta; Trentino-Alto Adige; Piemonte; Friuli-Venezia Giulia; Lombardia; Veneto; Abruzzo; Emilia-Romagna; Liguria; Umbria; Marche; Molise; Toscana	11,315	0,369
Zona B: Lazio; Campania; Basilicata; Puglia; Calabria; Sardegna; Sicilia	16,043	-0,104

**Tabella 4.4: Allegato VI [MISE, 2011]**

Il valore di  $RefE_{\eta}$  dopo la correzione imposta dall'Allegato III, diventa:

$$RefE_{\eta} = 53 + 0,369 = 53,369\%$$

L'Allegato IV, invece, contiene l'aggiornamento dei fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete, modificando anche gli intervalli di tensione rispetto all'allegato precedente (Allegato VII al DM 4 Agosto 2011). [GSE, 2018]

Nel caso in esame l'energia elettrica prodotta è totalmente utilizzata per l'autoconsumo e il livello di tensione a cui viene portata è 15 kV.

Livello di tensione di connessione	Fattore di correzione (all'esterno del sito)	Fattore di correzione (all'interno del sito)
$\geq 345\text{kV}$	1	0,976
$\geq 200 - < 345\text{kV}$	0,972	0,963
$\geq 100 - < 200\text{kV}$	0,963	0,951
$\geq 50 - < 100\text{kV}$	0,952	0,936
$\geq 12 - < 50\text{kV}$	0,935	0,914
$\geq 0,45 - < 12\text{kV}$	0,918	0,891
$< 0,45\text{kV}$	0,888	0,851

Tabella 4.5: Estratto Allegato IV [Commissione Europea, 2015]

Il valore definitivo di  $RefE_{\eta}$  dopo l'ultima correzione è:

$$RefE_{\eta} = 53,369 * 0,914 = 48,78\%$$

L'art. 4 del DM 5 settembre 2011 dichiara che le unità di cogenerazione hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al rilascio dei Certificati Bianchi, in numero proporzionale al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione calcolato come segue:

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{e\ rif}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{t\ rif}} - F_{chp} \quad (4.3.4)$$

in cui:

- RISP è il risparmio di energia primaria in MWh;
- $F_{CHP}$  è l'energia del combustibile primario consumata nell'anno dalla parte CHP dell'unità di cogenerazione;
- $\eta_{e\ rif}$  è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46 e corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia consumata in loco e della quantità di energia esportata

verso la rete secondo quanto riportato nell'Allegato IV del "Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015". La percentuale di energia consumata in loco da utilizzare nel calcolo deve essere quantificata secondo il seguente principio:

$$\% EE_{autoconsumata} = \min(100\%; \frac{E_{autoconsumata}}{E_{CHP}}) \quad (4.3.5)$$

Il valore di  $\eta_{e\ rif}$  corretto secondo l'allegato diventa:

$$\eta_{e\ rif} = 0,46 * 0,914 = 42,04\%$$

- $\eta_{t\ rif}$  è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano ed è pari al 90% nel caso di produzione di acqua calda/vapore.

Il numero di certificati bianchi viene calcolato a partire dal RISP secondo la formula:

$$CB = RISP * 0,086 * K \quad (4.3.6)$$

dove  $K$  è il coefficiente di armonizzazione che assume valori differenti in base alla potenza dell'impianto:

K	Potenza media CHP [MWh]
1,4	<1
1,3	1÷10
1,2	10÷80
1,1	80÷100
1	>100

Tabella 4.6: Valori del coefficiente di armonizzazione K

La potenza media dell'unità deve essere calcolata come segue:

$$P_{media\ CHP} = \frac{E_{CHP}}{ore\ marcia} \quad (4.3.7)$$

Se la potenza media CHP non è minore di 1MWh, K si ottiene moltiplicando i diversi valori di K per l'intervallo di potenza media, fino al raggiungimento del valore totale:

$$K = \frac{1,4 \cdot 1 + 1,3 * (P_{media\ CHP} - 1) + \dots}{ore\ marcia} \quad (4.3.8)$$

Il rilascio dei certificati bianchi e l'iter di riconoscimento della qualifica CAR vengono seguiti dal GSE. [[GSE, 2018](#)]

La figura seguente riassume i passi da compiere per la verifica delle condizioni CAR.

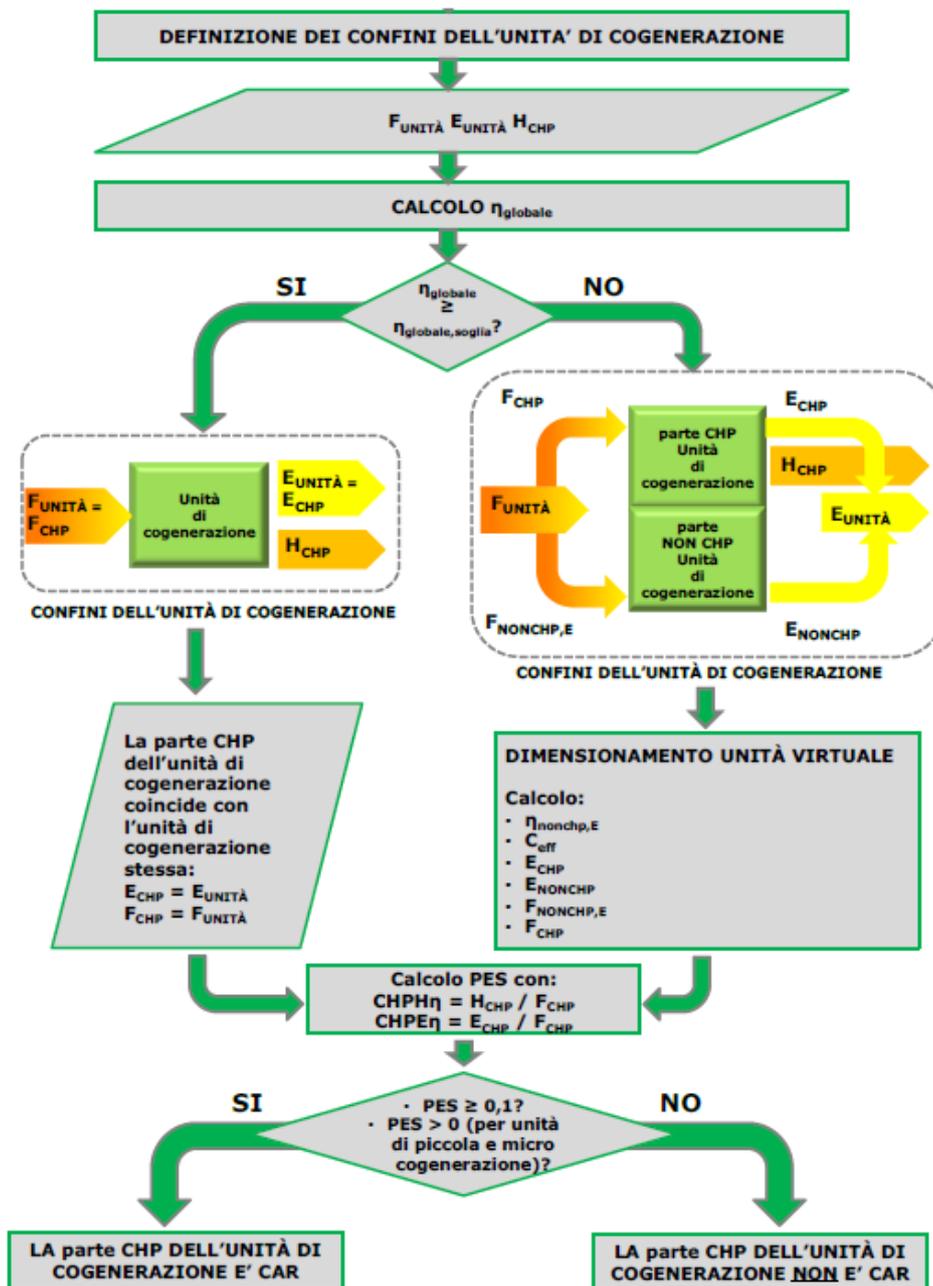


Tabella 4.7: Diagramma di flusso requisiti CAR [GSE, 2018]

## 4.4 Dimensionamento impianto cogenerativo

Gli obiettivi che l'azienda si è posta per iniziare lo studio di fattibilità erano principalmente tre:

- ridurre i costi economici legati all'acquisto di energia;
- ridurre le proprie emissioni;
- aumentare la flessibilità dell'assetto energetico.

L'introduzione di una unità di cogenerazione porta di sicuro a un risparmio economico, perché, come già detto nel capitolo precedente, il costo del gas è decisamente inferiore a quello dell'energia elettrica. Questo è uno dei motivi per cui molte aziende in passato hanno costruito impianti di cogenerazione, magari sovradimensionati, con l'intenzione di rivendere il surplus della produzione elettrica alla rete. Oggi il prezzo di acquisto dell'energia venduta alla rete è molto basso e una scelta simile non è più conveniente e un non corretto dimensionamento della centrale porta, inoltre, a sprechi e quindi emissioni che si sarebbero potute evitare.

Il primo passo per un dimensionamento corretto consiste nell'esaminare le curve di carico termico ed elettrico e, in base alla priorità del carico che si vuole coprire, si parla di:

- inseguimento elettrico;
- inseguimento termico.

Dal punto di vista puramente teorico l'inseguimento termico è preferibile, in quanto il calore, spesso visto come un sottoprodotto, non è in eccesso e la quota di energia elettrica associata può essere completamente sfruttata in autoconsumo o venduta alla rete.

Secondo le richieste dell'azienda è stato, però, seguito l'approccio dell'inseguimento elettrico, perché l'intenzione principale era quella di autoprodurre l'elettricità, sapendo che la richiesta di calore è comunque molto elevata. Inoltre, non avendo a disposizione dati precisi riguardanti la suddivisione del consumo tra acqua e vapore, l'approccio dell'inseguimento termico avrebbe imposto la formulazione di molte più ipotesi rispetto a quelle elaborate.

Tra le diverse tipologie di motori si è scelto di prendere in considerazione due soluzioni:

- motori a combustione interna (MCI)
- turbina a gas

I MCI presentano rendimenti elettrici maggiori e un rapporto di cogenerazione poco superiore a 1, tuttavia dal punto di vista ambientale sono molto impattanti e richiedono

l'installazione di un sistema di abbattimento degli inquinanti, in quanto nel sistema a pistoni è più facile avere zone morte tra pistone e camera di combustione.

Le turbine a gas, pur avendo un rendimento elettrico più basso, hanno un rapporto di cogenerazione più elevato e permettono una combustione più pulita, per cui non diventa necessario prendere in considerazione un sistema di abbattimento.

Come motori a combustione interna sono stati scelti tre motori Jembaker di taglie diverse da: 1000 kW, 1500 kW e 2000 kW, in modo da poter studiare il comportamento del sistema con un ampio ventaglio di possibilità e massimizzare il risparmio economico.

La taglia da 2000 kW, inoltre, poiché genera molto più calore di quello necessario nei mesi estivi, è stata presa in considerazione per valutare la possibilità di fare trigenerazione, inserendo un gruppo ad assorbimento.

Per quanto riguarda la turbina, invece, la scelta è ricaduta sulle turbine Capstone, che sono moduli da 200 kW combinabili fino a raggiungere una potenza massima di 1000 kW.

#### 4.4.1 Curve di carico

Come già detto, sono state prese in considerazione più configurazioni in base alla taglia del motore e all'utilizzo dell'energia termica.

I motori considerati hanno tre livelli di potenza: 1000 kW (A), 1500 kW (B) e 2000 kW (C). Come mostrato nella figura sottostante, nel caso di motore da 2000 kW, per una parte dell'anno è necessario lavorare in modulazione.

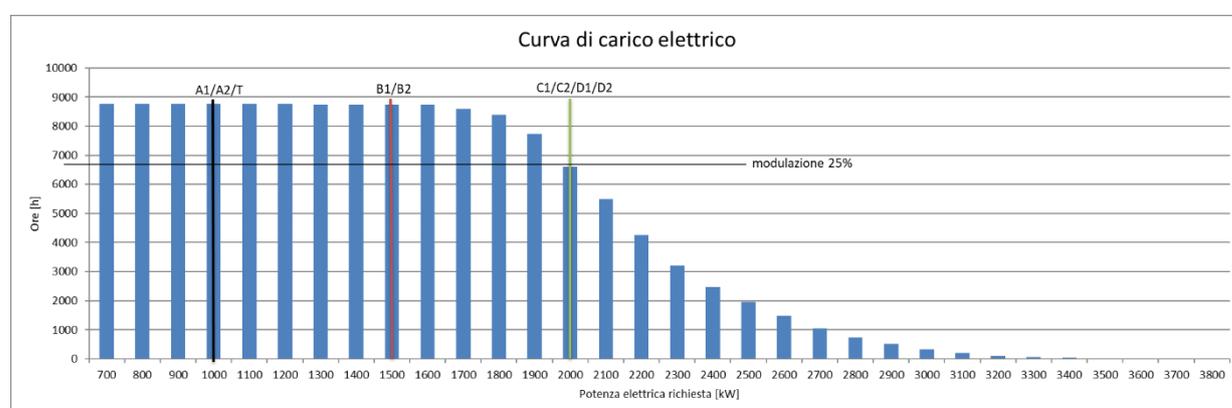
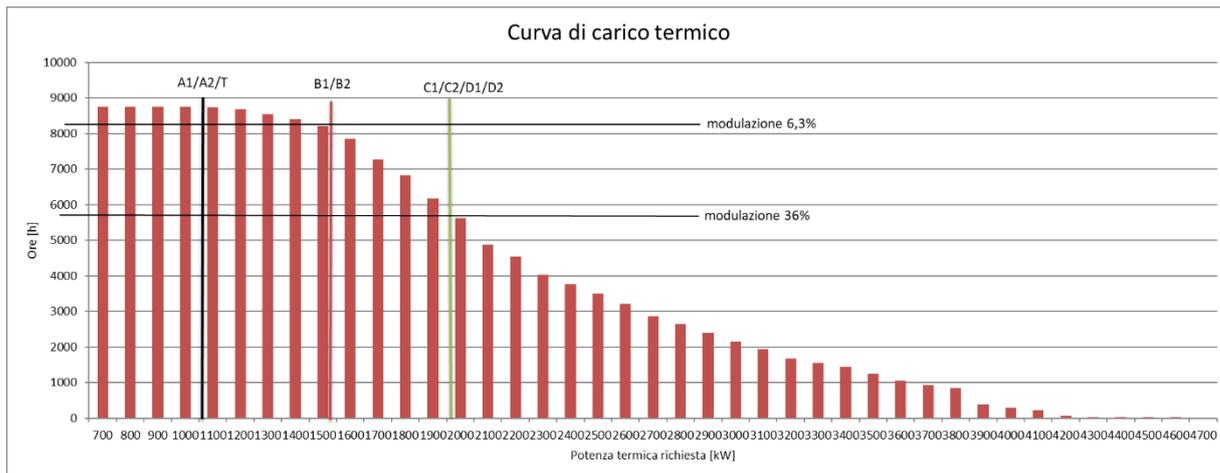


Figura 4.4.1: Curva carico elettrico

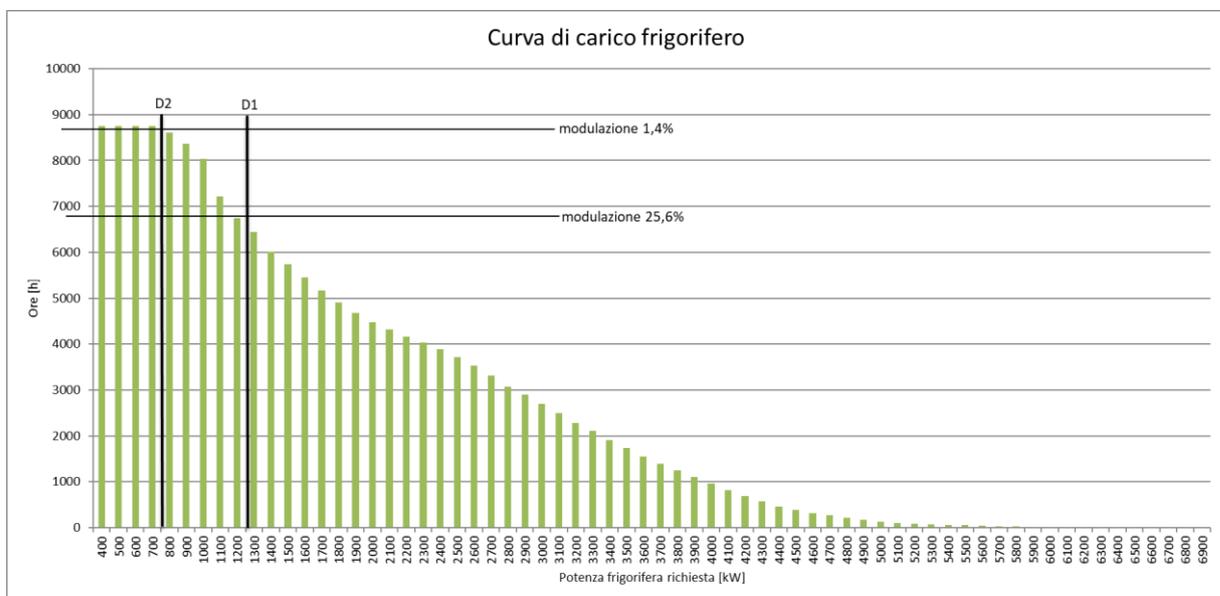


**Figura 4.4.2: Curva carico termico**

Attraverso i dati di rendimento elettrico e termico, è possibile realizzare la stessa curva per il fabbisogno termico. In questo caso, sono stati considerati due utilizzi della potenza termica: per produrre sola acqua calda (1) oppure acqua calda e vapore (2).

Si osserva che nel caso di motori con potenza elettrica superiore a 1000 kW, è necessario dissipare parte della potenza termica durante l'anno.

Poiché la quota parte dissipata nel caso del motore da 2000 kW diventa importante, è stata presa in considerazione la possibilità d'installare un gruppo frigorifero ad assorbimento a singolo effetto, per utilizzare l'eccesso di energia termica. Il caso D1 prevede di usare in estate tutta la potenza termica destinata alla produzione di acqua calda nell'assorbitore. Nel caso D2, invece, la quota destinata al gruppo frigo risulta inferiore, in quanto non viene azzerata la produzione di vapore.



**Figura 4.4.3: Curva carico frigorifero**

In questo caso si osserva che la soluzione D1, se utilizzata tutto l'anno potrebbe necessitare di modulazione, tuttavia ipotizzando di utilizzare il gruppo frigo solo nei mesi più caldi, questa eventualità si può escludere.

#### 4.4.2 Analisi preliminare

Le soluzioni individuate sono le seguenti:

- A1: motore da 1000 kW e sola produzione di acqua calda;
- A2: motore da 1000 kW e produzione di acqua calda e vapore;
- B1: motore da 1500 kW e sola produzione di acqua calda;
- B2: motore da 1500 kW e produzione di acqua calda e vapore;
- C1: motore da 2000 kW e sola produzione di acqua calda;
- C2: motore da 2000 kW e produzione di acqua calda e vapore;
- D1: motore da 2000 kW e sola produzione di acqua calda in inverno e trigenerazione estiva;
- D2: motore da 2000 kW e produzione di acqua calda in inverno e vapore tutto l'anno e trigenerazione estiva;
- T: turbina da 1000 kW e produzione di acqua calda e vapore.

Dovendo confrontare queste diverse configurazioni impiantistiche, si è deciso di fare prima un confronto più generale su base oraria e, poiché non è nota la suddivisione del consumo di gas naturale, sono state considerate in prima istanza tre possibilità di ripartizione:

	Gas per produrre HW	Gas per produrre vapore
Ipotesi 1 (35-65)	35%	65%
Ipotesi 2 (50-50)	50%	50%
Ipotesi 3 (60-40)	60%	40%

Sapendo che attualmente sono installate due caldaie per la produzione di acqua calda (di cui una di back-up) e tre caldaie per la produzione di vapore (di cui una di back-up), la produzione sembra essere più sbilanciata lato vapore. All'interno dell'audit energetico del 2015, tuttavia, si è cercato di realizzare una suddivisione dei consumi non sulla potenza installata delle caldaie, ma sulla richiesta delle utenze, e il fabbisogno sembrava essere maggiormente sbilanciato lato acqua calda.

Per questo motivo, inizialmente, le configurazioni analizzate sono state ottimizzate nell'ipotesi di consumo 50-50.

Nel caso dei motori, il recupero termico viene così suddiviso:

- il calore ricavabile dall'olio motore e dall'acqua di raffreddamento viene sempre utilizzato per produrre acqua calda;
- il calore recuperato dai fumi di scarico viene utilizzato nella configurazione 1, per produrre acqua calda, e nella configurazione 2, per produrre vapore e acqua calda attraverso un economizzatore.

Per quanto riguarda la turbina, i fumi, dopo aver fornito una potenza elettrica netta di 1000 kW, si trovano ancora a 280°C. Vengono quindi fatti passare all'interno di un post-combustore e di un generatore di vapore da cui escono a 169°C e successivamente in uno scambiatore ad acqua per essere espulsi a 80°C.

Nella tabella sottostante si presentano i dati macchina relativi alle configurazioni descritte sopra:

Configurazione	Dati macchina								
	Potenza elettrica [kW]	Potenza termica HW [kW]	Potenza termica Steam [kW]	Potenza termica [kW]	% Potenza per generare HW	Potenza introdotta [kW]	rendimento macchina elettrico	rendimento macchina termico	rendimento macchina
A1	1000	1091	0	1091	100,0%	2402	41,6%	45,4%	87,1%
B1	1515	1518	0	1518	100,0%	3472	43,6%	43,7%	87,4%
C1	2027	1976	0	1976	100,0%	4606	44,0%	42,9%	86,9%
A2	1000	615	471	1086	56,6%	2402	41,6%	45,2%	86,8%
B2	1515	922	582	1504	61,3%	3472	43,6%	43,3%	87,0%
C2	2027	1203	773	1976	60,9%	4606	44,0%	42,9%	86,9%
D1	2027	1976	0	1976	100,0%	4606	44,0%	42,9%	86,9%
D2	2027	1203	773	1976	60,9%	4606	44,0%	42,9%	86,9%
T	1000	644	2000	2644	24,4%	4281	23,4%	61,8%	85,1%

**Tabella 4.8: Confronto dati macchina – Analisi preliminare**

Come si osserva tutti i rendimenti macchina risultano superiori all'80%. I dati riguardanti la turbina, prendendo in considerazione l'impiego di un post-bruciatore, portano ad ottenere il rendimento più basso. I rendimenti più alti, invece, riguardano le soluzioni A1, B1 e B2.

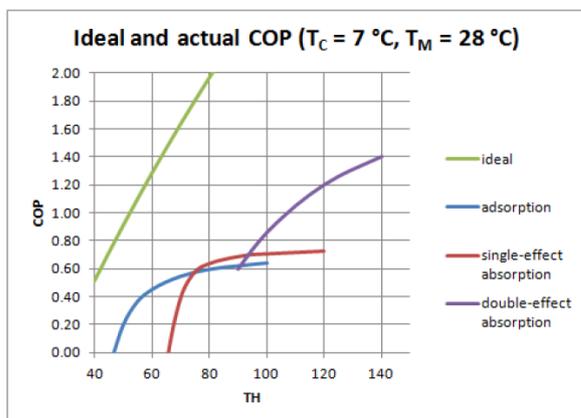
Nell'analisi di dettaglio, in seguito riportata, sono stati considerati i rendimenti di distribuzione interni all'azienda; applicandoli ai dati macchina si possono valutare le potenze che effettivamente raggiungono l'utenza. Il rendimento di distribuzione elettrico è stato posto pari al 95% e quello termico pari al 90%.

Configurazione	Al netto delle perdite di distribuzione				
	rendimento elettrico	rendimento termico	rendimento complessivo	Potenza elettrica utile [kW]	Potenza termica utile [kW]
A1	39,6%	40,9%	80,5%	951	982
B1	41,5%	39,3%	80,8%	1440	1366
C1	41,8%	38,6%	80,4%	1927	1778
A2	39,6%	40,7%	80,3%	951	977
B2	41,5%	39,0%	80,5%	1440	1354
C2	41,8%	38,6%	80,4%	1927	1778
D1	41,8%	38,6%	80,4%	1927	1778
D2	41,8%	38,6%	80,4%	1927	1778
T	22,2%	55,6%	77,8%	951	2380

**Tabella 4.9: Rendimenti al netto delle perdite di distribuzione – Analisi preliminare**

Prendendo in considerazione le perdite di distribuzione i rendimenti complessivi si assestano tutti, eccetto quello della turbina, intorno all'80%. Non sembra, quindi, emergere una soluzione preferibile.

Si considerano ora i casi D in cui è presente il gruppo frigorifero ad assorbimento. Per l'analisi è stato richiesto di utilizzare dei valori standard di rendimenti per gruppi a singolo effetto. Dal grafico sottostante, si ricava che per acqua calda a 80°C il rendimento della macchina frigorifera a singolo effetto è circa del 65%. Applicando il valore di rendimento così ottenuto, si ricavano le seguenti potenze frigorifere:



**Figura 4.4.4: COP assorbitori [Fracastoro, 2017]**

Configurazione	Produzione frigorifera	
	rendimento gruppo assorbimento	Frigorie [kW]
A1		0
B1		0
C1		0
A2		0
B2		0
C2		0
D1	65%	1284
D2	65%	782
T		0

**Tabella 4.10: Dati produzione frigorifera**

Come atteso, le frigorie ricavabili sono proporzionali alla potenza termica messa a disposizione dall'acqua calda nelle due opzioni.

Si è poi valutata la produzione di acqua e vapore e i consumi di gas naturale delle diverse configurazioni rispetto al fabbisogno.

Configurazione	Produzione oraria						Gas consumato
	HW [ton/h]	%	Vapore [kg/h]	%	Produzione acqua-vapore [ton/h]	%	Sm <sup>3</sup> /h gas
A1	93,8	11%	0,0	0%	93,8	11%	246
B1	130,5	15%	0,0	0%	130,5	15%	355
C1	169,9	20%	0,0	0%	169,9	19%	471
A2	52,9	6%	700,6	4%	53,6	6%	246
B2	79,3	9%	865,7	5%	80,2	9%	355
C2	103,5	12%	1149,8	7%	104,6	12%	471
D1	169,9	20%	0,0	0%	169,9	19%	471
D2	103,5	12%	1149,8	7%	104,6	12%	471
T	55,4	6%	2974,8	19%	58,4	7%	438

**Tabella 4.11: Risultati produzione di acqua e vapore e consumo di gas**

Dal punto di vista della produzione la configurazione più interessante sembra essere la C1 che porta alla maggior copertura del fabbisogno massimo dello stabilimento, tuttavia è anche quella che richiede più combustibile e che in estate vedrà la maggior quota di dissipazione, motivo per cui sembra essere preferibile la configurazione D1, che in estate usa il calore per produrre potenza frigorifera.

Si sono analizzati, infine, i risparmi economici e di CO<sub>2</sub> che si otterrebbero su base oraria.

Configurazione	Analisi economica oraria							
	Risparmio elettrico [€/h]	Risparmio gas [Sm <sup>3</sup> /h]	Risparmio termico [€/h]	Costo gas [€/h]	Risparmio netto [€/h]	Risparmio energia elettrica frigorifera [kWh]	Risparmio costo elettricità frigorifera [€/h]	Risparmio netto frigo [€/h]
A1	137,51	111,61	31,97	70,38	99,10			
B1	208,33	155,29	44,48	101,73	151,08			
C1	278,73	202,15	57,90	134,96	201,67			
A2	137,51	111,10	31,82	70,38	98,95			
B2	208,33	153,86	44,07	101,73	150,67			
C2	278,73	202,15	57,90	134,96	201,67			
D1	278,73	202,15	57,90	134,96	201,67	304,36	41,85	185,63
D2	278,73	202,15	57,90	134,96	201,67	185,30	25,48	169,26
T	137,51	270,49	77,47	125,43	89,55			

**Tabella 4.12: Analisi economica oraria**

Dalla tabella si evince che il risparmio economico è principalmente legato all'autoproduzione di energia elettrica, quindi è maggiore in quelle configurazioni in cui la potenza elettrica del motore è più elevata, ma allo stesso tempo sono quelle in cui ci potrebbero essere le maggiori dissipazioni termiche nei mesi più caldi.

Il risparmio cala nel caso dell'utilizzo dell'energia termica per il gruppo frigo, in quanto l'EER medio dei gruppi già installati è pari a 4,22, mentre quello del gruppo ad assorbimento è solo 0,65. Il risparmio elettrico così ottenuto, valido per altro solo nei

mesi estivi, non è elevato come nei mesi invernali e la spesa legata all'installazione del nuovo gruppo frigorifero non è rapidamente ammortizzabile.

Configurazione	Analisi ambientale oraria					
	CO2 non emessa elettrico [kg/h]	CO2 non emessa termico [kg/h]	CO2 emessa [kg/h]	CO2 non emessa [kg/h]	CO2 non emessa frigo [kg/h]	CO2 non emessa [kg/h]
A1	315,0	208,5	459,1	64,4	0,0	64,4
B1	477,2	290,2	663,7	103,7	0,0	103,7
C1	638,5	377,7	880,4	135,8	0,0	135,8
A2	315,0	207,6	459,1	63,4	0,0	63,4
B2	477,2	287,5	663,7	101,0	0,0	101,0
C2	638,5	377,7	880,4	135,8	0,0	135,8
D1	638,5	377,7	880,4	135,8	95,9	-146,1
D2	638,5	377,7	880,4	135,8	58,4	-183,6
T	315,0	505,4	818,3	2,1	0,0	2,1

Tabella 4.13: Analisi ambientale oraria

Nella tabella soprastante, è indicata la CO<sub>2</sub> che non verrà emessa grazie all'installazione della nuova centrale. Considerando un funzionamento a pieno regime, le configurazioni in cui la potenza elettrica del motore è maggiore sembrano avvantaggiate, perché le emissioni legate all'acquisto di elettricità dalla rete sono 1,64 volte superiori a quelle derivanti dall'autoproduzione in caso di combustione di gas. In condizioni estive le soluzioni D non permettono di ridurre le emissioni, poiché il risparmio di energia elettrica è limitato e, nonostante il fattore di emissione nazionale sia superiore a quello del gas naturale, non basta per compensare le emissioni della combustione.

Configurazione	Analisi ambientale ed economica in modulazione invernale							
	modulazione elettrica [h/anno]	Potenza elettrica media in modulazione [kW]	Potenza termica prodotta in modulazione [kW]	Potenza termica dissipata [kW]	Sm <sup>3</sup> gas risparmiati potenza termica	Sm <sup>3</sup> gas bruciati	Risparmio netto in modulazione [€/h]	CO2 non emessa [kg/h]
A1	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0	245,7	99,1	64,4
B1	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0	355,2	151,1	103,7
C1	21,6%	1877,9	1830,7	0,0	187,3	463,7	198,5	133,6
A2	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0	245,7	99,0	63,4
B2	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0	355,2	150,7	101,0
C2	21,6%	1877,9	1830,7	0,0	187,3	463,7	198,5	133,6
D1	21,6%	1877,9	1830,7	0,0	187,3	463,7	198,5	133,6
D2	21,6%	1877,9	1830,7	0,0	187,3	463,7	198,5	133,6
T	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0	438,0	89,5	2,1

Tabella 4.14: Analisi ambientale ed economica in condizioni di modulazione invernale

In inverno la modulazione è legata alla ridotta richiesta di elettricità causata da una inferiore richiesta frigorifera. Ciò comporta una diminuzione anche nella produzione di calore e quindi una inferiore disponibilità di potenza termica, che non necessita di essere

dissipata. Il risparmio economico è inferiore a quello nominale, perché si produce una quantità inferiore di energia e lo stesso vale per le emissioni di CO<sub>2</sub>.

Configurazione	Analisi ambientale ed economica in modulazione estiva							Risparmio netto in modulazione [€/h]	CO2 non emessa [kg/h]
	modulazione elettrica [h/anno]	Potenza elettrica media in modulazione [kW]	Potenza termica prodotta in modulazione [kW]	Potenza termica media prodotta [kW]	Potenza frigorifera media prodotta [kW]	Potenza termica media dissipata [kW]			
A1	0,0%	0,0	0,0	1091,0	0,0	0,0	99,1	64,4	
B1	0,0%	0,0	0,0	1518,0	0,0	0,0	151,1	103,7	
C1	3,4%	1853,1	1806,5	1970,2	0,0	198,2	201,1	97,5	
A2	0,0%	0,0	0,0	1086,0	0,0	0,0	99,0	63,4	
B2	0,0%	0,0	0,0	1504,0	0,0	0,0	150,7	101,0	
C2	3,4%	1853,1	1806,5	1970,2	0,0	198,2	201,1	97,5	
D1	3,4%	1853,1	1806,5	1970,2	1280,7	0,0	185,1	-145,6	
D2	3,4%	1853,1	1806,5	1223,5	795,3	0,0	199,7	-100,0	
T	0,0%	0,0	0,0	2644,0	0,0	872,0	89,5	2,1	

**Tabella 4.15: Analisi ambientale ed economica in condizioni di modulazione estive (maggio-settembre)**

In estate la modulazione elettrica non è rilevante e anche se diminuisce un po' la produzione di calore, questa risulta frequentemente superiore alla media della potenza richiesta, motivo per cui è necessario dissipare il calore in surplus. Ciò implica che, sebbene il risparmio economico non diminuisca in modo sensibile poiché un'ampia quota di elettricità viene comunque autoprodotta, le emissioni di CO<sub>2</sub> crescano rispetto al caso invernale, seppur mantenendosi al di sotto di quelle attuali. Le configurazioni C e D risultano molto sensibili alla variazione di richiesta termica. Nel caso in cui essa diminuisca strutturalmente a seguito d'interventi volti al risparmio di energia termica, come ad esempio la sostituzione delle batterie calde con batterie funzionanti a bassa temperatura, la quota di energia dissipata aumenterebbe portando a un incremento delle emissioni. Queste due configurazioni, inoltre, a seguito delle taglie più grandi e delle complicazioni impiantistiche legate all'inserimento dell'assorbitore, sono le più onerose a livello di costi d'installazione e di manutenzione.

In conclusione, le configurazioni di maggior interesse risultano essere la B1 e B2, che permettono di conciliare durante l'intero anno solare il risparmio economico e quello di CO<sub>2</sub> senza importanti variazioni. Saranno comunque studiati anche i casi C2, D1 e T. Il primo perché dall'analisi preliminare sembra essere in ogni caso promettente, il secondo per esaminare un'eventuale trigenerazione e il terzo per un confronto con l'utilizzo di una turbina a gas.

Si procede con una analisi dettagliata del funzionamento del cogeneratore durante tutto l'anno e, poiché l'azienda era interessata a conoscerne le caratteristiche nel caso di consumo di gas 35-65, perché ipotesi maggiormente conservativa, si è sviluppato un modello tale per cui fosse possibile minimizzare le dissipazioni estive.

### 4.4.3 Modello B

Per prima cosa si è utilizzata la curva di carico per identificare la quota di potenza elettrica prodotta.

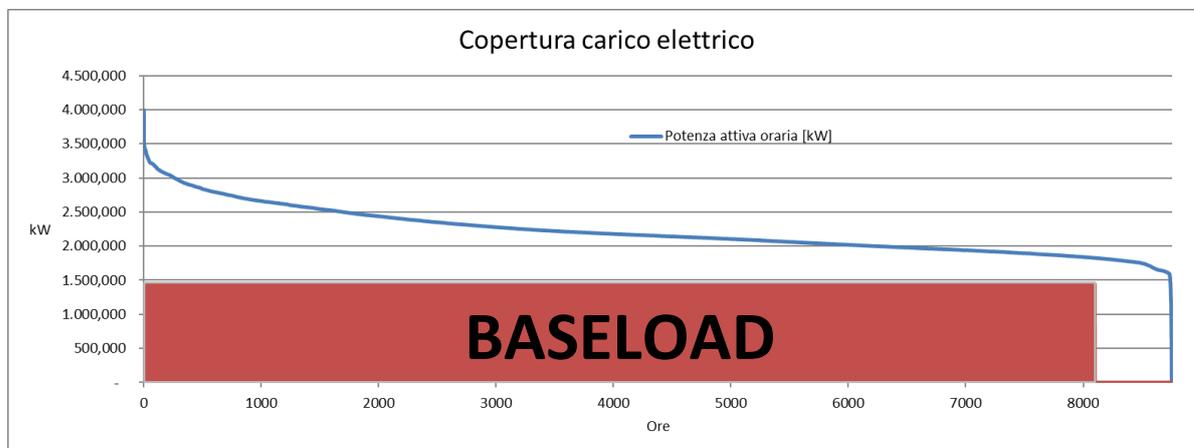


Figura 4.4.5: Copertura carico elettrico - B

Come si osserva dal grafico, la configurazione B, lavora a pieno regime per tutte le ore di lavoro annuali disponibili. A questo punto si è ricavata la corrispettiva quota di energia termica prodotta nelle stesse ore dell'anno:

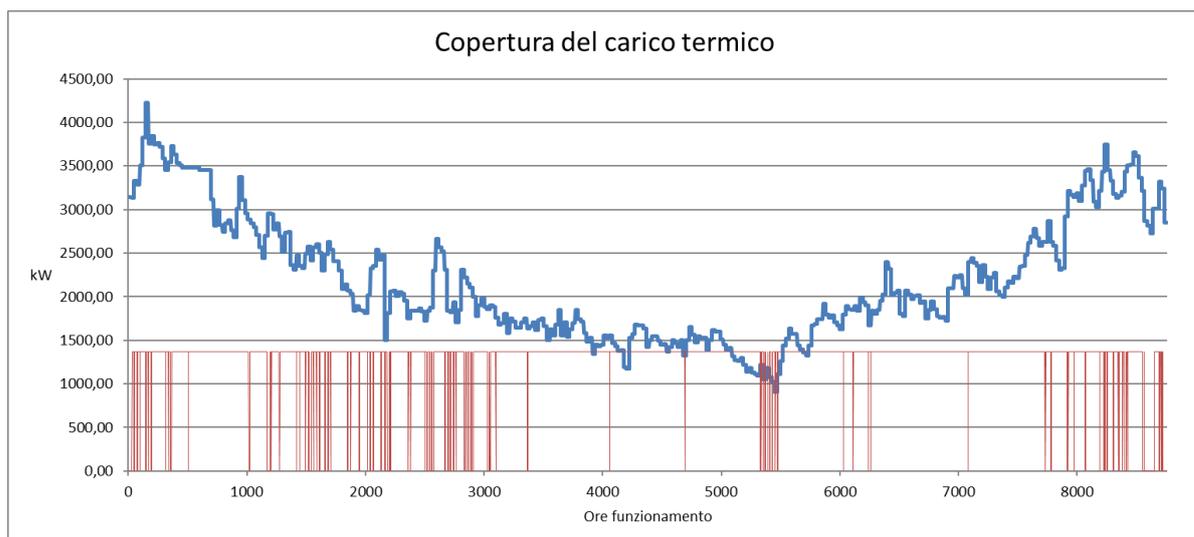


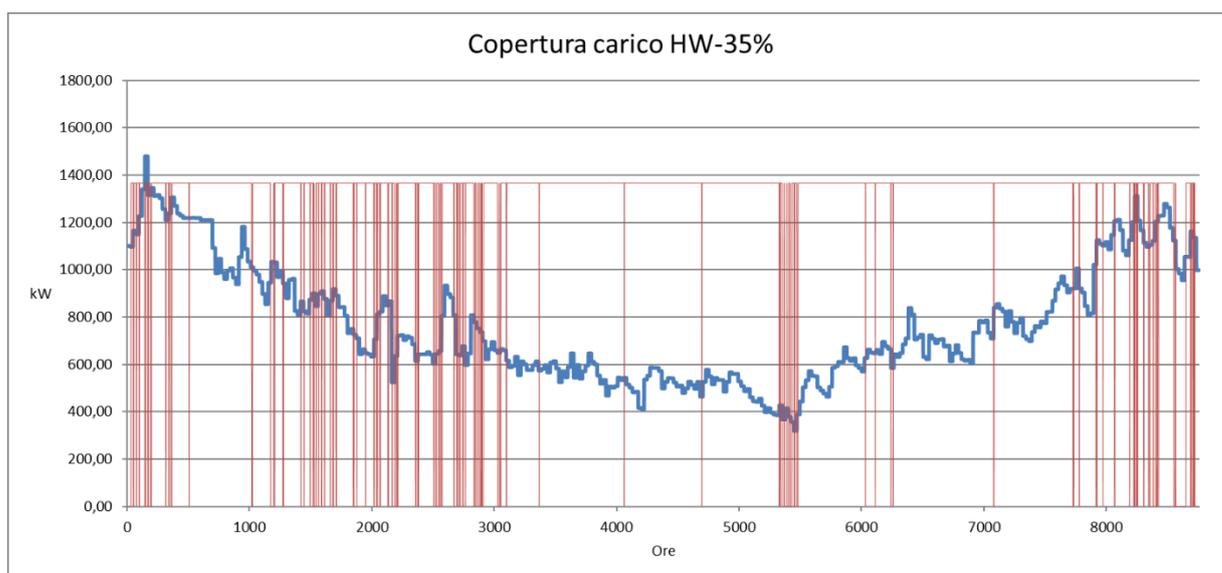
Figura 4.4.6: Copertura carico termico - B

Dalla figura si capisce che la taglia da 1500 kW permette di coprire il fabbisogno elettrico dello stabilimento senza necessità di modulare durante tutto l'anno, motivo per cui la produzione di energia termica sarà costante.

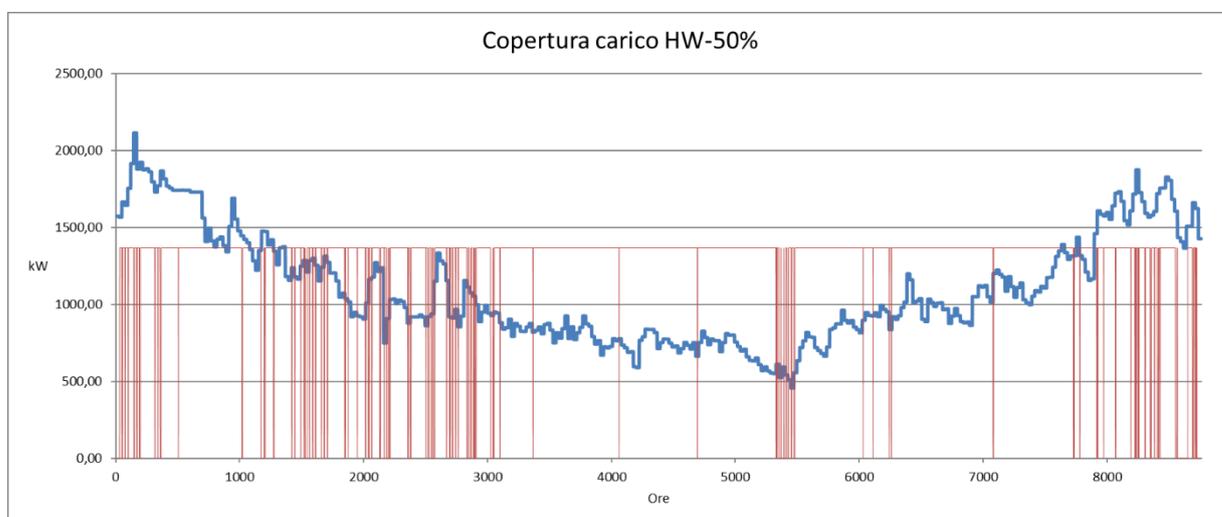
Si osserva che in corrispondenza della chiusura estiva una piccola parte di energia dovrà per forza essere dissipata (in figura il carico termico è la somma della potenza necessaria alla produzione di acqua calda e vapore).

### *B1- Sola produzione di acqua calda*

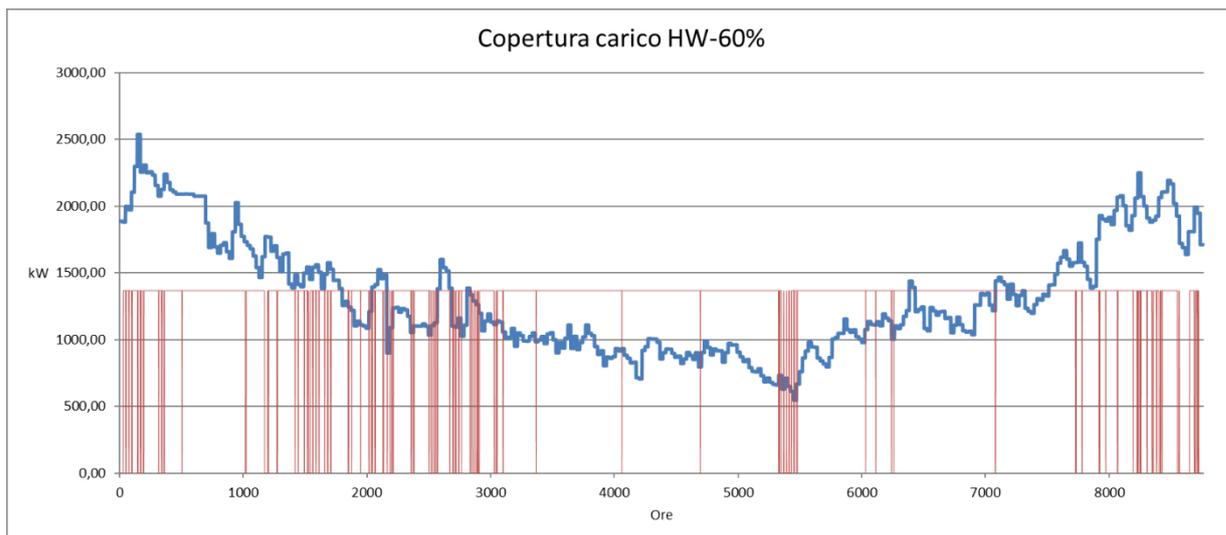
In questo caso, se si considera l'utilizzo di gas naturale nell'ipotesi 35-65, le dissipazioni sono elevate e riguardano tutto l'anno. Vanno, invece, a ridursi con l'aumentare della quota di acqua calda.



**Figura 4.4.7: Copertura carico HW 35% - B1**

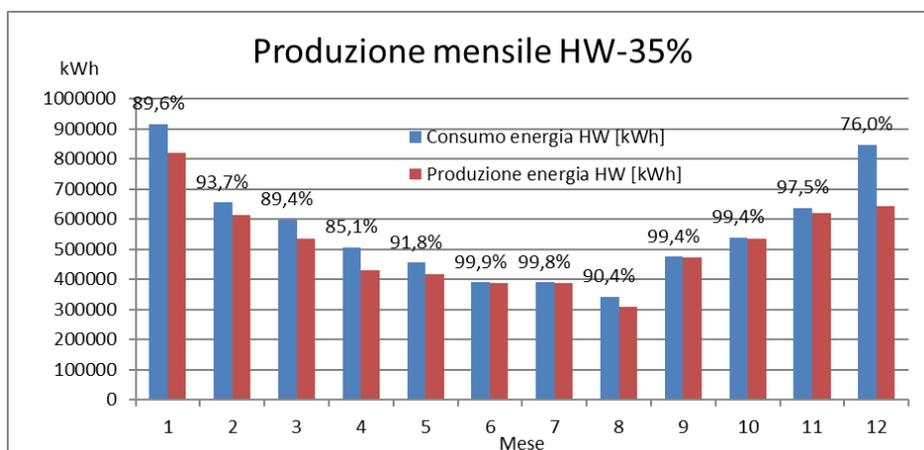


**Figura 4.4.8: Copertura carico HW 50% - B1**



**Figura 4.4.9: Copertura richiesta mensile acqua calda – B1**

A livello mensile il fabbisogno di energia termica per la produzione di acqua calda è pressochè coperto, mostrando il minimo a dicembre pari al 76%.



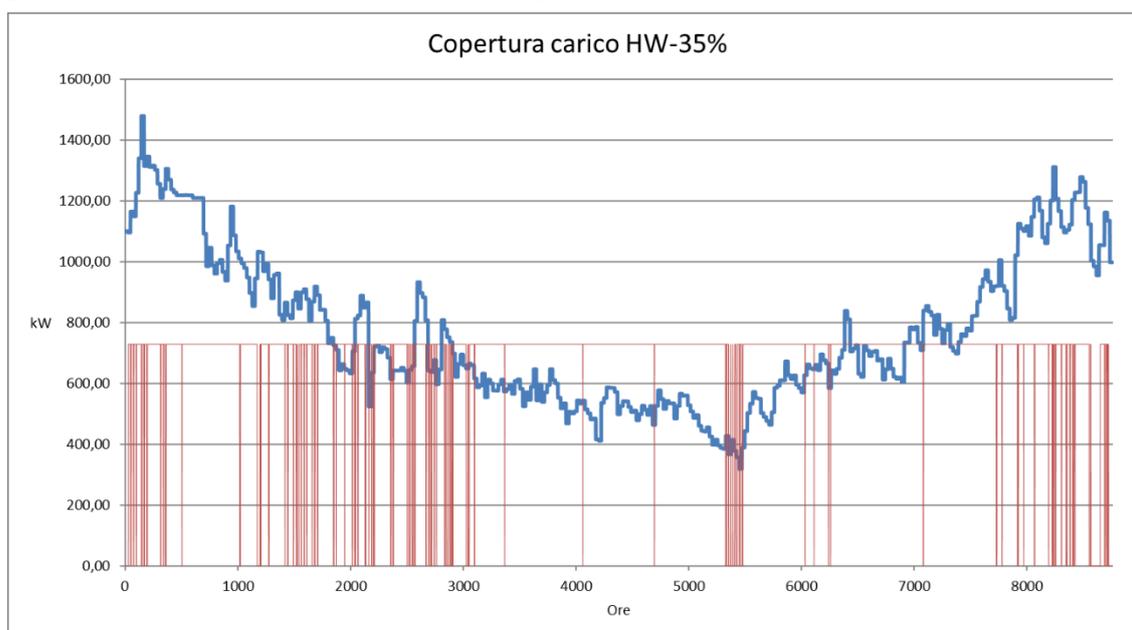
**Figura 4.4.10: Copertura carico HW 60% - B1**

A seguito di questa analisi la soluzione B1, non risulta interessante a causa delle elevate dissipazioni, specie nell'ipotesi richiesta del 35%. Dal momento che con la potenza di circa 1500 kW termici si riscontrano queste criticità, ci si può aspettare che per il caso C1 esse diventino ancora più rilevanti.

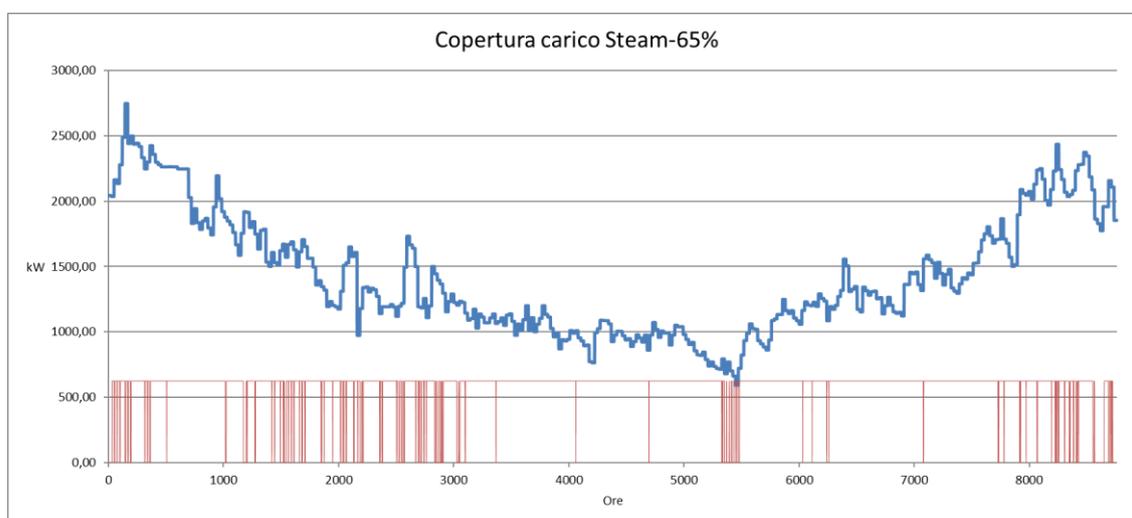
## B2- Produzione di acqua calda e vapore

La soluzione B2 può essere ottimizzata in base alla richiesta di acqua calda e vapore. Se è prevalente la produzione di acqua calda, la potenza termica contenuta nei fumi può essere in parte ceduta all'acqua calda, attraverso l'utilizzo di un economizzatore. Se al contrario prevale la richiesta di vapore, l'economizzatore lato acqua non è necessario, e il calore associato ai fumi può essere interamente ceduto al vapore.

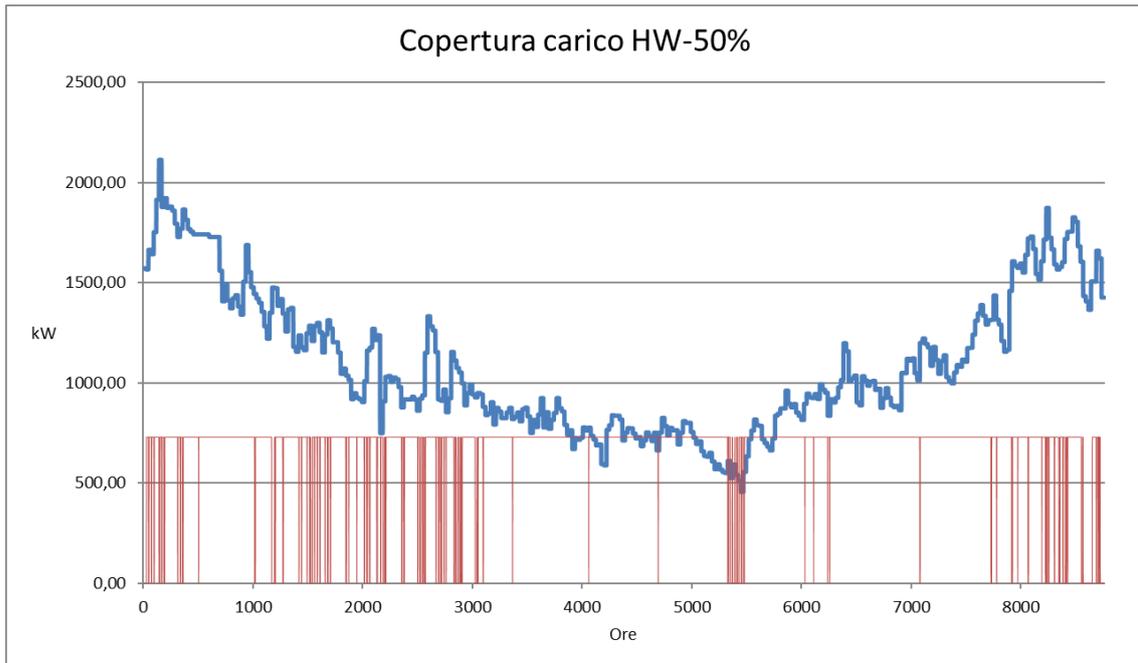
Le figure sotto riportate sono state realizzate nell'ipotesi di un consumo 35-65, e quindi non è stato inserito l'economizzatore lato acqua calda. Come si osserva, questa soluzione presenta anche buoni risultati nelle altre ipotesi di consumo.



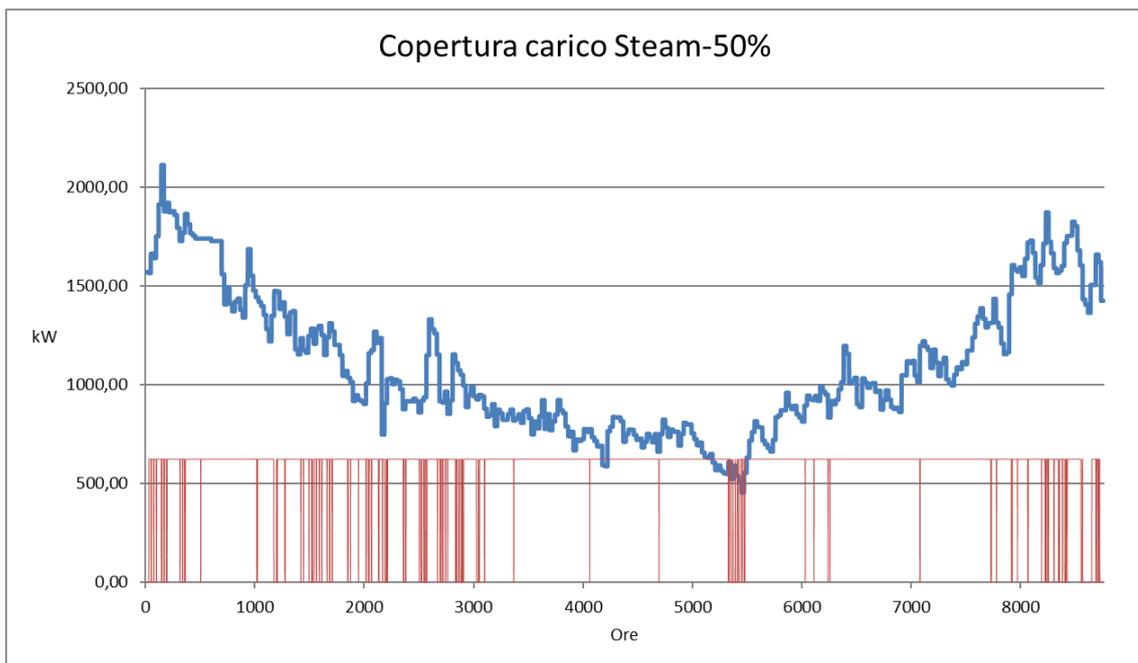
**Figura 4.4.11: Copertura carico HW 35% - B2**



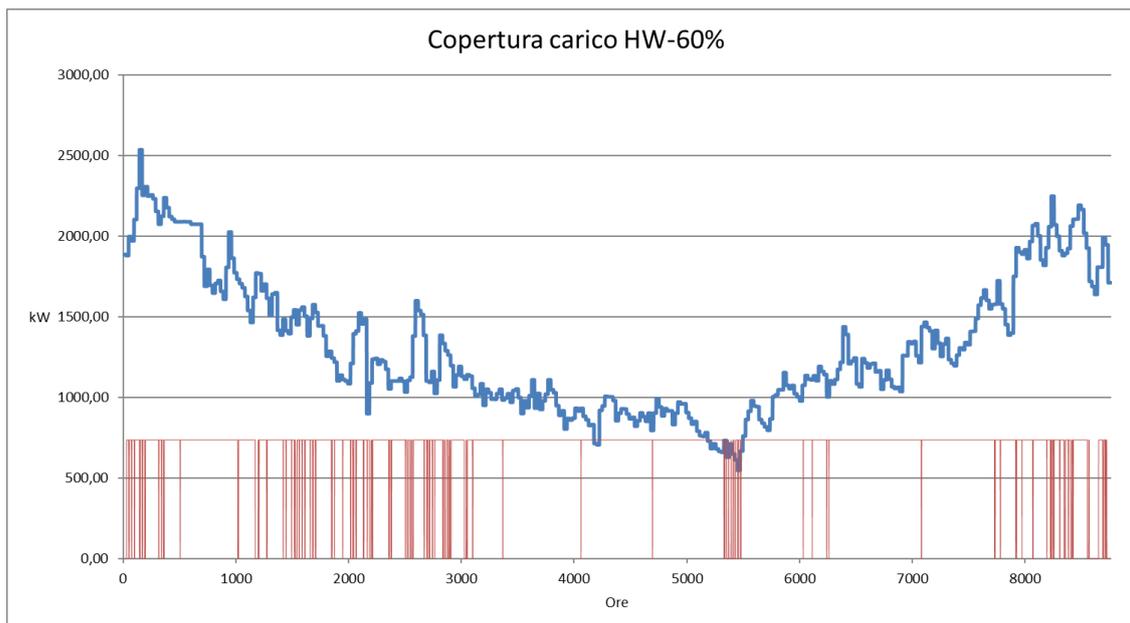
**Figura 4.4.12: Copertura carico Steam 65% - B2**



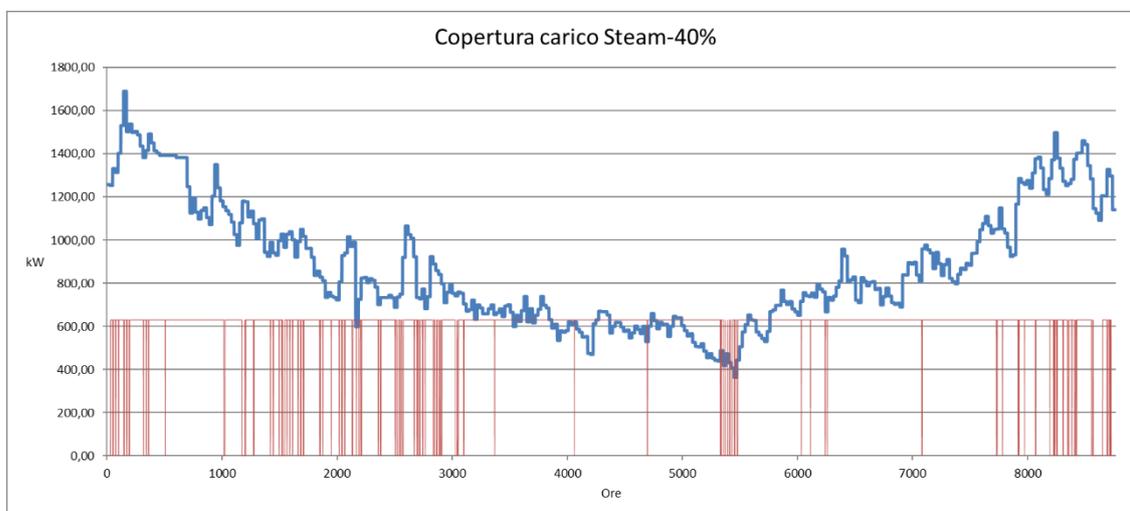
**Figura 4.4.13: Copertura carico HW 50% - B2**



**Figura 4.4.14: Copertura carico Steam 50% - B2**



**Figura 4.4.16: Copertura carico HW 60% - B2**



**Figura 4.4.15: Copertura carico Steam 40% - B2**

Dai grafici è possibile osservare che la soluzione B2 presenta una quota inferiore di energia termica dissipata rispetto al caso B1 e raggiunge il minimo nel caso dell'ipotesi 50-50. La tabella mette a confronto l'energia dissipata senza tener conto delle perdite di distribuzione.

Ipotesi	Energia dissipata %
35-65	6,1%
50-50	0,8%
60-40	1,2%

**Tabella 4.16: Energia dissipata - B2**

Di seguito sono riportati gli istogrammi che mostrano il grado di copertura dei fabbisogni con questa configurazione nell'ipotesi 35-65.

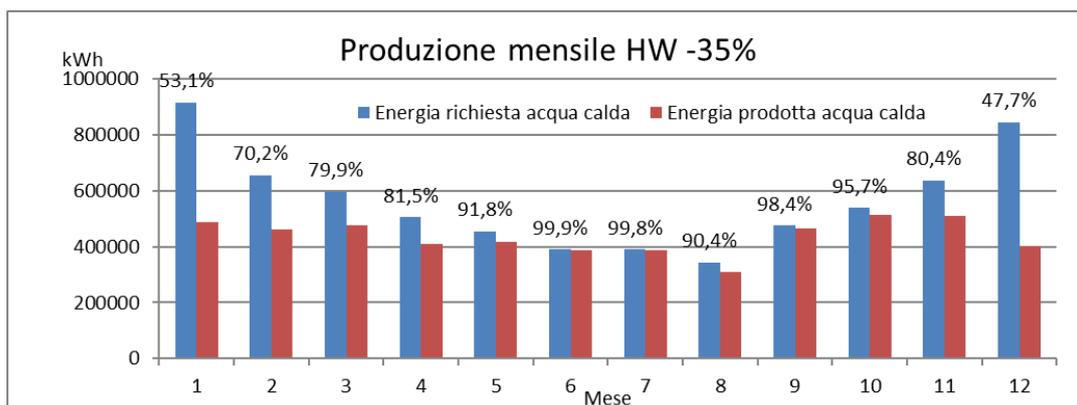


Figura 4.4.17: Copertura richiesta mensile acqua calda – B2

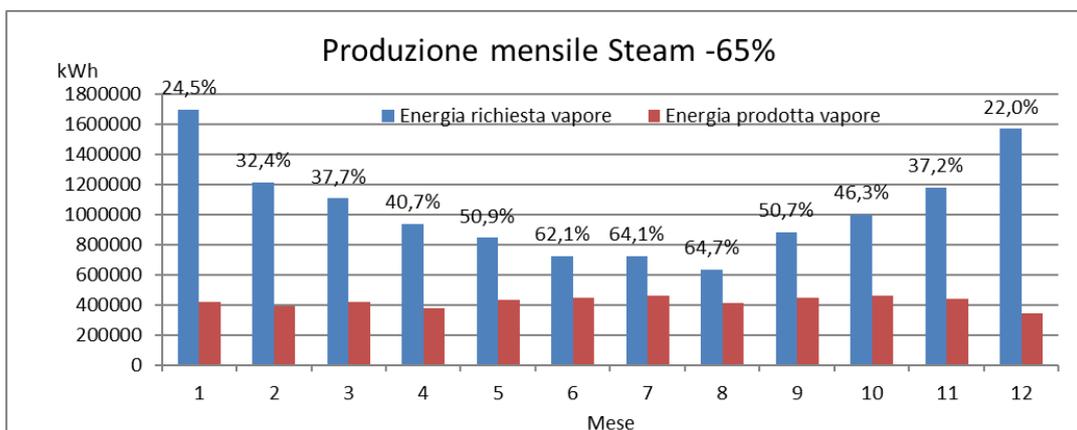


Figura 4.4.18: Copertura richiesta mensile vapore – B2

Confrontando le produzioni mensili della configurazione B1 con quelle del B2, si nota che la percentuale di acqua calda prodotta rimane molto elevata nei mesi più caldi e cala nel resto dell'anno. Ciò avviene perché quota parte dell'energia è stata spostata sulla produzione di vapore che è coperta a circa il 50% nei mesi più caldi e poi cala nei mesi più freddi.

#### 4.4.4 Modelli C2 e D1

Come per lo studio della configurazione B, è stato inizialmente necessario realizzare la curva di carico elettrico. In questo caso si nota che la potenza deve essere modulata dopo circa 5900 ore di pieno carico, andando quindi a diminuire la potenza termica prodotta durante il restante periodo. Questa curva è valida sia per la configurazione C sia per la D, in quanto il motore preso in considerazione è il medesimo.

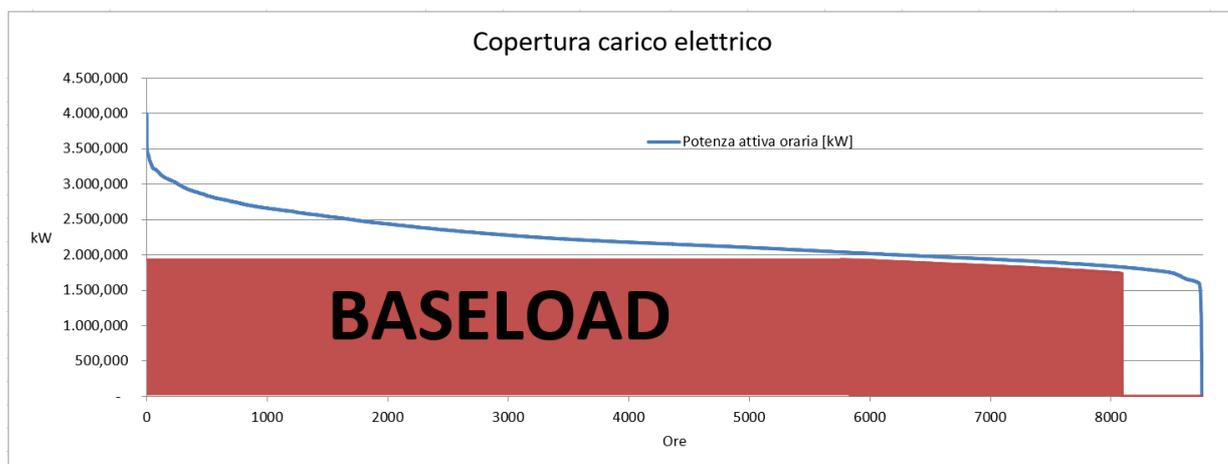


Figura 4.4.19: Copertura carico elettrico – C e D

Lo scarto presente tra la potenza attiva richiesta e quella prodotta dal motore è dato dalla quota di dispersione per distribuzione interna pari al 5% della produzione per poter effettuare delle stime conservative.

L'effetto della modulazione è visibile all'interno del grafico seguente, che riporta la copertura del carico termico, e a differenza del grafico analogo riportato per la configurazione B presenta un andamento frastagliato e meno costante.

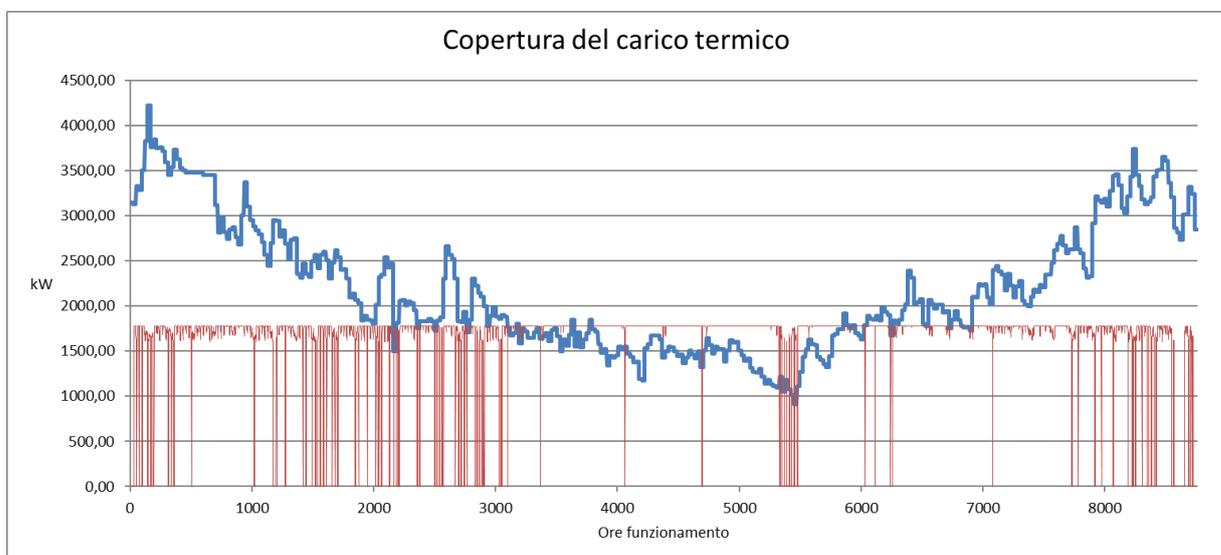
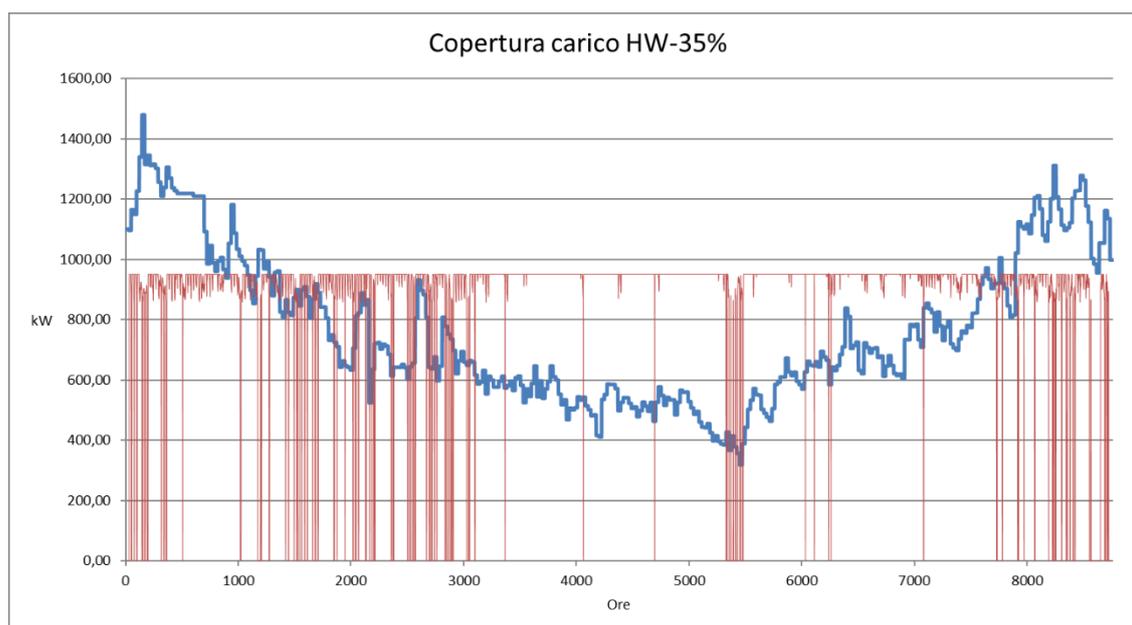


Figura 4.4.20: Copertura carico termico – C e D

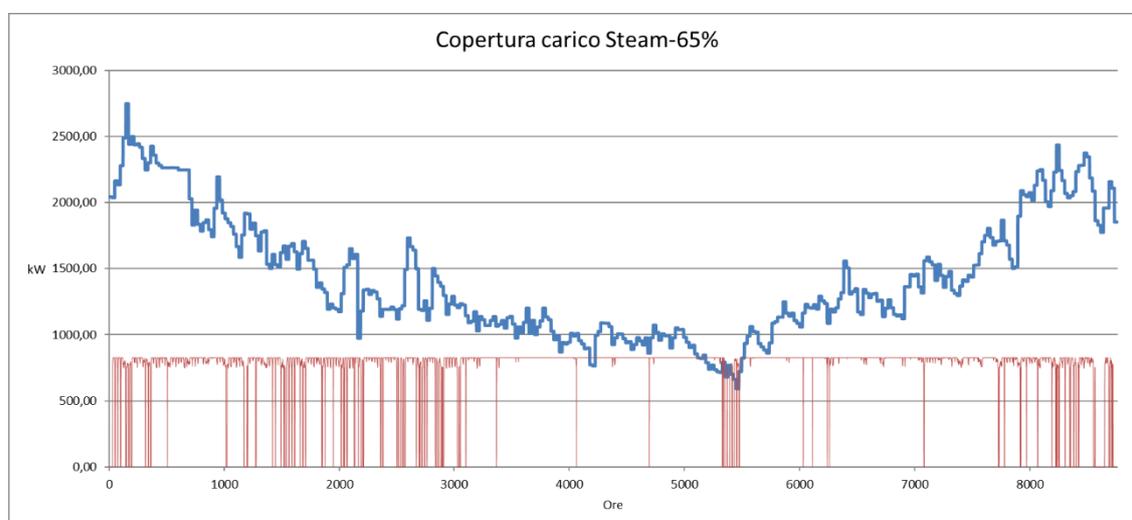
Nella configurazione C, non prevedendo l'inserimento di un assorbitore, la dispersione osservabile nei mesi estivi non viene in alcun modo recuperata. Nella configurazione D1, invece, la copertura del fabbisogno termico estivo viene azzerata per poter spostare l'intera produzione di calore sull'assorbitore.

### *C2 - Produzione di acqua calda e vapore*

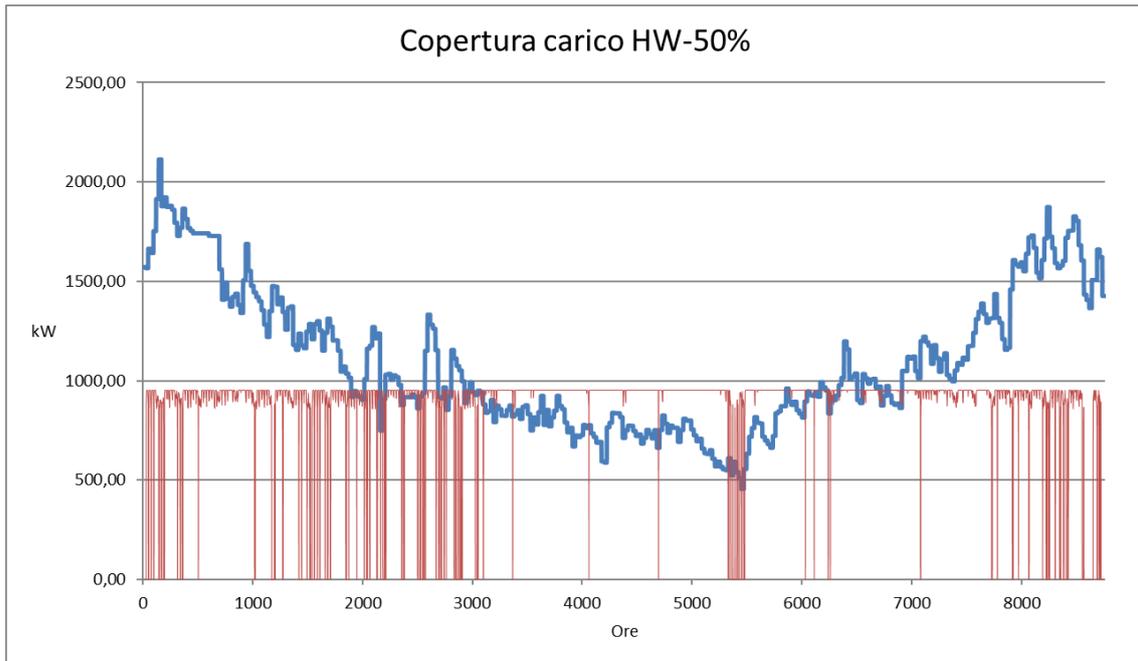
La soluzione è stata ottimizzata in base alla richiesta di acqua calda e vapore, come per il caso B2. Non è stato inserito, quindi, l'economizzatore lato acqua calda e questa soluzione pur presentando dei buoni risultati dissipa più energia termica rispetto alla soluzione B2.



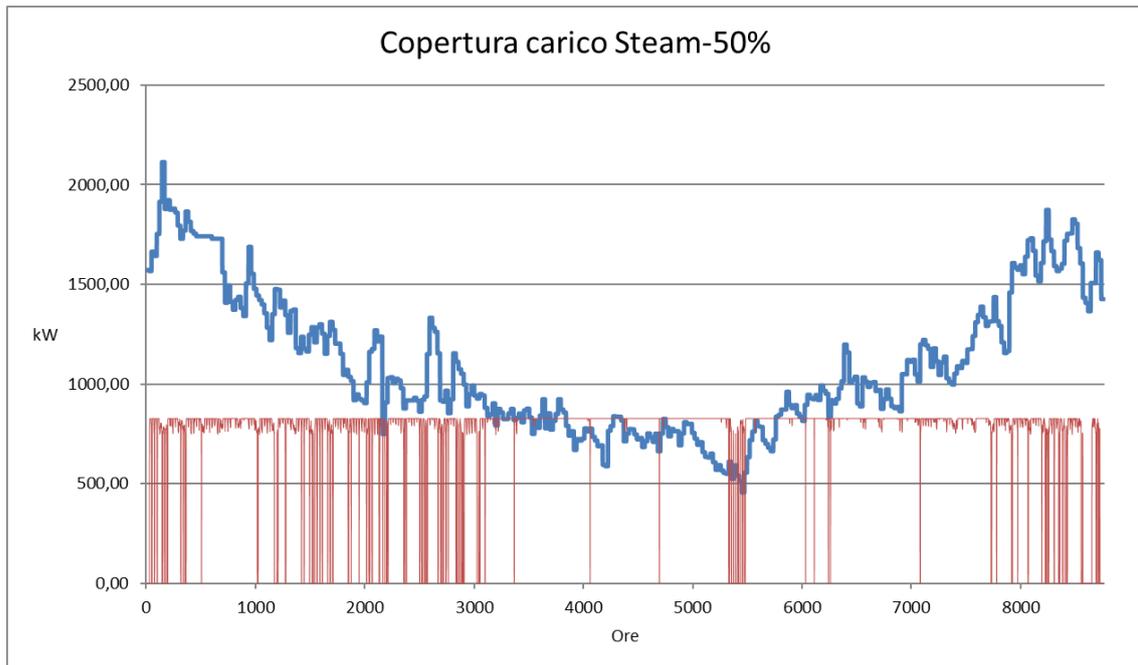
**Figura 4.4.22: Copertura carico HW 35% - C2**



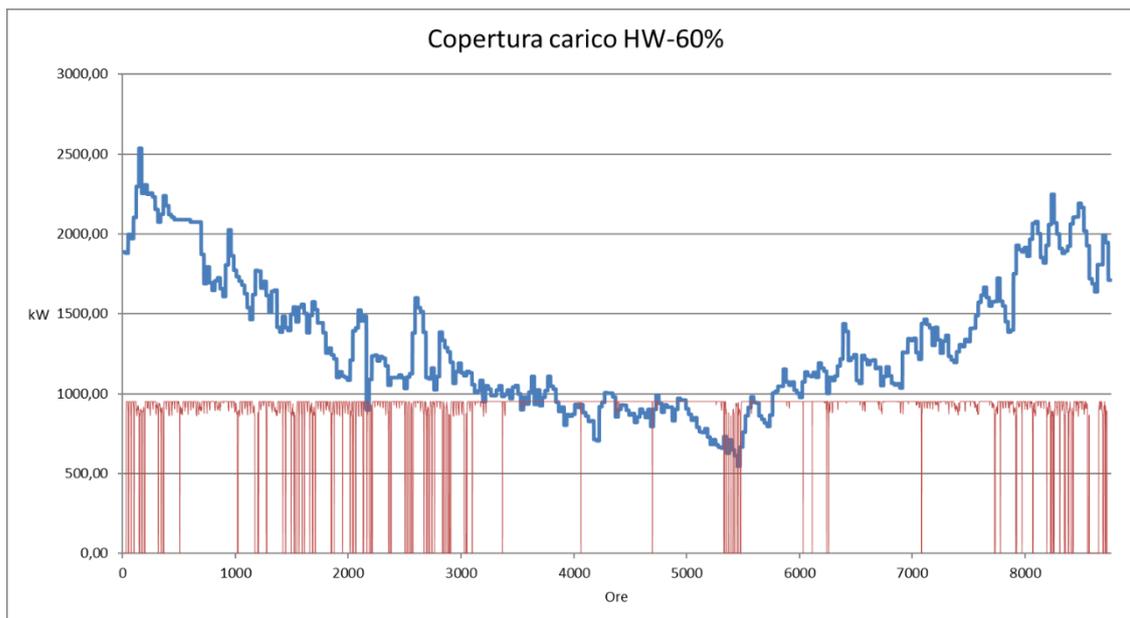
**Figura 4.4.21: Copertura carico Steam 65% - C2**



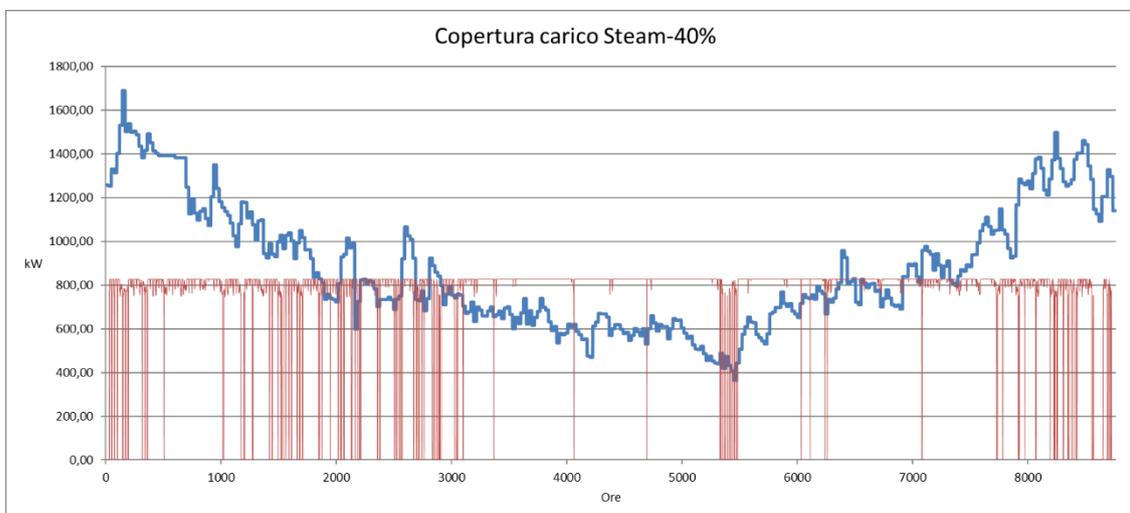
**Figura 4.4.23: Copertura carico HW 50% - C2**



**Figura 4.4.24: Copertura carico Steam 50% - C2**



**Figura 4.4.26: Copertura carico HW 60% - C2**



**Figura 4.4.25: Copertura carico Steam 40% - C2**

Dai grafici è possibile osservare che la soluzione C2 ha quote di energia termica dissipata che raggiungono di nuovo un minimo nel caso dell'ipotesi 50-50. La tabella seguente mette a confronto l'energia dissipata senza tener conto delle perdite di distribuzione.

Ipotesi	Energia dissipata %
35-65	13,0%
50-50	5,5%
60-40	6,3%

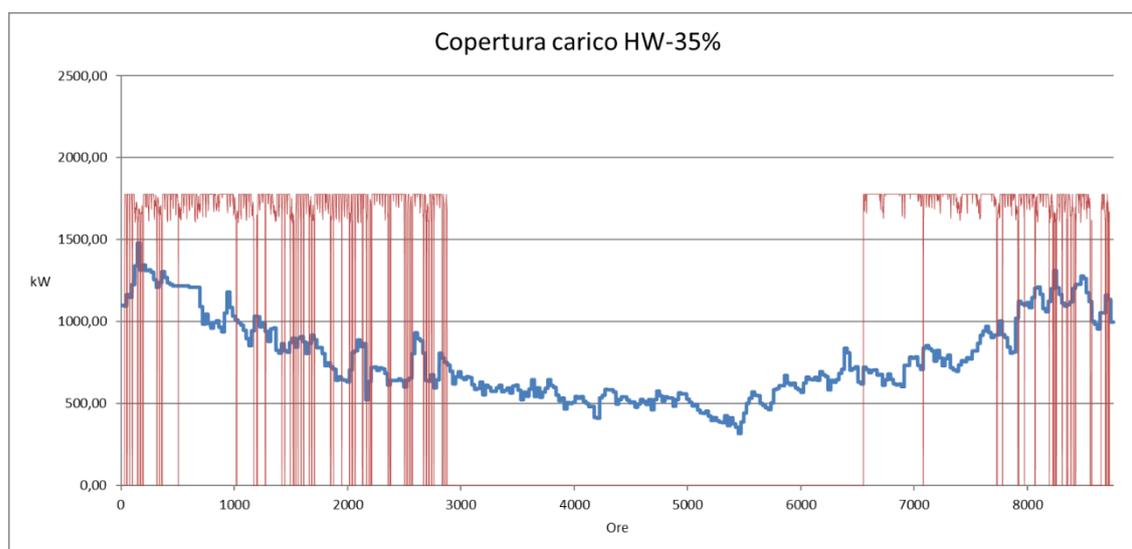
**Tabella 4.17: Energia dissipata – C2**

Confrontando i risultati delle tabelle 4.4.9 e 4.4.10, si evince che la soluzione B2 è preferibile alla C2 con ogni ipotesi di utilizzo del gas naturale. Poiché, inoltre, l'azienda prevede entro il 2020 di acquistare solo energia verde dalla rete, ogni dispersione termica sarebbe da evitare, per non vanificare i vantaggi portati dall'introduzione della cogenerazione.

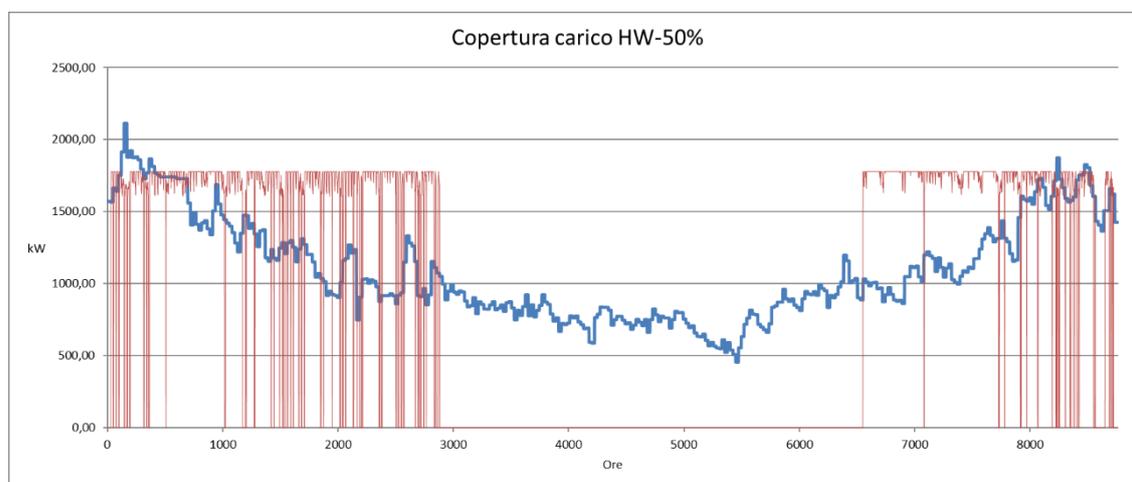
#### *D1- Sola produzione di acqua calda e trigenerazione*

Questa soluzione non può essere ottimizzata perché tutto il calore prodotto viene utilizzato per produrre acqua calda (nei mesi invernali) ed energia frigorifera (da maggio a settembre).

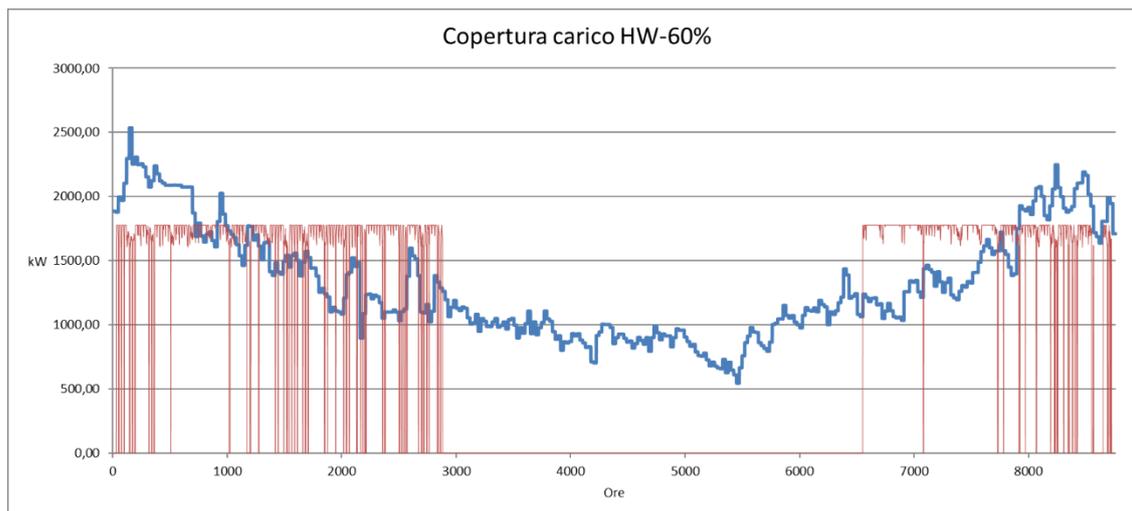
Gli effetti di dispersione visibili con la configurazione B1 sono in questo caso amplificati a causa della taglia maggiore del motore.



**Figura 4.4.27: Copertura carico HW 35% - D1**

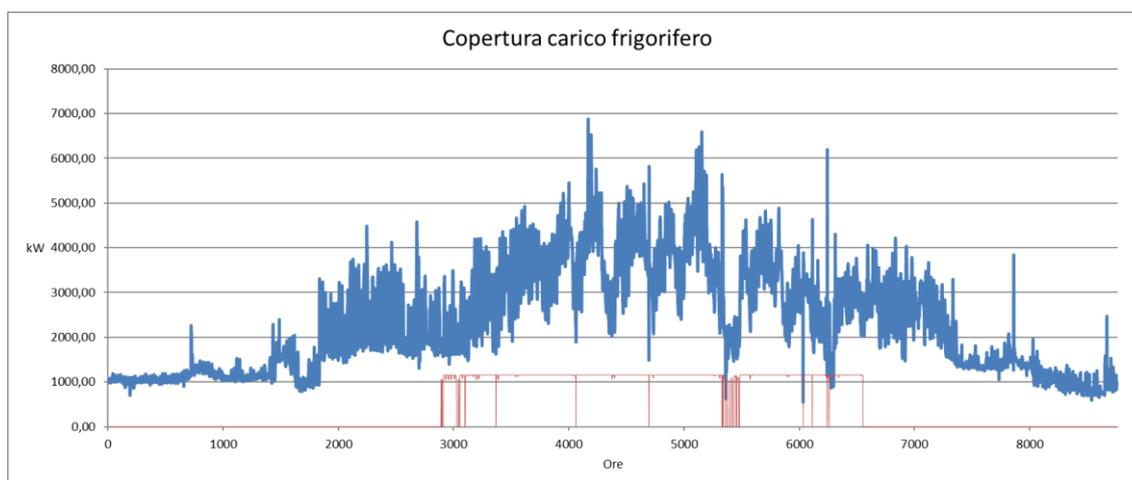


**Figura 4.4.28: Copertura carico HW 50% - D1**



**Figura 4.4.29: Copertura carico HW 60% - D1**

La copertura del fabbisogno frigorifero presenta una quota di energia dissipata molto bassa e pari allo 0,04% di quella prodotta. Il grafico è valido per tutte le ipotesi di consumo di gas naturale, perché la quantità di calore disponibile nei mesi estivi è uguale per tutti e tre i casi.



**Figura 4.4.30: Copertura carico frigorifero**

In questa configurazione, le dispersioni minime si ottengono nell'ipotesi 60-40 che riduce al minimo le dissipazioni per la generazione di acqua calda nei mesi freddi, rimanendo costante la quota di energia frigorifera prodotta.

#### 4.4.5 Modello T

Nell'analisi di dettaglio di questa configurazione è stato deciso di valutare la soluzione senza l'utilizzo del post-bruciatore, che richiedeva  $126 \text{ Sm}^3/\text{h}$  di gas per aumentare la temperatura dei fumi da  $280^\circ\text{C}$  a  $447^\circ\text{C}$  per produrre vapore e acqua calda. Visto che l'azienda ha da poco installato una nuova caldaia a vapore da 1900 kW, non è stato ritenuto utile l'utilizzo del post-bruciatore. Per raggiungere la taglia di 1000 kW elettrici prodotti, sono necessari 5 moduli da 200 kW.

Similmente al caso B2, il fabbisogno elettrico è coperto senza necessità di modulare. La turbina, a differenza del MCI, può lavorare un maggior numero di ore senza bisogno di manutenzione. La copertura del carico elettrico è uguale a quella che si sarebbe ottenuta analizzando la configurazione A, che avrebbe però avuto bisogno di un maggior numero di ore di manutenzione.

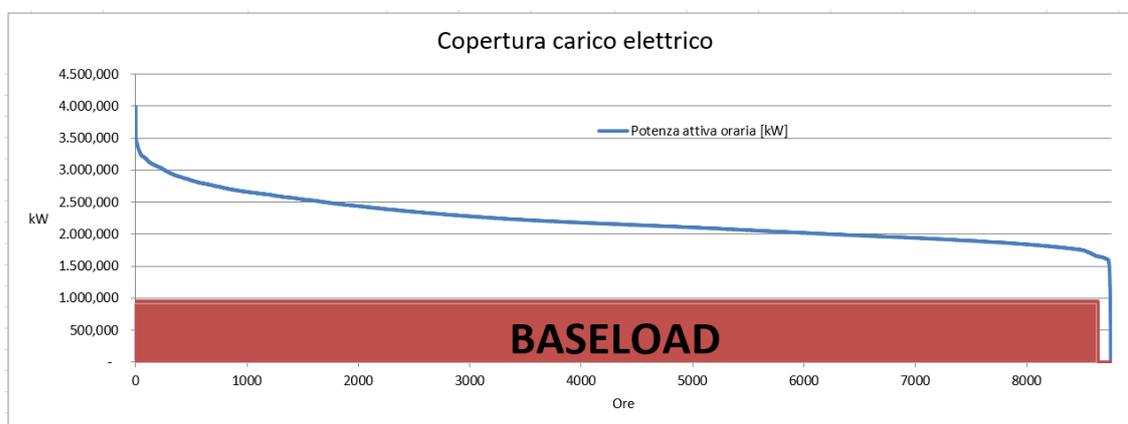


Figura 4.4.31: Copertura carico elettrico - T

La copertura del carico termico è simile a quella del caso B2, perché sebbene la potenza elettrica prodotta sia minore, il rapporto di cogenerazione  $\lambda$  è superiore e pari a 1,39.

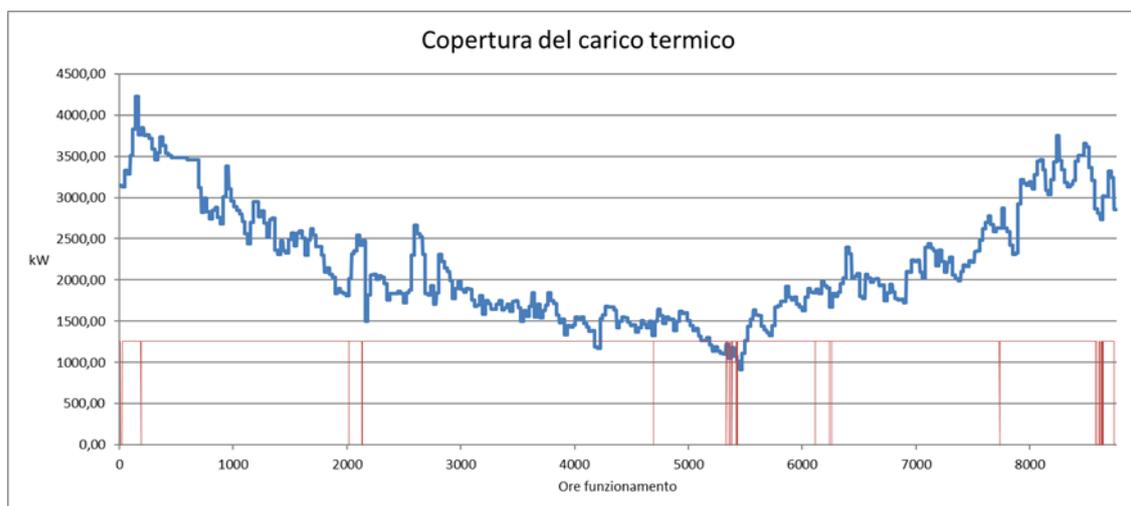
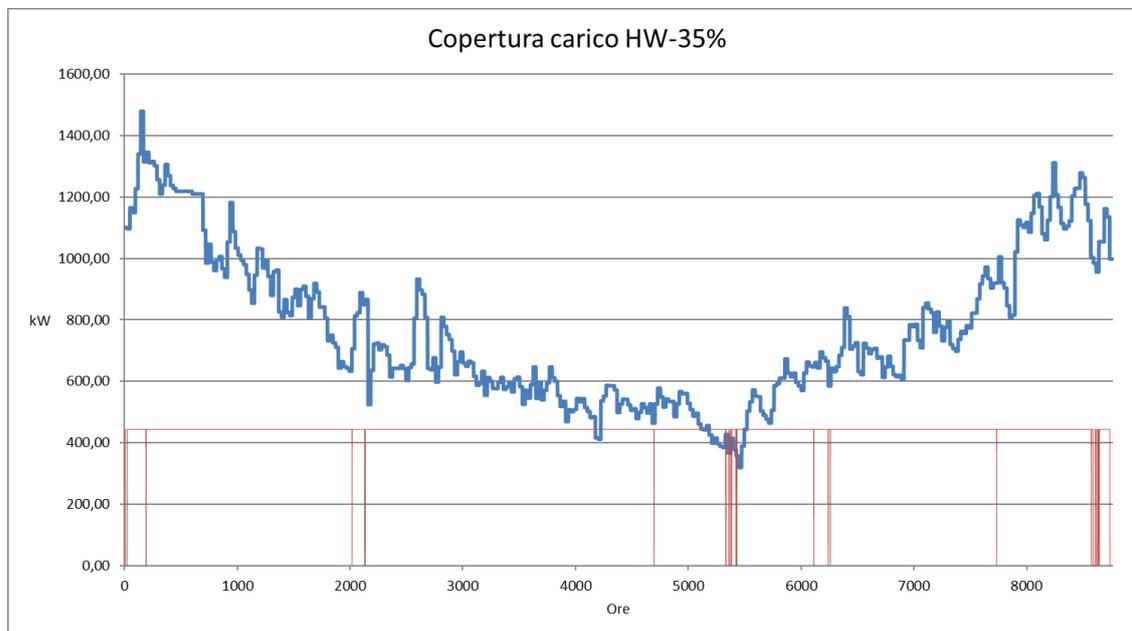


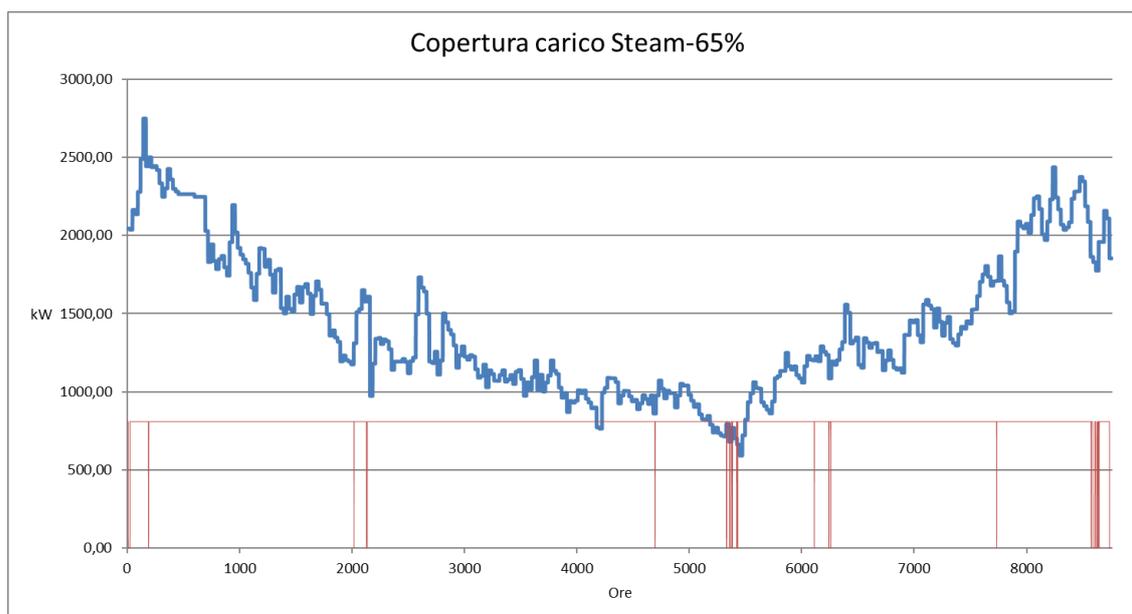
Figura 4.4.32: Copertura carico termico - T

Le dispersioni sono minime e localizzate durante il fermo di agosto.

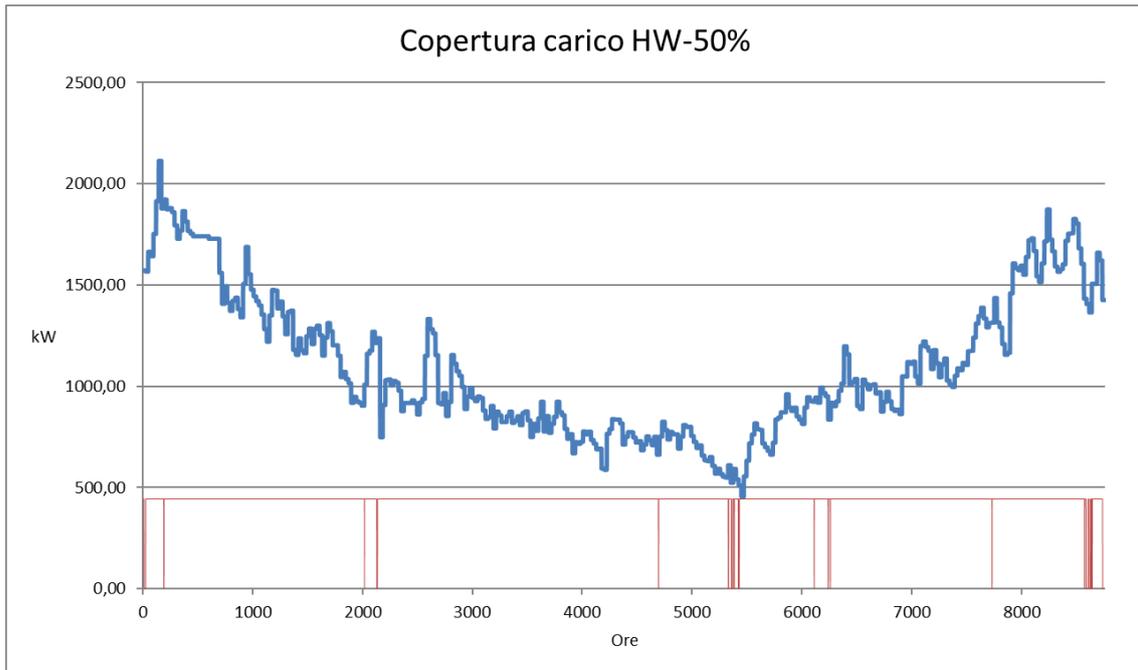
La turbina avendo per sua natura un rendimento elettrico inferiore rispetto ai MCI, genera una quantità di energia termica maggiore e quindi per poterla sfruttare al meglio è necessario produrre sia acqua calda sia vapore.



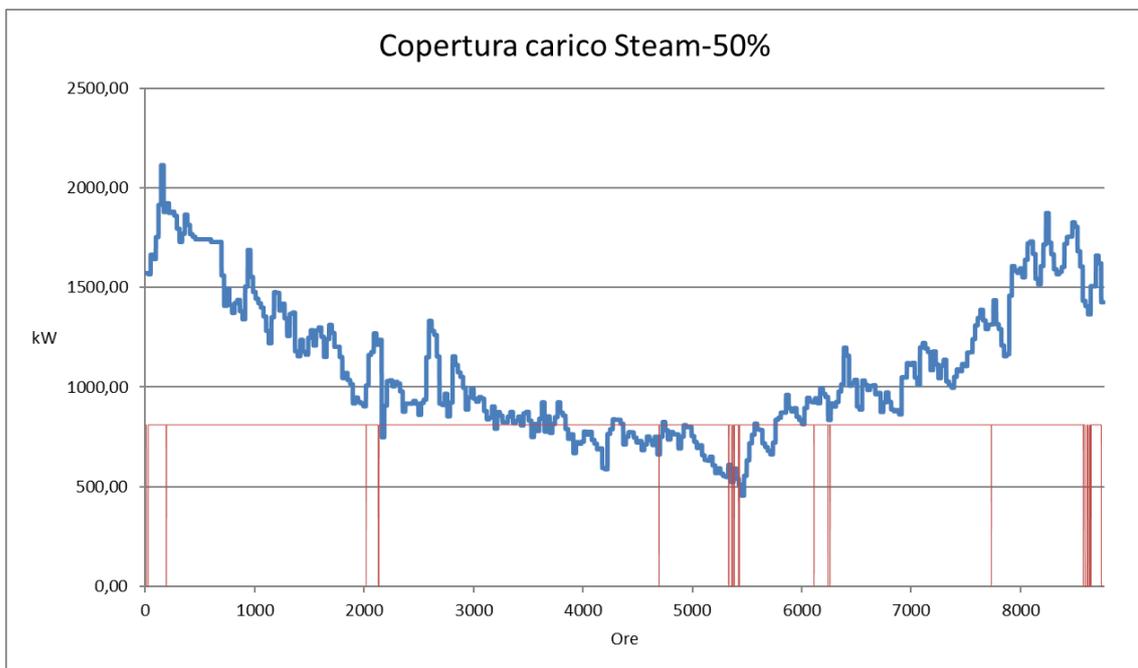
**Figura 4.4.33: Copertura carico HW 35% - T**



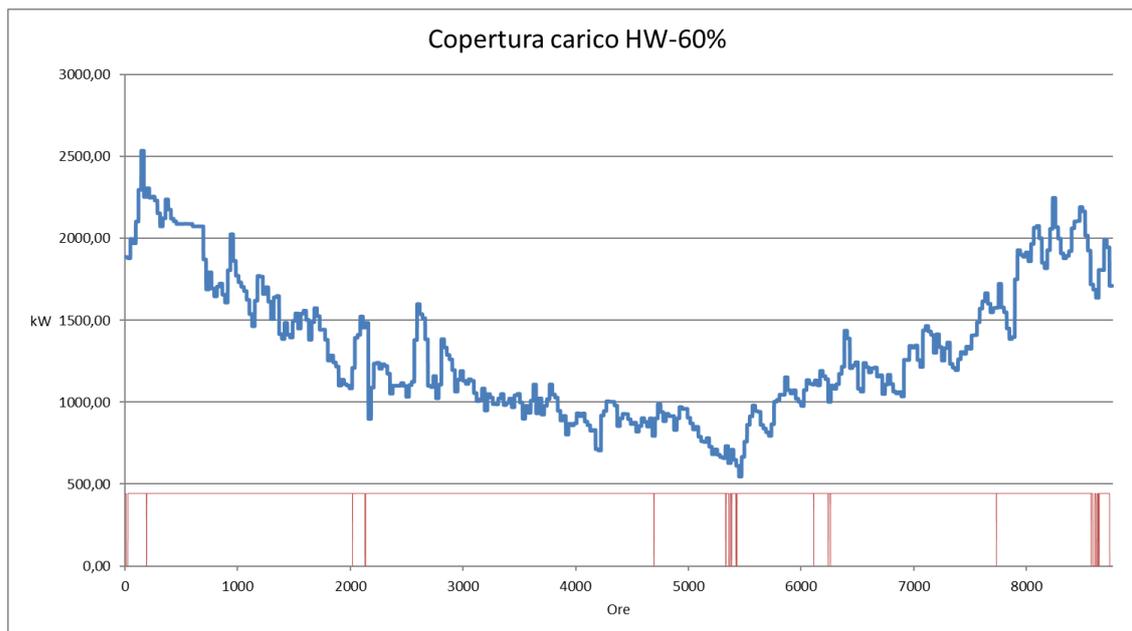
**Figura 4.4.34: Copertura carico Steam 65% - T**



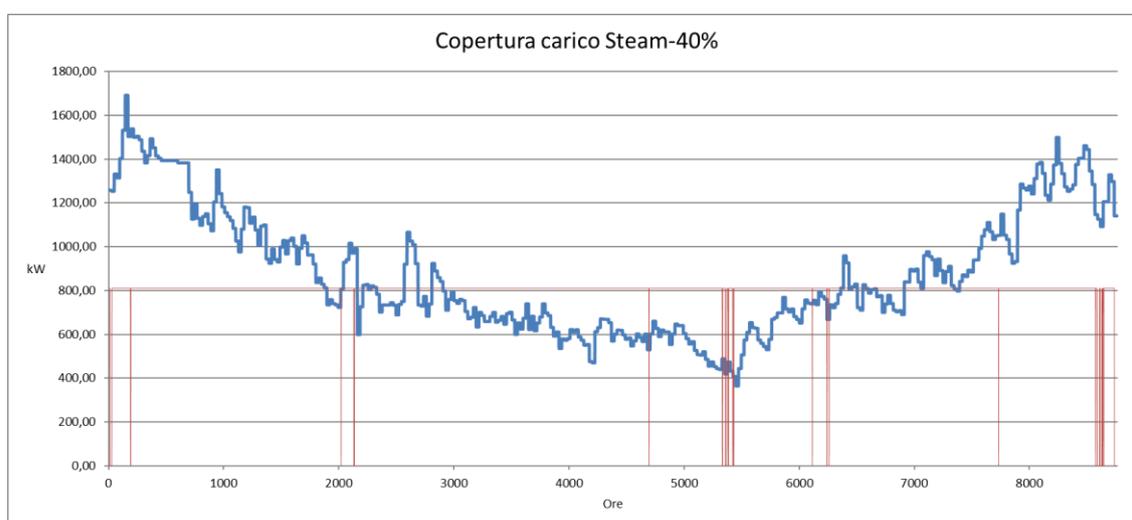
**Figura 4.4.35: Copertura carico HW 50% - T**



**Figura 4.4.36: Copertura carico Steam 50% - T**



**Figura 4.4.37: Copertura carico HW 60% - T**



**Figura 4.4.38: Copertura carico Steam 40% - T**

Le dissipazioni termiche sono minori per l'ipotesi di utilizzo del gas naturale 35-65. Ciò è legato al fatto che il 35% della potenza termica disponibile è utilizzato per la produzione di acqua calda, mentre nei casi precedenti tale valore corrispondeva a circa il 54%.

Ipotesi	Energia dissipata %
35-65	0,4%
50-50	1,9%
60-40	6,4%

**Tabella 4.18: Energia dissipata – T**

Confrontando le tabelle 4.4.9 e 4.4.11 si osserva che le dissipazioni legate alla scelta della turbina sono più basse nell'ipotesi 35-65, ma più alte nelle restanti ipotesi. Lo studio delle configurazioni era stato richiesto nel caso 35-65, ma poiché è una assunzione molto forte quella di avere un rapporto costante di utilizzo del gas naturale e sapendo che all'interno dell'audit energetico del 2015 il rapporto era più sbilanciato lato acqua calda, si ritiene che avere il valor minimo di dissipazione in corrispondenza dell'ipotesi 50-50 sia più adeguato.

La produzione di energia elettrica è, inoltre, più bassa a quella del caso B2 e quindi i vantaggi economici sono inferiori.

#### 4.4.6 Confronto tra le soluzioni

In questa sezione sono riportati i dati per permettere un confronto delle configurazioni analizzate in dettaglio in questo capitolo. Di seguito si trovano i dati macchina delle soluzioni studiate.

Configurazione	Dati macchina									
	Potenza elettrica [kW]	Potenza termica HW [kW]	Potenza termica Steam [kW]	Potenza termica [kW]	% Potenza per generare HW	Potenza introdotta [kW]	rendimento macchina elettrico	rendimento macchina termico	rendimento macchina	$\lambda$
B1	1515	1518	0	1518	100,0%	3472	43,6%	43,7%	87,4%	1,00
B2	1515	810	694	1504	53,9%	3472	43,6%	43,3%	87,0%	0,99
C2	2027	1057	919	1976	53,5%	4606	44,0%	42,9%	86,9%	0,97
D1	2027	1976	0	1976	100,0%	4606	44,0%	42,9%	86,9%	0,97
T	1000	493	900	1393	35,4%	3030	33,0%	46,0%	79,0%	1,39

**Tabella 4.19: Confronto dati macchina – Analisi di dettaglio**

Come visibile in tabella, la turbina è il motore primo che produce meno potenza elettrica, con il più basso rendimento 33%, mentre i motori a combustione interna hanno valori di rendimento elettrico intorno al 44%. Il rendimento termico della turbina è il più alto, seguito da quello del modello B1, B2, C2 e D1, senza importanti differenze. Si osserva inoltre che il rendimento macchina è maggiore per il modello B, seguito dal modello C senza particolari differenze e in ultimo troviamo la turbina. Il rapporto di cogenerazione mostra che i MCI generano circa la stessa potenza termica ed elettrica, mentre la turbina è sbilanciata verso la produzione di energia termica.

Nella tabella seguente sono riportate le grandezze utili per verificare la possibilità di ottenere la qualifica CAR. In primo luogo, è stato calcolato il rendimento globale o indice di utilizzazione del combustibile secondo la formula 4.3.1. Il valore limite per le configurazioni considerate è del 75%, quindi l'unica configurazione interamente CAR è la B2. In tutti gli altri casi è necessario ricorrere alla macchina virtuale.

Analisi di cogenerazione annuale (scenario 35-65)								
Configurazione	Energia elettrica annua prodotta [kWh]	Energia elettrica in cogenerazione E_CHP [kWh]	Energia elettrica in cogenerazione E_non_CHP [kWh]	Energia termica utile [kWh]	Energia termica utile al netto perdite distribuzione [kWh]	Energia fuel annua F_unità [kWh]	Energia fuel CHP F_CHP [kWh]	Energia fuel non CHP (per sola produzione elettrica) F_nonCHP [kWh]
B1	11663488	7637580	4025908	6856563	6170907	28116256	18411316	9704940
B2	11663488	11663488	0	11436317	10292686	28116256	28116256	0
C2	15400368	15400368	0	13735018	12361516	36809780	36809780	0
D1	15400368	13157210	2243158	11587720	10428948	36809780	31448210	5361570
T	8212994	7757481	455514	11984221	10785799	26176170	24724373	1451797

Analisi di cogenerazione annuale (scenario 35-65)							
Configurazione	CHP $\eta_E$	non CHP $\eta_E$	CHP $H_{\eta}$	Indice di utilizzazione del combustibile o rendimento globale	$C_{eff}$	CAR	PES>10%
B1	41,5%	41,5%	33,5%	63,4%	1,2	no	17,7%
B2	41,5%	41,5%	36,6%	78,1%	1,2	si	19,9%
C2	41,8%	41,8%	33,6%	75,4%	1,3	si	18,2%
D1	41,8%	41,8%	33,2%	70,2%	1,3	no	17,9%
T	31,4%	31,4%	43,6%	72,6%	0,7	no	10,5%

**Tabella 4.20: Analisi di dettaglio comparativa - CAR**

Per individuare le potenze da associare alla macchina virtuale CHP e quelle che invece sono prodotte dalla parte non CHP, è necessario calcolare in ordine le seguenti grandezze:

1. il rendimento elettrico non CHP:  $\eta_{E \text{ non CHP}}$  che corrisponde anche al  $\eta_E$

$$\eta_{E \text{ non CHP}} = \frac{E}{F} \quad (4.4.1)$$

2. il rapporto effettivo tra energia prodotta e calore:  $C_{eff}$

$$C_{eff} = \frac{\eta_{E \text{ non CHP}}}{\eta_{soglia} - \eta_{E \text{ non CHP}}} \quad (4.4.2)$$

3. l'energia elettrica prodotta in cogenerazione  $E_{CHP}$  attraverso l'utilizzo di  $C_{eff}$

$$E_{CHP} = \min(C_{eff} \cdot H_{CHP}; E) \quad (4.4.3)$$

in cui il valore di  $H_{CHP}$  è assunto pari all'energia termica utile al netto delle perdite di distribuzione per rendere l'analisi conservativa.

4. l'energia elettrica prodotta dalla macchina non CHP:  $E_{\text{nonCHP}}$

$$E_{\text{nonCHP}} = E - E_{CHP} \quad (4.4.4)$$

5. il combustibile utilizzato dalla macchina non CHP:  $F_{nonCHP}$

$$F_{nonCHP} = \frac{E_{nonCHP}}{\eta_{nonCHP}} \quad (4.4.5)$$

6. il combustibile utilizzato dalla macchina virtuale:  $F_{CHP}$

$$F_{CHP} = F - F_{nonCHP} \quad (4.4.6)$$

7. il rendimento termico della macchina virtuale:  $CHP H\eta$

$$CHP H\eta = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (4.4.7)$$

8. il rendimento elettrico della macchina virtuale:  $CHP E\eta$

$$CHP E\eta = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (4.4.8)$$

In questo modo si ottengono i valori di rendimento della macchina virtuale necessari alla valutazione del PES, calcolato come indicato nell'equazione 4.3.3.

In tutti i casi l'indice PES è superiore al 10% imposto dalla normativa e il valore maggiore si ha per la configurazione B2, la cui energia, non necessitando di essere suddivisa tra la macchina virtuale CHP e la parte d'impianto non CHP, è interamente utilizzata al meglio, comportando il maggior risparmio di combustibile.

Il risparmio di energia primaria si traduce direttamente in risparmio di CO<sub>2</sub> emessa, come visibile nella tabella sottostante.

Configurazione	Analisi ambientale annuale						
	CO2 elettrica risparmiata [ton/anno]	Sm3 di metano <b>non</b> bruciati in un anno	CO2 termica risparmiata [ton/anno]	CO2 ante operam [ton/anno]	Sm3 di metano bruciati in un anno	CO2 emessa post operam [ton/anno]	CO2 non emessa [ton/anno]
B1	3674,0	762433,3	1424,6	5098,6	2876343,3	5374,4	-275,8
B2	3674,0	1271691,0	2376,1	6050,1	2876343,3	5374,4	675,7
C2	4851,1	1527301,0	2853,7	7704,9	3765706,4	7036,2	668,7
D1	5153,7	466011,4	870,7	6024,4	3765706,4	7036,2	-1011,8
T	2587,1	1332616,6	2490,0	5077,1	2677869,1	5003,6	73,5

Tabella 4.21: Analisi di dettaglio comparativa - Ambientale

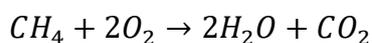
I casi in cui si ha una riduzione delle emissioni globali di CO<sub>2</sub> sono il B2, C2 e T, perché coprono una parte importante non solo della richiesta elettrica, ma anche della richiesta termica, andando quindi a sostituire le emissioni delle caldaie esistenti. La configurazione B2 è caratterizzata dal più alto valore di risparmio di CO<sub>2</sub> globale.

I valori di emissione di CO<sub>2</sub> assunti per l'analisi ambientale sono i seguenti:

Energia elettrica [gCO <sub>2</sub> /kWh]	315
Energia termica [kgCO <sub>2</sub> /Sm <sup>3</sup> ]	1,868

Il valore relativo alle emissioni nazionali di energia elettrica è stato tratto dal rapporto delle emissioni dell'Ispra del 2017 e nel documento del 2018 è pari a 313 gCO<sub>2</sub>/kWh, quota in diminuzione dal 1990. [[Ispra, 2017](#); [Ispra, 2018](#)]

Il valore di emissione legato alla combustione del gas naturale, invece, è stato determinato sulla base della combustione stechiometrica, nell'ipotesi che la miscela di gas combustibile fosse interamente composta da metano, non avendone a disposizione la composizione. La reazione stechiometrica è la seguente:



È noto inoltre che:

$$1 \text{ kg di } CH_4 = 62,5 \text{ moli}$$

Poiché nella reazione stechiometrica le moli di metano e anidride carbonica sono uguali, ne consegue che 1 kg di metano produce 62,5 moli di CO<sub>2</sub> e:

$$62,5 \text{ moli } CO_2 = 2,75 \text{ kg } CO_2$$

Nota la densità del metano pari a:  $\rho_{CH_4} = 0.7168 \text{ kg/Nm}^3$  è possibile ricavare la densità in Sm<sup>3</sup> attraverso la legge dei gas perfetti:

$$\rho_{CH_4} = 0.7168 \left( \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right) \cdot \frac{273}{273 + 15} \left( \frac{\text{K}_{\text{Nm}^3}}{\text{K}_{\text{Sm}^3}} \right) = 0.6794 \frac{\text{kg}}{\text{Sm}^3}$$

Si può quindi scrivere che:

$$1 \text{ kg di } CH_4 = \frac{1}{0.6794} \text{ Sm}^3 \text{ di } CH_4 = 1.472 \text{ Sm}^3 \text{ di } CH_4 \text{ che producono } 2.75 \text{ kg } CO_2$$

Attraverso una proporzione è possibile trovare la CO<sub>2</sub> emessa per Sm<sup>3</sup> di metano:

$$1 \text{ Sm}^3 : x = 1.472 : 2.75 \rightarrow x = 1.868 \text{ kg } CO_2$$

Si procede ora con l'analisi economica.

Analisi economica annuale					
Configurazione	Risparmio elettrico [milioni €/anno]	Risparmio termico [milioni €/anno]	Gas defiscalizzato [Sm <sup>3</sup> ]	Costo gas acquistato [milioni €/anno]	Risparmio annuo [milioni €/anno]
B1	1,604	0,199	1680267,690	0,728	1,074
B2	1,604	0,331	2565967,384	0,717	1,218
C2	2,118	0,398	3388080,864	0,939	1,577
D1	2,250	0,121	2894586,133	0,945	1,426
T	1,129	0,347	1706645,729	0,676	0,800

**Tabella 4.22: Analisi di dettaglio comparativa - Economica**

A livello economico, se si esamina solo l'acquisto dell'energia, sono da preferire le configurazioni C2 e D1, perché la quota di elettricità autoprodotta è maggiore, dunque il risparmio economico è più elevato. Tuttavia, sono anche le configurazioni che a livello impiantistico richiedono i costi d'investimento maggiori.

Di seguito è riportato il PBT semplice delle cinque soluzioni e i relativi costi d'investimento, che non tengono conto dei costi di manutenzione e gestione da parte di una ESCO (Energy Service Company) il cui obiettivo sarà quello di gestire e condurre l'impianto in mancanza di forze interne all'azienda.

	<b>B1</b>	<b>B2</b>	<b>C2</b>	<b>D1</b>	<b>T</b>
<b>Costo investimento</b>	€ 1.867.500	€ 2.012.700	€ 2.379.500	€ 2.852.200	€ 2.198.200
<b>PBT semplice [anni]</b>	1,74	1,65	1,51	2,00	2,75

**Tabella 4.23: Analisi di dettaglio comparativa – PBT semplice**

Il PBT (Pay Back Time) è stato calcolato come segue:

$$PBT = \frac{\text{Costo investimento}}{\text{Risparmio economico}} \quad (4.4.9)$$

Si osserva che il tempo di ritorno dell'investimento aumenta con il costo d'investimento e i casi il cui risparmio annuo è più elevato (C2 e D1) sono però quelli con il maggior PBT.

Per i calcoli successivi è necessario conoscere il numero di certificati bianchi che l'impianto produrrebbe attraverso il risparmio di energia primaria. Come riportato all'interno della sezione 4.3, è necessario ricavare la potenza media del cogeneratore attraverso l'equazione 4.3.7 e il coefficiente di armonizzazione k con la formula 4.3.8.

L'energia in MWh risparmiata è stata valutata tramite l'equazione 4.3.4 e il numero di certificati bianchi attraverso la formula 4.3.8.

Certificati Bianchi				
Configurazione	Potenza media CHP [MW]	coefficiente di armonizzazione k	MWh risparmiati normativa	# CB/anno (per 10 anni) normativa
B1	0,94	1,41	7372,77	891,51
B2	1,44	1,37	12331,91	1452,35
C2	1,90	1,35	15080,52	1754,21
D1	1,62	1,36	12720,94	1489,54
T	0,90	1,41	7042,29	854,78

**Tabella 4.24: Analisi di dettaglio comparativa – Certificati Bianchi**

Dalla tabella soprastante si nota che la configurazione che dà accesso al maggior numero di certificati è la C2, perché è quella che copre la maggior quota di fabbisogno energetico complessivo.

All'interno del PBT possono quindi essere aggiunte le quote di costo annuali:

- manutenzione ordinaria;
- manutenzione straordinaria;
- gestione da parte della ESCO.

Dalla tabella 4.4.18 si osserva come i tempi di rientro dell'investimento crescano per tutte le configurazioni, eccetto la C2, grazie all'elevato risparmio.

È stato, infine, valutato il PBT tenendo conto dei ricavi legati alla vendita dei certificati bianchi, assumendo come prezzo di vendita 200 € a certificato, quota inferiore a quella attuale per fare un'ipotesi conservativa. Parte di questa quota (6%) deve essere pagata alla ESCO. Tenendo conto della vendita dei CB il PBT si riduce e le soluzioni C2 e B2 risultano avere circa gli stessi tempi di rientro dell'investimento.

	B1	B2	C2	D1	T
<b>PBT [anni]</b>	2,6	2,4	2,1	2,8	5,0
<b>PBT con CB [anni]</b>	2,1	1,8	1,6	2,3	3,9

**Tabella 4.25: Analisi di dettaglio comparativa – PBT**

Poiché l'azienda è interessata, entro il 2020, ad acquistare solo energia elettrica verde dalla rete, è stato deciso di fare un confronto tra l'acquisto di energia verde dalla rete e la parziale autoproduzione con il cogeneratore. I costi legati all'acquisto del gas per la quota termica, sono stati assunti uguali a quelli attuali.

Confronto con acquisto di energia verde					
Configurazione	Costo energia verde [milioni €/anno]	Spesa annua [milioni €/anno]	CO2 emessa con energia verde [ton/anno]	Bilancio economico Cogen VS Green (spese di acquisto) [milioni €/anno]	Bilancio ambientale Cogen VS Green (CO2 emessa) [ton/anno]
B1	1,692	1,692	1425	-0,964	3950
B2	1,692	1,692	2376	-0,975	2998
C2	2,235	2,235	2854	-1,296	4182
D1	2,374	2,374	871	-1,429	6165
T	1,192	1,192	2490	-0,515	2514

**Tabella 4.26: Analisi di dettaglio comparativa – Confronto con energia verde**

Il bilancio economico Cogenerazione VS Green è stato calcolato come segue:

$$\text{Bilancio Ec.} = \text{Costi En. Cogen.} - \text{Costi En. Energia Verde} \quad (4.4.10)$$

in cui i costi energetici del cogeneratore sono pari al costo di acquisto del gas, mentre i costi legati all'energia verde equivalgono all'acquisto della stessa energia elettrica verde dalla rete più il costo del gas per produrre la stessa quota di energia termica.

Analogamente sotto la voce bilancio ambientale si trova la differenza tra le emissioni annuali utilizzando il cogeneratore e quelle legate all'utilizzo dell'energia verde di rete e della quota di gas bruciato per coprire una quota di energia termica pari a quella fornita dal cogeneratore.

Economicamente l'acquisto di energia verde è più oneroso e quindi sarebbe preferibile installare un cogeneratore, ma le emissioni del cogeneratore sono sensibilmente più elevate.

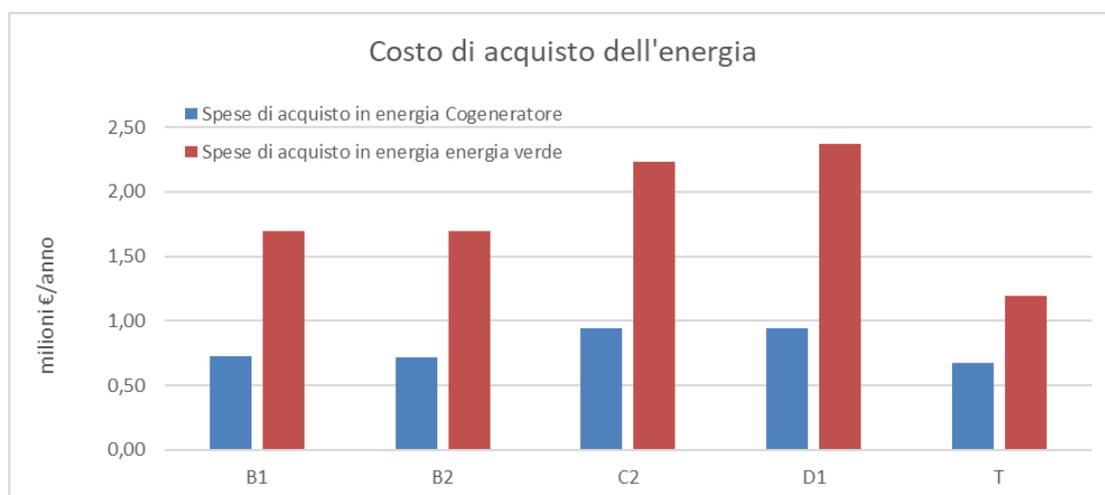


Figura 4.4.39: Analisi di dettaglio comparativa –Costi energia verde

Si riporta infine il confronto tra le diverse emissioni delle configurazioni ante operam, post operam e in caso di acquisto di energia verde dalla rete.

	CO2 ante operam [ton/anno]	CO2 emessa post operam [ton/anno]	CO2 emessa con energia verde [ton/anno]	% CO2 risparmiata ante- post operam
B1	5099	5374	1425	-5,4%
B2	6050	5374	2376	11,2%
C2	7705	7036	2854	8,7%
D1	6024	7036	871	-16,8%
T	5077	5004	2490	1,4%

Tabella 4.27: Analisi di dettaglio comparativa – Confronto emissioni

Dalla tabella si nota che le migliori configurazioni che vanno a ridurre le emissioni globali rispetto alla situazione attuale sono la B2 e C2. In ogni caso però le emissioni risultano per forza maggiori rispetto al caso di acquisto di energia verde dalla rete, poiché sono proporzionali alle quote di fabbisogno coperte da ogni configurazione.

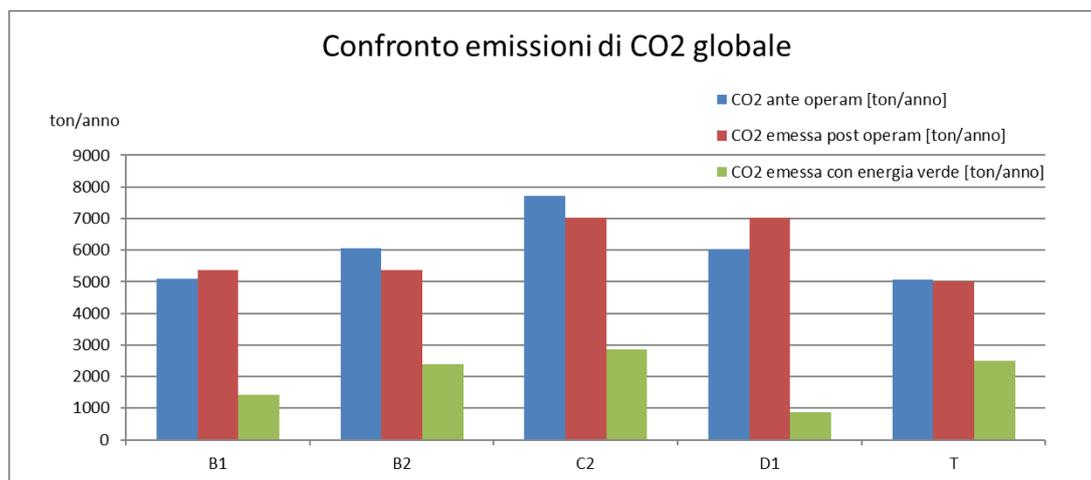


Figura 4.4.40: Confronto emissioni globali

A livello locale le emissioni di CO<sub>2</sub> aumentano in tutti i casi, a causa della quota di gas bruciata in più per produrre energia elettrica, anche se si tiene conto delle perdite di trasmissione della rete nazionale. Il caso C2, rispetto al caso B2 emette il 31% in più di CO<sub>2</sub>. Se, invece, la differenza di fabbisogno tra le due configurazioni fosse coperta attraverso l'acquisto di energia verde, le emissioni sarebbero pari solo al 10% in più del caso B2.

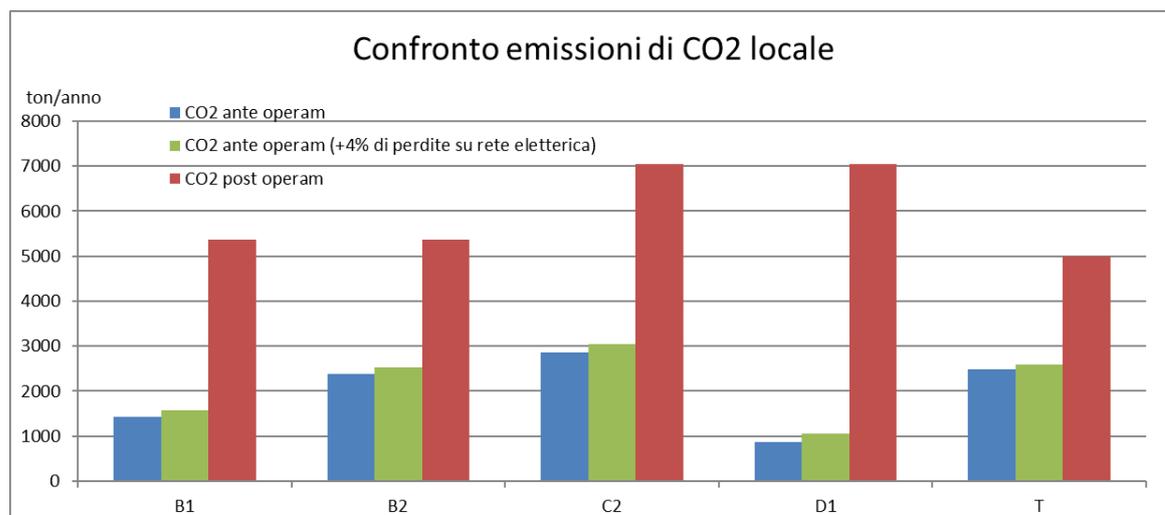
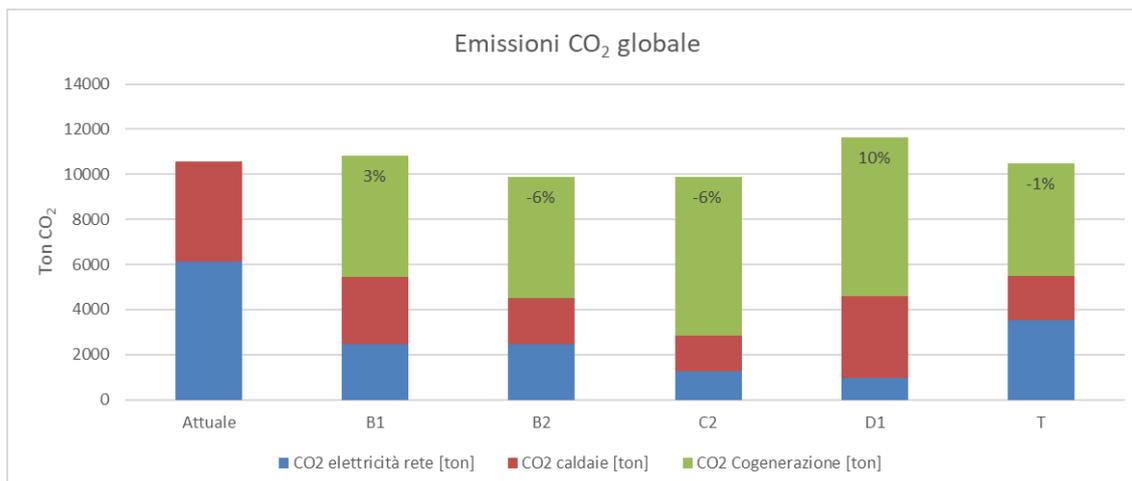
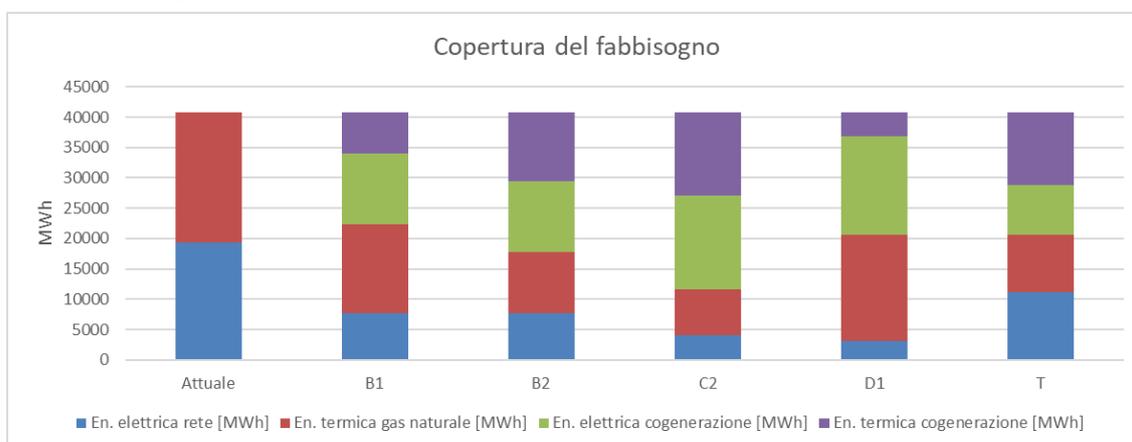


Figura 4.4.41: Confronto emissioni locali



**Figura 4.4.43: Confronto emissioni stabilimento**

In figura 4.4.42 sono infine riportate le emissioni di CO<sub>2</sub> a livello di stabilimento, confrontando le diverse soluzioni con la situazione attuale. Si osserva che le soluzioni B2 e C2 portano alla stessa riduzione percentuale, ma coprendo fabbisogni differenti, come mostrato nel grafico sottostante.



**Figura 4.4.42: Confronto copertura fabbisogno stabilimento**

In conclusione, la soluzione che appare ottimale sia dal punto di vista economico sia ambientale è la configurazione B2, che permette di avere un buon risparmio economico sull'acquisto dell'energia, senza necessità di modulare la potenza elettrica e quindi evitando il calo di rendimento legato alla modulazione. Questa configurazione è, inoltre, quella che presenta la minima necessità di dissipazione termica ed è, quindi, in grado di accedere alla qualifica CAR, senza dover ricorrere alla macchina virtuale. Mostra, poi, il valore più elevato di energia primaria risparmiata, comportando la più alta riduzione di emissioni annue pari a 675,7 ton/anno, rispetto a quelle attuali, ovvero il 6%. Il tempo di ritorno dell'investimento è, infine, paragonabile a quello del caso C2, che va a coprire una maggior quota di fabbisogno, con un risparmio di energia primaria e di emissioni inferiore.

## 5 Applicazione di risorse rinnovabili

Prevedere l'installazione di un impianto che funzioni grazie allo sfruttamento di risorse rinnovabili è da un lato lodevole, in quanto questi sistemi generano energia senza emettere emissioni e quindi cercano di rispondere ai problemi di sostenibilità riportati nell'introduzione, dall'altra parte, però, non sono ad oggi sufficienti a coprire l'intera richiesta di energia mondiale e per questo l'attività di efficientamento energetico e la riduzione della richiesta di energia sono il primo strumento che le imprese devono prendere in considerazione se vogliono migliorare il loro impatto sull'ambiente.

All'interno del capitolo sono riportati gli studi preliminari che riguardano la possibile applicazione delle seguenti tecnologie: moduli fotovoltaici, collettori solari, turbine eoliche, pompe di calore, free cooling e auto elettriche.

Quando si parla di energie rinnovabili è necessario ricordarsi che, oltre alle grandi potenzialità, alcune tecnologie hanno ancora bassi rendimenti, essendo ancora in fase di studio e sviluppo, e le fonti energetiche sono per loro natura aleatorie e discontinue.

### 5.1 Fotovoltaico

I moduli fotovoltaici sono in grado di trasformare la radiazione solare direttamente in energia elettrica sfruttando le proprietà dei materiali semiconduttori. Un fotone con energia sufficiente è in grado di eccitare un elettrone e lo obbliga a passare dalla banda di valenza a quella di conduzione. Essendo applicata ai capi della cella una differenza di potenziale, si genera un moto ordinato di cariche, comunemente chiamato corrente.

Ad oggi si parla di tre generazioni di celle:

1. alla prima generazione appartengono le celle realizzate in silicio (mono e poli cristallino) con un rendimento teorico limite del 33% e che per la produzione richiedono materiali ad altissimo grado di purezza ed elevate temperature;
2. fanno parte della seconda generazione le celle a film sottile, che hanno costi di produzione minori rispetto alla prima generazione, rendimenti modesti e sono composti di materiali rari e costosi, oltre che tossici, come il tellururo di cadmio;
3. la terza generazione è composta dalle celle multigiunzione che avranno prestazioni migliori, efficienze tra 50%-30% (il limite teorico è 70%) e materiali

e tecniche di produzione a basso costo, ma sono ancora in fase di studio. [\[Fracastoro, 2016\]](#)

Nella figura 5.1.1 sono riportate le diverse tecnologie ad oggi in commercio con i relativi intervalli di efficienza reale.

Technology	Efficiency
m-Si ; m-Si/a-Si	15-21 %
p-Si	14-16 %
a-Si ; a-Si/ $\mu$ c	6-10 %
CIS/CIGS	11-13 %
CdTe/CdS	13-15 %

Figura 5.1.1: Riassuntivo efficienza fotovoltaico [\[Spertino, 2017\]](#)

Per impianto fotovoltaico si intende l'unione di più moduli che possono essere connessi in serie o in parallelo. L'impianto può, a sua volta, essere collegato alla rete (impianti grid-connected) oppure essere isolato, nel caso in cui ci si trovi in una zona non raggiunta dalla distribuzione (impianti stand alone). Nel primo caso, l'energia prodotta può essere auto-consumata, venduta e acquistata dalla rete; nel secondo caso invece l'energia può solo essere auto-consumata o immagazzinata attraverso delle batterie per ritardarne l'utilizzo. Va infatti ricordato che un impianto fotovoltaico è capace di produrre elettricità solo in presenza di luce solare diretta, quindi in mancanza della fonte, come di notte o in caso di brutto tempo, l'utenza dovrà coprire il fabbisogno in altro modo.

Le fluttuazioni della fonte primaria, i costi legati alla necessità di componenti addizionali e gli alti costi d'installazione sono gli unici svantaggi della tecnologia. Tra i vantaggi, invece, troviamo che non c'è necessità di raffreddare i componenti, l'energia solare è direttamente trasformata in elettricità, i pannelli sono garantiti 25 anni e a fine vita devono assicurare un rendimento pari all'80% di quello iniziale, hanno bassi costi di manutenzione, non producono rumore o inquinamento in fase operativa, generano l'elettricità nei pressi del consumatore annullando le perdite legate alla distribuzione e hanno la possibilità di essere riciclati senza produrre rifiuti a fine vita. [\[Spertino, 2017\]](#)

Per lo studio preliminare si è scelto un pannello solare di prima generazione, in silicio monocristallino con un rendimento piuttosto alto, in modo da poter valutare la massima energia producibile. Nella tabella sottostante sono riportati i dati della scheda tecnica.

Dati tecnici modulo	
Potenza	335 Wp
Altezza	1,559 m
Larghezza	1,046 m
Superficie	1,630714 m <sup>2</sup>
Profondità	0,046 m
$\eta$	20,6

Tabella 5.1: Dati tecnici modulo fotovoltaico

La superficie identificata per l'installazione dei pannelli è quella dei tetti sopra i reparti produttivi e gli uffici, che ammonta a circa 8935 m<sup>2</sup>.



**Figura 5.1.2: Superficie libera per l'installazione**

I tetti dello stabilimento hanno il lato più lungo orientato verso sud-ovest, un'esposizione favorevole per captare la luce solare.

Per calcolare la producibilità dell'impianto è stato utilizzato il programma PVGIS 5, messo a disposizione dalla Commissione Europea. È un'applicazione web libera che permette agli utenti di avere dati riguardanti la radiazione solare e la producibilità di un pannello fotovoltaico, in quasi tutte le parti del mondo.

La maggior parte degli strumenti di PVGIS richiede dati di input da parte dell'utente. In primo luogo, è necessario inserire i dati geografici e identificare il punto in cui si vuole posizionare il pannello. È possibile, poi, scegliere la funzione del programma. PVGIS è in grado di calcolare l'energia prodotta dal pannello in diverse situazioni:

- se il modulo è di tipo fisso grid-connected;

- se il modulo è di tipo tracciante (ovvero se insegue il sole durante il suo corso) e grid-connected;
- se il modulo lavora in modalità stand-alone.

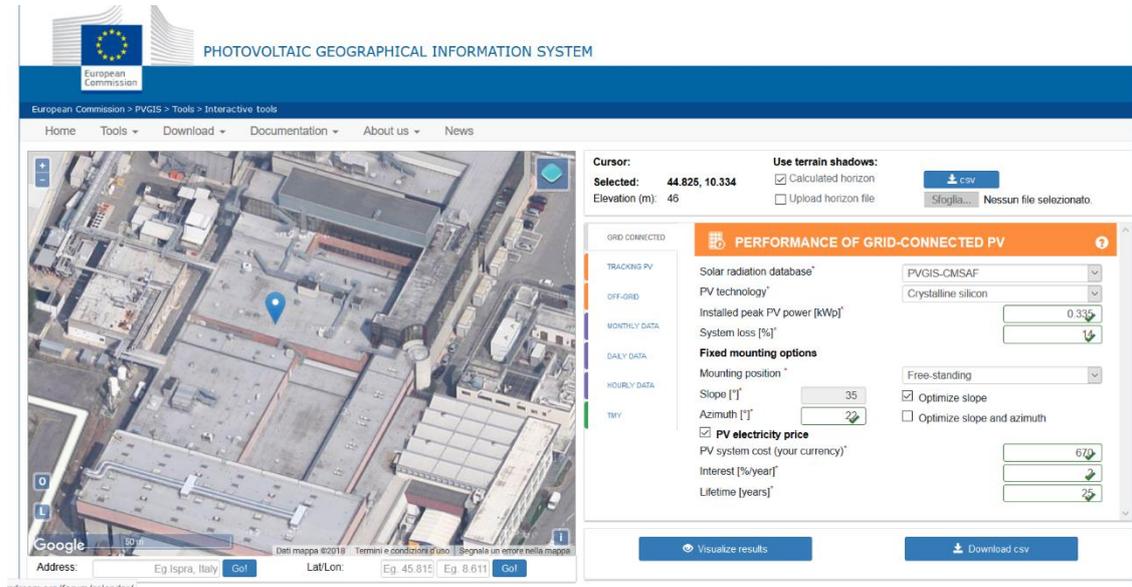


Figura 5.1.3: Interfaccia PVGIS 5 [PVGIS 5, 2017]

Il modulo scelto è di tipo fisso ed è stato previsto l'allacciamento alla rete. Ciò significa che l'impianto avrà bisogno di un inverter, che trasformi la corrente elettrica continua prodotta dal pannello in alternata, per poi essere utilizzata in loco o venduta alla rete.

Le performance del pannello dipendono dalla temperatura e dall'irradianza solare e sono diverse da un modello all'altro. Al momento PVGIS 5 è capace di stimare le perdite dovute alla temperatura e all'effetto dell'irradianza per i moduli al silicio cristallino e film sottile, adottando quindi le correzioni disponibili.

Le perdite che portano ad avere una potenza consegnata alla rete inferiore a quella prodotta dal pannello hanno diverse cause:

- perdite sui cavi;
- perdite di potenza sugli inverter;
- perdite legate allo sporco depositato sul modulo;
- perdite di efficienza legate all'invecchiamento del modulo.

Il valore di default assunto dal programma è 14%.

Per i sistemi fissi la posizione di montaggio influenza la temperatura del modulo e ha, quindi, ripercussioni sull'efficienza. Esperimenti hanno dimostrato che, se il movimento dell'aria dietro al pannello è limitato, il modulo si scalda considerevolmente riducendo le

prestazioni. Per questa ragione e siccome i tetti sono piani, è stato scelto di prendere in considerazione il montaggio su rastrelliera, che permette il libero passaggio di aria e di inclinare il pannello in modo ottimale per massimizzare la produzione.

Gli angoli importanti per il montaggio del pannello sono due:

1. lo slope: che è l'angolo di montaggio rispetto al piano orizzontale;
2. l'azimuth: che è l'angolo che indica l'orientamento rispetto alla direzione sud (positivo verso ovest e negativo verso est).

Avendo deciso di posizionare i pannelli orientati nello stesso verso del tetto, l'angolo di azimuth era già fissato ( $22^\circ$ ) e si è chiesto al programma di calcolare il valore ottimale per lo slope che è risultato essere  $35^\circ$ .

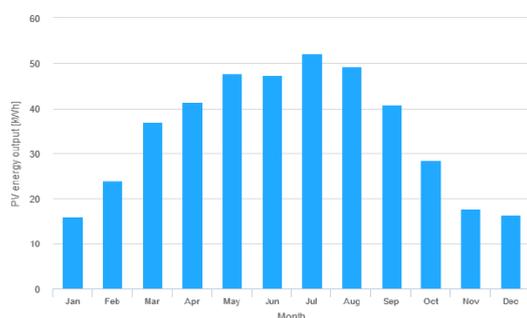
L'applicazione è poi in grado di calcolare il costo dell'energia prodotta, inserendo come dati di input:

- il costo totale di acquisto e installazione del modulo, assunto pari a 670 €;
- il tasso d'interesse percentuale nell'anno, assunto pari al 2%;
- la vita dell'impianto, che ho variato studiando tre casi: 15, 20 e 25 anni.

Il programma assume un costo fisso di manutenzione annua pari al 2% del costo originario.

PVGIS restituisce come output la media della produzione mensile dell'energia prodotta dal pannello, l'irradianza globale sul piano e la deviazione standard della produzione di elettricità. [PVGIS 5, 2017]

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

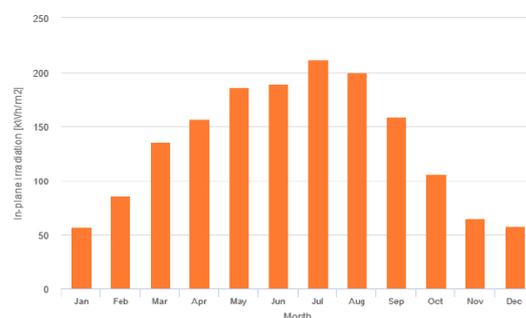


Figura 5.1.4: Energia e irraggiamento PVGIS

Nota quindi la produzione media mensile di un modulo, è necessario valutare la quantità di pannelli installabili all'interno dell'area identificata. I moduli posizionabili lungo la stessa fila sono stati calcolati semplicemente posizionandoli l'uno accanto all'altro, finché non riempivano lo spazio disponibile. Tra una rastrelliera e l'altra, invece, si è lasciato lo spazio minimo per evitare gli effetti di ombreggiamento durante il solstizio

d'inverno a mezzogiorno, momento dell'anno in cui il sole raggiunge l'inclinazione massima rispetto allo zenit nell'emisfero boreale.

L'equazione generale che permette di valutare la distanza è la seguente:

$$L \cdot \sin\beta = d \cdot \tan\delta + d \cdot \tan\gamma + L \cdot \cos\beta \cdot \tan\gamma \quad (5.1.1)$$

in cui:

- L è la lunghezza della sezione, ovvero l'altezza del modulo;
- d è la distanza minima;
- $\beta$  è l'angolo di slope ottimale, pari a  $35^\circ$ ;
- $\gamma$  è l'inclinazione del terreno rispetto al piano orizzontale, pari a  $0^\circ$ ;
- $\delta$  è l'angolo di declinazione del solstizio d'inverno, pari a  $-23,45^\circ$ .

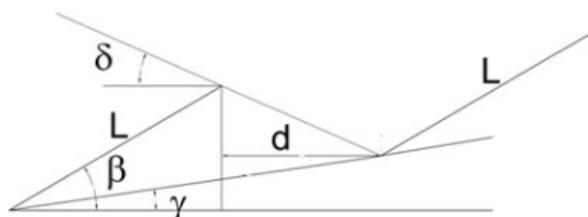


Figura 5.1.5 : Geometria per lo studio della distanza minima d [Benedetti, 2018]

Ricavando la distanza dall'equazione 5.1.1. si ottiene il valore di 0,85 m a cui è necessario sommare la proiezione dell'altezza del modulo sul piano orizzontale, ottenendo una distanza tra i bordi inferiori dei moduli pari a 2,13 metri.

Valutate quindi le file realizzabili, il numero di moduli installabili è 3809. Complessivamente l'impianto produrrebbe 1596 MWh di energia elettrica pari all'8,2% del consumo annuale. Se l'impianto fotovoltaico fosse accoppiato con l'impianto di cogenerazione B2, l'autoproduzione di elettricità salirebbe al 68,3% e in nessun mese dell'anno ci si ritroverebbe in condizione di vendere elettricità alla rete, come dimostra il grafico sottostante.

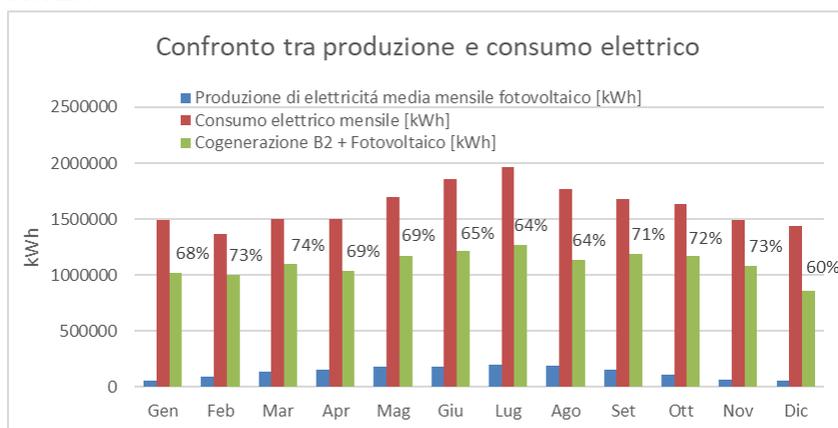


Figura 5.1.6: Produzione e consumo elettrico - Fotovoltaico

Si osserva come la produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico segua l'andamento di richiesta elettrica, crescendo nei mesi estivi, in cui le ore di luce e bel tempo sono più disponibili e in cui la richiesta elettrica cresce proporzionalmente alla necessità di refrigerazione, e calando nei mesi invernali, in cui le ore di luce sono inferiori, ma durante i quali la richiesta di elettricità si riduce e aumenta invece quella di calore.

Si passa ora all'analisi economica e ambientale. Come già detto, si sono studiate tre ipotesi di vita dell'impianto e per ognuna di esse PVGIS 5 ha calcolato il costo dell'energia prodotta.

Durata di vita dell'impianto [anni]	Costo energia [€/kWh]
15	0,156
20	0,130
25	0,114

**Tabella 5.2: Costo energia - Fotovoltaico**

Sapendo che ad oggi l'azienda acquista l'elettricità dalla rete a un costo di 0,137 €/kWh, sembra emergere che far vivere l'impianto fotovoltaico meno di 20 anni non sia conveniente e lo sia di più acquistare energia verde dalla rete, il cui costo ad oggi si aggira intorno 0,146 €/kWh. Se invece la vita dell'impianto è superiore ai 20 anni, il costo di autoproduzione diminuisce e può portare a un risparmio economico rispetto all'acquisto di energia dalla rete.

Durata di vita dell'impianto [anni]	Risparmio economico [€/anno]
15	-29509
Acquisto Energia Verde (15 anni)	-13549
20	11985
25	37521

**Tabella 5.3: Risparmio economico - Fotovoltaico**

Per il calcolo della riduzione delle emissioni si è fatto riferimento alle indicazioni fornite dall'Ispra all'interno del rapporto del 2017, in cui viene detto che sostituire 1 kWh di energia elettrica prodotto da fonti fossili con uno prodotto attraverso le energie rinnovabili contribuisce al risparmio di 544 g di CO<sub>2</sub> in atmosfera. [[Ispra, 2017](#)]

Nota l'energia prodotta dall'impianto, le emissioni evitabili ammontano a 868 ton/anno.

## 5.2 Solare termico

Si è svolto uno studio analogo per la tecnologia dei collettori solari. A differenza del fotovoltaico, i collettori catturano la radiazione solare diretta e diffusa per trasformarla in energia termica e produrre acqua calda. Per produrre acqua a temperature inferiori ai 120°C esistono diverse tipologie in commercio:

- collettori piani non vetrati;
- collettori piani vetrati (che sono i più utilizzati);
- collettori a tubi vetrati sottovuoto;
- collettori a tubi vetrati sottovuoto a bassa concentrazione;

I collettori vetrati sono composti da cinque componenti principali:

- la piastra assorbente che permette di catturare l'energia solare;
- il condotto per il fluido termovettore;
- la lastra trasparente di copertura che serve non solo come protezione, ma anche per intrappolare la radiazione infrarossa che altrimenti sarebbe riemessa e dispersa;
- l'isolante sul retro e i fianchi del collettore per minimizzare le perdite di calore;
- la struttura di supporto che deve essere quanto più resistente agli attacchi degli agenti atmosferici.

L'efficienza dei moduli dipende dalla potenza termica utile ( $\dot{Q}_u$ ) che il collettore riesce a scambiare con il fluido termovettore, dalla potenza solare ( $\dot{Q}_s$ ) che è assorbita dalla superficie di scambio e dalle dispersioni ( $\dot{Q}_d$ ).

La potenza termica utile è definita come:

$$\dot{Q}_u = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in}) = \dot{Q}_s - \dot{Q}_d \quad (5.2.1)$$

in cui:

- $\dot{m}$  è la portata di fluido termovettore [kg/s];
- $c_p$  è il coefficiente di scambio termico [kJ/(kg K)];
- $T_{out}$  è la temperatura di uscita del fluido termovettore;
- $T_{in}$  è la temperatura d'ingresso del fluido termovettore.

La potenza solare assorbita, invece, è valutata attraverso la seguente equazione:

$$\dot{Q}_{sa} = \tau\alpha \cdot A_c \cdot G_t = \tau\alpha \cdot \dot{Q}_{si} \quad (5.2.2)$$

all'interno della quale:

- $\tau\alpha$  dà un'idea di quanta radiazione riesce ad attraversare il vetro ( $\tau$  è il coefficiente di trasmissione del vetro) e viene assorbita dalla piastra ( $\alpha$  è il coefficiente di assorbimento della piastra);
- $A_c$  è l'area captante del collettore (apertura area);
- $G_t$  è l'irradianza totale incidente sul pannello [ $\text{W}/\text{m}^2$ ];
- $\dot{Q}_{si}$  è la potenza solare incidente.

Le dispersioni possono essere valutate attraverso la seguente equazione:

$$\dot{Q}_d = U_L \cdot A_c \cdot (T_{pm} - T_e) \quad (5.2.3)$$

in cui:

- $U_L$  è la trasmittanza della parete [ $\text{W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ ];
- $T_{pm}$  è la temperatura media della piastra;
- $T_e$  è la temperatura dell'aria esterna.

Da quest'equazione si intuisce che nei mesi invernali, in cui la temperatura esterna è molto bassa, le dispersioni saranno elevate.

Il rendimento di un pannello solare è quindi in prima approssimazione definito dall'equazione:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_{si}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in})}{A_c \cdot G_t} = \tau\alpha - U_L \cdot \frac{T_{pm} - T_e}{G_t} \quad (5.2.4)$$

L'equazione si trova più spesso nella forma:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot x \quad (5.2.5)$$

dove:

- $\eta_0$  corrisponde al fattore di perdite ottiche  $\tau\alpha$ ;
- $a_1$  è il coefficiente di perdita  $U_L$ ;
- $x$  corrisponde al rapporto  $\frac{T_{pm} - T_e}{G_t}$ .

Poiché, però, la temperatura media della piastra è difficile da valutare, si preferisce usare la temperatura media del fluido:

$$T_m = \frac{T_{out} - T_{in}}{2} \quad (5.2.6)$$

e il significato di  $x$  diventa quindi:

$$x = \frac{T_m - T_e}{G_t} \quad (5.2.7)$$

La trasmittanza delle pareti, inoltre, non ha un andamento lineare in funzione di alti valori di temperatura e la curva reale dell'efficienza è approssimata meglio da una parabola data dalla seguente equazione:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot x - a_2 \cdot G_t \cdot x^2 \quad (5.2.8)$$

all'interno della quale  $a_2$  è un altro coefficiente di perdita molto basso. [[Fracastoro 2016](#), [Fracastoro 2017](#)]

I dati climatici riguardanti l'irraggiamento e la temperatura dell'aria esterna sono stati scaricati da PVGIS 5 che permette di avere valori orari di irraggiamento globale, diretto, diffuso e riflesso attraverso la funzione hourly time series. La serie di dati più recente era quella del 2016, per cui i dati climatici fanno riferimento a quell'anno.

Come collettore si è scelto un collettore solare sottovuoto (JODOVHP20) che permette il collegamento in serie di massimo 4 moduli, in modo tale che, se durante qualche periodo dell'anno un modulo non fosse stato in grado di produrre acqua sopra gli 80°C, si potesse aumentare la temperatura del fluido fino al valore desiderato.

Dati tecnici modulo	
Altezza	2,05 m
Larghezza	2,04 m
Superficie	1,6 m <sup>2</sup>
$\eta_0$	0,734
$a_1$	1,529
$a_2$	0,0166
cp fluido termovettore	15,6 kJ/(m <sup>2</sup> k)
portata fluido termovettore	0,01333 kg/s

Tabella 5.4: Dati tecnici collettore solare

Uguagliando la definizione di rendimento dell'equazione 5.2.8 e la definizione di rendimento di Hottel-Willer riportata in equazione 5.2.9, è stato possibile ricavare la temperatura di uscita dell'acqua nelle diverse ore dell'anno.

$$\eta_{HW} = F_R \left( \tau\alpha - U_L \cdot \frac{T_{in} - T_e}{G_t} \right) \quad (5.2.9)$$

in cui FR (fattore di rimozione del calore) è stato valutato come:

$$F_R = \frac{\dot{m} \cdot c_p}{U_L \cdot A_c} \cdot \left[ 1 - \exp\left(-\frac{U_L \cdot A_c \cdot F'}{\dot{m} \cdot c_p}\right) \right] \quad (5.2.10)$$

e all'interno del quale  $F'$  è stato posto pari a 0,9, in mancanza di dati più precisi riguardanti la geometria del pannello. Il rendimento massimo di Hottel-Willer ottenuto corrisponde al 63%.

La centrale termica attuale produce acqua a 75°C, che viene per la maggior parte utilizzata nell'impianto di climatizzazione e le cui batterie calde prevedono un salto termico di 10°C. Ipotizzando di inserire uno scambiatore tra l'acqua di ritorno in caldaia e l'impianto solare, è necessario che la temperatura di uscita del fluido termovettore sia maggiore rispetto a quella di mandata dell'acqua ed è stato ipotizzato un  $\Delta T$  minimo di 5°C.

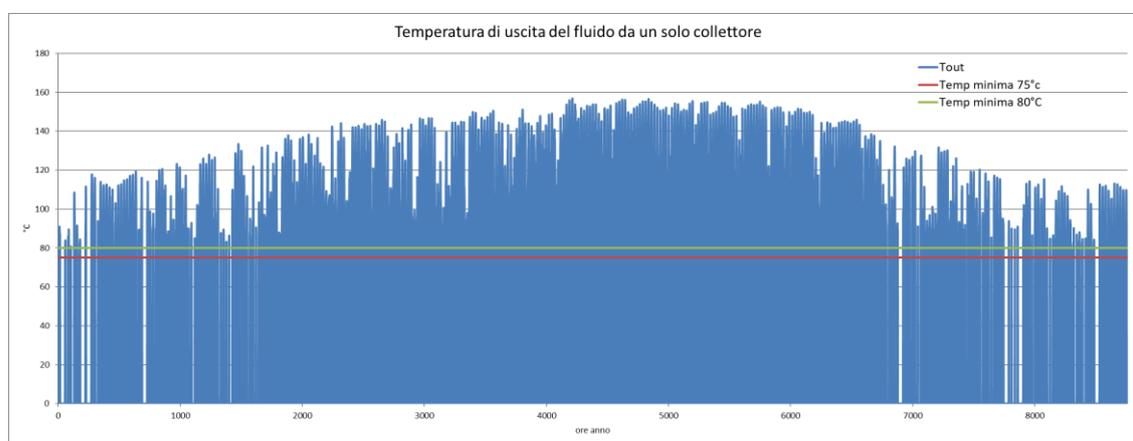
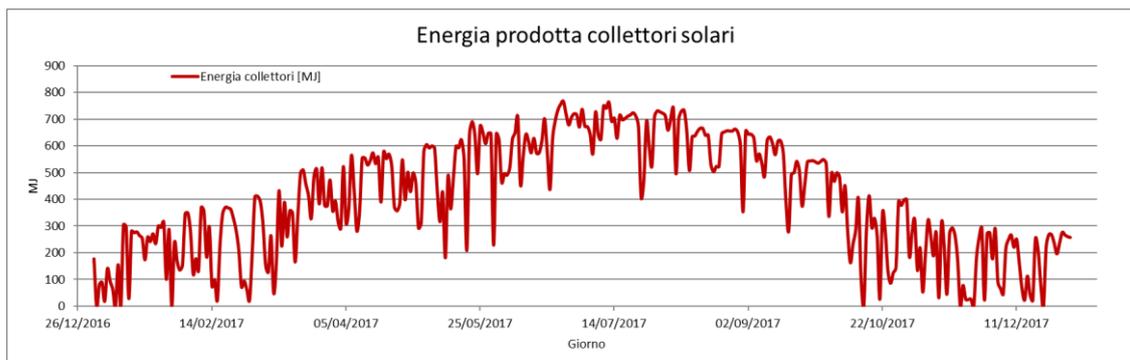


Figura 5.2.1: Temperatura fluido termovettore - Solare Termico

Le ore per le quali il fluido termovettore si trova a una temperatura inferiore a 80°C sono 5539, di cui però solo 7 in presenza di luce e durante le quali la temperatura del fluido supera comunque i 75°C, quindi non sembra opportuno prevedere il collegamento in serie dei pannelli.

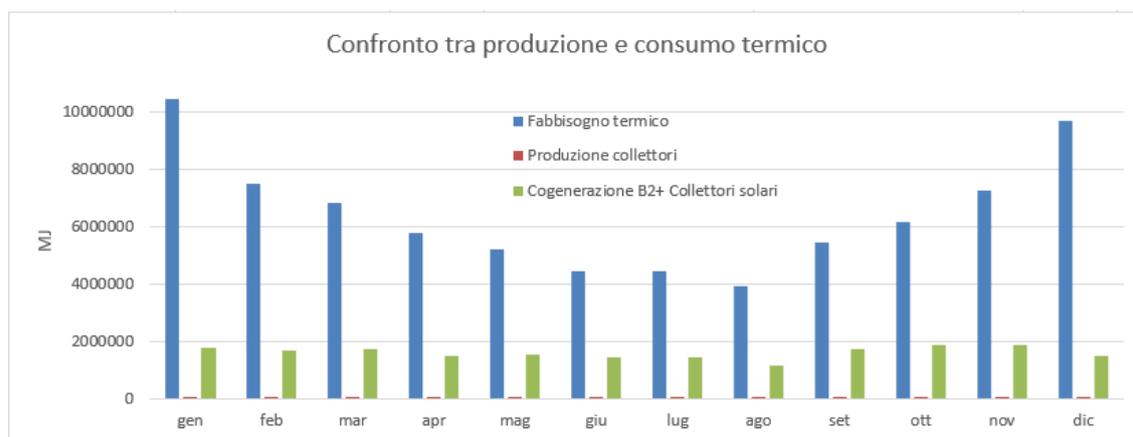
Come per l'impianto fotovoltaico, anche in questo caso la disponibilità dell'energia termica dipende dalle condizioni climatiche e dalla stagione, per cui non ci si può aspettare una produzione notturna di acqua calda.

L'ipotesi di collocamento dell'impianto è la stessa del caso dell'impianto fotovoltaico, con la medesima estensione. I collettori posizionabili sarebbero 1769 e produrrebbero 40 MWh di energia in un anno con l'andamento riportato in figura 5.2.2.



**Figura 5.2.2 : Produzione - Collettori solari**

A livello mensile il fabbisogno di calore coperto risulta molto ridotto, come mostra la figura 5.2.3, e nell'anno il fabbisogno coperto corrisponde allo 0,19%.



**Figura 5.2.3: Produzione e consumo termico – Solare termico**

Si passa ora all'analisi economica e ambientale. L'impianto permetterebbe di risparmiare 4188 Sm<sup>3</sup>/anno di gas, il cui prezzo, però, non è elevato come quello dell'elettricità, motivo per cui il risparmio legato al mancato acquisto di gas è basso e pari a 1199 €/anno. Ipotizzando un costo minimale del pannello pari a 200€, il costo d'investimento minimale ammonterebbe a 353'800 €, il cui ammortamento non sarebbe possibile entro la vita del pannello.

Anche a livello di riduzione delle emissioni l'impianto non sembra essere competitivo e il risparmio di CO<sub>2</sub> corrisponderebbe a sole 7,8 ton/anno.

### 5.3 Eolico

Il vento si manifesta in modo molto vario nel tempo e disomogeneo sul territorio. In Italia ci sono diversi regimi di vento. Quelli che possono mantenere venti di forte intensità e direzione costante sono il Maestrale, legato all'anticiclone dell'Atlantico, o la Bora, mantenuta da un anticiclone nel Nord Europa.

Ci sono, poi, regimi generati da perturbazioni e fronti freddi o caldi che investono la penisola legati a depressioni mediterranee e accompagnati da pioggia e da cielo coperto. Questi venti sono caratterizzati da un'elevata intensità, hanno direzione leggermente variabile e durano per uno o due giorni: sono, ad esempio, lo Scirocco e il Libeccio.

Durante le alte pressioni estive o invernali il campo di pressione è piuttosto livellato e non è quindi capace di sostenere venti significativi. Possono, però, nascere venti locali per differenza di riscaldamento tra mare e terra (brezza di mare e brezza di terra) o per la presenza di superfici a diverse altezze (brezza di valle e vento di drenaggio). Questi venti hanno variabilità giornaliera e sono difficilmente modellabili se non in ambito locale.

Le stagioni più ventose in Italia sono l'inverno e in parte primavera e autunno. [[Lembo, 2016](#)]

Gli impianti eolici, a differenza di quelli che utilizzano l'energia solare, non sono vincolati dalle ore di luce per il loro funzionamento, ma dalla velocità del vento che deve essere tra i 5-6 e i 25 m/s, rispettivamente velocità di cut-in e cut-off.

A Parma la velocità media del vento è 1,76 m/s con la seguente distribuzione di frequenza: figura 5.3.1.

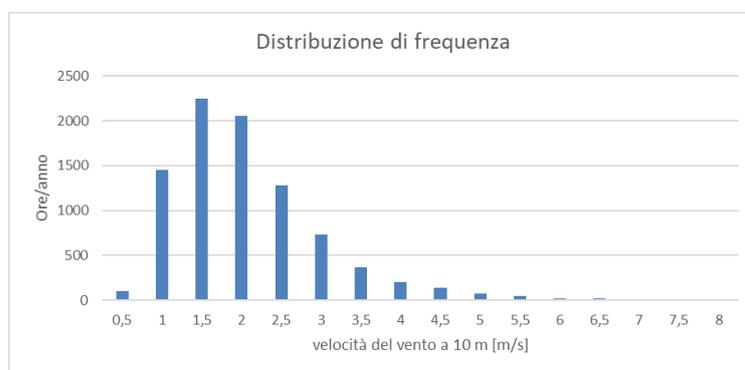


Figura 5.3.1: Frequenza velocità vento Parma [[Arpa Emilia Romagna, 2018](#)]

Dai dati dell'Arpa è emerso che Parma non si trova in una posizione favorevole all'installazione di pale eoliche, poiché la velocità del vento è per la maggior parte dell'anno inferiore ai 5 m/s.

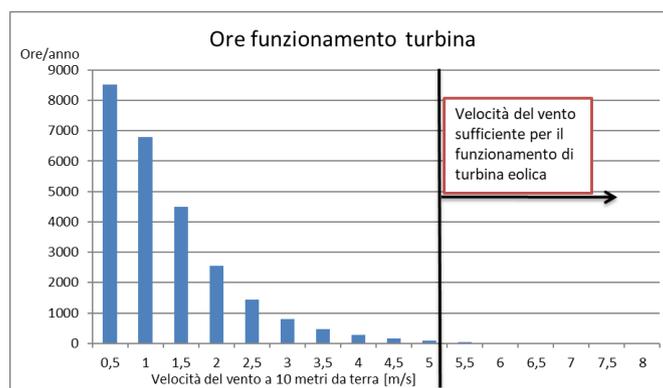


Figura 5.3.2: Ore di funzionamento della turbina con diverse velocità di cut-in

Le ore di funzionamento della turbina sarebbero 87 in un anno, per cui non sembra opportuno avvalersi della tecnologia in questa zona.

Si è analizzato se nelle aree limitrofe fossero già presenti parchi eolici per valutarne la producibilità. Dall'immagine sottostante si vede che la maggior parte degli impianti si localizza sull'Appennino Ligure, ma di questi, per motivi diversi, solo 7 sono attualmente in funzione. Il più vicino alla città è situato sul confine tra Emilia e Liguria al Passo della Cappelletta.

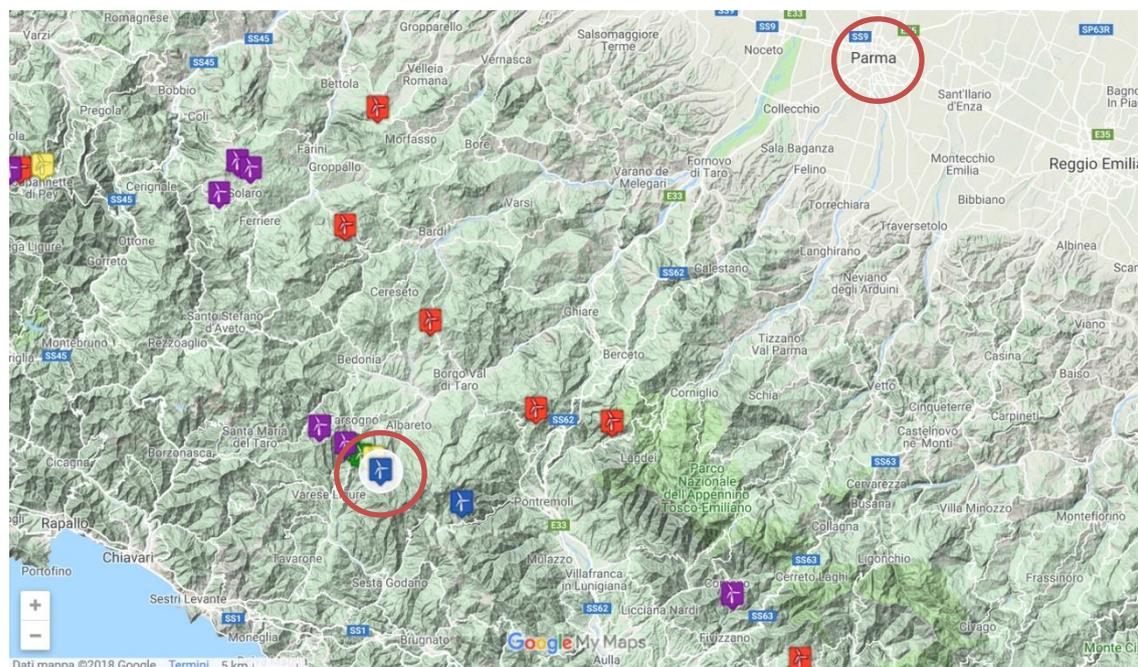


Figura 5.3.3: Mappa impianti eolici dell'Appennino Settentrionale {legenda: attivi (blu), autorizzati (verde), sospesi dalla magistratura amministrativa (giallo), respinti o ritirati (rosso) e con procedimento aperto (viola)} [Mappa Google, 2018]

Nel sito sono presenti 4 pale eoliche inaugurate nel 2006, di modello Vestas V52 e altezza dell'albero pari a 44 m.



Figura 5.3.4: Veduta del sito Passo della Cappelletta [Google Maps, 2018]

L'Atlante Eolico Italiano consente di valutare la producibilità del parco eolico selezionando il punto d'interesse sulla mappa e richiedendo il calcolo delle prestazioni.



Figura 5.3.5: Interfaccia Atlante Eolico Italiano [Atlante Eolico, 2018]

L'applicazione carica autonomamente i dati eolici e chiede all'utente di selezionare il tipo di aerogeneratore da una lista predisposta contenente diverse case produttrici e modelli. Se per il modello è possibile scegliere l'altezza del mozzo è necessario specificare quella desiderata e l'applicazione restituisce come output il grafico della potenza generata in

funzione della velocità. Come esempio è riportato il grafico del modello Vestas 52 installato.

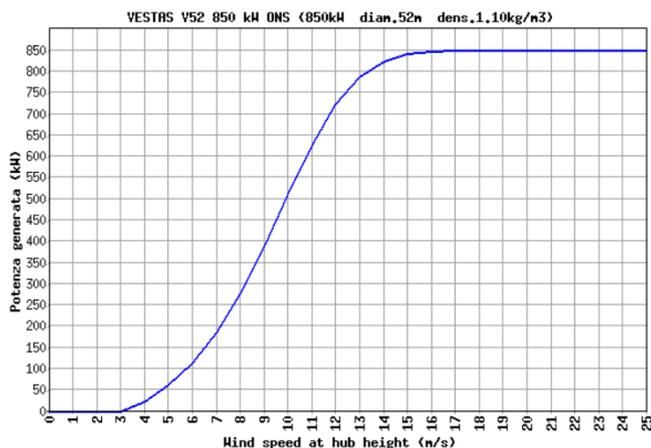


Figura 5.3.6: Curva di potenza Vestas 52

Si osserva che questa turbina ha una velocità di cut-in pari a 3 m/s. L'applicazione web, sotto la voce risorsa eolica del sito, grafica la curva di distribuzione di Weibull da cui è possibile risalire alle ore annue di funzionamento e riporta il valore di velocità media annua all'altezza del mozzo.

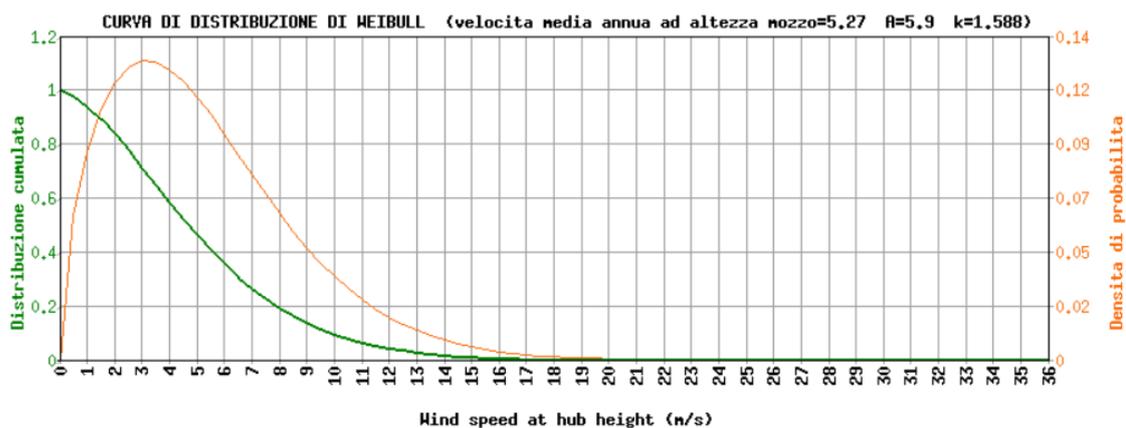


Figura 5.3.7: Curva di distribuzione di Weibull

Dal grafico della distribuzione cumulata si vede che la turbina è in funzione per circa il 70% dell'anno.

Per l'analisi dei costi, l'applicazione impone una vita dell'impianto pari a 20 anni e propone le seguenti voci di costo con i relativi valori tipici:

- Costo capitale specifico ( $c_{\text{capitale}}$ ) [€/kW installato] che per un impianto on-shore varia tra i 1500-1800 €/kW, per cui ho assunto il valor medio 1650 €/kW;

- Calcola il costo capitale del parco senza tener conto del collegamento alla rete come:

$$C_{capitale} = N^{\circ}_{turbine} \cdot P_{nominale_{turbina}} \cdot c_{capitale} \quad (5.3.1)$$

- Calcola il costo complessivo del collegamento alla rete conoscendo la distanza dell'impianto dalle cabine primarie o sottostazioni esistenti e ottiene così il costo complessivo del parco eolico.

Assume costi annui fissi per la manutenzione pari al 2% dell'investimento complessivo. Si sono posti gli oneri annui verso i proprietari o gli enti locali pari al 2,25% dei ricavi e il canone annuo fisso al 3 mila €/MW.

A fronte di un investimento di 12,2 milioni di euro, il parco dovrebbe avere un'efficienza complessiva dell'84,5%, produrre 4450 MWh netti di energia elettrica con un costo medio del kWh di 0,344 € (più elevato rispetto a quello dell'energia verde disponibile sul mercato) e risparmiare 2492 ton/anno di CO<sub>2</sub>.

Qualora le turbine Vestas fossero sostituite con il modello LeitWind LTW77\_0 85MW\_IIA, che ha però un'altezza del mozzo più elevata (65 m) e una velocità di cut-in di 2 m/s, a parità d'investimento complessivo, si otterrebbe una produzione di energia netta di 8621 MWh/anno e un costo medio del kWh di 0,177 €, valore comunque più alto dell'attuale costo dell'energia verde, con un risparmio di CO<sub>2</sub> pari a 4828 ton/anno.

Volendo seguire l'esempio di Google che per alimentare i data center europei acquista energia eolica dal parco Tellenes Vindpark in Norvegia, le turbine attualmente installate al passo della Cappelletta non sembrano essere competitive rispetto alle altre forme di energia verde presenti sul mercato.

## 5.4 Pompe di calore

La pompa di calore è una macchina in grado di trasferire calore da un ambiente a temperatura più bassa ad un altro a temperatura più alta e opera sullo stesso principio dei frigoriferi. La pompa è costituita da un circuito chiuso, percorso da un fluido frigorifero che, a seconda delle condizioni di temperatura e di pressione in cui si trova, assume lo stato di liquido o vapore.

Il circuito chiuso è costituito da:

- un compressore, che porta il fluido frigorifero dallo stato gassoso e a bassa pressione ad alta pressione. Durante la compressione il gas si scalda assorbendo una certa quantità di calore;
- un condensatore, nel quale il fluido frigorifero passa dallo stato gassoso a quello liquido cedendo calore;
- una valvola di espansione o laminazione, che espande il fluido portandolo in parte allo stato vapore e raffreddandolo;
- un evaporatore, che assorbe calore dall'esterno e fa evaporare completamente il fluido.

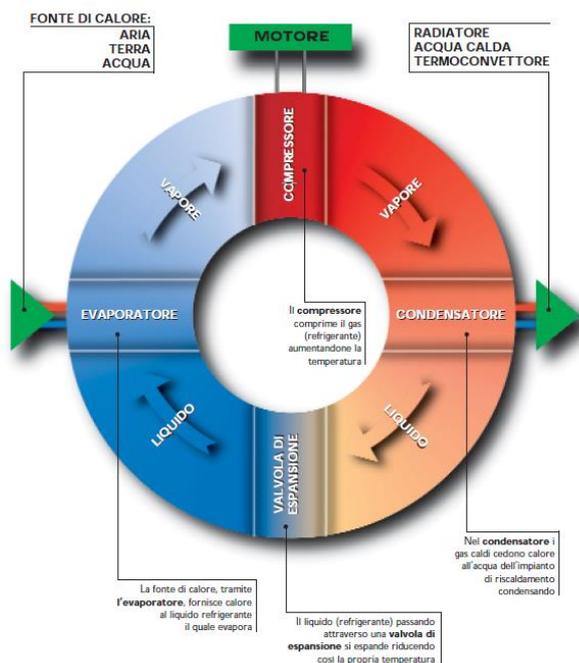


Figura 5.4.1: Schema funzionamento - Pompa di calore [ENEA, 2004]

Il mezzo da cui si estrae calore è detto sorgente fredda e può essere: aria, acqua o terreno.

È stato scartato il suolo perché avrebbe richiesto un'area molto ampia in cui stendere le tubazioni o in alternativa realizzare dei pozzi verticali che hanno, però, un costo più elevato. Per quanto riguarda l'utilizzo di sorgente fredda come l'acqua sarebbe stato necessario sapere se sotto lo stabilimento si trovasse una falda. È stato, quindi, deciso di scegliere una pompa di calore con sorgente fredda l'aria.

Il rendimento di una pompa di calore è detto COP (Coefficient Of Performance) ed è il rapporto tra l'energia prodotta e quella consumata dalla macchina. La pompa di calore consuma energia elettrica nel compressore e assorbe calore nell'evaporatore attraverso la sorgente fredda (sorgente energetica rinnovabile). Quindi il COP è definito come:

$$COP = \frac{\dot{Q}_{prodotta}}{P_{assorbita}} \quad (5.4.1)$$

in cui:

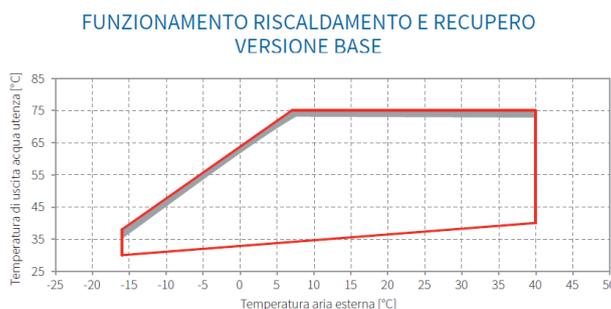
- $\dot{Q}_{prodotta}$  è la potenza prodotta dalla macchina;
- $P_{assorbita}$  è la potenza elettrica assorbita dalla macchina. [\[ENEA, 2004\]](#)

In una prima fase si è pensato di utilizzare una pompa di calore che producesse acqua calda alla temperatura di 75°C. La macchina selezionata ha i seguenti dati di targa:

<b>Dati tecnici pompa di calore 1</b>	
<i>Modalità riscaldamento</i>	
T acqua prodotta	75 °C
T aria esterna	7-40 °C
Potenza nominale	33,3 kW
Potenza assorbita	16,1 kW
COP	2,07

**Tabella 5.5: Pompa di calore 1 - Enerblue Black 55**

I dati forniti dalla scheda tecnica sono molto scarsi e non è presente una tabella che fornisca l'andamento del COP e della potenza prodotta al variare della temperatura. Per l'analisi preliminare si è pensato, quindi, di ipotizzarli costanti e pari ai valori nominali. Si è inoltre imposto che la macchina entri in funzione solo se la temperatura dell'aria esterna raggiunge almeno i 7°C, in modo da produrre acqua a 75°C, come mostrato in figura 5.4.2.



**Figura 5.4.2: Temperatura acqua - Enerblue Black 55**

Con questi vincoli la macchina lavorerebbe il 76% delle ore dell'anno e produrrebbe 223,2 MWh all'anno, contribuendo a risparmiare 8,67 ton/anno di CO<sub>2</sub>, con un risparmio di 6'450 €/anno sul gas, ma con un costo aggiuntivo per l'energia elettrica assorbita di 14'840 €/anno, che porta a una maggior spesa pari a 8'390 €/anno.

Per poter affinare lo studio preliminare si è presa in considerazione un'altra pompa di calore, che però produce acqua a 45°C. Attualmente le batterie calde lavorano con acqua a 75°C e un  $\Delta T$  di 10°C. Si potrebbero sostituire con batterie calde a bassa temperatura (oggi presenti nel reparto Curosurf<sup>®</sup>), che lavorano con acqua a 45°C e un  $\Delta T$  di 10°C per poter usare questa seconda macchina.

Poiché il  $\Delta T$  dell'acqua in ingresso e uscita delle batterie calde è il medesimo, la potenza necessaria per scaldare l'acqua fino alla temperatura richiesta è la stessa, quindi i consumi di gas legati al riscaldamento dell'acqua per le batterie non cambierebbero.

Il modello scelto è la macchina Riello NXH-164 di cui sono riportate le caratteristiche in tabella 5.4.2.

<b>Dati tecnici pompa di calore</b>	
<i>Modalità riscaldamento</i>	
T acqua prodotta	45 °C
T aria esterna	7 °C
Capacità nominale	150 kW
COP	2,86

**Tabella 5.6: Pompa di calore 2 – Riello NXH-164**

La macchina potrebbe lavorare anche in modalità di raffreddamento, ma poiché l'EER (2,54) della macchina è inferiore a quello dei gruppi frigoriferi installati, pari a 4,2, non è stata presa in considerazione questa possibilità.

Attraverso i dati della scheda tecnica si sono ricavati due modelli matematici in grado di legare alla temperatura esterna la potenza nominale della pompa e il suo COP.

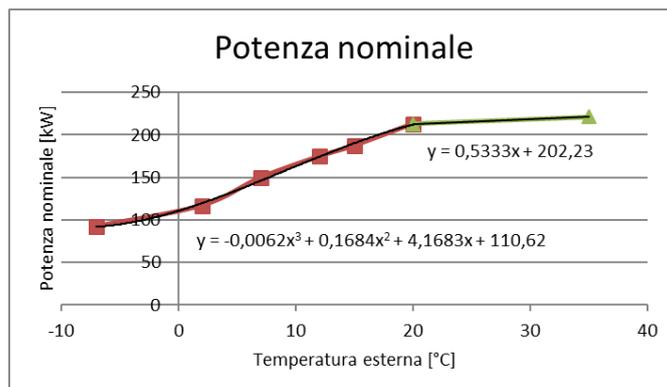


Figura 5.4.3: Modello potenza nominale - Pompa di calore

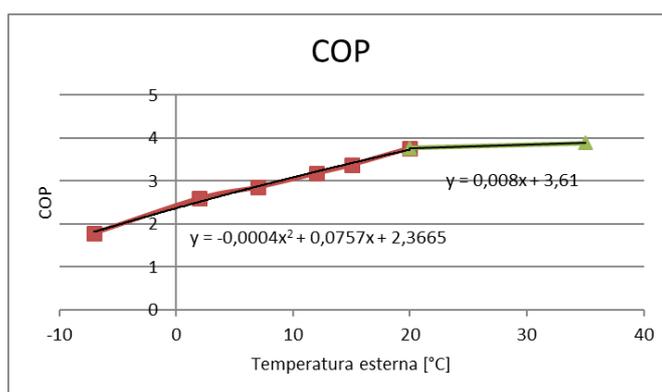


Figura 5.4.4: Modello COP - Pompa di calore

Come è possibile osservare dai grafici sopra riportati, le curve hanno un diverso andamento tra -10°C e 20°C e da 20°C a 35°C, per cui è stato necessario ricavare due equazioni per avere una migliore approssimazione.

Questi modelli sono stati utilizzati per ricavare l'energia elettrica assorbita e la potenza erogata dalla pompa nelle diverse ore dell'anno in base alla temperatura della sorgente fredda.

La macchina sarebbe in grado di coprire il 22% del fabbisogno annuo di acqua calda nell'ipotesi di consumo di gas 35-65, producendo 1645 MWh di energia e portando al risparmio di 160 ton/anno di CO<sub>2</sub>. Anche in questo caso, però, il risparmio economico sull'acquisto del gas, pari a 48'197 €/anno, non compensa il costo legato all'acquisto dell'energia elettrica di 67'480 €/anno, con un aggravio di spesa pari a 19'283 €/anno.

L'aumento della spesa nelle due soluzioni proposte è legato al fatto che l'energia elettrica costa circa 5 volte di più rispetto al gas, per produrre la stessa quantità di energia e la seconda pompa di calore studiata potrebbe essere conveniente qualora il prezzo dell'elettricità scendesse al di sotto dei 10 c€/kWh, mentre nel primo caso dovrebbe scendere sotto i 6 c€/kWh.

## 5.5 Free-Cooling

Per free-cooling si intende una serie di tecniche volte al risparmio energetico nella climatizzazione di un edificio, avvalendosi di condizioni esterne favorevoli.

Esistono tre tipi di free-cooling:

- free-cooling diretto che impiega direttamente l'aria esterna per climatizzare il locale;
- free-cooling indiretto in cui l'aria esterna viene utilizzata per raffreddare l'acqua di un impianto di condizionamento;
- free-cooling indiretto da sorgente geotermica in cui si utilizza l'acqua di una sorgente geotermica per raffreddare gli ambienti. [[Martelli, 2011](#)]

Inizialmente è stata considerata la possibilità di utilizzare un free-cooling diretto in modo da raggiungere condizioni termoigrometriche soddisfacenti. Le aziende farmaceutiche hanno, però, bisogno di condizioni stabili di temperatura e umidità con dei range di oscillazione molto stretti e incompatibili con questo tipo di free-cooling.

Si è quindi preso in considerazione il free-cooling indiretto, che permette di produrre acqua refrigerata a 6°C, come quella prodotta dai gruppi frigoriferi esistenti.

I vantaggi risultanti dall'impiego di questa tecnologia sono tanto più elevati quanto più è alta la differenza tra la temperatura dell'aria esterna e quella dell'acqua refrigerata. Il sistema di free cooling è attivato quando tra la temperatura dell'aria esterna e quella dell'acqua in ingresso all'unità c'è almeno la differenza di 1°C.

L'idea è che, durante la stagione invernale, l'acqua venga refrigerata solo tramite la batteria ad acqua, sfruttando la bassa temperatura dell'aria esterna. In questo modo viene assorbita la sola potenza elettrica necessaria per il funzionamento dei ventilatori e non più quella necessaria per il compressore e la pompa.

Si è presa come macchina di riferimento la FOCS-FC B modello 4822 di Climaveneta, perché è in grado di coprire quasi autonomamente il fabbisogno invernale e ha una temperatura di attivazione del free cooling completo non così bassa (-2.9°C). La modalità free cooling può essere sfruttata parzialmente al di sotto dei 10°. [[Climaveneta, 2018](#)]

Dati tecnici FC 100%	
Tf out	6 C
Tf in	11 C
Portata fluido ref	211 m <sup>3</sup> /h
P frigorifera	1101 kW
P_ass ventilatori	50,4 kW
COP	21,8452

Tabella 5.7: Dati tecnici – Free-Cooling 100%

Per valutare la potenza prodotta nel caso di free-cooling parziale, è stato utilizzato il metodo  $\varepsilon$ -NTU. Note le temperature d'ingresso e uscita del fluido refrigerante e quelle dell'aria (la temperatura d'ingresso è un dato climatico scaricato dal sito dell'Arpa dell'Emilia Romagna e quella di uscita è stata posta pari alla temperatura di uscita dell'acqua), è possibile ricavare la potenza ceduta dal fluido refrigerante  $\dot{Q}_{ref}$ .

Per cui:

$$\dot{Q}_{ref} = \dot{m}_{ref} \cdot c_{p_{ref}} \cdot (T_{ref,i} - T_{ref,o}) = 1101 \text{ kW} \quad (5.5.1)$$

in cui:

- $\dot{m}_{ref}$  è la portata di fluido refrigerante [kg/s];
- $c_{p_{ref}}$  è il calore specifico del fluido refrigerante [kJ/(kg K)];
- $T_{ref,i}$  è la temperatura di ingresso del fluido;
- $T_{ref,o}$  è la temperatura di uscita del fluido;

Definendo l'efficienza dello scambiatore ( $\varepsilon$ ), come:

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{ref}}{\dot{Q}_{max}} \quad (5.5.2)$$

dove  $\dot{Q}_{max}$  è il massimo calore trasferibile, ottenuto da:

$$\dot{Q}_{max} = \dot{m}_{aria} \cdot c_{p_{aria}} \cdot (T_{ref,i} - T_{aria,o}) = 1719,5 \text{ kW} \quad (5.5.3)$$

in cui la differenza di temperatura è pari al massimo salto possibile tra i due fluidi.

L'efficienza dello scambiatore risulta quindi uguale a 0,64.

È ora possibile esprimere il salto termico del fluido refrigerante in funzione della temperatura d'ingresso dell'aria, sostituendo  $\dot{Q}_{ref}$  nell'equazione 5.5.1:

$$T_{ref,i} - T_{ref,o} = \frac{\dot{Q}_{ref}}{\dot{m}_{ref} c_{p_{ref}}} = \frac{\varepsilon \cdot \dot{Q}_{max}}{\dot{m}_{ref} c_{p_{ref}}} \quad (5.5.4)$$

$$T_{ref,i} - T_{ref,o} = \frac{\varepsilon \cdot \dot{m}_{aria} \cdot c_{p_{aria}} \cdot (T_{ref,i} - T_{aria,o})}{\dot{m}_{ref} c_{p_{ref}}} \quad (5.5.5)$$

$$T_{ref,i} - T_{ref,o} = \varepsilon \cdot C_r \cdot (T_{ref,i} - T_{aria,o}) \quad (5.5.6)$$

in cui  $C_r$  è pari a:

$$C_r = \frac{\dot{m}_{aria} \cdot c_{p_{aria}}}{\dot{m}_{ref} c_{p_{ref}}} = 0,562 \quad (5.5.7)$$

L'espressione 5.5.6 è valida nell'ipotesi che le portate di aria e acqua refrigerata siano costanti come pure i calori specifici dei due fluidi e anche il coefficiente globale di scambio termico del fluido caldo. In base al  $\Delta T$  ricavato dall'equazione 5.5.6 è possibile risalire alla potenza scambiata con l'aria in free cooling:

$$\dot{Q}_{FC} = \dot{m}_{ref} \cdot c_{p_{ref}} \cdot (T_{ref,i} - T_{ref,o}) \quad (5.5.8)$$

La potenza mancante per raggiungere quella nominale è fornita da un compressore. In questo modo è possibile sfruttare le basse temperature nei mesi più freddi e il gruppo frigorifero lavora per circa il 32% delle ore dell'anno, producendo 2918 MWh/anno di energia frigorifera e assorbendo 281 MWh/anno di elettricità.

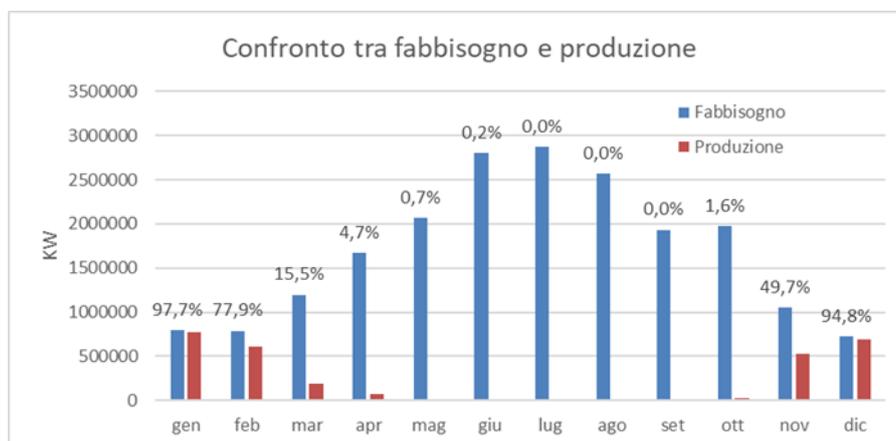


Figura 5.5.1: Produzione e consumo energia frigorifera – Free Cooling

Si ottiene un risparmio energetico di 411 MWh/anno ed economico di 56'524 €/anno con una riduzione delle emissioni di 129,5 ton di CO<sub>2</sub> all'anno.

Introducendo il free-cooling si diminuisce il fabbisogno di energia elettrica nei mesi in cui è possibile sfruttarlo. Come risulta dal grafico seguente nei mesi freddi come gennaio e dicembre si ottiene una riduzione della richiesta di energia pari a più dell'8%.

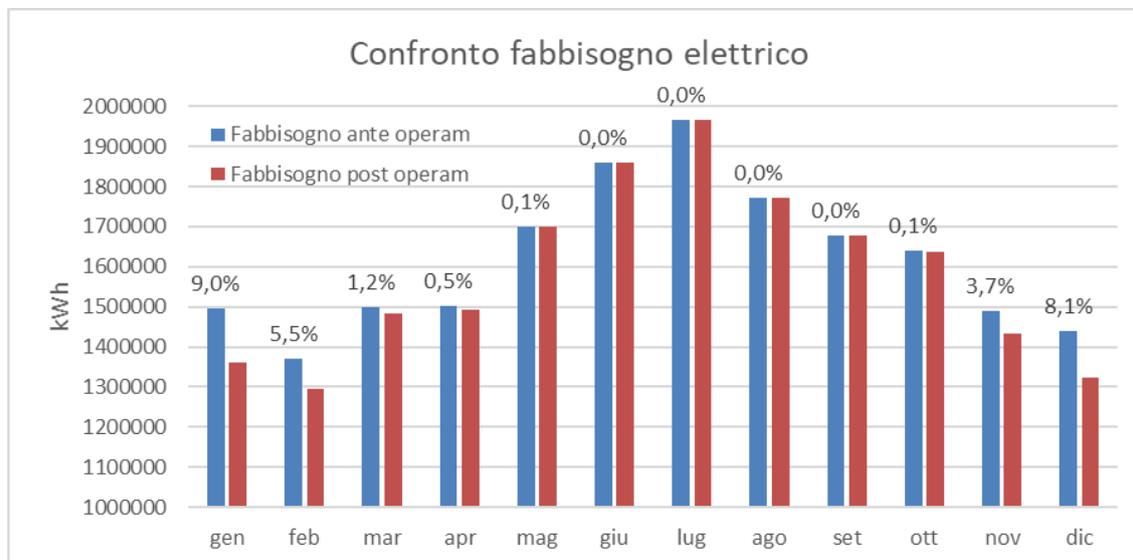


Figura 5.5.2: Confronto fabbisogno elettrico ante e post introduzione Free-Cooling

Si è voluto, infine, calcolare quale percentuale del nuovo fabbisogno potrebbe essere coperto con l'introduzione della cogenerazione con la soluzione B2 e del fotovoltaico. I risultati sono riportati nell'istogramma sottostante, da cui si vede che il fabbisogno mensile non viene totalmente coperto, ma non scende mai al di sotto del 64%.

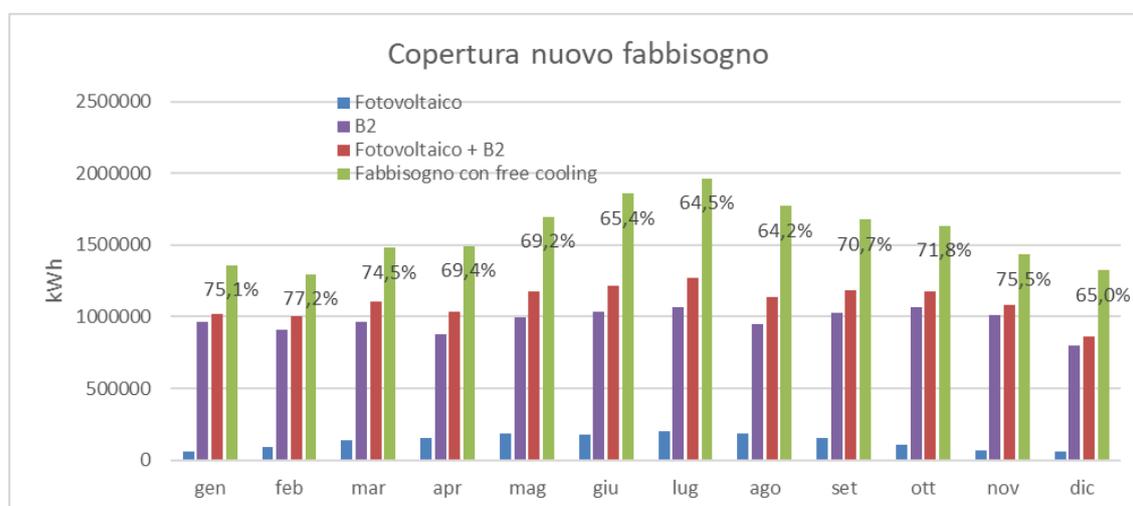


Figura 5.5.3: Copertura nuovo fabbisogno

## 5.6 Auto elettriche

Si stima che 1/5 della CO<sub>2</sub> sia originata dal settore dei trasporti. Le auto termiche hanno raggiunto un limite rispetto all'abbattimento delle emissioni e per spingersi oltre occorre passare a una motorizzazione elettrica o ibrida. Ciò porterebbe a benefici ambientali e alla riduzione dell'inquinamento acustico, diminuendo i costi legati alla manutenzione.

I veicoli elettrici si dividono in 4 categorie:

- Ibridi (HEVs, Hybrid Electric Vehicles) che usano un motore termico affiancato da un motore elettrico che supporta le fasi di sforzo e le partenze;
- Ibridi Plug-in (PHEVs, Plug-in Hybrid Electric Vehicles) che sono auto ibride con la possibilità di ricarica mediante la rete esterna;
- Elettrici con autonomia estesa (EREVs, Extended Range Electric Vehicles) in cui il motore endotermico affianca il motore elettrico (sistema in serie) o lo può sostituire (sistema in parallelo);
- Elettrici 100% (BEVs, Battery Electric Vehicles) che montano un motore elettrico alimentato da una batteria.

Ad oggi i motivi che ostacolano la diffusione di questa tecnologia sono i seguenti:

- la breve durata delle batterie, che quando non sono più sufficienti per l'autotrazione potrebbero essere riciclate come accumuli domestici;
- una rete di approvvigionamento ridotta;
- tempi di ricarica lenti;
- canoni di noleggio elevati.

Le auto elettriche non sono a emissioni zero, ma spostano la produzione di gas serra dall'auto al camino di una centrale, le cui emissioni, però, sono inferiori in quanto l'efficienza di combustione è migliore di quella dei motori termici. Le centrali sono inoltre lontane dai centri abitati e quindi si ottiene un miglioramento della qualità dell'aria nelle città. [[REPOWER, 2017](#)]

Il componente chiave di un'auto elettrica è la batteria nella scelta delle quali oggi prevale la tecnologia LCO (Litium-Cobalt Oxide). Per confrontare le batterie si prendono in considerazione sei parametri:

- sicurezza: occorre evitare il thermal run-away, ovvero un processo in cui un aumento di temperatura causa un ulteriore incremento della stessa nella batteria con un feedback positivo;
- durata di vita: può essere misurata o come numero di cicli di carica e scarica prima che la batteria raggiunga l'80% di degrado, oppure come numero di anni in cui la

batteria risulta utile. L'invecchiamento aumenta con le alte temperature e la maggior parte delle case automobilistiche programma la vita della batteria per 10 anni, tenendo conto dell'effetto di degradazione;

- performance: le prestazioni delle batterie dipendono dalle condizioni climatiche esterne ed è difficile progettare una batteria che sia in grado di funzionare al meglio in tutte le condizioni climatiche. Le case automobilistiche devono quindi scegliere tra costi maggiori o prestazioni minori;
- energia e potenza specifica: l'energia specifica è circa l'1% di quella della benzina e ciò pone un limite alla distanza percorribile con un'auto elettrica che ad oggi si aggira tra i 250-300 km. La potenza specifica è importante per i veicoli ibridi che scaricano una piccola quantità di energia velocemente;
- tempo di ricarica: costituisce un problema perché prevede tempi lunghi. Esistono metodi di ricarica rapida che comportano costi addizionali perché necessitano di avanzati sistemi di raffreddamento della batteria;
- costi: sono elevati, ma dovrebbero calare con l'aumento della richiesta. [[The Boston Consulting Group, 2010](#)]

Per ricaricare la batteria occorre collegare l'auto a un sistema di ricarica che può essere una presa di corrente industriale, una wallbox o colonnina. Le ultime due soluzioni permettono di raggiungere potenze più elevate e hanno una sicurezza maggiore. A titolo indicativo il numero medio di punti di ricarica adeguati identificato dall'Unione Europea, dovrebbe essere 1 ogni 10 vetture. La ricarica dovrebbe, inoltre, avvalersi di sistemi di misurazione intelligenti che favoriscano la ricarica del veicolo quando la domanda di energia generale è ridotta. Si prevede, poi, che le auto elettriche contribuiranno alla stabilità della rete e che in futuro, nei momenti di domanda più elevata, saranno in grado di reimmettere l'elettricità nella rete. [[Gazzetta Unione Europea, 2014](#)]

Si stima che tra il 2020 e il 2025 ci sarà un grande incremento nel mercato delle auto elettriche. Le flotte aziendali potrebbero trarre beneficio dall'introduzione di questa tecnologia, perché come vedremo si riducono i costi sul carburante e di manutenzione. [[REPOWER, 2017](#)]

Per poter effettuare l'analisi preliminare sono stati richiesti i dati relativi alle auto aziendali. Non erano disponibili i chilometri percorsi al mese, ma solo quelli a partire dall'inizio del contratto di noleggio. Per questo motivo si è ricavato un dato medio giornaliero che potrebbe non essere in alcuni casi aderente alla realtà.

Con questa ipotesi si osserva dalla figura 5.6.1 che la maggior parte delle auto percorre meno di 210 km al giorno, che è il limite di autonomia dei modelli più recenti delle auto BEV.

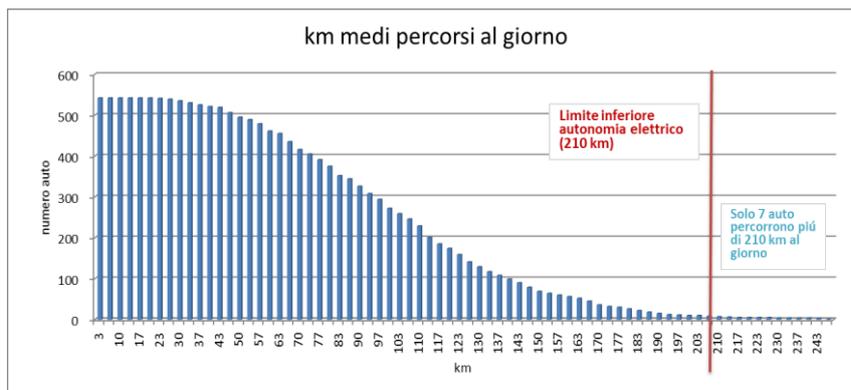


Figura 5.6.1: km medi percorsi al giorno dalla flotta

Si è quindi stimato il tempo di utilizzo giornaliero medio, ipotizzando una velocità media di percorrenza di 60 km/h. L'istogramma mostra che solo il 18% delle auto viaggia per più di 3,5 ore al giorno. Sarebbe quindi possibile effettuare la ricarica nelle ore restanti.

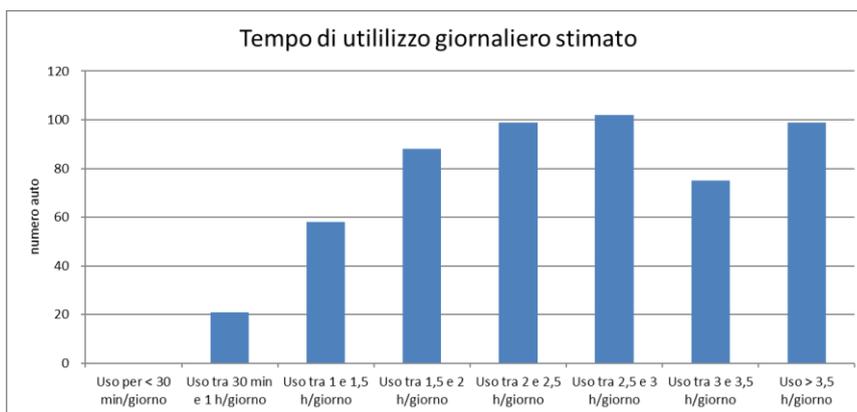


Figura 5.6.2: Tempo di utilizzo medio giornaliero parco auto

Si sono ipotizzati tre scenari di sviluppo della tecnologia: lento (L), medio (M) e veloce (V), che influenzano in modo diverso la penetrazione delle BEV all'interno del parco auto. Le auto elettriche sostituiscono in percentuale crescente quelle attuali alla scadenza del contratto.

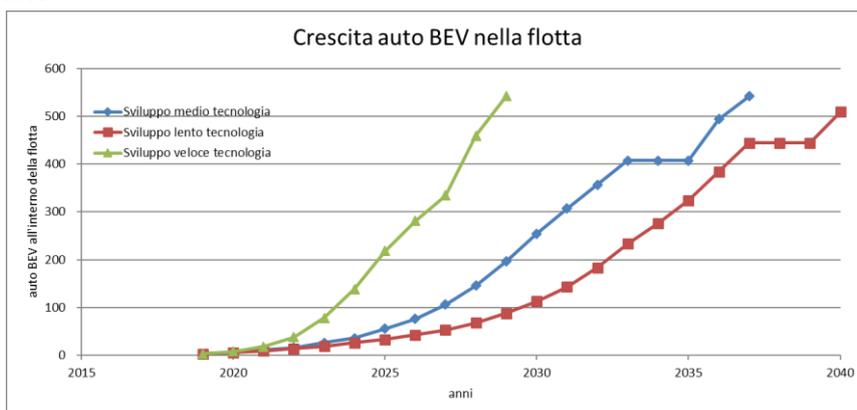


Figura 5.6.3: Scenari penetrazione BEV nella flotta

Per l'analisi economica si è considerata un'auto tipo media sia tra quelle attualmente in uso, sia per le BEV in commercio. Si è poi ipotizzato che un domani gli incentivi attuali su bollo auto e assicurazione verranno eliminati, motivo per cui i costi riportati in tabella 5.6.1 sono minori di quelli presenti in tabella 5.6.2.

	Auto parco macchine	BEV
Prezzo leasing [€/mese]	430	499
mesi	12	12
<b>Prezzo leasing annuo [€/anno]</b>	<b>5.160</b>	<b>5.988</b>
<i>Costi gestione</i>		
<b>Bollo [€/anno]</b>	39	0
<b>Assicurazione [€/anno]</b>	600	300
Manutenzione [€/anno/km]	0,06	0,04
<b>Manutenzione [€/anno]</b>	<b>2.147,49</b>	<b>1.382,63</b>
<i>Consumi</i>		
Litro per pieno/Energia [kWh]	61,0	25,8
Costo carburante [€/litro o €/kWh]	1,4	0,2
Costo del pieno [€/pieno]	84	5
Autonomia a velocità cost	1.200	232
Costo al km [€/km]	0,070	0,022
km medi in un anno	37.655	37.655
<b>costo pieno all'anno [€/anno]</b>	<b>2.650</b>	<b>837</b>
Costi TOT/anno	10.597	8.508

**Tabella 5.8: Confronto costi con incentivi**

	Auto parco macchine	BEV
Prezzo leasing [€/mese]	430	499
mesi	12	12
<b>Prezzo leasing annuo [€/anno]</b>	<b>5.160</b>	<b>5.988</b>
<i>Costi gestione</i>		
<b>Bollo [€/anno]</b>	39	39
<b>Assicurazione [€/anno]</b>	600	600
Manutenzione [€/anno/km]	0,06	0,04
<b>Manutenzione [€/anno]</b>	<b>2.147,49</b>	<b>1.382,63</b>
<i>Consumi</i>		
Litro per pieno\Energia [kWh]	61,0	25,8
Costo carburante [€/litro o €/kWh]	1,4	0,2
Costo del pieno [€/pieno]	84	5
Autonomia a velocità cost	1.200	232
Costo al km [€/km]	0,070	0,022
km medi in un anno	37.655	37.655
<b>costo pieno all'anno [€/anno]</b>	<b>2.650</b>	<b>837</b>
Costi TOT/anno	10.597	8.847

**Tabella 5.9: Confronto costi senza incentivi**

Come si osserva il costo annuo di un'auto elettrica è inferiore a quello di un'auto con motore endotermico, soprattutto a causa del minor prezzo del carburante e dei costi più ridotti della manutenzione, mentre si osserva che il prezzo di leasing aumenta di circa il 16%.

All'interno della valutazione economica si è anche tenuto conto dei costi legati all'installazione delle colonnine di ricarica, di cui è riportata la tabella riassuntiva.

Colonnine	
% auto parcheggio	48%
auto parcheggio	262
colonnine tot	26
Numero attacchi	2
costo colonnina [€]	7.000

Tabella 5.10: Riassuntivo colonnina

Si è partiti dall'ipotesi che le automobili parcheggiate in stabilimento corrispondano al 48% del totale. Dovendo disporre di una colonnina ogni 10 auto, il numero di colonnine da installare corrisponderebbe a 26. Sapendo che le colonnine prese in considerazione hanno la possibilità di ricaricare due auto contemporaneamente, le auto in carica potrebbero essere al massimo 52, cioè 1/5 di quelle parcheggiate.

Si riportano di seguito i grafici relativi che rappresentano l'evoluzione del costo del parco auto con la progressiva introduzione delle auto elettriche, senza tener conto degli attuali incentivi. In tutti e tre gli scenari il costo legato alle auto elettriche aumenta nel tempo, mentre quello legato alle auto convenzionali diminuisce, fino ad annullarsi raggiungendo la completa sostituzione. Il costo complessivo del parco tende a diminuire fino a stabilizzarsi a 4'795'170 €/anno, comportando un risparmio annuo di 948'237 €. Le differenze tra i tre scenari sono legate alla rapidità di sostituzione del parco che supponendo di partire nel 2019, si completa nel 2041 con lo scenario di sviluppo lento della tecnologia, nel 2037 con quello medio e nel 2029 con quello veloce.

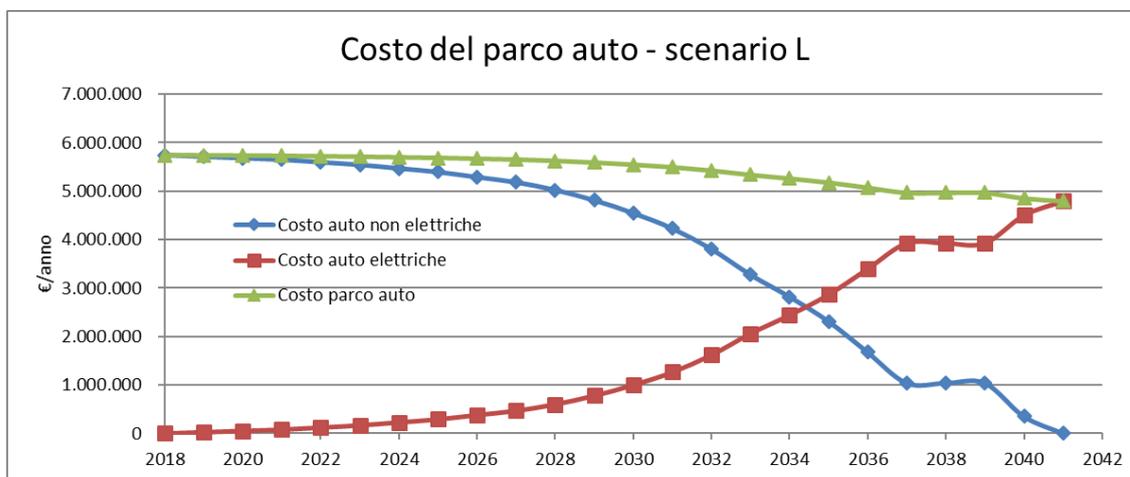


Figura 5.6.4: Costo parco auto - Sviluppo lento della tecnologia

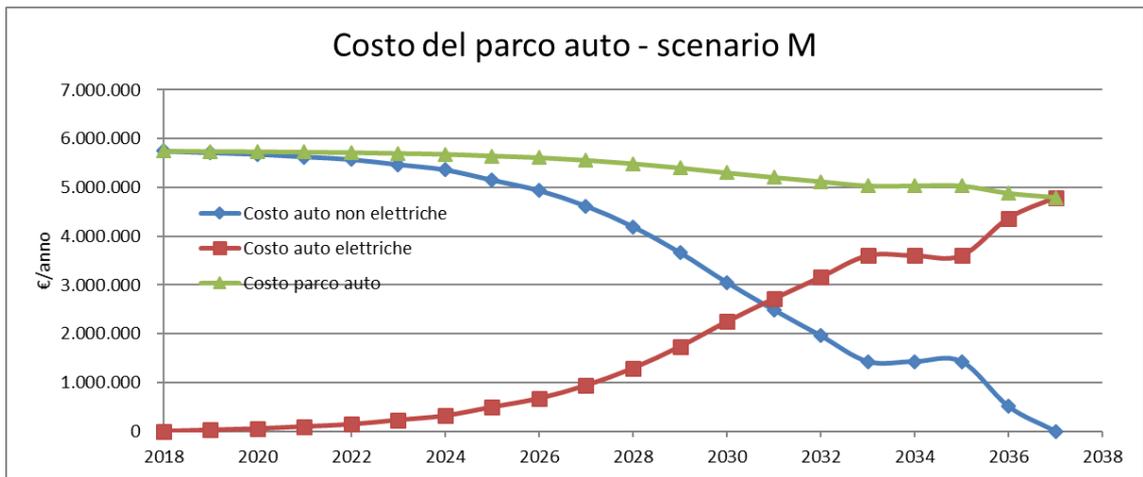


Figura 5.6.5: Costo parco auto - Sviluppo medio della tecnologia

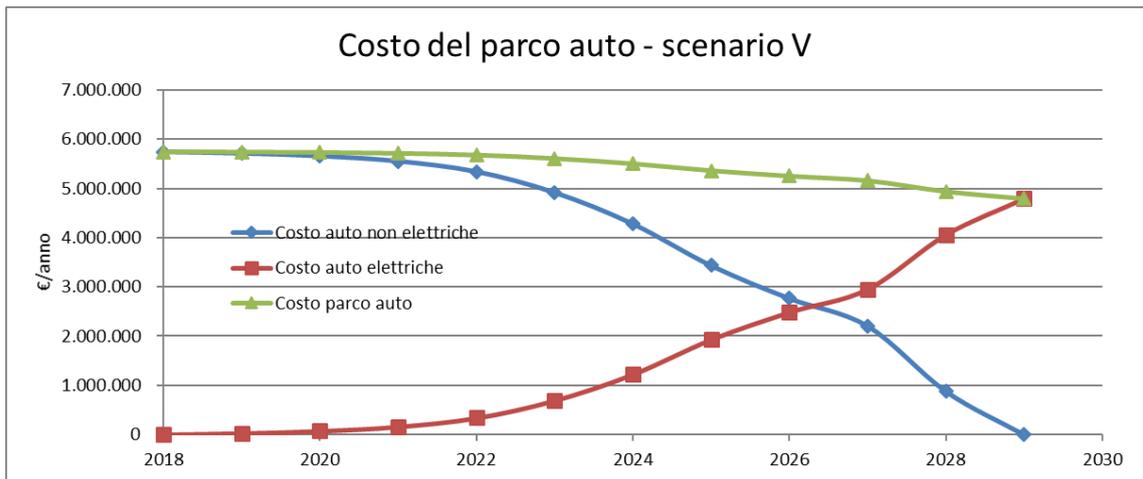


Figura 5.6.6: Costo parco auto - Sviluppo veloce della tecnologia

Per valutare il flusso di cassa si è tenuto conto del progressivo risparmio sui costi del parco auto e la necessità di acquistare e installare nel tempo nuovi punti di ricarica.

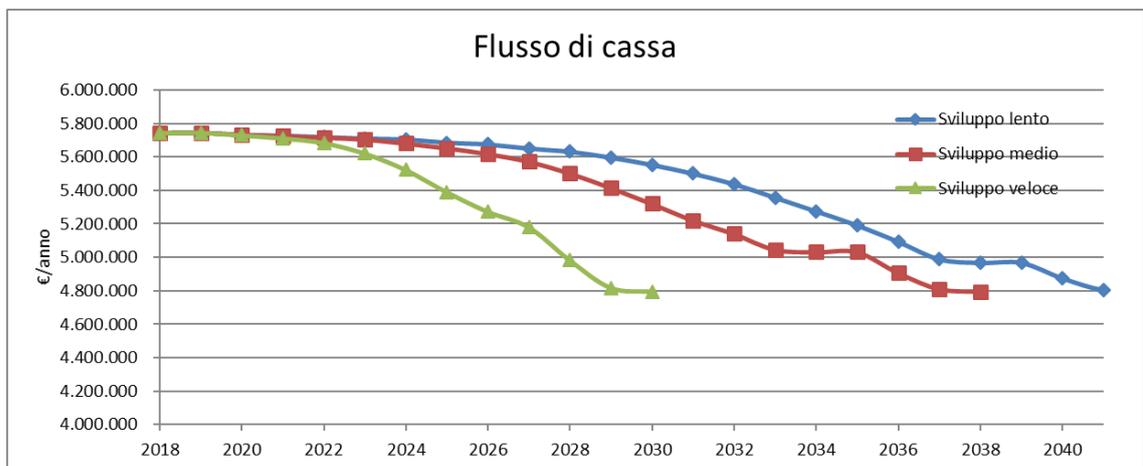


Figura 5.6.7: Confronto flusso di cassa – Auto Elettriche

Nella figura 5.6.7, i tre scenari mostrano un flusso di cassa decrescente con pendenza variabile. Quest'ultima dipende dallo sviluppo della tecnologia e dalla rapidità nell'adottarla. Ipotizzando che non ci siano variazioni a livello di costo di leasing e dell'energia elettrica, una rapida sostituzione del parco porta a ridurre più rapidamente i costi e a un risparmio annuo più elevato.

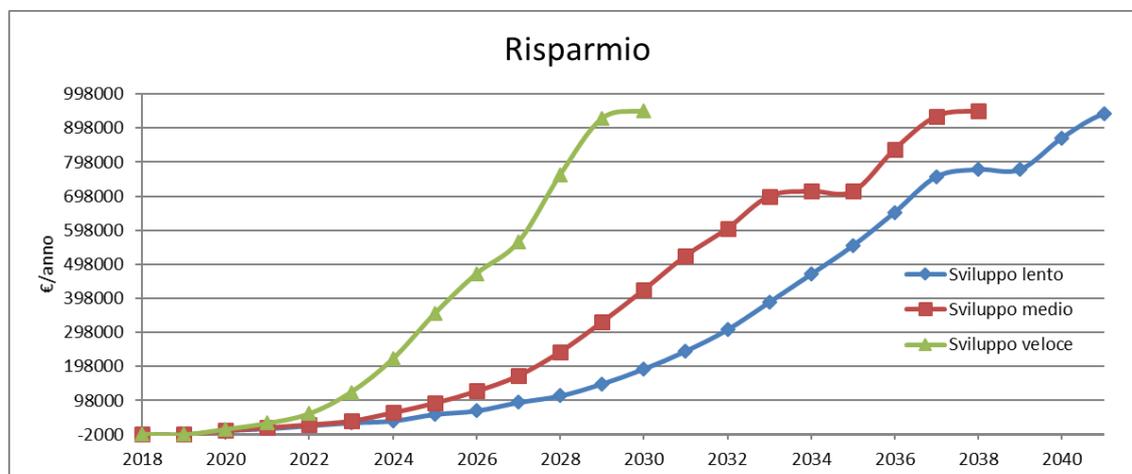


Figura 5.6.8: Andamento risparmio annuo - Auto elettriche

Tale risparmio viene conseguito per un maggior numero di anni, nel caso dello scenario V. In tutti e tre gli scenari il primo anno d'investimento si ha un incremento temporaneo dei costi pari a 1751 €, legato all'installazione della prima colonnina per le prime tre auto elettriche. Già dal secondo anno tutti gli scenari prevedono un risparmio positivo. La sostituzione del parco auto porterà contemporaneamente a un incremento dei consumi di energia elettrica che, a regime, si stima in media pari a 2267 MWh/anno.

Attualmente, considerando un pieno di 61 litri e un'autonomia associata di 1200 km, i litri di combustibile consumati al km ammontano a 0,051. I km medi percorsi in un anno sono pari a 37655 e i consumi del parco auto si stimano in  $1,04 \cdot 10^6$  litri. Assumendo il potere calorifico del combustibile pari a 34 MJ/litro, l'attuale consumo di energia per autotrazione ammonta a 9798 MWh e quindi passando all'auto elettrica si risparmierebbero 7513 MWh/anno.

L'analisi non tiene conto del fatto che con l'introduzione delle auto elettriche l'erario subirà un calo importante di introiti derivanti da accise e IVA.

	Auto convenzionale		BEV	
Accise	0,7	euro/litro	0,0227	euro/kWh
IVA	0,27	euro/litro	0,044	euro/kWh
TOT	0,95	euro/litro	0,0667	euro/kWh

Tabella 5.11: Confronto imposte carburante [V.MOTORI, 2018; Bluenergy, 2018]

Ipotizzando di percorrere 37'655 km all'anno, l'erario perderebbe per ogni vettura circa 1500 €/anno, motivo per cui si può pensare che lo Stato introduca nuovi tributi per compensare i mancati introiti.

Il risparmio sopra calcolato potrebbe quindi essere sovrastimato.

Nonostante l'aumento del consumo elettrico, le emissioni di sostanze inquinanti diminuiscono notevolmente e a livello locale si annullano, mentre a livello globale le emissioni di CO<sub>2</sub> non si possono azzerare. Infatti, come detto all'inizio della sezione, le emissioni si spostano al camino di una centrale. Per ogni kWh consumato vengono emessi 315 g di CO<sub>2</sub> [Ispra, 2017] che al km corrispondono a 35 g/km. L'intero parco auto permette di ridurre le attuali emissioni di 2343 ton/anno a 715 ton/anno, con un risparmio complessivo di 1628 ton/anno.

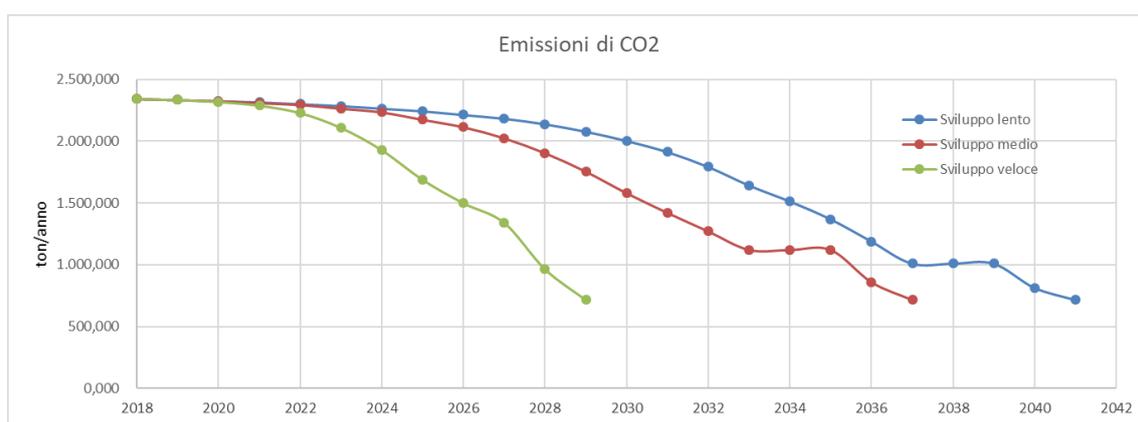


Figura 5.6.9: Emissioni globali CO<sub>2</sub> - Auto Elettriche

## 6 Conclusioni

All'interno di questo lavoro si sono prese in considerazione tre diverse modalità volte alla riduzione dei costi e delle emissioni di un'azienda farmaceutica.

La prima modalità utilizza l'analisi dei consumi per trovare i possibili miglioramenti in campo di efficienza energetica a livello aziendale.

La seconda modalità, invece, si propone di raggiungere gli stessi obiettivi, senza modificare i fabbisogni, ma migliorando l'utilizzo dell'energia e i rendimenti di produzione attraverso l'introduzione di un impianto CAR.

Si è realizzata, infine, una panoramica preliminare per valutare la possibilità di applicare tecnologie che sfruttano le energie rinnovabili per coprire in parte i fabbisogni dell'azienda.

L'analisi dei consumi dello stabilimento ha permesso di legare i consumi con i relativi energy drivers.

Il consumo elettrico risulta essere fortemente influenzato dalle condizioni climatiche in estate, a causa del maggior fabbisogno di energia frigorifera, mentre durante il resto dell'anno è modulato in modo rilevante dalle ore in cui vi è attività di produzione.

Il consumo termico, invece, è strettamente influenzato durante tutto l'anno dalle condizioni climatiche, poiché la maggior parte dell'energia termica è utilizzata dagli impianti di climatizzazione.

Sono stati calcolati gli indici di consumo ed è emerso che i consumi sono caratterizzati da un'elevata quota fissa, aggravata dalla forte dipendenza dalle condizioni climatiche. Per ridurre i costi energetici per unità di prodotto si potrebbe agire in due modi:

- ridurre la quota fissa di consumo; per fare ciò sarebbe opportuno riuscire ad effettuare un'analisi dei consumi a livello di linea produttiva per identificare i passaggi più energivori su cui intervenire, o a livello di gestione o a livello d'impianto;
- aumentare il livello di saturazione degli impianti.

È quindi stata individuata una proposta per migliorare l'efficienza dello stabilimento sulla base del driver climatico. La proposta identificata punta a diversificare la quantità di aria ricircolata (e quindi già trattata) in settimana e nei weekend. L'idea è quella di lavorare a ricircolo completo nei locali idonei e nei periodi di chiusura (corrispondenti ai fine settimana), andando quindi a eliminare i costi di trattamento dell'aria esterna.

In questo modo si ottiene un risparmio energetico di 996'700 kWh/anno, di cui il 48% derivato dal risparmio di energia elettrica, legato alla minor richiesta di energia frigorifera, e del 52% legata alle batterie calde. Il risparmio economico complessivo è di 84'908 €/anno di cui 68'796 €/anno derivanti dall'energia elettrica, in quanto ha un costo circa 5 volte superiore a quello del gas metano. La CO<sub>2</sub> risparmiata è circa 250 ton/anno. La quota relativa all'energia elettrica, circa 150 ton/anno, va a ridurre le emissioni a livello globale, mentre quella legata al gas naturale va a diminuire anche le emissioni locali.

Per lo studio di fattibilità di un impianto CAR, si sono confrontate nove diverse soluzioni che differiscono per:

- motore primo (MCI o turbina a gas);
- taglia del MCI (1000, 1500 e 2000 kW);
- utilizzo dell'energia termica (produzione di sola acqua calda o acqua calda e vapore);
- possibilità di fare trigenerazione in estate, quando la richiesta di energia termica è ridotta, usando un assorbitore a singolo effetto.

Si sono effettuate due analisi: una preliminare su base oraria e una di dettaglio su base annuale.

Dalla prima è emerso che il risparmio economico è principalmente legato all'autoproduzione di energia elettrica, quindi è maggiore in quelle configurazioni in cui la potenza elettrica del motore è più elevata, ma allo stesso tempo ci potrebbero essere maggiori dissipazioni termiche nei mesi estivi. Il risparmio economico cala nel caso dell'utilizzo dell'energia termica per le soluzioni di trigenerazione, in quanto l'EER medio dei gruppi già installati è pari a 4,22, mentre quello del gruppo ad assorbimento è solo 0,65. Il risparmio elettrico così ottenuto, valido per altro solo nei mesi estivi, non è elevato come nei mesi invernali e la spesa legata all'installazione del nuovo gruppo frigorifero non è rapidamente ammortizzabile.

In tutti i casi le emissioni globali dello stabilimento con la nuova centrale sono inferiori rispetto a quelle attuali. Considerando un funzionamento a pieno regime, le configurazioni in cui la potenza elettrica del motore è maggiore sembrano avvantaggiate, perché le emissioni legate all'acquisto di elettricità dalla rete sono 1,64 volte superiori a quelle derivanti dall'autoproduzione in caso di combustione di gas. In condizioni estive la trigenerazione non permette di ridurre le emissioni, poiché il risparmio di energia elettrica è limitato e, nonostante il fattore di emissione nazionale sia superiore a quello del gas naturale, non basta a compensare le emissioni della combustione.

Sempre all'interno dell'analisi preliminare, si sono fatte delle stime per valutare il comportamento delle configurazioni in caso di modulazione, da cui si osserva che le configurazioni di maggior interesse risultano essere quelle di taglia media (1500 kW),

che permettono di conciliare durante l'intero anno solare il risparmio economico e quello di CO<sub>2</sub> senza importanti variazioni.

All'interno dell'analisi di dettaglio, con ipotesi di consumo di gas 35-65, si sono studiate non solo le configurazioni più promettenti, ma anche i casi:

- MCI da 2000 kW con produzione di acqua calda e vapore, perché dall'analisi preliminare è sembrata essere comunque interessante;
- trigenerazione con produzione di acqua calda e vapore per esaminare un caso di trigenerazione;
- turbina a gas con produzione di acqua calda e vapore, per confronto con le altre soluzioni, alla luce dei possibili benefici ambientali.

A livello economico, se si esamina solo l'acquisto dell'energia, continuano ad essere preferibili le configurazioni con taglia maggiore, perché la quota di elettricità autoprodotta è più elevata e dunque il risparmio economico è più alto. Tuttavia, sono anche le configurazioni che a livello impiantistico richiedono i costi d'investimento maggiori. È stato, poi, valutato il PBT tenendo anche conto dei ricavi legati alla vendita dei certificati bianchi. Dopo questa analisi le soluzioni migliori risultano essere quelle con MCI di taglia 2000 kW e 1500 kW che producono acqua calda e vapore, perché hanno circa gli stessi tempi di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista ambientale, le uniche configurazioni che vanno a ridurre le emissioni globali rispetto alla situazione attuale sono quelle con MCI di taglia 2000 kW e 1500 kW che producono acqua calda e vapore e in ogni caso le emissioni risultano maggiori rispetto all'acquisto di energia verde.

A livello locale le emissioni di CO<sub>2</sub> aumentano in tutti i casi, a causa della quota di gas bruciata in più per produrre energia elettrica. Il MCI di taglia 2000 kW, rispetto a quello di taglia 1500 kW emette il 31% in più di CO<sub>2</sub>. Se la differenza di fabbisogno tra le due configurazioni fosse coperta attraverso l'acquisto di energia verde, le emissioni sarebbero pari solo al 10% in più.

In conclusione, la soluzione che appare ottimale sia dal punto di vista economico sia ambientale è la configurazione con MCI di taglia 1500 kW con produzione di acqua e vapore, che permette di avere un buon risparmio economico sull'acquisto dell'energia pari a 1,2 milioni di €/anno, senza necessità di modulare la potenza elettrica e quindi evitando il calo di rendimento legato alla modulazione. Questa configurazione è, inoltre, quella che presenta la minima necessità di dissipazione termica ed è, quindi, in grado di accedere alla qualifica CAR, senza la necessità di ricorrere alla macchina virtuale. Mostra, poi, il valore più elevato di energia primaria risparmiata, comportando la più alta riduzione di emissioni annue pari a 675,7 ton/anno, rispetto a quelle attuali.

Sono infine stati effettuati studi solo preliminari relativi alla possibile applicazione delle seguenti tecnologie: moduli fotovoltaici, collettori solari, turbine eoliche, pompe di calore, free-cooling e auto elettriche. Delle tecnologie sopracitate sembrano più promettenti il fotovoltaico, l'applicazione del free-cooling e le auto elettriche.

Al contrario il solare termico, pur producendo 40 MWh in un anno e contribuendo al risparmio di 7,8 ton/anno di CO<sub>2</sub>, sembra coprire solo lo 0,19% del fabbisogno di energia termica e, a causa del basso costo del gas, l'investimento non sembra poter rientrare durante la vita dell'impianto.

Per quanto riguarda l'eolico, Parma non si trova in una posizione favorevole per l'installazione di pale eoliche, poiché la velocità del vento è per la maggior parte dell'anno inferiore ai 5 m/s. Si è allora cercato se nelle aree limitrofe fossero già presenti parchi eolici per valutarne la producibilità. È emerso che, volendo seguire l'esempio di Google che acquista energia eolica dal parco Tellenes Vindpark in Norvegia, le turbine attualmente installate al passo della Cappelletta non sembrano essere competitive rispetto alle altre forme di energia verde presenti sul mercato.

Riguardo la tecnologia delle pompe di calore si sono esaminate due possibilità, scegliendo due macchine che usassero come sorgente fredda l'aria. La prima è in grado di produrre acqua calda a 75°C, ma i dati tecnici erano lacunosi. Nonostante ciò si è portato avanti uno studio approssimato con i seguenti risultati: la macchina dovrebbe lavorare per il 76% dell'anno, producendo 223,2 MWh/anno con un risparmio di sole 8,67 ton/anno di CO<sub>2</sub>. Economicamente i costi legati all'acquisto dell'elettricità per il funzionamento della macchina superano il risparmio derivante dal minor acquisto di gas di 8'390 €/anno.

Per poter affinare lo studio si è presa in considerazione un'altra pompa di calore per cui erano disponibili maggiori dati tecnici, che però produce acqua a 45°C. Attualmente le batterie calde lavorano con acqua a 75°C e questa seconda macchina potrebbe essere installata solo a condizione di sostituire le attuali batterie con altre a bassa temperatura. Poiché il  $\Delta T$  dell'acqua tra l'ingresso e l'uscita delle batterie calde è il medesimo, la potenza richiesta per scaldare l'acqua è la stessa, quindi i consumi di gas legati al riscaldamento dell'acqua per le batterie non cambierebbero. La macchina sarebbe in grado di produrre 1645 MWh di energia, portando al risparmio di 160 ton/anno di CO<sub>2</sub>. Anche in questo caso, però, il risparmio economico sull'acquisto del gas non compensa il costo legato all'acquisto dell'elettricità con un aggravio di spesa pari a 19'283 €/anno.

Venendo ora al fotovoltaico, scegliendo dei moduli in silicio monocristallino del Gruppo BenQ, l'impianto produrrebbe 1596 MWh di energia elettrica pari all'8,2% del fabbisogno annuale. Per un impianto che duri almeno 25 anni il risparmio economico ammonterebbe a 37'521 €/anno, mentre la CO<sub>2</sub> non emessa sarebbe pari a 868 ton/anno.

Visto l'elevato consumo di energia elettrica anche nei mesi invernali, strettamente legato alla necessità di climatizzazione, l'energia frigorifera potrebbe essere prodotta attraverso

il free-cooling, che utilizza le basse temperature dell'aria esterna per produrre acqua refrigerata. Il sistema è in grado di funzionare solo se la temperatura esterna è minore o uguale a 10°C, mentre negli altri casi si utilizzerebbero i gruppi frigo esistenti. Si otterrebbe così un risparmio energetico di 411 MWh/anno ed economico di 56'524 €/anno con una riduzione delle emissioni di 129,5 ton di CO<sub>2</sub> all'anno.

In ultimo è stata analizzata la possibilità di sostituire l'attuale parco macchine con veicoli elettrici. Sono state fatte tre ipotesi di sviluppo e penetrazione della tecnologia, che però a regime porterebbero tutte a un risparmio economico di 948'237 €/anno, grazie al basso costo del carburante e della manutenzione. Si otterrebbe poi una riduzione delle emissioni di 1628 ton/anno. A livello globale però si continuerebbero a emettere 715 ton/anno di CO<sub>2</sub>, legati all'acquisto di elettricità dalla rete.

A conclusione del lavoro è riportata una tabella che riassume le principali caratteristiche delle proposte discusse in questa tesi, con i rispettivi risparmi dal punto di vista energetico, economico e la riduzione delle emissioni di gas serra.

<b>Proposta</b>	<b>Risparmio energetico sul fabbisogno</b>	<b>Risparmio economico</b>	<b>Riduzione emissioni globali di CO<sub>2</sub></b>
<b>Efficientamento energetico tramite ricircolo aria</b>	997 MWh/anno <i>(sul fabbisogno elettrico e termico)</i>	84,9 mila €/anno	250 ton/anno
<b>Cogenerazione, con MCI 1500 kW e produzione di acqua e vapore</b>	0 MWh/anno	1,2 milioni €/anno <i>(solo sull'acquisto del combustibile)</i>	676 ton/anno
<b>Fotovoltaico</b>	0 MWh/anno	37,5 mila €/anno	868 ton/anno
<b>Free-Cooling</b>	441 MWh/anno <i>(sul fabbisogno elettrico)</i>	56,5 mila €/anno	130 ton/anno
<b>Auto elettriche</b>	7513 MWh/anno <i>(a regime sul combustibile per autotrazione)</i>	948 mila €/anno	1628 ton/anno

**Tabella 6.1: Riassuntivo proposte**

## 7 Bibliografia

**Arpa Emilia Romagna. 2018.** <https://simc.arpae.it/dext3r/>

**ARPA. 2014.** [http://www.arpae.fvg.it/cms/tema/LaREA/approfondimenti/Sviluppo-Sostenibile\\_Concetti.html#ancora0](http://www.arpae.fvg.it/cms/tema/LaREA/approfondimenti/Sviluppo-Sostenibile_Concetti.html#ancora0)

**Atlante Eolico. 2018.** <http://atlanteeolico.rse-web.it/>

**Benedetti. 2018.** <https://www.ingegneri.cc/come-calcolare-la-distanza-minima-di-installazione-di-file-di-pannelli-fotovoltaici.html>

**Bluenergy. 2018.** <https://blog.bluenergygroup.it/imposte-sullenergia-elettrica>

**Carfagna, Sorrentino. 2017.** *Impianti di cogenerazione e trigenerazione – Guida alla progettazione, realizzazione e gestione, Ed. HOEPLI*

**Chiesi. 2018.** <https://www.chiesi.com>

**Climaveneta. 2018.** *Refrigeratore di liquido condensati ad aria con Free Cooling*

**Commissione Europea. 2015.** *REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2015/2402 DELLA COMMISSIONE del 12 ottobre 2015*

**Commissione Europea. 2016.** *COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI - Il futuro sostenibile dell'Europa: prossime tappe - L'azione europea a favore della sostenibilità {SWD(2016) 390 final}*

**ENEA. 2004.** *La pompa di calore -* <http://www.infea.basilicata.it/op4.pdf>

**ENEA. 2017.** *Rapporto annuale, efficienza energetica*

**Fracastoro. 2016.** *Appunti del corso: Energetica e fonti rinnovabili*

**Fracastoro. 2017.** *Appunti del corso: Technology for renewable energy sources*

**Gale. A. Boyde. 2011.** *Development of a Performance Based Industrial Energy Efficiency Indicator for Pharmaceutical Manufacturing Plants,* <https://www.energystar.gov/buildings/tools-and-resources/development-performance-based-industrial-energy-efficiency-indicator-4>

**Gazzetta Unione Europea. 2014.** DIRETTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi

**Google Maps. 2018.**

<https://www.google.com/maps/place/Passo+della+Cappelletta/@44.4000014,9.6628323,262m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x12d4c44c140f0d03:0x54d42f45fc3567!8m2!3d44.4000213!4d9.6630536>

**GSE. 2018.** Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR – aggiornamento dell'edizione 1

**ISPE Baseline® Guide.** ISPE Baseline® Guide: Water and Steam System First Edition

**Ispra. 2017.** Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico

**Ispra. 2018.** Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico

**Lembo. 2016.** Guida all'utilizzo dell'Atlante Eolico Ed. 2016 - [http://atlanteeolico.rse-web.it/help/GUIDA\\_ATLANTE\\_EOLICO.pdf](http://atlanteeolico.rse-web.it/help/GUIDA_ATLANTE_EOLICO.pdf)

**Mancò. 2017.** Dispense del corso di Gestione dei Sistemi Energetici. Torino: s.n., 2017.

**Mancò. 2017.** Capitolo 2 - Cogenerazione ad alto rendimento, in fase di pubblicazione

**Mappa Google. 2018.**

<https://www.google.com/maps/d/viewer?msa=0&mid=18ZKaDsAr6h1bWSU6SRTvvKAqjb0&ll=44.55988326736755%2C9.927936058901196&z=10>

**Martelli. 2011.** Valutazione del Risparmio Energetico conseguibile negli Impianti di Condizionamento Estivo con l'adozione del Free-Cooling, Tesi di Laurea, Università degli Studi di Bologna, Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Energetica

**Ministero dell'Ambiente. 2016.** L'Accordo di Parigi (Traduzione non ufficiale)

**Ministero dell'Ambiente. 2017.** Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile - Allegato 1- "Il posizionamento italiano rispetto ai 17 Obiettivi per lo Sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite"

**MISE. 2011.** Decreto Interministeriale 4 agosto 2011-Promozione della cogenerazione

**PVGIS. 2017.** <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.html>

**REPOWER. 2017.** La mobilità sostenibile e i veicoli elettrici – Rapporto 2017, [https://www.repower.com/media/115267/repower-whitepapermobilita-2017\\_001.pdf](https://www.repower.com/media/115267/repower-whitepapermobilita-2017_001.pdf)

**Saccani et al. 2018.** *Modulo 9 – Impianti frigoriferi ad assorbimento, Corso di Impianti Meccanici, DIN, Università di Bologna*

**Spertino. 2017.** *Appunti del corso: Power generation from renewable sources*

**The Boston Consulting Group. 2011.** *Batteries for Electric Cars -*  
*<https://www.bcg.com/documents/file36615.pdf>*

**United Nation. 2017.** *The Sustainable Development Goals Report 2017*

**V.MOTORI. 2018.** <https://motori.virgilio.it/notizie/acise-sulla-benzina/91340/>

**Zudek. 2016.** *Catalogo Zudek – [www.zudek.com](http://www.zudek.com)*

## 8 Indice delle figure

Figura 2.1.1: Schema processo produttivo .....	8
Figura 2.2.1: Schema distribuzione acqua refrigerata.....	10
Figura 2.3.1: Valori limite per acqua purificata, acqua per iniezione e acqua altamente purificata [ISPE Baseline® Guide].....	13
Figura 2.3.2: Schema utilizzo acqua .....	14
Figura 3.1.1: Consumo elettrico annuale per fascia.....	15
Figura 3.1.2: Consumo elettrico mensile .....	16
Figura 3.1.3: Andamento potenza elettrica oraria .....	16
Figura 3.1.4: Andamento consumo elettrico settimana tipo.....	17
Figura 3.1.5: Consumo gas naturale.....	18
Figura 3.1.6: Consumo energia termica mensile.....	19
Figura 3.1.7: Confronto energie frigorifere ottenute con i due metodi.....	20
Figura 3.1.8: Andamento consumo frigorifero una settimana tipo .....	21
Figura 3.1.9: Ripartizione fonti energetiche .....	22
Figura 3.1.10: Ripartizione consumo elettrico.....	23
Figura 3.1.11: Ripartizione consumi energetici .....	23
Figura 3.1.12: Consumi medi mensili .....	24
Figura 3.2.1: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e temperatura media dell'aria esterna (°C).....	30
Figura 3.2.2: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e irraggiamento medio nella giornata (W/m <sup>2</sup> ).....	31
Figura 3.2.3: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e gradi giorno invernali (°C).....	32
Figura 3.2.4: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e titolo dell'aria giornaliero (g <sub>vap</sub> /g <sub>aria</sub> ) .....	32
Figura 3.2.5: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e Δ gradi di entalpia estivi (kJ/kg) .....	32
Figura 3.2.6: Correlazione tra energia elettrica (kWh) e ore lavorate.....	33
Figura 3.2.7: Andamento regressione con variabile: gradi di entalpia estivi .....	34
Figura 3.2.8: Andamento regressione con variabile: ore lavorate.....	34
Figura 3.2.9: Andamento regressione bi-variabile .....	35
Figura 3.2.10: Correlazione tra energia termica (kWh) e temperatura media dell'aria esterna (°C).....	36
Figura 3.2.11: Correlazione tra energia termica (kWh) e irraggiamento medio nella giornata (W/m <sup>2</sup> ) .....	36
Figura 3.2.12: Correlazione tra energia termica (kWh) e umidità media nella giornata (%) .....	37

Figura 3.2.13: Correlazione tra energia termica (kWh) e titolo dell'aria giornaliero (gvap/garia) .....	37
Figura 3.2.14: Correlazione tra energia termica (kWh) e gradi giorno estivi (°C) .....	37
Figura 3.2.15: Correlazione tra energia termica (kWh) e gradi giorno invernali (°C)....	38
Figura 3.2.16: Correlazione tra energia termica (kWh) e $\Delta$ gradi di entalpia estivi (kJ/kg) .....	38
Figura 3.2.17: Correlazione tra energia termica (kWh) e ore lavorate .....	38
Figura 3.2.18: Confronto tra dati sperimentali e regressioni .....	39
Figura 3.2.19: Validazione modello consumi elettrici con dati 2017-2018 .....	40
Figura 3.2.20: Validazione modello consumi termici con dati 2017-2018.....	41
Figura 3.2.21: CUSUM tabulare - Energia Elettrica .....	42
Figura 3.2.22: CUSUM tabulare - Energia Termica .....	42
Figura 3.3.1: Diagramma universale Energia Elettrica .....	47
Figura 3.3.2: Diagramma universale energia termica .....	47
Figura 3.4.1: Riduzione dei gradi di entalpia invernali in presenza di ricircolo completo nel fine settimana .....	49
Figura 3.4.2: Riduzione dei gradi di entalpia estivi in presenza di ricircolo completo nel fine settimana .....	49
Figura 3.4.3: Confronto consumi termici attuali con l'ipotesi di ricircolo completo .....	50
Figura 3.4.4: Confronto consumi elettrici attuali con l'ipotesi di ricircolo completo .....	50
Figura 4.2.1: Schema di funzionamento di un chiller ad assorbimento [Zudek, 2016] ..	55
Figura 4.4.1: Curva carico elettrico.....	64
Figura 4.4.2: Curva carico termico .....	65
Figura 4.4.3: Curva carico frigorifero .....	65
Figura 4.4.4: COP assorbitori [Fracastoro, 2017] .....	68
Figura 4.4.5: Copertura carico elettrico - B .....	72
Figura 4.4.6: Copertura carico termico - B .....	72
Figura 4.4.7: Copertura carico HW 35% - B1 .....	73
Figura 4.4.8: Copertura carico HW 50% - B1 .....	73
Figura 4.4.9: Copertura richiesta mensile acqua calda – B1 .....	74
Figura 4.4.10: Copertura carico HW 60% - B1 .....	74
Figura 4.4.11: Copertura carico HW 35% - B2 .....	75
Figura 4.4.12: Copertura carico Steam 65% - B2 .....	75
Figura 4.4.13: Copertura carico HW 50% - B2 .....	76
Figura 4.4.14: Copertura carico Steam 50% - B2 .....	76
Figura 4.4.15: Copertura carico Steam 40% - B2 .....	77
Figura 4.4.16: Copertura carico HW 60% - B2 .....	77
Figura 4.4.17: Copertura richiesta mensile acqua calda – B2.....	78
Figura 4.4.18: Copertura richiesta mensile vapore – B2.....	78
Figura 4.4.19: Copertura carico elettrico – C e D.....	79
Figura 4.4.20: Copertura carico termico – C e D.....	79
Figura 4.4.21: Copertura carico Steam 65% - C2 .....	80

Figura 4.4.22: Copertura carico HW 35% - C2 .....	80
Figura 4.4.23: Copertura carico HW 50% - C2 .....	81
Figura 4.4.24: Copertura carico Steam 50% - C2 .....	81
Figura 4.4.25: Copertura carico Steam 40% - C2 .....	82
Figura 4.4.26: Copertura carico HW 60% - C2 .....	82
Figura 4.4.27: Copertura carico HW 35% - D1 .....	83
Figura 4.4.28: Copertura carico HW 50% - D1 .....	83
Figura 4.4.29: Copertura carico HW 60% - D1 .....	84
Figura 4.4.30: Copertura carico frigorifero .....	84
Figura 4.4.31: Copertura carico elettrico - T.....	85
Figura 4.4.32: Copertura carico termico - T .....	85
Figura 4.4.33: Copertura carico HW 35% - T.....	86
Figura 4.4.34: Copertura carico Steam 65% - T .....	86
Figura 4.4.35: Copertura carico HW 50% - T.....	87
Figura 4.4.36: Copertura carico Steam 50% - T .....	87
Figura 4.4.37: Copertura carico HW 60% - T.....	88
Figura 4.4.38: Copertura carico Steam 40% - T .....	88
Figura 4.4.39: Analisi di dettaglio comparativa –Costi energia verde.....	95
Figura 4.4.40: Confronto emissioni globali .....	96
Figura 4.4.41: Confronto emissioni locali.....	96
Figura 4.4.43: Confronto copertura fabbisogno stabilimento .....	97
Figura 4.4.42: Confronto emissioni stabilimento.....	97
Figura 5.1.1: Riassuntivo efficienza fotovoltaico [Spertino, 2017] .....	99
Figura 5.1.2: Superficie libera per l'installazione.....	100
Figura 5.1.3: Interfaccia PVGIS 5 [PVGIS 5, 2017] .....	101
Figura 5.1.4: Energia e irraggiamento PVGIS .....	102
Figura 5.1.5 : Geometria per lo studio della distanza minima d [Benedetti, 2018] .....	103
Figura 5.1.6: Produzione e consumo elettrico - Fotovoltaico .....	103
Figura 5.2.1: Temperatura fluido termovettore - Solare Termico.....	108
Figura 5.2.2 : Produzione - Collettori solari .....	109
Figura 5.2.3: Produzione e consumo termico – Solare termico .....	109
Figura 5.3.1: Frequenza velocità vento Parma [Arpa Emilia Romagna, 2018] .....	110
Figura 5.3.2: Ore di funzionamento della turbina con diverse velocità di cut-in.....	111
Figura 5.3.3:Mappa impianti eolici dell'Appennino Settentrionale {legenda: attivi (blu), autorizzati (verde), sospesi dalla magistratura amministrativa (giallo), respinti o ritirati (rosso) e con procedimento aperto (viola)} [Mappa Google, 2018] .....	111
Figura 5.3.4: Veduta del sito Passo della Cappelletta [Google Maps, 2018].....	112
Figura 5.3.5: Interfaccia Atlante Eolico Italiano [Atlante Eolico, 2018].....	112
Figura 5.3.6: Curva di potenza Vestas 52 .....	113
Figura 5.3.7: Curva di distribuzione di Weibull .....	113
Figura 5.4.1: Schema funzionamento - Pompa di calore [ENEA, 2004] .....	115
Figura 5.4.2: Temperatura acqua - Enerblue Black 55 .....	117

Figura 5.4.3: Modello potenza nominale - Pompa di calore .....	118
Figura 5.4.4: Modello COP - Pompa di calore.....	118
Figura 5.5.1: Produzione e consumo energia frigorifera – Free Cooling.....	121
Figura 5.5.2: Confronto fabbisogno elettrico ante e post introduzione Free-Cooling ..	122
Figura 5.5.3: Copertura nuovo fabbisogno .....	122
Figura 5.6.1: km medi percorsi al giorno dalla flotta.....	125
Figura 5.6.2: Tempo di utilizzo medio giornaliero parco auto .....	125
Figura 5.6.3: Scenari penetrazione BEV nella flotta.....	125
Figura 5.6.4: Costo parco auto - Sviluppo lento della tecnologia.....	127
Figura 5.6.5: Costo parco auto - Sviluppo medio della tecnologia.....	128
Figura 5.6.6: Costo parco auto - Sviluppo veloce della tecnologia .....	128
Figura 5.6.7: Confronto flusso di cassa – Auto Elettriche .....	128
Figura 5.6.8: Andamento risparmio annuo - Auto elettriche .....	129
Figura 5.6.9: Emissioni globali CO <sub>2</sub> - Auto Elettriche .....	130

## 9 Indice delle tabelle

Tabella 2.1: Ripartizione aria trattata - Monodose Sterile .....	11
Tabella 2.2: Ripartizione aria trattata - Stabilimento .....	11
Tabella 2.3: Ripartizione aria trattata - Curosurf® .....	12
Tabella 2.4: Riassuntivo dati HVAC .....	12
Tabella 3.1: Confronto energie frigorifere ottenute con i due metodi .....	20
Tabella 3.2: Riassuntivo consumi 2017 .....	21
Tabella 3.3: Riassuntivo gruppi frigoriferi.....	22
Tabella 3.4: Coefficienti Equazione di Antoine.....	26
Tabella 3.5: Quota fissa.....	45
Tabella 3.6: Coefficiente di controllo dei consumi nominale .....	46
Tabella 3.7: Indici di consumo.....	46
Tabella 3.8: Riassuntivo risparmi ipotesi ricircolo .....	50
Tabella 4.1: Valori soglia rendimento globale [GSE, 2018].....	56
Tabella 4.2: Estratto Allegato I [Commissione Europea, 2015] .....	58
Tabella 4.3: Estratto Allegato II [Commissione Europea, 2015].....	59
Tabella 4.4: Allegato VI [MISE, 2011] .....	59
Tabella 4.5: Estratto Allegato IV [Commissione Europea, 2015] .....	60
Tabella 4.6: Valori del coefficiente di armonizzazione K .....	61
Tabella 4.7: Diagramma di flusso requisiti CAR [GSE, 2018].....	62
Tabella 4.8: Confronto dati macchina – Analisi preliminare.....	67
Tabella 4.9: Rendimenti al netto delle perdite di distribuzione – Analisi preliminare ...	68
Tabella 4.10: Dati produzione frigorifera .....	68
Tabella 4.11: Risultati produzione di acqua e vapore e consumo di gas .....	69
Tabella 4.12: Analisi economica oraria .....	69
Tabella 4.13: Analisi ambientale oraria .....	70
Tabella 4.14: Analisi ambientale ed economica in condizioni di modulazione invernale .....	70
Tabella 4.15: Analisi ambientale ed economica in condizioni di modulazione estive (maggio-settembre) .....	71
Tabella 4.16: Energia dissipata - B2 .....	77
Tabella 4.17: Energia dissipata – C2.....	82
Tabella 4.18: Energia dissipata – T.....	88
Tabella 4.19: Confronto dati macchina – Analisi di dettaglio .....	89
Tabella 4.20: Analisi di dettaglio comparativa - CAR.....	90
Tabella 4.21: Analisi di dettaglio comparativa - Ambientale .....	91
Tabella 4.22: Analisi di dettaglio comparativa - Economica.....	93
Tabella 4.23: Analisi di dettaglio comparativa – PBT semplice.....	93

Tabella 4.24: Analisi di dettaglio comparativa – Certificati Bianchi.....	94
Tabella 4.25: Analisi di dettaglio comparativa – PBT .....	94
Tabella 4.26: Analisi di dettaglio comparativa – Confronto con energia verde .....	94
Tabella 4.27: Analisi di dettaglio comparativa – Confronto emissioni .....	95
Tabella 5.1: Dati tecnici modulo fotovoltaico.....	99
Tabella 5.2: Costo energia - Fotovoltaico .....	104
Tabella 5.3: Risparmio economico - Fotovoltaico .....	104
Tabella 5.4: Dati tecnici collettore solare .....	107
Tabella 5.5: Pompa di calore 1 - Enerblue Black 55.....	116
Tabella 5.6: Pompa di calore 2 – Riello NXH-164.....	117
Tabella 5.7: Dati tecnici – Free-Cooling 100% .....	120
Tabella 5.8: Confronto costi con incentivi .....	126
Tabella 5.9: Confronto costi senza incentivi .....	126
Tabella 5.10: Riassuntivo colonnina .....	127
Tabella 5.11: Confronto imposte carburante [V.MOTORI, 2018; Bluenergy, 2018]...	129
Tabella 6.1: Riassuntivo proposte .....	135