

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Gestionale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale

Tesi di Laurea Magistrale

Analisi tecnica ed economica di
interventi di efficientamento
energetico applicati al settore della
stampa industriale



Relatore:

Salvatore Mancò

Candidato:

Vincenzo Tranchita

Settembre 2018

Data di laurea: 19/09/2018

Candidato: Vincenzo Tranchita

Matricola: 208588

Relatore: Prof. Salvatore Mancò

Sommario

1	Introduzione	1
1.1	Fase 1: Analisi dei consumi	1
1.2	Fase 2: Recupero degli sprechi e sfruttamento delle fonti rinnovabili	1
1.3	Fase 3: Valutazione di soluzioni cogenerative e trigenerative	2
1.4	Fase 4: Analisi economica dei progetti	3
2	Azienda G. Canale & C	6
2.1	Processo produttivo	6
3	Analisi consumi Azienda	12
3.1	Richiamo studio precedente	12
3.2	Visione generale dei consumi	12
3.3	Profili potenza elettrica	14
3.3.1	Lithoman	17
3.3.2	Compressori	18
3.3.3	Impianto frigo	20
3.4	Profili potenza termica	23
3.4.1	Centrale termica CT1	24
3.4.2	Centrale termica CT2	25
3.4.3	Impianto frigo	27
4	Impianto di recupero calore	34
4.1	Descrizione forno Lithoman	35
4.2	Analisi recuperatore	38
4.3	Calcolo risparmio energia termica effettivo	44
4.4	Calcolo TEE	47
4.5	Dimensionamento scambiatore alternativo	48
4.6	Osservazioni finali	50
5	Dimensionamento impianti di cogenerazione	51
5.1	Cogeneratore per CT1	52
5.1.1	Cogeneratore per CT1 con doppio motore	62
5.2	Cogeneratore per CT1 e CT2	66
5.3	Cogeneratore per CT2	70
5.4	Trigeneratore per CT1	71

5.5	Trigeneratore per CT1 e CT2	76
6	Analisi economica.....	82
6.1	Analisi economica impianto cogenerazione.....	82
6.2	Contratti di fornitura	83
6.2.1	Energia elettrica	84
6.2.2	Gas naturale	87
6.3	Convenzione Scambio sul Posto	89
6.4	Richiamo indici economici	90
6.4.1	Flussi di cassa	92
6.5	Analisi economica degli impianti	94
6.5.1	VAN Cogeneratore per CT1	97
6.5.2	VAN Cogeneratore per CT2	100
6.5.3	VAN Cogeneratore per CT1 e CT2	101
6.5.4	VAN Trigeneratore per CT1	105
6.5.5	VAN Trigeneratore per CT1 e CT2	109
6.5.6	VAN Impianto di recupero calore.....	112
6.5.7	VAN Impianto fotovoltaico.....	115
7	Conclusioni	119
8	Bibliografia	122

Executive Summary

Il lavoro di questa tesi si colloca nell'ambito dell'efficientamento energetico. Tale elaborato mostra il dimensionamento e la valutazione economica di progetti sviluppati per un'azienda di stampa industriale. L'azienda produce libri, riviste, giornali e prodotti per la grande distribuzione (ad esempio volantini convenienza). La maggior parte di tale produzione avviene nei processi di stampa piana e stampa rotativa. In particolar modo, la stampa rotativa (linee Lithoman) risulta essere l'attività produttiva più energivora, consumando circa il 70% dell'energia elettrica e il 65% del gas naturale dell'intero stabilimento.

L'obiettivo di tale tesi è definire dei sistemi che permettano all'azienda di risparmiare sull'acquisto dell'energia (elettrica e gas naturale). I sistemi pensati per questa realtà aziendale sono di seguito elencati:

- impianto cogenerativo: permette di produrre energia elettrica e termica (acqua calda) che viene utilizzata per coprire il fabbisogno delle centrali termiche dello stabilimento;
- impianto trigenerativo: presenta le stesse caratteristiche del cogeneratore ma è associato ad un assorbitore che permette di produrre acqua refrigerata, la quale viene impiegata per il processo di stampa rotativa e il raffrescamento;
- impianto di recupero calore: posizionato all'interno dei forni delle linee di stampa rotativa, permette di produrre acqua calda, sfruttando i fumi di scarico, per il fabbisogno delle centrali termiche e se associato ad un assorbitore anche acqua refrigerata;
- impianto fotovoltaico: permette di produrre energia elettrica che viene per la maggior parte autoconsumata.

Oltre al risparmio sull'acquisto di energia, per gli impianti di cogenerazione, trigenerazione e fotovoltaico si ha un ricavo ulteriore dovuto alla vendita dell'energia elettrica non autoconsumata. Inoltre per tutti gli impianti, ad esclusione dell'impianto fotovoltaico, è possibile ottenere un guadagno dalla vendita dei titoli di efficienza energetica.

Nella fase iniziale dello studio sono stati ricavati i profili di potenza termica ed elettrica dell'azienda, dai quali è stato possibile ottenere le rispettive cumulate potenza-ore. Partendo da queste cumulate è stato possibile effettuare il dimensionamento degli impianti. Ad eccezione del fotovoltaico, per il quale la procedura di calcolo è differente, la cumulata termica ha permesso di individuare la taglia degli impianti che più si adattano al soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'azienda.

Nell'analisi dei consumi si è riscontrata la mancanza di dati per determinati intervalli di tempo, dovuti ad errori del sistema di misura. Si è ritenuto opportuno quindi procedere alla previsione di tali dati mediante regressione lineare, come ad esempio è stato necessario fare per l'impianto frigo. L'utilizzo della regressione lineare è servita anche per ottenere una previsione giornaliera del consumo di gas naturale della centrale termica "CT2".

Successivamente alla fase di dimensionamento, è stata eseguita un'analisi economica sulle varie soluzioni impiantistiche, ed è proprio su di essa che si basa la scelta finale dei progetti che dovrebbero essere adottati. L'analisi economica è fatta utilizzando il metodo del valore attuale netto (VAN) considerando investimenti finanziati con capitale proprio e con prestito. Il prestito può ricoprire l'intera somma dell'investimento o una sua percentuale.

Tra gli altri indici, utili alla valutazione, si riportano il tasso interno di rendimento (TIR) e il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento (DPB).

Le principali ipotesi assunte nell'analisi economica sono:

- durata dell'investimento pari alla vita utile dei relativi impianti;
- aliquota fiscale pari alla somma di IRES +IRAP (relative al 2017);
- tasso prestito pari a 6%;
- tasso investimento pari a 8%.

Parte del lavoro di questa tesi è basato sull'applicazione delle normative riguardanti la cogenerazione, e la vendita dell'energia. Nello specifico, per la cogenerazione si fa riferimento alla normativa CAR (cogenerazione ad alto rendimento) definita nel D.M 05/09/2011 che permette di quantificare i relativi titoli di efficienza energetica ottenibili. Per quanto riguarda la vendita dell'energia elettrica si fa riferimento alla convenzione di "scambio sul posto" definita dalla delibera 570/2012/R/efr e al "ritiro dedicato" secondo le disposizioni tecniche del gestore dei sistemi energetici (GSE).

Concentrando lo studio sul processo di stampa rotativa è emersa la possibilità di effettuare un intervento di recupero dell'energia termica dai forni delle macchine. Tale lavoro è stato fatto basandosi su un'analisi dei fumi eseguita in maniera semplificata. A tal riguardo sarebbe necessario effettuare uno studio più dettagliato basato su delle effettive misure sperimentali sui camini delle Lithoman.

Con i dati a disposizione, il progetto sul recupero termico più conveniente è risultato quello che vede l'utilizzo del recuperatore HTA accoppiato ad un assorbitore Century AR-D170L2 da 556 kWf. È stata scelta questa marca di assorbitori perché tra quelle consultate (Century, Broad, Yazaki), presenta una gamma di modelli più ampia che

permette di adattare al meglio la richiesta di energia frigorifera. Questo progetto presenta un VAN di 1,194 mln€ e un tempo di ritorno dell'investimento pari a 1,5 anni.

Per quanto riguarda la cogenerazione, la soluzione più redditizia, è risultata essere quella dimensionata per il soddisfacimento del fabbisogno termico dell'intero stabilimento. Per la scelta degli impianti cogenerativi sono state consultate tre aziende produttrici: Tedom, Jenbacher e MTU. Delle tre soltanto la Tedom è risultata essere quella più appropriata allo studio, in quanto presentava una gamma di motori di potenza elettrica più ampia che si adattano meglio agli impianti dimensionati. I motori Jenbacher e MTU presentano una gamma più ristretta adatta per applicazioni in cui è richiesta una potenza elettrica maggiore.

Nel dettaglio la soluzione migliore è quella che adopera un motore "Tedom Cento L330". La soluzione permette di produrre 1.419,264 MWht a fronte dei 3370,819 MWht richiesti. Questa soluzione permette di ottenere un VAN di 0,501 mln€ e un tempo di ritorno dell'investimento di 6,5 anni.

In riferimento alla trigenerazione, la migliore soluzione in termini economici è costituita dalle seguenti unità:

- TEDOM Cento L330 e Century AR-D85L2;
- TEDOM Cento L230 e Century AR-D60L2.

Tale impianto permette di produrre 1897,006 MWht contro i 3370,819 MWht richiesti per soddisfare la domanda di energia delle centrali termiche e di produrre 1732,490 MWht dei 2379,073 MWht di energia necessaria per soddisfare la domanda dell'impianto frigo. Questa soluzione permette di ottenere un VAN di 1,360 mln€ e un tempo di recupero dell'investimento di 5,41 anni.

Tale progetto è risultato, tra tutti quelli cogenerativi e trigenerativi, il più redditizio.

In generale, questo tipo di impianti (cogenerativi e trigenerativi) permette all'azienda di trarre un doppio vantaggio: il primo derivante dal risparmio sui consumi termici ed elettrici, ed il secondo dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica non autoconsumata.

Per la definizione del costo dei cogeneratori è stata utilizzata una funzione logaritmica poiché non è stato possibile ottenere un preventivo sul costo reale degli impianti. Anche per la definizione del costo di alcuni assorbitori è stato necessario adoperare la stessa metodologia di previsione.

Si è notato dalle prove effettuate che aumentando la potenza degli impianti aumenta la produzione dell'energia elettrica e termica ma non sempre il ritorno economico dell'investimento. Infatti, molte soluzioni, pur garantendo una copertura della domanda energetica, sono state scartate a vantaggio di impianti di taglia minore.

Riguardo allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, l'impianto fotovoltaico che permette un maggiore ritorno economico risulta essere quello realizzato sulla sola superficie del tetto del "vecchio capannone". Questo impianto presenta una potenza di 180 kWp e permette di ottenere un VAN di 0,148 mln€ e un tempo di ritorno dell'investimento di 10,45 anni. Gli altri impianti non hanno portato a risultati economicamente rilevanti.

In definitiva considerando tutti i progetti analizzati, sono consigliabili per l'azienda due investimenti alternativi, in particolare:

1. soluzione trigenerativa con la quale si potrebbe eliminare un gruppo frigo e sostituire la centrale termica "CT2" con una di potenza inferiore e più efficiente. L'intero impianto può essere posizionato sul tetto del "nuovo capannone" o sul lato nord dello stabilimento;
2. soluzione relativa al recupero di calore dalle linee Lithoman, associata ad un impianto cogenerativo dimensionato sul fabbisogno della centrale termica "CT2". In questo caso il recuperatore va a coprire il fabbisogno termico del "nuovo capannone" e dell'impianto frigo mentre il cogeneratore va a coprire il fabbisogno termico del "vecchio capannone". Con questa soluzione è possibile fare a meno di due gruppi frigo ed eliminare la caldaia meno efficiente (CT2). L'impianto cogenerativo può essere posizionato in corrispondenza della "CT2" sempre sul lato nord dello stabilimento.

Entrambi questi sistemi, a cui si aggiungono anche quelli dimensionati per la sola cogenerazione, permettono di risparmiare tep e migliorare i consumi energetici non soltanto a livello locale ma anche nazionale. Tale miglioramento dei consumi permette una riduzione delle emissioni inquinanti.

Per entrambe le soluzioni è inoltre possibile realizzare l'impianto fotovoltaico in quanto indipendente dai due progetti. Inoltre come ipotesi per progetti futuri si potrebbe prendere in considerazione il dimensionamento di un impianto di solar cooling o solar water heating.

Nella costruzione dei modelli si è cercato di mantenere un procedimento il più possibile generale e ripetibile. Questi modelli rappresentano uno strumento che l'azienda potrebbe utilizzare per monitorare i propri consumi in base alla produzione e, se lo ritenesse opportuno, adoperare come riferimento per la valutazione di investimenti futuri.

Nomenclatura

PE	Potenza elettrica (kWe).
PT	Potenza termica (kWt).
PF	Potenza frigorifera (kWf).
EE	Energia elettrica ($kWhe$).
ET	Energia termica($kWht$) .
p	Portata ($\frac{Kg}{h}$) o ($\frac{Nm^3}{h}$).
T	Temperatura ($^{\circ}C$).
A	Superficie (m^2).
ρ	Densità ($\frac{Kg}{m^3}$).
η	Rendimento.
GN	Gas naturale (Sm^3).
GN_{IC}	Gas naturale consumato dal cogeneratore(Sm^3).
$GN_{risp.CT}$	Gas naturale risparmiato dalla caldaia (Sm^3).
C_{GN}	Costo del gas naturale pagato dall'azienda ($\text{€}/Sm^3$).
$C_{GN_autoc}^{IC}$	Costo del gas naturale usato in cogenerazione in regime di autoconsumo ($\text{€}/Sm^3$).
$C_{GN_{Icee}}$	Costo del gas naturale usato dal cogeneratore per la produzione di energia elettrica ($\text{€}/Sm^3$).
$C_{GN_ex}^{ICee}$	Costo del gas eccedente la quota soggetta alla riduzione dell'accisa ($\text{€}/Sm^3$).
C_{GN_IC}	Costo totale del gas consumato dal cogeneratore durante tutte le ore di funzionamento.
C_{f_IC}	Costo del gas totale relativo alla cogenerazione escluso autoconsumo.
C_{f_autoc}	Costo del gas pagato per la produzione di energia elettrica relativa all'autoconsumo.
V_f°	Quota di gas naturale soggetta alla riduzione di accisa ($Sm^3/anno$).

$C_{evitato_EE}$	Costi evitati di energia elettrica totali.
C_{ee_F}	Costi evitati di energia elettrica (componente fissa).
C_{ee_V}	Costi evitati di energia elettrica (componente variabile)
R_{ee}	Ricavo dovuto alla vendita dell'energia elettrica ceduta
CS	Ricavo dovuto alla modalità dello scambio sul posto
C_{OM}	Costo manutenzione impianti
$C_{evitato_GN}$	Costo evitato gas naturale risparmiato nelle caldaie
C_{GSE}	Costo attività del GSE.

1 Introduzione

Lo scopo di questa tesi è quello di illustrare una serie di progetti sviluppati nell'ambito dell'efficientamento energetico, riguardanti nello specifico il settore industriale. Alla base del lavoro vi è la collaborazione con l'azienda G. Canale & C, leader nel settore della stampa editoriale e commerciale, già da tempo impegnata nel monitoraggio dei consumi e nella gestione dell'energia.

La presenza all'interno dell'azienda di sistemi per la misura e il controllo dei consumi ha consentito di avere a disposizione un'elevata mole di dati, sui quali basare i modelli per il dimensionamento degli impianti. Inoltre il fatto stesso di poter confrontarsi con i responsabili aziendali ha permesso di conoscere gli effettivi bisogni di questa realtà produttiva.

Nella prima parte dell'elaborato (*capitolo 2*) viene descritta l'azienda nel suo complesso, spiegando nel dettaglio come si articola il processo produttivo. Dopo questa premessa viene descritto il vero e proprio piano di efficientamento energetico, il quale si è sviluppato essenzialmente in quattro fasi di seguito descritte:

1.1 Fase 1: Analisi dei consumi

Questo step è riassunto nel *capitolo 3* e comprende inizialmente un breve richiamo riguardo un lavoro derivante da una precedente collaborazione con l'azienda, iniziata a marzo 2017, allo scopo di definire un *Audit Energetico*. Questo lavoro ha portato alla realizzazione di un modello in grado di monitorare i consumi energetici, permettendo un risparmio sull'acquisto di energia.

Successivamente viene descritta la procedura che partendo dall'analisi dei dati a disposizione, relativi ad un anno tipico (2016), ha permesso di stilare i profili delle potenze elettriche e termiche riguardanti le linee produttive presenti nel settore dell'azienda denominato "nuovo capannone".

Si è scelto di concentrare lo studio su questo settore in quanto al suo interno è presente la linea di stampa rotativa (Lithoman), la quale risulta quella più rilevante dal punto di vista energetico. Tale evidenza era risultata anche dall'audit energetico precedentemente citato.

1.2 Fase 2: Recupero degli sprechi e sfruttamento delle fonti rinnovabili

La parte relativa al recupero degli sprechi è esposta nel *capitolo 4* mentre per quanto riguarda lo sfruttamento delle fonti rinnovabili si richiama il lavoro eseguito nella tesi di

laurea magistrale di Fele Federico, un altro studente del Politecnico coinvolto nella collaborazione con G.Canale&C.

Per recuperare energia dal processo produttivo si è intervenuti proprio sulla linea più energivora, cioè la Lithoman. Tale linea è composta in particolare da due macchine “gemelle”, che lavorano per lo più in contemporanea, al cui interno è presente un forno alimentato a gas naturale.

Il forno ha lo scopo di riscaldare la carta dopo la fase di stampa in modo tale da provocare l’evaporazione dei solventi presenti nell’inchiostro, che così viene fissato perfettamente alla carta. Si è pensato, tramite due recuperatori di calore, uno per ciascuna macchina, di sfruttare il calore residuo presente nei fumi rilasciati da questi forni, nella fase di produzione del macchinario.

L’acqua calda generata dai recuperatori, tramite scambio termico con i fumi di scarto, verrà sfruttata principalmente da un impianto frigorifero ad assorbimento di calore. Il suddetto impianto, partendo dall’energia termica, consentirà di generare energia frigorifera, che andrà a sostituire in parte quella prodotta dagli impianti a compressione presenti nello stabilimento.

Dallo studio sarà evidente, che soprattutto nei periodi invernali la quota di energia termica, prodotta tramite i recuperatori, eccederà la richiesta di frigorie del processo. A giustificare questo risultato vi è oltre al fatto che le temperature degli ambienti in inverno sono inferiori e l’aria meno umida, anche l’entrata in funzione di un dispositivo di free cooling. Questo dispositivo, che rientra tra le opere di efficientamento energetico già eseguite dall’azienda, permette prelevando aria fredda dall’esterno dello stabilimento di preraffreddare l’acqua circolante all’interno dei circuiti frigo ai quali è collegato.

L’energia termica in eccesso, rispetto alla richiesta frigo, nei periodi invernali, si è pensato di sfruttarla per coprire una parte del fabbisogno richiesto per il riscaldamento del “nuovo capannone”.

Alla fine dello studio si valuterà la convenienza o meno di questo sistema, in ogni caso si deve tenere presente che le opere di recupero degli sprechi, come questa, dovrebbero avere la priorità all’interno di un iter volto dell’efficientamento energetico.

1.3 Fase 3: Valutazione di soluzioni cogenerative e trigenerative

Successivamente al lavoro di ricerca degli sprechi e di metodologie di sfruttamento di fonti rinnovabili si è proceduto alla valutazione di soluzioni che, se realizzate, permetteranno di trarre ingenti profitti mediante la produzione in loco di energia.

In fase di realizzazione di progetti di questo tipo è buona norma eliminare ogni dipendenza tra gli stessi, in modo da lasciare libera l'azienda di realizzarne uno piuttosto che un altro, senza alcun vincolo. Seguendo questo principio si è proceduto a dimensionare le unità di produzione di energia senza tenere conto dell'eventuale realizzazione dell'impianto di recupero di calore. Tuttavia alcune di queste unità, che saranno indicate nella parte finale dell'elaborato, possono operare in contemporanea al sistema di recupero senza pregiudicare i ragionamenti eseguiti in fase di dimensionamento.

La progettazione delle unità di produzione di energia è trattata in particolare nel *capitolo 5*.

Si è proceduto, inizialmente, al dimensionamento di unità di tipo cogenerativo le quali permettono una produzione contemporanea di energia elettrica e calore. Successivamente alla cogenerazione si sono valutate anche soluzioni trigenerative che, oltre alla produzione di energia elettrica e calore, permettono di produrre energia frigorifera. Questo avviene, come visto per il progetto di recupero, tramite un impianto frigorifero ad assorbimento di calore collegato al cogeneratore. Tale energia frigorifera, anche in questo caso, andrà a sostituire in parte l'energia fornita dagli impianti a compressione.

Tramite la cogenerazione e ancora di più con la trigenerazione si ottiene prima di tutto un risparmio di energia elettrica poiché buona parte di quella prodotta viene autoconsumata, inoltre nella trigenerazione un altro contributo al risparmio di energia elettrica deriva dalle frigoriferie fornite dall'assorbitore che quindi consentono un minore consumo elettrico dei frigo. Un secondo contributo al risparmio è quello derivante dal gas naturale risparmiato nelle caldaie che sfruttano l'energia termica fornita dalla cogenerazione, tale contributo deve però essere ridimensionato poiché si deve tenere presente che sia l'impianto cogenerativo che trigenerativo hanno bisogno di gas naturale per alimentarsi. Infine un'altra fonte di guadagno deriva dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e dagli incentivi.

Un aspetto molto importante da non trascurare, che accumuna un po' tutti i progetti compresi quelli cogenerativi e trigenerativi, è quello dato dalla salvaguardia dell'ambiente. Infatti tramite riduzione dei consumi e sfruttamento di fonti alternative di energia si riducono le emissioni, causa dell'inquinamento atmosferico che riveste al giorno d'oggi un ruolo di fondamentale importanza.

1.4 Fase 4: Analisi economica dei progetti

La fase finale del lavoro si è concentrata sulla valutazione dei singoli progetti di efficientamento energetico. Il *capitolo 6* dell'elaborato esporrà le metodologie e i risultati ottenuti.

Dovendo considerare delle possibilità di investimento, ovviamente la valutazione dei progetti è stata fatta esclusivamente dal punto di vista economico. La metodologia sulla quale ci si è basati per le scelte è quella del valore attuale netto (VAN) che favorisce gli investimenti che presenteranno il VAN più elevato. D'altro canto investimenti con VAN negativo sono stati scartati a priori, poiché invece di creare valore per l'impresa lo distruggono.

Oltre al VAN sono stati adoperati, esclusivamente come supporto ai risultati ottenuti, altri indici economici come il tasso interno di rendimento (TIR) e il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento (discount payback period).

Per tutti gli investimenti è stata inoltre valutata la possibilità per l'azienda di richiedere un prestito per l'acquisto degli impianti. Per tale operazione si è ipotizzato un tasso medio del 6%.

Per quanto riguarda il costo dei motori cogenerativi, non avendo a disposizione dei preventivi dettagliati per i diversi modelli, si è proceduto ad effettuare una previsione basata sui costi unitari.

Partendo dalla conoscenza di alcuni costi unitari di mercato, si è generata una linea di interpolazione di tipo logaritmo, è stata utilizzata tale famiglia di funzione poiché permette di rappresentare al meglio l'andamento di questo tipo di costi. La figura 1.1 rappresenta un esempio di linea di tendenza logaritmica basata su tre costi unitari di mercato di un impianto cogenerativo.

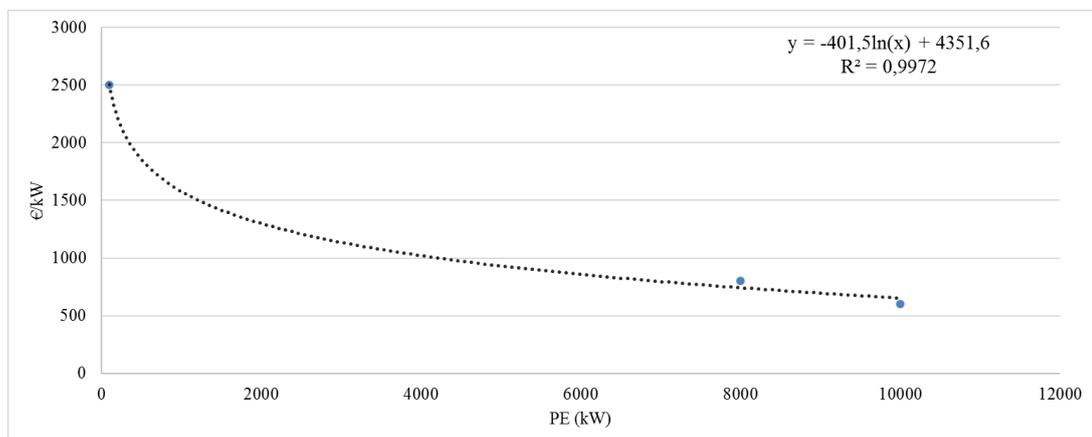


Figura 1.1 Andamento costo unitario impianto cogenerativo

Come si nota dal grafico la funzione varia in base alla potenza elettrica dell'impianto in questione, che rappresenta appunto la variabile indipendente x.

Per effettuare la previsione del costo unitario di un impianto di potenza elettrica $x = \overline{PE}$ si procede sostituendo tale valore nell'equazione di interpolazione ricavata (nell'esempio essa è $y = -401,51 \cdot \ln(x) + 4351,6$). Il valore di y ottenuto è il costo

unitario per l'impianto in questione che poi deve essere ancora moltiplicato per \overline{PE} in modo da ottenere il costo finale. Un analogo procedimento viene adottato per ottenere la stima dei prezzi di mercato dei vari assorbitori che rientrano nei progetti trigenerativi.

Per valutare invece l'entità dei risparmi riferiti all'acquisto dell'energia sono state considerate le tariffe attualmente pagate dall'azienda. Questi ultimi valori derivano dall'analisi delle bollette di fornitura di energia elettrica e del gas e dei relativi contratti stipulati dall'azienda.

Per ogni tipologia di configurazione impiantistica si è fatto riferimento alle normative vigenti che regolano in particolare le metodologie per la vendita e lo scambio di energia, nonché l'ottenimento di agevolazioni fiscali e incentivi. Un esempio di questi ultimi è dato dall'ottenimento di titoli di efficienza energetica (TEE) i quali possono essere venduti sul mercato ottenendo rilevanti entrate economiche.

Va sottolineato infine che alla base di tutti i risultati ottenuti, anche nelle fasi precedenti, vi è l'applicazione di modelli sviluppati con il supporto di fogli di calcolo. Durante lo sviluppo dei modelli si sono utilizzate delle variabili, le quali potranno essere modificate dall'azienda se ritenesse il caso di fare delle rettifiche ai parametri imposti, oppure se decidesse di valutare scenari differenti, rispetto a quelli esposti nel seguente elaborato.

2 Azienda G. Canale & C

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

L'azienda G. Canale & C, è un'azienda leader nel settore della stampa editoriale e commerciale a livello europeo. I prodotti che caratterizzano l'attività dell'azienda sono libri, riviste, periodici e materiale per la grande distribuzione organizzata (ad esempio i volantini convenienza). In generale i prodotti realizzati sono composti da due parti, che caratterizzano la fase produttiva:

- segnatura: parte interna (stampato, piegato e raccolto)
- copertina: parte esterna (stampata e piegata) che viene confezionata assieme alla segnatura.

In base alla tipologia della lavorazione, il prodotto finito può essere classificato come brossura, cartonato (classico o olandese), punto metallico o altre tipologie più particolari.

Le fasi lavorative che portano al prodotto finito possono essere raggruppate in tre grosse divisioni aziendali:

- Premedia;
- Produzione;
- Distribuzione.

La divisione "Premedia" opera nell'editoria e nella comunicazione. Si occupa della collaborazione con gli editori, aziende e agenzie per la creazione dei nuovi articoli o per la promozione e commercializzazione dei prodotti. Inoltre, questa divisione permette di creare prodotti che possono essere utilizzati in un contesto più moderno rispetto a quello classico della stampa. Molti progetti sono sviluppati per essere utilizzati su web, mobile, ebook e televisione.

Nella fase produttiva si realizza il prodotto finale da inviare alla distribuzione.

2.1 Processo produttivo

Il processo produttivo si può dividere in:

- pre stampa e incisione lastre (CTP);
- stampa piana (a foglio) e rotativa (in bobina);
- eventuale plastificazione o verniciatura;
- taglio;
- piega;

- raccolta e cucitura;
- confezionamento.

Il reparto di *prestampa e incisione lastre* (computer to plate) è costituito da una macchina “CTP Magnus” e una “CTP Trendsetter”. Questo tipo di macchine utilizzano la tecnologia elettronica digitale che consente di ottenere le forme di stampa (dette lastre) senza dover utilizzare delle matrici. Questo reparto utilizza come vettori energetici: energia elettrica, acqua, aria compressa e gas naturale per alimentare il forno interno alle macchine.

L’esposizione della forma di stampa avviene tramite l’invio dei dati direttamente dal computer. Il processo consiste nell’incidere, tramite un raggio laser, in una lastra di alluminio, i punti in cui riportare sul supporto da stampare l’inchiostro necessario.

Le fasi principali di questo processo sono:

- *incisione*: in questa fase, il file ricevuto dal cliente, viene inviato ad un computer che, tramite adeguati software di ripping, invia ad una testa laser le informazioni necessarie ad incidere la lastra;
- *cottura*: la lastra passa attraverso un forno di cottura che indurisce, tramite l’azione di lampade UV, il materiale colpito dal laser;
- *sviluppo*: durante questa fase la lastra passa in una vasca dove, prima viene lavata con acqua e poi, con un liquido particolare, sviluppata eliminando il materiale non inciso (che quindi non si è precedentemente indurito);
- *punzonatura*: la lastra a questo punto viene punzonata, cioè vengono eseguiti degli scansi di dimensioni ben precise in punti stabiliti per dare dei riferimenti dimensionali fissi al caricamento sul gruppo stampa. A seconda della macchina per cui le lastre sono state incise, i segni di punzonatura possono avere forma e posizione diversa;
- *ri-cottura*: questa fase, non sempre necessaria, serve ad indurire ulteriormente la lastra per darle una maggiore resistenza all’usura; è necessaria per tirature particolarmente lunghe. Questo forno, a differenza del primo, utilizza delle resistenze elettriche oppure gas naturale.

Il *processo di stampa* è quello denominato “offset”. Con questa tecnica il passaggio dell’inchiostro non avviene direttamente sulla lastra ma attraverso una superficie intermedia di gomma. La stampa avviene attraverso l’impiego di tre cilindri a contatto tra loro.

Il primo cilindro porta la lastra di alluminio avvolta ad esso, che viene bagnata dai rulli umidificatori ed inchiostatori; il secondo, di caucciù, riceve l’inchiostro dalla lastra e riporta la stampa sul foglio, che è fatto girare dal terzo cilindro, detto cilindro di pressione.

La zona non stampante della lastra è trattata in modo idrofilo, quindi attira acqua respingendo l'inchiostro, mentre la zona stampante è trattata lipofilmente per assorbire e trasmettere inchiostro sulla superficie da stampare.

L'evaporazione può avvenire in forno, dove si utilizza aria calda per riscaldare il materiale oppure mediante spruzzatura di materiale assorbente direttamente sui fogli stampati.

I vantaggi di questo tipo di stampa sono dovuti all'utilizzo del rullo di gomma che permette non solo di trasferire l'inchiostro ad un supporto cartaceo ma anche ad altri tipi di materiale (come plastica o metallo), e inoltre consente di avere una stampa di qualità migliore.

Nella *stampa piana* l'inserimento del foglio nella macchina avviene mediante una serie di aspiratori che, alzando il foglio, lo dividono dai sottostanti, ponendolo su un piano di scorrimento. Il foglio, preso dagli aspiratori e messo a registro, passa nel primo castello dove verrà stampato il primo colore per poi passare nei successivi (attraverso cilindri) per ricevere gli altri, ed uscire a stampa completata.

Il reparto di stampa piana è costituito da tre macchine: "KBA 70x100", "KBA 120x160" e "KBA 120x160 convertibile". Questo reparto utilizza come vettori energetici: energia elettrica, acqua e aria compressa.

Nella *stampa rotativa* l'inserimento della carta avviene svolgendo una grossa bobina di carta (altezza max 206 cm). La stampa di entrambi i lati della carta avviene contemporaneamente.

Il reparto di stampa rotativa è costituito da due linee "Lithoman 80 pagine". Questo tipo di macchina permette di avere una stampa di circa 40.000 copie/ora. Questo reparto occupa un intero capannone dello stabilimento.

La Lithoman è il macchinario più importante all'interno dell'azienda. Il lavoro svolto da questa macchina può essere riassunto come detto precedentemente in quattro fasi: stampa, asciugatura, piegatura e confezionamento o imballaggio del prodotto finito.

Questa macchina utilizza energia elettrica, acqua, gas naturale per alimentare i forni e aria compressa.

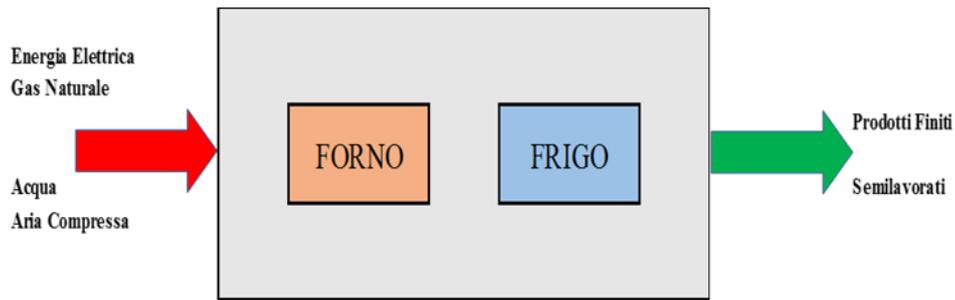


Figura 2.1 Sistema energetico Lithoman

Le materie in ingresso sono carta in bobine, inchiostro, lastre di alluminio e i composti necessari per il processo di stampa. In uscita dal processo si ha il prodotto finito o semilavorato, scarti di carta e cartone, imballi di legno e plastica e le lastre usate per la stampa.

La fase di stampa inizia con il carico delle bobine di carta. Il sistema di carico bobine permette di avere tre bobine unite ad un capo in modo da formare un nastro unico di carta. Dopo che il nastro di carta viene stampato (figura 2.2) entra in un forno di lunghezza circa 15 metri. Il forno è costituito da tre camere a temperatura diversa dove sopra è posizionato un postbruciatore che mantiene la temperatura intorno a 760 °C. In questo modo vengono bruciati circa il 98% dei solventi presenti nella stampa.

Una volta che il nastro di carta esce dal forno passa in una serie di calandre (trentasei) (figura 2.3) allo scopo di essere raffreddato. Queste calandre ricevono acqua refrigerata da un impianto di refrigerazione. La temperatura dell'acqua è 7-12°C. Dopo che il nastro esce dalle calandre viene piegato e imballato secondo le esigenze. Il maggiore volume produttivo dell'azienda è fatto con queste due macchine.



Figura 2.2 Postazione di stampa Lithoman



Figura 2.3 Calandre raffreddamento Lithoman

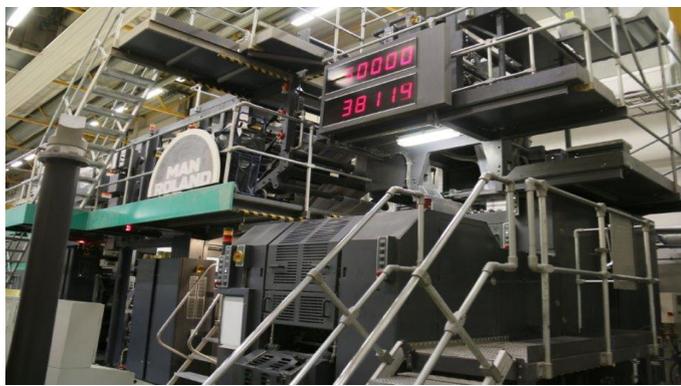


Figura 2.4 Postazione contacopie Lithoman

Il *processo di verniciatura UV* ha lo scopo di stendere un sottile strato di vernice UV lucida od opaca sul foglio stampato. Il foglio viene fatto passare sotto un rullo spalmatore che, opportunamente regolato, stende un velo sottile su tutta la superficie e, successivamente, sotto una serie di lampade UV che, provocano l'evaporazione e l'essiccazione istantanea della vernice. Il reparto è costituito da una macchina per la verniciatura "Giardina" e da una plastificatrice "Tecnomac". I vettori energetici sono energia elettrica e aria compressa.

Nel *reparto di legatoria* avvengono le fasi finali della produzione, queste sono taglio, piega, raccolta-cucitura e brossura. Generalmente le prime tre fasi sono fasi in preparazione alla brossura.

- Il *taglio* è un'operazione che può essere eseguita in due momenti distinti: o prima della stampa o dopo della stampa. Quest'operazione viene eseguita su gruppi di fogli riuniti in mazze o risme.
- La *piega* è l'operazione con la quale un foglio steso viene trasformato in una sequenza ordinata di pagine mediante un serie di pieghe parallele, incrociate o combinate.

- La *raccolta-cucitura* ha lo scopo di raccogliere le varie segnature che compongono il volume stampato, tranne la copertina. A seconda poi della tipologia di prodotto, le varie segnature possono essere “legate” o “cucite” insieme utilizzando un filo di cotone.

La *fase di brossura* permette di ricoprire il blocco libro cucito o non cucito con un unico foglio di carta o cartoncino (copertina) incollato sul dorso.

Il *reparto di piega* è costituito da due macchine per il taglio “Wohlenberg”, una piega “MBO” e due macchine “Kolbus”. Il reparto di legatoria, stampa piana e incisione lastre occupa un altro capannone dello stabilimento. Oltre ai due capannoni sono presenti anche la palazzina uffici e la palazzina adibita a servizio di sorveglianza.

Tutto il reparto legatoria e brossura, verniciatura e plastificazione usa come vettori energetici: energia elettrica e aria compressa.

Tutti i reparti utilizzano aria compressa a 7 bar necessaria per il funzionamento delle macchine. Le macchine per la stampa piana (KBA) e verniciatura (Giardina) utilizzano anche aria compressa a 2,5 bar prodotta dalla centrale di soffio-vuoto. La centrale dell’aria compressa è costituita da tre compressori rotativi a vite Kaeser e un essiccatore MTA.

Nello stabilimento sono presenti due magazzini adibiti allo stoccaggio della carta in formato foglio e in formato bobine. Oltre a questi sono presenti dei magazzini per lo stoccaggio degli inchiostri per la stampa piana, inchiostri pantone per stampa piana, sostanze e materie prime per la stampa piana, rotativa e legatoria, plastica e vernice UV. Gli inchiostri usati dalle linee Lithoman sono stoccati in silos da 18.000 kg/cad.

Lo stabilimento è costituito da due capannoni: vecchio capannone con una superficie di circa 14.400 m^2 e nuovo capannone con una superficie di circa 10.300 m^2 .

3 Analisi consumi Azienda

Questo capitolo richiama lo studio fatto precedentemente sulla caratterizzazione dei consumi energetici dell'azienda per poi passare alla definizione dei profili di potenza elettrica e termica dello stabilimento.

3.1 Richiamo studio precedente

Il rapporto di collaborazione con l'azienda è iniziato con lo studio di un progetto di Energy Review per la definizione di un audit energetico. L'obiettivo dello studio è stato quello di creare un modello sulla base dei consumi e della produzione forniti dall'azienda, capace di prevedere i consumi energetici futuri e conseguentemente portare ad un risparmio sull'acquisto dell'energia elettrica e di gas naturale.

Il progetto, seguendo la metodologia di "energy, monitoring & targeting", si articola in due fasi:

- raccolta dei dati sulla produzione e sui consumi energetici tramite sistemi di misura propri dell'azienda, contatori elettrici e di gas naturale e bollette di energia elettrica e gas naturale;
- analisi e interpretazione dei dati per la realizzazione della caratterizzazione del sistema.

Questa metodologia è espressa nella norma ISO 50001.

Il progetto si è concentrato sul processo di stampa rotativa (Lithoman, compressori, impianto frigorifero) ritenuto il più energivoro dell'intero stabilimento.

La caratterizzazione energetica consiste nel definire una relazione tra costi e consumi di energia basandosi sugli energy drivers che vengono rilevati all'interno del sistema.

I dati utilizzati nel progetto riguardano la produzione e il consumo energetico per gli anni 2014, 2015 e 2016.

L'azienda negli anni ha adottato significativi interventi per la riduzione dei consumi energetici e questo è stato riscontrato nel progetto.

3.2 Visione generale dei consumi

Il fabbisogno energetico dell'azienda è stato definito con la raccolta dei dati relativi ai consumi di energia elettrica, gas naturale e produzione. I dati analizzati sono relativi all'anno 2016 poiché ritenuti dall'azienda quelli più significativi dal punto di vista dei

consumi energetici. L'analisi di tali dati permette di osservare dove tali consumi siano maggiori e dove si può intervenire per ridurli.

I dati sono stati raccolti usando misuratori installati all'interno dell'azienda, tramite software delle linee produttive e tramite letture delle bollette di energia elettrica e gas naturale.

Sono stati analizzati due vettori energetici:

- energia elettrica usata per alimentare le linee produttive e i sistemi correlati alla produzione (compressori, impianto frigorifero);
- gas naturale usato sia nel processo produttivo come combustibile per i forni Lithoman, sia per alimentare le centrali termiche necessarie al riscaldamento dello stabilimento.

La figura 3.1 mostra i consumi di energia elettrica. Si può osservare come le sole due linee Lithoman contribuiscano a generare circa la metà dei consumi di tutto lo stabilimento. Gli altri reparti costituiscono circa un terzo dei consumi totali. Il resto è suddiviso tra impianto frigo, free cooling e compressori.

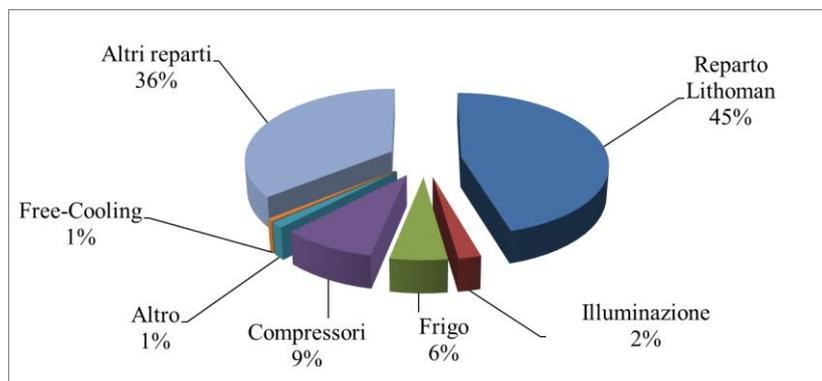


Figura 3.1 Consumo energia elettrica anno 2016

La figura 3.2 mostra il consumo di gas naturale. Si può notare come la maggior parte del consumo sia relativo all'alimentazione dei forni delle linee Lithoman e solo una piccola parte è associata alle centrali termiche.

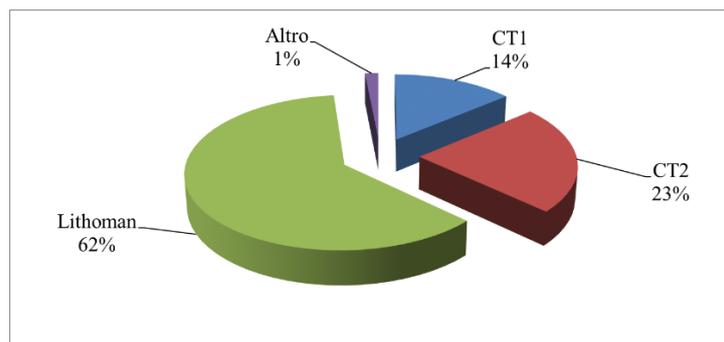


Figura 3.2 Consumo gas naturale anno 2016

La tabella 3.1 mostra i dati sulla produzione raccolti dal sistema aziendale.

Tabella 3.1 Produzione anno 2016

PRODUZIONE ANNO 2016		
Linea	Produzione	
CTP (2 linee)	50559	lastre
KBA 3	7479412	fogli
KBA 9	14882309	fogli
KBA 10	20785682	fogli
Giardina	1285994	fogli
Tecnomac	1470222	fogli
Lithoman 3	100633626	giri
Lithoman 4	102238139	giri
Kolbus 1	8436806	copie
Kolbus 2	4911951	copie

Dai dati della produzione si può notare come l'attività dell'azienda avvenga principalmente sulle linee Lithoman e sulle linee di stampa piana (KBA). Le linee Lithoman sono quelle più influenti all'interno dello stabilimento. Il reparto lavora su tre turni giornalieri spesso anche il sabato e la domenica. È importante precisare che questo tipo di produzione, che può sembrare pianificata per tutto l'anno, in realtà è realizzata su commessa e pertanto la pianificazione a lungo periodo non è fattibile. Questo si ripercuote sull'impossibilità di fare una previsione sui consumi energetici a lungo termine.

3.3 Profili potenza elettrica

Il primo passo per realizzare lo studio è quello di caratterizzare l'utenza dal punto di vista dei consumi elettrici e termici. Per fare questo si deve definire l'andamento temporale della potenza elettrica e termica. In questa sezione vengono esposti in maniera più dettagliata i consumi elettrici delle linee Lithoman e delle utenze legate ad esse. Questi

dati permettono di definire il profilo di potenza elettrica “totale” che sarà usato per il dimensionamento degli impianti di efficientamento energetico.

I consumi elettrici sono stati rilevati tramite software delle linee Lithoman e multimetri, mentre i consumi di gas naturale di entrambe le linee sono stati misurati tramite un unico contatore.

I dati riguardanti il consumo della Lithoman, del gruppo frigo, del free cooling e della sala compressori sono raccolti ogni dieci minuti. Il software riporta le misure come valori progressivi (valori cumulati nel tempo). Poiché i dati sono registrati ogni dieci minuti, ci si trova a manipolare una quantità di informazioni molto grande; per questo motivo è stato necessario un controllo sugli stessi.

Incrociando i dati sulla produzione delle linee Lithoman con quelli sui consumi energetici risulta che alcuni valori non sono corretti. Questo tipo di errore si è verificato specialmente nel funzionamento dell’impianto frigo. I dati non congruenti con il funzionamento delle Lithoman sono stati eliminati mentre quelli mancanti sono stati ricavati tramite previsione. Altri tipi di errori sono relativi al funzionamento dello stesso software di controllo. Si deve precisare che il sistema registra automaticamente i dati ma è controllato dall’operatore di turno in quel momento e può capitare che l’avvio o il controllo del sistema non venga fatto al momento giusto.

Per ciascuna fase produttiva è riportata la rispettiva durata e lo stato di funzionamento della macchina che può essere fermo, avviamento e produzione. La conoscenza di tale durata ha permesso di ottenere l’andamento della temperatura dei forni delle Lithoman, in quanto queste ultime dipendono dalla specifica fase produttiva.

La figura 3.3 riporta i valori di consumo elettrico e di produzione della Lithoman 3. Si nota come l’andamento dei consumi rispecchi quello della produzione.

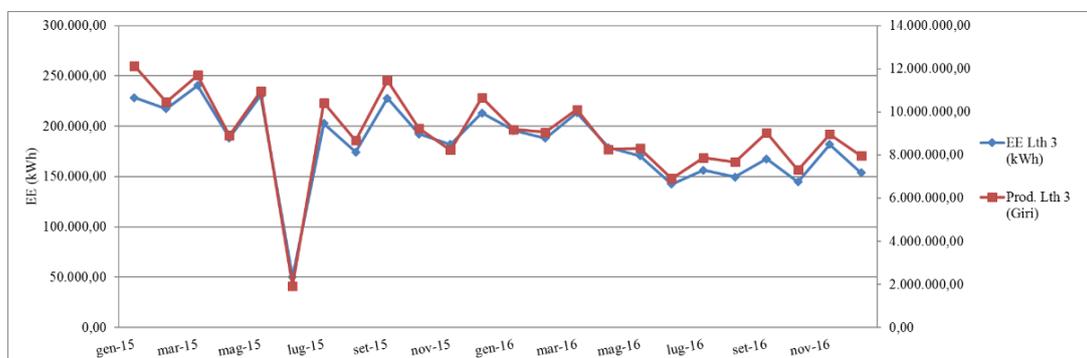


Figura 3.3 Andamento consumi di energia elettrica e produzione LTH3

La figura 3.4 riporta i valori di consumo elettrico e di produzione relativi alla Lithoman 4. Si nota anche in questo caso come l'andamento dei consumi rispecchi quello della produzione.

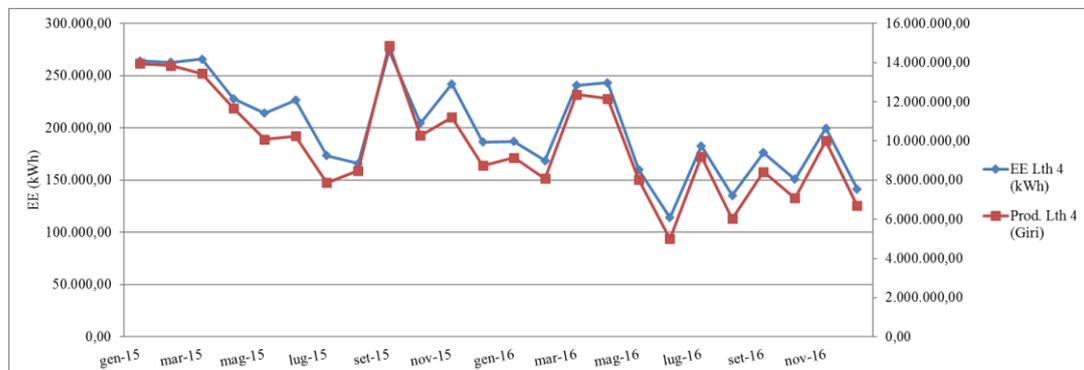


Figura 3.4 Andamento consumi di energia elettrica e produzione LTH4

La figura 3.5 mostra il consumo di gas naturale relativo alla produzione per le due Lithoman. I picchi di gas dipendono da interventi di manutenzione oppure da guasti.

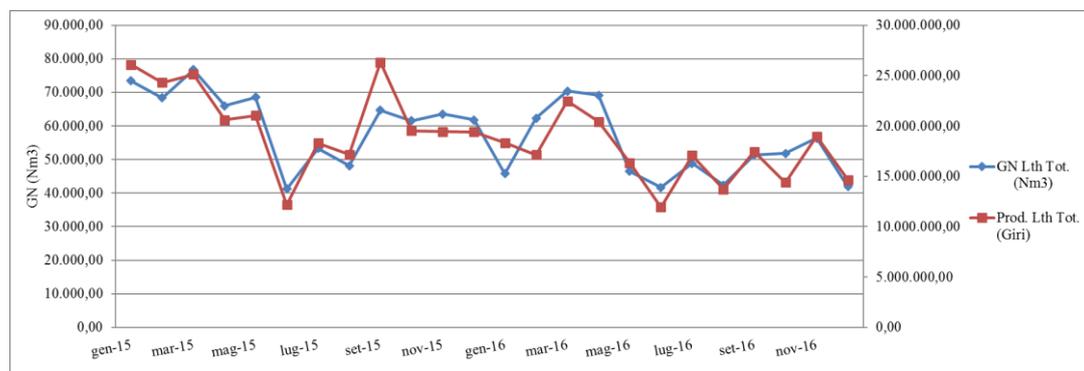


Figura 3.5 Andamento consumi di gas naturale e produzione totale LTH

La figura 3.6 mostra il consumo di gas naturale delle centrali termiche. La differenza tra le due centrali termiche è data sostanzialmente dalla differente tipologia di caldaia.

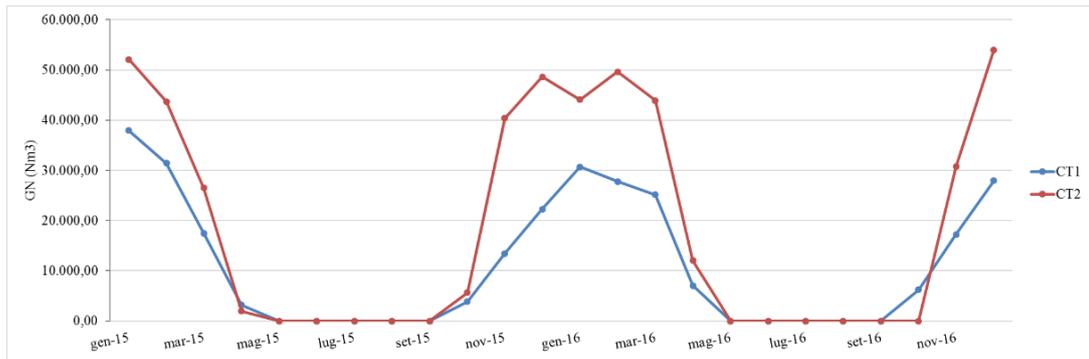


Figura 3.6 Andamento consumi gas naturale centrali termiche

Una volta controllati e corretti i dati, questi sono stati organizzati in modo da poter definire un profilo di potenza elettrico e termico unico. Di seguito vengono analizzati nel dettaglio i dati di ciascuna macchina necessari per costruire tali profili.

3.3.1 Lithoman

L'andamento della potenza elettrica delle linee Lithoman è molto frammentato. Questo è dovuto al fatto che la produzione di queste macchine non è continua ma è caratterizzata dall'aver delle fasi di fermo o di avvio dove la macchina non consuma energia elettrica oppure ne consuma un valore inferiore rispetto alla fase di produzione. I valori utilizzati rappresentano le potenze elettriche medie per ciascuna linea.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano l'andamento della potenza elettrica per la Lithoman 3 e Lithoman 4.

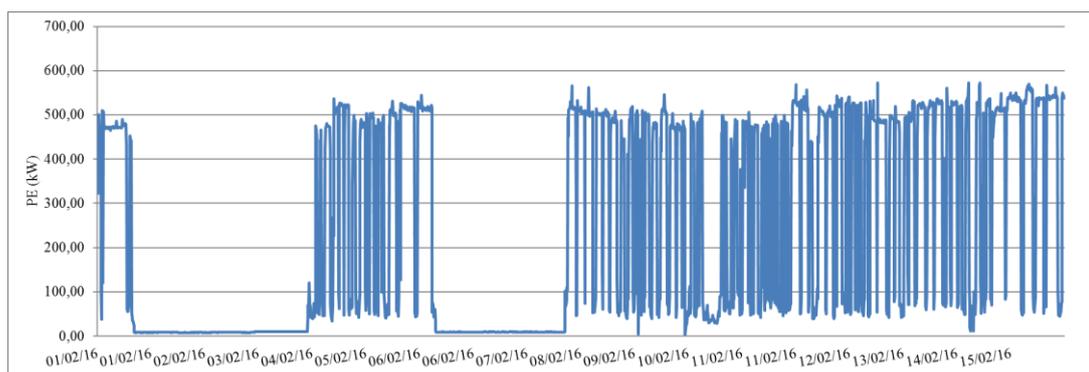


Figura 3.7 Potenza elettrica Lithoman 3

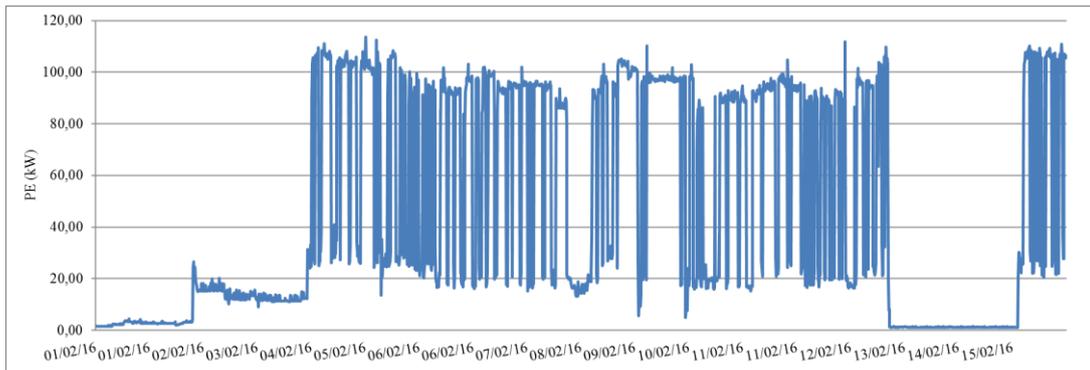


Figura 3.8 Potenza elettrica Lithoman 4

Si nota come entrambe le linee non siano mai spente contemporaneamente ad eccezione dei giorni di chiusura dello stabilimento.

3.3.2 Compressori

L'impianto di aria compressa è costituito da tre compressori più un essiccatore. I compressori presenti sono:

- compressore rotativo a vite Kaeser CSD 85 con portata $p = 8,26 \text{ m}^3/\text{min}$;
- compressore rotativo a vite Kaeser CSD 125 SFD con portata $p = 12 \text{ m}^3/\text{min}$;
- compressore rotativo a vite Kaeser DSD 141 con portata $p = 13,2 \text{ m}^3/\text{min}$.

Il sistema che gestisce il funzionamento dei compressori è "SAM (Sigma Air Manager) Kaeser" (mostrato in figura 3.9) a cui si affiancano dei multimetri elettrici per il conteggio del consumo elettrico (figura 3.10). Questo sistema permette di gestire il funzionamento dei compressori in base al fabbisogno di aria compressa delle linee di produzione.



Figura 3.9 SAM Kaeser



Figura 3.10 Multimetri centrale aria compressa

Come esempio si riporta la tabella 3.2 con i dati iniziali forniti dall'azienda (colonne in grigio), quelli di energia calcolati (colonne in giallo) e quelli di potenza calcolati (colonne in verde):

Tabella 3.2 Dati sul consumo dei compressori

Data Ora	kWh C1	kWh C1	kW C1	kWh C2	kWh C2	kW C2	kWh C3	kWh C3	kW C3	bar	mC
13/01/2016 22:00	248522	11,05	66,3	684959	6,31	37,86	530776,97	2,68	16,08	7,0484848	17,55
13/01/2016 22:10	248524	1,58	9,48	684968	9,77	58,62	530785,7	8,73	52,38	7,0484848	18,928
13/01/2016 22:20	248529	5,63	33,78	684978	9,21	55,26	530791,81	6,11	36,66	7,0484848	18,94
13/01/2016 22:30	248543	13,54	81,24	684984	6,24	37,44	530791,84	0,03	0,18	7,0448485	19,618
13/01/2016 22:40	248557	13,49	80,94	684990	6,22	37,32	530791,84	0	0	7,0260606	20,048
13/01/2016 22:50	248570	13,74	82,44	684997	6,47	38,82	530791,84	0	0	7,0745455	16,96
13/01/2016 23:00	248584	13,49	80,94	685003	6,44	38,64	530791,84	0	0	7,0672727	19,174

Le colonne in grigio riportano il consumo di energia in progressivo (cumulati a partire dall'installazione del misuratore), i bar e i metri cubi di aria prodotti.

I valori delle colonne in giallo sono calcolati facendo la differenza tra il rispettivo valore progressivo con il precedente; in questo modo si ricava l'energia consumata nei dieci minuti. Per ricavare la potenza elettrica nei dieci minuti si è diviso il valore di energia per l'intervallo di tempo ($t = 1/6$). Tale procedimento è stato ripetuto per tutti e tre i compressori ricavando i rispettivi valori di potenza.

Di norma un compressore dei tre funziona come supporto agli altri due ed entra in funzione soltanto in determinati momenti.

La figura 3.11 mostra l'andamento delle potenze per due compressori. Si nota, come il compressore "C2" lavori a carico costante mentre il compressore "C1" fa da supporto attivandosi per soddisfare i picchi di domanda.



Figura 3.11 Andamento potenza compressori

3.3.3 Impianto frigo

Il gruppo refrigeratori è costituito da tre unità frigo a cui è associato anche un impianto di pre raffreddamento dell'acqua ad aria (free cooling). L'impianto frigo e il free cooling sono posizionati sul tetto del nuovo capannone dove si trovano le Lithoman. I gruppi frigo sono costituiti da tre unità (una MTA "PNP 180/HE", una MTA "PNP 180/N" e una MTA "PNP 265/HE"). L'impianto free cooling è costituito da dodici gruppi MTA RWD 150.



Figura 3.12 Unità MTA PNP 180



Figura 3.13 Impianto frigo



Figura 3.14 Impianto free cooling MTA RWD 150

I dati sui consumi elettrici sono raccolti dai multimetri visibili in figura 3.15



Figura 3.15 Multimetri frigo

I dati di potenza per ciascuna unità frigorifera e per il free-cooling sono calcolati a partire dal valore progressivo di energia elettrica consumata (colonne in grigio). Da questi si ricava il valore di energia elettrica (colonne in giallo) e potenza elettrica (colonna in verde).

Tabella 3.3 Dati relativi ad una unità frigo

Data	F1_kWh	F1_kWh	F1_kW	F1_T°m	F1_T°r	F1_φ
08/01/2016 11:00	798047,57	0,13	0,78	8,54	8,33	58,37
08/01/2016 11:10	798047,70	0,13	0,78	9,61	9,56	58,90
08/01/2016 11:20	798047,83	0,13	0,78	9,05	8,91	58,19
08/01/2016 11:30	798047,96	0,13	0,78	8,42	8,29	58,60
08/01/2016 11:40	798048,09	0,13	0,78	8,39	8,35	58,21
08/01/2016 11:50	798048,22	0,13	0,78	8,59	8,52	58,76
08/01/2016 12:00	798048,36	0,14	0,84	8,67	8,67	58,25

Usando lo stesso procedimento visto nei compressori si ricavano i valori di potenza elettrica relativi ad ogni frigo, i quali sono stati poi sommati per ottenere un valore unico.

La figura 3.16 mostra l'andamento annuale della potenza elettrica per tre gruppi frigo. Si osserva che nel periodo estivo i consumi sono più alti a causa delle temperature esterne maggiori, mentre in inverno i consumi sono più bassi grazie alle temperature inferiori e al funzionamento del free-cooling.

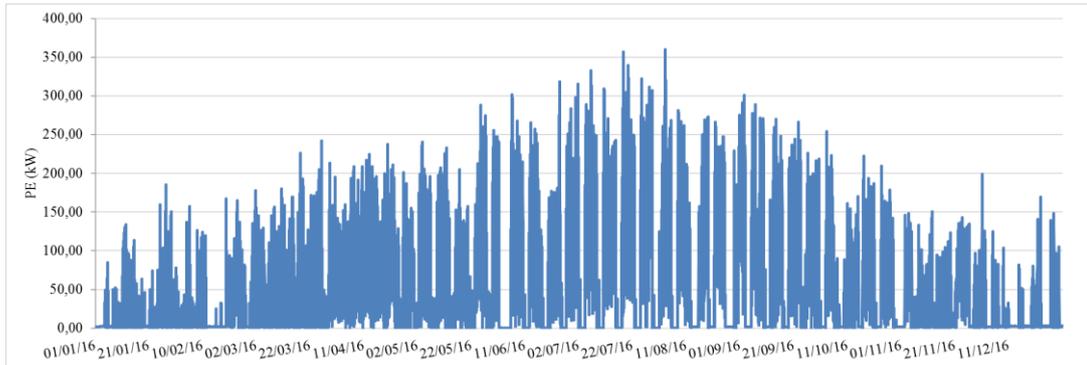


Figura 3.16 Andamento potenza elettrica impianto frigo

Il consumo di energia elettrica del free cooling è relativo solamente ai mesi autunnali e invernali, quando la temperatura esterna è inferiore a 12°C.

Tutti i valori di potenza elettrica ottenuti sono stati raccolti in un unico file dove sono stati sommati per ottenere un unico profilo di potenza elettrica. La tabella 3.4 riporta un esempio del calcolo del profilo di potenza elettrica totale.

Tabella 3.4 Foglio di calcolo potenza elettrica

Data-Ora	LITHOMAN kW		COMPRESSORE kW			FRIGO kW				Potenza TOT (kW)	Energia (kWh)
	W LTH3	W LTH4	C1	C2	C3	F1	F2	F3	FC		
2/1/16 11.00	65,00	9,28	0,00	68,64	0,00	0,42	0,42	0,60	7,32	151,68	25,28
2/1/16 11.10	499,91	8,12	0,00	76,14	0,00	0,42	0,42	0,66	6,54	592,20	98,70
2/1/16 11.20	59,84	9,23	0,00	49,92	29,58	0,42	0,42	0,66	6,60	156,67	26,11
2/1/16 11.30	85,19	1,48	0,00	67,98	0,00	0,48	0,48	0,60	6,60	162,80	27,13
2/1/16 11.40	522,34	1,48	0,00	74,34	4,56	0,42	0,42	0,66	6,54	610,76	101,79
2/1/16 11.50	515,88	1,46	0,00	33,24	51,90	0,42	0,42	0,60	11,22	615,14	102,52
2/1/16 12.00	518,14	1,48	0,00	32,04	51,90	0,42	0,42	0,66	13,14	618,20	103,03

L'andamento delle potenze elettriche totali, per due settimane campione, è illustrato in figura 3.17.

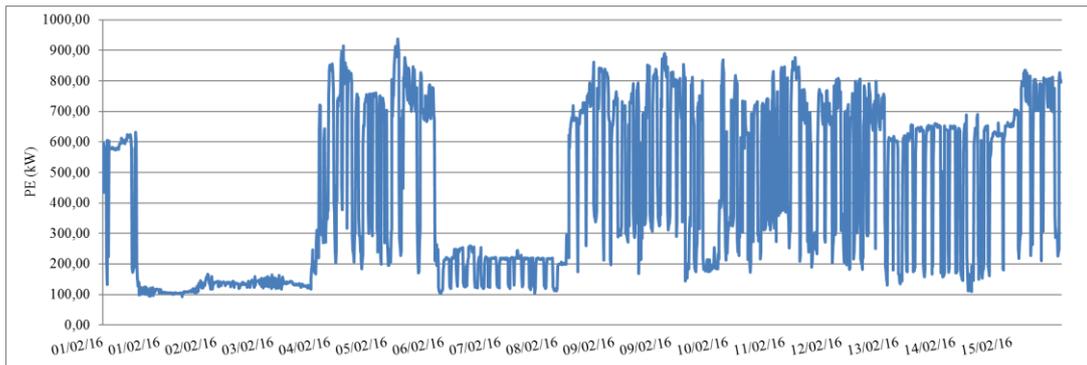


Figura 3.17 Andamento delle potenze elettriche gruppo refrigeratori

3.4 Profili potenza termica

La domanda di energia termica richiesta dallo stabilimento è costituita da acqua calda per il riscaldamento e acqua refrigerata per il processo di stampa rotativa. Il riscaldamento dei capannoni avviene tramite aerotermo. La domanda di acqua calda è stagionale mentre quella di acqua refrigerata segue la produzione delle Lithoman ed è costante durante l'anno. Il profilo di potenza termica è necessario per definire il dimensionamento dell'impianto cogenerativo. Poiché l'energia termica non può essere venduta o trasportata come nel caso di quella elettrica, il cogeneratore deve essere dimensionato in modo che tutta l'energia termica prodotta da esso sia completamente utilizzata.

Nello stabilimento sono presenti due centrali termiche. Una denominata "CT1" posizionata sul tetto del nuovo capannone e una denominata "CT2" posizionata nel vecchio capannone.

La centrale termica "CT1" è costituita da quattro caldaie a condensazione "ACV Prestige High Power 240 (240 kW)".



Figura 3.18 Centrale Termica "CT1"

La centrale termica “CT2” è costituita da una caldaia tradizionale a fascio tubiero in ghisa “Biasi NTN AR 3000” che fornisce un’energia di 3,489 kWh associata ad un bruciatore “Baltur BGN 350 N”.



Figura 3.19 Centrale Termica “CT2”

3.4.1 Centrale termica CT1

I dati di consumo di gas naturale (espressi in mc) e di energia termica relativi alla “CT1” sono raccolti giornalmente. Effettuando una verifica dei dati è emerso che quelli relativi al periodo Gennaio - Marzo 2016 sono affetti da errori di misurazione da parte del sistema. Per ovviare a questo problema, i dati relativi a questo periodo sono stati sostituiti con quelli del periodo Gennaio - Marzo 2017. La sostituzione dei dati è resa possibile dal fatto che le temperature esterne in quei periodi erano molto simili e quindi si presuppone un consumo di gas naturale circa uguale.

L’energia termica è stata ricavata a partire dal suo valore progressivo, successivamente si è ricavata la potenza termica giornaliera dividendo i valori di energia termica per il tempo (24 ore). Questi dati sono stati poi replicati nell’intervallo giornaliero per ottenere il relativo valore di potenza termica oraria. Anche i valori di gas naturale consumati giornalmente sono stati ricavati come differenza dei rispettivi valori progressivi.

Tabella 3.5 Esempio di calcolo della potenza termica

Data	Valori Progressivi		Valori Giornalieri		
	Caldaie (kWh)	Caldaie (mc)	kWh/giorno	Potenza (kW)	GN (mc)
01/01/2016	2912717	255689	0	0,000	0
02/01/2016	2913199	255737	482	20,083	48
03/01/2016	2926768	257067	13569	565,375	1330
04/01/2016	2940127	258367	13359	556,625	1300
05/01/2016	2953530	259683	13403	558,458	1316
06/01/2016	2966663	260967	13133	547,208	1284
07/01/2016	2966747	260976	84	3,500	9
08/01/2016	2967537	261053	790	32,917	77
09/01/2016	2972753	261561	5216	217,333	508
10/01/2016	2989904	263229	17151	714,625	1668

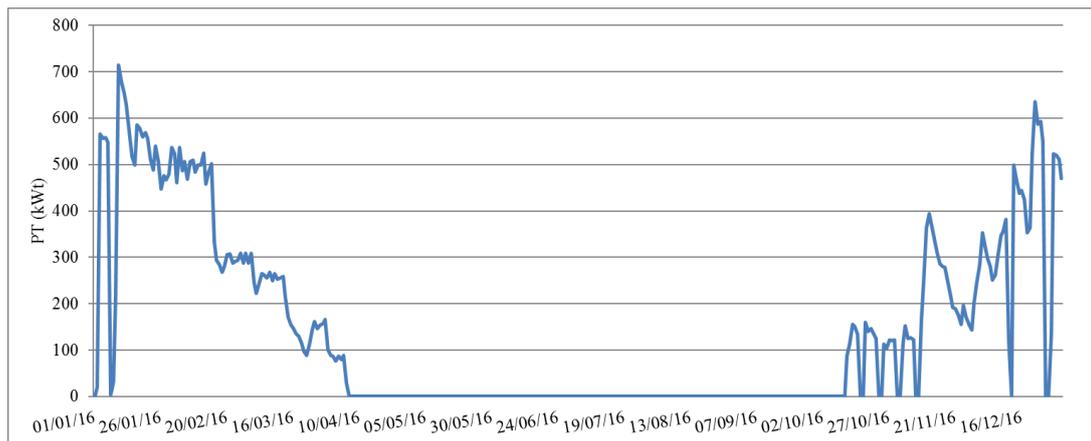


Figura 3.20 Profilo di potenza termica CT1 risultante per l'anno 2016

3.4.2 Centrale termica CT2

I dati di consumo della "CT2" sono raccolti mensilmente. L'azienda in questo caso non ha predisposto un sistema di misurazione giornaliero essendo questa centrale termica meno recente rispetto all'altra.

Per ottenere un profilo di potenza termica orario è stato necessario compiere dei calcoli aggiuntivi. Per passare dal consumo mensile a quello giornaliero è stato necessario fare una previsione dei consumi tramite una regressione lineare. Per ottenere un valore che si approssimi il più possibile a quello reale, sono stati usati, oltre ai dati di consumo di gas naturale dell'anno 2016, anche quelli relativi all'anno 2015. La regressione è stata fatta utilizzando i consumi di gas naturale e i gradi giorno.

Il primo passo è stato calcolare i gradi giorno giornalieri. Il calcolo è effettuato tramite la formula:

$$GG = \max(0, T_i - T_{em})$$

dove $T_i = 18^\circ\text{C}$ è la temperatura interna agli ambienti di lavoro (riferita al "Decreto del Presidente della Repubblica 16 aprile 2013, n. 74, art. 3 comma 1") e T_{em} è la temperatura media giornaliera rilevata alla stazione "Venaria Ceronda" dall'Arpa Piemonte per gli anni 2015 e 2016. È stata scelta questa stazione di rilevamento perché è quella più vicina allo stabilimento.

Dai *GG giornalieri* si è passati ai *GG invernali* che non sono altro che i valori relativi al periodo di funzionamento degli impianti di riscaldamento. In questo caso i *GG invernali* sono riferiti al periodo 15/10/2015 – 15/04/2016 e 15/10/2016 – 15/04/2017.

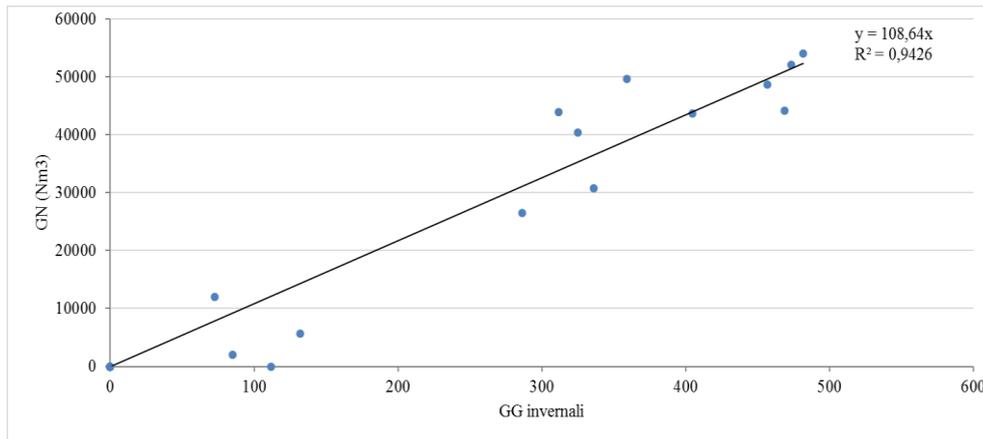


Figura 3.21 Regressione tra i gradi giorno e il consumo di gas naturale

L'equazione utilizzata per la previsione del consumo di gas naturale è:

$$y = c_1 \cdot GG_{invernali}$$

La retta viene fatta passare per l'origine in modo da avere soltanto il coefficiente di pendenza nell'equazione.

La regressione fornisce l'equazione $y = 108,64 \cdot GG_{giornaliero}$. Per ottenere il consumo previsto giornaliero si moltiplica il valore dei gradi giorno relativo all'anno 2016 per il coefficiente della retta di regressione. Per trovare il consumo giornaliero effettivo si eliminano i valori relativi ai giorni che vanno dal 16/04/2016 al 14/10/2016, in quanto in questo periodo la centrale termica è spenta.

Il valore di energia termica giornaliero si ottiene moltiplicando il consumo effettivo giornaliero per il potere calorifico del gas naturale $H_i = 9,59 \text{ kWh}/\text{Sm}^3$:

$$ET_{CT}(\text{kWh}) = \text{Consumo}_{GN}(\text{Sm}^3) \cdot H_i(\text{kWh}/\text{Sm}^3)$$

Il valore di potenza termica giornaliero è stato ricavato dividendo il valore di energia termica giornaliera per il tempo (24 ore). Questi dati sono stati poi replicati nell'intervallo giornaliero per ottenere il relativo valore di potenza termica oraria.

L'alternativa di calcolare la retta di regressione utilizzando i consumi della centrale termica "CT1" avrebbe portato ad una previsione dei consumi errata in quanto le due centrali termiche sono di tipologia differente.

Si nota come l'andamento della potenza termica sia simile a quella della "CT1" ma con valori superiori. Mentre per quest'ultima il valore maggiore è circa 700 kW, per la "CT2" si arriva quasi a 900 kW.

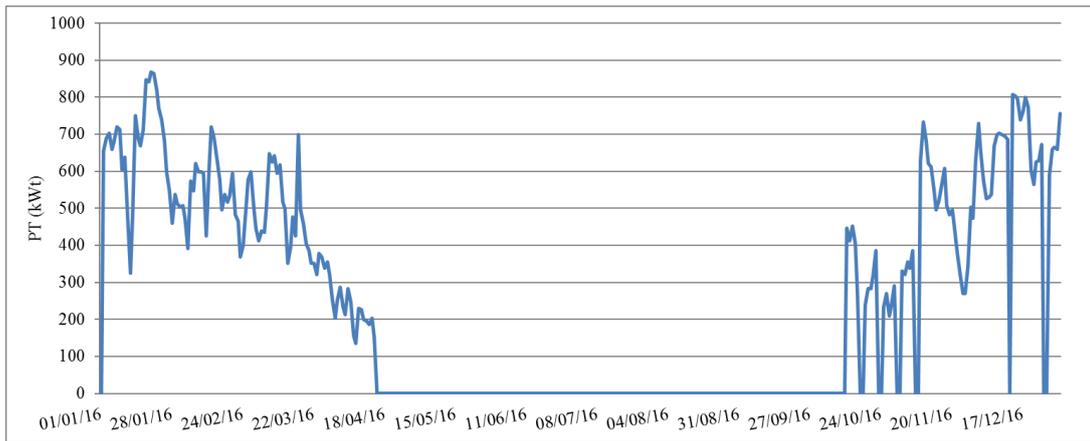


Figura 3.22 Profilo di potenza termica “CT1” risultante per l’anno 2016

Il profilo di potenza termica totale delle due centrali è dato dalla somma delle rispettive potenze termiche orarie:

$$PT_{tot}(kWt) = PT_{CT1}(kWt) + PT_{CT2}(kWt)$$

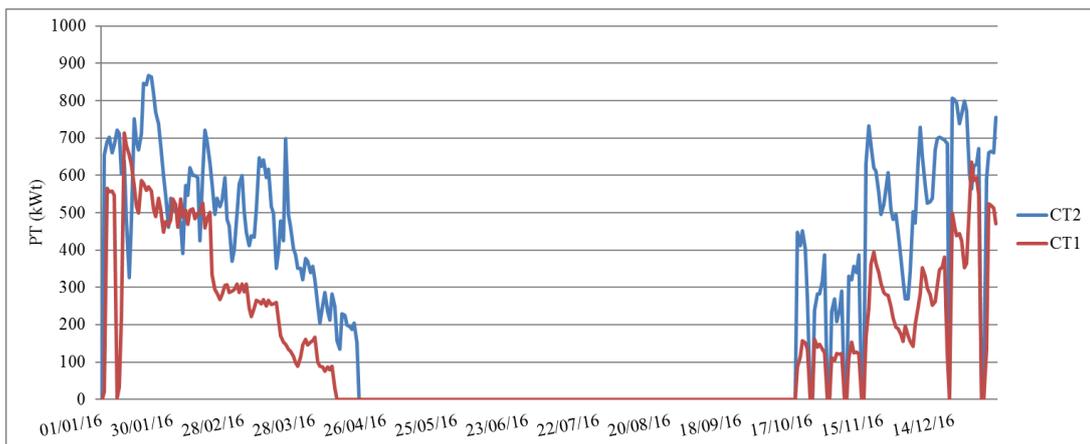


Figura 3.23 Andamento della potenza termica delle due centrali termiche nell’anno 2016

3.4.3 Impianto frigo

I dati per il calcolo della potenza termica dell’impianto frigo sono raccolti dal sistema di contabilizzazione delle frigorie posto all’interno dello stesso. I dati sono raccolti ogni dieci minuti. I contatori di energia termica posti nell’impianto sono:

- Caleffi mod. 7554, mod. 7557 e mod. 755810 (figura 3.24) per la misura delle frigorie;
- Siemens RLU 222 usati per controllare temperatura, umidità, portata.



Figura 3.24 Contatore calorie Caleffi

I dati, oltre ai valori di frigorie, contengono anche le temperature di mandata e ritorno dell'acqua refrigerata che va alle linee Lithoman e la portata.

In figura 3.25 si riporta lo schema del circuito frigorifero. Dai refrigeratori l'acqua "fredda" va alle linee Lithoman. Dalle Lithoman una parte dell'acqua "calda" ritorna direttamente ai refrigeratori mentre l'altra passa prima nel free cooling per essere pre-raffreddata.

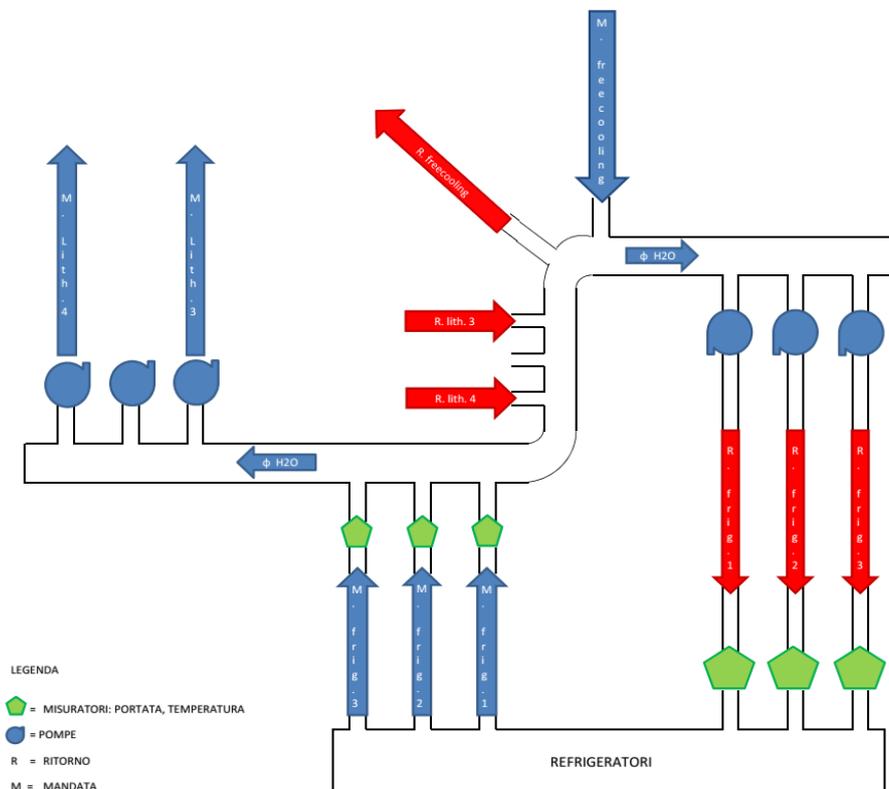


Figura. 3.25 Circuito impianto frigo

I dati di potenza frigorifera di ciascuna unità sono calcolati a partire dal valore di energia frigorifera consumata (colonna in grigio). Da questo dato si ricava il valore di energia frigorifera ogni dieci minuti (colonna in giallo), sempre come differenza dei valori progressivi, per poi passare al valore di potenza finale calcolato dividendo il valore per l'intervallo di tempo ($t = 1/6$).

Tabella 3.6 Esempio di calcolo della potenza frigorifera

Data	F1_kWh	F1_kWh	F1_kW	F1_T°m	F1_T°r	F1_φ
08/01/2016 11:00	798047,57	0,13	0,78	8,54	8,33	58,37
08/01/2016 11:10	798047,70	0,13	0,78	9,61	9,56	58,90
08/01/2016 11:20	798047,83	0,13	0,78	9,05	8,91	58,19
08/01/2016 11:30	798047,96	0,13	0,78	8,42	8,29	58,60
08/01/2016 11:40	798048,09	0,13	0,78	8,39	8,35	58,21
08/01/2016 11:50	798048,22	0,13	0,78	8,59	8,52	58,76
08/01/2016 12:00	798048,36	0,14	0,84	8,67	8,67	58,25

I dati sulla potenza frigorifera sono stati inizialmente controllati per verificare la loro integrità. Dal controllo è emerso che in alcuni periodi i dati, sulle potenze frigorifere e sui valori di temperatura di mandata e ritorno e portate, sono mancanti.

Per ovviare a questo problema i dati mancanti sono stati sostituiti con dei dati previsti tramite regressione lineare. Per ciascuna unità frigorifera è stata fatta una regressione lineare che ha permesso di ricavare il COP. Tramite la formula del COP è possibile ricavare i valori di potenza frigo.

$$COP = \frac{PF (kW_f)}{PE (kW_e)}$$

$$PF (kW_f) = COP \cdot PE (kW_e)$$

La regressione è costruita utilizzando i valori di potenza elettrica e potenza frigorifera relativi a due periodi temporali ben definiti: Maggio - Settembre 2016 e Ottobre - Dicembre 2016. Il calcolo è fatto su questi due periodi distinti perché il carico di potenza in estate è molto più alto rispetto a quello invernale (dove è in funzione anche il free cooling) per via delle diverse temperature esterne.

Per il periodo Maggio - Settembre 2016 si ottengono i seguenti COP.

Per quanto riguarda la prima unità frigorifera il $COP = 2,7423$.

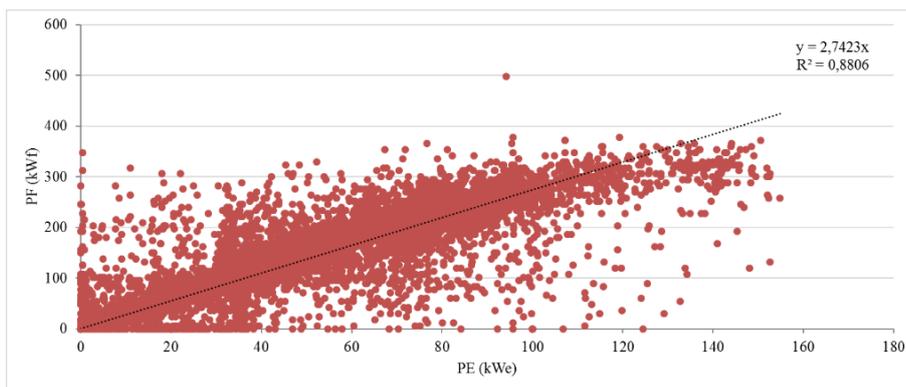


Figura 3.26 Regressione unità frigo F1 (mag.-sett.)

Le frigorifiche previste si ottengono moltiplicando i valori di potenza elettrica per il COP.

Per quanto riguarda la seconda unità frigorifera il $COP = 3,0051$.

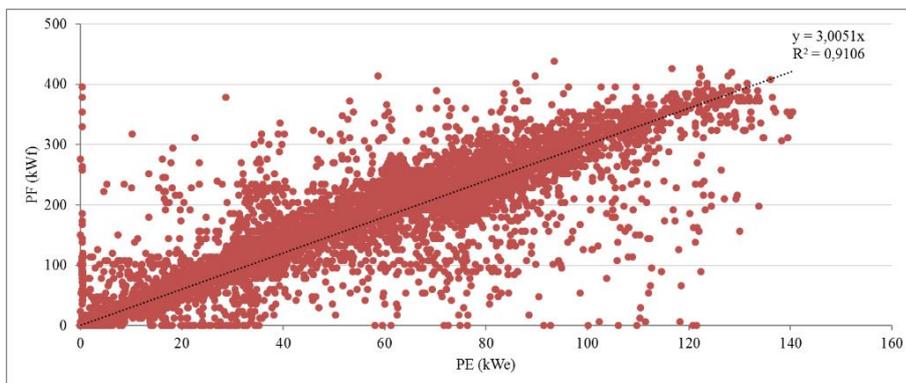


Figura 3.27 Regressione unità frigo F2 (mag.-sett.)

Per quanto riguarda la terza unità frigorifera il $COP = 3,233$.

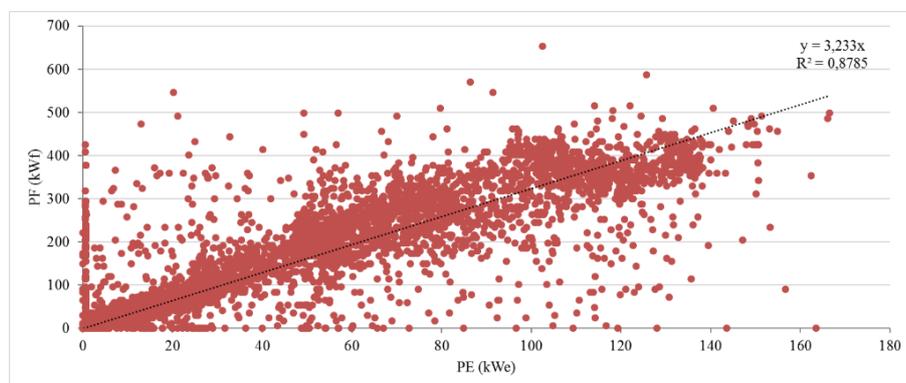


Figura 3.28 Regressione unità frigo F3 (mag.-sett.)

Per il periodo Ottobre - Dicembre 2016 si ottengono i seguenti COP.

Il COP della prima unità frigorifera è $COP = 3,2075$.

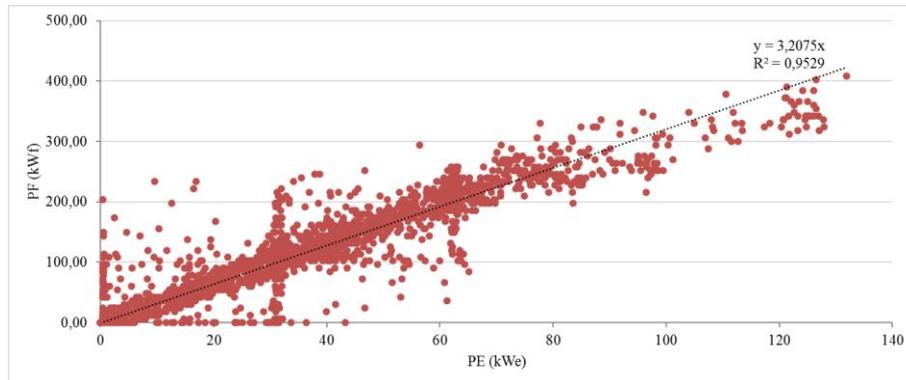


Figura 3.29 Regressione unità frigo F1 (ott.-dic.)

Il COP della seconda unità frigorifera è $COP = 3,6076$.

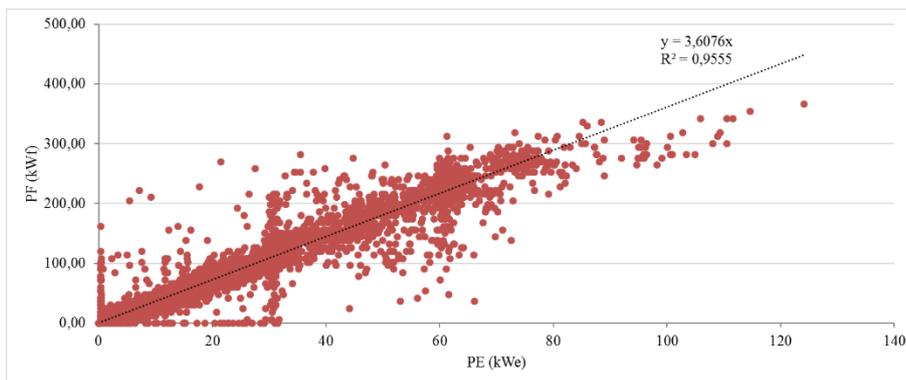


Figura 3.30 Regressione unità frigo F2 (ott.-dic.)

Infine per la terza unità frigorifera si ottiene: $COP = 4,0041$.

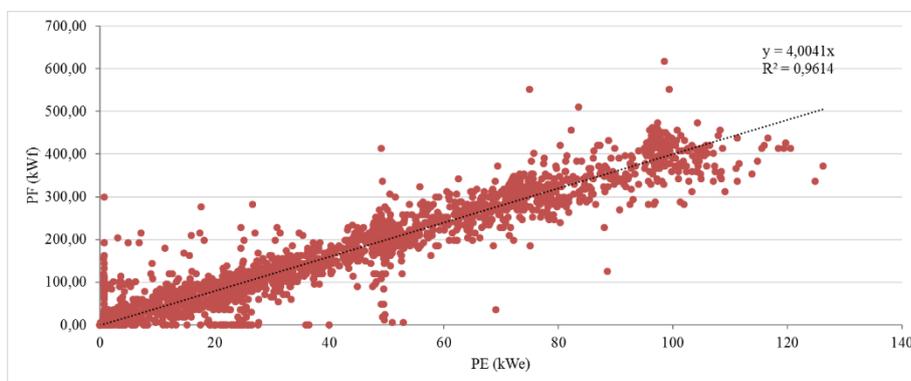


Figura 3.31 Regressione unità frigo F3 (ott.-dic.)

I dati previsti sono poi uniti a quelli noti in modo da ricavare i valori per tutto l'anno 2016.

La figura 3.32 mostra l'andamento della potenza frigorifera per l'unità frigo F3 riferita ai dati raccolti dal sistema. Si nota che nel periodo estivo i dati siano mancanti.

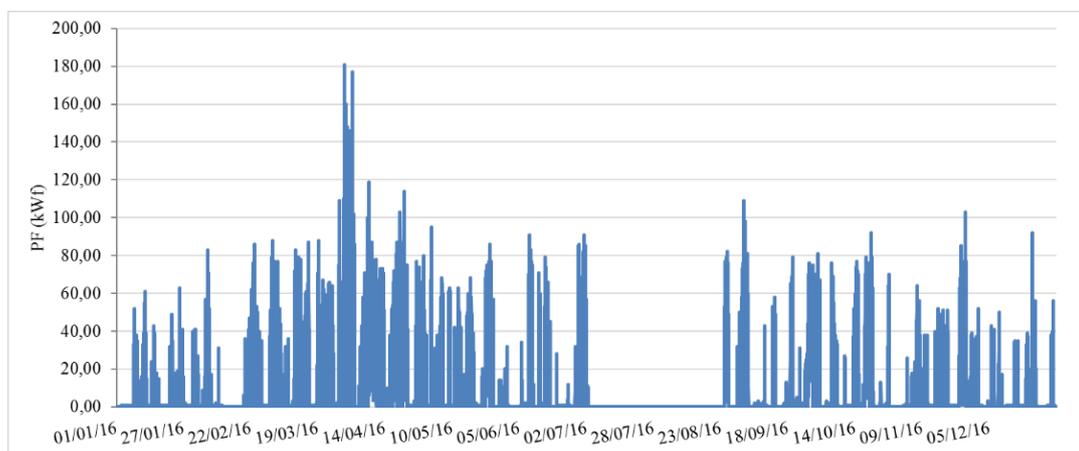


Figura 3.32 Andamento potenza unità frigo F3

La figura 3.33 mostra invece l'andamento della potenza frigorifera per l'unità frigo F3 con i dati completi (raccolti e previsti). Si nota come i dati mancanti sono compensati da quelli previsti.

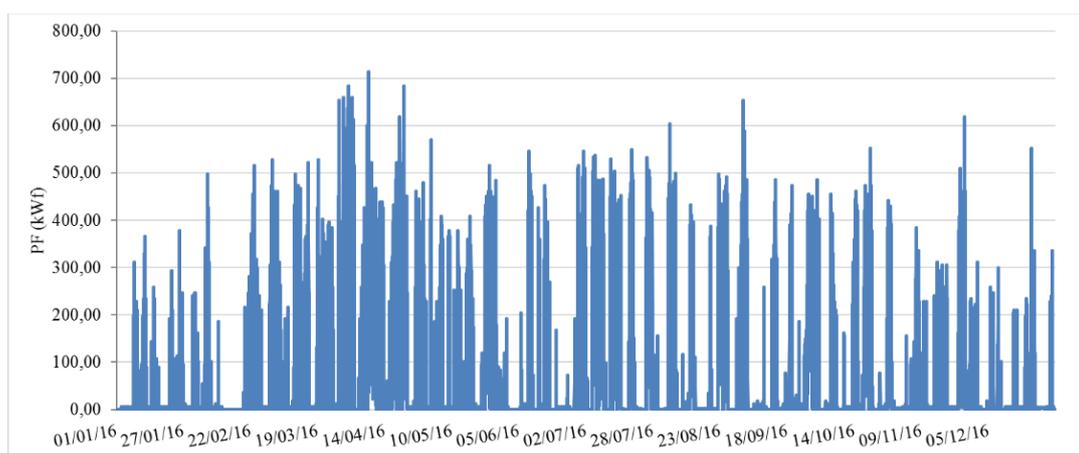


Figura 3.33 Andamento potenza prevista unità frigo F3

Una volta definiti tutti i dati sulle frigoriferie, si passa al calcolo della potenza termica fornita dalle unità frigo. Anche in questo caso si è passati ai valori di potenza oraria.

Tabella 3.7 Passaggi utilizzati per il calcolo della potenza oraria

Data-Ora	POTENZA FRIGORIFERA				POTENZA TERMICA				COP ASSORBITORE	0,73	POTENZE TERMICHE ORARIE	
	F1 kWf	F2 kWh	F3 kWf	TOT kWf	F1 kWt	F2 kWt	F3 kWt	TOT kWt			DATA	Potenza Oraria Frigo kWt
22/02/2016 13:00	0	0	228	228	0	0	312,3288	312,3287671		22/02/2016 13:00	1043,835616	173,9726027
22/02/2016 13:10	0	0	96	96	0	0	131,5068	131,5068493		22/02/2016 14:00	961,6438356	160,2739726
22/02/2016 13:20	0	0	132	132	0	0	180,8219	180,8219178				
22/02/2016 13:30	0	0	156	156	0	0	213,6986	213,6986301				
22/02/2016 13:40	0	42	78	120	0	57,53425	106,8493	164,3835616				
22/02/2016 13:50	0	0	30	30	0	0	41,09589	41,09589041				
22/02/2016 14:00	0	54	102	156	0	73,9726	139,726	213,6986301				

Per passare dalla potenza frigorifera alla potenza termica si usa un $COP = 0,73$.

La formula usata è la seguente:

$$PT (kWt) = \frac{PF (kWf)}{COP}$$

Per avere un profilo unico si sommano le potenze termiche dei tre impianti frigoriferi. Per trovare il relativo valore di potenza termica oraria si esegue la media tra i sei valori presenti nell'ora di riferimento.

Dalla figura 3.34 si nota come la richiesta di potenza sia maggiore nel periodo estivo a causa della temperatura esterna più alta rispetto al periodo invernale.

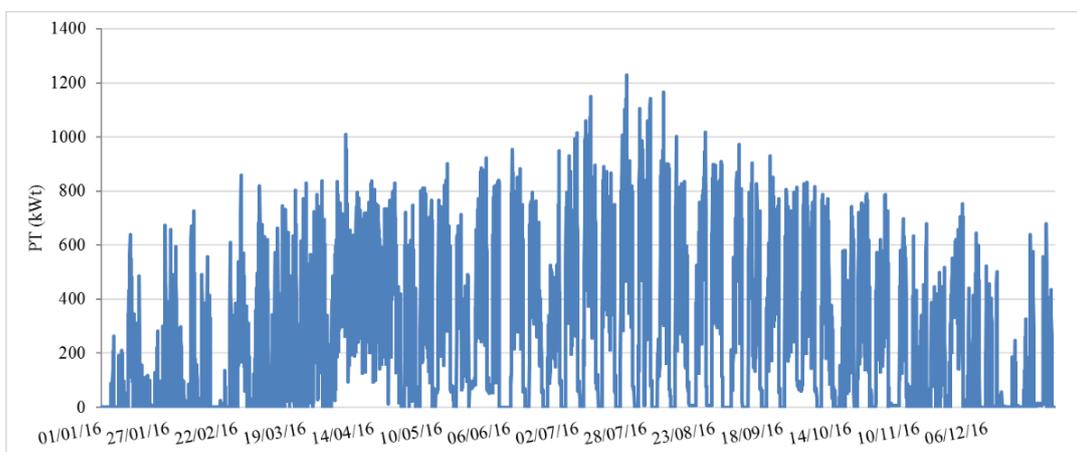


Figura 3.34 Profilo di potenza termica "Frigo" totale per l'anno 2016.

I profili così ottenuti sono alla base del dimensionamento degli impianti per l'efficientamento energetico.

4 Impianto di recupero calore

Questo capitolo espone lo studio riguardante l'installazione di un impianto di recupero di calore capace di sfruttare i fumi rilasciati dai forni delle linee Lithoman.

Il recupero servirà a fornire acqua calda da destinare all'impianto di riscaldamento e acqua refrigerata, prodotta tramite un assorbitore, da destinare all'impianto frigo a compressione. L'acqua calda prodotta verrà impiegata per sostituire parte del fabbisogno richiesto dal nuovo capannone (indicato come domanda della centrale termica "CT1").

Adottando questo sistema si riduce il consumo di gas naturale della centrale termica e il consumo di energia elettrica dell'impianto frigo.

L'utilizzo di un recuperatore deve ricadere come prima scelta nel percorso di riduzione dei consumi energetici dell'azienda in quanto permette di sfruttare una fonte energetica già disponibile, che altrimenti verrebbe sprecata, permettendo di ricavare energia termica a costo zero.

Si deve specificare che il funzionamento di tale impianto è correlato alle fasi di lavoro della Lithoman. Solo quando la Lithoman si trova in fase di produzione si hanno le condizioni necessarie al funzionamento del recuperatore; da ciò si deduce che la generazione di acqua calda non sarà costante. Considerando invece entrambe le Lithoman come un unico sistema, allora la produzione di acqua calda si uniforma in quanto le due linee produttive riescono a coprire gran parte della domanda giornaliera.

Nello studio esposto di seguito si pensa di associare a due recuperatori (uno per ogni Lithoman) due accumulatori di acqua calda, in modo da gestire la fornitura di energia termica durante l'arco della giornata.

La figura 4.1 mostra l'attivazione delle macchine, indicata col livello "1" per la Lithoman 3 e con il "2" per la Lithoman 4, in un periodo di riferimento di circa un mese. Si vede come entrambe le due linee lavorino per lo più contemporaneamente permettendo di ottenere un recupero di calore quasi costante per tutti i giorni in cui sono in funzione. Soltanto nel fine settimana entrambe le linee sono ferme in quanto lo stabilimento è chiuso.

Nella norma capita che solo una Lithoman alla volta sia ferma per manutenzione o guasti, quando ciò accade l'altra linea cerca di ricoprire tutta la produzione per quanto possibile, garantendo così lo sfruttamento di almeno un recuperatore di calore.

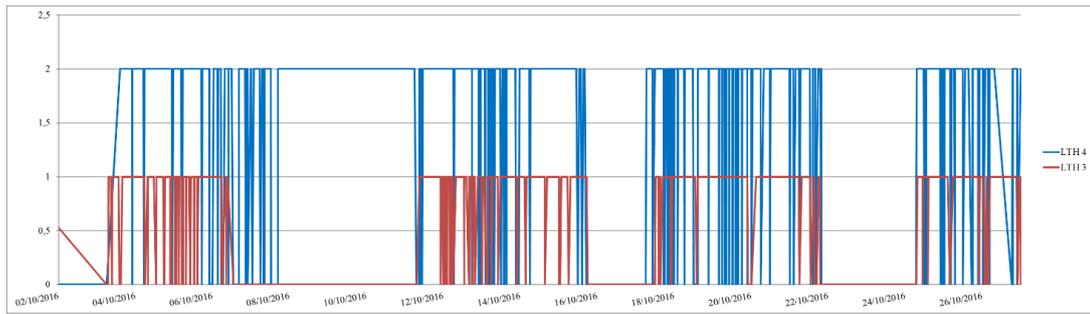


Figura 4.1 Fase di produzione LTH 3 e LTH 4

Ciascuna rotativa dispone già di un recuperatore (o scambiatore) di calore. Il recuperatore di calore è l' "HTA ERe 6000" che permette di produrre acqua calda con una temperatura di mandata fino a 120°C. Questo recuperatore è costituito da una serie di scambiatori a tubo liscio disposti a serpentina, esso è dotato di un bypass che permette di regolare la quantità di fumi che lo attraversa. Il dispositivo di bypass permette, in particolare, di gestire la produzione di acqua calda, in modo da mantenere la temperatura costante all'interno del forno.

Le specifiche tecniche di tale recuperatore indicano una temperatura media dell'acqua di mandata e ritorno pari a 110/90 °C e una portata di 21 m^3/h . Esso è posizionato all'interno della macchina in prossimità del camino di estrazione fumi (figura 4.2) ma attualmente non è in funzione.



Figura 4.2 Camino LTH 3

4.1 Descrizione forno Lithoman

La linea Lithoman possiede un forno alimentato a gas naturale che ha la funzione di essiccare e fissare l'inchiostro tramite l'evaporazione dei solventi contenuti nell'inchiostro stesso (figura 4.3). Il forno è costituito da tre camere, le quali hanno una

temperatura differente. Nella parte superiore del forno è posizionato il postbruciatore che permette di raggiungere una temperatura di circa 750°C.

Caratteristiche Tecniche

[A] Bruciatore inceneritore	[K] Termocoppia
[B] Camera di combustione	[L] Immissione di aria calda (zona 3)
[C] Scambiatore di temperatura aria/aria	[M] Immissione di aria fresca (zona 1)
[D] Immissione di aria calda (zona 1)	[N] Ventilatore di trasferimento (zona 3 ⇒ 1)
[E] Immissione di aria calda (zona 2)	(forno la cui lunghezza è tassativamente superiore a 1727 mm) o aletta modulante in caso contrario.
[F] Ventilatore di riciclaggio	[O] Pirometro ottico
[G] Plenum o sovrappressione	[P] Canali botole aria
[H] Canali di soffiatura	
[I] Ventilatore di estrazione	
[J] Camino	

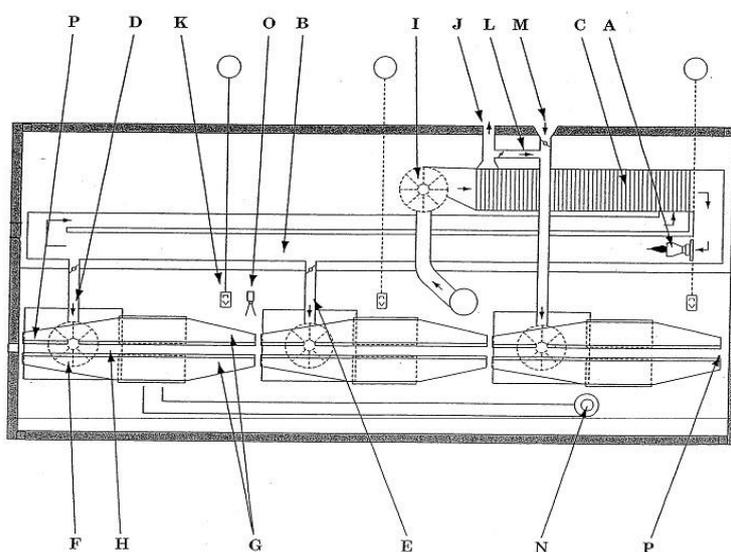


Figura 4.3 Schema forno Lithoman

Le camere del forno (figura 4.4) sono:

- *Heat Up*: questa camera permette di raggiungere la temperatura massima necessaria per avviare rapidamente l'evaporazione del solvente.
- *Drying* (evaporation): in questa camera si mantiene la temperatura del nastro di carta e si scaricano i solventi all'estremità della camera. L'uscita dei solventi e dell'aria esausta è compensata dall'ingresso di aria più fresca.
- *Conditioning*: in questa camera la temperatura è compresa tra 90-125°C, qui viene terminata l'estrazione del solvente dall'inchiostro. In questa camera viene immessa aria fresca per evitare la formazione di condensa.

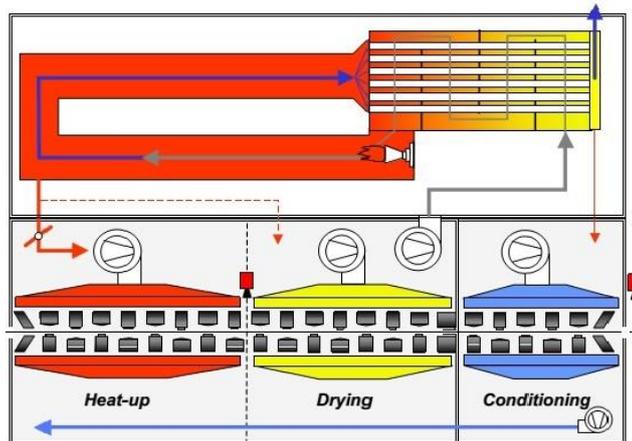


Figura 4.4 Camere del forno Lithoman

Nei forni sono installati dei sistemi che permettono di risparmiare sul consumo di gas naturale e quindi di migliorare l'efficienza energetica.

I sistemi presenti all'interno del forno sono:

- *“Energy Reduction System ERplus”*: sistema che in fase di produzione (a seconda della velocità, del tipo di carta, dell'inchiostrazione, della frequenza dei lavaggi e dall'uso o meno del formato rifilato e/o del filo colla), diminuisce la velocità di estrazione dei solventi e conseguentemente ricircola nella camera di combustione i fumi, riducendo la chiamata di combustibile dal bruciatore. Quando il sistema di sonde ritiene che i fumi non abbiano più il potere calorifico idoneo, li espelle al camino e attiva nuovamente il bruciatore a pieno regime. Il fine è quello di mantenere costante la temperatura all'interno del post-combustore.
- *“Energy Savings Secondary Warm Water Heat Recovery”*: rappresenta lo scambiatore di calore precedentemente citato (HTA ERe 6000) che permette di sfruttare i fumi in uscita al camino per produrre acqua calda.

Come indicato precedentemente, il funzionamento del recuperatore di calore è correlato all'attività della Lithoman, questa è suddivisa in tre fasi: avvio, produzione e fermo.

I calcoli effettuati sul recuperatore sono basati sulla *“fase di produzione”*. In questa fase il forno è in funzione e la temperatura è la massima disponibile (circa 750°C). Si deve tenere presente che la potenza del bruciatore cambia in base al tipo di stampa.

Nella *“fase di avviamento”* la linea non stampa ma si eseguono operazioni quali ricarica carta, sostituzione matrici, inchiostature. Il bruciatore in questa fase non è in funzione mentre il forno si auto mantiene ad una temperatura costante di circa 680°C. Non sono presenti emissioni di fumi al camino in questa fase quindi non è rilevante per il recupero di calore.

Nella *“fase di fermo macchina”* la linea è completamente ferma, il bruciatore è spento e il forno ha una temperatura molto bassa. Di solito questa fase si presenta nei giorni di chiusura dello stabilimento o in corrispondenza di attività di manutenzione prolungate.

Un fattore importante da prendere in considerazione è quello che, poiché l'uscita dei fumi dal camino dipende dal tipo di stampa effettuata, la potenza generata dal recuperatore non sarà costante.

La figura 4.5 mostra la temperatura dei due forni. Si nota come quella della Lithoman 4 sia leggermente più alta rispetto a quella della Lithoman 3 e come entrambe le linee funzionino contemporaneamente.

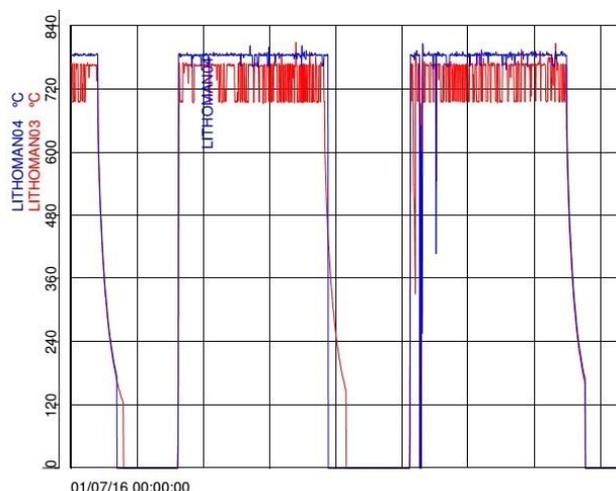


Figura 4.5 Andamento temperatura forni 1/07/16-17/07/16

4.2 Analisi recuperatore

I dati riguardanti il funzionamento sono stati raccolti dal software delle Lithoman. Il software fornisce le attività svolte sulla macchina in ogni istante specificando, lo stato della macchina, il tipo di prodotto stampato (riviste, cataloghi, libri), l'inchiostro e la carta utilizzati.

I dati registrati dal software sono stati portati su un foglio di calcolo per determinare le ore riguardanti la fase di produzione giornaliera. Per l'anno 2016 in totale si sono ottenuti i seguenti dati:

- $H_{prod_LTH3} = 4008,39$ ore/anno;
- $H_{prod_LTH4} = 3996,85$ ore/anno.

I dati sulla temperatura al camino e sulle portate dei fumi sono stati presi dalle misurazioni fatte dall'ARPA Piemonte.

Per la Lithoman 3 la temperatura al camino misurata è 338,7 °C, mentre per la Lithoman 4 è di 311,4 °C.

I dati riguardanti le portate sono:

- portata misurata: 12.000 ÷ 24.000 m^3/h ;
- portata normalizzata: 6.000 ÷ 11.000 Nm^3/h ;
- portata autorizzata dalla Città Metropolitana di Torino: 12.600 Nm^3/h .

L'energia recuperabile dallo scambiatore di calore è stata calcolata assumendo i valori di portata minima per evitare di sovrastimare l'energia recuperabile in quanto i dati sulla portata variano con il tipo di stampa effettuato.

Il primo passo nel definire l'energia recuperabile consiste nel calcolo della potenza termica media persa al camino. Questa è calcolata come:

$$PT_{persa} = p_{fumi_min} \cdot \Delta t \cdot c_{p_fumi} \quad (4.1)$$

dove:

- p_{fumi_min} è la portata minima dei fumi;
- Δt è il massimo salto termico dei fumi;
- c_{p_fumi} è il calore specifico dei fumi.

Per ricavare la portata fumi p_{fumi_min} normalizzata (cioè espressa in $\frac{Nm^3}{h}$) è stato utilizzato un valore di densità dei fumi

$$\rho_{fumi} = 1,279 \frac{Kg}{m^3}$$

Questo valore è stato ricavato sfruttando l'equazione di stato dei gas $P \cdot V = n \cdot R \cdot T$ dove:

- $R \cong 290 \text{ J/Kg} \cdot K$ è la costante caratteristica del tipo di gas;
- $P = 101325 \text{ Pa}$ è la pressione in condizioni normali;
- $T = 273,15 \text{ K}$ è la temperatura espressa in Kelvin in condizioni normali.

In realtà della potenza persa al camino (PT_{persa}) si deve considerare solo la parte effettivamente recuperata, per far questo si è imposta una temperatura minima di uscita dei fumi dopo il recupero (T_{min}) superiore a quella prevista per questo tipo di sistemi, imponendo in particolare un valore di circa 130 °C. Questo valore tiene conto dell'effettivo rendimento dello scambiatore e permette di ottenere la potenza media effettivamente recuperata dallo stesso.

Per la Lithoman 3 si ottiene:

- $\Delta t = T_{max} - T_{min} = 338,7 - 130 = 208,7 \text{ } ^\circ C$;
- $c_{p_fumi} = 1,100 \text{ KJ/Kg} \cdot ^\circ C$;
- portata fumi normalizzata:

$$\bar{p}_{fumi} \left(\frac{Kg}{h} \right) = \rho_{fumi} \left(\frac{Kg}{Nm^3} \right) \cdot \bar{p}_{fumi} \left(\frac{Nm^3}{h} \right) = 1,279 \cdot 6000,000 = 7674,828 \left(\frac{Kg}{h} \right);$$

- la potenza termica media recuperata al camino, applicando la formula (4.1) risulta:

$$PT_{rec_LTH3} = \frac{1,100 \text{ kJ/Kg} \cdot ^\circ C}{3600 \text{ kWh}} \cdot 7674,828 \frac{Kg}{h} \cdot 208,7 \text{ } ^\circ C = 489,420 \text{ kW}.$$

Per la Lithoman 4 si ottiene:

- $\Delta t = T_{max} - T_{min} = 311,4 - 130 = 181,4 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- $c_{p_{fumi}} = 1,100 \text{ KJ/Kg} \cdot ^\circ\text{C}$;
- portata fumi normalizzata:

$$\bar{p}_{fumi} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right) = \rho_{fumi} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{Nm}^3} \right) \cdot \bar{p}_{fumi} \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right) = 1,279 \cdot 6000,000 = 7674,828 \left(\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right);$$

- la potenza termica media recuperata al camino, applicando come in precedenza la formula (4.1), risulta:

$$PT_{rec_LTH4} = \frac{1,100 \text{ kJ/Kg} \cdot ^\circ\text{C}}{3600 \text{ kWh}} \cdot 7674,828 \frac{\text{Kg}}{\text{h}} \cdot 181,4 \text{ } ^\circ\text{C} = 425,399 \text{ kW}.$$

L'energia termica recuperata è calcolata come prodotto tra la potenza recuperata al camino per ciascuna Lithoman e le ore di produzione giornaliera.

La Lithoman 3 permette di recuperare un'energia pari a:

$$ET_{rec_LTH3} = PT_{rec_LTH3} \cdot H_{prod_LTH3} = 489,420 \cdot 4008,39 = 1961,784 \frac{\text{MWh}}{\text{anno}}.$$

La Lithoman 4 permette di recuperare un'energia pari a:

$$ET_{rec_LTH4} = PT_{rec_LTH4} \cdot H_{prod_LTH4} = 425,399 \cdot 3996,85 = 1700,254 \frac{\text{MWh}}{\text{anno}}.$$

In totale l'energia termica recuperata dalle due Lithoman in un anno è 3662,039 MWh

La figura 4.6 mostra l'energia recuperata nel periodo di attività delle linee dal 23 maggio al 6 giugno 2016. In questo periodo la Lithoman 3 ha lavorato 138,47 ore mentre per la Lithoman 4 le ore di produzione sono state 129,38 (si riporta la dicitura in centesimi di ora poiché è quella utilizzata dal software).

Per quanto riguarda la tipologia di produzione, sempre in riferimento alla figura 4.6, la Lithoman 3 ha stampato volantini per la GDO e riviste, mentre la Lithoman 4 ha stampato volantini per la GDO e calendari.



Figura 4.6 Energia termica recuperata dal 23/05/16 al 06/06/2016

La domanda di energia termica che il recuperatore deve andare, in parte, a soddisfare comprende quella relativa agli impianti frigo a compressione (ricavata dalle frigorifiche richieste) e inoltre, come detto in precedenza, quella relativa al fabbisogno per il riscaldamento del nuovo capannone (domanda CT1).

La metodologia utilizzata per ricavare i profili di potenza termica (con valori ogni 10 minuti) è già stata esposta nel capitolo 3, partendo da questi valori si è proceduto a effettuare una somma tramite supporto di tabelle pivot in modo da ottenere i valori di potenza termica giornaliera.

Infine l'energia termica corrispondente è calcolata dividendo il valore di potenza giornaliera per l'intervallo di tempo considerato, che corrisponde a 1/6 di ora. In totale il fabbisogno di energia termica richiesto in un anno dalla centrale CT1 è risultato di 1234,594 *MWh* mentre quello richiesto dall'impianto frigorifero è risultato 2281,303 *MWh*.

Nello specifico il recupero di calore è effettuato su due livelli termici: il primo ad "alta temperatura" necessario per il trasferimento di energia termica all'assorbitore mentre il secondo a "bassa temperatura" sufficiente al trasferimento della restante parte di energia termica alla centrale termica "CT1". Ciò si realizza collegando le utenze in serie: l'acqua dal recuperatore di calore entra nell'assorbitore ad una temperatura di 95°C e da qui passa alle caldaie ad una temperatura di circa 85°C. La priorità è stata quindi data al soddisfacimento della domanda frigo.

L'impianto ha due modalità di funzionamento, dipendenti dalla necessità o meno di riscaldare gli ambienti, in particolare: funzionamento nel periodo invernale (figura 4.7) e funzionamento nel periodo estivo (figura 4.8).

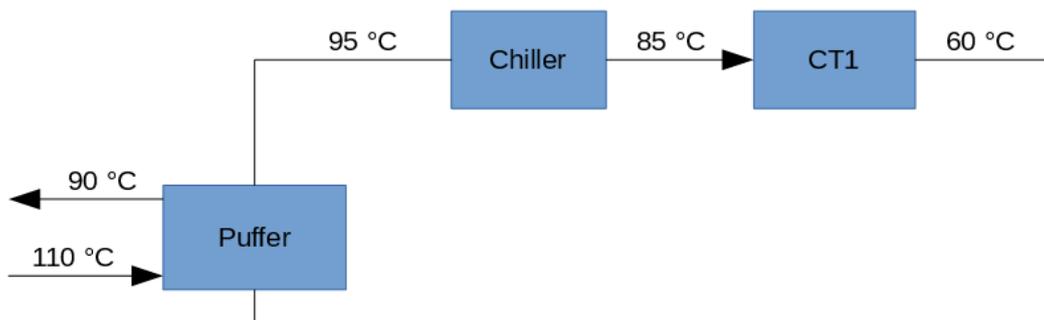


Figura 4.7 Funzionamento invernale

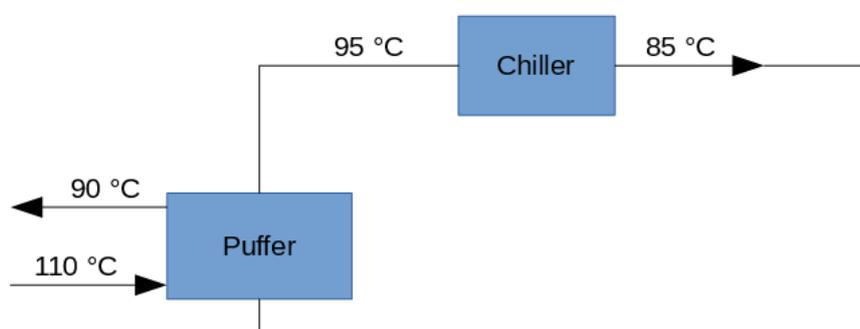


Figura 4.8 Funzionamento estivo

L'acqua calda generata dai due recuperatori confluisce in un unico assorbitore, il quale deve essere di dimensioni tali da poter accogliere in ingresso la somma delle due portate di acqua.

Gli assorbitori ritenuti più adatti al tipo di impianto, in termini di portate in ingresso (pari a $46 \text{ m}^3/\text{h}$) sono il "Century AR-D150L2 doppio stadio ad acqua calda" e il "Broad BDH 30 singolo stadio ad acqua calda".

La tabella 4.1 mostra le caratteristiche dei due assorbitori.

Tabella 4.1 Specifiche assorbitori

Modello Assorbitore	Capacità Frigorifera kW	Temperatura in/out acqua refrigerata °C	Temperatura in/out acqua calda °C	Consumo acqua calda m^3/h
Century AR-D170L2	556	12-7	95-80	38,7
Broad BDH 30	302	12-7	98-88	36

In base alla capacità frigorifera fornita dall'assorbitore si ricava la potenza termica che questo è in grado di fornire. La potenza termica dell'assorbitore è data dal rapporto tra potenza frigorifera e il COP dell'assorbitore (pari a 0.73) secondo la formula:

$$PT_{assorbitore} = \frac{PF_{assorbitore}}{COP}$$

Il risparmio dell'energia termica dell'impianto frigo è calcolato tenendo conto del limite di potenza dell'assorbitore utilizzato, imponendo la seguente condizione:

Caso 1. se $PT_{frigo_richiesta} \leq PT_{assorbitore}$ allora il risparmio è pari a $PT_{frigo_richiesta}$

Caso 2. se $PT_{frigo_richiesta} > PT_{assorbitore}$ allora il risparmio è pari a $PT_{assorbitore}$

La rimanente potenza da integrare con l'impianto frigo, per soddisfare tutta la domanda, è data dalla differenza tra potenza termica frigo richiesta e quella risparmiata:

$$PT_{da_integrare} = PT_{frigo_richiesta} - PT_{frigo_risparmiata}$$

Si è potuto tenere conto del solo limite di potenza dell'assorbitore poiché dai calcoli, la potenza effettivamente fornita dai recuperatori risulta sempre superiore a quella richiesta da entrambi gli assorbitori analizzati. Inoltre, l'utilizzo di accumulatori consente di mantenere un livello di potenza termica costante nel tempo.

La figura 4.9 riporta la quota di potenza termica coperta dall'assorbitore "Century AR-D170L2" (colore rosso) e la restata quota da integrare con l'impianto frigo (colore blu).

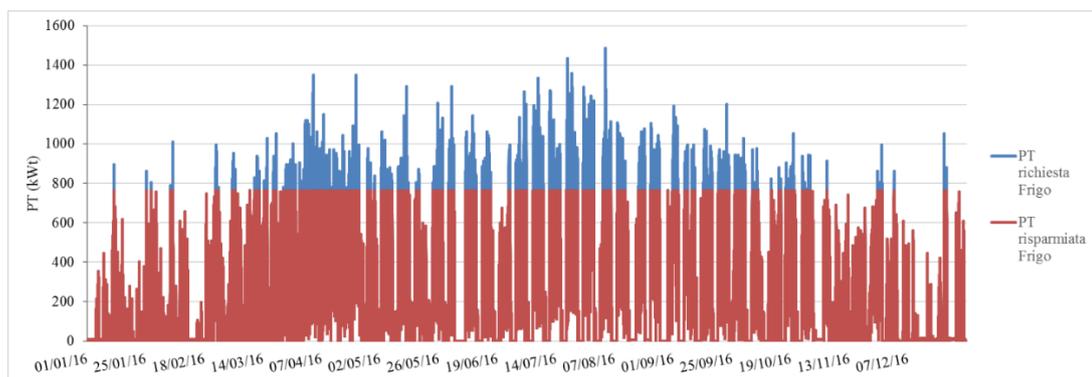


Figura 4.9 Quota di potenza termica frigo coperta dall'assorbitore Century AR-D170L2

In termini di energia la quota frigo soddisfatta dall'assorbitore risulta pari a $2208,423 \text{ MWht}$ mentre la quota da integrare risulta pari a $72,879 \text{ MWht}$.

La figura 4.10 riporta la quota di potenza termica coperta dall'assorbitore "Broad BDH 30" (colore rosso) e la restata quota da integrare con l'impianto frigo (colore blu).

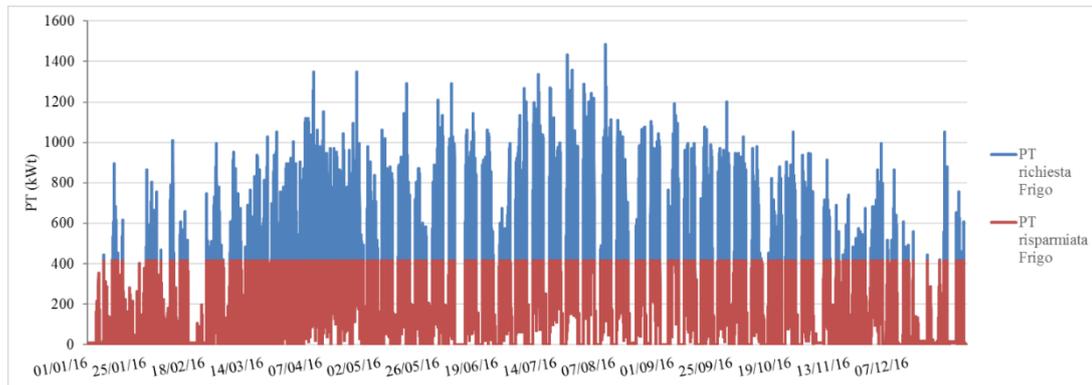


Figura 4.10 Quota di potenza termica frigo coperta dall'assorbitore Broad BDH 30

Dai calcoli risulta che la quota di energia frigo soddisfatta dall'assorbitore è pari a 1684,088 *MWht* mentre la quota da integrare risulta pari a 597,214 *MWht*.

Data la presenza di una quota di energia frigo da integrare è necessario accoppiare all'utilizzo dell'assorbitore una o più macchine frigo. Dai calcoli eseguiti si evince che:

- per l'assorbitore "Century AR-D170L2" è sufficiente l'utilizzo della sola macchina frigo "MTA Phoenix Plus PNP 265 HE (a doppio stadio con resa frigorifera di 618 kW)", attualmente in uso nello stabilimento.
- per l'assorbitore "Broad BDH 30" è necessario l'utilizzo delle due macchine frigo "MTA Phoenix Plus PNP 265 HE" e "MTA Phoenix Plus PNP 180 HE (a singolo stadio con resa frigorifera di 391 kW)" anche questa attualmente in uso nello stabilimento. Nel dettaglio la macchina "MTA Phoenix Plus PNP 180 HE" entrerebbe in funzione solamente nei mesi estivi quando la richiesta frigo è maggiore e l'impianto free cooling non è in funzione.

In entrambi i casi con l'utilizzo dell'assorbitore non sarebbe più necessario l'utilizzo della macchina frigo "MTA Phoenix Plus PNP 180 N" che ha una resa frigorifera di 356 kW.

4.3 Calcolo risparmio energia termica effettivo

Il risparmio di energia termica effettivo per l'impianto frigo è calcolato considerando il funzionamento del recuperatore e l'energia termica fornita dall'assorbitore. La condizione utilizzata è la seguente:

- se $ET_{assorbitore} \leq ET_{recuperata}$ allora il risparmio è $ET_{assorbitore}$;
- se $ET_{assorbitore} > ET_{recuperata}$ allora il risparmio è $ET_{recuperata}$.

Se non si ha energia recuperata il risparmio è nullo.

Con questa condizioni il risparmio effettivo si energia termica risulta per l'impianto frigo è:

- 2131,951 *MWht* con l'assorbitore Century AR-D170L2;
- 1630,986 *MWht* con l'assorbitore Broad BDH 30.

I valori sono lievemente inferiori a quelli stimati valutando le potenze, in ogni caso si è verificato che la differenza non è tale da compromettere i risultati esplicitati nel paragrafo 4.2.

I calcoli sono fatti giornalmente ipotizzando un accumulo di energia termica limitato alle 24 ore.

Per calcolare invece, la domanda di energia termica della CT1 (cioè il risparmio delle caldaie) che viene soddisfatta dall'impianto di recupero, si sottrae dall'energia termica recuperata la quota prelevata dall'assorbitore.

Nel dettaglio, tale risparmio delle caldaie è calcolato imponendo la seguente condizione:

Caso 3. se $ET_{disponibile} \geq ET_{CT1}$ allora il risparmio è pari alla ET_{CT1} ;

Caso 4. se $ET_{disponibile} < ET_{CT1}$ allora il risparmio è pari alla $ET_{disponibile}$

dove $ET_{disponibile} = ET_{recuperata} - ET_{assorbitore}$.

Il risparmio di energia termica per le caldaie è:

- 924,303 *MWh*t in caso di utilizzo dell'assorbitore Century AR-D170L2;
- 942,467 *MWh*t in caso di utilizzo dell'assorbitore Broad BDH 30.

Tale risparmio riesce quindi a coprire una buona fetta del fabbisogno di energia termica per la "CT1" che si ricorda essere di 1234,594 *MWh*t.

La parte di energia termica disponibile che eccede la domanda delle caldaie rappresenta una quota di energia termica non utilizzata. Tale quota è 605,784 *MWh*t per l'impianto realizzato con il Century AR-D170L2 e 1088,584 *MWh*t per l'impianto realizzato con il Broad BDH 30.

L'energia termica non utilizzata potrebbe essere adoperata sia per soddisfare parte della domanda relativa alla centrale termica "CT2", tenendo conto di eventuali perdite nel trasferimento dell'acqua calda da un capannone all'altro, sia come acqua sanitaria per lo stabilimento.

I valori di energia termica risparmiata nell'impianto frigo e nella centrale termica possono essere tradotti in risparmio di energia elettrica e di gas naturale.

Il risparmio di gas naturale è stato calcolato come:

$$GN_{CT1_risp} = \frac{ET_{CT1_risp}}{H_i \cdot \eta_B} \quad (4.2)$$

dove:

- $H_i = 9,59 \text{ kWh/Sm}^3$;
- $\eta_B = 0,98$ rappresenta il rendimento delle caldaie;
- ET_{CT1_risp} rappresenta il valore di energia termica risparmiata nella "CT1" a seconda dell'assorbitore scelto.

Applicando la formula (4.2) si ottiene il gas risparmiato con il Century AR-D170L2:

$$GN_{CT1_risp} = \frac{924,303}{9,59 \cdot 0,98} \cdot 1000 = 98.348,970 \text{ Sm}^3$$

Mentre il gas risparmiato con il Broad BDH 30 risulta:

$$GN_{CT1_risp} = \frac{942,467}{9,59 \cdot 0,98} \cdot 1000 = 100.281,709 \text{ Sm}^3$$

Riguardo invece al risparmio di energia elettrica dell'impianto frigo, esso è stato calcolato come:

$$EE_{frigo_risp} = \frac{ET_{frigo_risp} \cdot COP_{assorbitore}}{COP_{frigo}} \quad (4.3)$$

dove:

- $COP_{assorbitore} = 0,73$;
- $COP_{frigo} = 3,299$;
- ET_{frigo_risp} rappresenta il valore di energia termica risparmiata nell'impianto frigo a seconda dell'assorbitore scelto.

Applicando la formula (4.3) si ricava il risparmio di energia elettrica dell'impianto frigo ottenuto con il Century AR-D170L2:

$$EE_{frigo_risp} = \frac{2131,951 \cdot 0,73}{3,299} = 471,623 \text{ MWh}$$

Allo stesso modo si ottiene il risparmio di energia elettrica dell'impianto frigo ottenuto con il Broad BDH 30:

$$EE_{frigo_risp} = \frac{1630,986 \cdot 0,73}{3,299} = 360,801 \text{ MWh}$$

Tale valore di energia elettrica risparmiata è stato inoltre diviso per fasce orarie. Per fare questo si sono utilizzate come riferimento le percentuali di energia consumata dall'impianto frigo, rappresentate nella tabella 4.2:

Tabella 4.2 Energia elettrica frigo richiesta per fasce

F1	F2	F3	Totale	
243,7279	124,7634	141,4597	509,951	MWh
48%	24%	28%		

Moltiplicando il valore di energia elettrica risparmiata dagli assorbitori EE_{frigo_risp} per le percentuali in ciascuna fascia (tabella 4.2) si ottiene l'energia risparmiata per singola fascia come mostra la tabella 4.3:

Tabella 4.3 Energia elettrica frigo risparmiata per fasce

	$EE_{frigo_risp}^{F1} (MWh)$	$EE_{frigo_risp}^{F2} (MWh)$	$EE_{frigo_risp}^{F3} (MWh)$
Century AR-D170L2	225,409	115,386	130,827
Broad BDH 30	172,442	88,272	100,085

4.4 Calcolo TEE

L'impianto appena descritto permette di recuperare del calore utile dai forni, che altrimenti andrebbe perso. In questo modo producendo acqua calda si è risparmiato sul consumo di gas naturale e producendo acqua fredda si è risparmiato anche sul consumo di energia elettrica necessaria ad alimentare l'impianto frigo.

Questo risparmio può essere quantificato in tep in modo da ottenere dei titoli di efficienza energetica. I valori di conversione usati per il calcolo dei tep sono $1 MWh = 0.187 tep$ per quanto riguarda l'energia elettrica e $1000 Nm^3 = 0,8 tep$ per quanto riguarda il gas naturale.

Dopo aver ricavato il valore dei tep risparmiati è possibile calcolare i titoli di efficienza energetica spettanti all'azienda, utilizzando la seguente formula:

$$TEE = \tau \cdot a \cdot tep$$

dove:

- τ è il coefficiente di durabilità (che tiene conto della vita utile U e tecnica T dell'impianto), per interventi nei settori industriali risulta $\tau = 3,36$;
- a rappresenta il coefficiente di addizionalità, che tiene conto delle possibili dinamiche di mercato che faranno diminuire negli anni futuri i risparmi a causa dell'evoluzione tecnologica, normativa e di mercato. Esso è stato assunto pari al 100%.

La tabella 4.4 riporta i TEE ottenuti per ciascun impianto.

Tabella 4.4 Titoli di efficienza energetica ottenibili

	Tep risparmiati frigo	Tep risparmiati caldaie	Tep totali risparmiati	TEE (tep)
Century AR-D170L2	88,193	83,006	171,20	575
Broad BDH 30	67,469	84,637	152,10	511

4.5 Dimensionamento scambiatore alternativo

Non conoscendo l'effettiva integrità degli scambiatori presenti all'interno delle Lithoman, si è proceduto al dimensionamento di un nuovo scambiatore che l'azienda potrebbe valutare come soluzione alternativa. Di seguito si riporta brevemente il calcolo dei parametri, ricavati usando il metodo $\varepsilon - NTU$ (Number of Transfer Units) necessari per la realizzazione del nuovo scambiatore.

Per la Lithoman 3 si ottengono i seguenti risultati.

Inizialmente si ricava C_c (W/K) che rappresenta la capacità termica dei fumi calcolata come prodotto tra portata massica e il loro calore specifico. Nel dettaglio si ha:

$$C_c = c_{p_{fumi}} \cdot \dot{m}_{fumi} = 1,100 \text{ (KJ/Kg} \cdot \text{°C)} \cdot \frac{7674,828}{3600} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{s}} \right) = 2345,086 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$

È possibile, quindi, ricavare la potenza termica globale:

$$W_t = C_c \cdot \Delta t = 2345,086 \cdot (338,7 - 130) = 489419,52 \text{ W}$$

La potenza termica massima scambiabile è calcolata utilizzando il massimo salto termico tra le temperature dei fumi e dell'acqua:

$$W_{t,max} = C_{min} \cdot (T_{c,e} - T_{f,e}) = 2345,08638 \cdot (338,7 - 90) = 583222,982 \text{ W}$$

dove

- C_{min} (W/K) è la capacità minima tra quella del fluido caldo e freddo;
- $T_{c,e}$ ($^{\circ}C$) è la temperatura dei fumi in ingresso;
- $T_{f,e}$ ($^{\circ}C$) è la temperatura dell'acqua in ingresso al recuperatore.

L'efficienza dello scambiatore è:

$$\varepsilon = \frac{W_t}{W_{t,max}} = \frac{489419,520}{583222,982} = 0,84$$

Una volta ricavata l'efficienza del recuperatore si può ricavare il numero di unità di scambio termico NTU come:

$$NTU = -\ln(1 - \varepsilon) = -\ln(1 - 0,84) = 1,83$$

Tramite il NTU è possibile ricavare la superficie dello scambiatore.

$$NTU = \frac{u \cdot A}{C_{min}}$$
$$A = \frac{NTU \cdot C_{min}}{u} \text{ (m}^2\text{)}$$

con u coefficiente di scambio termico globale.

Applicando i valori di NTU e C_{min} e impostando il coefficiente di scambio termico globale più opportuno, è possibile ricavare la superficie di scambio termico del recuperatore.

Ad esempio, con un valore $u = 300 \frac{W}{m^2 \cdot K}$ la superficie di scambio termico risulta $A = 14,284 m^2$.

Per la Lithoman 4 i valori ottenuti sono:

$$W_t = C_c \cdot \Delta t = 2345,086 \cdot (311,4 - 130) = 425398,669 W$$

$$W_{t,max} = C_{min} \cdot (T_{c,e} - T_{f,e}) = 2345,08638 \cdot (311,4 - 94) = 509821,779 W$$

$$\varepsilon = \frac{W_t}{W_{t,max}} = \frac{425398,669}{509821,779} = 0,83$$

$$NTU = -\ln(1 - \varepsilon) = -\ln(1 - 0,83) = 1,79$$

Per un valore $u = 300 \frac{W}{m^2 \cdot K}$ la superficie di scambio termico ottenuta è $A = 14,056 m^2$.

Per quanto riguarda invece gli assorbitori si riporta di seguito un confronto tra le dimensioni in termini di spazio occupato dagli assorbitori di entrambi i progetti (tabella 4.5).

Tabella 4.5 Dimensioni assorbitori

	Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Altezza (m)
Broad BDH 30 (Figura 4.11)	3,580	0,950	2,090
Century AR-D170L2 (Figura 4.12)	4,692	2,097	2,058



Figura 4.11 Assorbitore Broad BDH 30



Figura 4.12 Assorbitore Century AR-D150L2

4.6 Osservazioni finali

Valutando tutti i risultati ottenuti in termini di energia termica recuperata e conseguentemente risparmiata nell'utilizzo dei frigo e della centrale termica CT1, si ritiene opportuno precisare che l'impianto di recupero di calore più efficiente è quello dimensionato con l'assorbitore Century AR-D170L2.

Anche se per quanto riguarda il risparmio delle caldaie si è visto che il Broad BDH 30 permette di ottenere risultati lievemente superiori, il risparmio frigo per questo impianto è nettamente inferiore al Century AR-D170L2, che risulta quindi la scelta migliore.

Il risparmio maggiore si ripercuote come visto in un più elevato numero di titoli di efficienza energetica ottenibili, che incrementeranno ancora di più i ricavi monetari come si vedrà nello specifico nell'analisi economica.

5 Dimensionamento impianti di cogenerazione

Questo capitolo espone lo studio effettuato per il dimensionamento di un impianto, inizialmente di tipo cogenerativo e successivamente trigenerativo.

La cogenerazione consiste in pratica nella produzione contemporanea, tramite un unico impianto, di energia meccanica/elettrica e calore.

Per quanto riguarda invece la trigenerazione, oltre alla produzione di energia meccanica/elettrica e calore viene anche prodotta energia frigorifera; questo tramite un impianto frigorifero ad assorbimento di calore collegato al cogeneratore. Tale energia frigo andrà a sostituire in parte l'energia frigorifera prodotta dagli impianti a compressione presenti nello stabilimento.

Gli scopi della cogenerazione in generale sono quelli della salvaguardia dell'ambiente (tramite riduzione dell'emissione di inquinanti), del risparmio energetico (tramite riduzione dei consumi di materie prime energetiche) e ricavo economico (tramite risparmio e vendita di energia, e incentivi)

Alla base del funzionamento di un impianto di cogenerazione e trigenerazione vi è uno o più motori, nei casi trattati l'alimentazione degli stessi sarà il gas naturale.

Dai calcoli effettuati è emerso che l'ordine di potenza necessaria per gli impianti è inferiore ai 10 MW (piccoli impianti), di conseguenza si è ritenuto opportuno utilizzare, per il dimensionamento, motori alternativi a combustione interna i quali presentano, per questo ordine di potenza, rendimenti elettrici migliori. Inoltre con questo tipo di motore è possibile ottenere un rapporto di cogenerazione (energia termica/energia elettrica) circa unitario.

Per evitare perdite di trasmissione l'impianto cogenerativo deve essere necessariamente ubicato nelle vicinanze dell'utilizzatore termico.

Per sfruttare tutta l'energia prodotta (massimizzare l'efficienza e la convenienza economica), si è ritenuto opportuno basare il dimensionamento degli impianti sulla richiesta di potenza termica, non essendo possibile né la cessione né immagazzinamento per lunghi periodi della stessa.

Nell'azienda, oggetto dello studio, per quanto riguarda la cogenerazione, l'esigenza di energia termica è limitata dalla richiesta delle centrali termiche (cioè il fabbisogno di calore per il riscaldamento).

Per quanto riguarda, invece, la trigenerazione alla richiesta delle centrali termiche si somma quella delle macchine frigorifere (cioè il fabbisogno di frigorie per i macchinari e per il raffrescamento).

In particolare dai profili di potenza termica analizzati nel *capitolo 2* è possibile, passando dalla distribuzione delle frequenze, ricavare i diagrammi di distribuzione cumulativi o *cumulate potenza termica-ore*.

Partendo dalla condizione di non superare il limite dato dalle cumulate di potenza termica, si sono realizzati vari scenari di progetto. Sempre seguendo il criterio di massimizzazione dell'efficienza, si sono scelte unità cogenerative in grado di fornire la massima potenza termica possibile e per il maggior numero di ore.

Gli scenari di progetto comprendono sia singole unità di cogenerazione sia più unità collegate insieme, sfruttando in questo caso il principio di modularità. Seguendo questo principio si ottiene, in particolare, una maggiore adattabilità del sistema di generazione alla domanda di calore.

Si riportano di seguito le varie tipologie di impianto analizzate.

5.1 Cogeneratore per CT1

Questo primo tipo di impianto cogenerativo sarà dimensionato in modo da soddisfare la richiesta termica derivante dalla sola centrale ubicata nel nuovo capannone (CT1).

Partendo dal profilo di potenza, con campioni orari, si è ricavata la distribuzione delle frequenze. Le formule (5.1) e (5.2) permettono di definire rispettivamente il numero (k) e l'ampiezza (a) delle classi di frequenza.

$$k \cong \sqrt{n} \quad (5.1)$$

$$a = \frac{\max(PT) - \min(PT)}{k} \quad (5.2)$$

dove "n" e "PT" sono rispettivamente il numero e il valore (in kWt) dei dati di potenza analizzati.

Ottenuta la frequenza con cui i campioni cadono all'interno di ogni singola classe, si procede a cumulare le varie frequenze ottenendo così la cumulata di potenza termica. L'area sottesa alla cumulata rappresenta la richiesta di energia che l'impianto deve cercare di soddisfare.

Adoperando lo stesso procedimento si è ricavata anche la cumulata riferita ai consumi elettrici totali dello stabilimento. La figura 5.1 riporta il confronto tra le due cumulate, si nota come le potenze elettriche presentino valori nettamente superiori rispetto a quelle termiche, queste ultime però sono riferite alla sola CT1.

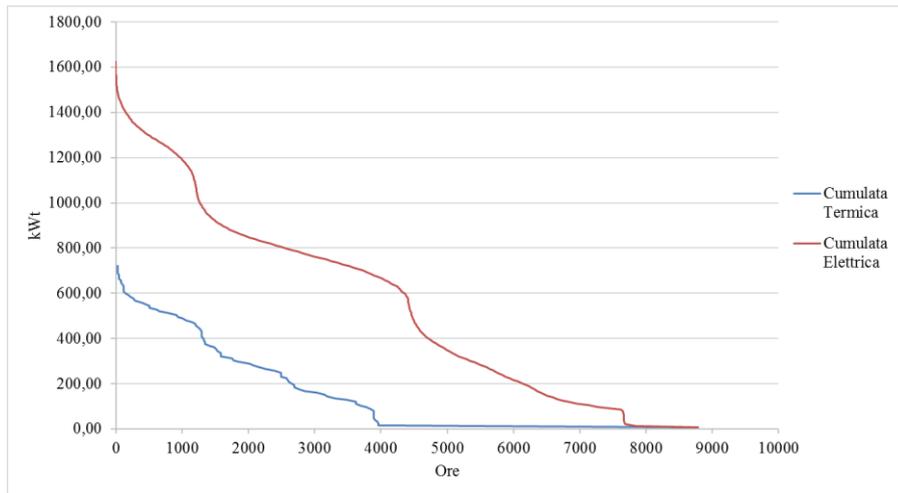


Figura 5.1 Confronto tra cumulata termica ed elettrica

Partendo dalla cumulata termica si è passati al dimensionamento, inizialmente considerando una singola unità cogenerativa. Tra le varie prove effettuate si analizza la soluzione che adopera un motore Tedom Cento T100, la tabella 5.1 riporta i parametri riguardanti il motore:

Tabella 5.1 Parametri motore

Tedom Cento T100				
PE Generata (kWe)	PT Generata (kWt)	PT Consumata (kWt)	η_E	η_Q
104	142	282	0,36879	0,50355

I rendimenti elettrico η_E e termico η_Q , sono ricavati rispettivamente dal rapporto tra la potenza elettrica e termica fornita dal motore (PE e PT Generata) fratto la potenza termica introdotta nello stesso tramite il combustibile (PT Consumata).

La figura 5.2 riporta il grado di copertura di potenza termica (riquadro in rosso) raggiunto dall'impianto cogenerativo adoperato. In corrispondenza all'asse x si osservano le ore di funzionamento, il cui valore, nel dettaglio 3168, è confermato dai calcoli puntuali.

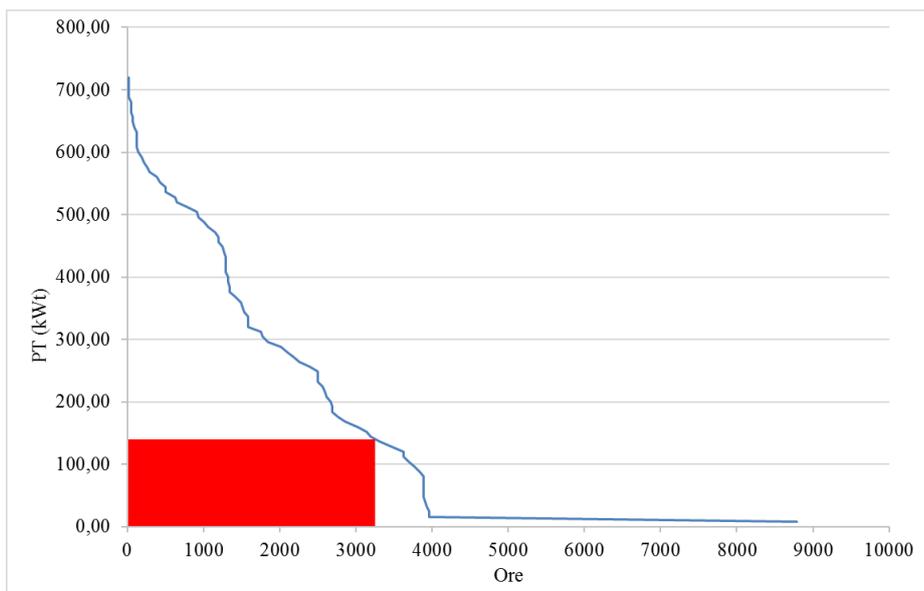


Figura 5.2 Grado di copertura domanda termica CT1 (con Tedom Cento T100)

Nel dettaglio, i calcoli effettuati sono basati sulla formula (5.3) che partendo dal fabbisogno termico orario indica l'attivazione (ON) o lo spegnimento (OFF) del motore "M" dell'impianto.

- se $PT_{CT1} > PT_M$ allora (M = ON) altrimenti (M = OFF) (5.3)

dove la sigla "PT" sta per potenza termica.

La figura 5.3 mostra nel dettaglio il funzionamento.

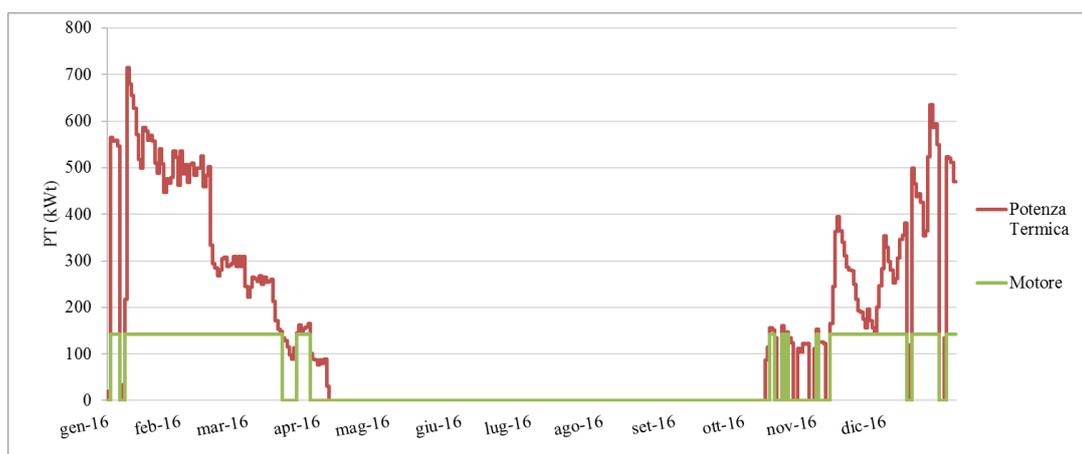


Figura 5.3 Funzionamento impianto

Dai dati sul funzionamento è possibile ricavare l'energia termica prodotta dall'impianto tramite la formula (5.4).

$$ET_{Generata} = PT_M \cdot H_{Funz.} \quad (5.4)$$

Dove:

- PT_M è la potenza termica fornita dal motore
- $H_{Funz.}$ è il numero di ore di attivazione del motore

In particolare, su un totale di energia termica di 1234,59 MWht richiesta dalla CT1, l'impianto riesce a coprirne più di un terzo ($ET_{Generata} = 449,86$ MWht).

Con le ipotesi fatte, è evidente che tutta l'energia termica prodotta viene sfruttata, lo stesso non si può dire per l'energia elettrica. Infatti può capitare che, in determinate fasce orarie, il motore sia acceso ma vi sia una ridotta o addirittura nulla richiesta di potenza elettrica. Sarà necessario in questi casi immettere in rete l'esubero di energia, tale quantità indicata come EE_{Ceduta} si ricava partendo dai valori di potenza elettrica oraria richiesta dallo stabilimento (riportati nel capitolo 2). Analogamente sono presenti degli intervalli di tempo in cui la domanda di potenza è superiore alla produzione ed è quindi necessario importare energia elettrica dalla rete, tale contributo è indicato come $EE_{Importata}$.

Il ragionamento parte dai valori di potenza ed è riassunto nelle formule di seguito riportate.

- Caso 1. se $PE_{Richiesta} \leq PE_M$ allora
- $PE_{Ceduta} = PE_M - PE_{Richiesta}$
 - $PE_{Importata} = 0$

- Caso 2. se $PE_{Richiesta} > PE_M$ allora
- $PE_{Ceduta} = 0$
 - $PE_{Importata} = PE_{Richiesta} - PE_M$

dove la sigla "PE" sta per potenza elettrica.

Poiché si sta ragionando in termini orari, le potenze coincidono con le energie. Cumulando quindi i valori ottenuti per ogni singola ora, si ricavano le energie totali: EE_M (o $EE_{Generata}$), $EE_{Importata}$, EE_{Ceduta} .

A questi contributi si aggiunge anche quello dell'energia che viene autoconsumata, ricavata tramite la formula seguente:

$$EE_{Autocons.} = EE_M - EE_{Ceduta}$$

Nella tabella 5.2 sono riassunti tutti i contributi di energia; separati in base alla fascia oraria di consumo (F1, F2, F3).

Tabella 5.2 Contributi di EE per fasce

	F1	F2	F3	TOTALE	
EE Richiesta	2055,00	1122,24	1574,33	4751,56	MWh
	43,25%	23,62%	33,13%		
EE Generata	106,39	79,98	143,10	329,47	MWh
EE Importata	1948,61	1045,72	1445,14	4439,48	MWh
EE Ceduta	0,00	3,47	13,92	17,38	MWh
EE Autocons.	106,39	76,51	129,18	312,09	MWh

Partendo dai valori di $EE_{Generata}$ è possibile, tramite i rendimenti del cogeneratore calcolare, come verifica rispetto alla formula (5.4), la corrispettiva quantità di energia termica generata.

$$ET_{Generata} = \frac{EE_{Generata} \cdot \eta_Q}{\eta_E}$$

Dal valore di $ET_{Generata}$ utilizzando il rendimento termico del cogeneratore e il potere calorifico inferiore del gas naturale $H_i = 9,59 \frac{kWh}{Sm^3}$ si ricava il volume di combustibile consumato dal cogeneratore tramite la formula seguente:

$$GN_{Cons.} = \frac{ET_{Generata}}{\eta_Q \cdot H_i}$$

Inoltre è possibile ricavare anche il gas naturale risparmiato nelle caldaie grazie alla produzione di energia termica dal cogeneratore, tramite la formula (5.5) che include il rendimento delle caldaie presenti nello stabilimento che risulta $\eta_B = 0,98$.

$$GN_{Risp.} = \frac{ET_{Generata}}{\eta_B \cdot H_i} \quad (5.5)$$

Per l'impianto in questione il gas naturale risparmiato nelle caldaie è pari a 47866,19 Sm^3

In figura 5.4 mostra lo schema riassuntivo dell'impianto che riporta anche il valore di GN consumato dallo stesso.

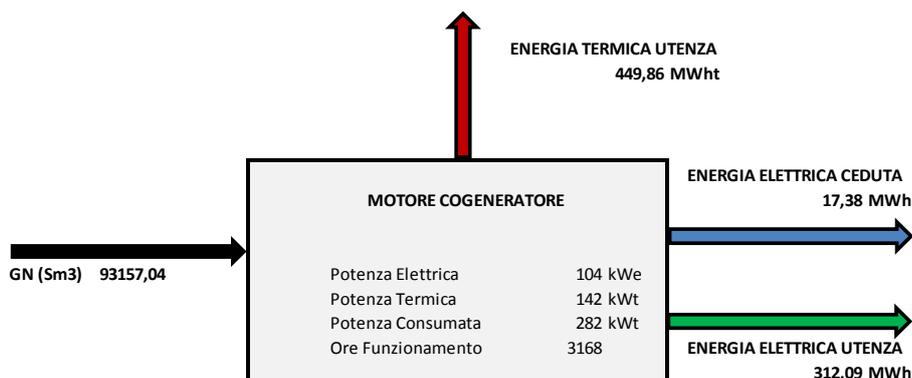


Figura 5.4 Schema unità cogenerativa

Per valutare l'efficienza dell'impianto cogenerativo da dimensionare si adoperano dei parametri che prendono il nome di indici caratteristici.

Un primo indice da prendere in considerazione è il *Rapporto di cogenerazione*:

$$\lambda = \frac{H}{E}$$

dove:

- $H = ET_{Generata}$
- $E = EE_{Generata}$

Questo rapporto caratterizza l'impianto di cogenerazione stesso.

L'inverso del rapporto di cogenerazione è l'*Indice elettrico*:

$$k = \frac{1}{\lambda}$$

In riferimento ai consumi si definisce anche l'*Indice di utilizzazione del combustibile* calcolato tramite la formula (5.6), il quale indica l'efficienza del processo fornendo il rapporto tra energia conservata, al termine del processo, ed energia immessa.

$$IU = \frac{E + H}{F} = \eta_E + \eta_H \quad (5.6)$$

dove:

- F è il combustibile necessario per la produzione combinata di E e H .

Infine un altro indice molto importante per la valutazione delle prestazioni di un impianto cogenerativo, in termini di energia che è possibile risparmiare, è l'*Indice di risparmio energetico* ricavabile tramite la formula (5.7).

$$IRE = \frac{\Delta F}{F_S} = 1 - \frac{F}{F_S} \quad (5.7)$$

dove:

- $\Delta F = F_S - F$ è il risparmio di combustibile;
- $F_S = \frac{E}{\eta_{E_S}} + \frac{H}{\eta_{H_S}}$ è il combustibile necessario per la produzione separata di E ed H .

I valori dei rendimenti da produzione separata sono definiti convenzionalmente per l'Italia. In particolare per quanto riguarda il rendimento elettrico esso è ricavato come rendimento medio ottenuto dai produttori nazionali e si attesta a oggi al valore di 0,46. Il rendimento termico è, invece, definito a un valore di 0,90 dalla normativa più recente

riguardo i generatori di calore (nel caso di produzione di vapore/acqua calda). La tabella 5.3 mostra i valori degli indici adoperando il motore Tedom Cento T100.

Tabella 5.3 Indici caratteristici impianto

INDICI			
H	449,86	nH	0,50355
E	329,47	nE	0,36879
F	893,38	IU	0,87234
Fs	1216,08	IRE	0,26537
λ	1,36538		
k	0,73239		

Per l'accesso al regime di sostegno, con incentivi economici dati dall'ottenimento di titoli di efficienza energetica, è necessario che l'impianto cogenerativo rispetti le *linee guida stabilite dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011*. Gli impianti che soddisfano i requisiti della normativa sono riconosciuti come un'unità cogenerativa ad alto rendimento (CAR) e tutta l'energia elettrica che producono è considerata in regime di cogenerazione.

Di seguito si riportano alcune grandezze e i valori che devono assumere per permettere di qualificare un'unità di cogenerazione come unità CAR:

1. Il rendimento globale

$$\eta_{\text{globale}} = \frac{E + H_{\text{chp}}}{F} \quad (5.8)$$

Dove:

- E = Energia elettrica prodotta;
- H_{chp} = Energia termica utile, cogenerata ed effettivamente utilizzata (combined heat and power). Negli impianti che si andranno a dimensionare verrà sfruttata tutta l'energia termica $\rightarrow H_{\text{chp}} = H$ (quindi si noterà che $\eta_{\text{globale}} = IU$);
- F = Energia termica immessa nell'unità.

Per la tipologia di motori adoperati negli impianti da analizzare, cioè a combustione interna, perché si abbia il riconoscimento CAR è necessario che:

$$\eta_{\text{globale}} \geq 0,75$$

Qualora tale condizione non fosse rispettata l'unità fisica dovrebbe essere scomposta in due macchine virtuali: l'una cogenerativa (CHP) e l'altra non cogenerativa (NON CHP). Non verranno calcolati gli indici relativi a tale situazione poiché non si verifica nei casi trattati.

In tabella 5.4 sono riportati i risultati che riguardano il caso analizzato. Si nota che il valore di η_{globale} permette il riconoscimento CAR.

Tabella 5.4 Rendimento globale impianto

E	329,47
H_{chp}	449,86
F	893,38
η_{Globale}	0,87234

2. Il *PES (Primary Energy Saving)* tale indice è riconducibile concettualmente all'indice IRE.

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{H_{CHP}}}{\eta_{H_{REF}}} + \frac{\eta_{E_{CHP}}}{\eta_{E_{REF}}}}\right) \cdot 100 \quad (5.9)$$

dove:

- $\eta_{H_{CHP}}$ e $\eta_{E_{CHP}}$ sono i rendimenti termico e elettrico della produzione mediante cogenerazione. Il primo definito come la quantità annua di calore utile (H_{CHP}) divisa per l'energia contenuta all'intero del combustibile che alimenta l'unità (F_{CHP}), mentre il secondo definito come energia elettrica annua da cogenerazione (E_{CHP}) divisa sempre per (F_{CHP});
- $\eta_{E_{REF}}$ è il rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

Per ricavarlo si parte dal valore riferito alla temperatura ambiente di 15°C per poi correggerlo di un fattore dipendente dalla temperatura media annuale della zona climatica in cui è installata l'unità di cogenerazione. Inoltre è necessaria un'ulteriore rettifica per tenere conto delle perdite sulla rete, questa si esegue effettuando una media ponderata del rendimento (corretto in precedenza) con pesi differenti per la quota di energia autoconsumata ed esportata; il valore dei pesi dipende dalla tensione di connessione alla rete dell'impianto. Nel caso in esame:

$$\eta_{E_{REF}} = (0,53 + 0,00369) \cdot (0,925 \cdot Autoc + 0,945 \cdot (1 - Autoc));$$

- $\eta_{H_{REF}}$ è il rendimento di riferimento per la produzione separata di calore. Questo valore è basato sul potere calorifico inferiore del combustibile utilizzato dal motore (nei casi analizzati è il gas naturale) e sulle condizioni ISO standard (temperatura ambientale di 15°C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60 %).

Per la tipologia di unità da analizzare, cioè di micro e di piccola cogenerazione (con potenza elettrica generata compresa tra 0 e 1MWh), è necessario perché si abbia il riconoscimento CAR che:

$$PES > 0$$

In definitiva, per ottenere la qualifica di CAR devono valere contemporaneamente entrambe le condizioni dei punti precedenti.

Le unità di cogenerazione hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfino i requisiti di CAR, al rilascio di certificati bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria (in MWh) realizzato nell'anno in questione, se positivo, calcolato come segue:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{E_{rif}}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{H_{rif}}} - F_{CHP} \quad (5.10)$$

dove:

- E_{CHP} e H_{CHP} sono l'energia elettrica e termica, espresse in MWh, prodotte in cogenerazione dall'unità durante l'anno considerato;
- $\eta_{E_{rif}}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46, corretto secondo il decreto in funzione della tensione di allacciamento. In tal caso però la percentuale di energia elettrica autoconsumata da tenere in conto è quella riferita alla produzione totale in regime di CAR (il termine a moltiplicare diventa quindi 1). Nel caso in esame:

$$\eta_{E_{rif}} = 0,46 \cdot 0,925 \cdot 1;$$
- $\eta_{H_{rif}}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano,
già visto in precedenza, pari a 0,90 nel caso di produzione di acqua calda;
- F_{CHP} è l'energia, espressa in MWh, del combustibile che l'unità ha consumato durante l'anno considerato per produrre in cogenerazione.

L'operatore la cui unità di cogenerazione sia riconosciuta come CAR in un dato anno ha diritto, per quell'anno, ad un numero di certificati bianchi o titoli di efficienza energetica pari a:

$$TEE = RISP \cdot 0,086 \cdot K \quad (5.11)$$

dove:

K è un coefficiente di armonizzazione. Nei casi trattati, avendo le unità sempre potenze inferiori a 1 MWe, K sarà pari a 1,4.

Tali titoli sono riconosciuti, per i tipi di impianti analizzati di seguito, per un periodo di dieci anni solari, a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità.

Un altro importante vantaggio dato dal riconoscimento di cogenerazione ad alto rendimento è quello di avere la priorità, rispetto all'energia prodotta mediante altri metodi, nella vendita sul mercato elettrico dell'elettricità prodotta che non viene autoconsumata.

La tabella 5.5 riassume tutti i rendimenti e gli indici calcolati relativamente alla normativa CAR per l'impianto con motore Tedom Cento T100 (eccetto η_{globale} il quale è già stato indicato).

Inoltre è riportato anche il costo per avviare la procedura di richiesta CAR pari a 250€ più l'1% del prodotto tra il numero di TEE annui ottenuti e il relativo costo di mercato ad oggi.

Tabella 5.5 Indici normativa CAR

Regione di installazione	Piemonte
Tensione di connessione [kV]	22
Autoconsumo [%]	0,94723
Immissione in rete [%]	0,05277
Combustibile	Gas naturale
Destinazione energia termica	Produzione acqua calda e fredda
Ref En valore base (GN dal 2016)	0,53000
Fattore correzione temperatura (Zona climatica A)	0,00369
CORREZIONE TEMPERATURA	0,53369
Ref En risultante (correzione di tensione)	0,49423
η_{Eref}	0,49423
η_{Href}	90,00%
η_{Erif} (corretto secondo il DM 5 settembre 2011)	0,42550
chph	0,50355
chpe	0,36879
PES	23,41278
Produzione separata	1274,15727 MWh/anno
RISP	380,78127 MWh/anno
Potenza in regime di CAR	0,10400 MW/anno
K	1,4
TEE	45 Tep
pTEE	282 €/TEP
Costo Riconoscimento CAR	376,90000 €

La conferma della possibilità di poter ottenere il riconoscimento CAR è data dal valore del PES positivo.

5.1.1 Cogeneratore per CT1 con doppio motore.

Questo tipo di impianto cogenerativo, come il precedente, sarà dimensionato sulla base della richiesta termica derivante della sola CT1, con la differenza che invece di una singola unità cogenerativa verranno utilizzate due unità distinte, sfruttando il principio della modularità.

I motori adoperati sono in particolare il Tedom Cento M70 e il Micro T50, in tabella 5.6 sono indicate le caratteristiche dei due motori.

Tabella 5.6 Parametri motori

Tedom Cento M70				
PE Generata (kWe)	PT Generata (kWt)	PT Consumata (kWt)	η_E	η_Q
70	109	204	0,34314	0,53431
Tedom Micro T50				
PE Generata (kWe)	PT Generata (kWt)	PT Consumata (kWt)	η_E	η_Q
48	91	148	1,00000	1,00000

Questa configurazione permette un maggior soddisfacimento del fabbisogno termico come si nota dalla figura 5.5, nella quale, il “riquadro in rosso” rappresenta la porzione di energia termica coperta dal motore principale mentre il “riquadro in giallo” rappresenta la porzione di energia che invece è soddisfatta dal motore secondario. Il valore di ascissa raggiunto dai due rettangoli corrisponde al numero di ore di funzionamento dei due motori.

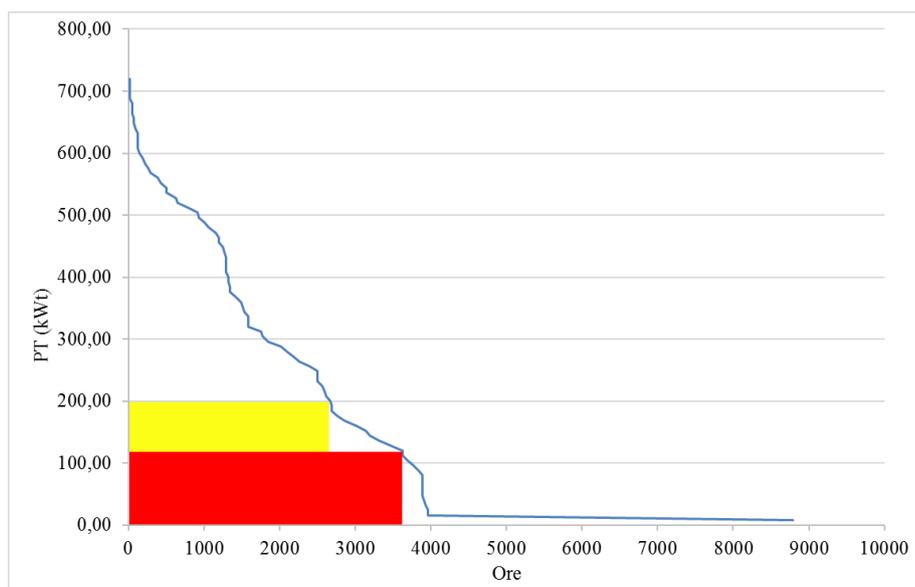


Figura 5.5 Grado di copertura domanda termica CT1 (con Tedom Cento M70 e Micro T50)

I calcoli puntuali per definire il funzionamento dell'impianto sono basati sul fabbisogno termico orario. La formula (5.12) indica l'attivazione (ON) o lo spegnimento (OFF) del motore principale "M1" dell'impianto, mentre la formula (5.13) fornisce le stesse informazioni riferite però al secondo motore "M2".

$$\text{se } PT_{CT1} > PT_{M1} \text{ allora } M1 = \text{ON altrimenti } M1 = \text{OFF} \quad (5.12)$$

$$\text{se } PT_{CT1} > (PT_{M1} + PT_{M2}) \text{ allora } M2 = \text{ON altrimenti } M2 = \text{OFF} \quad (5.13)$$

dove la sigla "PT" sta per potenza termica.

Il motore principale, che funziona per il maggior numero di ore (3624) è il Tedom Cento M70, mentre l'altro motore fa da supporto al primo, lavorando per un numero di ore pari a 2616. La figura 5.6 mostra in dettaglio il funzionamento dell'impianto, evidenziando i periodi di attivazione dei due motori, nell'anno di riferimento.

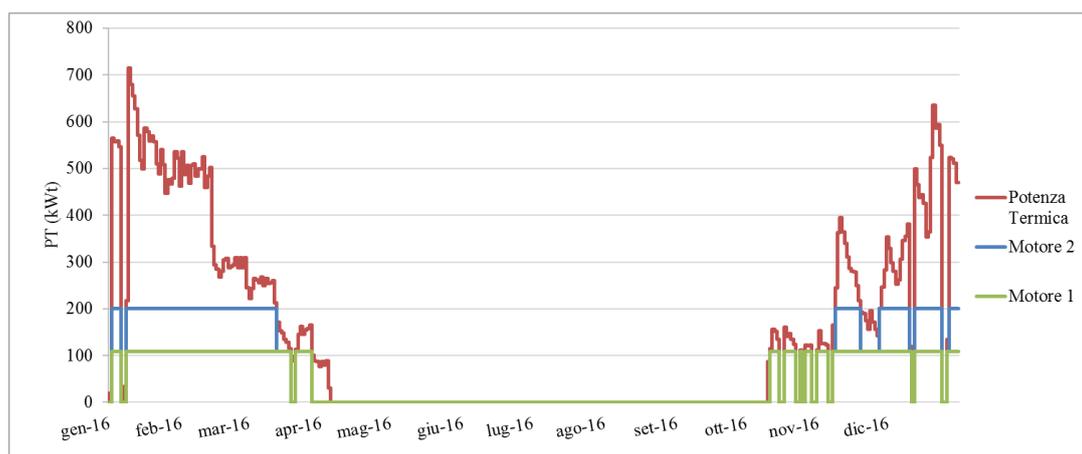


Figura 5.6 Funzionamento impianto

Per ricavare l'energia termica generata dall'impianto ($ET_{Generata}$) si sommano i prodotti tra i valori di potenza termica fornita dai motori PT_{M1} e PT_{M2} per i corrispettivi numeri di ore di attivazione degli stessi, applicando cioè la formula (5.4).

Si è ricavato che su un totale di energia termica di 1234,59 MWht richiesta dalla CT1, l'impianto riesce a coprirne quasi la metà (633,07 MWht), molto di più rispetto alla configurazione precedente che arrivava a circa un terzo della domanda. Come conseguenza anche il risparmio di gas delle caldaie, calcolato con la formula (5.5), è aumentato passando da 47866 a 67361 Sm³.

Le formule (5.14), (5.15) e (5.16) riassumono il ragionamento adottato per calcolare le energie importate dai due motori ($EE_{Importata1}$ e $EE_{Importata2}$) e quelle cedute ($EE_{Ceduta1}$ e $EE_{Ceduta2}$).

Caso 1. $M1 = \text{OFF}$ e $M2 = \text{OFF}$ (5.14)

$$\begin{aligned} PE_{M1} &= PE_{M2} = 0 \\ PE_{Ceduta1} &= PE_{Ceduta2} = 0 \\ PE_{Importata1} &= PE_{Richiesta} \text{ e } PE_{Importata2} = 0 \end{aligned}$$

Caso 2. $M1 = \text{ON}$ e $M2 = \text{OFF}$ (5.15)

- se $(PE_{Richiesta} \leq PE_{M1})$ allora
 - $PE_{Ceduta1} = PE_{M1} - PE_{Richiesta}$ e $PE_{Ceduta2} = 0$
 - $PE_{Importata1} = PE_{Importata2} = 0$
- se $(PE_{Richiesta} > PE_{M1})$ allora
 - $PE_{Ceduta1} = PE_{Ceduta2} = 0$
 - $PE_{Importata1} = PE_{Richiesta} - PE_{M1}$ e $PE_{Importata2} = 0$

Caso 3. $M1 = \text{ON}$ e $M2 = \text{ON}$ (5.16)

- se $(PE_{Richiesta} \leq PE_{M1})$ allora
 - $PE_{Ceduta1} = PE_{M1} - PE_{Richiesta}$ e $PE_{Ceduta2} = PE_{M2}$
 - $PE_{Importata1} = PE_{Importata2} = 0$
- se $(PE_{M1} < PE_{Richiesta} < PE_{M2})$ allora
 - $PE_{Ceduta1} = 0$ e $PE_{Ceduta2} = PE_{Richiesta} - PE_{M1} - PE_{M2}$
 - $PE_{Importata1} = 0$ e $PE_{Importata2} = 0$
- se $(PE_{Richiesta} > PE_{M1} + PE_{M2})$ allora
 - $PE_{Ceduta1} = PE_{Ceduta2} = 0$
 - $PE_{Importata1} = 0$ e $PE_{Importata2} = PE_{Richiesta} - (PE_{M1} + PE_{M2})$

Mediante il ragionamento descritto si è cercato, il più possibile, di equilibrare i contributi di energia ceduta e importata dei due motori.

L'energia autoconsumata è anche essa costituita dai contributi derivanti da ciascun motore calcolati tramite le formule (5.17) e (5.18).

$$EE_{Autocons.1} = EE_{M1} - EE_{Ceduta1} \quad (5.17)$$

$$EE_{Autocons.2} = EE_{M2} - EE_{Ceduta2} \quad (5.18)$$

Sommando per ogni singolo valore di energia (generata, importata, ceduta e autoconsumata) i contributi forniti da ciascun motore, cumulandoli poi per ogni ora, è possibile ricavare il totale delle energie per tutto l'anno di riferimento.

La tabella 5.7 riassume questi valori e mostra che anche dal punto di vista elettrico facendo un confronto di questo impianto con quello visto in precedenza, il quale adopera una sola unità cogenerativa, è possibile vedere i benefici della modularità.

Tabella 5.7 Confronto contributi di energia elettrica

	Impianto con singolo motore	Impianto con doppio motore	
EE Richiesta	4751,56	4751,56	MWh
EE Generata	329,47	379,25	MWh
EE Importata	4439,48	4395,49	MWh
EE Ceduta	17,38	23,17	MWh
EE Autocons.	312,09	356,08	MWh

I fattori che indicano il miglioramento sono la crescita dell'energia elettrica generata e di quella autoconsumata.

Gli schemi di figura 5.7 e 5.8 mostrano i risultati ottenuti per le singole unità di cogenerazione.

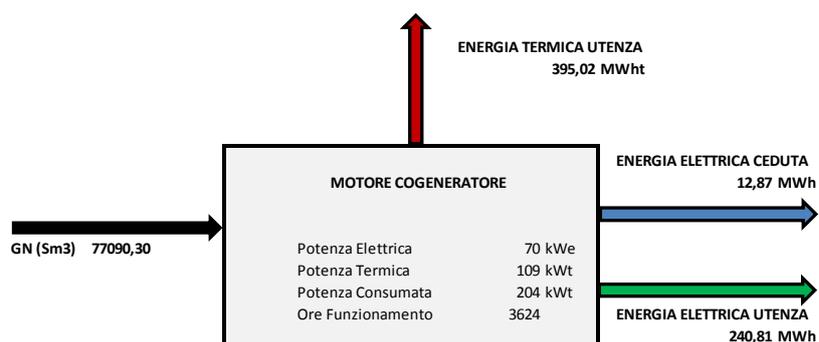


Figura 5.7 Schema unità cogenerativa principale

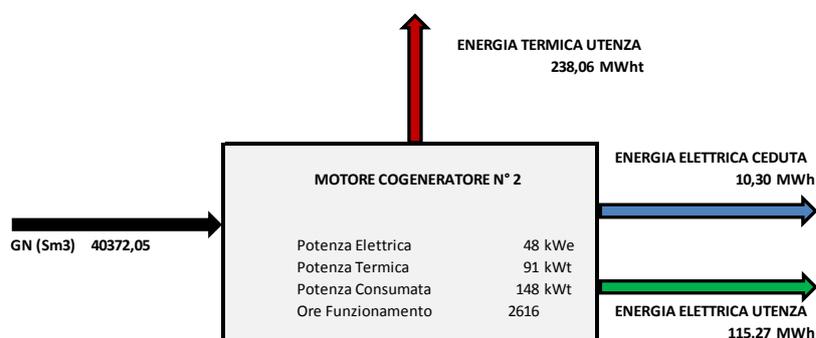


Figura 5.8 Schema unità cogenerativa secondaria

Gli indici di utilizzazione del combustibile (IU) e di risparmio energetico (IRE), calcolati rispettivamente con le formule (5.6) e (5.7), hanno dei valori ottimali per entrambe le unità.

I valori di η_{globale} , ricavati applicando la formula (5.8), sono rispettivamente di 0,8775 per il motore principale e 0,9392 per l'altro; quindi maggiori di 0,75. Inoltre, applicando la formula (5.9), si sono calcolati i valori di PES risultati per entrambi motori maggiori di zero, con valori di 22,3605 e 25,3171.

Dai risultati ottenuti si può quindi affermare che entrambe le unità cogenerative sono ad alto rendimento.

Applicando prima la formula (5.10) e poi la (5.11) a entrambe le unità si ottengono i TEE a cui l'azienda ha diritto per ciascuna di esse. Il totale di titoli ottenibili con questo progetto è di 55.

5.2 Cogeneratore per CT1 e CT2

Questa tipologia di impianti è dimensionata considerando come domanda termica la somma di quella della centrale termica CT1, vista nel capitolo precedente, più quella della centrale situata nel "vecchio capannone"; denominata CT2.

Partendo dai due profili di potenza termica delle centrali, si sono sommati i valori dei campioni orari così da ottenere il profilo di potenza totale. Da questo profilo si è successivamente ricavata la distribuzione delle frequenze adoperando le formule (5.1) e (5.2) per ottenere numero e ampiezza delle classi.

Dalla distribuzione di frequenza della potenza termica assorbita dai due capannoni si procede a cumulare le varie frequenze ottenendo così la cumulata di potenza termica totale la cui area sottesa rappresenta la quota energetica da soddisfare.

Sulla base della cumulata termica è stato possibile passare al dimensionamento, inizialmente della configurazione di impianti composti da singole unità cogenerative (e quindi singolo motore) e successivamente della configurazione composta da due unità distinte.

Di seguito si riporta un esempio di progettazione della configurazione di impianto con doppio motore poiché permette di ottenere maggiori risultati in termini di produzione di energia elettrica e termica. Nonostante ciò, dal punto di vista economico, si vedrà che per questa tipologia di impianto sarà la configurazione con un singolo motore a portare, anche se di poco, ad un ritorno economico superiore.

Vista la maggiore domanda di calore è necessario l'impiego di motori cogenerativi di dimensioni maggiori rispetto a quelli visti nel progetto precedente. Tra le tante prove

effettuate si descrive l'impianto che adopera come motore principale un Tedom Cento L330 e come motore secondario un Tedom Cento T120. La tabella 5.8 riporta le caratteristiche dei motori.

Tabella 5.8 Parametri motori

Tedom Cento L330				
PE Generata (kWe)	PT Generata (kWt)	PT Consumata (kWt)	η_E	η_Q
326	384	787	0,41423	0,48793
Tedom Cento T120				
PE Generata (kWe)	PT Generata (kWt)	PT Consumata (kWt)	η_E	η_Q
125	177	343	0,36443	0,51603

La figura 5.9 mostra graficamente che la potenza coperta dal motore principale è una cospicua porzione di domanda termica (riquadro in rosso) alla quale si aggiunge un altro contributo di potenza non indifferente, coperto dal motore secondario (riquadro in giallo). Anche in questo caso grazie al principio della modularità si ottengono grossi vantaggi in termini di copertura del fabbisogno energetico.

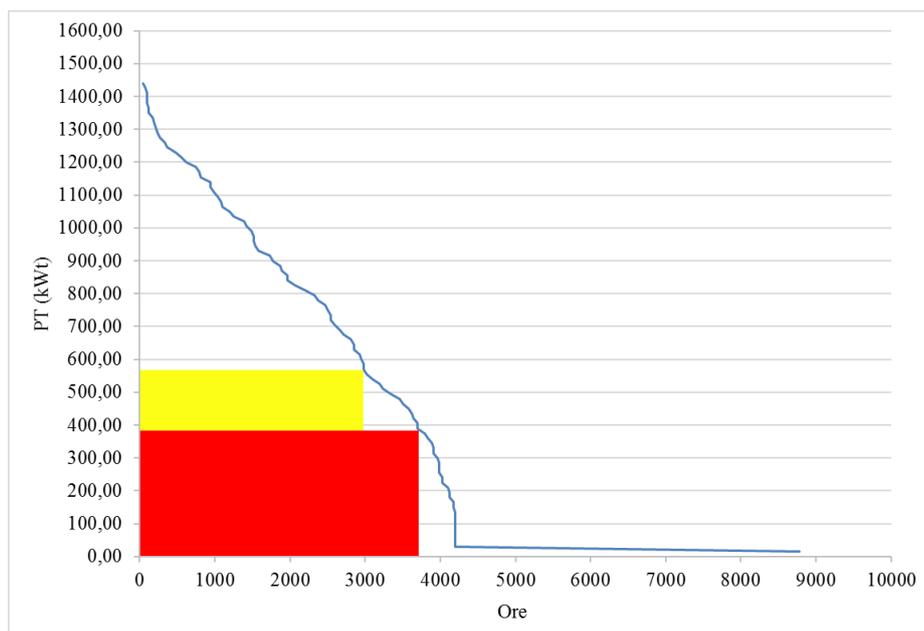


Figura 5.9 Grado di copertura domanda termica CT1 e CT2 (con Tedom Cento L330 e T120)

Il funzionamento dell'impianto, basato sul fabbisogno termico orario, è definito per il motore principale "M1" dalla formula (5.12) nella quale alla potenza termica oraria della sola CT1 (PT_{CT1}) va sostituita la potenza termica oraria somma di CT1 e CT2 indicata con $PT_{Tot.}$. Per il motore secondario "M2" il funzionamento è invece definito dalla formula (5.13) sostituendo ancora una volta a PT_{CT1} il valore $PT_{Tot.}$.

I due motori scelti riescono a fornire le loro potenze per quasi tutto il periodo invernale, nel quale è concentrata la richiesta. In particolare le ore di funzionamento sono ben 3696 per il motore principale, alle quali si sovrappongono 2976 ore di funzionamento del motore secondario.

La figura 5.10 mostra in dettaglio il funzionamento dell'impianto, evidenziando i periodi di attivazione dei due motori, nell'anno di riferimento.

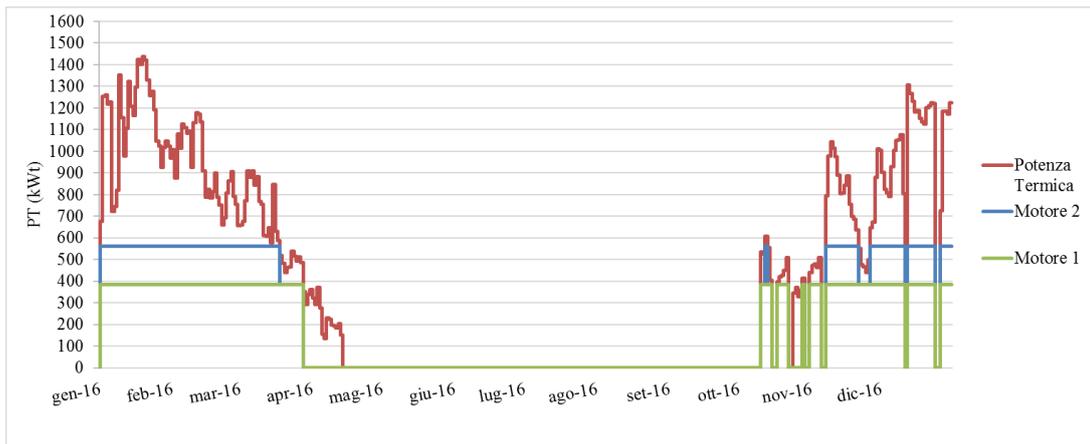


Figura 5.10 Funzionamento impianto

Sommando le energie generate dai due motori calcolate tramite la formula (5.4), in riferimento ai corrispettivi periodi di funzionamento, si ottiene in valore di energia totale generata dall'impianto ($ET_{Generata}$). Il risultato è che l'impianto così dimensionato riesce a coprirne 1946,02 MWht su 3370,82 MWht richiesti dalle due caldaie, cioè quasi due terzi del totale.

Il risparmio di gas delle caldaie, calcolato applicando la formula (5.5), sale a 207062,63 Sm^3 rispetto ai soli 67361 Sm^3 della tipologia di impianto (con doppio motore) dimensionato per la sola CT1.

Passando all'analisi elettrica dell'impianto, utilizzando le formule (5.14), (5.15) e (5.16) si sono calcolate le energie importate dai due motori ($EE_{Importata1}$ e $EE_{Importata2}$) e quelle cedute ($EE_{Ceduta1}$ e $EE_{Ceduta2}$), mentre tramite le formule (5.17) e (5.18) si sono ricavati i valori di $EE_{Autocons1}$ ed $EE_{Autocons2}$.

Sommando, per ogni singolo valore di energia (generata, importata, ceduta e autoconsumata), i contributi forniti da ciascun motore, cumulandoli poi per ogni ora, è possibile ricavare il totale delle energie per tutto l'anno di riferimento.

Si è notato che le maggiori dimensioni dei motori permettono anche dal punto di vista elettrico un incremento della produzione di energia, come si vede nella tabella 5.9, dove

si fa un confronto con la tipologia di impianto dimensionato solo sulla CT1. Nella tabella sono inoltre riportati gli altri valori di energia ricavati, per l'anno di riferimento, con il procedimento descritto.

Tabella 5.9 Confronto contributi di energia elettrica

	Impianto dimensionato sulla CT1	Impianto dimensionato su CT1 + CT2	
EE Richiesta	4751,56	4751,56	MWh
EE Generata	379,25	1576,90	MWh
EE Importata	4395,49	3519,14	MWh
EE Ceduta	23,17	344,48	MWh
EE Autocons.	356,08	1232,42	MWh

Il miglioramento si nota dalla crescita dell'energia generata e di conseguenza della quota della stessa che viene autoconsumata e ceduta.

Gli schemi di figura 5.11 e 5.12 mostrano i risultati ottenuti per le singole unità di cogenerazione.

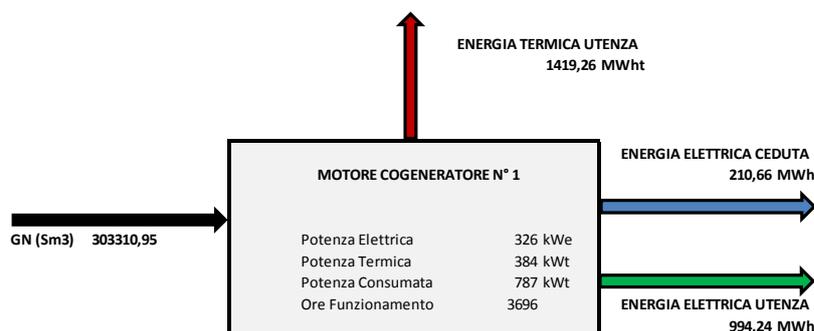


Figura 5.11 Schema unita cogenerativa principale

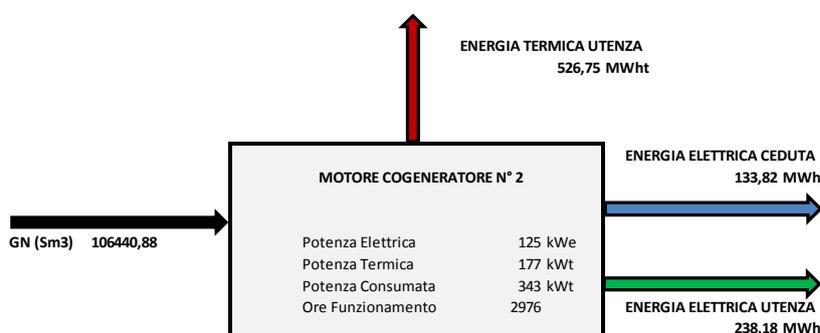


Figura 5.12 Schema unita cogenerativa secondaria

Dalle formule (5.6) e (5.7) si ottengono, per le due unità cogenerative, valori di indice di utilizzazione del combustibile (IU) di 0,9022 e 0,8805 e valori di risparmio energetico (IRE) di 0,3068 e 0,2677, dove i primi dati sono riferiti al motore principale

Per quanto riguarda gli indici caratteristici delle unità cogenerative, formule (5.8) e (5.9), essi presentano valori ottimali e soddisfano i termini per la cogenerazione ad alto rendimento, con valori di $\eta_{globale}$ pari a 0,9022 (uguale a IU poiché $H_{chp} = H$) e 0,8805 e valori di PES pari a 27,4353 e 23,4340 in termini di incentivi è possibile ottenere 233 TEE.

5.3 Cogeneratore per CT2

Seguendo lo stesso procedimento visto nei due casi precedenti sono state effettuate delle prove di dimensionamento di impianti cogenerativi basati sulla sola richiesta di riscaldamento del “vecchio capannone”. Poiché questi scenari di progetto si basano esclusivamente sui dati della centrale termica CT2, ottenuti tramite regressione lineare, come descritto nel *capitolo 3*, si ritiene opportuno precisare che è presente una certa incertezza sui risultati ottenuti.

Anche per questa tipologia di impianto l’esito migliore si è raggiunto sfruttando il principio della modularità, in particolare utilizzando come motore principale un Tedom Cento T230 e come motore secondario un Tedom Micro T50.

Dato che il procedimento per il dimensionamento è identico ai due casi visti in precedenza ci si limiterà a riassumere solo i risultati ottenuti con questo impianto tramite la tabella 5.10, mettendoli a confronto con quelli della prima tipologia descritta, dimensionata sul fabbisogno dell’altra centrale termica (CT1).

Tabella 5.10 Confronto contributi di energia elettrica

	Impianto dimensionato sulla CT2	Impianto dimensionato sulla CT1	
ET Richiesta	2136,23	1234,59	Sm3
GN Resp. CT	147207,69	67360,98	Sm3
Ore Funz. M1	3648	3624,00	
Ore Funz. M2	3168	2616,00	
EE Richiesta	4751,56	4751,56	MWh
EE Generata	1009,34	379,25	MWh
EE Importata	3897,95	4395,49	MWh
EE Ceduta	155,73	23,17	MWh
EE Autocons.	853,61	356,08	MWh
Riconoscimento CAR	Si	Si	
TEE ottenibili	152	56	

È evidente come sia dal punto di vista termico che elettrico questa configurazione sia preferibile, grazie soprattutto al fatto che essendo la centrale termica CT2 di dimensioni superiori, rispetto alla CT1, è possibile usare motori cogenerativi più potenti e ottenere, come visto, anche maggiori incentivi in termini di TEE.

5.4 Trigeneratore per CT1

Si espone adesso la progettazione di un impianto di tipo trigenerativo dimensionato per il soddisfacimento della richiesta termica associata alla centrale CT1 (nel periodo invernale) e in aggiunta di una parte del fabbisogno delle macchine frigorifere presenti nello stabilimento (per un periodo pari all'intero anno). Tale tipologia di impianto soddisfa quindi le stesse utenze del sistema di recupero di calore precedentemente illustrato.

Per generare frigorifici dal calore prodotto vengono associati ai cogeneratori, come detto in precedenza, degli impianti frigo ad assorbimento.

La procedura per ricavare il profilo di potenza termica oraria delle macchine frigo e della centrale CT1 è stata esposta nel *capitolo 3*. Partendo dai due profili di potenza termica, si sono sommati i valori dei campioni ottenendo, come in precedenza, il profilo di potenza totale. Sulla base del profilo ricavato si è costruita la distribuzione delle frequenze adoperando le formule (5.1) e (5.2) per ottenere numero e ampiezza delle classi.

Dalla distribuzione di frequenza della potenza termica assorbita cumulando le varie frequenze si è ottenuta, anche in questo caso, la cumulata potenza-ore sulla base della quale è stato possibile passare al dimensionamento degli impianti.

Si riporta di seguito la descrizione della progettazione di una configurazione di impianto che adopera due unità trigenerative, tale configurazione è stata scelta poiché dà risultati migliori in termini di produzione di energia elettrica e termica. In ogni caso è bene specificare che anche le configurazioni che adottano una singola unità trigenerativa risultano abbastanza convenienti.

Con l'aggiunta della richiesta delle macchine frigo la domanda di calore si è incrementata, è quindi necessario l'impiego di motori cogenerativi di dimensioni maggiori rispetto alla stessa tipologia di impianto dimensionato sulla sola richiesta della "CT1". Tra le tante prove effettuate si descrive l'impianto che adopera come motore principale un Tedom Cento L230 e come motore secondario un Tedom Cento T120, ai motori sono associati rispettivamente gli assorbitori Century AR-D60L2 e Century AR-D30L2. La Tabella 5.11 mostra le specifiche dei motori e degli assorbitori citati.

Tabella 5.11 Parametri impianto

UNITÀ TRIGENERATIVA PRINCIPALE								
Tedom Cento L230					Century AR-D60L2			
PE Generata (kWe)	PT Generata (kWt)	PT Consumata (kWt)	η_E	η_Q	COP	PF Generata (kWf)	PT Richiesta (kWt)	
235	277	569	0,41301	0,48682	0,73	193	264	
UNITÀ TRIGENERATIVA SECONDARIA								
Tedom Cento T120					Century AR-D30L2			
PE Generata (kWe)	PT Generata (kWt)	PT Consumata (kWt)	η_E	η_Q	COP	PF Generata (kWf)	PT Richiesta (kWt)	
125	177	343	0,36443	0,51603	0,73	105	143	

Per gli assorbitori il valore di potenza termica richiesta è ricavato nel modo seguente:

$$PT_{Richiesta} = \frac{PF_{Generata}}{COP}$$

Il divario tra $PT_{Richiesta}$ dagli assorbitori e $PT_{Generata}$ dai cogeneratori può nella realtà essere trascurato poiché i produttori di assorbitori permettono di regolare tale parametro in modo tale da accoppiare perfettamente il macchinario all'impianto cogenerativo. Nei calcoli si considererà quindi:

$$PT_{Richiesta} = PT_{Generata} = PT_{Assorb.}$$

La figura 5.13 mostra la cumulata potenza-ore con in evidenza la porzione di potenza termica soddisfatta dal motore principale (riquadro in rosso) e quella soddisfatta dal motore secondario (riquadro in giallo). Anche in questo caso grazie al principio della modularità si ottengono grossi vantaggi in termini di copertura del fabbisogno energetico.

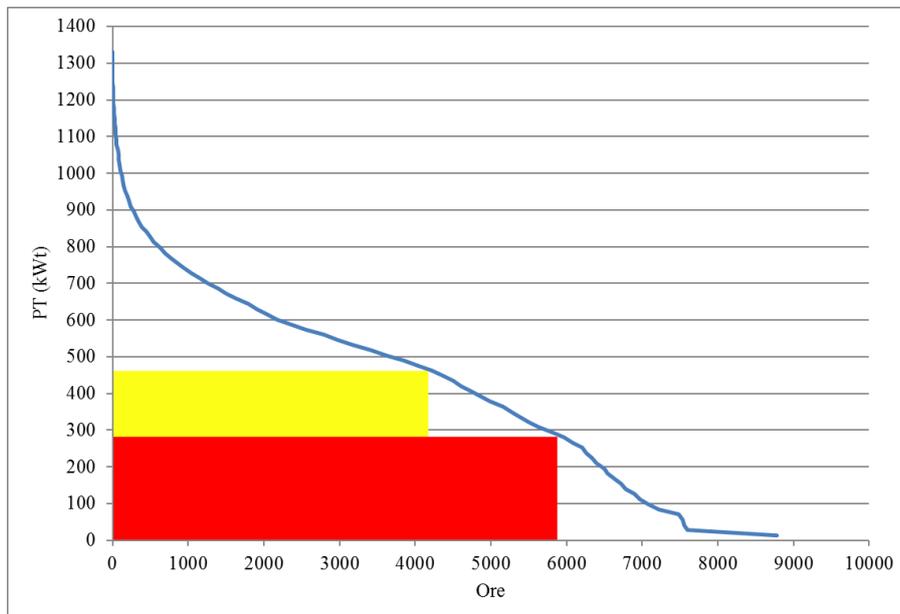


Figura 5.13 Grado di copertura domanda termica CT1 e Frigo (con Tedom Cento L230 e T120)

Anche per questa tipologia di impianti il funzionamento è basato sul fabbisogno termico orario.

Il motore principale “M1” si attiverà seguendo il ragionamento indicato in formula (5.12) nella quale alla potenza termica oraria della sola CT1 (PT_{CT1}) va sostituita la potenza termica totale PT_{Tot} . Quest’ultima è data dalla somma oraria di PT_{CT1} e della potenza termica richiesta dalle macchine frigo (PT_{Frigo}).

Per il motore secondario “M2” il funzionamento è invece definito dalla formula (5.13) sostituendo ancora una volta a PT_{CT1} il valore PT_{Tot} .

I due motori forniscono le loro potenze non solo per il periodo invernale, come succedeva per le tipologie di impianto precedentemente esposte, ma anche nel periodo estivo. Le ore di funzionamento sono quindi maggiori, in particolare per il motore principale 5877, alle quali si sovrappongono 4171 ore di funzionamento del motore secondario.

Nel dettaglio i periodi di attivazione dei due motori sono indicati nella figura 5.14.

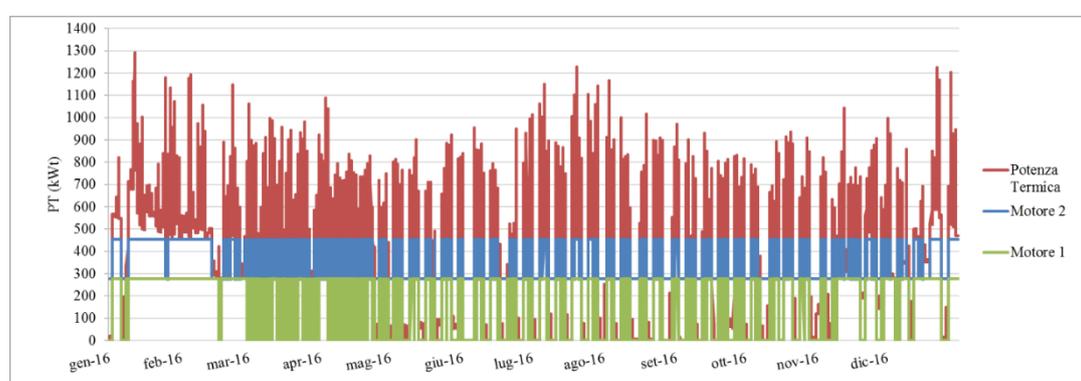


Figura 5.14 Funzionamento impianto

Le fasi di avvio e stop dei motori sono più frequenti rispetto agli impianti di sola cogenerazione, infatti nel grafico annuale risultano quasi indistinguibili. Questo risultato si giustifica con il fatto che la richiesta frigo, sulla quale è basato il funzionamento dei motori, è molto variabile poiché dipende dalla produzione delle Lithoman.

Tramite la formula (5.4) è possibile calcolare le energie generate dai due motori la cui somma rappresenta l’energia totale generata dall’impianto ($ET_{Generata}$). Dai calcoli risulta $ET_{Generata} = 2366,20 \text{ kWh}$.

Questo valore di energia termica deve essere ripartito tra il fabbisogno di calore degli assorbitori che alimentano le macchine frigorifere e il fabbisogno di calore richiesto per il riscaldamento del nuovo capannone, cioè:

$$ET_{Generata} = ET_{Gen. Frigo} + ET_{Gen. CT1}$$

La priorità è stata data ai “frigo” poiché gli assorbitori necessitano per lavorare di tutta la potenza termica in uscita dai cogeneratori, mentre la parte residua di potenza può in

un secondo momento essere sfruttata dalle caldaie, le quali lavorano ad un livello termico inferiore.

Le formule (5.19), (5.20) e (5.21) riassumono il ragionamento seguito.

Caso 1. $M1 = \text{OFF}$ e $M2 = \text{OFF}$ (5.19)

- $PT_{Gen. Frigo} = 0$
- $PT_{Gen. CT1} = 0$

Caso 2. $M1 = \text{ON}$ e $M2 = \text{OFF}$ (5.20)

- se $(PT_{Frigo} \leq PT_{Assorb.1})$ allora
 - $PT_{Gen. Frigo} = PT_{Frigo}$
 - $PT_{Gen. CT1} = PT_{M1} - PT_{Gen. Frigo}$
- se $(PT_{Frigo} > PT_{Assorb.1})$ allora
 - $PT_{Gen. Frigo} = PT_{Assorb.1}$
 - $PT_{Gen. CT1} = 0$

Caso 3. $M1 = \text{ON}$ e $M2 = \text{ON}$ (5.21)

- se $(PT_{Frigo} - PT_{Assorb.1}) \leq PT_{Assorb.2}$ allora
 - $PT_{Gen. Frigo} = PT_{Frigo}$
 - $PT_{Gen. CT1} = (PT_{M1} + PT_{M2}) - PT_{Gen. Frigo}$
- se $(PT_{Frigo} - PT_{Assorb.1}) > PT_{Assorb.2}$ allora
 - $PT_{Gen. Frigo} = (PT_{M1} + PT_{M2})$
 - $PT_{Gen. CT1} = 0$

Sommando i vari contributi orari, dato che in un'ora potenza e energia coincidono, si ricavano: $ET_{Gen. Frigo} = 1513,77 \text{ MWht}$ ed $ET_{Gen. CT1} = 852,42 \text{ MWht}$

Quindi l'impianto riesce a coprire circa il 70% del fabbisogno di energia termica richiesto in un anno dalla centrale CT1 (1234,59 MWht) e dai frigo (2281,30 MWht).

Il risparmio di gas delle caldaie, calcolato applicando la formula (5.5), scende a 90700,67 Sm^3 rispetto ai 207062,63 Sm^3 della tipologia di impianto precedente. A questo risparmio però si aggiunge quello di energia elettrica grazie all'utilizzo degli assorbitori, che si ricava applicando la formula (4.3) riportata dal capitolo 4, nella quale si utilizza come energia termica la $ET_{Gen. Frigo}$.

Si ottiene $EE_{Risp. Frigo} = 334,87 \text{ MWh}$ su un totale di consumo annuo di 509,95 MWh.

Utilizzando le formule (5.14), (5.15) e (5.16) si sono calcolate le energie importate dai due motori ($EE_{Importata1}$ e $EE_{Importata2}$) e quelle cedute ($EE_{Ceduta1}$ e $EE_{Ceduta2}$),

mentre tramite le formule (5.17) e (5.18) si sono ricavati i valori di $EE_{Autocons1}$ ed $EE_{Autocons2}$.

Sommando i contributi forniti da ciascun motore per ogni ora dell'anno di riferimento si ottengono i valori riportati in tabella 5.12, nella quale si fa anche un confronto con la tipologia di impianto precedente.

Tabella 5.12 Confronto contributi di energia elettrica

	Impianto cogenerativo CT1 + CT2	Impianto trigenerativo CT1	
EE Richiesta	4751,56	4751,56	MWh
EE Generata	1576,90	1902,47	MWh
EE Importata	3519,14	2973,42	MWh
EE Ceduta	344,48	124,33	MWh
EE Autocons.	1232,42	1778,14	MWh

Si ha un miglioramento, visibile dalla crescita dell'energia generata, la quale viene quasi totalmente autoconsumata. Infatti con il dimensionamento effettuato si nota che la quota di energia ceduta è minima.

Gli schemi di figura 5.15 e 5.16 descrivono le due unità trigenerative che compongono l'impianto e riassumono i risultati ottenuti con le stesse.

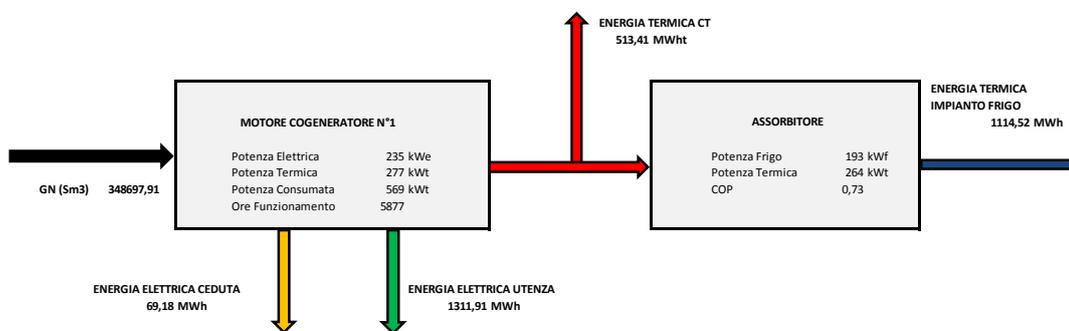


Figura 5.15 Schema unita trigenerativa principale

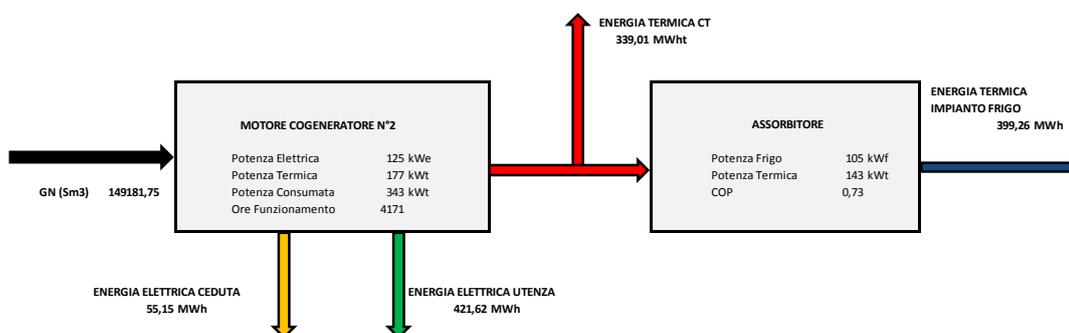


Figura 5.16 Schema unita trigenerativa secondaria

L'unità principale essendo di dimensioni superiori e inoltre lavorando per un numero di ore maggiore fornirà un maggiore contributo nella produzione di energia termica e elettrica.

Gli indici di utilizzazione del combustibile (IU) e di risparmio energetico (IRE), calcolati rispettivamente con le formule (5.6) e (5.7), hanno dei valori ottimali per entrambe le unità.

Applicando le formule (5.8) e (5.9), si ottengono per le due unità rispettivamente valori di η_{globale} pari a 0,8998 e 0,8805 e valori di PES pari a 27,3582 e 27,4646. Tali unità soddisfano quindi i termini per la cogenerazione ad alto rendimento, e consentono l'ottenimento di 279 TEE.

5.5 Trigeneratore per CT1 e CT2

Questa tipologia di impianto trigenerativo è progettata per soddisfare la richiesta termica del "nuovo capannone" dove è installata la centrale termica CT1 e del "vecchio capannone" dove è installata invece la centrale CT2. La trigenerazione permette inoltre, tramite assorbitori, il soddisfacimento per tutto l'anno, di una parte del fabbisogno delle macchine frigorifere presenti nello stabilimento.

Come nelle tipologie di progetto precedenti, sommando i tre profili di potenza di CT1, CT2 e frigo si è ottenuto il profilo di potenza totale, e da questo tramite le formule (5.1) e (5.2) si è costruita la distribuzione delle frequenze.

Dalla distribuzione di frequenza infine cumulando i vari contributi si ricava la cumulata potenza termica-ore, la quale è alla base del dimensionamento degli impianti.

Questa cumulata che racchiude al suo interno tutte le richieste di energia termica dello stabilimento è decisamente superiore rispetto a quelle utilizzate fino a questo momento per dimensionare gli impianti, tanto da superare addirittura la cumulata di potenza elettrica totale dello stabilimento, come mostra la figura 5.17.

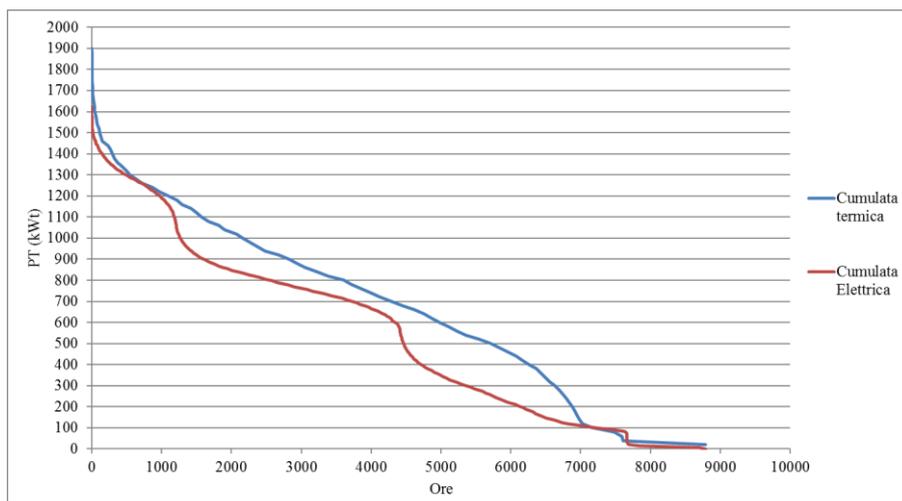


Figura 5.17 Confronto tra cumulata termica ed elettrica

Data l'elevata richiesta termica è necessario l'utilizzo di motori di dimensioni superiori rispetto a quelli dei progetti precedenti. Tra le tante prove effettuate si descrive l'impianto che, sfruttando il principio della modularità, adopera due unità trigenerative identiche composte da un motore Tedom Cento L330 a cui è associato un assorbitore Century AR-D85L2, la tabella 5.13 mostra le specifiche.

Tabella 5.13 Parametri impianto

UNITÀ TRIGENERATIVA							
Tedom Cento L330				Century AR-D85L2			
PE Generata (kWe)	PT Generata (kWt)	PT Consumata (kWt)	η_E	η_Q	COP	PF Generata (kWf)	PT Richiesta (kWt)
326	384	787	0,41423	0,48793	0,73	278	380

Considerando un accoppiamento perfetto tra motore cogenerativo e assorbitore (realizzabile richiedendolo alla ditta produttrice di quest'ultimo), nei calcoli si considererà:

$$PT_{Richiesta} = PT_{Generata} = PT_{Assorb.} = 384 \text{ kWt}$$

La figura 5.18 mostra la cumulata potenza-ore con le porzioni di potenza termica soddisfatte dai motori (riquadri in rosso e giallo), essendo i motori identici le due sezioni avranno la stessa altezza.

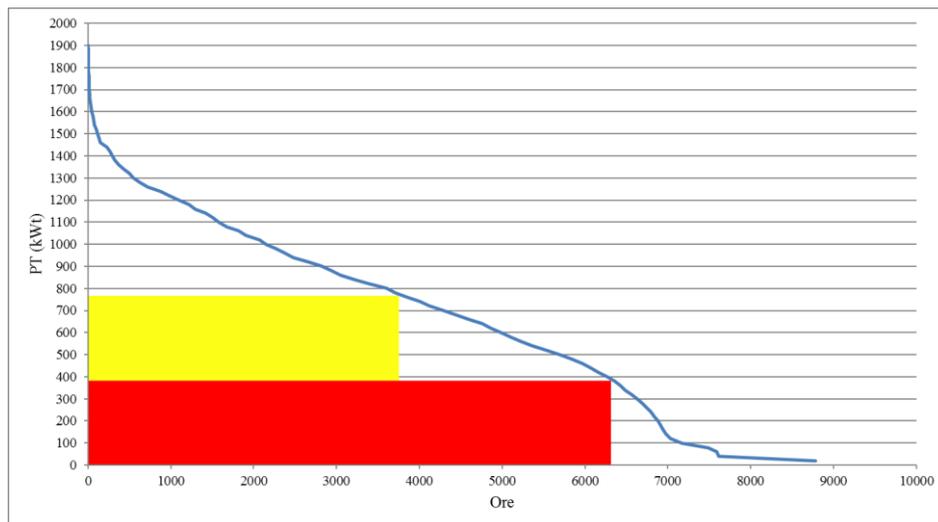


Figura 5.18 Grado di copertura domanda termica CT e Frigo (con due Tedom Cento L330)

Per descrivere il funzionamento, basato sul fabbisogno termico orario, si parte assegnando ad uno dei due motori la funzione di “motore principale” indicato con “M1”. Tale motore si attiverà seguendo il ragionamento indicato in formula (5.12) nella quale alla potenza termica oraria della sola CT1 (PT_{CT1}) va sostituita la potenza termica totale PT_{Tot} . La potenza totale, come detto, è data dalla somma oraria di PT_{CT1} , PT_{CT2} (potenza termica associata alla centrale CT2 ricavata tramite regressione lineare come descritto nel capitolo 3) e della potenza termica richiesta dalle macchine frigo (PT_{Frigo}).

Per il motore secondario “M2” il funzionamento è invece definito dalla formula (5.13) sostituendo ancora una volta a PT_{CT1} il valore PT_{Tot} .

Come per l’impianto trigenerativo già visto, oltre alla richiesta di calore per il riscaldamento invernale è presente una richiesta di calore per generare frigoriferie anche nel periodo estivo, quindi i due motori devono rimanere attivi per quasi tutto l’anno. Le ore di funzionamento sono molto elevate, in particolare per il motore principale 6249, alle quali si sovrappongono 3676 ore di funzionamento del motore secondario.

La figura 5.19 mostra nel dettaglio i periodi di attivazione dei due motori.

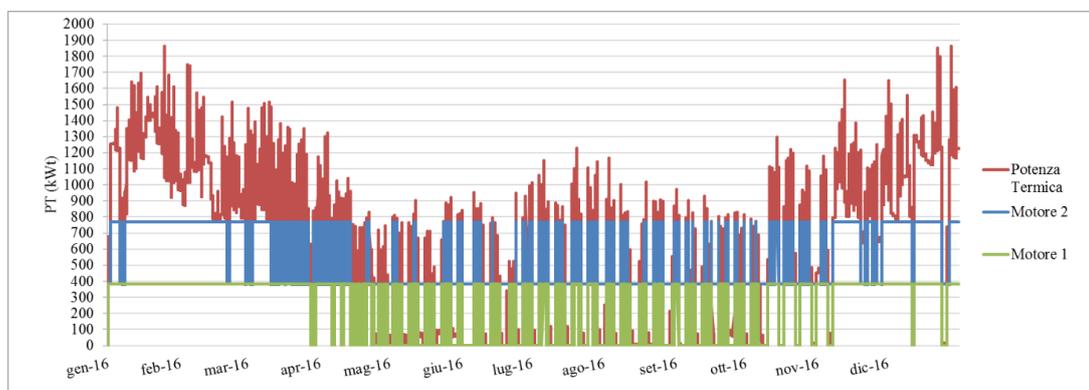


Figura 5.19 Funzionamento impianto

Dai calcoli, applicando la formula (5.4), risulta che i due motori generano insieme un'energia termica pari a $ET_{Generata} = 3811,20$ kWh, questo valore risulta parecchio più elevato rispetto a tutte le tipologie di impianti precedentemente dimensionate, anche rispetto all'impianto trigenerativo dimensionato sulla CT1 il quale produceva $2366,20$ kWh.

Questo valore di energia termica deve essere ripartito tra il fabbisogno di calore degli assorbitori che alimentano le macchine frigorifere ($ET_{Gen. Frigo}$) e il fabbisogno di calore richiesto per il riscaldamento ($ET_{Gen. CT1+CT2}$). Queste due componenti sono state ottenute seguendo il ragionamento rappresentato nelle formule (5.19), (5.20) e (5.21) inglobando anche l'energia termica richiesta dalla CT2 (si considerano le potenze come le energie visto che gli intervalli sono orari)

Come esposto in precedenza la priorità è stata data ai "frigo" riservando alle caldaie solo la parte residua di potenza termica, dato che queste ultime lavorano ad un livello termico inferiore rispetto agli assorbitori.

Dalla somma dei vari contributi orari si ricava che: $ET_{Gen. Frigo} = 1668,43$ MWh ed $ET_{Gen. CT1} = 2142,77$ MWh

Quindi l'impianto riesce a coprire circa il 50% del fabbisogno di energia termica richiesto in un anno per il riscaldamento dello stabilimento ($3370,82$ MWh) e ben il 94% del fabbisogno di frigorifici richiesto dai macchinari per la produzione (che in termini di energia termica è di $2281,303$ MWh).

Il risparmio di gas delle caldaie, calcolato applicando la formula (5.5), risulta $227997,68$ Sm³ cioè più del doppio rispetto al tipo di impianto precedente ($90700,67$ Sm³).

Tramite la formula (4.3), utilizzata per l'impianto di recupero calore, è possibile calcolare il risparmio di energia elettrica ottenuto grazie all'utilizzo degli assorbitori, si ottiene $EE_{Risp. Frigo} = 369,08$ MWh. Considerando che il consumo dei frigo nell'anno di riferimento (il 2016) è di $509,95$ MWh si può affermare che l'impianto trigenerativo riesce ad apportare un risparmio di ben il 70%.

Anche per questo tipo di impianto in determinate ore durante l'anno sarà necessario importare energia elettrica dalla rete, mentre in altre ore sarà possibile cedere l'energia che non viene autoconsumata, questo perché il dimensionamento, come nei casi precedenti, è stato eseguito basandosi sulla richiesta termica e non su quella elettrica.

Le energie importate e cedute dai due motori sono state calcolate utilizzando le formule (5.14), (5.15) e (5.16), mentre tramite le formule (5.17) e (5.18) si sono ricavati i valori di $EE_{Autocons1}$ ed $EE_{Autocons2}$.

Dalla somma dei contributi forniti da ciascun motore per ogni ora dell'anno di riferimento si ottengono i valori riportati in tabella 5.14, nella quale si fa anche un confronto con l'impianto trigenerativo dimensionato sulla sola CT1.

Tabella 5.14 Confronto contributi di energia elettrica

	Impianto trigenerativo CT1	Impianto trigenerativo CT1 +CT2	
EE Richiesta	4751,56	4751,56	MWh
EE Generata	1902,47	3235,55	MWh
EE Importata	2973,42	2128,47	MWh
EE Ceduta	124,33	612,46	MWh
EE Autocons.	1778,14	2623,09	MWh

Si nota un grande miglioramento, visibile dalla crescita dell'energia generata, e di conseguenza della quota della stessa che viene autoconsumata e ceduta.

Lo schema di figura 5.20 descrive l'unità trigenerativa principale, che come detto ha dimensioni identiche all'unità secondaria, della quale i risultati sono evidenziati in verde.

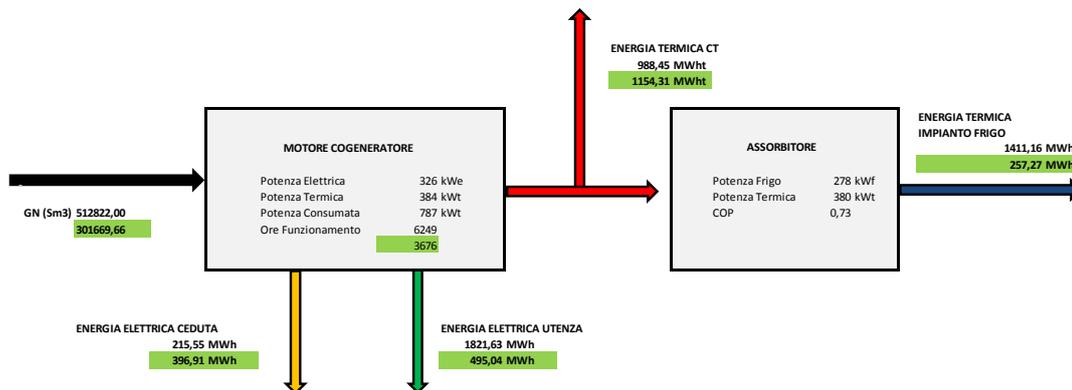


Figura 5.20 Schema unità trigenerative

Nonostante le due unità siano perfettamente identiche le energie generate differiscono, infatti l'unità principale lavorando per un numero di ore superiore produrrà in totale un più elevato valore di energia termica e elettrica.

Entrando nel dettaglio del funzionamento si può notare invece che per quanto riguarda il soddisfacimento della richiesta delle caldaie l'unità trigenerativa secondaria fornisce un ammontare di energia pari a quella dell'unità principale. Questo si verifica perché quasi tutta la domanda termica dei frigo è coperta dal motore principale, di conseguenza l'energia che genera il motore secondario viene per la maggior parte convogliata alle caldaie.

Dalla formula (5.16) si evince che il secondo motore entra in funzione solo quando il primo lavora, in questi periodi quindi è frequente che l'energia fornita superi quella

richiesta, ciò giustifica il fatto che l'energia elettrica ceduta in rete dall'unità trigenerativa secondaria sia addirittura superiore di quella ceduta dall'unità primaria.

Infine passando all'analisi dell'impianto tramite indici, applicando le formule (5.8) e (5.9), si ottiene un valore η_{globale} pari a 0,9022 identico per entrambi i motori, poiché presentano stesse dimensioni, mentre i valori di PES sono pari rispettivamente a 27,5009 per il motore principale e 39,7142 per quello secondario. Si può quindi affermare che entrambe le unità soddisfano i termini per la cogenerazione ad alto rendimento, e dai calcoli risulta che possano ottenere in totale ben 485 Titoli di Efficienza Energetica in un anno di funzionamento.

Anche gli indici IU e IRE hanno valori ottimali essendo riconducibili rispettivamente a η_{globale} e PES.

6 Analisi economica

In questo capitolo si espongono le valutazioni economiche usate per determinare la fattibilità e la convenienza di ciascun progetto, basate sui dimensionamenti dei vari impianti. La scelta degli investimenti è fatta basandosi sul valore attuale netto (VAN).

L'analisi economica considera due possibili scenari: investimento con capitale proprio e investimento finanziato con prestito. Oltre al VAN si riporta il tasso interno di rendimento (TIR), l'indice di redditività IR e il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento (discount payback period).

Il prestito può ricoprire l'intera somma dell'investimento o una sua percentuale. In questo modo si prende in considerazione anche la possibilità di avere una quota di investimento finanziato con capitale proprio e una quota di investimento finanziato con prestito.

Per lo studio economico è necessario conoscere oltre al valore dell'investimento iniziale anche le tariffe pagate dall'azienda per l'acquisto dell'energia elettrica e del gas naturale. Tramite queste tariffe è possibile quantificare il risparmio economico ottenuto dall'applicazione dei progetti di efficientamento energetico.

6.1 Analisi economica impianto cogenerazione

I principali costi da prendere in considerazione nell'analisi economica sono quelli legati all'investimento iniziale e quelli legati all'esercizio dell'impianto.

Il *costo dell'investimento* è basato su tre componenti principali:

- costo impianto;
- costo installazione;
- costo progettazione.

Il costo impianto rappresenta il costo di acquisto dell'impianto cogenerativo completo di tutti i suoi componenti, il trasporto e le imposte.

Il costo di installazione comprende autorizzazioni, eventuale costruzione di locali tecnici, installazione dell'impianto e documentazione.

Il costo di progettazione riguarda tutte le spese per la progettazione che di solito si aggirano intorno al 15-30% dei costi di installazione e di impianto. Le voci principali di questo costo sono: tariffe di ingegneri e architetti, project management e studi ambientali.

I *costi legati all'esercizio dell'impianto* si dividono in:

- costi di funzionamento;
- costi di manutenzione.

I costi di funzionamento sono quelli che riguardano principalmente il combustibile, il personale addetto e i beni di consumo. Questi sono costi variabili in quanto dipendono dalla produzione dell'impianto.

I costi di manutenzione dell'impianto dipendono principalmente dalla tipologia del motore, dalle ore di esercizio e dal tipo di combustibile utilizzato dal motore. Questi rappresentano un costo fisso.

Spesso questa tipologia di impianto viene venduta con la formula "chiavi in mano". In questo modo è il venditore che si occupa delle attività di installazione, progettazione e manutenzione.

Tutti i progetti presentati sono realizzati per risparmiare sulla spesa energetica dell'azienda. Per quanto riguarda l'impianto cogenerativo il risparmio è dato dal consumo evitato di combustibile necessario alle centrali termiche e dal risparmio sull'acquisto di energia elettrica a fronte di quella cogenerata.

Per quanto riguarda il trigeneratore, oltre al risparmio del combustibile necessario alla centrale termica, si ha un risparmio sull'acquisto di energia elettrica dovuto a due contributi: uno dato dalla produzione di energia elettrica e uno dato dal non utilizzo dell'impianto frigo a fronte della produzione di acqua refrigerata con l'assorbitore.

Entrambi questi impianti permettono di ottenere un ulteriore ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica non consumata ricorrendo al mercato o allo scambio sul posto.

Il recuperatore di calore permette di risparmiare sull'acquisto di combustibile per la centrale termica CT1 e sull'energia elettrica da destinare all'impianto frigo in quanto anche in questo caso si produce acqua refrigerata tramite assorbitore.

L'impianto fotovoltaico permette di risparmiare sull'acquisto di energia elettrica.

6.2 Contratti di fornitura

Di seguito si riporta un breve richiamo sui contratti per la fornitura energetica, facendo riferimento a quelli tuttora stipulati dall'azienda.

Per quantificare il risparmio ottenuto dall'attuazione di questi progetti di efficientamento energetico è necessario conoscere i contratti di fornitura elettrica e gas naturale dell'azienda.

6.2.1 Energia elettrica

Di seguito si riporta la composizione tariffaria relativa al contratto di fornitura dell'energia elettrica dell'azienda.

La tariffa è costituita come somma della tariffa di vendita T_V , dei servizi di rete SR, degli oneri di sistema OS e delle imposte I:

$$T_{EE} = T_V + SR + OS + I$$

La tariffa di vendita T_V risulta: $T_V = PE + C_{disp}$

dove: PE è il prezzo dell'energia mentre C_{disp} sono i costi del servizio di dispacciamento.

La struttura della tariffa è costituita da tre componenti: costo fisso per punto di prelievo ($\text{€}/PdP$), costo unitario per potenza impegnata ($\text{€}/kW$) e costo unitario per energia consumata ($\text{€}/kWh$).

I contratti per la fornitura di energia elettrica e gas naturale dell'azienda sono stipulati in regime di mercato libero. In questa tipologia di mercato il prezzo dell'energia (PE) è determinato dalla contrattazione tra cliente e fornitore, il quale acquista sulla borsa l'energia elettrica per poi rivenderla sul mercato ai clienti finali. Questo tipo di contratti sono principalmente personalizzati in base alle attività del cliente. Le caratteristiche che influiscono sulla stipula del contratto sono i volumi di consumo o il livello di tensione impegnata. La personalizzazione dei contratti si traduce in una convenienza economica dovuta all'applicazione di sconti sulla bolletta. Di solito gli sconti maggiormente applicati si riferiscono a:

- sconto percentuale sul prezzo applicato nel regime di maggior tutela;
- sconto a fine anno sui volumi fatturati.

Esistono tre principali tipologie tariffarie che i fornitori possono applicare:

- a forfait (il cliente paga solo l'impegno in potenza, indipendentemente da quanta energia preleva dalla rete);
- monomia (tariffazione proporzionale all'energia prelevata);
- binomia (si fattura sulla base del consumo e della potenza impegnata).

La fornitura contrattuale dell'azienda è di tipo fisso per tutta la durata del contratto e riguarda la quota energia espressa in $\text{c€}/kWh$. La tariffa applicata è la monomia.

Nel mercato libero il servizio di dispacciamento è definito da Terna S.p.A e da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente). Questo servizio prevede il pagamento di corrispettivi (C_{disp}) valutati per singola ora o applicati su base mensile in riferimento all'energia consumata.

I corrispettivi orari sono:

- corrispettivo di sbilanciamento effettivo;
- corrispettivo di non arbitraggio;

I corrispettivi su base mensile sono:

- corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento *UPLIFT*;
- corrispettivo a copertura della modulazione della produzione eolica *WIND*;
- corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema *MUSTRUN*;
- corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna C_f ;
- corrispettivo a copertura dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti CP_{RETE} ;
- corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva CP ;
- corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico *INT*.

In formule si ottiene:

$$C_{disp} = UPLIFT + WIND + MUSTRUN + C_f + CP_{RETE} + CP + INT.$$

Il costo riguardante i servizi di rete SR è costituito da tre voci:

- distribuzione dell'energia elettrica D;
- trasmissione dell'energia elettrica T;
- misura dell'energia elettrica M.

Queste tre voci possono essere a loro volta divise in una quota fissa per punto di prelievo ($\text{€}/PdP$), una quota proporzionale alla potenza impegnata ($\text{€}/kW$) e una quota relativa alla quantità di energia prelevata ($\text{€}/kWh$).

La tariffa di distribuzione è un valore fisso annuale costituito da una quota relativa al punto di prelievo ($\text{€}/PdP$) e da una quota relativa alla potenza impegnata ($\text{€}/kW$).

La tariffa di trasmissione riguarda i costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete nazionale. Essa è costituita dalla somma di due contributi:

$$TRAS = TRAS_E \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right) + TRAS_P \left(\frac{\text{€}}{kW} \right).$$

Poiché l'azienda è allacciata alla media tensione la quota $TRAS_P$ non deve essere corrisposta.

La tariffa per il servizio di misura viene corrisposta per coprire i costi di raccolta, validazione e registrazione delle misure di energia elettrica. Essa è costituita da una quota per punto di prelievo MIS_1 ($\text{€}/PdP$) e una quota per potenza impiegata

MIS_3 (€/kW). La quota che paga l'azienda è relativa alla sola MIS_1 in quanto allacciata alla media tensione.

Il costo totale relativo ai servizi di rete che l'azienda paga è:

$$SR = C_{TDM}(F, P) + C_{TDM}(E) \cdot E_{PR}$$

$$SR = [Distr(Q_f) + Distr(Q_f) \cdot P_i] + [Distr(Q_e) + TRAS_E + MIS_1] \cdot E_{PR}$$

Inoltre bisogna considerare la tariffa sull'energia reattiva corrisposta per i clienti con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW (energia reattiva $\geq 33\%$). Se l'energia è rilevata per fasce orarie allora l'energia reattiva misurata nella fascia F3 è posta uguale a zero. Il costo è espresso in c€/kVArh.

Gli oneri di sistema OS dipendono dal tipo di utenza e dai consumi. Gli oneri di sistema che sono pagati dall'azienda corrispondono alla somma delle voci riguardanti sia la componente fissa che la componente variabile:

$$OS = A + UC + MCT$$

dove:

- A rappresenta la somma delle componenti relative alla copertura degli oneri per il decommissioning nucleare (A_2) e per il bonus elettrico (A_5); copertura per gli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (A_3); copertura dei regimi tariffari speciali per la società Ferrovie dello Stato (A_4); sostegno alla ricerca di sistema (A_5) e copertura delle agevolazioni alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia (A_e).
- U rappresenta la somma delle componenti relative alla copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori (UC_4); per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali (UC_7); copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione, espressa in c€/kWh (UC_3) e copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio espressa in c€/PdP e c€/kWh per gli utenti in media tensione (UC_6)
- MCT : copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari;

L'azienda in quanto allacciata alla media tensione non è soggetta al pagamento della quota A_e .

Le imposte sull'energia elettrica sono:

- Imposta di consumo o accisa fissata dal Ministero dello Sviluppo Economico (€/kWh);

- Imposte addizionali (€/kWh);
- IVA.

6.2.2 Gas naturale

Il contratto per la fornitura di gas naturale dell'azienda è di tipologia binomia a tariffa fissa per tutto il periodo di validità del contratto. Questo tipo di contratto include una quota fissa mensile calcolata in base alla capacità impegnata e una quota variabile calcolata in base ai consumi registrati.

La stipulazione di un contratto per la fornitura di gas naturale nel mercato libero, dipende essenzialmente dalla tipologia di cliente e in particolar modo dai volumi di consumo. In base a questo il fornitore propone delle offerte il più personalizzate possibile. Anche in questo tipo di contratti vengono applicati degli sconti.

La tariffa del gas naturale è composta dalle seguenti voci:

$$T_{GN} = T_V + SR + OS + I$$

La tariffa di vendita T_V risulta essere costituita dalla quota fissa e dalla quota variabile:

$$T_V = P_{fix} (\text{€/Mese}) + P_{var} (\text{€/Sm}^3)$$

I servizi di rete SR sono costituiti dalla somma della quota distribuzione e quota trasporto:

$$SR = Distr + QT_{i,t}$$

La tariffa di distribuzione è divisa per ambito tariffario. L'ambito tariffario rappresenta la suddivisione geografica dove vengono applicate le tariffe. In questo caso l'ambito tariffario è il nord occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria). Questa tariffa è costituita da:

$$Distr = \tau_1 + \tau_3 + GS + RE + RS + UG_1 + UG_2 + UG_3$$

dove:

- τ_1 : copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura differenziato per ambito tariffario;
- τ_3 : copertura dei costi operativi e della parte dei costi di capitale che non trovano copertura dall'applicazione delle quote fisse;
- GS : copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- RE : copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;

- *RS*: copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas;
- *UG1*: copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
- *UG2*: compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
- *UG3*: copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione;

La componente relativa al servizio di trasporto $QT_{i,t}$ nel trimestre t-esimo, è calcolata, per ciascun i-esimo ambito tariffario, come somma dei seguenti elementi:

$$QT_{i,t} = QTF_i + QTV_t$$

Dove:

- QTF_i (€/GJ) è pari al corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto,
- QTV_t (€/GJ) è pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato (aggiornato trimestralmente).

Dal prezzo di contratto per la fornitura del gas naturale pagato dall'azienda, sono esclusi gli oneri aggiuntivi al costo di trasporto quali:

- CV^{FG} (€/Smc): copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl;
- ϕ (€/Smc): copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr;
- S_D (€/Smc): di segno negativo, finalizzata ad assicurare l'invarianza economica delle misure di cui al decreto legislativo n.130/10 ai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione;
- GS_T (€/Smc): copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio;
- RE_T (€/Smc): copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale applicata ai clienti finali diretti allacciati alle reti regionali di gasdotti;
- $UG3_T$ (€/Smc): copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 12 settembre 2012, 363/2012/R/GAS;
- CRV^I (€/Smc): copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas di cui alla deliberazione n. 277/07;
- CRV^{OS} (€/Smc): copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio di cui all'art. 10bis della deliberazione n. 29/11 e degli oneri sostenuti dal GSE per l'erogazione delle misure di cui DL n.130/10 art.9 e art.10;
- CRV^{BL} (€/Smc): copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema gas;

- CRV^{ST} (€/Smc): copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del settlement gas (determinazione, operata dal responsabile di bilanciamento, delle partite fisiche ed economiche funzionali all'erogazione del servizio di trasporto e bilanciamento) da applicare al volume prelevato nei punti di riconsegna;

Le imposte che gravano sul gas naturale sono:

- Imposta di consumo o accisa fissata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (€/Sm³);
- Imposte addizionale regionale (€/Sm³), riferita alle sole regioni a statuto ordinario;
- IVA.

6.3 Convenzione Scambio sul Posto

Per quanto riguarda l'energia elettrica che viene ceduta (quota non autoconsumata) si decide di aderire al regime di "scambio sul posto (CS). Lo scambio sul posto è regolato dalla Delibera 570/2012/R/efr ed è una particolare modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente al produttore di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Il GSE si occupa di gestire le attività relative allo scambio sul posto ed erogare il contributo in conto scambio.

La condizione che permette di aderire allo scambio sul posto è quella per cui la potenza complessivamente installata in regime di CAR non sia superiore a 200 kW per ogni punto di prelievo/immissione. I casi elencati di seguito terranno conto di questo requisito.

La formula usata dal GSE per il calcolo del contributo in conto scambio su base annuale è:

$$C_s = \min[O_E; C_{EI}] + CU_{sf} \cdot E_s \quad (6.1)$$

dove:

- O_E rappresenta l'onere annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, calcolato come prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata E_{PR} e il prezzo unico nazionale (PUN). Più precisamente per il caso in cui le misure dell'energia elettrica prelevata siano rilevate per fasce orarie, l'onere è calcolato come:

$$O_E = \sum_{1m}^{12} \sum_{1fi}^3 [E_{PR,m}(fi) \cdot PUN_{m;(fi)}]$$

considerando i valori di energia prelevata ed i prezzi PUN mensili.

- C_{EI} rappresenta la valorizzazione in euro dell'energia elettrica annualmente prodotta e immessa in rete dall'impianto, calcolata come:

$$C_{EI} = \sum_{1m}^{12} \sum_{1fi}^3 [E_{I,m}(fi) \cdot P_{ZMGP;m;(fi)}]$$

- $E_{I,m}$ rappresenta l'energia immessa in rete (kWh) mensilmente aumentata di un fattore percentuale nel caso di punti di immissione in bassa e media tensione. È calcolata come:

$$E_{I;m} = \sum_{h=1}^{n^{\circ} \text{ ore mese}} E_{I;h}$$

- E_S rappresenta l'energia elettrica scambiata annualmente (kWh):

$$E_S = \min[E_I; E_{PR}]$$

- CU_{Sf} rappresenta il corrispettivo unitario di scambio forfettario ($c€/kWh$). Per gli impianti CAR questo valore è pari a $CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti}$. A sua volta il valore CU_{Sf}^{reti} rappresenta la media aritmetica delle quote unitarie variabili ($c€/kWh$) delle tariffe di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e le componenti UC3 e UC6 mensili.

Per l'anno 2016 questo valore è $CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} = 0.02145 \text{ €/MWh}$.

6.4 Richiamo indici economici

Per l'analisi economica del progetto si calcola il valore attuale netto dell'investimento. Questo dato è usato come primo indicatore sulla fattibilità economica di un progetto da parte dell'azienda.

L'analisi del VAN è fatta utilizzando i flussi di cassa del progetto. In generale il valore attuale netto è calcolato come:

$$VAN = FC_0 + \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k}$$

dove FC_0 rappresenta il costo iniziale dell'investimento posto con segno negativo.

La regola di scelta del VAN definisce che se:

- $VAN > 0$ si accetta il progetto;
- $VAN < 0$ si rifiuta il progetto.

Un altro indice riportato per l'analisi economica è il *tempo di recupero attualizzato* (discount payback period) dell'investimento. Questo valore permette di calcolare il tempo di recupero dell'investimento utilizzando i flussi di cassa attualizzati. Il discount payback period rappresenta il minimo numero di anni necessari per ripagare l'investimento, esso è calcolato nel modo seguente:

$$DPB = \sum_{k=0}^X \frac{FC_k}{(1+i)^k} \geq FC_0$$

dove X rappresenta il numero di anni in cui si ripaga l'investimento. L'informazione che offre il DPB riguarda soltanto il tempo di recupero dell'investimento e non viene usato come parametro di scelta del progetto più conveniente.

Un altro indice utile per l'analisi della bontà economica di un progetto è il *TIR* (Tasso Interno di Rendimento). Questo valore dipende dai flussi di cassa del progetto analizzato e rappresenta il tasso che rende il $VAN = 0$.

Il TIR rappresenta quindi la soluzione alla seguente equazione:

$$0 = \sum_{k=0}^N \frac{FC_k}{(1+TIR)^k}$$

La regola del TIR stabilisce di accettare il progetto se $TIR > i$ e rifiutarlo se $TIR < i$ nel caso in cui il primo flusso è negativo e gli altri sono positivi.

Maggiore è il VAN più elevato sarà il TIR.

Viceversa, se il primo flusso di cassa è positivo e gli altri sono negativi allora si deve accettare il progetto se $TIR < i$ e rifiutarlo se $TIR > i$.

Anche se il TIR è un buon indicatore, in quanto fornisce una valutazione sul progetto tutto in un unico tasso di rendimento, il VAN rimane il metodo migliore per valutare la convenienza di un progetto (da un risultato economicamente rilevante in termini teorici).

L'indice di redditività IR è calcolato come rapporto tra il valore attuale dei flussi di cassa dopo l'investimento e l'investimento iniziale:

$$IR = \frac{\sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k}}{FC_0}$$

Nel caso di progetti indipendenti la regola definisce di accettare un progetto se $IR > 1$ e rifiutarlo se $IR < 1$.

In caso di progetti alternativi si deve scegliere il progetto con VAN maggiore in quanto l'indice IR non tiene conto delle differenze dimensionali degli investimenti dei progetti.

6.4.1 Flussi di cassa

Il flusso di cassa iniziale FC_0 rappresenta l'investimento iniziale ottenuto come somma dei costi di impianto, progettazione e installazione.

In generale i flussi di cassa annuali, definiti in questo studio, sono costituiti dalle seguenti voci:

$$FC_k = C_{evitato_EE} + R_{ee} + CS + C_{GN_CT} + R_{TEE} - C_{GN_IC} - C_{OM} - C_{GSE}$$

dove:

- $C_{evitato_EE}$: rappresenta il costo evitato di energia elettrica acquistata;
- R_{ee} : rappresenta il ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica;
- CS : rappresenta il ricavo derivante dall'applicazione dello scambio sul posto;
- C_{GN_CT} : rappresenta il costo evitato del gas naturale utilizzato dalle caldaie a seguito dell'applicazione dei progetti esposti;
- R_{TEE} : rappresenta i ricavi derivanti dalla vendita dei titoli di efficienza energetica. Tale valore è presente per dieci anni.
- C_{GN_IC} : rappresenta il costo del gas naturale consumato dal cogeneratore;
- C_{OM} : rappresenta i costi di manutenzione relativi ai vari impianti;
- C_{GSE} : rappresenta i costi da sostenere per le attività del GSE.

I flussi di cassa annuali netti sono definiti tenendo conto del sistema fiscale, i termini del prestito (se presente) e il metodo di ammortamento:

$$FCN_k = FC_k - R_k - (t_c \cdot UAI_k) \quad \text{con } k = 1, 2, \dots, N$$

dove:

- N : durata in anni dell'investimento;
- FC_k : flusso di cassa nell'anno k ;
- R_k : rata annuale costante, capitale e interessi, per il rimborso del prestito (se presente);

- $t_c = 0,279$ aliquota fiscale (IRES + IRAP)
- UAI_k utile ante imposte nell'anno k.

L'utile ante imposte nell'anno k, è definito come:

$$UAI_k = FC_k - AMM_k - OF_k \quad \text{con } k = 1,2,3,\dots,N-1$$

dove:

- AMM_k è l'ammortamento nell'anno k, assunto per un numero di anni N_A ,

$$AMM = \frac{\text{Investimento}}{\text{anni ammortamento}}$$

- OF_k sono la quota di oneri finanziari relativi all'anno k (se presenti).

Il prestito è ammortizzato per un numero di anni definito "NP".

Si è assunto un tipo rimborso del prestito con ammortamento progressivo alla francese.

La rata R è assunta costante per tutta la durata dell'ammortamento ed è costituita da una quota capitale per il rimborso della somma richiesta e da una quota OF (oneri finanziari) per il pagamento degli interessi calcolati sul capitale residuo non ancora restituito. In questo caso la quota d'interessi è più alta nel primo periodo e decresce nel corso dell'ammortamento. Viceversa, la quota di capitale è più bassa all'inizio e cresce progressivamente.

La rata R è calcolata come: $R = P \cdot \beta$

dove $\beta = \frac{i_p}{1 - \frac{1}{(1+i_p)^n}}$ è il tasso di ammortamento del prestito e P è la quota capitale. Il

valore di β è calcolato usando un tasso di interesse del prestito $i_p = 6\%$ per una durata $n = 10$ anni. Con queste ipotesi si ottiene $\beta = 0,135$.

Quindi si ha:

$$R = P \cdot \frac{i_p}{1 - \frac{1}{(1+i_p)^n}}$$

Per una generica rata la quota capitale è:

$$P_k = (\beta - i_p) \cdot P \cdot (1 + i_p)^{k-1}$$

che porta ad avere:

$$P = \sum_{k=1}^{NP} P_k$$

6.5 Analisi economica degli impianti

Per la costruzione del VAN relativo alla cogenerazione, la prima operazione è la definizione del costo del gas naturale e dell'energia elettrica che andranno a costituire le componenti dei flussi di cassa.

Per il gas naturale si sono definite quattro tariffe in base al funzionamento del cogeneratore. Si parte dalla quota variabile presa dalla bolletta. La tariffa pagata attualmente dall'azienda è $0,340244 \text{ €/Sm}^3$ ed è data dalla somma delle componenti variabili. Da questa si ricava:

- C_{GN} (€/Sm^3): costo del gas naturale pagato dall'azienda con l'accisa pari a $0,012498 \text{ €/Sm}^3$, l'addizionale regionale Piemonte pari a $0,006249 \text{ €/Sm}^3$ e IVA = 22%. Sono applicate queste tariffe in quanto il consumo di gas naturale dell'azienda è minore di $1.200.000 \text{ Sm}^3/\text{anno}$.

$$C_{GN} = (0,340244 + 0,012498 + 0,006249) \cdot (1 + 0,22) \\ = 0,43796902 \text{ (€/Sm}^3\text{)}$$

- $C_{GN_autoc}^{IC}$ (€/Sm^3): costo del gas naturale usato in cogenerazione in regime di autoconsumo. In questo caso l'accisa è ridotta ed è pari a $0,00013479 \text{ €/Sm}^3$ così come l'IVA che è al 10%. Non si ha la quota addizionale regionale Piemonte. L'accisa, nel caso in cui il gas naturale è usato per autoproduzione di energia elettrica è ridotta del 30% rispetto a quella prevista per la produzione di energia elettrica quindi si ottiene $0,0004493 \cdot 0,3 = 0,00013479 \text{ €/Sm}^3$. L'IVA in caso di gas naturale usato per la produzione di energia elettrica si riduce al 10%.

$$C_{GN_autoc}^{IC} = (0,340244 + 0,00013479) \cdot (1 + 0,1) = 0,3744 \text{ (€/Sm}^3\text{)}$$

- C_{GN_ICee} (€/Sm^3): costo del gas naturale usato dal cogeneratore per la produzione di energia elettrica. L'accisa è ridotta pari a $0,0004493 \text{ €/Sm}^3$ in quanto il gas è usato per la produzione di energia elettrica. L'IVA è pari al 10%. Non tutto il gas naturale è soggetto ad una riduzione dell'aliquota ma soltanto un consumo specifico medio pari a $0,22 \text{ €/kWh}$ come specificato dal D.L. n. 16/2012.

$$C_{GN_ICee} = (0,340244 + 0,0004493) \cdot (1 + 0,1) = 0,3747 \text{ (€/Sm}^3\text{)}$$

- $C_{GN_ex}^{ICee}$ (€/Sm^3): costo del gas eccedente la quota soggetta alla riduzione dell'accisa. In questo caso l'accisa è pari a $0,012498 \text{ €/m}^3$. L'IVA = 10%.

$$C_{GN_ex}^{ICee} = (0,340244 + 0,012498) \cdot (1 + 0,1) = 0,388 \text{ (€/Sm}^3\text{)}$$

Dopo aver definito le tariffe relative a ciascun ambito di attività del cogeneratore è possibile ricavare il costo totale del gas consumato dal cogeneratore durante tutte le ore di funzionamento. Questo è composto dalla somma di due valori: il costo del gas

totale relativo alla cogenerazione (e quindi alla produzione di energia elettrica che andrà venduta) e quello relativo alla quota di energia elettrica autoconsumata.

$$C_{GN_IC} = C_{f_IC} + C_{f_autoc} \quad (6.2)$$

Rispettivamente si ottiene:

$$\bullet \quad C_{f_IC} = V_f^\circ \cdot C_{GN_ICee} \cdot [(1 - autoc1) + (1 - autoc2)] + C_{GNex}^{ICee} \cdot [(GN_{IC1} - V_f^\circ) \cdot (1 - autoc1) + (GN_{IC2} - V_f^\circ) \cdot (1 - autoc2)]; \quad (6.3)$$

$$\bullet \quad C_{f_autoc} = C_{GN_autoc}^{IC} \cdot [(GN_{IC1} \cdot autoc1) + (GN_{IC2} \cdot autoc2)]; \quad (6.4)$$

dove:

- V_f° ($Sm^3/anno$): rappresenta la quota di gas naturale soggetta alla riduzione di accisa;
- GN_{IC1} e GN_{IC2} espresso in $Sm^3/anno$ è il consumo di gas di ciascun impianto cogenerativo; Se è presente un solo impianto l'altro valore è nullo.
- $autoc1$ e $autoc2$ (%) rappresenta la percentuale di autoconsumo relativa ai due impianti. Se è presente un solo impianto l'altro valore è nullo.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, la tariffa pagata per la quota variabile di energia, sistema e corrispettivi divisa per fasce è:

- fascia F1: 0,06144 €/kWh;
- fascia F2: 0,05757 €/kWh;
- fascia F3: 0,04936 €/kWh;

La quota trasporto e oneri pagata dall'azienda divisa per fasce è:

- fascia F1: 0,05974 €/kWh;
- fascia F2: 0,05974 €/kWh;
- fascia F3: 0,05974 €/kWh;

Il cogeneratore permette di ottenere un risparmio pari a $C_{evitato_EE} = c_{ee_V} + c_{ee_F}$ dove i due contributi corrispondono al costo risparmiato di energia elettrica con l'autoconsumo.

c_{ee_V} è calcolato moltiplicando l'energia elettrica autoconsumata per le tariffe dell'energia elettrica relative alla quota energia, sistema e corrispettivi.

$$c_{ee_V} = [(EE_{autoc}^{F1} \cdot c_{ee_{F1}} + EE_{autoc}^{F2} \cdot c_{ee_{F2}} + EE_{autoc}^{F3} \cdot c_{ee_{F3}}) + Accise] \cdot (1 + IVA) \quad (6.5)$$

dove

- EE_{autoc}^F (kWh) rappresenta l'energia elettrica autoconsumata divisa per fasce;
- c_{ee_F} €/kWh rappresenta il costo della quota energia pagato dall'azienda riferito alla quota energia, sistema e corrispettivi;

c_{ee_F} è calcolato moltiplicando l'energia elettrica autoconsumata per le tariffe dell'energia elettrica relativa alla quota trasporto e oneri.

$$c_{ee_F} = (EE_{autoc}^{F1} \cdot TO_{F1} + EE_{autoc}^{F2} \cdot TO_{F2} + EE_{autoc}^{F3} \cdot TO_{F3}) \cdot (1 + IVA) \quad (6.6)$$

dove TO_F rappresenta la quota relativa al trasporto e oneri.

Oltre al costo dell'energia elettrica risparmiata grazie all'autoconsumo nei flussi di cassa compare il ricavo R_{ee} derivante dalla vendita dell'energia elettrica ceduta e quello ottenuto dalla modalità dello scambio sul posto CS.

R_{ee} è costruito moltiplicando l'energia elettrica ceduta per i prezzi di vendita dell'energia elettrica. Come prezzo di vendita si è assunto la media dei prezzi medi mensili zonali relativi alla modalità di ritiro dedicato dell'area centro nord nell'anno 2017.

I prezzi medi zonali orari per l'area centro nord sono:

- fascia F1: 0,0608475 €/kWh;
- fascia F2: 0,0516225 €/kWh;
- fascia F3: 0,0430691 €/kWh.

$$R_{ee} = (EE_{ceduta}^{F1} \cdot PM_{F1} + EE_{ceduta}^{F2} \cdot PM_{F2} + EE_{ceduta}^{F3} \cdot PM_{F3}) \cdot (1 + IVA) \quad (6.7)$$

La vendita dell'energia elettrica è possibile solo nel caso in cui l'impianto che produce l'energia ceduta non è soggetto alla convenzione di scambio sul posto. La vendita dell'energia non utilizzata può avvenire o tramite ritiro dedicato da parte del GSE o ricorrendo direttamente al mercato.

I costi di manutenzione C_{OM} per i vari impianti sono calcolati moltiplicando il costo orario di manutenzione per le ore di funzionamento dell'impianto.

$$C_{OM} = c_h \left(\frac{\text{€}}{h} \right) \cdot \text{ore funzionamento} \quad (6.8)$$

Per tutte le analisi fatte, si è assunta la durata dell'investimento pari alla vita utile dei relativi impianti. Tale valore è calcolato come rapporto tra le ore di durata del motore, garantite dal costruttore (pari a circa 60.000 ore per impianti simili a quelli trattati) e le ore medie di funzionamento degli impianti dimensionati. Tenendo conto di quest'ipotesi non è quindi necessario considerare eventuali costi di sostituzione che altrimenti sarebbero dovuti rientrare nei flussi di cassa.

6.5.1 VAN Cogeneratore per CT1

L'analisi economica riportata di seguito è fatta considerando la scelta di più impianti di potenza elettrica differente. Nel dettaglio viene riportata l'analisi dell'impianto ritenuto economicamente più conveniente. Questa soluzione comprende un impianto "Tedom Cento T100".

L'investimento iniziale è:

$$FC_0 = 284.498,73\text{€}$$

Sostituendo i valori nella formula (6.3) il costo del gas pagato per la cogenerazione è

$$C_{f_IC} = 1.906,28\text{€}$$

Sostituendo i valori nella formula (6.4) il costo del gas pagato per la produzione di energia elettrica relativa all'autoconsumo è:

$$C_{f_autoc} = 33.039,11\text{€}$$

I costi totali di gas naturale utilizzato per il funzionamento dell'impianto, calcolati con la (6.2) sono:

$$C_f = 1.906,28 + 33.039,11 = 34.945,39\text{€}$$

Il costo evitato del gas naturale, risparmiato nelle caldaie grazie alla produzione di energia termica dal cogeneratore, è definito come:

$$C_{evitato_GN} = C_{GN} \cdot GN_{rispCaldaia} = 0,43796902 \cdot 47.866,19 = 20.963,91\text{€}$$

Per quanto riguarda l'energia elettrica il costo evitato c_{ee_V} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.5):

$$c_{ee_V} = 25.885,79\text{€}$$

In modo analogo il costo evitato c_{ee_F} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.6):

$$c_{ee_F} = 22.746,55\text{€}$$

Quindi sommando i due contributi si ottiene:

$$C_{evitato_EE} = 22.746,55 + 25.885,79 = 48.632,35\text{€}.$$

I costi di manutenzione sono calcolati tramite la formula (6.8):

$$C_{OM} = 3.168,00\text{€}$$

Per il calcolo dei TEE si è assunto come prezzo di scambio il prezzo minimo al 23/01/2018 pari a $p_{TEE} = 282,00 \text{ €/tep}$.

L'erogazione dei TEE ha una durata di 10 anni. Il ricavo che si ottiene è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 45 \cdot 282 = 12.690,00\text{€}$$

Il ricavo ottenuto dal conto scambio calcolato con la (6.1) è:

$$CS = 893,92\text{€}$$

I costi da sostenere per le attività del GSE sono:

$$C_{GSE} = C_{CAR} + C_{CS} = 417,21 + 114 = 531,21 \text{ €}$$

dove la quota CAR è presente solo nel flusso di cassa del primo anno.

Dopo aver definito le voci dei flussi di cassa, si procede al calcolo del VAN. In questo caso si ottiene $VAN = 52.474,30 \text{ €}$.

Ipotizzando di richiedere un prestito di durata decennale, per tutto l'ammontare dell'investimento si ottiene una rata costante pari a:

$$R = P \cdot \beta = 38.654,26\text{€}$$

Tabella. 7.1 Flussi di cassa e VAN con prestito.

Anno	FC	FCN	VAN	VAN CUM
0	-€ 284.498,73	-€ 284.498,73	€ -	€ -
1	€ 44.535,58	€ 5.794,87	€ 5.430,01	€ 5.430,01
2	€ 44.952,79	€ 5.712,68	€ 5.015,95	€ 10.445,96
3	€ 44.952,79	€ 5.306,70	€ 4.366,11	€ 14.812,07
4	€ 44.952,79	€ 4.876,36	€ 3.759,44	€ 18.571,50
5	€ 44.952,79	€ 4.420,20	€ 3.193,20	€ 21.764,70
6	€ 44.952,79	€ 3.936,67	€ 2.664,83	€ 24.429,53
7	€ 44.952,79	€ 3.424,13	€ 2.171,94	€ 26.601,47
8	€ 44.952,79	€ 2.880,83	€ 1.712,27	€ 28.313,73
9	€ 44.952,79	€ 2.304,94	€ 1.283,72	€ 29.597,45
10	€ 44.952,79	€ 1.694,49	€ 884,32	€ 30.481,77
11	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 11.375,27	€ 41.857,03
12	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 10.659,04	€ 52.516,08
13	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 9.987,92	€ 62.504,00
14	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 9.359,05	€ 71.863,05
15	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 8.769,78	€ 80.632,83

Il VAN con prestito è pari a $VAN = 80.632,83\text{€}$. La differenza tra i due VAN è 28.158,52€ che corrispondono alla somma degli oneri finanziari pagati dall'azienda per il prestito.

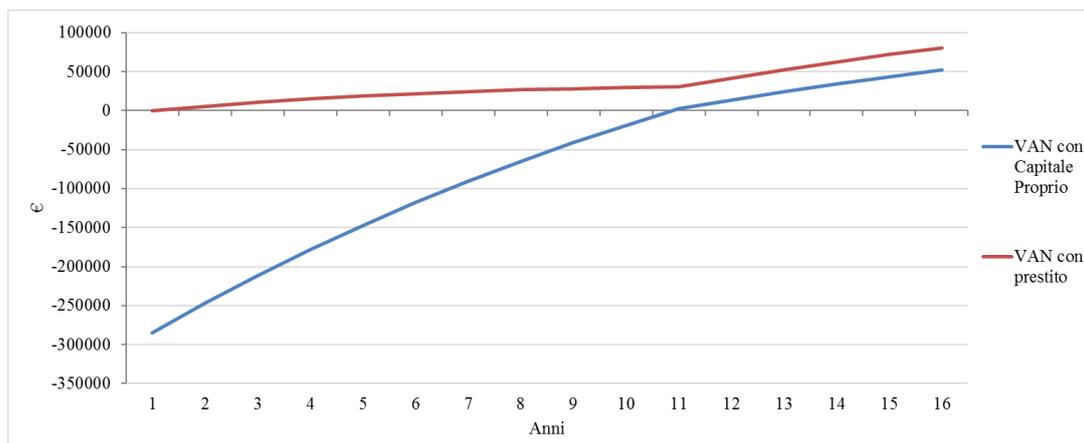


Figura 7.1 VAN impianto migliore

Il tempo di recupero dell'investimento è 9,89 anni. Il $TIR = 12\%$ e $IR = 1,184$. Questi dati indicano la bontà dell'investimento.

La tabella 7.2 riassume i migliori impianti con singola unità cogenerativa.

Tabella 7.2 Riepilogo migliori impianti con singolo motore

IMPIANTO			Tedom Cento T80	Tedom Cento T100	Tedom Cento T160	Tedom Cento T180
MOTORE						
	Potenza Elettrica	kWe	81	104	164	184
	Potenza Termica	kWt	120	142	221	232
	Potenza Input	kW	231	282	434	469
FABBISOGNO AZIENDA						
	Energia Elettrica	MWh	4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
	Energia Termica	MWht	1234,594	1234,594	1234,594	1234,594
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA ELETTRICA						
	Tot Cogenerata	MWh	281,880	329,472	413,280	459,264
	Autoconsumata	MWh	268,504	312,087	380,348	417,515
	Ceduta	MWh	13,376	17,385	32,932	41,749
	Importata	MWh	4493,309	4439,476	4371,215	4334,048
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA TERMICA						
	Utilizzata	MWht	417,600	449,856	556,920	579,072
	GN risparmiato Caldaie	Sm3	44434,041	47866,187	59258,156	61615,203
FUNZIONAMENTO IMPIANTO						
	Gas Naturale consumato	Sm3	80356,204	93157,039	114043,796	122067,153
	Ore Funzionamento		3480	3168	2520	2496
VALUTAZIONE ECONOMICA						
	DSPB	anni	9,52	9,89	12,57	12,40
	TIR		13%	12%	10%	10%
	IR		1,219	1,184	1,069	1,075
	VAN CAP PROPRIO	€	50.410,52	52.474,30	28.831,38	34.061,70
	VAN PRESTITO	€	73.227,03	80.632,83	69.969,04	79.290,45

La tabella 7.3 riporta le migliori soluzioni adottando due unità cogenerative per soddisfare la domanda di energia termica. Come si nota dalla tabella, effettuando altre prove con motori di potenza maggiore rispetto alla soluzione migliore si ha una riduzione progressiva del VAN.

Tabella 7.3 Riepilogo migliori impianti con doppio motore

IMPIANTO (M1 + M2)		Tedom Cento M70 + Tedom Micro T50		Tedom Cento T100 + Tedom Micro T50		Tedom Cento M70 + Tedom Cento M70		Tedom Cento T100 + Tedom Cento M70		
		M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2	
MOTORE										
	Potenza Elettrica	kWe	70	48	104	48	70	70	104	70
	Potenza Termica	kWt	109	91	142	91	109	109	142	109
	Potenza Input	kW	204	148	282	148	204	204	282	204
FABBISOGNO AZIENDA										
	Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563		4751,563		4751,563
	Energia Termica	MWht		1234,594		1234,594		1234,594		1234,594
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA										
	Tot Cogenerata	MWh		379,248		449,280		430,080		494,112
	Autoconsumata	MWh		356,076		416,916		400,521		452,663
	Ceduta	MWh		23,172		32,364		29,559		41,449
	Importata	MWh		4395,487		4334,647		4351,042		4298,900
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA										
	Utilizzata	MWht		633,072		676,992		669,696		706,224
	GN risparmiato Caldaie	Sm3		67360,984		72034,219		71257,900		75144,602
FUNZIONAMENTO IMPIANTO										
	Gas Naturale consumato	Sm3		117462,357		131677,164		130696,142		143189,155
	Ore Funzionamento 1			3624,000		3168,000		3624,000		3168,000
	Ore Funzionamento 2			2616,000		2496,000		2520,000		2352,000
VALUTAZIONE ECONOMICA										
	DSPB	anni		11,391		12,184		12,637		13,724
	TIR			11%		10%		10%		9%
	IR			1,109		1,081		1,066		1,033
	VAN CAP PROPRIO			€ 38.450,66		€ 35.093,46		€ 26.949,86		€ 16.299,00
	VAN PRESTITO			€ 73.232,99		€ 77.869,50		€ 67.277,50		€ 64.620,35

La soluzione migliore è rappresentata dal “Tedom Cento T100” e dal “Tedom Micro T50”. Questa soluzione rappresenta anche il limite di potenza oltre il quale, effettuando altre prove, si è notato che il VAN decresce.

In questo caso l’impiego di un doppio motore, sfruttando il principio della modularità, non ha portato a risultati migliori rispetto all’utilizzo della singola unità cogenerativa. Infatti, l’impianto costituito dal Tedom Cento T100 rimane ancora la scelta ottimale.

6.5.2 VAN Cogeneratore per CT2

Di seguito si riporta la condizione migliore ottenibile considerando il caso del cogeneratore dimensionato per la sola CT2. La soluzione comprende due unità cogenerative, costituite dai motori “Tedom Cento L230” e “Tedom Micro T50”. I valori di VAN che si ottengono sono:

- VAN capitale proprio: 317.531,31 €;
- VAN con prestito: 387.400,28 €

Il tempo di ritorno è 7,36 anni. Il $TIR = 18\%$ e $IR = 1,45$.

Tabella 7.4 Riepilogo migliori impianti

IMPIANTO			Tedom Cento L230 + Tedom Micro T50		Tedom Cento T200 + Tedom Cento T100		Tedom Cento L230	Tedom Cento L330
			M1	M2	M1	M2	M	M
MOTORE								
	Potenza Elettrica	kWe	235	48	200	104	235	326
	Potenza Termica	kWt	277	91	253	142	277	384
	Potenza Input	kW	569	148	510	282	569	787
FABBISOGNO AZIENDA								
	Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563	4751,563	4751,563
	Energia Termica	MWht		2136,225		2136,225	2136,225	2136,225
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA								
	Tot Cogenerata	MWh		1009,344		1058,304	857,280	1001,472
	Autoconsumata	MWh		853,615		894,565	742,534	825,305
	Ceduta	MWh		155,729		163,739	114,746	176,167
	Importata	MWh		3897,948		3856,998	4009,029	3926,258
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA								
	Utilizzata	MWht		1298,784		1369,824	1010,496	1179,648
	GN risparmiato Caldaie	sm3		147207,689		155259,555	114532,348	133704,493
FUNZIONAMENTO IMPIANTO								
	Gas Naturale consumato	Sm3		265336,392		286618,561	216445,464	252102,607
	Ore Funzionamento 1			3648		3744	3648	3072
	Ore Funzionamento 2			3168		2976	0	0
VALUTAZIONE ECONOMICA								
	DSPB	anni		7,36		8,14	6,58	7,54
	TIR			18%		16%	20%	17%
	IR			1,450		1,357	1,574	1,410
	VAN CAP PROPRIO			€ 317.531,31		€ 276.260,63	€ 320.483,60	€ 298.378,01
	VAN PRESTITO			€ 387.400,28		€ 352.849,77	€ 375.735,04	€ 370.359,95

Confrontando le tabelle del cogeneratore dimensionato solo sulla CT1 e solo sulla CT2 si osserva come sia molto più conveniente effettuare l'investimento relativo al cogeneratore per la sola CT2. Questo investimento oltre che avere un VAN molto più elevato ha un tempo di ritorno più basso di due anni rispetto alla condizione migliore del caso per la sola CT1.

6.5.3 VAN Cogeneratore per CT1 e CT2

In questa configurazione la domanda di energia termica è più alta. Di conseguenza la potenza dei motori scelti sarà superiore rispetto al caso con una sola centrale termica. In queste condizioni ci si aspetta di ottenere benefici maggiori dal punto di vista economico.

Si riportata l'analisi dell'impianto che permette di ottenere un più elevato ritorno economico. L'impianto è costituito da un cogeneratore "Tedom Cento L330".

L'investimento iniziale è:

$$FC_0 = 727.298,43\text{€}$$

Sostituendo i valori nella formula (6.3) si ottiene:

$$C_{f_IC} = 20.571,89 \text{ €}$$

Sostituendo i valori nella formula (6.4) il costo del gas pagato per la produzione di energia elettrica relativa all'autoconsumo è:

$$C_{f_autoc} = 93.709,82\text{€}.$$

I costi totali di gas naturale utilizzato per il funzionamento dell'impianto sono, calcolati con la (6.2):

$$C_f = 20.571,89 + 93.709,82 = 114.281,71\text{€}$$

Il costo evitato del gas naturale, risparmiato nelle caldaie grazie alla produzione di energia termica dal cogeneratore, è definito come:

$$C_{evitato_GN} = C_{GN} \cdot GN_{risp\text{caldaia}} = 0,43796902 \cdot 151.014,45 = 66.139,65 \text{ €}$$

Per quanto riguarda l'energia elettrica il costo evitato c_{ee_V} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.5):

$$c_{ee_V} = 79.791,39\text{€}$$

In modo analogo il costo evitato c_{ee_F} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.6):

$$c_{ee_F} = 72.465,45 \text{ €}$$

Quindi sommando i due contributi si ottiene:

$$C_{evitato_EE} = 79.791,39 + 72.465,45 = 152.256,84 \text{ €}.$$

Il ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica è $R_{ee} = 12.014,63 \text{ €}$ calcolato con la (6.7).

I costi di manutenzione sono calcolati tramite la formula (6.8):

$$C_{OM} = 3.696,00\text{€}$$

Il ricavo derivante dai TEE che si ottiene è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 180 \cdot 282 = 50.760,00\text{€}$$

I costi da sostenere per le attività del GSE sono relativi alla sola gestione CAR e valgono per il primo anno:

$$C_{GSE} = C_{CAR} = 835,193 \text{ €}$$

IL VAN con capitale proprio che si ottiene è di 428.536,82€

Ipotizzando di richiedere un prestito decennale, per tutto l'ammontare dell'investimento, si ottiene una rata costante pari a:

$$R = P \cdot \beta = 98.816,55\text{€}$$

Il VAN con prestito è pari a $VAN = 500.518,75\text{€}$. La differenza tra i due VAN è $71.981,94\text{€}$.

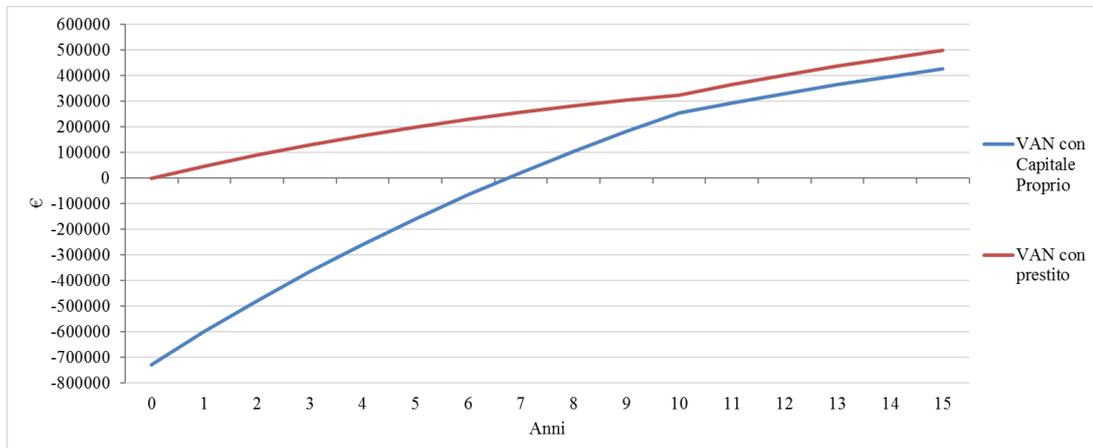


Figura 7.2 VAN impianto migliore

Il tempo di recupero dell'investimento è 6,50 anni. Il $TIR = 20\%$ e $IR = 1,589$. Questi dati indicano che questo impianto cogenerativo è un investimento molto conveniente.

La tabella 7.4 riporta le migliori soluzioni realizzate con una singola unità cogenerativa. Questo impianto rappresenta la condizione limite per la convenienza del progetto. Scegliendo un motore di taglia maggiore (ad esempio il Tedom Cento L410) il VAN si riduce di $53.149,88\text{€}$.

Tabella 7.4 Riepilogo migliori impianti con singolo motore

IMPIANTO			Tedom Cento T200	Tedom Cento L230	Tedom Cento L330	Tedom Cento L410
MOTORE						
Potenza Elettrica	kWe		200	235	326	410
Potenza Termica	kWt		253	277	384	506
Potenza Input	kW		510	569	787	1017
FABBISOGNO AZIENDA						
Energia Elettrica	MWh		4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
Energia Termica	MWht		3370,819	3370,819	3370,819	3370,819
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA ELETTRICA						
Tot Cogenerata	MWh		796,800	936,24	1204,896	1318,56
Autoconsumata	MWh		711,230	819,5052553	994,240408	1040,971487
Ceduta	MWh		-85,570	-116,7347447	-210,655592	-277,5885127
Importata	MWh		4040,334	3932,057916	3757,322763	3710,591684
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA TERMICA						
Utilizzata	MWht		1007,952	1103,568	1419,264	1627,296
GN risparmiato Caldaie	sm3		107249,4733	117423,3364	151014,4496	173149,7521
FUNZIONAMENTO IMPIANTO						
Gas Naturale consumato	Sm3		211870,699	236381,2304	303310,9489	341050,2607
Ore Funzionamento			3984,000	3984	3696	3216
VALUTAZIONE ECONOMICA						
DSPB	anni		6,462319443	6,24492059	6,501643396	7,488137945
TIR			21%	22%	20%	17%
IR			1,607	1,672	1,589	1,413
VAN CAP PROPRIO		€	297.113,74	€ 375.298,82	€ 428.536,82	€ 360.948,51
VAN PRESTITO		€	345.546,33	€ 430.550,26	€ 500.518,75	€ 447.368,87

Sono state analizzate anche soluzioni cogenerative che utilizzano due motori. Tra queste le migliori sono riportate nella tabella seguente:

Tabella 7.5 Riepilogo migliori impianti con doppio motore

IMPIANTO			Tedom Cento L230 + Tedom Micro T50		Tedom Cento L330 + Tedom Micro T50		Tedom Cento L330 + Tedom Centro T100		Tedom Cento L330 + Tedom Cento T120	
			M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
MOTORE										
Potenza Elettrica	kWe		235	48	326	48	326	104	326	125
Potenza Termica	kWt		277	91	384	91	384	142	384	177
Potenza Input	kW		569	148	787	148	787	282	787	343
FABBISOGNO AZIENDA										
Energia Elettrica	MWh			4751,563		4751,563		4751,563		4751,563
Energia Termica	MWht			3370,819		3370,819		3370,819		3370,819
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA ELETTRICA										
Tot Cogenerata	MWh			1115,952		1366,176		1526,880		1576,896
Autoconsumata	MWh			951,414		1101,651		1205,528		1232,419
Ceduta	MWh			164,538		264,525		321,352		344,477
Importata	MWh			3800,149		3649,912		3546,035		3519,144
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA TERMICA										
Utilizzata	MWht			1444,272		1725,024		1858,896		1946,016
GN risparmiato Caldaie	sm3			153675,385		183548,339		197792,769		207062,629
FUNZIONAMENTO IMPIANTO										
Gas Naturale consumato	Sm3			294161,418		355164,964		394350,782		409751,825
Ore Funzionamento 1				3984,000		3696,000		3696,000		3696,000
Ore Funzionamento 2				3744,000		3360,000		3096,000		2976,000
VALUTAZIONE ECONOMICA										
DSPB	anni			6,65		7,41		8,19		8,28
TIR				20%		17%		16%		15%
IR				1,549		1,429		1,334		1,316
VAN CAP PROPRIO		€		387.513,87		375.496,30		338.266,23		334.628,70
VAN PRESTITO		€		457.382,84		462.095,76		438.404,70		439.447,72

La soluzione migliore è rappresentata dal “Tedom Cento L330” e dal “Tedom Micro T50”. In questo esempio si può osservare come non sempre l’utilizzo di due unità cogenerative sia la soluzione economicamente più vantaggiosa.

6.5.4 VAN Trigeneratore per CT1

Di seguito si riporta l’analisi economica riguardante il trigeneratore dimensionato per il fabbisogno termico del nuovo capannone (cioè della sola centrale termica “CT1”).

Per l’analisi economica del trigeneratore i contributi dei costi evitati cambiano. In questo caso si aggiunge il valore di energia elettrica risparmiata nell’impianto frigo grazie all’utilizzo dell’assorbitore.

Il costo di energia elettrica evitato $C_{evitato_EE}$ è dato dalla somma di tre contributi:

$$C_{evitato_EE} = c_{ee_V} + c_{ee_F} + c_{ee_Frigo}$$

dove c_{ee_V} e c_{ee_F} sono uguali a quelli calcolati con le formule (6.5) e (6.6) e c_{ee_Frigo} è calcolato moltiplicando l’energia elettrica risparmiata nei frigo per le tariffe dell’energia elettrica totale.

$$c_{ee_Frigo} = [(EE_{Frigo}^{F1} \cdot c_{ee_{F1}} + EE_{Frigo}^{F2} \cdot c_{ee_{F2}} + EE_{FRIGO}^{F3} \cdot c_{ee_{F3}}) + Accise] \cdot (1 + IVA) \quad (6.9)$$

dove

- EE_{Frigo}^F (kWh) rappresenta l’energia elettrica risparmiata dai frigoriferi divisa per fasce orarie;
- c_{ee_F} €/kWh rappresenta il costo della quota energia pagato dall’azienda;

Il costo evitato dell’energia frigo dipende dall’assorbitore scelto.

La soluzione migliore per l’impianto di trigenerazione, dimensionato sulla sola “CT1” e sull’impianto frigo, comprende due unità cogenerative costituite da un motore “Tedom Cento T230” con assorbitore “Century AR-D60L2” e un motore “Tedom Cento T120” con un assorbitore “Century AR-D30L2”.

L’investimento iniziale è:

$$FC_0 = 1.004.347,35€$$

Sostituendo i valori nella formula (6.3) il costo del gas pagato per la cogenerazione è:

$$C_{f_IC} = 17.850,99€$$

Sostituendo i valori nella formula (6.4) il costo del gas pagato per la produzione di energia elettrica relativa all'autoconsumo è:

$$C_{f_autoc} = 169.187,82\text{€}.$$

I costi totali di gas naturale utilizzato per il funzionamento dell'impianto sono:

$$C_f = 17.850,99 + 169.187,82 = 187.038,81\text{€}$$

Il costo evitato del gas naturale, risparmiato nelle caldaie è:

$$C_{evitato_GN} = C_{GN} \cdot GN_{rispCaldaia} = 0,43796902 \cdot 90.700,67 = 39.724,09\text{€}$$

Per quanto riguarda l'energia elettrica il costo evitato c_{ee_V} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.5):

$$c_{ee_V} = 148.881,01\text{€}$$

In modo analogo il costo evitato c_{ee_F} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.6):

$$c_{ee_F} = 129.600,02\text{€}$$

Utilizzando la formula (6.9) si ricava l'energia elettrica risparmiata sull'utilizzo dell'impianto frigo:

$$c_{ee_Frigo} = 55.532,29\text{€}$$

Quindi il costo evitato totale è:

$$C_{evitato_EE} = 129.600,02 + 148.881,01 + 55.532,29 = 334.013,32\text{€}$$

Si può osservare sin da subito come l'utilizzo di questo impianto permetta di ottenere risparmi annui maggiori sull'energia elettrica.

Il ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica è $R_{ee} = 3.941,73\text{€}$ calcolato con la (6.7).

Il ricavo ottenuto dal conto scambio, calcolato con la (6.1) è $CS = 2.344,09\text{€}$. Tale ricavo è calcolato solo sulla produzione del motore "Tedom Cento T120" in quanto il motore primario supera il limite di potenza elettrica necessario per aderire allo scambio sul posto.

I costi di manutenzione sono costituiti dalla somma dei costi necessari per la manutenzione dell'impianto cogenerativo e dell'assorbitore. In questo caso il costo orario per la manutenzione dell'assorbitore è stato posto pari a $c_{m_A} = 0,25 \text{€}/h$. La formula (6.8) si modifica nella seguente espressione:

$$C_{OM} = c_{m_C} \cdot h_{funz_{IC}} + c_{m_A} \cdot h_{funz_A} \quad (6.10)$$

Nel caso descritto i costi di manutenzione sono:

$$C_{OM} = 10.048,00 + 2.512,00 = 12.560,00\text{€}$$

L'erogazione dei TEE ha una durata di 10 anni. Il ricavo che si ottiene è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 279 \cdot 282 = 78.689,85\text{€}$$

I costi da sostenere per le attività del GSE sono:

$$C_{GSE} = C_{CAR} + C_{CS} = 1.418,559 + 245 = 1.663,559 \text{ €}$$

dove la quota CAR è presente solo al flusso di cassa del primo anno.

Il VAN con capitale proprio è: $VAN = 787.630,22 \text{ €}$

Per un prestito decennale sull'ammontare dell'investimento si ottiene una rata R e un VAN con prestito pari a:

$$R = P \cdot \beta = 136.458,6242 \text{ €}$$

$$VAN = 887.031,39 \text{ €}$$

Tabella. 7.6 Flussi di cassa e VAN con prestito.

ANNO	FC	FCN	VAN	VAN CUM
	-€ 1.004.347,35	-€ 1.004.347,35	€ -	€ -
0	€ 257.450,70	€ 92.722,12	€ 86.884,06	€ 86.884,06
1	€ 258.869,26	€ 92.392,82	€ 81.124,45	€ 168.008,51
2	€ 258.869,26	€ 90.959,61	€ 74.837,43	€ 242.845,94
3	€ 258.869,26	€ 89.440,41	€ 68.954,21	€ 311.800,16
4	€ 258.869,26	€ 87.830,06	€ 63.449,32	€ 375.249,47
5	€ 258.869,26	€ 86.123,08	€ 58.298,87	€ 433.548,34
6	€ 258.869,26	€ 84.313,69	€ 53.480,49	€ 487.028,83
7	€ 258.869,26	€ 82.395,73	€ 48.973,23	€ 536.002,06
8	€ 258.869,26	€ 80.362,70	€ 44.757,45	€ 580.759,51
9	€ 258.869,26	€ 50.186,39	€ 26.191,09	€ 606.950,60
10	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 63.527,94	€ 670.478,54
11	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 59.528,03	€ 730.006,57
12	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 55.779,97	€ 785.786,54
13	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 52.267,90	€ 838.054,44
14	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 48.976,96	€ 887.031,39

La differenza tra i due VAN è 99.401,17 €.

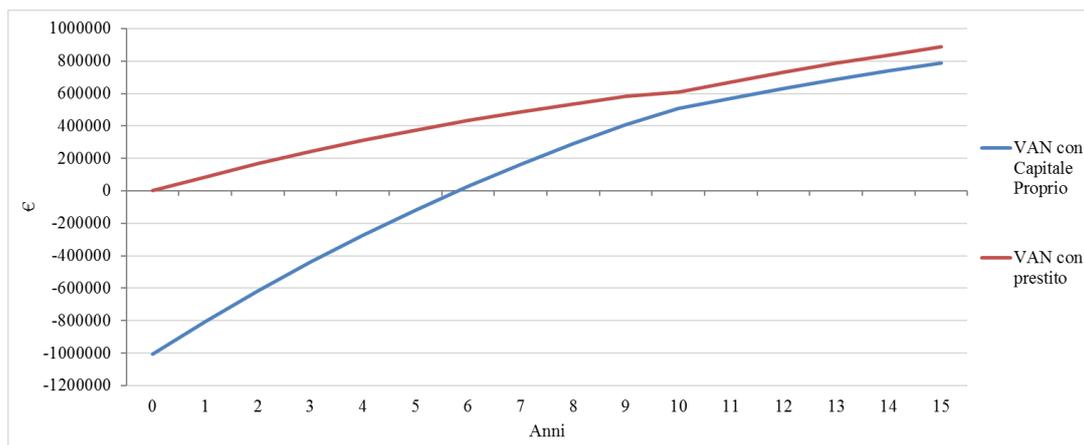


Figura 7.3 VAN impianto migliore

Il tempo di recupero dell'investimento è 5,59 anni. Il $TIR = 24\%$ e $IR = 1,78$. Questi dati indicano che questa tipologia di impianto rappresenta una soluzione ottimale rispetto alle configurazioni analizzate precedentemente.

La tabella 7.7 mostra, per questa configurazione, le altre soluzioni impiantistiche, oltre alla migliore, che si prevede possano dare risultati economici convenienti, anche se leggermente inferiori.

Tabella 7.7 Riepilogo migliori impianti con doppio motore

IMPIANTO (M1 e AS1 + M2 e AS2)	Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2 + Tedom Micro T50 e Yazaki WFC SC20		Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2 + Tedom Cento T100 e Century AR-D30L2		Tedom Cento L 230 e Century AR-D60L2 + Tedom Cento T120 e Century AR-D30L2		Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2 + Tedom Cento T160 e Century AR-D40L2		
	I1	I2	I1	I2	I1	I2	I1	I2	
MOTORE + ASSORBITORE									
Potenza Elettrica	kWe	235	48	235	104	235	125	235	164
Potenza Termica	kWt	277	91	277	142	292	177	292	221
Potenza Input	kW	569	148	569	282	569	343	569	434
Potenza Frigorifera Assorbitore	kWf	193	70	193	98	193	105	193	140
FABBISOGNO AZIENDA									
Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563		4751,563		4751,563
Energia Termica	MWht		1234,594		1234,594		1234,594		1234,594
Energia Termica Impianto Frigo	MWht		2281,303		2281,303		2281,303		2281,303
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA									
Tot Cogenerata	MWh		1618,359		1850,447		1902,470		1962,803
Autoconsumata	MWh		1526,883		1731,694		1778,138		1832,610
Ceduta	MWh		91,476		118,753		124,332		130,193
Importata	MWh		3224,678		3019,867		2973,423		2918,951
Energia Elettrica Frigo Risparmiata	MWh		246,550		335,148		334,872		348,061
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA									
Q Caldaia gen e utilizzata	MWht		963,225		753,754		852,423		838,423
Q Frigo gen e utilizzata	MWht		1114,517		1515,021		1513,773		1573,393
GN risparmiato Caldaie	sm3		102490,353		80201,971		90700,674		89210,999
FUNZIONAMENTO IMPIANTO									
Gas Naturale consumato	Sm3		424981,960		481405,527		497879,666		509219,082
Ore Funzionamento 1			5877		5877		5877		5877
Ore Funzionamento 2			4943		4513		4171		3547
VALUTAZIONE ECONOMICA									
DSPB	anni		5,23		5,52		5,59		6,16
TIR			27%		25%		24%		22%
IR			1,928		1,809		1,784		1,682
VAN CAP PROPRIO	€		750.390,02		772.834,01		787.630,22		749.371,01
VAN PRESTITO	€		830.394,03		867.330,35		887.031,39		858.125,17

Adottando un singolo impianto (o unità trigenerativa), la soluzione migliore è rappresentata dal "Tedom Cento L330" accoppiato ad un assorbitore "Century AR-

D85L2". Si sono effettuate anche delle prove con motori di potenza diversa, ma si è osservata una riduzione progressiva dei valori del VAN.

Tabella 7.8 Riepilogo migliori impianti con singolo motore

IMPIANTO (M e AS)		Tedom Cento T160 e Century AR-D40L2	Tedom Cento T200 e Yazaki WFC SC50	Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2	Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2
MOTORE + ASSORBITORE					
Potenza Elettrica	kWe	164	200	235	326
Potenza Termica	kWt	221	253	277	384
Potenza Input	kW	434	510	569	787
Potenza Frigorifera Assorbitore	kWf	140	176	193	278
FABBISOGNO AZIENDA					
Energia Elettrica	MWh	4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
Energia Termica Centrale Termica	MWht	1234,594	1234,594	1234,594	1234,594
Energia Termica Impianto Frigo	MWht	2281,303	2281,303	2281,303	2281,303
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA					
Tot Cogenerata	MWh	1028,116	1216,800	1381,095	1562,844
Autoconsumata	MWh	993,412	1166,877	1311,913	1481,873
Ceduta	MWh	34,704	49,923	69,182	80,971
Importata	MWh	3758,149	3584,684	3439,648	3269,688
Energia Elettrica Frigo Risparmiata	MWh	191,266	231,274	246,550	298,297
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA					
Q Caldaia gen e utilizzata	MWht	520,838	493,790	513,412	492,459
Q Frigo gen e utilizzata	MWht	864,611	1045,462	1114,517	1348,437
GN risparmiato Caldaie	sm3	55418,899	52540,863	54628,741	52399,326
FUNZIONAMENTO IMPIANTO					
Gas Naturale consumato	Sm3	283706,569	323549,531	348697,914	393417,935
Ore Funzionamento		6269	6084	5877	4794
VALUTAZIONE ECONOMICA					
DSPB	anni	4,68	4,68	4,60	5,35
TIR		29%	29%	30%	26%
IR		2,081	2,078	2,120	1,882
VAN CAP PROPRIO	€	509.092,39	€ 598.096,94	€ 703.268,62	€ 720.434,15
VAN PRESTITO	€	555.699,25	€ 652.987,90	€ 765.417,90	€ 801.300,95

6.5.5 VAN Trigeneratore per CT1 e CT2

Di seguito si riportano i risultati economici relativi alla soluzione migliore per l'impianto trigenerativo dimensionato sulla domanda di entrambe le centrali termiche e dell'impianto frigo. Tale impianto prevede l'utilizzo di un cogeneratore "Tedom Cento L330" con assorbitore "Century AR-D85L2" e di un cogeneratore "Tedom Cento T230" con assorbitore "Century AR-D60L2".

L'investimento iniziale è:

$$FC_0 = 1.445.020,24\text{€}$$

I costi totali di gas naturale utilizzato per il funzionamento dell'impianto, calcolati con la (6.3) e (6.4), sono:

$$C_f = 72.957,65 + 220.238,39 = 293.196,04 \text{ €}$$

Il costo evitato del gas naturale, risparmiato nelle caldaie è:

$$C_{evitato_GN} = C_{GN} \cdot GN_{rispCaldiaia} = 0,43796902 \cdot 201.847,80 = 88.403,08\text{€}$$

Il costo evitato di energia elettrica totale calcolato come somma dei risultati ottenuti applicando le formule (6.5), (6.6) e (6.9) è:

$$C_{evitato_EE} = 187.189,12 + 197.244,39 + 62.516,59 = 446.950,11\text{€}$$

Si può osservare sin da subito come l'utilizzo di questo impianto permetta di ottenere risparmi maggiori sull'energia elettrica.

Il ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica è $R_{ee} = 30.064,56 \text{ €}$ calcolato con la (6.7).

I costi di manutenzione calcolati con la (6.10) sono:

$$C_{OM} = 10.689,00 + 2.672,25 = 13.361,25\text{€}$$

Il ricavo che si ottiene dai TEE è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 461 \cdot 282 = 129.888,81\text{€}$$

I costi da sostenere per le attività del GSE sono:

$$C_{GSE} = C_{CAR} = 1979,812 \text{ €}$$

con la quota CAR presente solo nel flusso di cassa del primo anno.

Il VAN con capitale proprio è: $VAN = 1.216.282,86\text{€}$.

Il VAN con prestito è $VAN = 1.359.296,96\text{€}$.

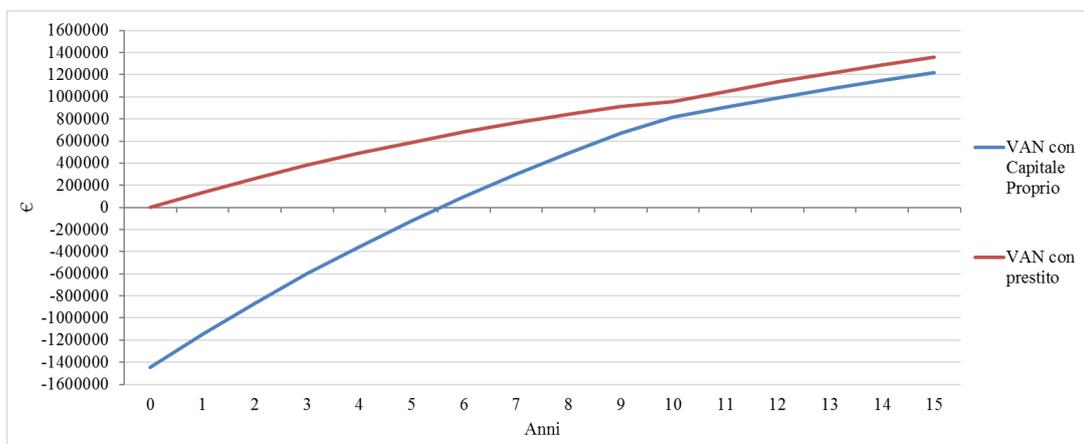


Figura 7.4 VAN Impianto migliore

Il tempo di recupero dell'investimento è 5,41 anni. Il $TIR = 25\%$ e $IR = 1,841$. Questi dati indicano che questa tipologia di impianto rappresenta la soluzione migliore tra tutte quelle analizzate.

Per questa tipologia di impianto è stata effettuata inoltre una simulazione ponendo il tasso di interesse al 6% anziché a 8% ottenendo i seguenti risultati:

- VAN con capitale proprio: 1.547.058,63€;
- VAN con prestito: 1.558.459,63€.

La differenza tra i due VAN è $\Delta VAN = 11.401,00\text{€}$ rispetto al caso precedente dove era pari a $\Delta VAN = 143.014,10\text{€}$. Riducendo il tasso di interesse la convenienza tra richiedere il prestito e usare il capitale proprio per finanziare l'investimento è pressoché uguale, oltre ad avere un miglior rendimento dell'investimento con un aumento del VAN con capitale proprio di 330.775,77€.

Tabella 7.9 Riepilogo migliori impianti con doppio motore

IMPIANTO (M1 e AS1 + M2 e AS2)	Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2 + Tedom Cento T180 e Century AR-D50L2		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2 + Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2 + Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2 + Tedom Cento T200 e Yazaki WFC SC50		
	I1	I2	I1	I2	I1	I2	I1	I2	
MOTORE + ASSORBITORE									
Potenza Elettrica	kWe	326	184	326	235	326	326	410	200
Potenza Termica	kWt	384	232	404	292	404	404	531	253
Potenza Input	kW	787	469	787	569	787	787	1017	510
Potenza Frigorifera Assorbitore	kWf	278	165	278	193	278	278	352	140
FABBISOGNO AZIENDA									
Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563		4751,563		4751,563
Energia Termica	MWht		3370,819		3370,819		3370,819		3370,819
Energia Termica Impianto Frigo	MWht		2379,073		2379,073		2379,073		2379,073
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA									
Tot Cogenerata	MWh		2916,142		3080,574		3235,550		2962,574
Autoconsumata	MWh		2470,238		2568,272		2623,090		2495,435
Ceduta	MWh		445,904		512,302		612,460		467,139
Importata	MWh		2281,323		2183,289		2128,471		2256,126
Energia Elettrica Frigo Risparmiat	MWh		386,644		383,256		369,085		384,481
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA									
Q Caldaia gen e utilizzata	MWht		1760,072		1897,006		2142,768		1832,219
Q Frigo gen e utilizzata	MWht		1747,808		1732,490		1668,432		1738,028
GN risparmiato Caldaie	sm3		187277,566		201847,799		227997,677		194954,226
FUNZIONAMENTO IMPIANTO									
Gas Naturale consumato	Sm3		746441,710		776258,916		814491,658		758887,696
Ore Funzionamento 1			6249		6249		6249		6249
Ore Funzionamento 2			4777		4440		3676		4627
VALUTAZIONE ECONOMICA									
DSPB	anni		5,37		5,41		6,04		5,42
TIR			26%		25%		23%		25%
IR			1,857		1,842		1,711		1,837
VAN CAP PROPRIO		€	1.145.245,98		€ 1.216.282,86		€ 1.161.272,38		€ 1.148.106,60
VAN PRESTITO		€	1.277.504,56		€ 1.359.296,96		€ 1.323.003,99		€ 1.283.862,37

Adoperando invece un solo motore cogenerativo, la soluzione migliore è rappresentata dal "Tedom Cento L500" accoppiato ad un assorbitore "Century AR-D130L2". Si può

notare come adottando un impianto di potenza maggiore, aumenta la produzione di energia elettrica ed energia termica ma si riduce la convenienza dell'investimento.

Tabella 7.10 Riepilogo migliori impianti con singolo motore

IMPIANTO (M e AS)		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2	Tedom Cento L410 e Century AR-D100L2	Tedom Cento L500 e Century AR-D130L2	Tedom Quanto D600 e Century AR-D150L2
MOTORE + ASSORBITORE					
Potenza Elettrica	kWe	326	410	500	600
Potenza Termica	kWt	384	506	589	699
Potenza Input	kW	787	1017	1205	1433
Potenza Frigorifera Assorbitore	kWf	278	352	429	489
FABBISOGNO AZIENDA					
Energia Elettrica	MWh	4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
Energia Termica Centrale Termic.	MWht	3370,819	3370,819	3370,819	3370,819
Energia Termica Impianto Frigo	MWht	2379,073	2379,073	2379,073	2379,073
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA ELETTRICA					
Tot Cogenerata	MWh	2037,174	2257,050	2466,500	2483,400
Autoconsumata	MWh	1821,628	1964,756	2077,432	1994,400
Ceduta	MWh	215,546	292,294	389,068	489,000
Importata	MWh	2929,933	2786,805	2674,129	2757,161
Energia Eeltrica Frigo Risparmia	MWh	312,172	310,043	297,015	235,091
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA TERMICA					
Q Caldaia gen e utilizzata	MWht	988,455	1383,994	1562,891	1830,441
Q Frigo gen e utilizzata	MWht	1411,161	1401,536	1342,646	1062,720
GN risparmiato Caldaie	sm3	105174,918	147261,627	166296,890	194765,091
FUNZIONAMENTO IMPIANTO					
Gas Naturale consumato	Sm3	512822,002	583794,056	619839,937	618476,225
Ore Funzionamento		6249	5505	4933	4139
VALUTAZIONE ECONOMICA					
DSPB	anni	4,32	4,67	5,22	6,10
TIR		33%	29%	27%	23%
IR		2,262	2,074	1,924	1,693
VAN CAP PROPRIO	€	1.031.446,78	1.050.229,11	1.053.197,29	905.604,40
VAN PRESTITO	€	1.112.313,58	1.147.038,83	1.166.033,35	1.034.854,06

6.5.6 VAN Impianto di recupero calore

Il calcolo del VAN è stato differenziato in riferimento alle due tipologie di assorbitori che si è deciso di utilizzare, in particolare: il "Century AR-D170L2" e il "Broad BDH 30".

Nell'analisi economica del recuperatore i costi evitati riguardano solo l'energia elettrica risparmiata dall'impianto frigorifero e il gas risparmiato dalle caldaie. Non si hanno costi evitati di energia elettrica e neanche ricavi dalla vendita della stessa.

Il costo di energia elettrica evitato $C_{evitato_EE}$ corrisponde alla sola quota di risparmio sul consumo dall'impianto frigo, calcolato tramite la formula (6.9):

$$C_{evitato_EE} = c_{ee_Frigo}$$

Per il calcolo dei costi di manutenzione si utilizza sempre la formula (6.10) attribuendo un costo di manutenzione per l'assorbitore pari a $0,25 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, riferito però all'energia termica frigo prodotta e un costo per la manutenzione del recuperatore pari a $0,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, riferito all'energia termica totale prodotta.

Il costo GSE relativo ai TEE è costituito da una quota fissa relativa ad ogni progetto presentato e da una quota variabile per ogni titolo riconosciuto. Per un numero di $100 < TEE \leq 1000$ il costo totale è dato dalla somma della quota fissa (pari a 500€ per proposte di progetto e programma di misure (PPPM) e 200€ per richieste di verifica e certificazione (RVC) e dal corrispettivo variabile (pari a 1,1 €/Tep). A questo valore si aggiunge la tariffa da sostenere per l'invio di richieste di verifica preliminare di conformità (RVP) (pari a 1000€) e quella per le nuove schede tecniche (pari a 500€).

La durata dell'investimento è pari alla vita utile del recuperatore e dell'assorbitore assunta uguale a 15 anni.

6.5.6.1 VAN Impianto di recupero calore con assorbitore Century AR-D170L2

L'investimento per la realizzazione di questo impianto è: $FC_0 = 297.000,00€$.

Con questo modello di assorbitore il costo evitato di energia elettrica è:

$$C_{evitato_EE} = 75.027,35€$$

Si ha un costo evitato del gas naturale, risparmiato per il riscaldamento, pari a:

$$C_{evitato_GN} = C_{GN} \cdot GN_{rispCaldaia} = 0,43796902 \cdot 98.348,97 = 43.073,80€$$

I costi di manutenzione risultano essere:

$$C_{OM} = 2.364,01€$$

Il ricavo derivante dalla vendita dei TEE è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 575 \cdot 282 = 162.150,00€.$$

I costi da sostenere per le attività del GSE riguardano le attività per la richiesta dei TEE e compaiono solo nel flusso di cassa del primo anno.

$$C_{GSE} = C_{TEE} = 3.115,75€$$

Il VAN con capitale proprio ottenuto con questa configurazione di impianto risulta:

$$VAN = 1.179.314,15 \text{ €}$$

Il VAN con prestito è calcolato ipotizzando un prestito di durata cinque anni. In questo caso il tasso di ammortamento è $\beta = 0,237$ e la rata è $R = 70.506,73€$.

Il risultato che si ottiene è un "VAN con prestito" pari a 1.194.279,74€ .

Il tempo di recupero, con queste ipotesi è 1,50 anni. Il $TIR = 92,50\%$ e $IR = 4,97$. Tale progetto risulta essere estremamente conveniente.

6.5.6.2 VAN Impianto di recupero calore con assorbitore BROAD BDH 30

L'investimento per questo impianto è: $FC_0 = 247.500,00\text{€}$

Con questa soluzione progettuale il costo evitato di energia elettrica è:

$$C_{\text{evitato}_{EE}} = 59.224,83\text{€}$$

Il costo evitato del gas naturale risparmiato nelle caldaie è:

$$C_{\text{evitato}_{GN}} = C_{GN} \cdot GN_{\text{risp}_{caldaia}} = 0,43796902 \cdot 100.281,71 = 43.920,28\text{€}$$

Per tale impianto il risparmio sul gas naturale è maggiore rispetto alla configurazione precedente, questo è dovuto al fatto che l'assorbitore, richiedendo meno acqua calda, rende disponibile una maggiore quantità della stessa per il riscaldamento. Mentre, naturalmente, il risparmio sull'energia elettrica è minore in quanto la taglia dell'assorbitore è più piccola.

I costi di manutenzione risultano essere:

$$C_{OM} = 2.238,77\text{€}$$

Il ricavo derivante dalla vendita dei TEE è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 511 \cdot 282 = 144.102,00\text{€}.$$

I costi da sostenere per le attività del GSE compaiono solo nel flusso di cassa del primo anno, e sono:

$$C_{GSE} = C_{TEE} = 3.038,31\text{€}$$

Il VAN con capitale proprio ottenuto con questa configurazione di impianto risulta:

$$VAN = 1.047.494,64\text{€}$$

Il VAN con prestito è calcolato ipotizzando un prestito di durata cinque anni. In questo caso il tasso di ammortamento è $\beta = 0,237$ e la rata $R = 58.755,61\text{€}$. Dai calcoli risulta $VAN = 1.059.966,16\text{€}$.

Il tempo di recupero, con queste ipotesi è 1,43 anni. Il $TIR = 97,89\%$ e $IR = 5,23$. Anche questo progetto risulta essere estremamente conveniente.

Dai dati riportati e considerando anche il riepilogo riportato nella tabella 7.11, si denota che la configurazione che utilizza l'assorbitore "Century AR170L2" risulta essere la migliore.

Tabella.7.11 Riepilogo impianti di recupero calore

IMPIANTI DI RECUPERO CALORE				
IMPIANTO (REC + AS)			Recuperatore HTA ERe 6000 + Century AR170L2	Recuperatore HTA ERe 6000 + BROAD BDH 30
FABBISOGNO AZIENDA				
	Energia Termica Caldaia	MWht	1234,594	1234,594
	Energia Termica Frigo	MWht	2281,303	2281,303241
PRODUZIONE RECUPERATORE ENERGIA TERMICA				
	Energia Termica Caldaie	MWh	924,303	942,468
	Energia Termica Frigo	MWh	2131,951	1630,986
	Energia Termica non utilizzata	MWh	605,784	1088,585
RISPARMIO ENERGETICO				
	GN risparmiato Caldaie	Sm3	98348,970	100281,7098
	EE Risparmiata Frigo	MWh	471,623	360,801
	Tep Risparmiati		171,200	152,108
VALUTAZIONE ECONOMICA				
	DSPB	anni	1,503	1,43
	TIR		93%	98%
	IR		4,971	5,23
	VAN CAP PROPRIO	€	1.179.314,15	€ 1.047.494,64
	VAN PRESTITO	€	1.194.279,74	€ 1.059.966,16

6.5.7 VAN Impianto fotovoltaico

Di seguito si riporta il risultato economico ricavato per l'impianto fotovoltaico. Vengono rappresentate tra le varie soluzioni quelle che permettono di ottenere un VAN migliore. Partendo con l'analizzare la configurazione in cui l'impianto viene installato su pensiline nella superficie adibita a parcheggio, successivamente si analizzerà quella in cui l'impianto viene installato nella superficie di solo tetto e infine una configurazione mista costituita dall'impianto realizzato sulla superficie di solo tetto e su una parte di parcheggio.

L'impianto fotovoltaico permette di risparmiare sull'acquisto della parte di energia elettrica che viene autoconsumata e di ottenere un ricavo dalla vendita dell'energia elettrica eccedente (quota ceduta). Queste due attività costituiscono le principali entrate, derivanti dalla produzione dell'impianto fotovoltaico, che incidono positivamente sui flussi di cassa.

I costi di manutenzione dell'impianto C_{OM} sono calcolati a partire dalla formula (6.8) dove al posto del costo orario di manutenzione si pone quello relativo alla potenza dell'impianto.

Tale costo è stato ipotizzato pari a $c_m = 4 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ e la formula risulta essere:

$$C_{OM} = c_m \cdot P_{IFV}$$

La durata dell'investimento è pari alla vita utile dei pannelli fotovoltaici assunta uguale a 25 anni.

6.5.7.1 IFV potenza 180 kWp

Questo impianto è caratterizzato da una potenza di 180 kWp ed è installato sulla superficie di tetto non adibita a parcheggio per un totale di 1500 m². L'investimento è costituito dal solo costo dell'impianto fotovoltaico ed è:

$$I_{IFV} = 198.000,00\text{€}$$

Utilizzando la formula (6.5) e (6.6) si ricava il risparmio sull'acquisto di energia elettrica.

$$c_{ee_V} = 17.600,94\text{€}$$

$$c_{ee_F} = 14.546,19\text{€}$$

$$C_{evitato_{EE}} = 14.546,19 + 17.600,94 = 32.147,12\text{€}$$

Il ricavo ottenuto dal ritiro dedicato è $R_{RID} = 1.320,006\text{€}$

Il costo relativo alla manutenzione dell'impianto è:

$$C_{OM} = 4 \cdot 180 = 720,00\text{€}.$$

Il costo relativo al ritiro dedicato è:

$$C_{RID} = 119\text{€}$$

Il VAN con capitale proprio risulta essere: $VAN = 112.744,19\text{€}$

Utilizzando un prestito, richiesto per tutto l'ammontare dell'investimento per una durata ventennale, con $\beta = 0,087$ e rata $R = 17.262,54\text{€}$ si ottiene un VAN pari a 147.968,55 €.

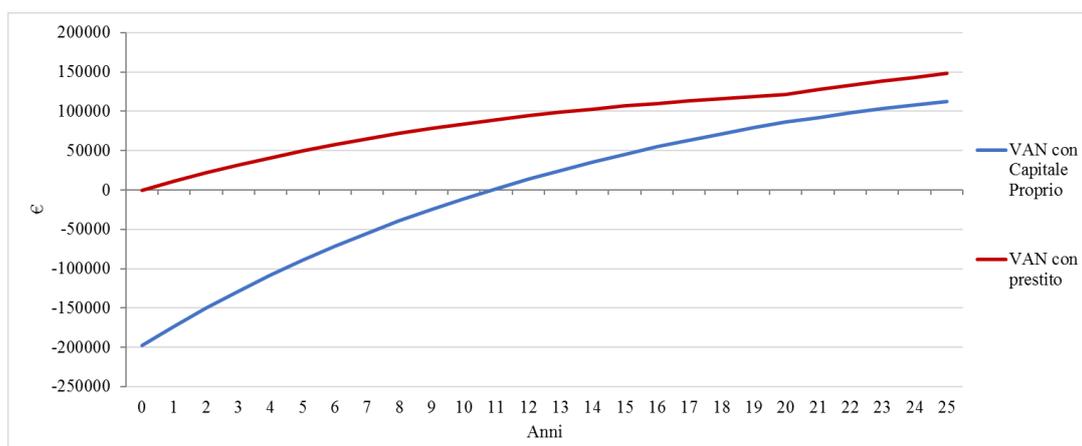


Figura 7.5 VAN IFV 180 kWp

Il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento è 10,45 anni, il $TIR = 16\%$ e $IR = 1,569$.

6.5.7.2 IFV potenza 250 kWp

Questo impianto è caratterizzato da una potenza di 250 kWp ed è installato sia sulla superficie di tetto che non è adibita a parcheggio, sia sulle pensiline del parcheggio per una superficie di $550 m^2$. L'investimento iniziale è dato dal costo dell'impianto fotovoltaico più quello della struttura di pensiline:

$$I_{IFV} = 335.500,00\text{€}$$

Di cui 55.000€ rappresentano il costo delle pensiline.

Utilizzando la formula (6.5) e (6.6) si ricava il risparmio $C_{evitato_EE}$.

$$c_{ee_V} = 20.924,89\text{€}$$

$$c_{ee_F} = 20.203,04\text{€}$$

$$C_{evitato_EE} = 20.924,89 + 20.203,04 = 41.127,93\text{€}$$

Il ricavo ottenuto dal ritiro dedicato è $R_{RID} = 1.833,342\text{€}$.

Il costo relativo alla manutenzione dell'impianto risulta:

$$C_{OM} = 4 \cdot 250 = 1.000,00\text{€}.$$

Il costo relativo al ritiro dedicato è:

$$C_{RID} = 161\text{€}$$

Il VAN con capitale proprio risulta essere: $VAN = 74.919,24 \text{ €}$

Utilizzando un prestito, richiesto per tutto l'ammontare dell'investimento con durata ventennale, con $\beta = 0,087$ e rata $R = 29.250,42\text{€}$ si ottiene $VAN = 134.602,86 \text{ €}$

Il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento è 16,02 anni, il $TIR = 12\%$ e $IR = 1,223$.

6.5.7.3 IFV potenza 400 kWp

Questo caso rappresenta l'analisi economica dell'impianto realizzato considerando tutta la superficie sfruttabile che risulta essere pari a $3500m^2$.

L'investimento iniziale, anche in questo caso, è dato dal costo dell'impianto fotovoltaico più quello della struttura di pensiline:

$$I_{IFV} = 673.750,00 \text{ €}$$

di cui 217.500 € rappresentano il costo delle pensiline.

Il costo evitato di energia elettrica è $C_{evitato_{EE}} = 66.902,68\text{€}$.

Il ricavo dal ritiro dedicato è $R_{RID} = 2.933,348\text{€}$.

Il costo relativo alla manutenzione dell'impianto è $C_{OM} = 1.600,00\text{€}$.

Il costo relativo al ritiro dedicato è $C_{RID} = 251\text{€}$

Il VAN con capitale proprio risulta essere $13.129,75 \text{€}$.

Con il prestito di rata $R = 58.740,60\text{€}$ si ottiene un $VAN = 132.983,15 \text{€}$.

Il tempo di recupero è pari a 23,12 anni, il $TIR = 9\%$ e $IR = 1,019$. Questo progetto rappresenta la soluzione limite.

Tabella 7.12 Riepilogo impianto fotovoltaico

IMPIANTI FOTOVOLTAICI						
			11 Pensiline Multiple + Tetto	Tetto	Pensiline + Tetto	
IMPIANTO						
	Potenza	kWp	250	180	250	400
	Superficie	m2	2000	1500	3491,6	3491,6
	Irraggiamento	kWh/m2	1700	1700	1700	1700
FABBISOGNO AZIENDA						
	Energia Elettrica	MWh	4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGIA ELETTRICA						
	Tot Generata	MWh	324,199	233,423	324,199	518,718
	Autoconsumata	MWh	277,190	199,577	277,190	443,504
	Ceduta	MWh	47,009	33,846	47,009	75,214
VALUTAZIONE ECONOMICA						
	DSPB	anni	16,021	10,449	27,068	23,123
	TIR		12%	16%	7%	9%
	IR		1,223	1,569	0,858	1,019
	VAN CAP PROPRIO		€ 74.919,24	€ 112.744,19	-€ 72.158,65	€ 13.129,75
	VAN PRESTITO		€ 134.602,86	€ 147.968,55	€ 18.343,63	€ 132.983,15

Confrontando questi impianti, il migliore dal punto di vista economico risulta essere quello da installare solo sulla superficie adibita a tetto. Soltanto il caso riguardante l'installazione dell'impianto, per gran parte, sulle pensiline non risulta conveniente in quanto il VAN appare negativo. Questo risultato è giustificabile dal fatto che il costo delle pensiline, vista la piccola superficie a disposizione dei parcheggi, risulta in proporzione troppo oneroso. Si deve tenere conto del fatto che tale analisi economica è stata fatta considerando i prezzi unitari di listino delle pensiline, ma non è da escludere la possibilità che la ditta fornitrice applichi una riduzione del prezzo per questa determinata fornitura.

7 Conclusioni

In questo lavoro di tesi sono stati analizzati diversi interventi di efficientamento energetico applicati ad un particolare ambito aziendale.

Nella fase iniziale dello studio sono stati ricavati i profili di potenza termica ed elettrica dell'azienda, dai quali è stato possibile ottenere le rispettive *cumulate potenza-ore*. Partendo da queste cumulate è stato possibile effettuare il dimensionamento degli impianti. Ad eccezione dell'impianto fotovoltaico la cumulata termica ha permesso di individuare la taglia degli impianti che più si adattano al soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'azienda.

Successivamente alla fase di dimensionamento, è stata eseguita un'analisi economica sulle varie soluzioni impiantistiche, ed è proprio su di essa che si basa la scelta finale dei progetti che dovrebbero essere adottati. L'azienda ha intrapreso negli anni una politica volta all'efficientamento energetico impegnandosi nella riduzione dei consumi elettrici, ciò nonostante essa presenta, ancora, delle opportunità sulle quali è possibile fare investimenti redditizi.

Dall'analisi dei dati sui consumi aziendali, il processo di stampa rotativa (Lithoman) è risultato essere il più energivoro. Concentrando lo studio su questo processo è emersa la possibilità di effettuare un intervento di recupero dell'energia termica dai forni delle macchine. Tale lavoro è stato fatto basandosi su un'analisi dei fumi eseguita in maniera semplificata. A tal riguardo sarebbe necessario effettuare uno studio più dettagliato basato su delle effettive misure sperimentali sui camini delle Lithoman.

Con i dati a disposizione, il progetto sul recupero termico più conveniente è risultato quello che vede l'utilizzo del recuperatore HTA accoppiato ad un assorbitore da 556 kWf (Century AR-D170L2).

Oltre alla ricerca di soluzioni di recupero energetico, una parte sostanziale del lavoro si è concentrata sul dimensionamento di impianti cogenerativi e trigenerativi.

Per quanto riguarda la cogenerazione, la soluzione più redditizia è risultata essere quella dimensionata per il soddisfacimento del fabbisogno termico dell'intero stabilimento. Nel dettaglio questa soluzione adopera un motore "TEDOM Cento 330".

In riferimento alla trigenerazione, la migliore soluzione in termini economici è costituita dalle seguenti unità:

- TEDOM Cento L330 e Century AR-D85L2;
- TEDOM Cento L230 e Century AR-D60L2.

Tale progetto è risultato, tra tutti quelli cogenerativi e trigenerativi, il più redditizio.

Per la definizione del costo dei cogeneratori è stata utilizzata una funzione logaritmica poiché non è stato possibile ottenere un preventivo sul costo reale degli impianti. Anche per la definizione del costo di alcuni assorbitori è stato necessario adoperare la stessa metodologia di previsione.

Si è notato dalle prove effettuate che aumentando la potenza degli impianti aumenta la produzione dell'energia elettrica e termica ma non sempre il ritorno economico dell'investimento. Infatti, molte soluzioni, pur garantendo una copertura della domanda energetica, sono state scartate a vantaggio di impianti di taglia minore.

Adottando questi sistemi è possibile stipulare contratti di fornitura sul gas naturale più convenienti, in quanto ai consumi di gas naturale dell'azienda si sommano quelli necessari ad alimentare i motori dei relativi cogeneratori.

In generale, questo tipo di impianti (cogenerativi e trigenerativi) permettono all'azienda di trarre un doppio vantaggio: il primo derivante dal risparmio sui consumi termici ed elettrici, ed il secondo derivante, invece, dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica non autoconsumata.

Riguardo allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, l'impianto fotovoltaico più redditizio risulta quello realizzato sulla sola superficie del tetto del vecchio capannone con una potenza di 180 kWp. Gli altri impianti non hanno portato a risultati economicamente rilevanti. Come ipotesi per progetti futuri si potrebbe prendere in considerazione il dimensionamento di un impianto di *solar cooling* o *solar water heating*.

In definitiva dalle analisi effettuate, è emerso che le soluzioni più opportune da attuare sono:

- soluzione trigenerativa, che presenta un VAN con prestito di circa 1,4 mln€;
- soluzione costituita dal recuperatore accoppiato ad un cogeneratore dimensionato per il fabbisogno termico della "CT2". Tale soluzione permette di ottenere un VAN con prestito rispettivamente di 1,2 mln€ per il recuperatore e di 400 mila€ per il cogeneratore. Questa possibilità è fattibile in quanto il recuperatore va a coprire il fabbisogno termico del nuovo capannone e dell'impianto frigo mentre il cogeneratore va a coprire il fabbisogno termico del vecchio capannone.

Utilizzando la prima soluzione l'azienda potrebbe eliminare un gruppo frigo e sostituire la centrale termica "CT2" con una di potenza inferiore e più efficiente. Se si adotta la seconda soluzione, è possibile eliminare i due gruppo frigo di capacità minore e ridurre la potenza termica di entrambe le caldaie.

Entrambi questi sistemi, a cui si aggiungono anche quelli dimensionati per la sola cogenerazione, permettono di risparmiare tep e migliorare i consumi energetici non

soltanto a livello locale ma anche nazionale. Tale miglioramento dei consumi permette una riduzione delle emissioni inquinanti.

Parte del lavoro di questa tesi è basato sull'applicazione delle normative riguardanti la cogenerazione, e la vendita dell'energia. Questo passaggio è stato fondamentale per la definizione dell'analisi economica, in quanto ha permesso di definire il numero di titoli di efficienza energetica a cui l'azienda ha diritto.

Le principali ipotesi assunte nell'analisi economica sono:

- durata dell'investimento pari alla vita utile dei relativi impianti;
- aliquota fiscale pari alla somma di IRES +IRAP (relative al 2017);
- tasso prestito pari a 6%;
- tasso investimento pari a 8%.

Nell'analisi dei consumi si è riscontrata la mancanza di dati per determinati intervalli di tempo, dovuti ad errori del sistema di misura. È stato quindi necessario procedere alla previsione di tali dati mediante regressione lineare, come ad esempio è stato fatto per l'impianto frigo. L'utilizzo della regressione lineare è servita anche per ottenere una previsione giornaliera del consumo di gas naturale della centrale termica "CT2", la quale non rientra nel sistema di misura aziendale.

Nella costruzione dei modelli si è cercato di mantenere un procedimento il più possibile generale e ripetibile. Questi modelli rappresentano uno strumento che l'azienda potrebbe utilizzare per monitorare i propri consumi in base alla produzione e, se lo ritenesse opportuno, adoperare come riferimento per la valutazione di investimenti futuri.

8 Bibliografia

B&W MEGTEC. Upgrade Kits: Energy Savings Secondary Warm Water Heat Recovery, 2014.

B&W MEGTEC. www.megtec.com .

CMT. 2009. www.cmtclima.com .

Enea. www.enea.it .

Fele, Federico. Analisi di efficientamento energetico di un'azienda tipografica; Dimensionamento di impianti cogenerativi, trigenerativi e fotovoltaici, 2018.

GSE. Regole Tecniche: determinazione del contributo in conto scambio ai sensi dell'art 12 dell'allegato A alla delibera 570/2012/R/efr e s.m.i .

GSE. 2017. Ritiro Dedicato dell'energia elettrica Conguaglio a Prezzi Minimi Garantiti. 2017.

HTA. Manuale d'uso Ere 6000, 2009.

HTA. www.hta.de .

Mancò, Salvatore. Dispense del corso di Gestione dei sistemi Energetici, Torino, 2017.

Mancò, Salvatore, Giaccone, Elena e Pietro, Gabriele. Dispense del corso di Gestione dei Sistemi Energetici, Torino : Epics, 2017.

MISE. 2012. Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 05/09/2011 (CAR), 2012.

PVGSIS. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.html> .