



Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica, Università di Pisa

IMPIANTI TERMOTECNICI INTEGRATI

Anno accademico 2021-2022

Progetto di un centro sportivo a Grosseto



Gruppo 5: Tommaso Bigazzi, Andrea Recchia, Alessandro Stagno

Sommario

Progetto di un centro sportivo a Grosseto	1
1) Introduzione	3
2) Analisi dei dati	3
3) Schema preliminare dell'impianto	9
4) Logica di gestione del sistema	10
5) Ottimizzazione	15
5.1) Obbiettivi dell'ottimizzazione.....	20
5.2) Fronte di Pareto	22
5.3) Analisi di una soluzione ottimale.....	29
6) Analisi critica.....	33
6.1) Confronto con sistema tradizionale	33
6.2) Confronto con sistema integrato con caldaia in sostituzione del CHP	38
7) Conclusioni.....	41
8) Bibliografia e sitografia.....	42
9) Indice delle figure	43

1) Introduzione

Si può stimare che oggi in Italia il numero di impianti sportivi, comprese le strutture polivalenti all'aperto, gli stadi, i palazzetti, le piscine, i campi da tennis e le palestre, sia vicino a 150.000 e che circa il 23% della popolazione sopra i tre anni di età pratichi attività fisica in modo più o meno continuativo.

Le strutture dedicate allo sport rappresentano un tessuto abbastanza variegato tra grandi centri con piscine, spazi esterni e palestre dotate esclusivamente di una sala attrezzi. Soprattutto nel caso dei centri con piscine, consumi e costi energetici di questo settore sono davvero importanti: a livello europeo si calcola che il mondo dello sport pesi per circa il 10% del consumo energetico associato all'edilizia, che a sua volta vale oltre il 40% del fabbisogno energetico complessivo.

La concorrenza determina da un lato la contrazione dei margini sui prezzi praticati e, dall'altro, la necessità di offrire servizi e comfort di livello sempre più alto. Per questo motivo, oltre che per favorire la diffusione dell'edilizia sostenibile, il contenimento dei costi energetici è un obiettivo cruciale per il settore sportivo.

Il caso preso in esame riguarda la progettazione di un impianto termotecnico integrato destinato ad asservire un centro sportivo situato a Grosseto. In particolare, ci siamo occupati di garantire il fabbisogno elettrico e di acqua calda sanitaria dell'utenza, avendo come obiettivo finale l'ottimizzazione dei costi e delle emissioni di CO_2 .

2) Analisi dei dati

Per prima cosa è stato necessario analizzare i dati riguardanti le richieste dell'utenza:

- Portata di acqua sanitaria $\dot{m}_{ACS} \left[\frac{kg}{s} \right]$
- Temperatura di acqua calda sanitaria $T_{ACS} [^{\circ}C]$
- Carico elettrico $\dot{Q}_{el} [kW]$

Ciascuno di questi elementi è stato fornito secondo un'analisi fatta di minuto in minuto per un anno tipo.

Portata di acqua calda sanitaria

In *Figura 2.1* è mostrato l'andamento della portata di acqua calda sanitaria $\dot{m}_{ACS} \left[\frac{kg}{s} \right]$ al variare dei minuti del giorno, per un anno tipo. Dal grafico si nota un andamento costante di questa grandezza, che in determinate fasce orarie assume valori simili per tutto l'anno, da un minimo di $0 \left[\frac{kg}{s} \right]$, ad un massimo di $1.5 \left[\frac{kg}{s} \right]$.

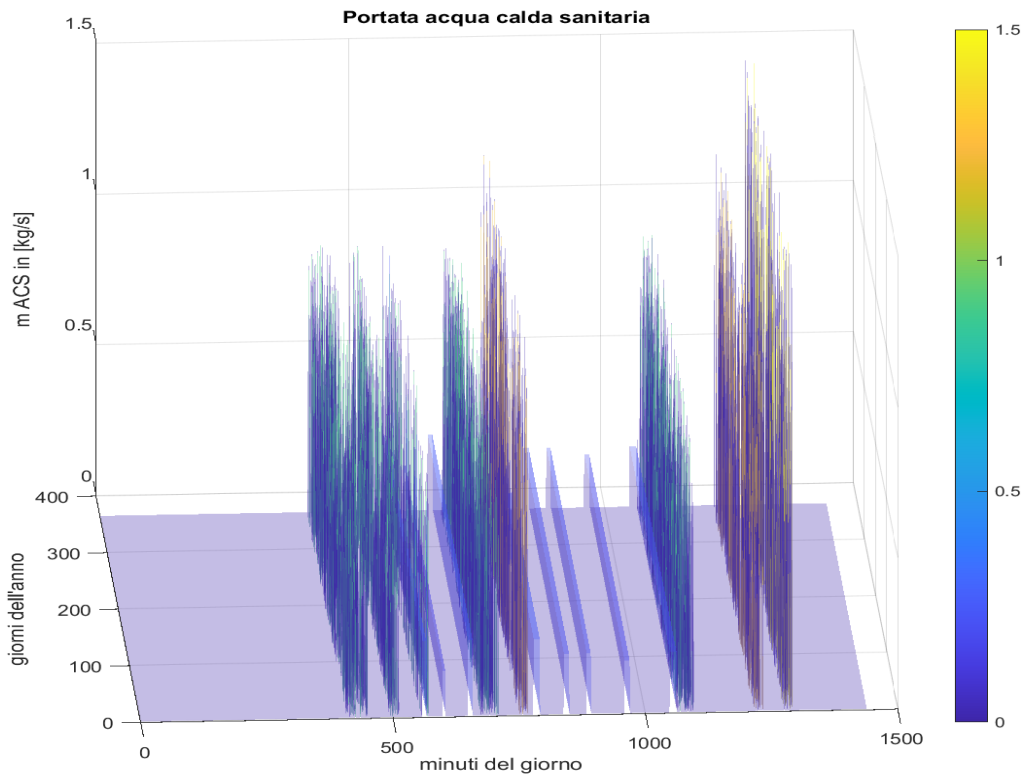


Figura 2.1: Portata di ACS per ogni minuto dell'anno

Temperatura acqua calda sanitaria

L'analisi della T_{ACS} [°C] è stata fatta in modo analogo, di cui si riporta l'andamento nella Figura 2.2. Anche in questo caso la grandezza presenta valori simili in determinate fasce orarie durante tutto l'anno, con valori compresi tra 15 °C e 55 °C.

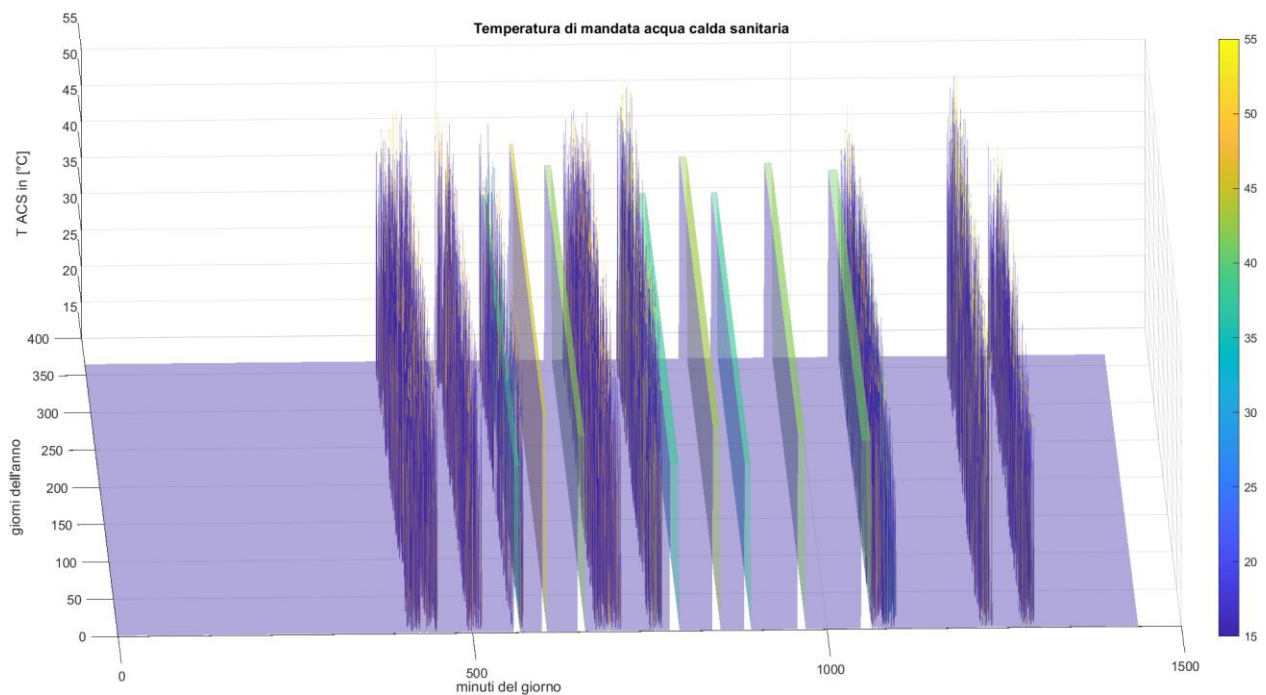


Figura 2.2: Temperatura ACS

Carico termico

Dall'analisi di \dot{m}_{ACS} e T_{ACS} è possibile ricavare l'andamento del carico termico durante l'anno.

$$\dot{Q}_{th} = \dot{m}_{ACS} * (T_{ACS} - T_{rif}) * c_{p_{H2O}} [kW]$$

Dove $T_{rif} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $c_{p_{H2O}} = 4.186 \frac{kJ}{kg\text{ }^{\circ}\text{C}}$.

La Figura 2.3 mostra l'andamento del carico termico durante l'anno. Si può osservare che per alcune fasce orarie il carico termico sia nullo, per poi assumere valori significativi in breve tempo, fino ad un massimo di 200 kW attorno alle 12.00 e alle 20.00.

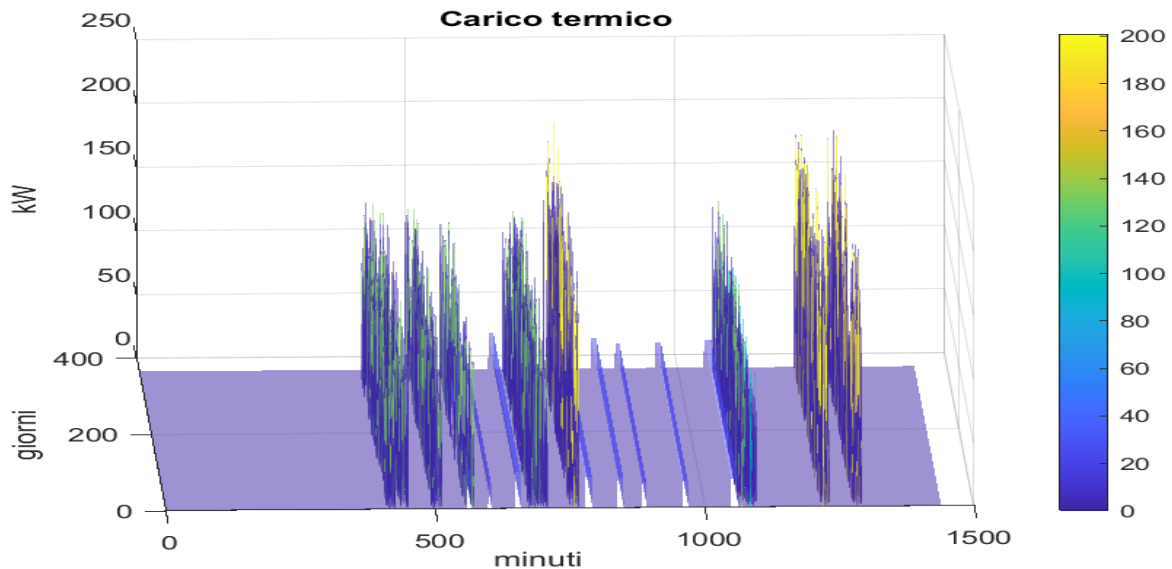


Figura 2.3: Carico termico per ogni minuto dell'anno

Carico elettrico

La Figura 2.4 mostra l'andamento del carico elettrico \dot{Q}_{el} in kW, tracciato per ogni ora di ciascun giorno dell'anno. A differenza del carico termico, quello elettrico non assume mai valori nulli e presenta picchi di intensità molto minore, con una richiesta che varia da circa 1 kW a circa 10 kW.

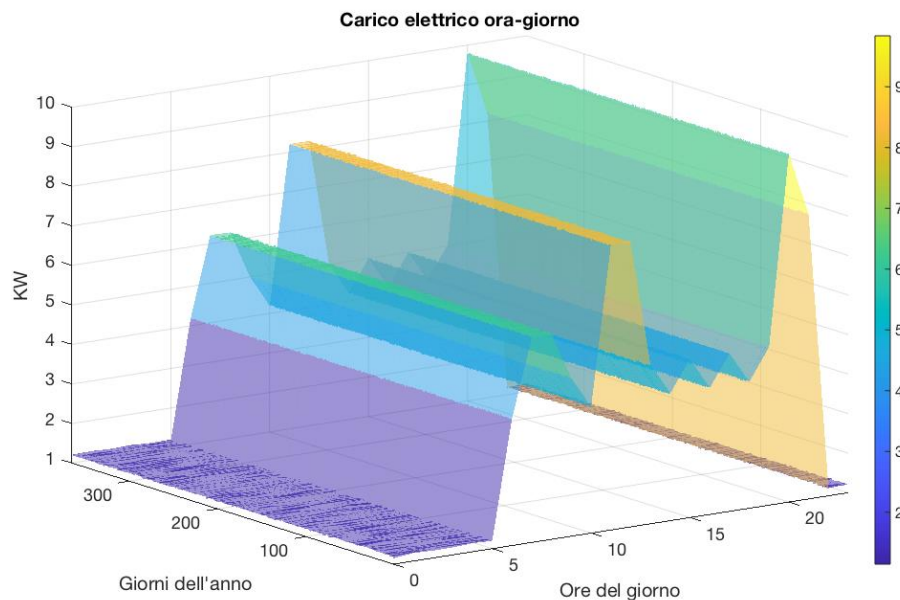


Figura 2.4: Carico elettrico per ogni ora dell'anno

Confronto carico elettrico-carico termico

Il grafico a sinistra della *Figura 2.5* mostra le curve di durata dei due carichi, da cui si può notare che le ore di richiesta del carico termico sono molto inferiori a quelle del carico elettrico. Nel grafico a destra è riportata l'energia complessivamente richiesta dai due carichi durante l'anno: l'energia termica totale vale

$\dot{Q}_{th} = 20779.7 \text{ kWh}$, mentre quella elettrica $\dot{Q}_{el} = 37375.2 \text{ kWh}$.

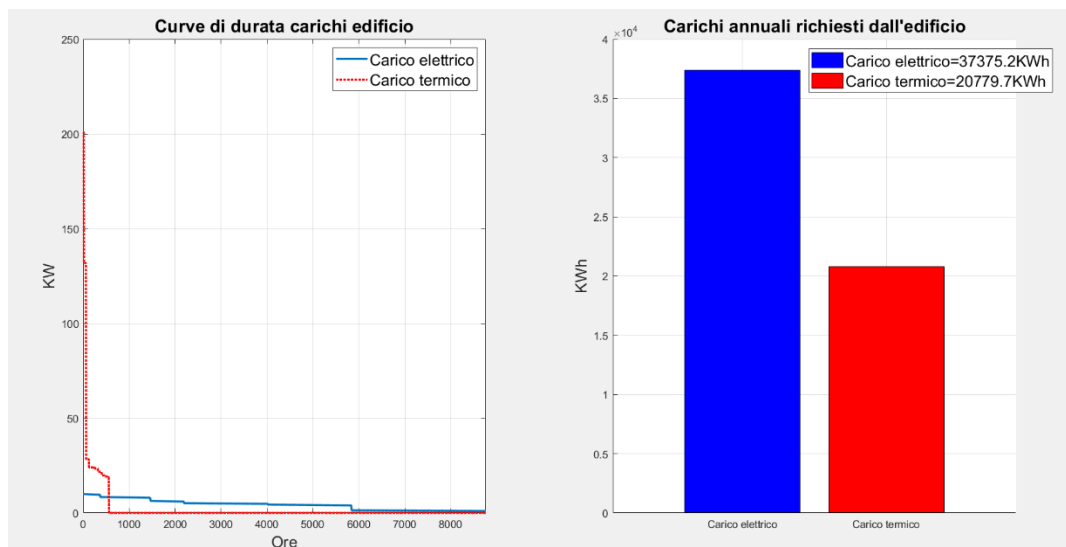


Figura 2.5: Confronto curve di durata e carichi annuali richiesti

Analisi Temperatura esterna

Nella *Figura 2.6* sono riportati gli andamenti della temperatura esterna per ogni minuto dell'anno, della temperatura media giornaliera e l'istogramma della temperatura durante l'anno. La temperatura media minima vale $\bar{T}_{ext\,minima} = 1.36^\circ\text{C}$, mentre la massima $\bar{T}_{ext\,massima} = 28.25^\circ\text{C}$.

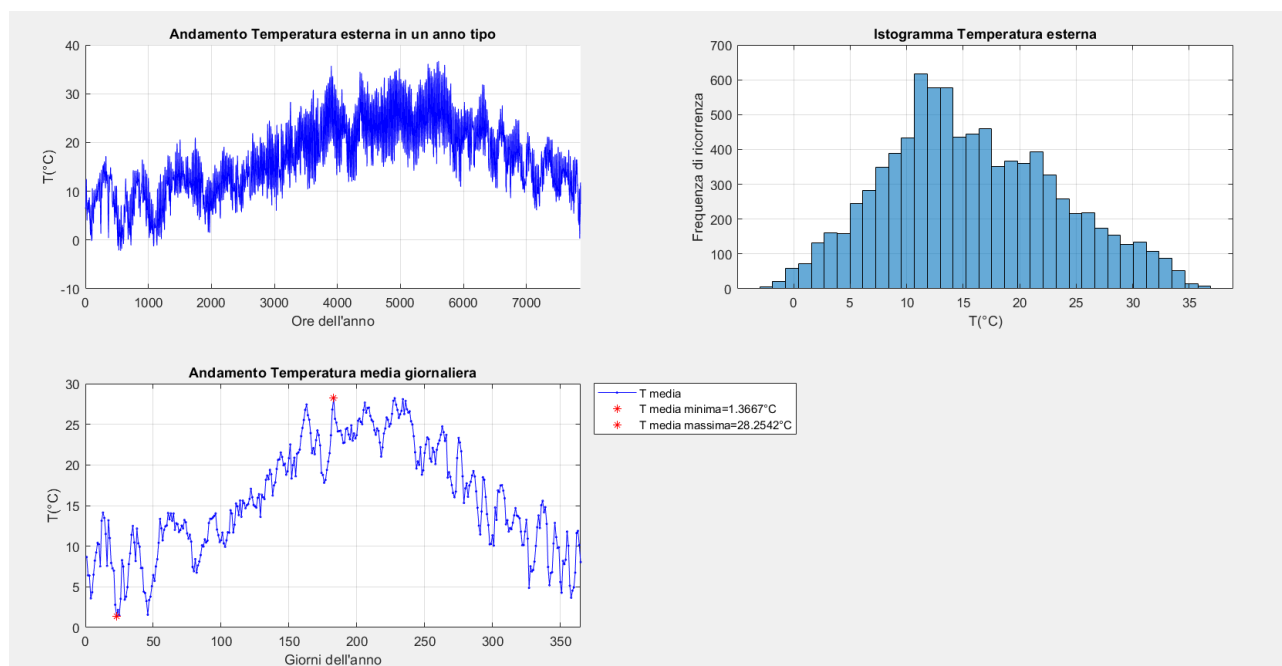


Figura 2.6: Temperatura esterna

Radiazione solare

Nell'analisi della radiazione solare si è posta l'attenzione sulla componente globale, diretta e diffusa. Il grafico in alto a sinistra riportato in *Figura 2.7* mostra che i valori più significativi sono raggiunti nei mesi centrali dell'anno, mentre dal grafico in alto a destra possiamo notare che l'intensità e la durata della radiazione sono tali da poter supportare il suo sfruttamento mediante le opportune tecnologie. Infatti, eseguendo un integrale della radiazione solare su tutto l'anno si ha che l'energia globale annua per unità di superficie vale $I_{globale} = 1505.3 \frac{kWh}{m^2}$, mentre la componente diretta e diffusa valgono rispettivamente

$$I_{diretta} = 911.2 \frac{kWh}{m^2} \text{ e } I_{diffusa} = 594.1 \frac{kWh}{m^2}.$$

Il quarto grafico riporta la distribuzione mensile dell'energia per unità di superficie ricavabile dalla radiazione solare globale, diretta e diffusa.

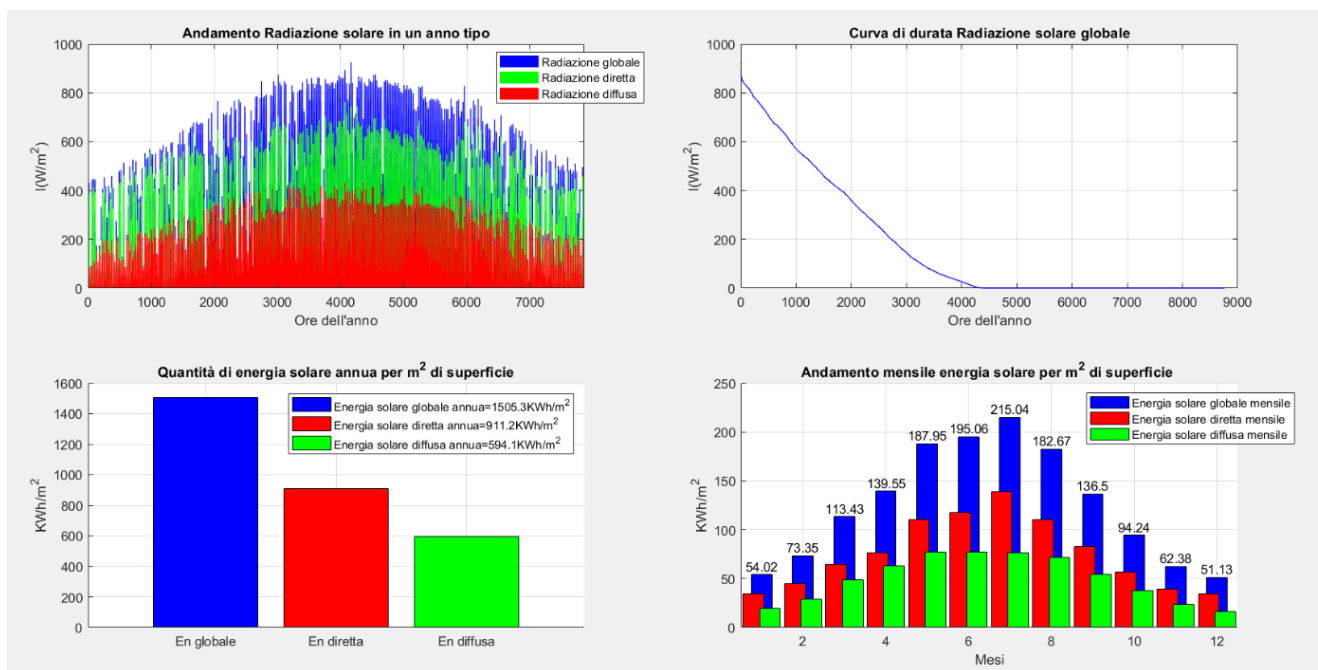


Figura 2.7: Radiazione solare

Velocità del vento

Analogamente ai casi precedenti, in *Figura 2.8* sono riportati i grafici utilizzati per lo studio della risorsa eolica. Oltre a riportare l'andamento della velocità del vento durante l'anno nel primo grafico in alto a sinistra, nel grafico in alto a destra è stata creata la curva di durata assumendo $v_{cutin} = 3 \frac{m}{s}$ e $v_{cutoff} = 5 \frac{m}{s}$. Grazie a ciò, si può notare che le ore di funzionamento dell'impianto eolico sarebbero troppo basse, per cui si è giunti alla conclusione di non poter sfruttare tale risorsa. A riprova di ciò, il grafico in basso a sinistra mostra l'andamento della velocità giornaliera media, da cui si ricava la velocità annuale media $\bar{v}_{annuale} = 1.77 \frac{m}{s}$, la velocità media massima $\bar{v}_{giornaliera_{massima}} = 6.05 \frac{m}{s}$ e la velocità media minima $\bar{v}_{giornaliera_{minima}} = 0.25 \frac{m}{s}$. L'ultimo grafico in basso a destra mostra la distribuzione delle velocità medie mensili.

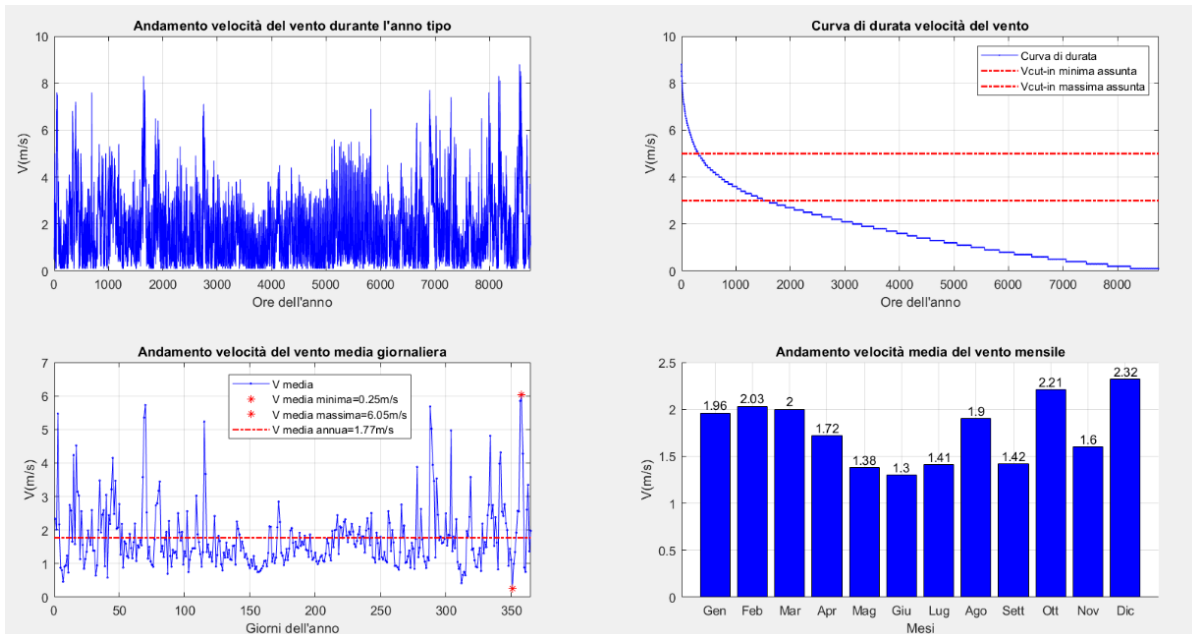


Figura 2.8: Velocità del vento

3) Schema preliminare dell'impianto

A seguito dell'analisi dei dati fatta precedentemente, si è giunti ad una soluzione impiantistica che preveda l'utilizzo combinato di un micro-cogeneratore e di un sistema di pannelli solari ibridi, affiancati ad un accumulo termico. (Figura 3.1)

La presenza del serbatoio di accumulo garantisce una migliore distribuzione dei carichi termici, in modo tale da permettere al cogeneratore di operare in condizioni migliori, in quanto si vanno ad aumentare le ore in cui questo è acceso e si limita un'eccessiva intermittenza della fase di accensione e spegnimento.

Il sistema solare ibrido ha il vantaggio di concentrare in un unico modulo la produzione combinata di energia termica ed energia elettrica, a costo però di un minore rendimento di conversione.

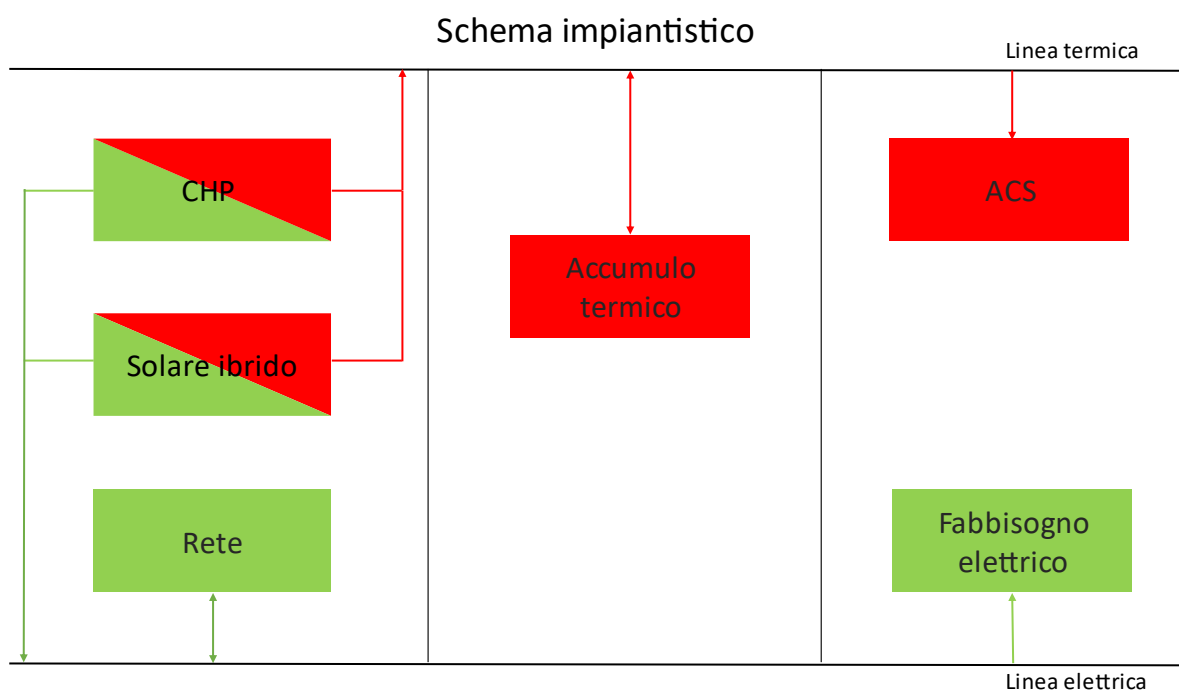


Figura 3.1: Schema preliminare di impianto

4) Logica di gestione del sistema

Viste le richieste dell'edificio, la logica di gestione del sistema è volta all'inseguimento del carico termico, in quanto il carico elettrico può essere soddisfatto anche acquistando elettricità dalla rete.

La gestione delle richieste di acqua calda sanitaria sarà interamente asservita dal serbatoio di accumulo termico, che opera a volume costante.

L'acqua da riscaldare è prelevata dall'acquedotto alla temperatura $T_{rif} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ e immessa all'interno del serbatoio di accumulo. Il CHP e il sistema di pannelli solari ibridi provvedono al riscaldamento dell'acqua mediante scambiatori posti all'interno dell'accumulo stesso.

A valle del serbatoio è previsto un miscelamento con acqua di acquedotto per rifornire l'utenza con la giusta temperatura richiesta, qualora quella dell'accumulo dovesse essere maggiore di quella necessaria.

Nella Figura 4.1 è riportato il diagramma di processo dell'impianto, con la relativa logica di controllo.

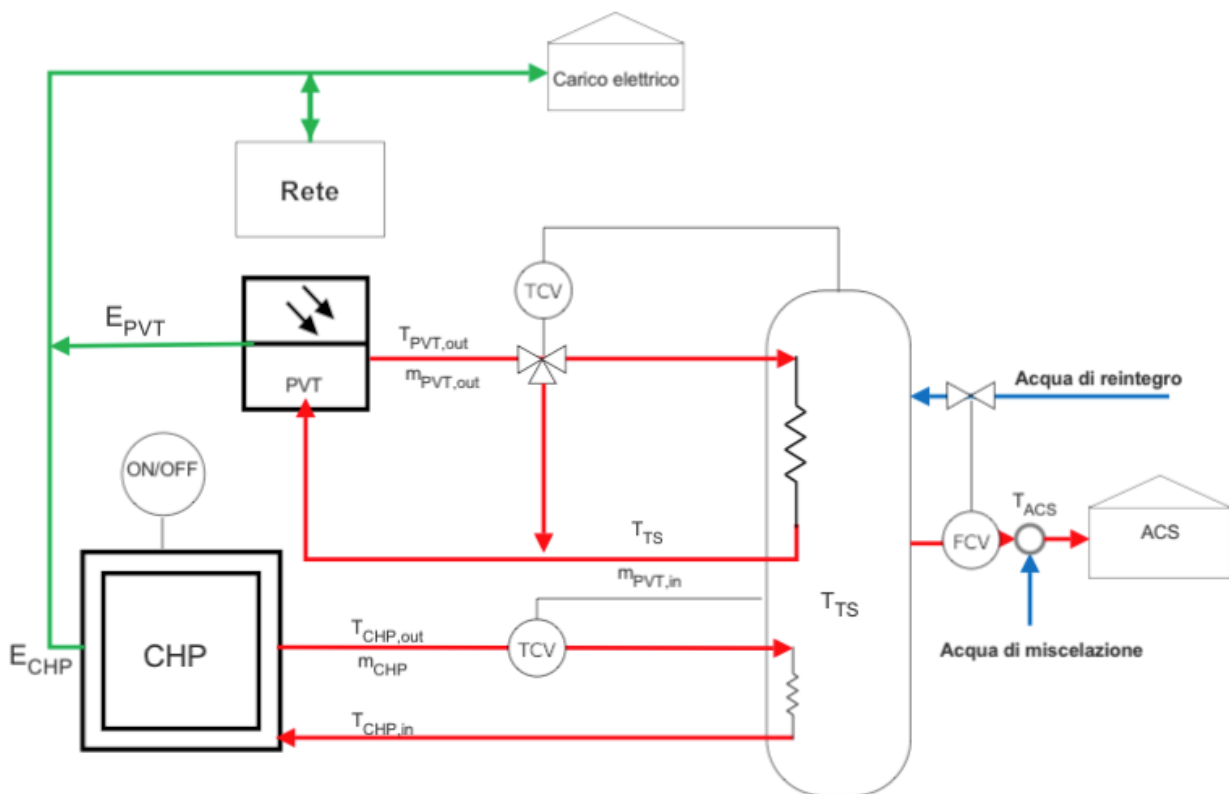


Figura 4.1: Schema impiantistico

Pannelli solari ibridi

I pannelli solari ibridi sono attivi quando la radiazione solare incidente è maggiore di zero, inoltre funzionano in circuito chiuso e quindi la portata di acqua circolante in essi è sempre costante.

Considerato un numero N_{PVT} di pannelli ibridi, questi sono disposti secondo $\frac{N_{PVT}}{2}$ linee in parallelo.

Quando sono attivi prevedono una logica di controllo sulla temperatura dell'acqua circolante in essi.

Il controllo sulla temperatura è fatto in modo tale da non mandare l'acqua nello scambiatore del serbatoio di accumulo se dovesse verificarsi la condizione di $T_{PVT}^{w,out} < T_{TS}$, cioè che l'acqua in uscita prodotta dai pannelli sia più fredda dell'acqua contenuta nel serbatoio, perché in tal caso si andrebbe a raffreddarlo.

Il controllo avviene anche imponendo un limite superiore alla temperatura dell'acqua circolante nei pannelli, in quanto, se questa dovesse raggiungere tale valore, i pannelli potrebbero subire dei danni. Nel caso in cui si verifichi tale condizione l'acqua bypassa il pannello solare e arriva direttamente nello scambiatore del sistema di accumulo.

Per quanto riguarda la produzione di potenza elettrica, i moduli fotovoltaici hanno dei rendimenti che sono influenzati dalla presenza di acqua nel pannello, che fa decrescere il rendimento al crescere della sua temperatura.

Relazioni implementate all'interno della function MATLAB per la stima della producibilità dei pannelli:

- **Solare termico**

- $A = a_2 A_{PVT} N_{PVT}$
- $B = 2 \dot{m}_{PVT}^{in} 4.2 + a_1 A_{PVT} N_{PVT} - 2 a_2 A_{PVT} N_{PVT} T_{ext}$
- $C = -2 \dot{m}_{PVT}^{in} 4.2 T_w^{in} - I_{PVT} \eta_0 IAM A_{PVT} N_{PVT} + a_1 A_{PVT} N_{PVT} T_{ext} + a_2 A_{PVT} N_{PVT} T_{ext}^2$
- $\bar{T}_w = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4 A C}}{2 A} [^{\circ}C]$ Temperatura media dell'acqua
- $T_w^{out} = 2 \bar{T}_w - T_w^{in} [^{\circ}C]$ Temperatura di uscita dell'acqua
- $Q^{out} = \dot{m}_{PVT}^{in} 4.2 (T_w^{out} - T_w^{in}) [kW]$ Potenza termica fornita all'accumulo
- $\eta = \frac{Q^{out}}{I_{globale} A_{PVT} N_{PVT}}$ Rendimento pannello solare termico

- **Fotovoltaico**

- $\bar{T}_{PVT} = \frac{T_w^{out} - T_w^{in}}{2} [^{\circ}C]$ Temperatura media della cella fotovoltaica
- $\eta_{PV}^{eff} = (\eta_1 (1 - 0.0048 (\bar{T}_{PVT} - 25)))$ Rendimento della cella fotovoltaica

- $E_{PV} = \eta_{PV}^{eff} A_{PVT} N_{PVT} I_{globale} [kW]$ Potenza elettrica fornita dalla cella

Micro-cogeneratore

Il micro-cogeneratore sfrutta la combustione di metano per la produzione di energia termica ed elettrica.

La modellazione scelta richiede come dati iniziali:

- $Q_{th\,richiesta} [kW]$ potenza termica che il CHP deve fornire
- $Q_{el\,richiesta} [kW]$ potenza elettrica che rimane da fornire senza il contributo del fotovoltaico
- $T_r [^\circ C]$ temperatura di riferimento della portata di acqua
- $\dot{m}_{CHP} \left[\frac{kg}{s} \right]$ portata propria del modello di cogeneratore scelto
- $\eta_{th\,nominale}$ rendimento termico nominale
- $Q_{CHP\,nominale} [kW]$ taglia termica nominale del CHP
- $E_{CHP\,nominale} [kW]$ taglia elettrica nominale del CHP
- $Q_{CHP\,minimo} [kW]$ potenza termica del CHP in condizioni minime di modulazione
- $\eta_{th\,minimo}$ rendimento termico nel caso di minima modulazione
- $Richiesta\ elettrica [kW]$ potenza elettrica richiesta dall'impianto
- $E_{PV} [kW]$ potenza elettrica fornita dal fotovoltaico

Parte di questi dati può essere ricavata direttamente dai cataloghi dei costruttori di micro-cogeneratori.

Le condizioni minime di modulazione si ottengono tramite la relazione

$$Q_{CHP\,minimo} = 0.2 * Q_{CHP\,nominale} [kW] .$$

Il fattore di carico termico è stato calcolato come $FC_{th} = \frac{Q_{th\,effettiva}}{Q_{CHP\,nominale}}$ ed è stato utilizzato per determinare la potenza elettrica effettivamente fornita $Q_{el\,effettiva} = FC_{th} * E_{CHP\,nominale} [kW]$, avendo supposto che questa sia direttamente proporzionale al fattore di carico.

Per via della modellazione del micro-cogeneratore, il fattore di carico FC_{th} assume principalmente i valori di 0 ed 1, corrispondenti rispettivamente allo spegnimento e all'accensione del CHP. Vengono assunti valori intermedi solo nel caso in cui la temperatura del serbatoio raggiunga la temperatura massima con una potenza inferiore a quella nominale del CHP.

Da ciò si è definito il rendimento termico effettivo come:

$$\eta_{th\,effettivo} = \eta_{th\,minimo} + \frac{Q_{th\,effettiva} - Q_{CHP\,minimo}}{Q_{CHP\,nominale} - Q_{CHP\,minimo}} * (\eta_{th\,nominale} - \eta_{th\,minimo}) .$$

Oltre a ciò, è stata calcolata l'eventuale energia termica ed elettrica residua:

$$Q_{th\,residua} = Q_{th\,richiesta} - Q_{th\,effettiva} [kW] \quad , \quad Q_{el\,residua} = Q_{el\,richiesta} - Q_{el\,effettiva} [kW] .$$

Qualora la produzione di energia elettrica effettiva fosse maggiore di quella richiesta, si avrebbe un surplus di elettricità da vendere alla rete.

Ai fini dell'obiettivo di minimizzazione della CO_2 equivalente è utile calcolare l'energia primaria necessaria al funzionamento del CHP, che può essere scritta come $En_{primaria\,CHP} = \frac{Q_{th\,effettiva}}{\eta_{th\,effettivo}}$.

Una volta terminata la modellazione del micro-cogeneratore, è possibile analizzare la logica di controllo scelta per il suo funzionamento, che si basa sull'osservazione della temperatura da mantenere nel sistema di accumulo termico.

Al primo minuto di funzionamento vale:

- Se $T_{TS} < T_{massima}$, il CHP risulta acceso.

Nei minuti successivi al primo possiamo distinguere le seguenti possibilità, riassunte anche nella *Figura 4.2*.

- Se $T_{TS} < T_{minima}$ il CHP è acceso;
- $T_{TS} < T_{massima}$ e il CHP è acceso siamo in condizioni di carica termica del serbatoio;
- $T_{mandata_{ACS}} > T_{TS}$ il CHP è acceso;
- Se $T_{TS} > T_{massima}$ il CHP è spento;
- Se $T_{TS} < T_{massima}$ e il CHP è spento siamo in condizioni di scarica termica.

Dove $T_{massima}$ è la temperatura massima raggiungibile nel serbatoio di accumulo, mentre T_{minima} è quella minima.

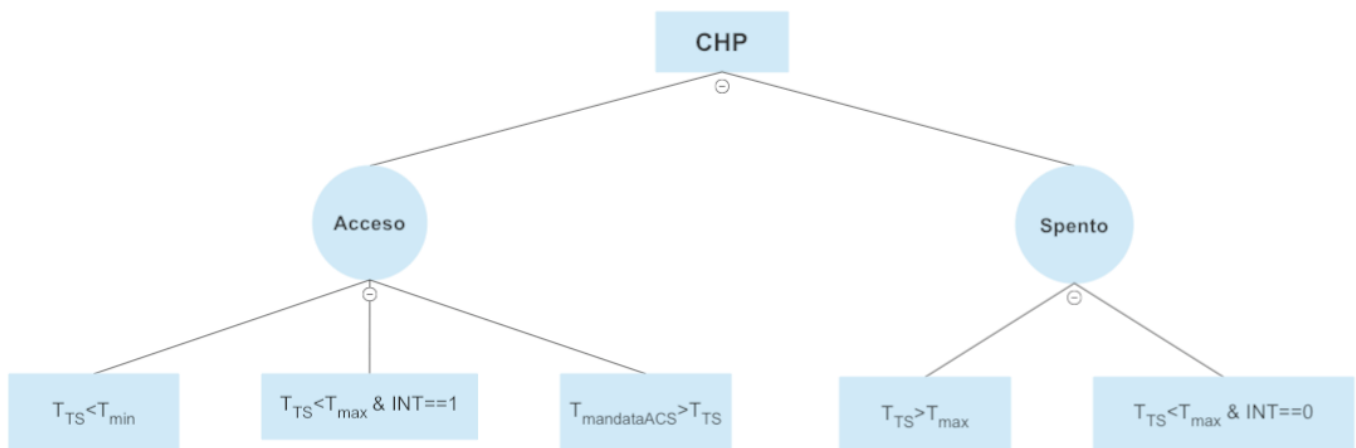


Figura 4.2: Logica di controllo CHP

Accumulo termico

Per quanto riguarda l'accumulo termico, sono state fatte le seguenti assunzioni modellistiche riguardanti il sistema:

- Temperatura all'interno del TES omogenea, miscelazione perfetta. Per quanto l'ipotesi di miscelazione perfetta possa essere semplificativa, le altezze dei volumi che andremo a trattare nel nostro caso studio si dimostrano non essere mai superiori a 2 metri; perciò, il fenomeno della stratificazione può essere assunto come trascurabile.
- TES esposto alla temperatura ambiente esterna, non in un ambiente climatizzato a T controllata.
- Le perdite sono state modellate come uno scambio termico stazionario con una trasmittanza globale che tiene conto delle dimensioni dell'accumulo.
- Volume del TES mantenuto costante da un reintegro istantaneo di acqua da acquedotto a $T_{rif} = 15^{\circ}C$ costante per tutto l'anno.

- Lo scambio termico con l'acqua proveniente da CHP e PVT avviene attraverso due serpentine collocate internamente all'accumulo. Per quanto riguarda il PVT, è stata assunta una serpentina sufficientemente lunga da poter considerare lo scambio perfetto, per cui la temperatura di uscita del fluido dalla serpentina è esattamente uguale alla temperatura dell'accumulo. Invece, per il CHP è stato considerato una differenza di temperatura costante pari a 5° C.

All'interno della function MATLAB è stato implementato il bilancio all'accumulo, che viene riportato di seguito.

$$\rho_{H2O} C_{p_{h20}} V_{TS} \frac{\partial T_{TS}}{\partial t} = \dot{m}_{PVT} C_{p_{h20}} (T_{PVT} - T_{TS}) + \dot{m}_{CHP} C_{p_{h20}} (T_{chp} - T_{ritorno}) + \dot{m}_{eff,TS} C_{p_{h20}} (T_{TS} - T_{rif}) - K_{boll} (T_{TS} - T_{est})$$

Dove:

- \dot{m}_{PVT} portata totale circolante nei pannelli ibridi.
- \dot{m}_{CHP} portata circolante nel circuito del CHP.
- \dot{m}_{ACS} portata di ACS in uscita dall'accumulo richiesta dalla utenza.
- $\dot{m}_{eff,TS}$ portata effettiva in uscita dal serbatoio di accumulo.
- T_{rif} temperatura dell'acqua di reintegro in arrivo dall'acquedotto.
- T_{PVT} temperatura dell'acqua in arrivo dai pannelli ibridi entrante nella serpentina.
- T_{TS} temperatura dell'acqua all'interno dell'accumulo.
- T_{CHP} temperatura dell'acqua dal CHP in arrivo nell'accumulo.
- $T_{ritorno}$ temperatura dell'acqua del CHP in uscita dalla serpentina dell'accumulo.
- T_{est} temperatura dell'ambiente esterno.
- K_{boll} trasmittanza termica globale dell'accumulo.
- V_{TS} volume dell'accumulo.

Come si nota V_{TS} è considerato costante nel tempo nel bilancio termico, in quanto è sempre presente il reintegro dall'acquedotto ogni qualvolta ci sia richiesta dall'utenza.

Il bilancio è stato poi implementato, all'interno della function, sostituendo al posto del termine transitorio derivativo la sua espressione alle differenze finite, fino al primo ordine di accuratezza $\frac{\partial T_{TS}}{\partial t} = \frac{\Delta T_{TS}}{\Delta t}$.

5) Ottimizzazione

Dopo aver descritto il funzionamento del sistema attraverso le function, che sono state opportunamente connesse tra loro, si è passati alla fase di ottimizzazione.

In questa fase si è scelto di ottimizzare i seguenti parametri:

- Numero di pannelli ibridi
- Taglia del micro-cogeneratore
- Temperatura dell'accumulo oltre la quale il CHP non lavora
- Volume dell'accumulo

Il metodo utilizzato per l'ottimizzazione è di tipo esaustivo, che consiste nel trovare la soluzione ottima andando ad analizzare tutte le possibili combinazioni in un insieme di dati vincolato.

I range iniziali entro i quali sono stati variati i parametri scelti sono molto ampi, in modo da evitare la polarizzazione in partenza dei risultati di ricerca dell'ottimo. Infatti, inserendo inizialmente un range ristretto si potrebbe forzare la soluzione in un punto predeterminato a prescindere dall'ottimizzazione elaborata.

Pannelli ibridi

I parametri descrittivi dei pannelli ibridi sono stati scelti facendo riferimento ad un catalogo, in particolare è stata utilizzata la tipologia di pannelli **PVT^{HD}** prodotti dall'azienda **NAKED ENERGY**.

I parametri utilizzati sono stati:

- $A_{PVT} = 1.6 \text{ m}^2$ area del singolo pannello
- $\dot{m}_{PVT} = 0.02 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$ portata di acqua circolante nel pannello
- $\eta_{PV} = 17.2 \%$ rendimento cella fotovoltaica alla temperatura di riferimento
- $T_{rif,PVT} = 25^\circ\text{C}$ temperatura di riferimento per i PVT
- $\text{Perdita di efficienza} = 0.0047\%/^\circ\text{C}$
- $\eta_0 = 0.56$ zero loss efficiency
- $\eta_1 = 0.1475$ rendimento cella fotovoltaica a 30°C
- $\eta_2 = 0.125$ rendimento cella fotovoltaica a 35°C
- $T_1 = 30^\circ\text{C}$
- $T_2 = 35^\circ\text{C}$
- $IAM = 1.46$ modificatore dell'angolo di incidenza
- $a_1 = 2.06 * 10^{-3} \frac{\text{KW}}{\text{m}^2\text{K}}$ coefficiente del primo ordine
- $a_2 = 0.007 * 10^{-3} \frac{\text{KW}}{\text{m}^2\text{K}^2}$ coefficiente del secondo ordine

I pannelli sono considerati essere disposti in posizione orizzontale.

Il numero di pannelli utilizzati è soggetto ad ottimizzazione: in prima battuta le taglie dell'impianto sono state scelte in modo tale da essere molto diverse tra loro, dopo una prima analisi l'intervallo è stato corretto utilizzando delle taglie più opportune all'ottenimento degli obiettivi di ottimizzazione.

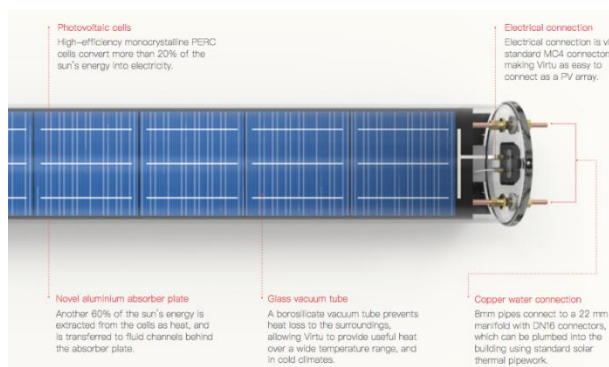


Figura 5.1: Schema di un pannello solare ibrido

Guide to calculations for building regulations / compliance, for example SBEM, FSAP, LEED.

SBEM calculations should take the predicted values according to EN 12975-2 (table below). Tilt should be set to the roof inclination.

	virtu ^{PVT}	virtu ^{PVT+HD}
Area	0.65 m ² per tube	0.47 m ² per tube
Zero-loss efficiency (η_0)	0.39	0.56
First-order coefficient (a1)	1.3 W/(m ² K)	2.06 W/(m ² K)
Second-order coefficient (a2)	0.006 W/(m ² K ²)	0.007 W/(m ² K ²)
Incidence angle modifier (IAM)	1.8	1.46

FSAP calculations should take a corrected zero-loss efficiency to account for the fact that Virtu^{PVT} has been tested at a solar incidence angle that is not perpendicular to the absorber (table below). Corrected zero-loss efficiency has been calculated as $\eta_0 \times \text{IAM}(35) \times \cos(35)$ for Virtu^{PVT}, and $\eta_0 \times \text{IAM}(20) \times \cos(20)$ for Virtu^{PVT+HD}. Tilt should be set to 35° for flat roofs, the roof inclination for pitched roofs, and 55° for vertical façades.

Figura 5.2: Parametri del modulo ibrido

ELECTRICAL DATA	
Number of cells per module	60
Cell type (dimensions)	Monocrystalline (156 mm * 156 mm, 6 inches)
Nominal power (P_{mpp})	280 Wp
Module efficiency	17.20 %
Power tolerance	0/+3 %
Rated voltage (V_{mpp})	3195 V
Rated current (I_{mpp})	8.77 A
Open circuit voltage (V_{oc})	38.88 V
Short circuit current (I_{sc})	9.30 A
Maximum system voltage	1000 V DC
Reverse current load	15 A
NOCT	46.9 °C
Connectors	Genuine MC4
Application class	Class A
Voltage (μV_{oc})	-0.345 %/°C
Current (μI_{sc})	0.047 %/°C
Efficiency loss	0.467 %/°C

Figura 5.3: Caratteristiche elettriche del modulo ibrido

CHP

Per quanto riguarda i CHP scelti per il caso studio, si è deciso di spaziare da taglie molto piccole delle decine di KW fino a taglie molto grandi delle centinaia di KW, in modo tale da fornire un insieme di valori sufficientemente grande tale da garantire libertà all'ottimizzazione.

I modelli scelti dei CHP sono stati presi da vari cataloghi di costruttori, i quali hanno fornito rendimenti elettrico, termico e minimo, le portate e le massime T di esercizio, oltre a varie indicazioni accessorie (ore di esercizio prima della manutenzione, motore endotermico usato, ingombri).

Vengono riportati di seguito i modelli presi in considerazione e nelle figure vengono mostrati dei particolari dei modelli, da datasheet e da esempi di installazione.

- **RMB ENERGIE, serie neoTower:**
 1. **LIVING 4.0 taglia 13 KW**
 2. **7.2 taglia 23 KW**
 3. **9.5 taglia 30 KW**

neoTower® 9.5

General Information	
Typ	neoTower® 9.5
Fuel	natural gas
Performance data	
Power modulation – electrical [kWel]	5,0 – 9,5
Power modulation – thermal [kWth]	12,0 – 22,7
ErP energy efficiency label	A++
Sound pressure level [dB(A)]	56
Maintenance interval [op. hrs]	13.000
Efficiency ratios	
Electrical efficiency ratio [%]	31,7
Thermal efficiency ratio [%]	75,6
Total efficiency ratio [%]	107,3
Dimensions	
Dimensions of module LxWxH [mm]	1.566 x 687 x 1.386
Weight approx. [kg]	652
Downloads	
Technical data sheet	download
Additional information	show












Figura 5.4:Esempio da datasheet di un neoTower

- **FARKO, serie A-TRON:**
 1. **E12/30 taglia 40 KW**
 2. **E15/34 taglia 48 KW**
 3. **E18/37 taglia 55 KW**
 4. **E21/46 taglia 64 KW**



Figura 5.5:Esempio di installazione di un A-TRON

Dati di prestazione e componenti:

Prestazione e efficienza

Potenza elettrica	5 – 18 kW	(modulante)
Potenza termica	18 – 37 kW	(modulante)
Potenza assorbita, Gas	24 – 55 kW	
Coefficiente di tensione	0,45	
Efficienza nominale elettrica	33 %	
Efficienza nominale termica	67 %	
Efficienza totale	100 %	
Risparmio energia primaria	26 %	
Fattore energia primaria	0,38	

Motore a gas

Produttore	Volkswagen (VW)
Tipo	motore industriale a gas, 4 cilindri, controllo elettronico
Cilindrata	2,0 litri
Rotazione	ca. 1535 giri/min.
Rapporto di compressione	13,5 : 1
Combustibile	gas naturale
Olio	funzione di cambio e rifornimento automatica
Contenuto coppa dell'olio	ca. 4 l
Contenuto serbatoio olio	
per cambio olio automatico	25 l
Potenza sonora (LWA)	<72 dB(A)
Pressione sonora (LA _{Feq})	<49 dB(A) ad 1 m di distanza secondo DIN 45635-01-KL2

Generatore

Tipo	asincrono, raffreddamento ad acqua, 4 fasi
Tensione nominale	400 V
Corrente nominale	42,3 A

Dimensioni e peso

L x A x P	1300 mm x 800 mm x 1300 mm
Peso	ca. 700 kg

Figura 5.6:: Esempio datasheet di un A-TRON

- **YANMAR, modello CP35D2Z-TUNG taglia 107.7 KW**



YANMAR

CP35D2



MODEL				CP35D2-TNUG	CP35D2Z-TNUG
POWER OUTPUT	Rated Output		kW	35.0 ^{+2.3}	35.0 ^{+2.3}
			kVA	-	35.0 ^{+2.3}
	Voltage, Frequency		V , Hz	AC 208 , 60	
	Phase & Wire		-	3 phase , 3 wire	
	Modulation		%	0.95 to 1.00	
FUEL	Gas Type		-	Natural	
	Pressure	Standard	in.WC (kPa)	8.03 (2.0)	
		Working Range	in.WC (kPa)	8.0 - 10.0 (2.0 - 2.5)	
	Consumption (LHV)		kBTU/hr (kW)	367.6 (107.7)	
HEAT OUTPUT (HEAT RECOVERY)	Rated Recovered Heat		kBTU/hr (kW)	204.1 (59.8)	
	Rated Temp	Inlet	F (C)	167.0 (75.0)	
		Outlet	F (C)	176.0 (80.0) Max: 190.4 (88.0)	
	Rated Hot Water Flow		gal / min (L / min)	46.5 (176.0) when outlet temp 176F (80C)	
INPUT POWER SUPPLY	Input Voltage		V	AC208	
	Starling Current		A	AC46 (Average Current)	
	Rated Power Consumption	Radiator Fan Stop	kW	0.50	
		Radiator Fan Run	kW	1.00	
GROSS EFFICIENCY ^{*1}	Overall Efficiency (LHV)		%	88.0	
	Generating Efficiency (LHV)		%	32.5	
	Exhaust Heat Recovery Rate (LHV)		%	55.5	

Figura 5.7: Datasheet YANMAR

Accumulo termico

I dati necessari alla modellazione dell'accumulo termico sono stati presi dai cataloghi dell'azienda produttrice **Kloben** e si riferiscono al modello **Puffer P1S**, con varianti di volume compreso tra 0.3 m^3 e 2 m^3 .

La **Figura 5.8** è tratta dai cataloghi dell'azienda sopra menzionata; riporta le caratteristiche del serbatoio scelto nelle taglie considerate.

La scelta di implementare nell'ottimizzazione varie taglie di accumulo molto diverse tra loro è dettata dal voler ottenere un'analisi il più possibile accurata, evitando di dare un range di scelta troppo piccolo che potesse influire negativamente nella ricerca della soluzione ottima.



ACCUMULI PUFFER P1S MONOSERPENTINO



Codice	Descrizione
101040387	Accumulo PUFFER P1S 300
101040388	Accumulo PUFFER P1S 500
101040389	Accumulo PUFFER P1S 800
101040390	Accumulo PUFFER P1S 1000
101040391	Accumulo PUFFER P1S 1500
101040392	Accumulo PUFFER P1S 2000
101040429	Accumulo PUFFER P1S 3000
101040500	Accumulo PUFFER P1S 300 - 6 bar
101040501	Accumulo PUFFER P1S 500 - 6 bar
101040502	Accumulo PUFFER P1S 800 - 6 bar
101040503	Accumulo PUFFER P1S 1000 - 6 bar
101040504	Accumulo PUFFER P1S 1500 - 6 bar
101040505	Accumulo PUFFER P1S 2000 - 6 bar
101040506	Accumulo PUFFER P1S 3000 - 6 bar

- ACCUMULO DI ACQUA TECNICA CON STRATIFICATORE

Accumulo monoserpentino serie PUFFER P1S per lo stoccaggio di acqua tecnica d'impianto realizzato in acciaio con isolamento in poliuretano morbido. Dotato di serpentino per il collegamento all'impianto solare e stratificatore interno per una migliore gestione delle temperature dell'acqua d'impianto.

Elemento	Descrizione
ACCUMULO	Acciaio St 37.2
ISOLAMENTO	Poliuretano morbido 100 mm esente da CFC ed HCFC

Specifiche tecniche

Descrizione		BOLLITORI PUFFER P1S CON SERPENTINO						
		P1S 300	P1S 500	P1S 800	P1S 1000	P1S 1500	P1S 2000	P1S 3000
Capacità	l	283	489	732	1000	1449	2054	2959
Altezza con isolamento	mm	1635	1775	1800	2190	2165	2480	2720
Altezza in raddrizzamento	mm	1630	1750	1840	2200	2110	2530	2780
Larghezza con isolamento	mm	700	850	990	990	1200	1300	1700
Spessore isolamento	mm	100						
Dispersione termica K bollitore	W/K	1,83	2,47	3,00	3,51	4,38	5,37	8,00

Figura 5.8: Datasheet Kloben

5.1) Obbiettivi dell'ottimizzazione

Il processo di ottimizzazione è volto alla ricerca delle soluzioni impiantistiche che permettono di ottenere il minor costo totale e la minor quantità di CO_2 equivalente.

Costi

I costi dell'impianto complessivo sono valutati come la somma dei costi capitali e operativi di ciascun componente, valutati in 20 anni e attualizzati.

Per la stima dei costi sono stati utilizzati i seguenti dati e relazioni:

- $Costo\ Gas = 0.3 \frac{\text{€}}{KWh}$ Valore ricavato direttamente dalle fatture energetiche del 2019.
- $Prezzo\ di\ vendita\ elettricità\ alla\ rete = 0.1 \frac{\text{€}}{KWh}$ Valore ricavato dal GSE.
- $Prezzo\ di\ acquisto\ elettricità\ dalla\ rete = 0.2 \frac{\text{€}}{KWh}$ Valore del PUN mediato per un anno (prezzo unico nazionale)
- $Costo\ CH_4 = \frac{Q_{CHP}}{60} * Costo\ Gas$ Costo CH_4 utilizzato dal CHP
- $Guadagno\ vendita\ rete = (Q_{el\ surplus\ CHP} + Q_{el\ surplus\ PVT}) * Prezzo_{vendita\ rete}$
Con $Q_{el\ surplus}$ potenza elettrica prodotta eccedente.
- $Costo\ acquisto\ elettricità\ dalla\ rete = Q_{el\ mancante} * Prezzo_{acquisto\ rete}$
Con $Q_{el\ mancante}$ potenza elettrica acquistata dalla rete, tale condizione si verifica quando il CHP e l'impianto PVT non forniscono abbastanza potenza da soddisfare l'intero carico elettrico

Per quanto riguarda i costi capitali e operativi questi sono stati stimati mediante l'uso di relazioni tratte da pubblicazioni riguardanti tale tematica.

In cui vale: $s = \text{numero di anni}$, in questo caso 20; $t = \text{tasso di interesse}$, assunto pari a 0.05.

- $Costo\ CHP = 7789(E_{CHP,nominale})^{0.6}$
- $Costo\ PVT = Costo\ unitario\ PVT * N_{PVT}$
- $Costo\ unitario\ PVT = 800\ \text{€}$
- $Costo\ TS = C_{rif\ TS} \left(\frac{V_{TS}}{V_{riferimento,TS}} \right)^{0.7}$
- $V_{rif\ TS} = 0.3\ m^3$
- $C_{rif\ TS} = 600 \frac{\text{€}}{m^3}$ Costo di riferimento del TS

- $\text{Costo operativo CHP} = 0.015 \left(\frac{E_{CHP}^{tot}}{60} \right)$
Con E_{CHP}^{tot} energia elettrica prodotta dal CHP durante tutto l'anno
- $\text{Costo capitale totale} = \text{Costo CHP} + \text{Costo TS} + \text{Costo PVT}$
- $\text{Costo op. totale} = \text{costo op. CHP} + \text{Costo di acquisto elettricit\`a rete} + \text{costo CH}_4 - \text{Guadagno vendita rete}$
- $\text{Costi totali per 20 anni} = \text{Costo capitale totale} + \text{Costo op. totale} * 20$
- $\text{NPC} = \text{Costo capitale totale} + \text{Costo op. totale} * \sum_{s=1}^{s=20} \left(\frac{1}{1+t} \right)^s$

CO2

Per la stima delle emissioni prodotte dall'impianto è stato calcolato il consumo di CH_4 utilizzato durante tutto l'anno dal micro-cogeneratore per fornire l'energia al serbatoio di accumulo.

Conoscendo il metano utilizzato sono state calcolate le emissioni di CO_2 , considerando che con la combustione del metano si producono $2.75 \frac{kg_{CO_2}}{kg_{CH_4}}$, mentre per l'energia elettrica derivante dalla rete si è assunto una produzione di CO_2 equivalente pari a $0.3 \frac{kg_{CO_2}}{kWh}$.

- $CH_4 = \frac{Q_{th,effettiva}}{60 * PCI_{CH_4}} [kg]$ Quantità di CH_4 utilizzata dal CHP
- $El_{residua} = El_{richiesta} - El_{PVT} [kWh]$ Energia elettrica residua da acquistare dalla rete
- $CO_2 = CH_4 * 2.75 + \frac{El_{residua}}{60} * 0.3 [kg]$ Quantità di CO_2 emessa dal sistema

5.2) Fronte di Pareto

Dopo aver calcolato le emissioni di CO2 equivalente e i costi totali attualizzati dell'impianto, è possibile graficare tutti i risultati della simulazione, ottenuti considerando i 20 anni di funzionamento dell'impianto.

A causa della grande mole di dati da elaborare, non è stato possibile analizzare tutto il range possibile di parametri con una unica simulazione. Per ovviare a ciò, il range dei parametri di partenza è stato variato iterativamente partendo dal più ampio possibile per poi essere modificato dopo ogni iterazione. Lo scopo è quello di eliminare le condizioni peggiori individuate sul fronte destro della nuvola di punti, aggiungendone delle nuove per spostarsi verso il fronte sinistro, che rappresenta i punti di ottimo.

Si riporta in *Figura 5.2.1* il diagramma ottenuto al termine delle iterazioni effettuate, in cui sono stati analizzati 364 diversi scenari; mentre nella *Figura 5.2.2* e *Figura 5.2.3* è mostrata la legenda dei punti evidenziati.

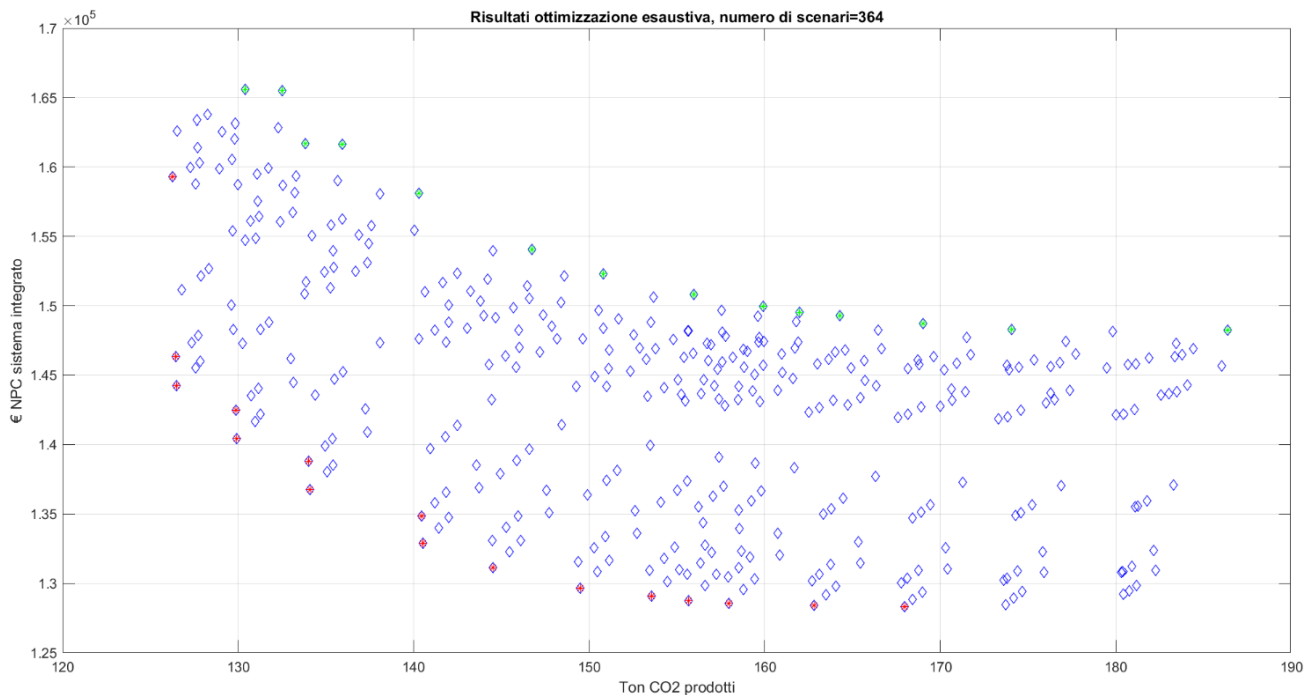


Figura 5.2.1: Fronte di Pareto

- | | | |
|---|---|---|
| ◇ dati scenari analizzati | * n° PVT = 100, taglia CHP=40KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 100, taglia CHP=44KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ |
| * n° PVT = 100, taglia CHP=16KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 100, taglia CHP=37KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 100, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 90, taglia CHP=44KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 90, taglia CHP=16KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 90, taglia CHP=37KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 90, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 80, taglia CHP=37KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 80, taglia CHP=16KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 68, taglia CHP=37KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 80, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 62, taglia CHP=37KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 68, taglia CHP=16KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 56, taglia CHP=37KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 68, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 52, taglia CHP=37KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 62, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | * n° PVT = 50, taglia CHP=37KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=0.7\text{m}^3$ | |
| * n° PVT = 56, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | | |
| * n° PVT = 52, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | | |
| * n° PVT = 50, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | | |
| * n° PVT = 48, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | | |
| * n° PVT = 44, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | | |
| * n° PVT = 40, taglia CHP=13KW, $T_{max}=55^{\circ}\text{C}$, $V_{tes}=2\text{m}^3$ | | |

Figura 5.2.3: Punti migliori

Figura 5.2.2: Punti peggiori

Ciascun punto evidenziato in rosso rappresenta la migliore soluzione impiantistica tra quelle analizzate, in grado di soddisfare le richieste dell'impianto negli obbiettivi di minimizzazione proposti. Al contrario, i punti evidenziati in verde rappresentano le soluzioni peggiori.

Nella *Tabella* si riportano gli scenari individuati come migliori.

Scenario	N _{PVT}	Q _{CHP} [kW]	T _{massima} [°C]	V _{TS} [m ³]
A	100	40	55	2
B	100	16	55	2
C	100	13	55	2
D	90	16	55	2
E	90	13	55	2
F	80	16	55	2
G	80	13	55	2
H	68	16	55	2
I	68	13	55	2
L	62	13	55	2
M	56	13	55	2
N	52	13	55	2
O	50	13	55	2
P	48	13	55	2
Q	44	13	55	2
R	40	13	55	2

Nel grafico a barre seguente (*Figura 5.2.4*) sono state evidenziate le emissioni di CO₂ nei 20 anni, e il NPC dei punti costituenti il fronte di Pareto trovato.

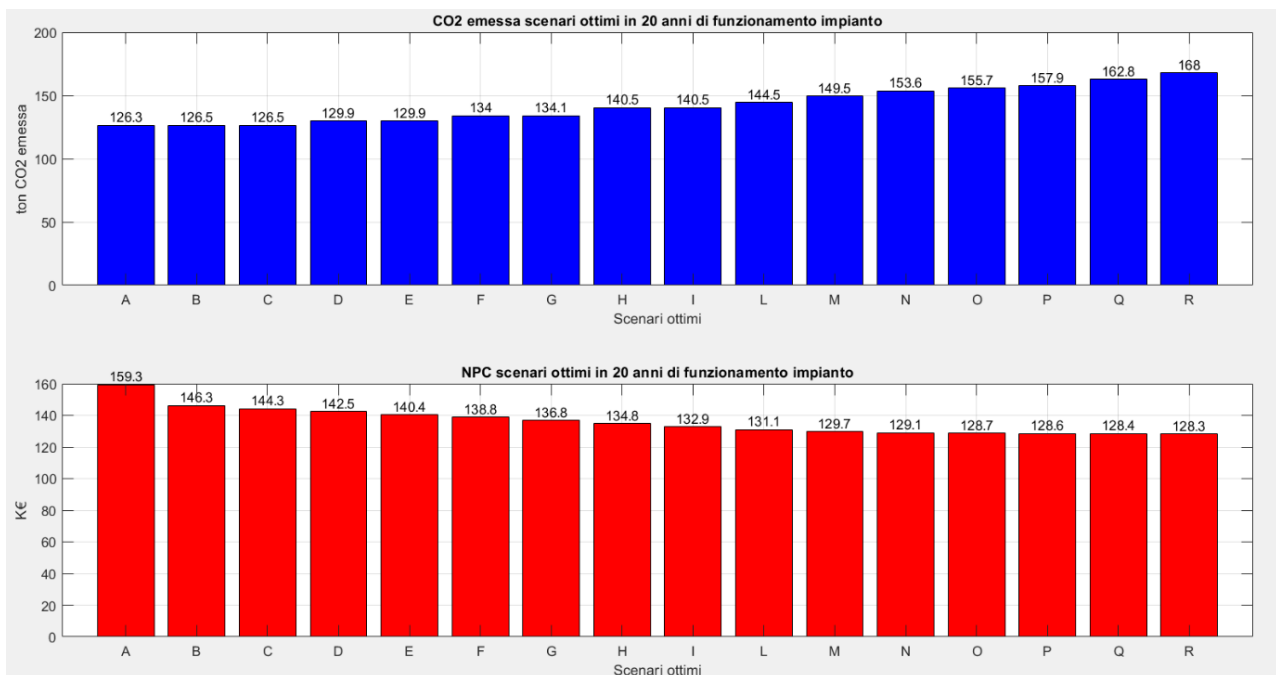


Figura 5.2.4: Emissioni CO₂ in 20 anni e NPC delle soluzioni ottime

Per ciascuno scenario ottimo sono stati calcolati i costi capitali (**Capex**) e i costi operativi (**Opex**) attualizzati per 20 anni di esercizio, mediante le relazioni mostrate nel *Paragrafo 5.1*. Si riportano i risultati nella *Figura 5.2.5*.

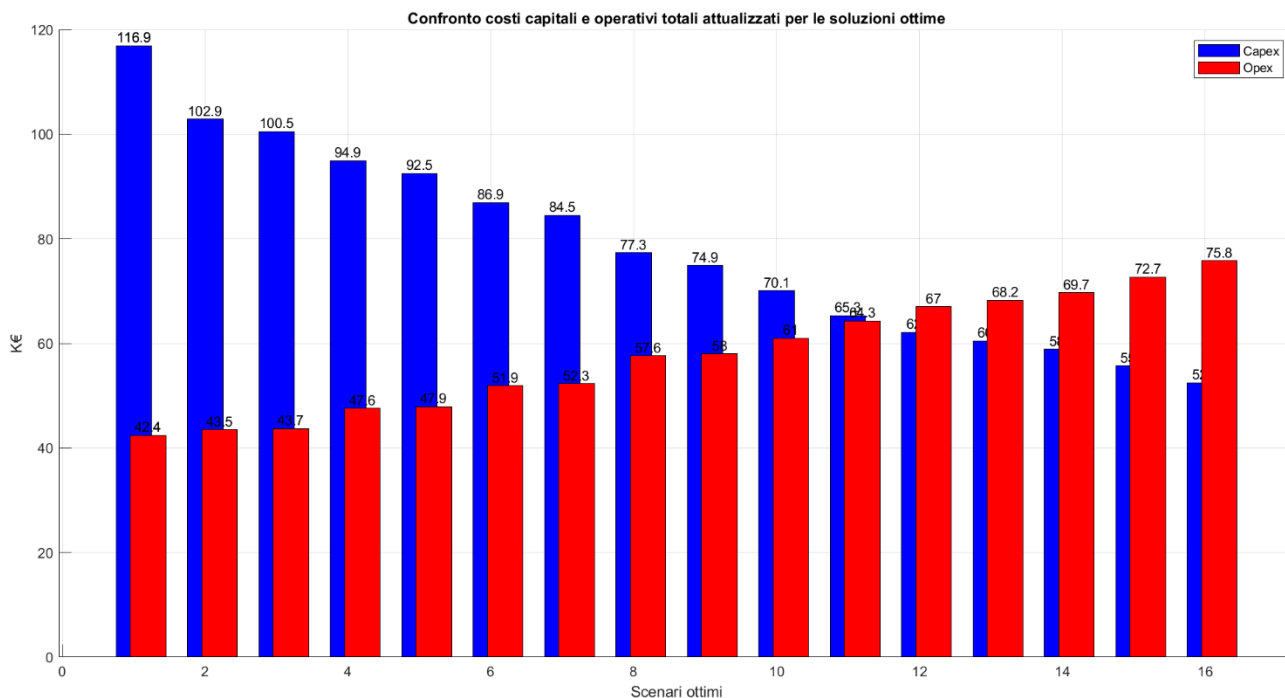


Figura 5.2.5: Costi capitali e operativi attualizzati in 20 anni per le soluzioni ottime

Si può notare che nella maggior parte dei casi il costo capitale è di gran lunga superiore a quello operativo, ciò è dovuto all'elevato numero di componenti dell'impianto e alla complessità dello stesso.

Le relazioni mostrate nel *Paragrafo 5.1* sono state utilizzate per il calcolo della CO_2 equivalente emessa da ciascuna delle soluzioni appartenenti al fronte di Pareto. In particolare, sono stati calcolati i contributi annuali di CO_2 dovuti all'utilizzo del CHP e all'acquisto di elettricità dalla rete elettrica, per ciascuna delle soluzioni ottime. La *Figura 5.2.6* mostra i risultati ottenuti.

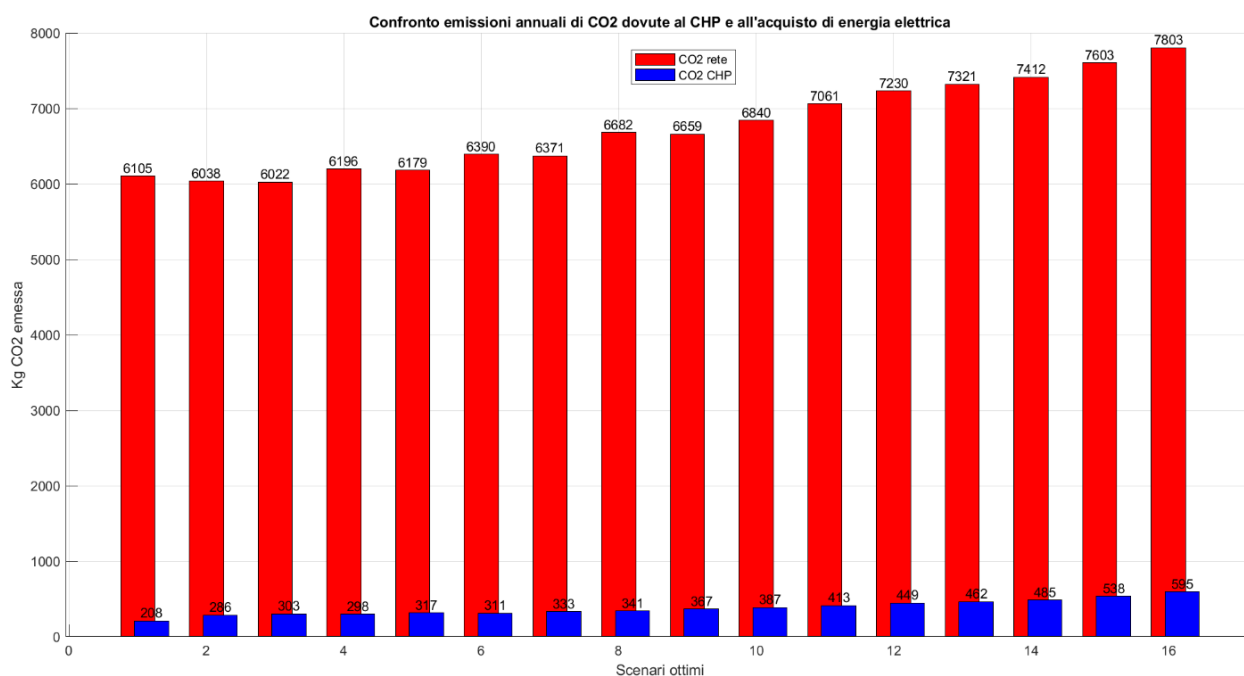


Figura 5.2.6: Confronto emissioni CO_2 annuali di CHP e rete per soluzioni ottime

Sono state calcolate le ore in cui non è possibile soddisfare la richiesta di acqua calda sanitaria per ognuno degli scenari ottimali. Le ore di disservizio rappresentano una minima parte dell'anno e sono dovute al forte carattere impulsivo della richiesta di ACS. Nella *Figura 5.2.7* è mostrata l'entità di questo funzionamento irregolare per ciascuna delle soluzioni ottimali.

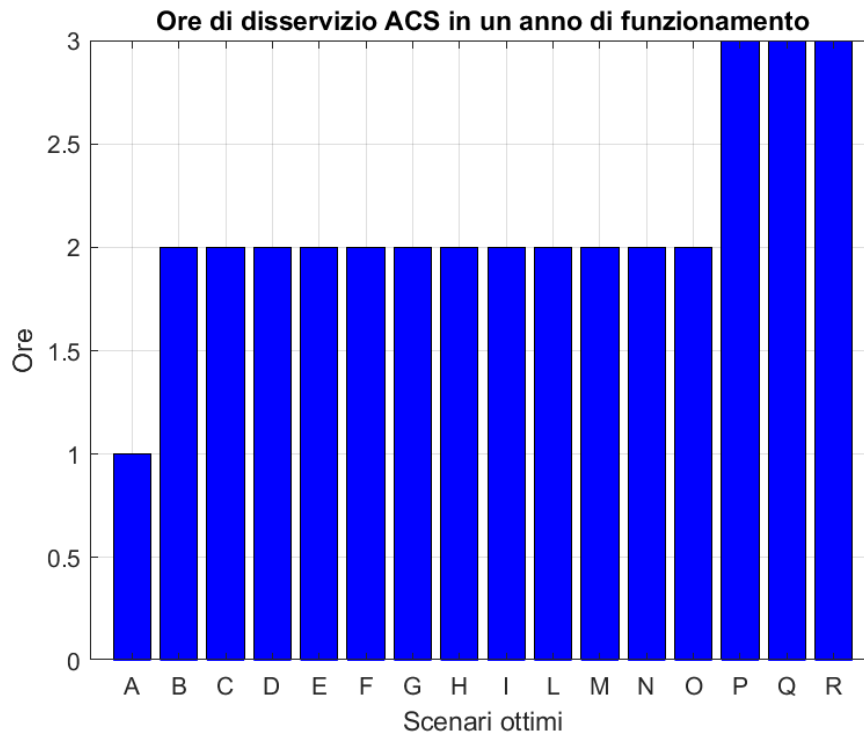


Figura 5.2.7: Ore di disservizio ACS in un anno di funzionamento per scenari ottimi

Per via del modo in cui è stato modellato il micro-cogeneratore, esso risulta essere totalmente spento durante i mesi estivi e di funzionare per un numero esiguo di ore durante il resto dell'anno. Si riporta il numero di ore di funzionamento del CHP durante l'anno per ciascuno degli scenari ottimi in *Figura 5.2.8*.

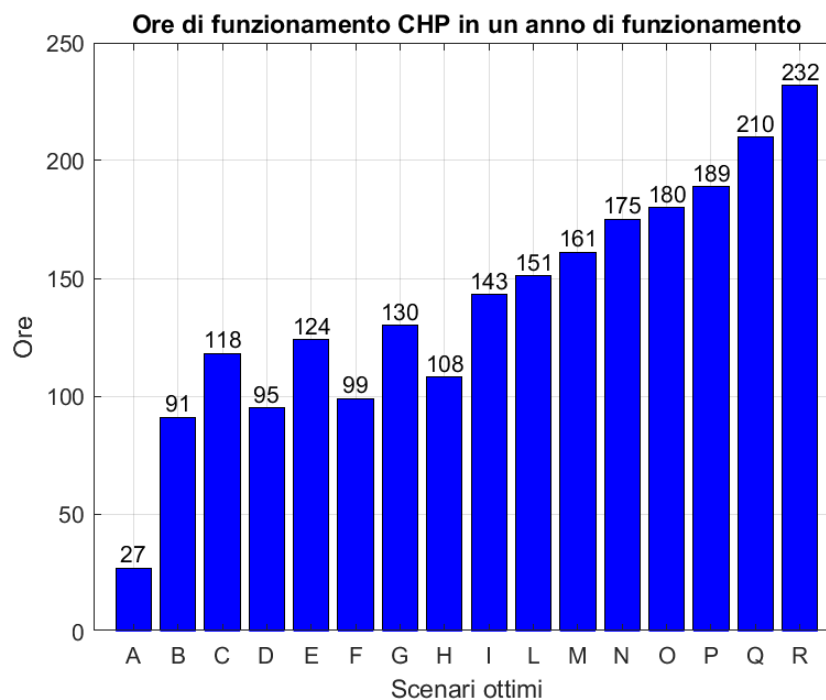


Figura 5.2.8: Ore di funzionamento CHP in un anno per soluzioni ottime

A ciò ha fatto seguito l'analisi del bilancio termico ed elettrico di ciascuna delle soluzioni ottimali, come riprova del corretto funzionamento dell'impianto.

Bilancio termico

Il bilancio termico dell'impianto è stato calcolato facendo riferimento allo schema mostrato in *Figura 5.2.9*.

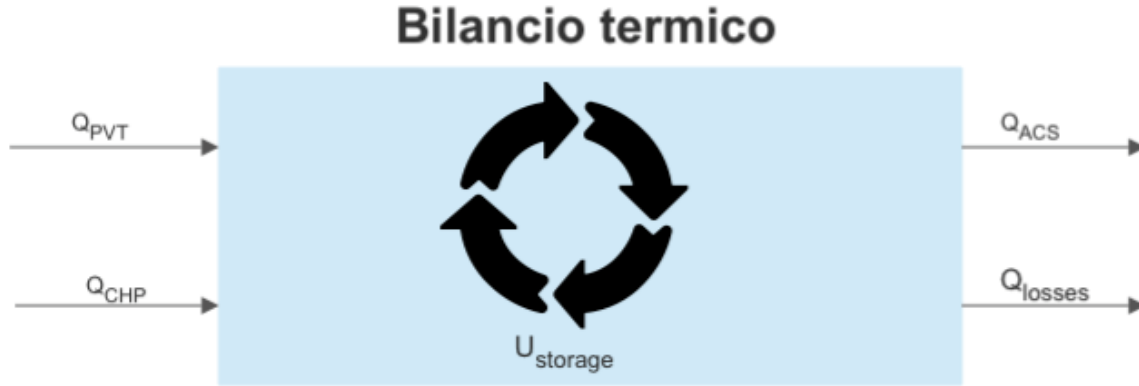


Figura 5.2.9: Schema per bilancio termico

$$\dot{Q}_{PVT} = \sum_{i=1}^{anno} \dot{m}_{PVT} * c_{p_{H_2O}} * (T_{out}^{PVT} - T_{in}^{PVT})$$

$$\dot{Q}_{CHP} = \sum_{i=1}^{anno} \dot{m}_{CHP} * c_{p_{H_2O}} * (T_{out}^{CHP} - T_{in}^{CHP})$$

$$\dot{Q}_{LOSSES} = \sum_{i=1}^{anno} k_{boll} * (T_{TS} - T_{est})$$

$$\dot{Q}_{ACS} = \sum_{i=1}^{anno} \dot{m}_{eff,TS} * c_{p_{H_2O}} * (T_{ACS} - T_{rif})$$

$$U_{storage} = V_{TS} * \rho_{H_2O} * c_{p_{H_2O}} * (T_{TS}^{finale} - T_{TS}^{iniziale})$$

T_{TS}^{finale} temperatura nell'ultimo minuto dell'anno del serbatoio di accumulo, $T_{TS}^{iniziale}$ temperatura nel primo minuto dell'anno del serbatoio di accumulo.

$$\dot{Q}_{PVT} + \dot{Q}_{CHP} - \dot{Q}_{LOSSES} - \dot{Q}_{ACS} + U_{storage} = 0$$

Nella *Figura 5.2.10* è mostrato il bilancio termico di ciascuna soluzione ottimale, in cui la somma di tutti i contributi è pari al carico termico effettivamente richiesto dall'edificio.

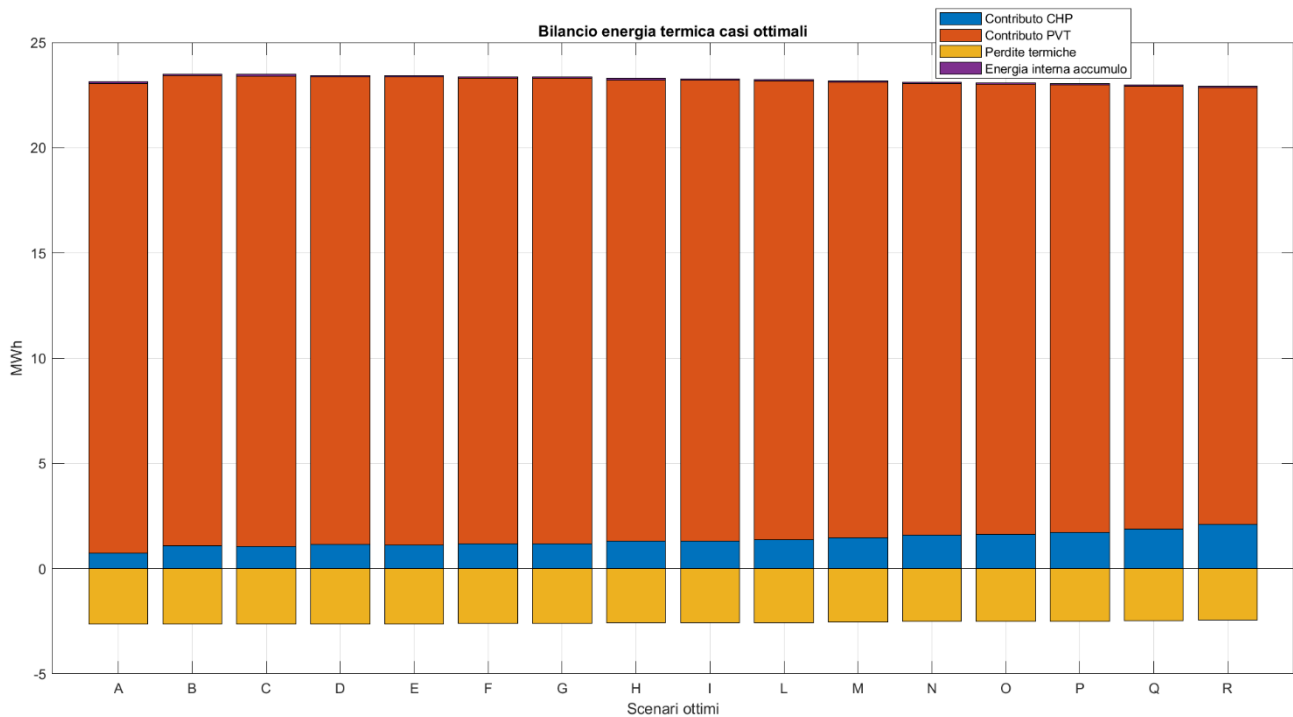


Figura 5.2.10: Bilancio termico per scenari ottimali

Bilancio elettrico

Analogamente al caso precedente, nella Figura 5.2.11 è mostrato lo schema utilizzato per la scrittura del bilancio elettrico.

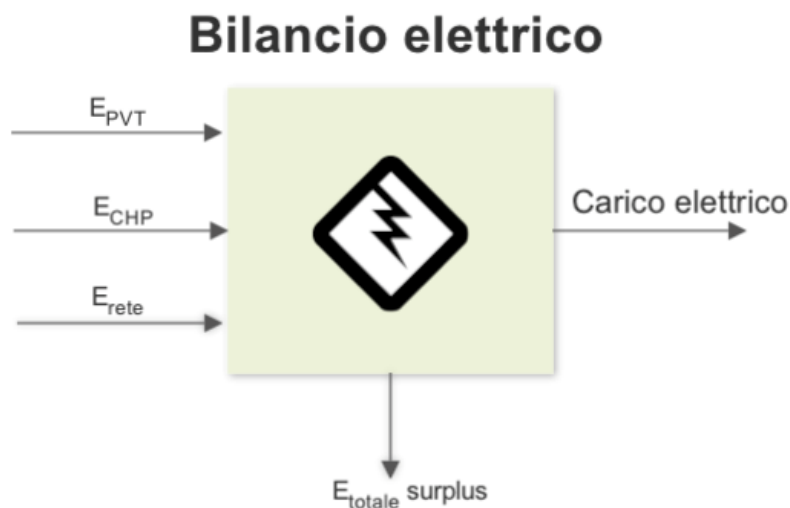


Figura 5.2.11: Schema per bilancio termico

$E_{prodotta_{PVT}} = \sum_1^{anno} Q_{utilizzata_{PVT}} + Q_{el_{surplus_{PVT}}} [kWh]$ Energia elettrica prodotta in un anno dal PVT

$E_{prodotta_{CHP}} = \sum_1^{anno} Q_{el_{utilizzata_{CHP}}} + Q_{el_{surplus_{CHP}}} [kWh]$ Energia elettrica prodotta in un anno dal CHP

$E_{rete} [kWh]$ energia elettrica comprata dalla rete

$E_{richiesto} [kWh]$ energia elettrica richiesta dall'impianto

$$E_{prodotta_{PVT}} + E_{prodotta_{CHP}} + E_{rete} - E_{richiesto} = 0$$

Nella *Figura 5.2.12* sono mostrati i termini dei bilanci elettrici di ciascuna soluzione ottimale.

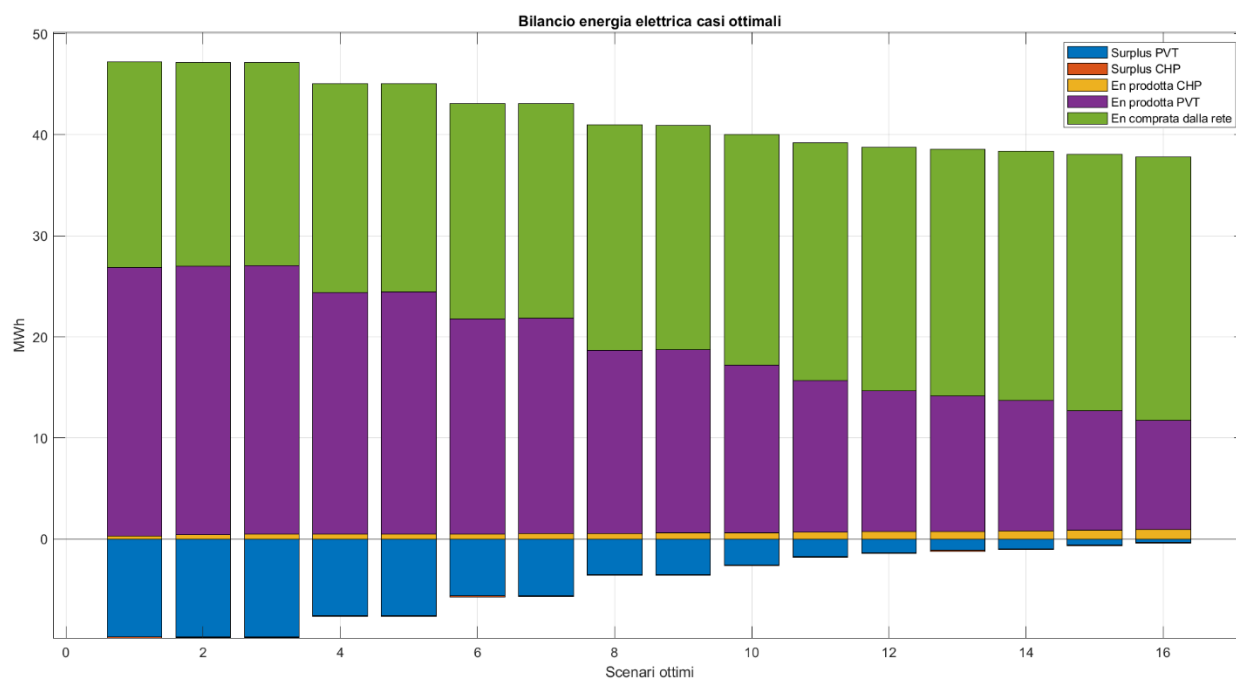


Figura 5.2.12: Bilancio elettrico per scenari ottimi

5.3) Analisi di una soluzione ottimale

Si propone l'analisi di una delle soluzioni ottimali individuate precedentemente. La soluzione in questione è stata scelta in modo tale che, normalizzando il fronte di Pareto, avesse la minore distanza dall'origine.

Nella *Figura 5.3.1* sono riportati i tre punti avente distanza minore dall'origine, con le relative configurazioni.

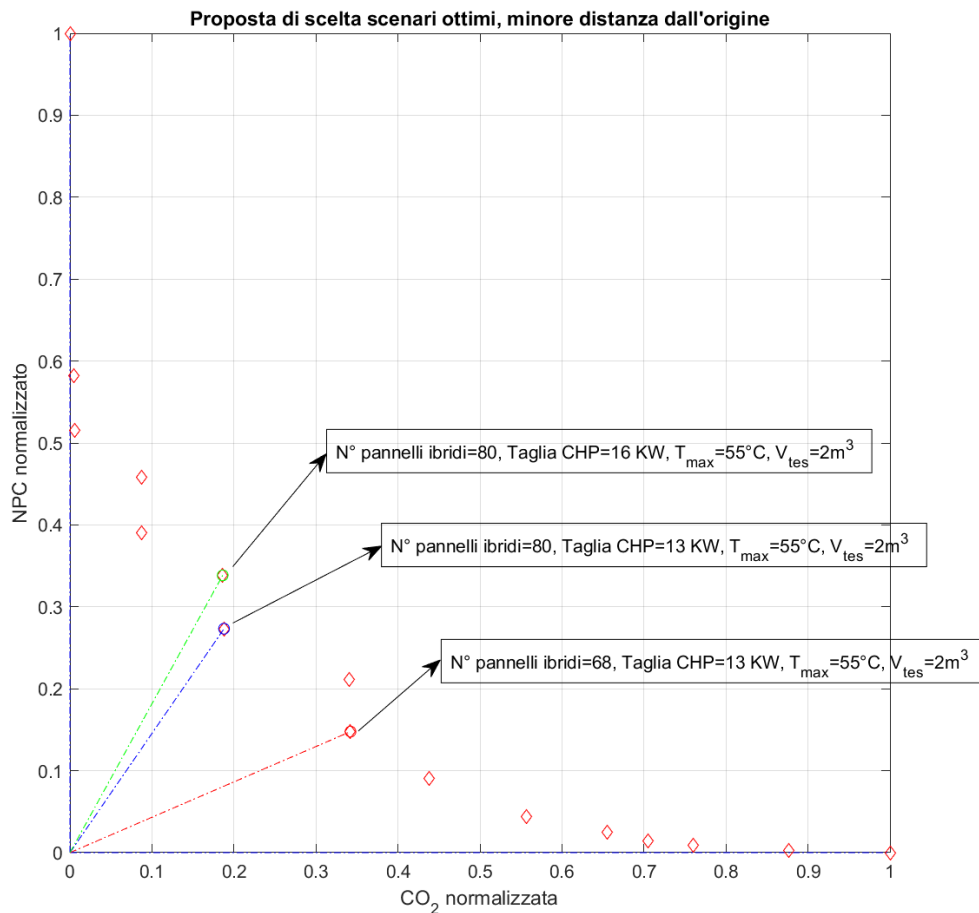


Figura 5.3.1: Proposta scenari ottimi

Secondo il criterio precedentemente descritto, la soluzione migliore è costituita dal seguente scenario, individuato dalla lettera G nella *Tabella* a pagina 23:

- $N_{PVT} = 80$
- $Q_{CHP} = 13 \text{ kW}$
- $T_{massima} = 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- $V_{TS} = 2 \text{ m}^3$

Dalle precedenti analisi, lo scenario **G** presenta le seguenti caratteristiche:

- Ore funzionamento CHP = 130
- Ore disservizio ACS = 2
- Capex = 84500€
- Opex = 52300€
- NPC 20 anni = 136800 €
- CO₂ 20 anni = 134.1 ton

Nella *Figura 5.3.2* è mostrato il bilancio elettrico dell'impianto nello scenario proposto.

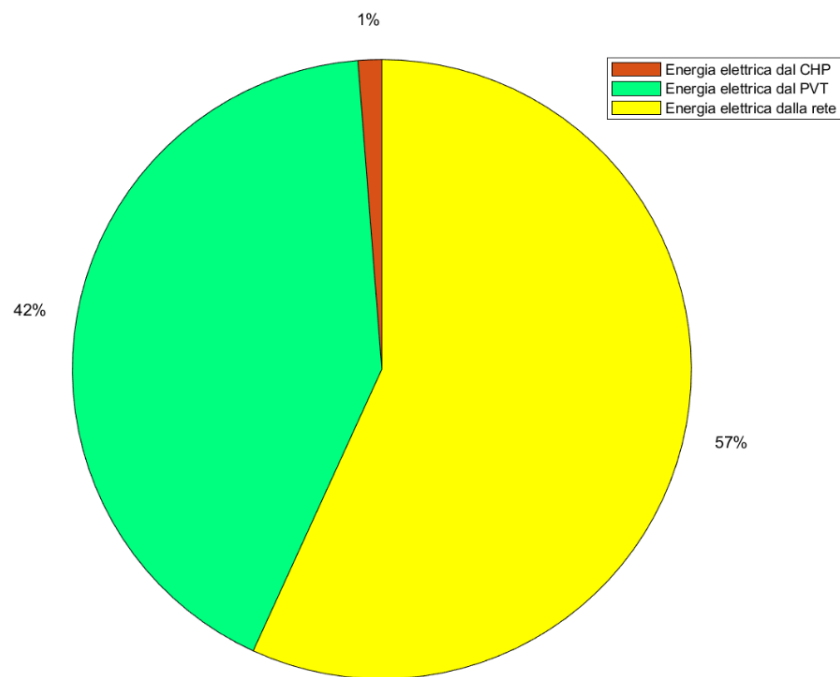


Figura 5.3.2: Bilancio elettrico soluzione analizzata

Nella *Figura 5.3.3* è mostrato il grafico a torta del bilancio termico nella configurazione analizzata.

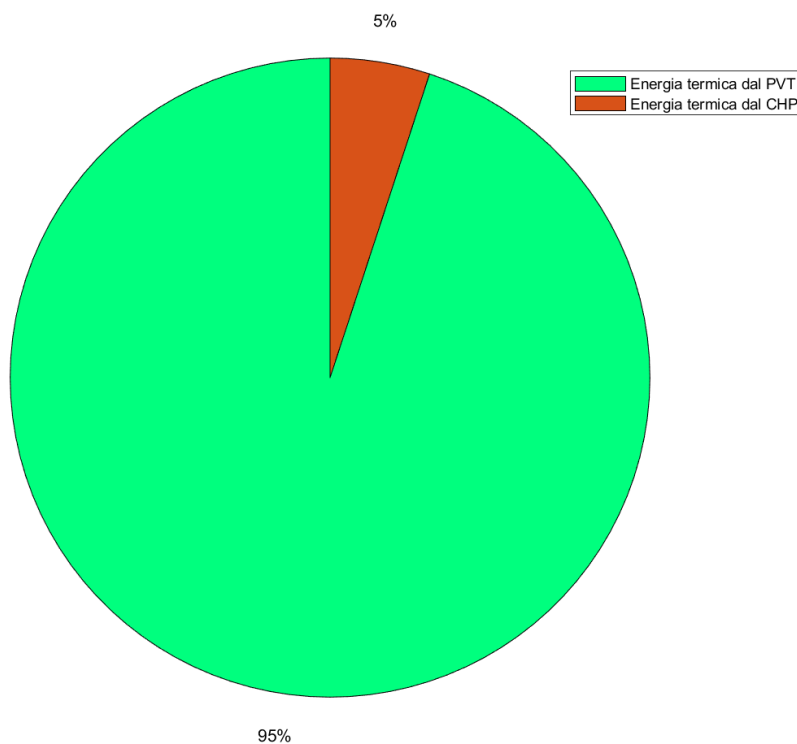


Figura 5.3.3: Bilancio termico soluzione analizzata

Le Figure 5.3.4 e 5.3.5 mostrano la quantità di energia elettrica acquistata dalla rete, evidenziandone l'ora di acquisto e il giorno durante l'intero anno.

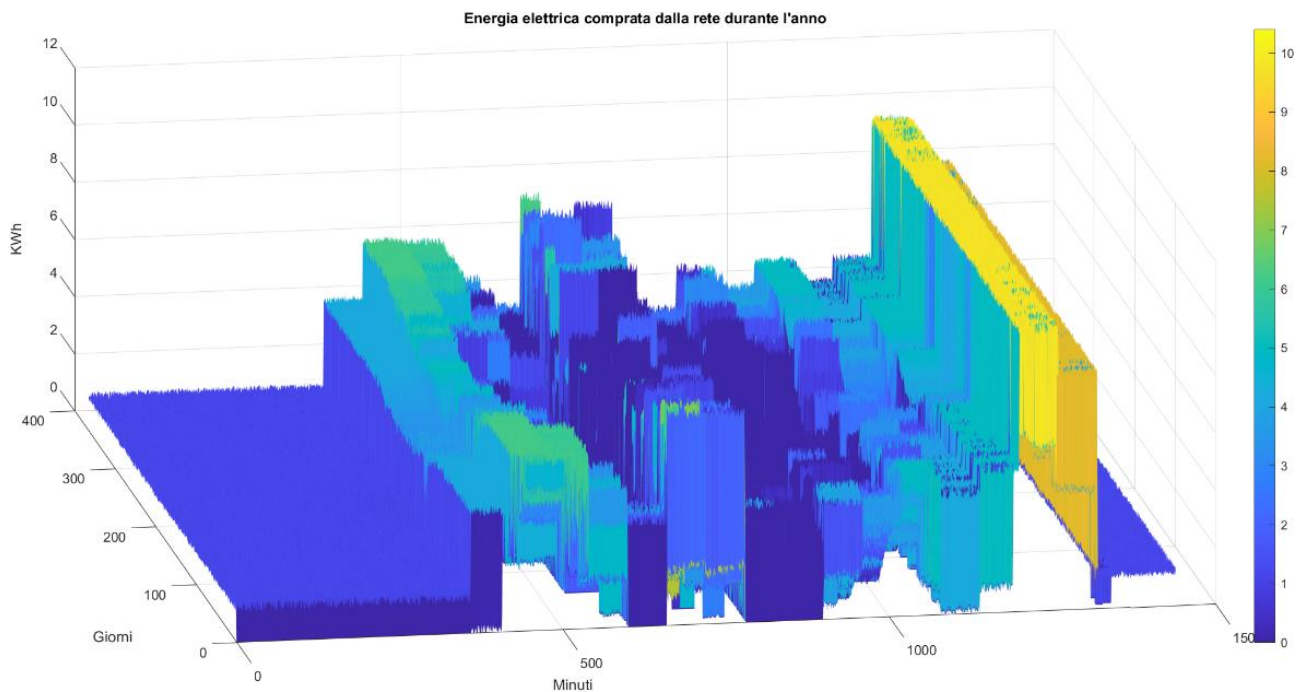


Figura 5.3.4: Energia elettrica acquistata dalla rete durante l'anno per soluzione analizzata

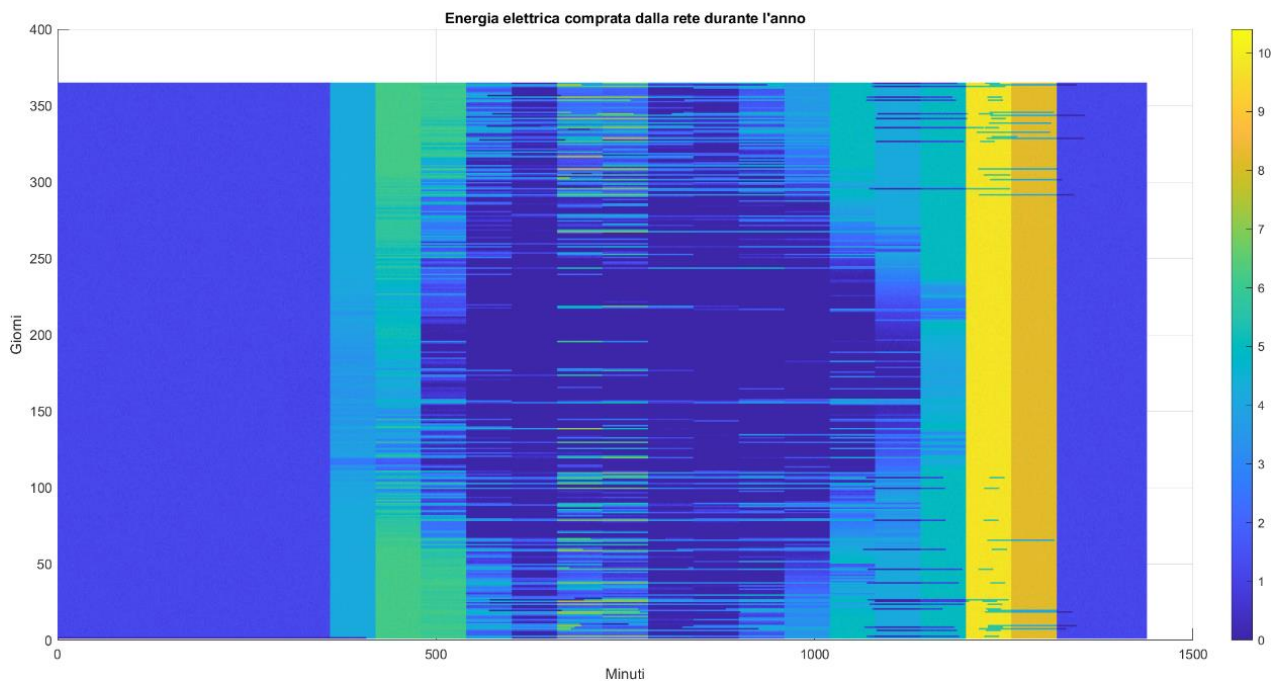


Figura 5.3.5: Energia elettrica acquistata dalla rete durante l'anno per soluzione analizzata (vista dall'alto)

Considerando i due giorni dell'anno in cui la radiazione solare media è massima e minima, può essere utile mostrare in quali ore avviene l'acquisto di energia elettrica dalla rete, come riporta la *Figura 5.3.6*.

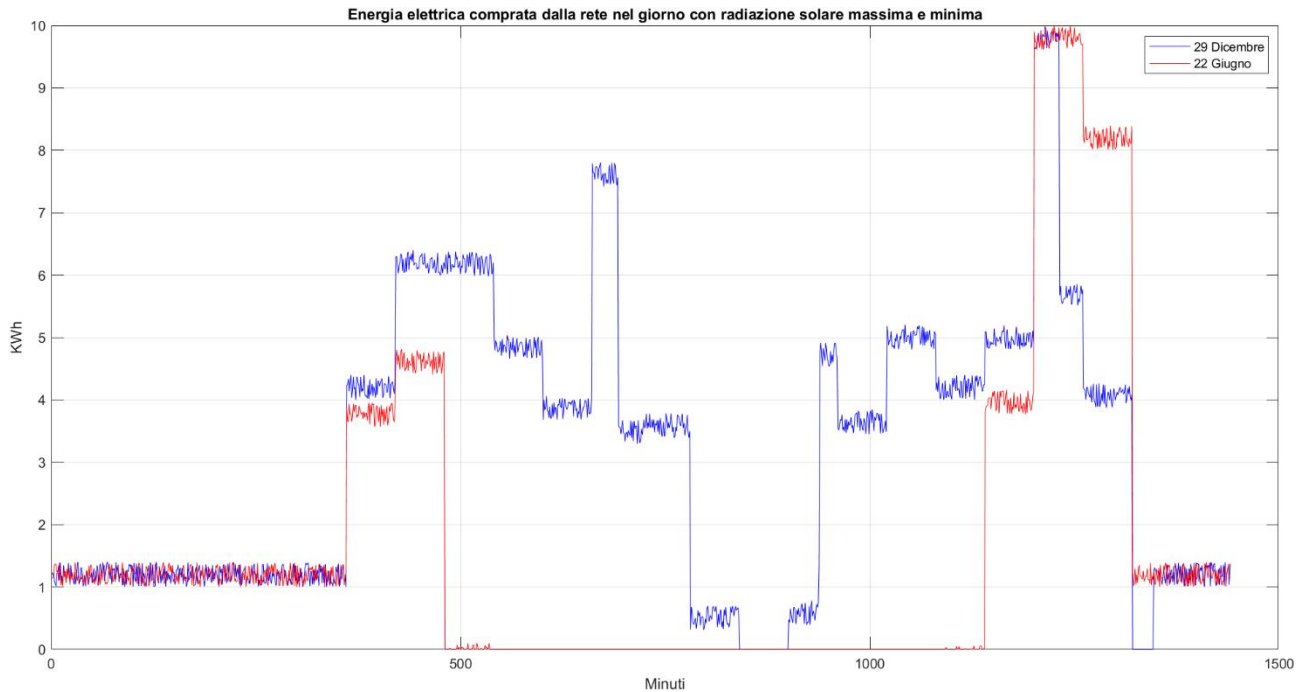


Figura 5.3.6: Acquisto di energia elettrica dalla rete nei giorni di massima e minima radiazione per soluzione analizzata

Infine, la *Figura 5.3.7* mostra l'andamento della temperatura dell'accumulo, della temperatura di ACS richiesta e l'intervallo di accensione del CHP durante il giorno più freddo dell'anno.

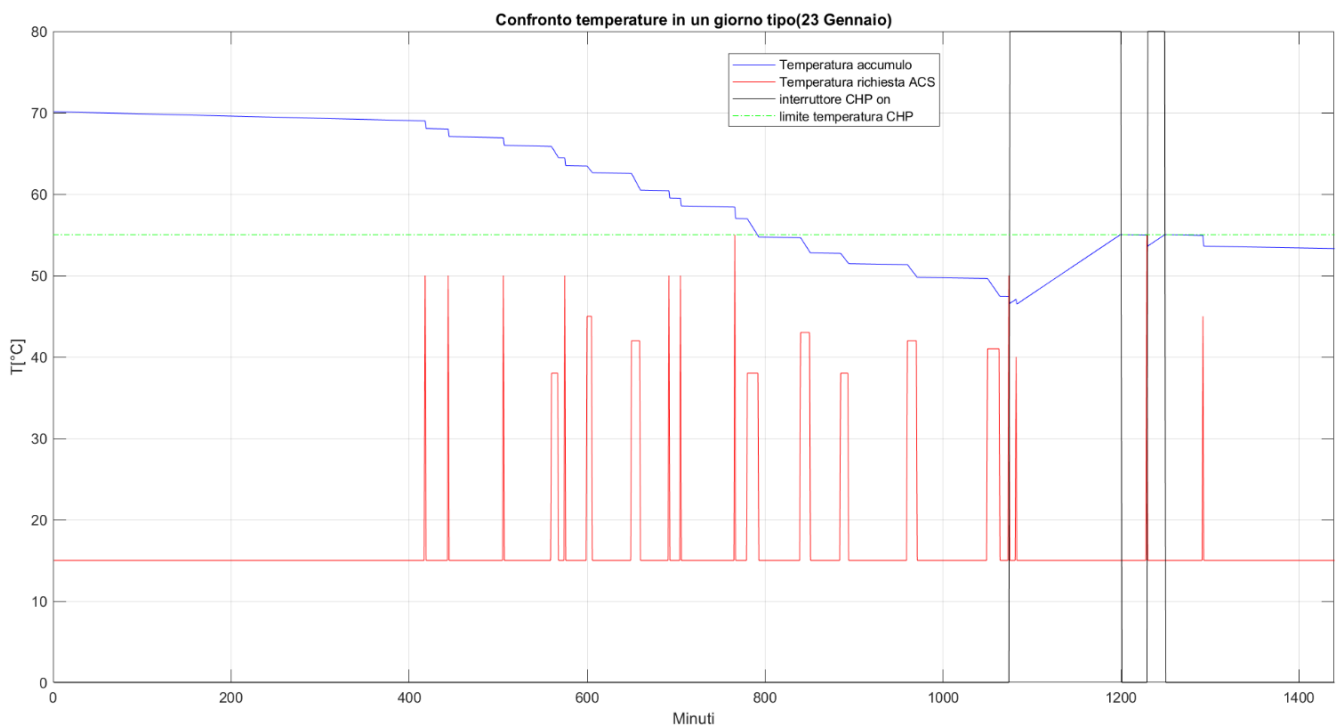


Figura 5.3.7: Andamento T_{accumulo} , T_{ACS} , interruttore CHP nel giorno più freddo dell'anno per soluzione analizzata

6) Analisi critica

Date le analisi del *Capitolo 5* fatte su tutte le soluzioni migliori, è opportuno confrontare tali dati con altre casistiche, per evidenziare il vantaggio o lo svantaggio delle soluzioni impiantistiche scelte.

In particolare, di seguito è stato valutato un impianto tradizionale e un ulteriore impianto integrato in cui il micro-cogeneratore è stato sostituito da una caldaia di uguale taglia.

6.1) Confronto con sistema tradizionale

Si paragonano i costi totali e le emissioni equivalenti di CO_2 ottenute da un sistema integrato con gli analoghi valori che si otterrebbero con un sistema tradizionale, composto da una caldaia che soddisfa il carico termico e dalla rete che soddisfa quello elettrico.

Nella *Figura 6.1.1* è riportato uno schema esemplificativo dell'impianto in questione.

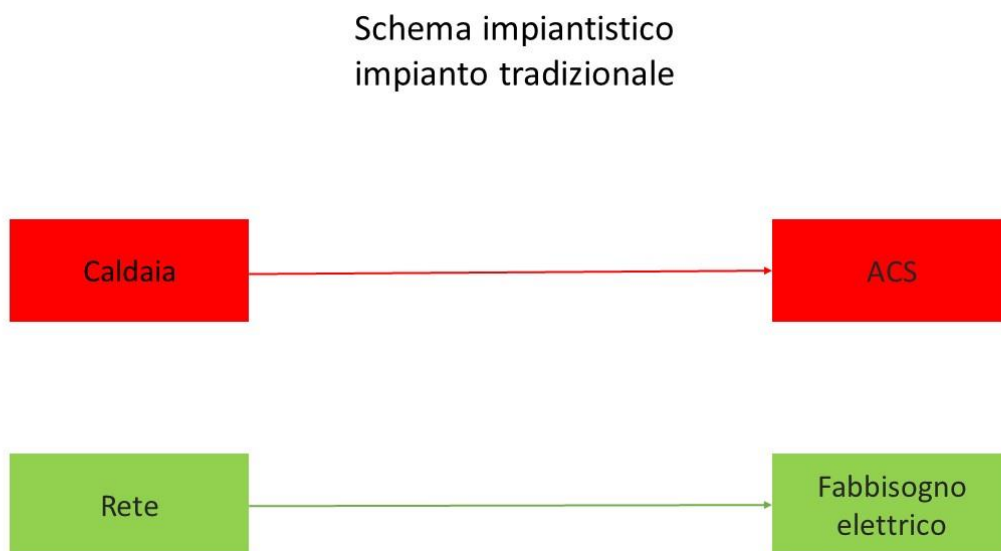


Figura 6.1.1: Schema impianto tradizionale

La taglia della caldaia è stata scelta in modo tale che da sola riesca a soddisfare tutto il carico termico richiesto, perciò $Q_{caldaia} = 200 \text{ kW}$.

Il rendimento assunto è pari a $\eta_{caldaia} = 0.9$.

Il tasso di interesse annuo vale $t = 0.05$.

Costi

L'analisi dei costi è stata effettuata sullo stesso numero di anni del sistema integrato: $s = 20$.

Le relazioni usate sono le seguenti:

- $Costo_{CH_4}^{caldaia} = \frac{Q_{th}}{\eta_{caldaia} * 60} * Costo_{gas} \text{ [€]}$
- $Costo_{en\ elettrica}^{caldaia} = \frac{Q_{el}}{60} * \text{Prezzo di acquisto elettricità dalla rete [€]}$
- $Costo_{capitale}^{caldaia} = 2222 + 56 * Q_{caldaia} \text{ [€]}$
- $Costo_{operativo}^{caldaia} = 0.02 * Costo_{capitale}^{caldaia} \text{ [€]}$
- $NPC_{caldaia} = costo_{capitale}^{caldaia} + (costo_{CH_4}^{caldaia} + costo_{en\ elettrica}^{caldaia}) * \sum_{s=1}^{s=20} \left(\frac{1}{1+t}\right)^s$

Per via del minor numero di componenti installati, il costo capitale di un impianto tradizionale è estremamente inferiore rispetto a quello di un impianto integrato. La *Figura 6.1.2* confronta gli investimenti iniziali di un sistema tradizionale (Caldaia) con quelli richiesti dalle soluzioni ottime individuate in precedenza.

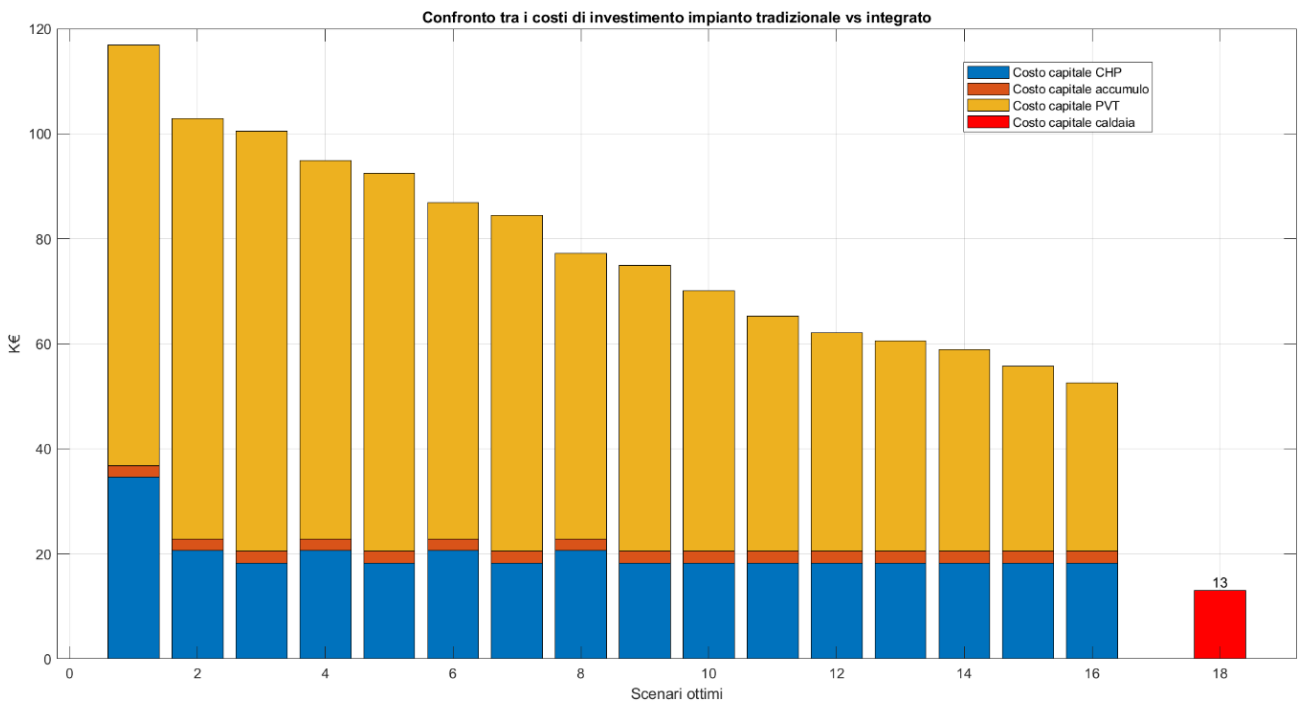


Figura 6.1.2: Confronto costi tra sistema tradizionale e sistema integrato

La convenienza di un sistema integrato rispetto ad uno tradizionale può essere vista nei costi operativi, specialmente nel lungo periodo di tempo. Nella *Figura 6.1.3* si confrontano i costi operativi non attualizzati in 20 anni di funzionamento di un impianto composto da una singola caldaia, con i costi operativi delle soluzioni ottime trovate precedentemente.

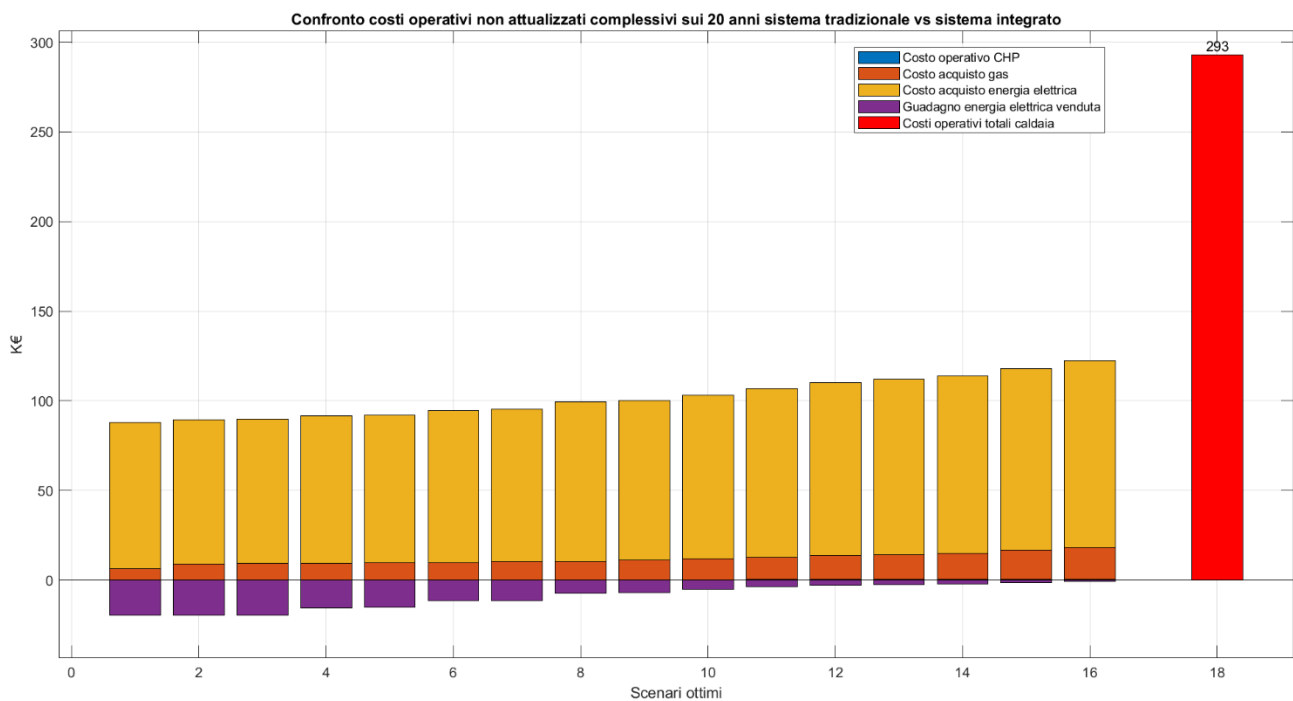


Figura 6.1.3: Confronto costi operativi non attualizzati su 20 anni tra sistema tradizionale e sistema integrato

Il vantaggio del sistema integrato rispetto a quello tradizionale in termini economici risulta più evidente se si paragonano i Net Present Cost (**NPC**) dei due impianti.

In Figura 6.1.4 viene mostrato il rapporto $\frac{NPC_{sist.integrato}}{NPC_{caldaia}}$ per ognuna delle soluzioni ottimali individuate dal fronte di Pareto. Se tale rapporto risulta essere inferiore ad 1, allora $NPC_{sist.integrato} < NPC_{caldaia}$, evidenziando la convenienza nel prediligere un sistema integrato, benché più complesso ed oneroso nell'investimento iniziale.

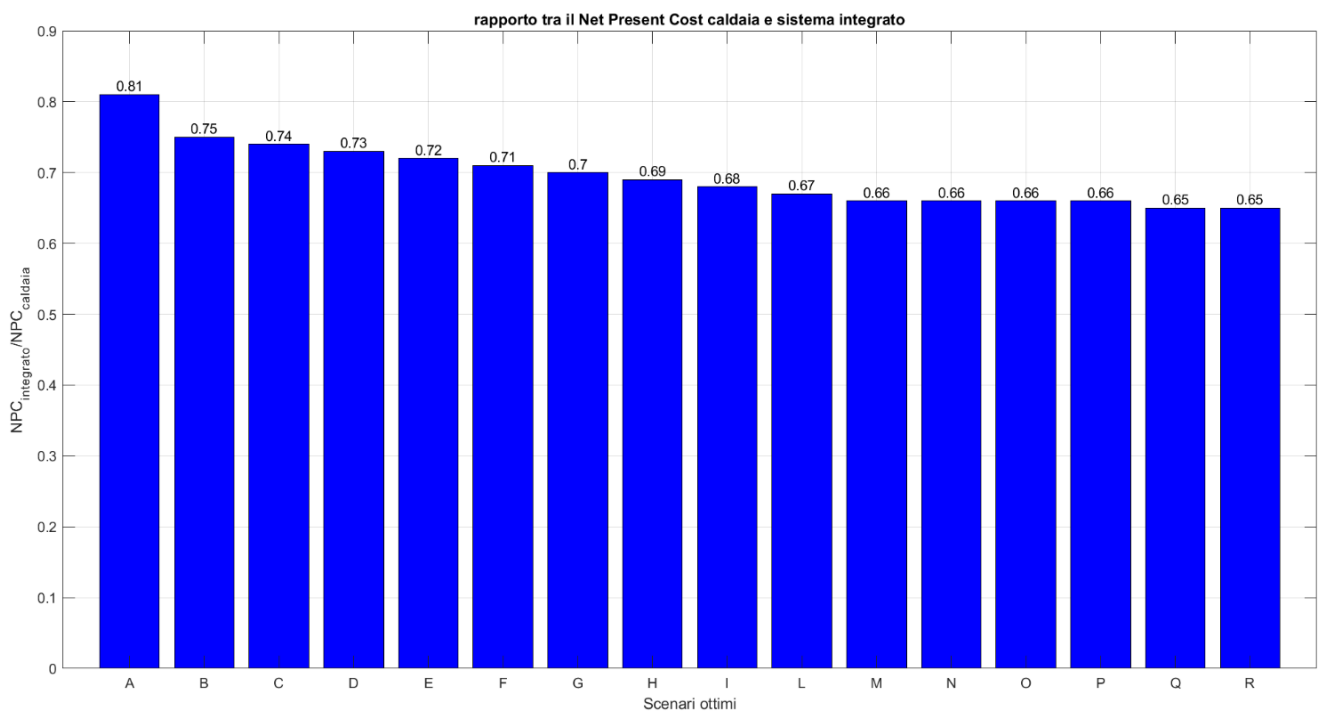


Figura 6.1.4: Rapporto tra NPC caldaia e NPC sistema integrato

CO₂

La CO₂ equivalente emessa da un sistema tradizionale comprende sia quella direttamente prodotta dalla combustione della caldaia, sia quella proveniente dall'acquisto di energia elettrica dalla rete.

$$CO_{2caldaia} = \frac{Q_{th}}{\eta_{caldaia} * 60 * PC} * 2.75 + \frac{Q_{el}}{60} * 0.3 [kg]$$

Per quantificare il risparmio di CO₂ delle soluzioni ottime rispetto a quella tradizionale si utilizza il rapporto:

$$CO_{2risparmiata} = \frac{CO_{2caldaia} - CO_{2sist.integrato}}{CO_{2caldaia}} * 100 [\%]$$

La Figura 6.1.5 mostra la percentuale di risparmio annuale di CO₂ nel caso di ognuna delle soluzioni ottime ricavate in precedenza.

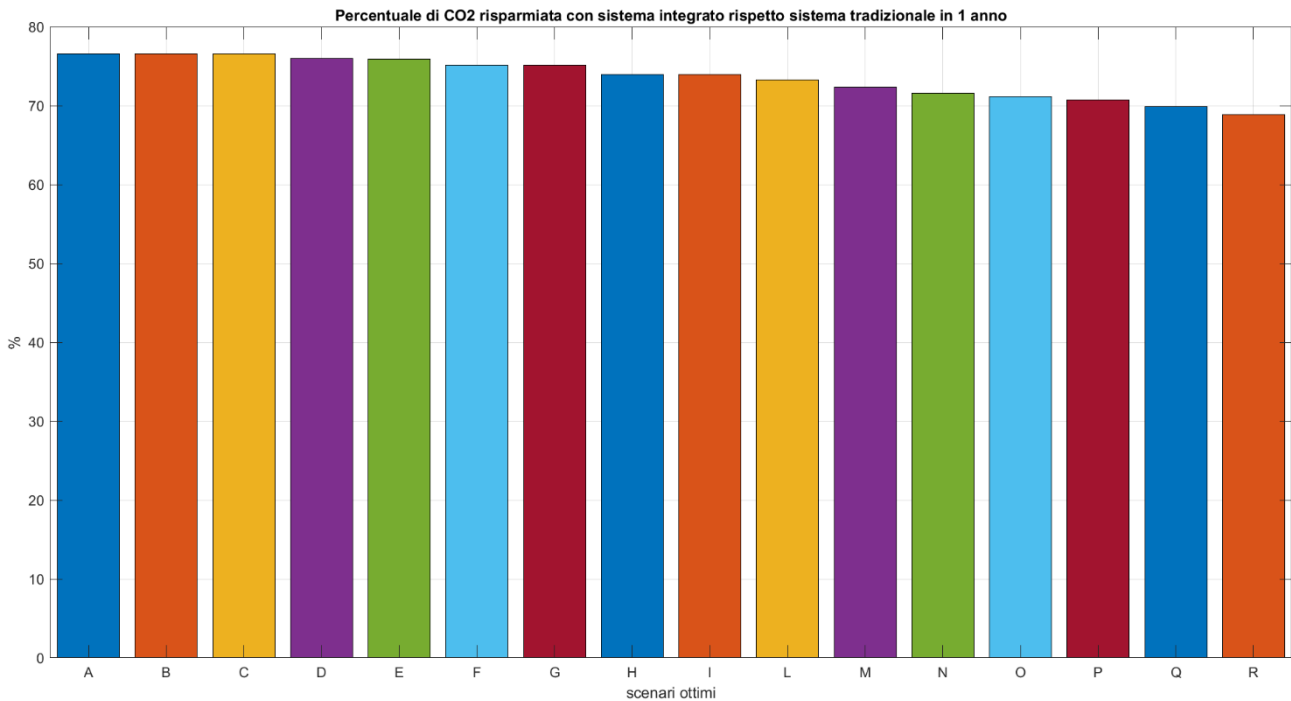


Figura 6.1.5: Percentuale di CO₂ risparmiata in 20 anni del sistema integrato rispetto a sistema tradizionale

CH₄

La percentuale di CO₂ risparmiata in un anno è collegata anche alla quantità di CH₄ bruciata nella caldaia, che risulta essere maggiore rispetto a quella richiesta dal CHP nel sistema integrato.

Per quantificare questo risparmio di combustibile si adotta una relazione simile alla precedente:

$$CH_{4risparmiata} = \frac{(CH_{4caldaia} - CH_{4sist.tradizionale})}{CH_{4caldaia}} * 100 [\%]$$

La Figura 6.1.6 riporta il risparmio annuale di combustibile in termini percentuali, rispetto ad ognuna delle soluzioni ottime.

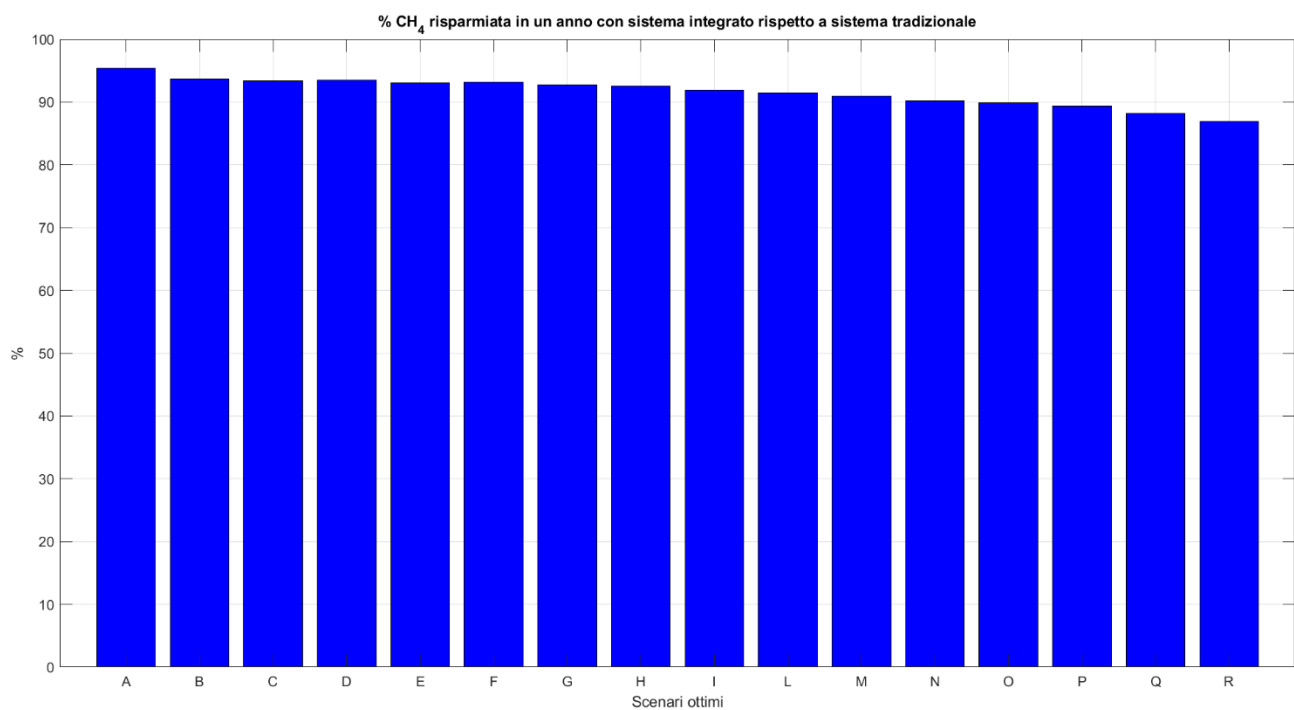


Figura 6.1.6: Percentuale di CH₄ risparmiata in un anno dal sistema integrato rispetto a quello tradizionale, per ogni scenario ottimo

6.2) Confronto con sistema integrato con caldaia in sostituzione del CHP

Date le basse ore di funzionamento del micro-cogeneratore e della scarsa energia elettrica e termica da esso prodotta, è plausibile ipotizzare un impianto integrato analogo a quello mostrato nel *Capitolo 3*, in cui il CHP è sostituito da una tradizionale caldaia. Questa ha un costo di investimento minore e un rendimento di conversione maggiore del CHP.

Per ognuna delle soluzioni ottime, si sostituisce il CHP con una caldaia di taglia equivalente.

Per semplicità di notazione, con $S_{caldaia}$ si intende il sistema integrato costituito dagli elementi riportati nella *Figura 6.2.1*; con S_{CHP} si fa riferimento ai componenti descritti nel *Paragrafo 5*.

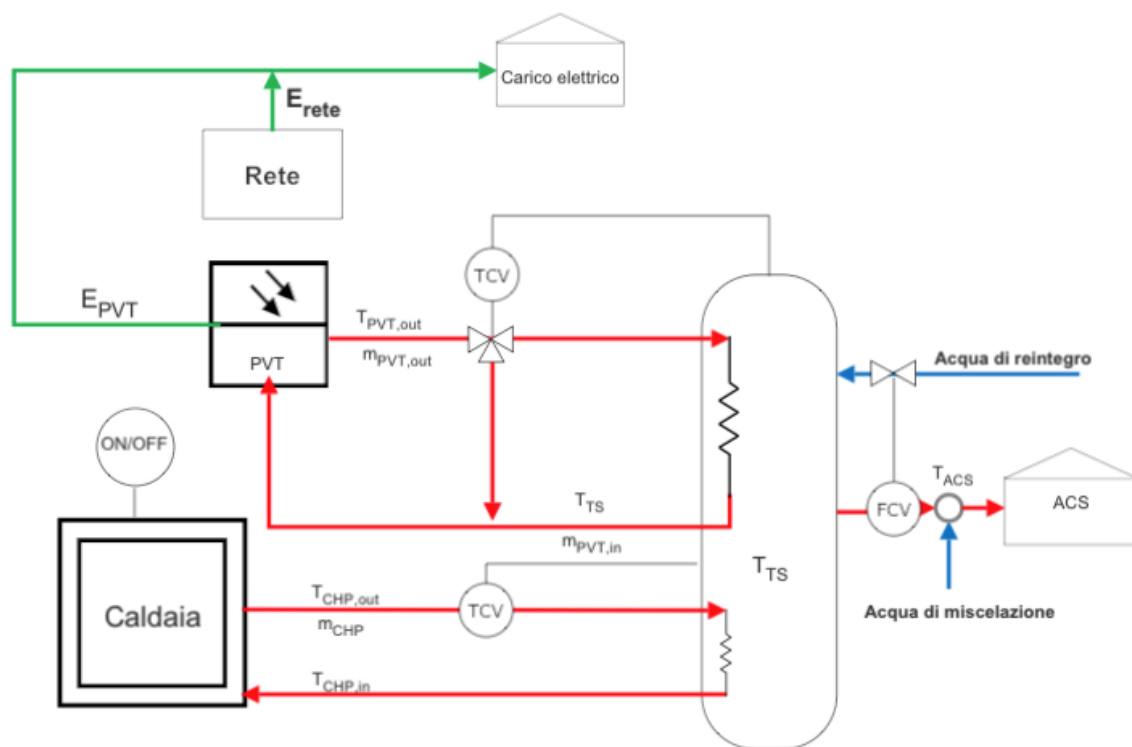


Figura 6.2.1: Schema impiantistico alternativo

Nella *Figura 6.2.2* è riportato l'andamento dell'energia primaria di $S_{caldaia}$ rispetto ad S_{CHP} per ogni scenario migliore.

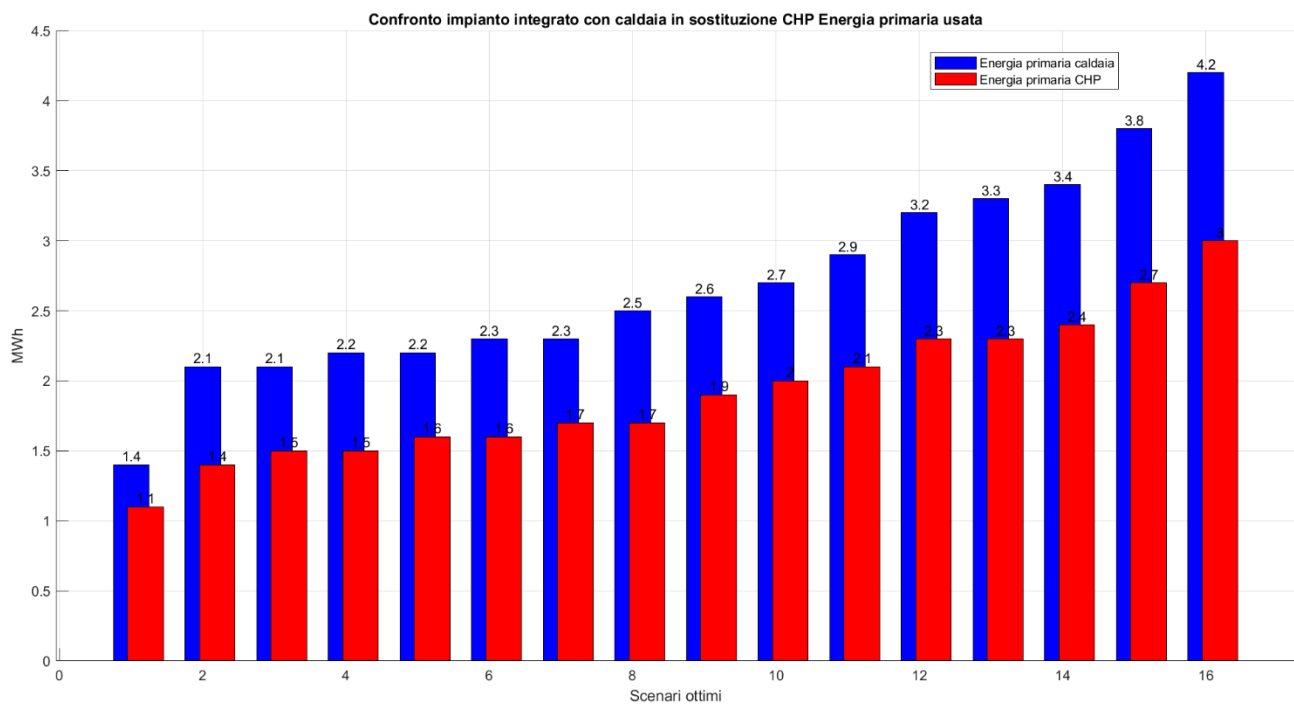


Figura 6.2.2: Confronto energia primaria $S_{caldaia}$ ed S_{CHP}

Per ciascuna soluzione analizzata, l'energia primaria di $S_{caldaia}$ assume sempre valori superiori rispetto a quella di S_{CHP} , di conseguenza ci si aspetta emissioni di CO_2 maggiori, come riportato nella Figura 6.2.3.

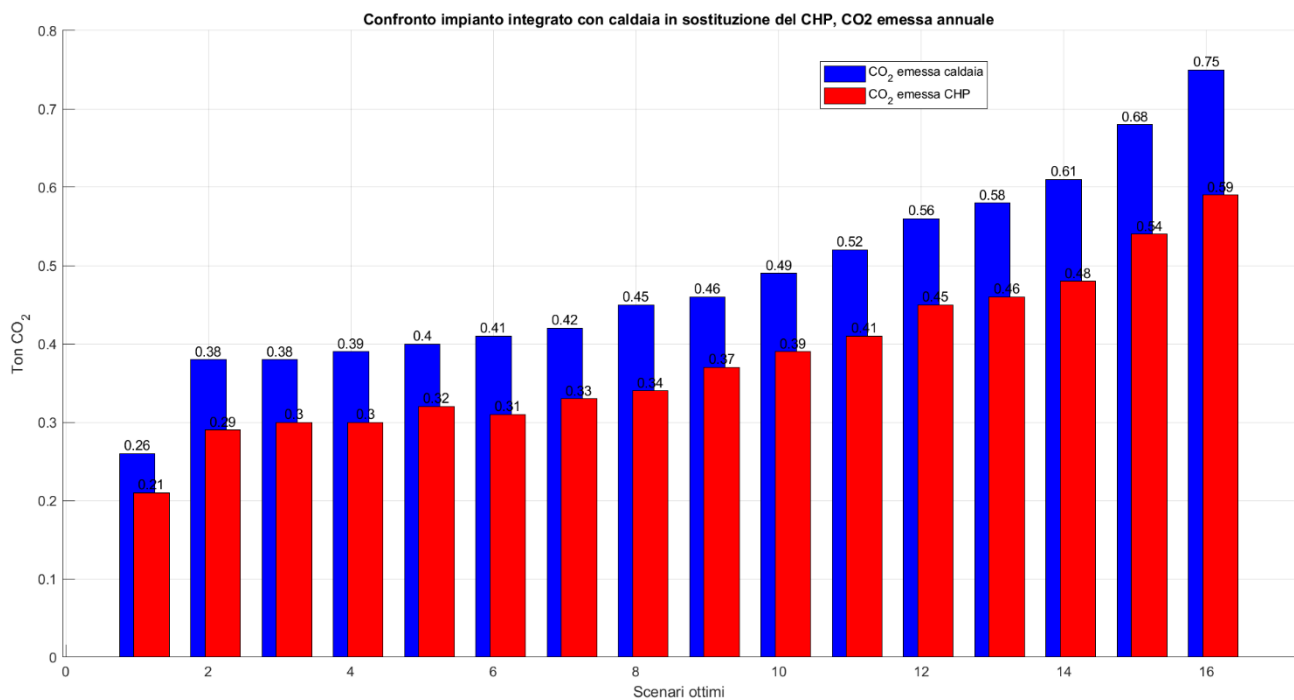


Figura 6.2.3: Confronto CO₂ emessa annualmente $S_{caldaia}$ ed S_{CHP}

Quindi dal punto di vista delle emissioni di CO_2 equivalente conviene adottare S_{CHP} piuttosto che $S_{caldaia}$.

La situazione cambia se si analizzano i costi totali per 20 anni di funzionamento, come mostrato nella *Figura 6.2.4*.

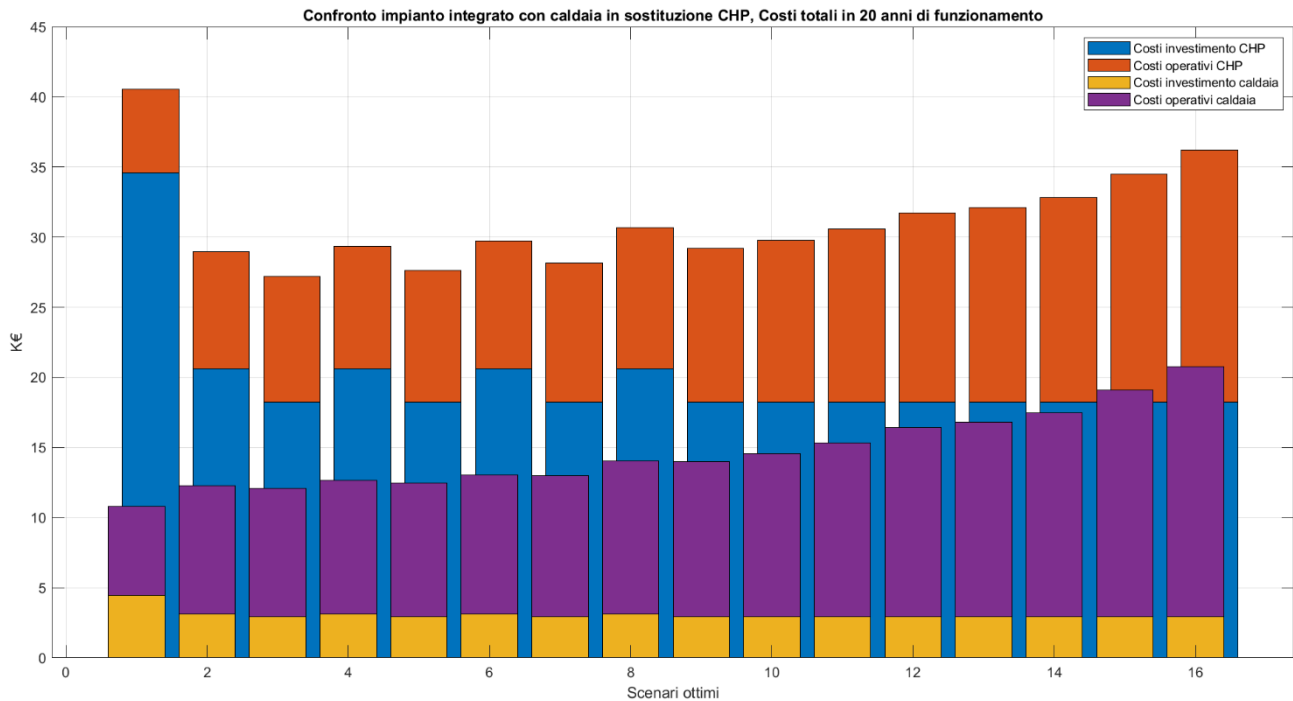


Figura 6.2.4: Confronto costi $S_{caldaia}$ ed S_{CHP} in 20 anni per scenari ottimi

Dal punto di vista dei costi, la soluzione integrata in cui si sostituisce il CHP con la caldaia rappresenta l'alternativa migliore, grazie al minore investimento iniziale.

7) Conclusioni

A seguito delle analisi esposte è possibile affermare che la convenienza del sistema integrato rispetto a un sistema tradizionale con solo caldaia è sempre garantita, sia dal punto di vista delle emissioni di CO_2 sia dal punto di vista dei costi.

Dal confronto del sistema integrato con il CHP e il sistema integrato con caldaia di pari taglia è emerso invece che la convenienza dell'utilizzo di un micro-cogeneratore non è sempre garantita. In particolare, se si persegue l'obiettivo della minimizzazione delle emissioni di CO_2 e del consumo di energia primaria, il CHP è la soluzione più conveniente; mentre dal punto di vista dei costi, la caldaia è la migliore. Tale risultato è dovuto alla grande differenza tra i costi di investimento dei due tipi di generatori.

Osservando la *Figura 5.3.4* si nota una notevole quantità di energia acquistata dalla rete, che potrebbe essere sostituita dall'energia elettrica prodotta in surplus e accumulata in batterie elettrochimiche, anziché essere venduta. Considerando che il prezzo di vendita dell'elettricità è inferiore a quello di acquisto, in prima approssimazione potrebbe risultare conveniente investire in questa tecnologia. Se la taglia delle batterie è pari all'energia prodotta in surplus da PVT e CHP in un giorno, assumendo un prezzo di 900€/kWh per l'accumulo (*Figura 7.1, grafico fornito dalla azienda Solar Choice*), si nota che questa soluzione influisce negativamente sul costo capitale dell'impianto complessivo e di conseguenza può essere scartata. Infatti, ad $En_{el}^{giornaliero} = 16 \text{ kWh}$ nella configurazione ottima analizzata nel *Paragrafo 5.3*, corrisponde un prezzo di investimento di circa 15000€ per il sistema di accumulo. Immagazzinando, anziché vendere, il surplus elettrico dato da PVT e CHP in 20 anni si avrebbe un risparmio di circa 10000€, che risulta essere inferiore all'investimento iniziale richiesto dalle batterie, perciò tale tecnologia non risulta giustificata.

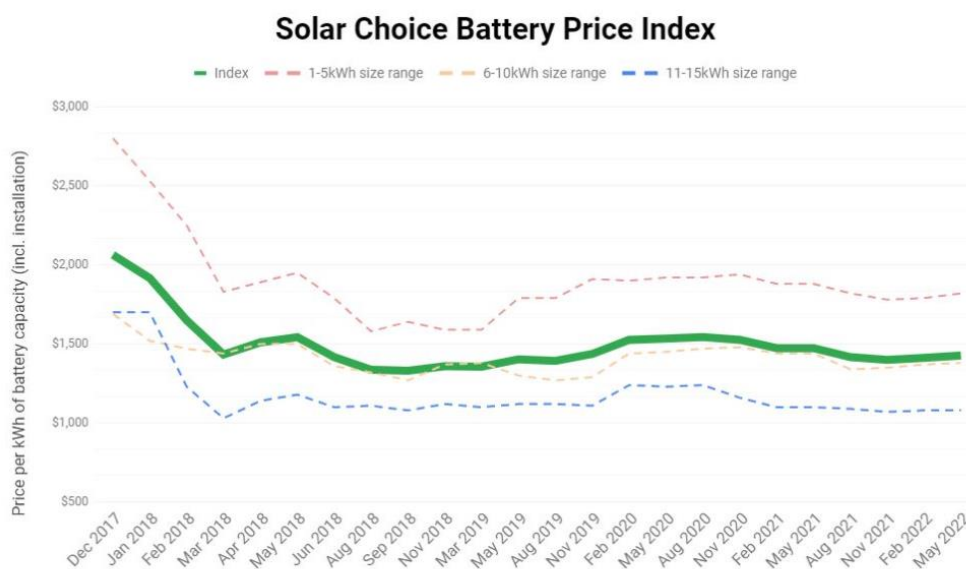


Figura 7.1: Grafico costo accumulo elettrico

In generale però, c'è anche da considerare che in uno scenario più realistico il micro-cogeneratore potrebbe funzionare in modo diverso da quanto analizzato, soddisfacendo un maggior numero di richieste, che nel caso di un centro sportivo potrebbero essere:

- Acqua calda per climatizzazione invernale
- Acqua refrigerata per climatizzazione estiva

- Ricambio d'aria tramite sistemi di ventilazione meccanica
- Acqua calda sanitaria
- Energia elettrica

8) Bibliografia e sitografia

- Paolo Conti, Eva Schito and Daniele Testi; Cost-Benefit Analysis of Hybrid Photovoltaic/Thermal Collectors in a Nearly Zero-Energy Building; 25 April 2019
- Daniele Testi, Paolo Conti, Eva Schito, Luca Urbanucci and Francesco D'Ettorre; Synthesis and Optimal Operation of Smart Microgrids Serving a Cluster of Buildings on a Campus with Centralized and Distributed Hybrid Renewable Energy Units; 23 February 2019
- www.otovo.com
- www.mercatoelettrico.org
- www.enea.it
- www.kloben.it
- www.rmbenergie.com
- www.nakedenergy.co.uk
- www.farko.com
- www.yanmar.com
- www.viessmann.it

9) Indice delle figure

Figura 2.1: Portata di ACS per ogni minuto dell'anno.....	4
Figura 2.2: Temperatura ACS.....	4
Figura 2.3: Carico termico per ogni minuto dell'anno	5
Figura 2.4: Carico elettrico per ogni ora dell'anno	5
Figura 2.5: Confronto curve di durata e carichi annuali richiesti	6
Figura 2.6: Temperatura esterna.....	6
Figura 2.7: Radiazione solare.....	7
Figura 2.8: Velocità del vento	8
Figura 3.1: Schema preliminare di impianto	9
Figura 4.1: Schema impiantistico.....	10
Figura 4.2: Logica di controllo CHP	13
Figura 5.1: Schema di un pannello solare ibrido.....	15
Figura 5.2: Parametri del modulo ibrido	16
Figura 5.3: Caratteristiche elettriche del modulo ibrido	16
Figura 5.4: Esempio da datasheet di un neoTower	17
Figura 5.5: Esempio di installazione di un A-TRON.....	17
Figura 5.6: Esempio datasheet di un A-TRON.....	18
Figura 5.7: Datasheet YANMAR.....	18
Figura 5.8: Datasheet Kloben	19
Figura 5.2.1: Fronte di Pareto.....	22
Figura 5.2.2: Punti peggiori	22
Figura 5.2.3: Punti migliori	22
Figura 5.2.4: Emissioni CO2 in 20 anni e NPC delle soluzioni ottime	23
Figura 5.2.5: Costi capitali e operativi attualizzati in 20 anni per le soluzioni ottime	24
Figura 5.2.6: Confronto emissioni CO2 annuali di CHP e rete per soluzioni ottime.....	24
Figura 5.2.7: Ore di disservizio ACS in un anno di funzionamento per scenari ottimi	25
Figura 5.2.8: Ore di funzionamento CHP in un anno per soluzioni ottime.....	25
Figura 5.2.9: Schema per bilancio termico	26
Figura 5.2.10: Bilancio termico per scenari ottimi.....	27
Figura 5.2.11: Schema per bilancio termico	27
Figura 5.2.12: Bilancio elettrico per scenari ottimi.....	28
Figura 5.3.1: Proposta scenari ottimi.....	29
Figura 5.3.2: Bilancio elettrico soluzione analizzata	30
Figura 5.3.3: Bilancio termico soluzione analizzata	30
Figura 5.3.4: Energia elettrica acquistata dalla rete durante l'anno per soluzione analizzata	31
Figura 5.3.5: Energia elettrica acquistata dalla rete durante l'anno per soluzione analizzata(vista dall'alto)	31
Figura 5.3.6: Acquisto di energia elettrica dalla rete nei giorni di massima e minima radiazione per soluzione analizzata.....	32
Figura 5.3.7: Andamento T accumulo, T ACS, interruttore CHP nel giorno più freddo dell'anno per soluzione analizzata.....	32
Figura 6.1.1: Schema impianto tradizionale	33
Figura 6.1.2: Confronto costi tra sistema tradizionale e sistema integrato	34
Figura 6.1.3: Confronto costi operativi non attualizzati su 20 anni tra sistema tradizionale e sistema integrato.....	35
Figura 6.1.4: Rapporto tra NPC caldaia e NPC sistema integrato	35

Figura 6.1.5: Percentuale di CO2 risparmiata in 20 anni del sistema integrato rispetto a sistema tradizionale	36
Figura 6.1.6: Percentuale di CH4 risparmiata in un anno dal sistema integrato rispetto a quello tradizionale, per ogni scenario ottimo	37
Figura 6.2.1: Schema impiantistico alternativo	38
Figura 6.2.2: Confronto energia primaria S_caldaia ed S_CHP	39
Figura 6.2.3: Confronto CO2 emessa annualmente S_caldaia ed S_CHP.....	39
Figura 6.2.4: Confronto costi S_caldaia ed S_CHP in 20 anni per scenari ottimi	40
Figura 7.1: Grafico costo accumulo elettrico	41