

**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA**

---

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

*Tesi di Laurea Magistrale in INGEGNERIA ENERGETICA*

**GESTIONE TERMO-ECONOMICA DEL SISTEMA  
ENERGETICO DI UN OSPEDALE: ANALISI E  
MIGLIORAMENTO**

*Relatore*

ANDREA LAZZARETTO

*Correlatore*

SERGIO RECH

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

*Laureanda*

ANNA SARTI

23 FEBBRAIO 2021

ANNO ACCADEMICO 2020/2021



# Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Cogenerazione</b>	<b>5</b>
2.1	Cogenerazione . . . . .	5
2.2	Cogenerazione negli ospedali . . . . .	6
2.3	Trigenerazione . . . . .	7
2.4	Impianto Cogenerativo ad Alto Rendimento . . . . .	9
<b>3</b>	<b>Ospedale San Bortolo</b>	<b>13</b>
3.1	Sistema Energetico . . . . .	14
3.1.1	Motore . . . . .	15
3.1.2	Generatori di vapore . . . . .	16
3.1.3	Centrale frigorifera . . . . .	17
3.1.4	Rete elettrica . . . . .	18
3.2	Gestione energetica . . . . .	18
3.3	Consumi energetici 2019 . . . . .	19
3.3.1	Elettrici . . . . .	20
3.3.2	Termici . . . . .	24
3.4	Gestione economica . . . . .	28
3.5	Risparmio energetico . . . . .	29
3.6	Conclusioni . . . . .	30
<b>4</b>	<b>Ottimizzazione del funzionamento</b>	<b>31</b>
4.1	Il problema di ottimizzazione . . . . .	33
4.1.1	Motore cogenerativo (ICE) . . . . .	34
4.1.2	Generatori di vapore (B) . . . . .	36
4.1.3	Rete elettrica . . . . .	37
4.1.4	Vincoli . . . . .	37
4.1.5	Funzione obiettivo . . . . .	38
4.2	Risultati e discussione . . . . .	39
4.3	Analisi di sensibilità . . . . .	43
4.4	Conclusioni . . . . .	44
<b>5</b>	<b>Miglioramenti della configurazione</b>	<b>47</b>
5.1	Scambio energia con la rete . . . . .	47
5.2	Sostituzione motore . . . . .	51
5.2.1	Valutazione economica . . . . .	56
5.3	Impianto fotovoltaico . . . . .	57

5.3.1	Modello . . . . .	57
5.3.2	Modello del sistema complessivo . . . . .	64
5.3.3	Valutazione economica . . . . .	68
5.4	Conclusioni . . . . .	69
<b>6</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>71</b>
<b>7</b>	<b>Bibliografia</b>	<b>73</b>

# Lista delle Tabelle

3.1	Prezzi per la materia prima dell'energia elettrica assegnati nel 2019 per fasce in $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ . . . . .	29
3.2	Ripartizione oraria delle fasce per l'assegnazione dei prezzi elettrici . . . . .	29
3.3	Prezzi energia termica con accise incluse assegnati nel 2019 in $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ . . . . .	29
3.4	Valori di alcuni parametri che descrivono l'impianto relativi al 2019 . . . . .	30
4.1	Parametri di input del modello . . . . .	40
4.2	Risultato dell'ottimizzazione . . . . .	41
4.3	Confronto tra parametri in base al segno dell'equazione del calore recuperato . . . . .	42
5.1	Parametri di output al variare del limite di potenza immessa consentita . . . . .	48
5.2	Parametri di output al variare del limite di potenza immessa consentita considerando il motore Jenbacher J420 . . . . .	53
5.3	Parametri di output al variare del limite di potenza immessa consentita considerando il motore Jenbacher J612 . . . . .	54
5.4	Valori di input per l'impianto fotovoltaico . . . . .	63
5.5	Risultati dell'ottimizzazione inserendo la produzione fotovoltaica . . . . .	66
5.6	Confronto contributi elettrici annui tra le tre casistiche . . . . .	67
5.7	Risultati analisi economica . . . . .	69



# Lista delle Figure

2.1	Suddivisione in macchine virtuali dell'unità di cogenerazione . . . . .	11
3.1	Ortofoto del complesso ospedaliero San Bortolo di Vicenza . . . . .	13
3.2	Rappresentazione a blocchi del layout del sistema energetico che fornisce energia elettrica e termica all'utenza ospedaliera . . . . .	15
3.3	Andamento annuale di ciascuna fonte che fornisce potenza elettrica . . . . .	20
3.4	Confronto dei contributi di un giorno feriale invernale per l'intero ospedale	21
3.5	Confronto dei contributi di un giorno feriale estivo per l'intero ospedale . . . . .	21
3.8	Confronto dell'andamento giornaliero feriale tra tutti i mesi dell'anno per l'intero ospedale . . . . .	22
3.6	Confronto dei contributi di un giorno feriale invernale considerando solo la parte più vecchia . . . . .	22
3.7	Confronto dei contributi di un giorno feriale estivo considerando solo la parte più vecchia . . . . .	22
3.9	Andamento annuale della potenza elettrica complessiva richiesta dall'utenza	23
3.10	Confronto consumi totali elettrici giornalieri di gennaio in base al tipo di giorno . . . . .	24
3.11	Confronto consumi totali elettrici giornalieri di luglio in base al tipo di giorno . . . . .	24
3.12	Andamento giornaliero stimato della totale produzione di potenza termica da parte dei generatori di vapore . . . . .	25
3.13	Confronto consumi totali termici giornalieri tra il periodo invernale e quello estivo . . . . .	26
3.14	Rappresentazione degli andamenti dei contributi termici di un giorno feriale invernale . . . . .	26
3.15	Rappresentazione degli andamenti dei contributi termici di un giorno feriale estivo . . . . .	26
3.16	Andamento annuale della produzione termica di ciascun impianto presente nel sistema . . . . .	27
3.17	Andamento annuale della potenza termica complessiva richiesta dall'utenza	27
4.1	Configurazione a blocchi dello schema considerato nel modello . . . . .	33
4.2	Andamento domanda di potenza elettrica in un anno solare . . . . .	34
4.3	Andamento domanda di potenza termica in un anno solare . . . . .	34
4.4	Mappa caratteristica motore relativa alla potenza elettrica . . . . .	35
4.5	Mappa caratteristica motore relativa alla potenza termica . . . . .	35
4.6	Mappa caratteristica generatore di vapore di taglia maggiore . . . . .	36
4.7	Andamento contributi di potenza elettrica in un anno solare . . . . .	40
4.8	Andamento generazione di potenza termica in un anno solare . . . . .	40

4.9	Andamento generazione di potenza elettrica in un anno solare dal cogeneratore . . . . .	41
4.10	Andamento generazione di potenza termica in un anno solare dal cogeneratore . . . . .	41
4.11	Analisi di sensibilità del guadagno economico conseguito al variare dei dati di input . . . . .	43
4.12	Analisi di sensibilità del risparmio di energia primaria al variare dei dati di input . . . . .	44
5.1	Valore degli output in base alla variazione della potenza immessa . . . . .	49
5.2	Andamento generazione di potenza elettrica in un anno solare con il limite di 100 kW per la potenza immessa . . . . .	49
5.3	Andamento generazione di potenza elettrica in un anno solare con il limite di 400 kW per la potenza immessa . . . . .	49
5.4	Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico invernale con il limite di 100 kW per la potenza immessa . . . . .	50
5.5	Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico estivo con il limite di 100 kW per la potenza immessa . . . . .	50
5.6	Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico invernale con il limite di 400 kW per la potenza immessa . . . . .	50
5.7	Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico estivo con il limite di 400 kW per la potenza immessa . . . . .	50
5.8	Area sottesa dalla curva di durata definita superiormente dalla massima potenza del motore e inferiormente dal 70% di questa . . . . .	52
5.9	Andamento generazione di potenza elettrica con $P_{imm} = 300$ kW considerando il modello J420 . . . . .	53
5.10	Andamento generazione di potenza elettrica con $P_{imm} = 300$ kW considerando il modello J612 . . . . .	53
5.11	Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico invernale con $P_{imm} = 300$ kW considerando il modello J420 . . . . .	54
5.12	Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico invernale con $P_{imm} = 300$ kW considerando il modello J612 . . . . .	54
5.13	Andamento generazione di potenza elettrica del motore con $P_{imm} = 300$ kW considerando il modello J420 . . . . .	55
5.14	Andamento generazione di potenza elettrica del motore con $P_{imm} = 300$ kW considerando il modello J612 . . . . .	55
5.15	Andamento generazione di potenza termica del motore con $P_{imm} = 300$ kW considerando il modello J420 . . . . .	56
5.16	Andamento generazione di potenza termica del motore con $P_{imm} = 300$ kW considerando il modello J612 . . . . .	56
5.17	Equazione del tempo . . . . .	59
5.18	Andamento orario dell'irraggiamento globale incidente su una superficie di un metro quadro con inclinazione $\beta$ e orientazione $\gamma$ . . . . .	61
5.19	Andamento orario della potenza convertita dall'impianto fotovoltaico per unità di area . . . . .	63
5.20	Andamento contributi elettrici di una giornata tipo invernale . . . . .	66



5.21 Andamento contributi elettrici di una giornata tipo estiva . . . . .	66
5.22 Andamento contributi elettrici . . . . .	67
5.23 Flussi di cassa cumulati . . . . .	69

# Sommario

Gli ospedali necessitano di una grande quantità di energia erogata in diverse forme, la cui richiesta si alterna con le stagioni. Dunque la gestione energetica è fondamentale per garantire il corretto funzionamento delle attività quotidiane. In particolare, il sistema energetico in esame, composto da un'unità cogenerativa, tre generatori di vapore e quattro gruppi frigo, fornisce energia elettrica, termica e freddo all'ospedale San Bortolo di Vicenza. La tesi parte dall'analisi dell'attuale gestione energetica dell'impianto e a valle di questa operazione si verifica se sia conveniente eseguire dei miglioramenti complessivi dal punto di vista energetico ed economico tramite un modello di ottimizzazione. Il problema generale è un problema di ottimizzazione non lineare che viene risolto utilizzando il metodo di programmazione mista lineare intera, in cui si linearizzano le curve caratteristiche. In questo modo si riduce lo sforzo computazionale del programma senza andare ad aumentare significativamente l'incertezza dei risultati. Si utilizzano due tipologie di variabili: le variabili continue sono utili per descrivere le mappe caratteristiche dei componenti del sistema e le variabili intere servono per definirne l'inclusione o l'esclusione durante il funzionamento. La funzione obiettivo del problema è la massimizzazione del guadagno proveniente dalla vendita dell'energia prodotta dall'impianto. La gestione termo-economica che risulta suggerisce di modulare il carico del motore nei mesi freddi e di mantenere un regime costante a pieno carico in estate, così da ottenere un aumento del profitto economico e del risparmio energetico, rispettivamente del 5% e del 19%. Utilizzando come punto di riferimento l'odierna configurazione, si studiano delle possibili modifiche per migliorare ulteriormente le prestazioni complessive. In primo luogo si ipotizza l'immissione di potenza in rete che permette il funzionamento a pieno carico del motore alternativo per tutto l'anno, ottenendo il 33% in più del risparmio energetico rispetto ad ora. Successivamente si propone di sostituire il modulo cogenerativo con un nuovo motore con una taglia dello stesso ordine di grandezza per ottenere prestazioni molto più elevate e avere la possibilità di accedere agli incentivi per altri 10 anni. Infine l'installazione di un impianto fotovoltaico da 632,2 kW permette di autoprodurre in loco, insieme al motore alternativo, tutta l'energia elettrica necessaria a soddisfare il fabbisogno elettrico ospedaliero, utilizzando la rete come serbatoio di accumulo.



# 1 Introduzione

Ormai da qualche anno si presta sempre maggiore attenzione al risparmio energetico e alla riduzione dell'inquinamento causato dall'utilizzo di fonti fossili. Conseguentemente sono presenti molti studi che si focalizzano sulla gestione razionale del carico al fine di ridurre l'assorbimento dalla rete nazionale [1]. Generalmente il profilo della domanda da parte di una qualunque utenza deve coincidere, verosimilmente, con la generazione di potenza elettrica e termica da parte del sistema di conversione energetica in esame. Inoltre ciò deve avvenire nella maniera più economica, efficiente e sostenibile possibile. A tal fine è cruciale la scelta della tipologia e della taglia di ciascuna unità di produzione unita al corretto funzionamento dell'intero sistema [2]. I modelli e i programmi di ottimizzazione offrono un grande supporto all'esperienza dei progettisti durante la fase di dimensionamento dell'impianto e nella successiva valutazione del funzionamento in off-design.

Molti studi sono stati condotti utilizzando il metodo di programmazione mista lineare intera per ottimizzare il funzionamento di un sistema cogenerativo sulla base di una funzione obiettivo scelta a seconda dello scopo prestabilito. Wang et al. [3] propongono un nuovo metodo per ottenere il design e il funzionamento ottimo di un sistema energetico composto anche da un'unità cogenerativa con una funzione multi-obiettivo: la riduzione del costo dell'energia e la diminuzione delle emissioni di anidride carbonica. Allo stesso modo Arcuri et al. [4] hanno sviluppato una procedura iterativa per ottenere la configurazione che ottimizza un impianto trigenerativo in base alla domanda energetica dell'ospedale studiato. La tipologia delle unità installate e la loro taglia per il modello esposto sono state fissate a priori, mentre i costi operativi vengono ricavati dalla soluzione del problema di ottimizzazione lineare considerando sei giorni tipici e una lunghezza dell'intervallo di tempo di due ore.

Lo scopo iniziale della tesi è analizzare l'attuale gestione termo-economica del sistema energetico installato nei pressi dell'ospedale San Bortolo di Vicenza, così da avere un punto di riferimento per il successivo studio di possibili miglioramenti dal punto di vista economico ed energetico. A tal fine si sviluppa un problema di ottimizzazione usando il un criterio di programmazione mista lineare intera simile a quello presente in letteratura, dove ciascuna unità di produzione viene modellata tramite le equazioni lineari presenti in [5] e la funzione obiettivo consiste nella massimizzazione del profitto economico annuale proveniente dalla vendita dell'energia prodotta.

L'utenza ospedaliera presenta una ciclicità nei consumi energetici sia termici che elettrici caratterizzati da un plateau pressoché costante e facilmente identificabile, dato dall'utilizzo continuo della struttura e di alcuni suoi reparti. Tali peculiarità permettono di ottenere buone prestazioni da parte del modulo cogenerativo e consentono di fare in sicurezza alcune ipotesi, come assumere ripetibile negli anni il profilo orario delle curve di consumo elettrico e termico misurate durante il 2019. Quindi l'ipotesi da cui parte tutta l'analisi migliorativa, che verrà di seguito descritta, consiste nell'assumere per tutti gli anni di vita

dell'impianto lo stesso andamento e gli stessi valori.

In seguito all'ottimizzazione della gestione energetica della configurazione odierna dell'impianto si vanno a studiare e proporre interventi più o meno impegnativi volti ad aumentare il guadagno economico e il risparmio energetico. Per ciascuna modifica proposta verranno evidenziate le caratteristiche tecniche, le variazioni che dovranno essere apportate al modello implementato e i vantaggi e gli svantaggi che ne derivano. Oltre agli aspetti puramente tecnici, si valuterà la fattibilità economica degli interventi proposti, in modo da fornire al gestore dell'impianto del San Bortolo una panoramica completa e permettergli di effettuare le sue scelte in modo critico.

## 2 Cogenerazione

### 2.1 Cogenerazione

Il consumo globale di energia a livello mondiale, insieme alle emissioni di CO<sub>2</sub>, è in continuo aumento a causa della crescita economica dei paesi in via di sviluppo, come Cina ed India, e del cambiamento delle condizioni meteorologiche la cui conseguenza consiste nell'aumento della domanda di caldo e freddo all'interno degli ambienti [6]. In controtendenza è la situazione in Italia, dove il totale consumo energetico finale è diminuito del 10,8% dal 2004 al 2014 grazie all'implementazione di politiche per l'efficienza energetica. La domanda energetica italiana si divide quasi equamente tra i trasporti 31,7%, l'ambito residenziale 25,3%, e l'industria 27,9%. In linea con la diminuzione della richiesta e grazie al maggiore utilizzo del gas naturale e delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, le emissioni di gas serra si sono ridotte del 29,9% [7].

Tutte le politiche in ambito energetico prevedono la diminuzione delle emissioni di gas serra in modo da evitare, o meglio rallentare, il grande sconvolgimento climatico che è attualmente in corso. La cogenerazione anche detta CHP, ovvero “Combined Heat and Power”, contribuisce in questo intento. Infatti in Europa il 15% della riduzione delle emissioni di gas serra tra il 1990 e il 2005 è dovuto all'utilizzo della cogenerazione. Questa si basa sul concetto di cascata energetica e consiste nella simultanea produzione di calore e potenza come effetti utili, a partire da una singola risorsa energetica. Questa tipologia di sistemi viene installata nei pressi dell'utente finale in modo che il calore rilasciato dalla produzione di energia meccanica possa essere recuperato per rispondere alla domanda termica dell'utenza, mentre la potenza generata, trasformata in elettrica, copre i consumi elettrici. I benefici che ne derivano coinvolgono le sfere energetica, ambientale ed economica e rendono la cogenerazione molto attrattiva, soprattutto nel contesto industriale, dove si hanno processi continui e richieste di vapore ad alta temperatura. Questi vantaggi derivano dal fatto che si produce energia direttamente dove è necessaria, non si spreca il calore rilasciato dal ciclo di generazione e si riducono le perdite dovute alla distribuzione e al trasporto. Di conseguenza si può affermare che:

- si ottiene un risparmio economico che si tramuta in una maggiore competitività;
- aumenta l'efficienza energetica;
- si riducono le emissioni che contribuiscono al riscaldamento globale [8; 9].

I sistemi CHP sono formati dalla connessione di più componenti – un generatore di forza motrice, un generatore elettrico e un sistema di recupero del calore – e in base al tipo di macchina che muove tutto il sistema si classifica l'impianto. I principali generatori di forza motrice sono: turbina a vapore e turbina a gas, motore alternativo a combustione interna, ciclo combinato e celle a combustibile; tutte queste tecnologie convertono un

combustibile chimico in energia meccanica e successivamente elettrica, mentre la parte di energia del combustibile che non si trasforma in elettricità viene rilasciata sotto forma di calore recuperato tramite appositi scambiatori. Così facendo gli impianti di cogenerazione convertono circa l'80% della risorsa energetica in energia utile e richiedono solo tre quarti di energia primaria rispetto ai sistemi tradizionali, in cui le due forme di energia vengono prodotte separatamente [8; 9]. Infatti tramite un'analisi termodinamica si può dimostrare che l'utilizzo dei flussi nella cascata energetica assicura un risparmio di energia primaria rispetto ad una soluzione separata [10].

Gli impianti CHP possono essere classificati in base al tipo di generatore di forza motrice utilizzato o al numero di variabili indipendenti, chiamate "gradi di libertà". Le unità con un grado di libertà dispongono di una sola variabile operativa che, in base alla scelta del progettista, può determinare la quantità di calore recuperato ad una data temperatura, la produzione di energia elettrica o il consumo energetico [10]. Un esempio di un'unità con un grado di libertà è un motore a combustione interna in cui si va a regolare la percentuale di carico, ovvero la portata del combustibile, per ottimizzare il sistema dal punto di vista economico, energetico o ambientale.

## 2.2 Cogenerazione negli ospedali

Affinché le unità CHP siano economicamente giustificate si devono scegliere in modo opportuno le applicazioni finali e la condizione ottimale dipende dal prezzo di acquisto e vendita dell'energia [11]. Negli ultimi anni l'installazione di sistemi cogenerativi al servizio di complessi commerciali e industriali ha visto una forte crescita dovuta principalmente ai miglioramenti tecnologici e alla riduzione dei costi per gli impianti di piccola scala, i quali riescono a rispondere direttamente alla richiesta termica ed elettrica delle strutture. Ad esempio, negli ospedali il costo per l'approvvigionamento energetico ha un'alta incidenza in percentuale sul totale costo per il mantenimento della struttura [9] e la domanda energetica è caratterizzata dalla simultanea richiesta di elettricità e calore. Questa caratteristica aumenta i vantaggi economici ed energetici di un sistema cogenerativo, ma il rapporto tra potenze è lontano dall'ottimo a causa delle fluttuazioni giornaliere e dalla variazione della domanda energetica in base alla stagione. Ciononostante, un sistema tri-generativo è in grado di seguire questi cambiamenti e fornire una buona prestazione [4]. Gli ospedali hanno il più alto consumo per m<sup>2</sup> nel settore delle costruzioni a causa di diversi fattori come:

- il funzionamento continuo dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento nelle rispettive stagioni;
- il mantenimento del comfort ambientale e del giusto livello di qualità dell'aria;
- l'accensione costante dell'illuminazione;
- l'utilizzo di macchinari sanitari 24 ore su 24 [12].

Arcuri et al. [4] basandosi sull'andamento orario della potenza elettrica, termica e del freddo di un ospedale hanno delineato la modalità di funzionamento ottimale di un sistema tri-generativo con lo scopo di massimizzare il ritorno economico e calcolare il risparmio ottenibile rispetto alle tecnologie tradizionali. I risultati hanno dimostrato che

un importante risparmio economico può essere raggiunto tramite l'utilizzo di pompe di calore a compressione ed assorbimento e che in un complesso contesto energetico, come un ospedale, un sistema tri-generativo offre vantaggi economici ed energetici. In [12] è stato analizzato dal punto di vista energetico un ospedale collocato in Grecia. Gli autori hanno concluso che la redditività economica è funzione della giusta taglia dell'unità e delle ore di funzionamento. Una sostanziale parte del fabbisogno energetico dell'ospedale deve essere coperta dall'impianto cogenerativo e il surplus di elettricità prodotta non deve superare il 20% della generazione annuale. Ancona et al. [13] hanno perseguito un'analisi economica con l'intento di verificare la convenienza dell'installazione di un modulo cogenerativo accoppiato a pompe di calore per fornire energia ad un ospedale. È stato concluso che il basso tempo di ritorno dell'investimento rende questa tipologia di impianto interessante per queste applicazioni. In letteratura l'accoppiamento di un sistema cogenerativo con un'utenza ospedaliera viene studiato da più punti di vista; uno tra quelli che risulta più performante è l'estensione ad impianto trigenerativo, come viene riportato di seguito.

## 2.3 Trigenerazione

Dalla combinazione dei sistemi cogenerativi con dei gruppi frigo in cui l'energia termica funge da forza motrice, si è in grado di estendere l'utilizzo del calore recuperato anche nei mesi estivi e allo stesso tempo viene soddisfatta la richiesta di raffrescamento. Gli impianti che riescono a soddisfare tutte e tre le domande energetiche vengono chiamati sistemi tri-generativi o CCHP, "Combined Cooling, Heating and Power". Nell'area Mediterranea, dove gli impianti di riscaldamento e raffrescamento richiedono energia in modo alternato e dunque hanno una caratteristica stagionale, questa tecnologia è di particolare interesse poiché riesce a raggiungere efficienze molto elevate [14]. Infatti, questi sistemi possono arrivare ad avere rendimenti fino al 50% maggiori degli impianti solo cogenerativi con la stessa taglia e dal 59% all'88% rispetto ai metodi di fornitura energetica tradizionali; in questo modo il consumo di energia primaria per produrre la stessa quantità di energia termica ed elettrica è notevolmente ridotto. Difatti i vantaggi dei sistemi CCHP si possono riassumere in tre categorie:

1. Alta efficienza,
2. Basse emissioni di gas ad effetto serra,
3. Alta affidabilità.

La riduzione delle emissioni è conseguenza dell'evitato consumo di elettricità per produrre freddo, grazie all'utilizzo di tecnologie attivate dal calore, dalla riduzione del prelievo dalla rete e dall'avanzamento di nuove tecnologie [15]. L'abilità di garantire la richiesta energetica ad un prezzo congruo è uno dei fattori positivi dei sistemi CCHP. Infatti, questi sono in grado di impedire il proprio malfunzionamento in caso di disastri ambientali, eventi terroristici o fluttuazioni del mercato elettrico, grazie all'alta affidabilità e flessibilità di funzionamento che li caratterizzano [16]. L'alta efficienza scaturisce dal fatto che la totale domanda energetica è distribuita uniformemente durante l'anno vista l'alternanza stagionale tra la richiesta di caldo e freddo [14].



Lozano et al. [14] hanno concluso che per qualunque scenario preso in considerazione nel loro studio, l'impianto tri-generativo risulta sempre migliore di uno solo cogenerativo, quindi senza il ciclo ad assorbimento, ma ciononostante il sistema cogenerativo è più vantaggioso degli impianti convenzionali. Inoltre la taglia che rende ottimo il funzionamento dei sistemi CCHP dipende dalle condizioni climatiche del luogo in cui vengono installati, [17] mentre la migliore strategia operativa è influenzata dai prezzi dell'elettricità e del gas [18]. La prestazione dei sistemi cogenerativi e tri-generativi è strettamente dipendente dal loro design e dalla modalità operativa scelta. Attraverso l'ottimizzazione di queste due caratteristiche si possono raggiungere rendimenti più alti e consumi ridotti, andando così a massimizzare i benefici che derivano da questa tipologia di impianti rispetto alla tradizionale produzione separata [18].

Nella maggior parte dei casi le strategie adottate per il funzionamento consistono nel seguire il carico termico, FTL "Following Thermal Load", o elettrico, FEL "Following Electrical Load". In altre parole, viene prelevata la quantità di combustibile necessaria per soddisfare, rispettivamente, la domanda termica e quella elettrica. Nel momento in cui si segue il carico elettrico, si possono delineare due opposte situazioni per la parte termica: se la richiesta di calore da parte dell'utenza è minore dell'energia termica recuperabile, la differenza viene dissipata principalmente tramite torri evaporative, viceversa si deve predisporre la presenza di un generatore di vapore ausiliario pronto all'utilizzo. Si verifica una situazione duale nel caso venga adottata la strategia FTL; in questo caso la rete funge da serbatoio sia quando si genera più elettricità del bisogno effettivo dell'utenza, sia quando si ha un deficit e dunque si acquista la differenza [15]. La scelta tra quale strategia adottare è condizionata da diversi fattori come il costo del combustibile utilizzato, la disponibilità di un accumulo e il poter vendere l'elettricità alla rete. Ad ogni modo, in entrambe le strategie, si incorre in uno spreco di energia [19]. In [14] è stato concluso che queste due modalità di funzionamento non sono convenienti dal punto di vista economico. In alternativa, frequentemente si decide di dimensionare il sistema con una taglia minore rispetto alla potenza richiesta in modo da soddisfarne solo una quota. In questo modo l'impianto cogenerativo ha un funzionamento costato nel tempo e i picchi vengono coperti da impianti termici ausiliari e dalla rete. Tuttavia, anche questa terza strategia non garantisce la migliore prestazione del sistema [20]. Poiché gli obiettivi principali sono ridurre lo sfruttamento di energia primaria, i costi operativi e le emissioni di anidride carbonica, la scelta sulla gestione dell'impianto ha un'importanza fondamentale. Dunque, nuove strategie operative sono state sviluppate al fine di migliorare le prestazioni del sistema e portare benefici energetici, economici ed ambientali [19]. Mago et al. [21] hanno analizzato un sistema CCHP considerando tre differenti strategie operative: FEL, FTL e FSS, "Following a Seasonal Strategy". Secondo quest'ultima, il sistema segue il carico termico o elettrico in base al valore mensile del rapporto tra la potenza elettrica e termica, in modo da consumare la minor quantità di energia primaria possibile. I risultati hanno appurato che la strategia stagionale comporta una maggiore riduzione di consumo di energia primaria (PES, Primary Energy Saving) e delle emissioni di anidride carbonica, oltre ad una migliore prestazione del sistema. In [22] viene introdotta una nuova strategia chiamata ES (Emission Strategy), in cui si vogliono minimizzare le emissioni di CO<sub>2</sub>. Gli autori hanno comparato il funzionamento di un impianto CCHP di Minneapolis seguendo due diverse strategie ed è emerso che grazie al metodo proposto si risparmia il 5,2% del-

le emissioni rispetto al perseguimento del risparmio energetico primario. Basandosi sui flussi energetici di un sistema CCHP, Wang et al. [18] tramite un generico algoritmo (GA) hanno ottimizzato le prestazioni dell'impianto in modo da massimizzare i benefici tecnici, economici e ambientali raggiungibili rispetto alla produzione separata. Gli autori hanno considerato tre criteri di valutazione: risparmio di energia primaria, risparmio sui totali costi annuali e riduzione delle emissioni di anidride carbonica. In pratica le modalità operative fanno parte del processo di controllo del sistema che dipende dai seguenti fattori: domanda di ciascuna forma di energia, potenza nominale dei generatori, coefficienti di prestazione e fattori di conversione di tutti i macchinari coinvolti [23]. Concludendo, in letteratura le più comuni strategie adottate si possono riassumere come segue:

- Inseguimento della domanda termica o elettrica,
- Funzionamento continuo in cui il sistema opera solo per un arco di tempo definito ignorando la richiesta energetica effettiva,
- “Peak shaving” in modo da ridurre la potenza prelevata dalla rete,
- Funzionamento a carico base dove il sistema copre solo una costante parte dell'elettricità necessaria.

## 2.4 Impianto Cogenerativo ad Alto Rendimento

La Direttiva 2012/27/EU del Parlamento Europeo e del Consiglio [24] prevede vari incentivi che sono i principali promotori di questa tecnologia, poiché riducono i costi operativi di circa il 10% e aumentano il fattore di capacità dell'unità cogenerativa, specialmente nella stagione fredda, portando così un maggior risparmio di energia primaria in termini assoluti [25].

Un impianto cogenerativo per usufruire dei benefici economici al proprio sostegno deve ricadere all'interno del concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento, in seguito nominato CAR. I criteri da soddisfare sono definiti nel decreto del 5 settembre 2011 del Ministro dello Sviluppo Economico [26] dove si considera il periodo di rendicontazione pari ad un anno solare. Essi si possono riassumere come segue:

- Il rendimento globale deve risultare maggiore o uguale ad una certa soglia definita in base al tipo di unità cogenerativa installata; solo in questo modo si può definire tutta l'energia elettrica prodotta come cogenerativa;
- L'indice PES (Primary Energy Saving) che definisce il risparmio di energia primaria deve essere pari o superiore del 10% se la potenza complessiva è maggiore di 1 MW, altrimenti deve solo risultare positivo.

Il rendimento globale è il rapporto che vede al numeratore la somma tra l'energia termica utile  $H_{CHP}$  e l'energia elettrica/meccanica totale prodotta  $E$  ed a denominatore l'energia totale del combustibile immesso  $F$  nel sistema di produzione di energia in considerazione. [27].

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{CHP}}{F} \quad (2.1)$$

La sua soglia minima per poter definire tutto il sistema cogenerativo ad alto rendimento è pari a:

- 80% per le sezioni con turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore e per le sezioni con turbina di condensazione a estrazione di vapore;
- 75% per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione.

Nel momento in cui tale rapporto non risulta almeno pari alla soglia, si assume che parte dell'energia elettrica/meccanica non sia prodotta in regime di cogenerazione e dunque si identificano due macchine virtuali: una cogenerativa (CHP) e l'altra non cogenerativa (NON CHP). Qualora si verificasse questa casistica gli incentivi verranno applicati solamente alla parte di energia coinvolta nella macchina virtuale cogenerativa e si rimanda alla lettura del Decreto [26] per conoscere la procedura e le formule da seguire ed applicare a tal proposito.

La seconda condizione che si deve verificare simultaneamente per definire un impianto CAR è la seguente disuguaglianza:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHPH_\eta}{RefH_\eta} + \frac{CHPE_\eta}{RefE_\eta}} \right) \cdot 100\% \geq PES_0 \quad (2.2)$$

Dove si ha:

- $CHPH_\eta = \frac{H_{chp}}{F_{chp}}$ : Rendimento termico della produzione mediante cogenerazione
- $RefH_\eta$ : Valore di riferimento per la produzione separata di calore secondo i parametri indicati nel Decreto [27]
- $CHPE_\eta = \frac{E_{chp}}{F_{chp}}$ : Rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione
- $RefE_\eta$ : Valore di riferimento per la produzione separata di energia elettrica secondo i parametri e le correzioni descritte negli allegati del Decreto sopra citato
- $PES_0$ : valore di soglia minima che varia in base alla potenza installata:
  - Se  $P < 1$  MW, allora  $PES_0 \geq 0\%$
  - Se  $P \geq 1$  MW, allora  $PES_0 \geq 10\%$

Ottenere il riconoscimento CAR è fondamentale per riuscire ad avere un tempo di ritorno dell'investimento iniziale adeguato e ridurre i costi operativi [25]. Ragion per cui entrambe le condizioni per la qualifica CAR ( $\eta_{globale} \geq \eta_{soglia}$  e  $PES \geq PES_0$ ) sono dei vincoli da considerare sia durante la prima fase di progettazione che nel corso degli anni di funzionamento dell'impianto.

L'incentivo di maggior rilievo è proporzionale al risparmio di energia che si ha tra un'unità di cogenerazione ad alto rendimento ed un'unità tradizionale separata di energia elettrica e calore. Il risparmio di energia primaria realizzato viene definito dalla seguente formula:

$$RISP = \frac{H_{chp}}{RefH_\eta} + \frac{E_{chp}}{RefE_\eta} - F_{chp} \quad [\text{MWh}] \quad (2.3)$$

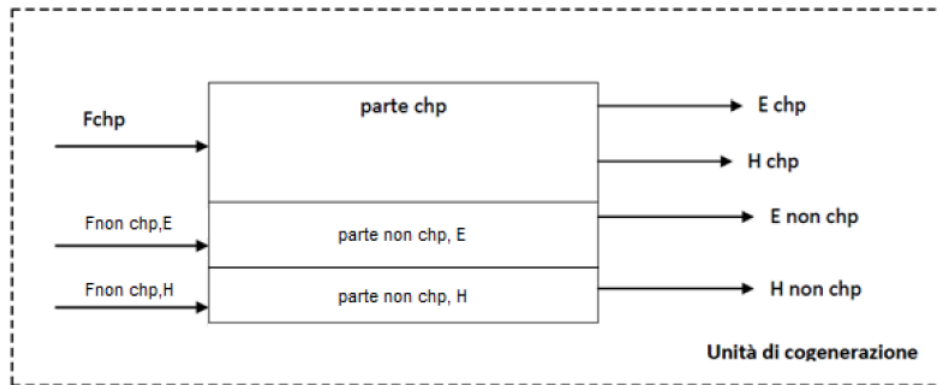


Figura 2.1: Suddivisione in macchine virtuali dell'unità di cogenerazione

I rendimenti di riferimento dell'unità tradizionale fanno riferimento al parco di produzione italiano termico ed elettrico e le modalità di calcolo sono riportate negli allegati del Decreto.

Proporzionalmente al risparmio conseguito si ricava il numero di Certificati Bianchi ottenibili:

$$C.B. = RISP \cdot 0,086 \cdot K \quad (2.4)$$

Dove  $K$  è il coefficiente di ammortizzazione legato alla potenza dell'unità in regime CAR, calcolato come media ponderata tra le quote di potenza e i rispettivi valori. Per una spiegazione più dettagliata si rimanda al D. M. sopra menzionato [26]. I Certificati Bianchi sono titoli negoziabili emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), i quali certificano il conseguimento di risparmi negli usi finali di energia tramite interventi che incrementano l'efficienza energetica. Chiamati anche Titoli di Efficienza Energetica (TEE) ciascuno equivale al risparmio di una Tonnellata Equivalente di Petrolio (TEP) e il loro valore economico è definito dal mercato ad essi dedicato, che viene gestito direttamente dal GME [28; 29]. Banalmente, più il sistema è efficiente, maggiore sarà il risparmio annuale conseguito e conseguentemente l'ammontare del ricavo economico grazie all'incentivo stesso.



### 3 Ospedale San Bortolo

In questo capitolo viene descritto e analizzato in dettaglio il sistema energetico che alimenta l'ospedale San Bortolo di Vicenza. Conoscendo la gestione attuale dell'impianto si potrà, successivamente, andare a studiare possibili miglioramenti dal punto di vista termo-economico.

La struttura ospedaliera scelta come caso studio ospita circa 850 posti letto; la superficie su cui si espande ammonta a 152.338 m<sup>2</sup> ed è costituita da una pluralità di edifici con diverse caratteristiche. Con il passare degli anni si sono via via aggiunti blocchi per soddisfare la crescente richiesta dei servizi, quali degenze, nuovi reparti, sale operatorie con macchinari medici conformi e la conseguente necessità di luoghi per la sterilizzazione degli attrezzi, per le cucine e le lavanderie. Per questo motivo ciascun edificio presenta richieste energetiche differenti tra loro, ma se si considera l'intero ospedale come un unico blocco, chiamato in seguito utenza, si ottiene la curva dei consumi totali.



Figura 3.1: Ortofoto del complesso ospedaliero San Bortolo di Vicenza

La domanda energetica si divide tra termica ed elettrica e ancora più in dettaglio si possono andare ad individuare i settori che le compongono. In un anno solare sono necessari 19 GWh di energia elettrica, la quale viene richiesta per l'illuminazione, le apparecchiature sanitarie e il raffrescamento; invece la domanda termica annuale ammonta a circa 24 GWh ed è determinata dalla richiesta di riscaldamento, acqua calda sanitaria, vapore per

la sterilizzazione e altri servizi ausiliari. Nonostante non si sia in possesso delle potenze assorbite da ciascun settore interno dell'ospedale è noto che i maggiori consumi sono dovuti al riscaldamento e al raffrescamento degli edifici; per questo motivo l'andamento della domanda complessiva non è costante, ma dipende dalla stagione e varia tra il giorno e la notte. In un ospedale, però, questa oscillazione può venire in parte attenuata dalle caratteristiche proprie del servizio, come il funzionamento 24 ore su 24, dalla tipologia di impianti che viene installata e dalla sua gestione. Inoltre, per livellare l'andamento stagionale si può sostituire la domanda elettrica con quella termica nei mesi estivi tramite macchine per la produzione del freddo ad attivazione termica.

Di seguito verranno descritte la composizione e la gestione del sistema energetico cui fa capo il San Bortolo.

### 3.1 Sistema Energetico

Come già menzionato in precedenza, il sistema ospedaliero ha richieste sia termiche che elettriche per cui si avvale di tecnologie diverse tra loro. In loco è installata una centrale termica costituita da un motore cogenerativo a ciclo otto e tre caldaie a vapore, il tutto alimentato a gas naturale; poi è presente una centrale frigorifera con due gruppi frigo a compressione e due cicli ad assorbimento. Inoltre, l'energia elettrica viene prelevata dalla rete nazionale tramite due contatori con potenze differenti.

Il sistema principale è classificato come tri-generativo, ovvero si ha l'accoppiamento del modulo cogenerativo con i chiller ad assorbimento. In estate una parte dell'energia termica cogenerativa funge da promotore dei cicli ad assorbimento per produrre freddo. Il cogeneratore è composto dal motore alternativo a gas naturale, dall'alternatore che converte l'energia meccanica in elettrica e da una serie di scambiatori di calore che recuperano il calore dai fumi e dall'acqua del circuito di raffreddamento del motore. Per garantire la fornitura di energia ed evitare di sovradimensionare il modulo cogenerativo sono presenti i generatori di vapore e i gruppi frigo a compressione del vapore che forniscono rispettivamente caldo e freddo [14]. Inoltre si hanno vari scambiatori di calore tra le centrali e i circuiti di riscaldamento e raffrescamento dell'utenza e sono presenti alcune torri evaporative per dissipare il calore prodotto, ma non recuperato.

Nella Figura 3.2 è rappresentato lo schema dell'intero sistema che fornisce energia all'utenza e dove sono evidenziati i flussi coinvolti tramite un codice-colore:

- Giallo → Gas naturale
- Viola → Acqua
- Verde → Vapore
- Rosso → Energia elettrica
- Azzurro → Freddo

Nelle sezioni successive 3.1.1-3.1.4 verrà descritto in dettaglio ogni singolo componente qui menzionato.

Le centrali termica e frigorifera non sono di proprietà dell'ospedale, ma di un ente terzo

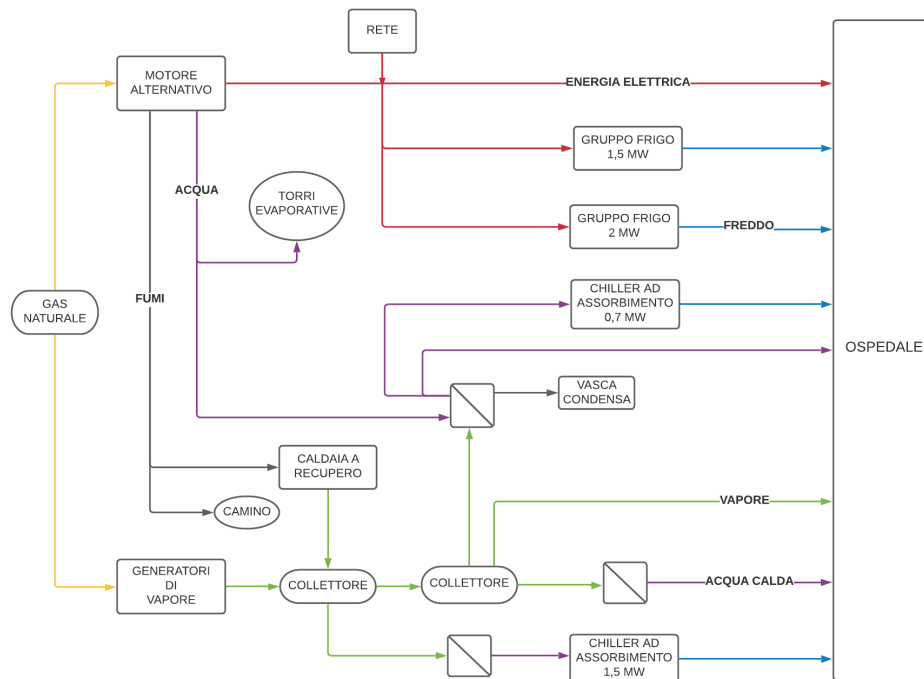


Figura 3.2: Rappresentazione a blocchi del layout del sistema energetico che fornisce energia elettrica e termica all'utenza ospedaliera

che ha inizialmente sostenuto l'investimento e si fa carico della gestione sotto ogni aspetto comportandosi come una Esco. Perciò l'ente ospedaliero acquista l'energia sia dalla rete che dal gestore proprietario dell'impianto.

Nella presente tesi verranno valutati i consumi totali dell'utenza ospedaliera, sommando i vari contributi, ma verrà analizzata la funzione costo dal punto di vista del gestore che detiene e mantiene gli impianti.

### 3.1.1 Motore

Il generatore di forza motrice alla base dell'impianto tri-generativo è un motore che, grazie al movimento alternato dei pistoni, converte la pressione in energia meccanica. Questa tecnologia ha diversi vantaggi: basso capitale iniziale, buona affidabilità operativa e alta efficienza a carico parziale, ma lo svantaggio principale consiste nel dover sottoporre la macchina a frequente e costosa manutenzione. Questo comporta costi operativi più elevati rispetto ad altre tecnologie che si dovranno sostenere durante tutta la vita utile dell'impianto [16].

Il motore scelto è un Caterpillar del 2011 con potenza nominale meccanica pari a 1598 kW e termica recuperabile di 1623 kW. La potenza meccanica viene successivamente convertita in elettrica tramite un alternatore, per cui la quantità effettivamente utilizzata dall'ospedale risulta minore di qualche decina a causa del rendimento non unitario dell'alternatore. Ad ogni modo tutta l'energia generata dal motore viene interamente consumata dall'utenza.

L'energia termica si ottiene dal recupero di calore dei fumi con una caldaia a recupero



collocata a valle del motore e dallo scambio di calore con l'acqua presente nel circuito di raffreddamento del motore stesso. Dai fumi si riesce ad ottenere una potenza di 849 kW e si produce vapore saturo a 8,5 bar. Quest'ultimo alimenta un collettore, che contiene anche il vapore prodotto dalle caldaie, e dal quale partono linee di vapore dirette all'utilizzo finale e linee che conducono alle sottocentrali termiche, in cui sono presenti gli scambiatori vapore/acqua che alimentano il circuito di riscaldamento dell'utenza. Inoltre, tale collettore funge da serbatoio per il prelievo del calore necessario al gruppo frigo ad assorbimento di potenza maggiore, il quale viene attivato solo nel periodo più caldo dell'anno.

Invece, dal circuito di raffreddamento del motore si recupera una potenza massima di 774 kW che consente di portare la temperatura dell'acqua a 70 °C. Tramite uno scambiatore acqua/vapore l'acqua viene portata a 85 °C utilizzando il vapore prodotto dalla caldaia di recupero o dai generatori di vapore, come è schematicamente rappresentato nel layout della Figura 3.2. A tale temperatura la portata d'acqua è in grado di alimentare le linee di riscaldamento da ottobre ad aprile, mentre nei mesi rimanenti questo calore viene inviato al generatore del ciclo ad assorbimento di potenza pari a 700 kW.

Come è noto, la presenza degli scambiatori di calore tra i diversi circuiti comporta una penalizzazione in termini energetici; di conseguenza la quantità di energia effettivamente utilizzata dall'utenza finale sarà di qualche punto percentuale minore dei valori registrati dalla produzione del motore, ma ai fini di questo lavoro di tesi non è influente.

Nel momento in cui la domanda termica dell'utenza risulta minore della massima potenza recuperabile, una parte del calore viene dissipata attraverso le torri evaporative e i fumi vengono direttamente inviati al camino, poiché non è presente alcun serbatoio di accumulo termico. Invece, la produzione elettrica segue la richiesta istantanea dell'ospedale, per cui non verrà mai prodotta energia in esubero da dover gestire.

### 3.1.2 Generatori di vapore

All'interno della centrale termica sono presenti tre generatori di vapore a marchio Ferroli con produzione di vapore a 7 bar, alimentati a gas naturale. Due hanno una potenza di 10465 kW e vengono mantenuti accese e pronti, in base alla richiesta dell'utenza, nel periodo invernale, il terzo ha una capacità minore, 4651 kW, e viene utilizzato nella stagione calda per coprire i picchi della domanda termica.

La presenza delle caldaie è fondamentale per garantire la fornitura termica all'utenza e grazie all'installazione di più dispositivi con taglie diverse si è in grado di modulare la produzione del vapore necessario in base alle stagioni. Inoltre la loro potenza totale è in grado di rispondere autonomamente alla complessiva domanda di energia termica, in caso di manutenzione o guasto del motore cogenerativo. In seguito, nella Sezione 3.3.2, si vedrà che il picco annuale della potenza termica è pari a meno di un terzo della totale produzione dei tre generatori di vapore; questa sovrabbondanza viene giustificata dal tipo di utenza considerata. Infatti, gli impianti installati in aree ospedaliere presentano condizioni di sicurezza per i fluidi caldi apparentemente esagerate e con molte ridondanze. Anche in questo caso gli impianti di scorta rappresentano quasi il doppio del fabbisogno termico, in modo tale che si sia in grado di prevenire qualunque imprevisto e garantire sempre l'approvvigionamento di energia termica, elemento fondamentale all'interno di

un ospedale.

### 3.1.3 Centrale frigorifera

Per alimentare le linee del sistema di raffrescamento della struttura ospedaliera sono state installate due tipologie di gruppi frigo: due ad assorbimento con potenzialità pari a 1,5 MW e 700 kW e due a compressione del vapore da 2 MW e 1,5 MW.

La presenza e l'utilizzo della tecnologia ad attivazione termica come il chiller ad assorbimento fa ricadere l'intero sistema all'interno della definizione di impianto tri-generativo e quindi garantisce un'alta efficienza, basse emissioni e una riduzione dei costi [16].

Il ciclo ad assorbimento LiBr/acqua surriscaldata di potenza maggiore viene alimentato, quando è in funzione, dal vapore prodotto dal recupero di calore dei fumi del motore, ma non in modo diretto e solo quando la richiesta termica da parte dell'utenza è molto bassa. Infatti, come descritto in precedenza, il calore necessario al gruppo frigo viene prelevato dal collettore in cui è contenuto tutto il vapore prodotto all'interno della centrale termica, senza distinguerne la provenienza. In questo modo si garantisce la continuità del servizio anche in caso di guasto o manutenzione del cogeneratore. Invece il gruppo ad assorbimento da 700 kW ad acqua calda viene alimentato dall'acqua riscaldata dallo scambio termico con il fluido del circuito di raffrescamento del motore. Quest'ultimo ciclo è acceso 24 ore su 24 dal momento in cui la richiesta per il riscaldamento viene meno; al contrario il ciclo da 1,5 MW viene messo in funzione solo nei giorni più caldi dell'anno, perché il vapore generato dal cogeneratore viene interamente inviato all'utenza per uso diretto. Difatti si dovrebbe aumentare il carico della caldaia esclusivamente per fornire calore al generatore del chiller, andando in questo modo ad aumentare il consumo di materia prima e ottenendo una resa molto minore rispetto al gruppo frigo a compressione. Nonostante ciò, la presenza dei cicli ad assorbimento è fondamentale per il funzionamento del motore in modalità cogenerativa, detta nello specifico tri-generativa, anche nel periodo più caldo dell'anno, in quanto la forza motrice di tali gruppi frigo è l'energia termica, non l'energia meccanica. In questo modo la potenza elettrica necessaria per il raffrescamento viene in parte sostituita dalla potenza termica [15].

L'andamento annuale costante della produzione elettrica e termica del motore permette di sfruttare il sistema al massimo delle sue potenzialità e aumenta l'efficienza totale, meglio definita come rendimento di primo principio o fattore di utilizzazione, ovvero il rapporto tra la somma delle energie prodotte e l'energia del combustibile consumato espresso dall'Eq. 2.1.

Non dover dissipare in estate il calore di scarto prodotto dal motore è il grande vantaggio di questa tecnologia, ma l'energia finale generata con un assorbitore a parità di input è minore rispetto all'utilizzo di un gruppo frigo a compressione. Infatti, per garantire la copertura della totale domanda di freddo, si ha la presenza anche di questa seconda tipologia di impianto.

I cicli a compressione del vapore sono alimentati dall'energia elettrica. Per questo nel periodo più caldo dell'anno la curva della domanda elettrica raggiunge picchi molto elevati e si preferisce, per quanto possibile, sfruttare l'energia termica recuperata per la produzione del freddo, piuttosto che aumentare il prelievo dalla rete.

### 3.1.4 Rete elettrica

Il San Bortolo copre la sua domanda di energia elettrica tramite il completo utilizzo di quella prodotta dal motore a combustione interna e dal prelievo dalla rete attraverso due attacchi separati tra loro.

La parte più nuova dell'ospedale è collegata solo alla rete elettrica nazionale ed ha una potenza disponibile di più di 1 MW, mentre la maggior parte degli edifici più datati è alimentata sia dal cogeneratore, il quale ha la priorità, che dalla rete. Affinché la continuità del servizio elettrico sia garantita, il prelievo massimo consentito dalla rete elettrica nazionale ammonta a 2,5 MW. In questo modo la domanda della parte più vecchia viene soddisfatta anche nel caso in cui il cogeneratore non sia disponibile. Invece, nel normale funzionamento, la rete copre solamente i picchi, favorendo il consumo dell'energia prodotta in loco dal motore.

Nel caso specifico i contratti e la legislazione limitano in parte la gestione ottimale della componente elettrica, in quanto l'energia generata dal motore deve essere interamente consumata dall'utenza, senza avere la possibilità di immetterla in rete. Entrando nel dettaglio si evidenzia il fatto che il contatore collegato alla rete è bidirezionale, ma nel caso in cui si producesse più di quanto richiesto dall'utenza, la differenza verrebbe regalata alla rete con un conseguente deficit economico. In seguito nella Sezione 3.2, si vedrà come questo vincolo abbia condizionato la scelta del carico per il motore e di conseguenza la sua produzione.

## 3.2 Gestione energetica

Il motore è l'elemento a cui viene data la precedenza sia dal punto di vista termico che elettrico di tutto il sistema, nonostante il suo funzionamento sia soggetto a vincoli esterni. Il gestore ha scelto di adottare la strategia dell'inseguimento elettrico, vale a dire che il profilo temporale del carico viene stabilito in base alla richiesta elettrica da parte dell'utenza. A seguito di un'attenta valutazione dell'andamento della potenza oraria necessaria per soddisfare i carichi elettrici è stato deciso di modulare il funzionamento del motore con un andamento a gradino in base alle ore del giorno; solamente dalle 6 alle 19 la potenza erogata è pari alla taglia della macchina, mentre durante la notte si abbassa a 1200 kW. Il limite inferiore è vincolato dalla minore richiesta elettrica da parte dell'ospedale e dalla tipologia di contratto stipulato con la rete. Dunque la gestione del modulo cogenerativo è strettamente legata a vincoli esterni rispetto alla macchina stessa.

L'energia recuperata dal calore di scarto del motore per il gestore non ha alcun costo associato, per cui è come se fosse gratuita. Conseguentemente questa energia ha la priorità di dispacciamento e il vapore prodotto dai generatori ha una funzione ausiliaria. Dal layout dell'impianto riportato nella Figura 3.2 si evidenzia che non sono presenti due circuiti differenti per il vapore del cogeneratore e quello delle caldaie, ma entrambi si mescolano in un unico collettore. Infatti tutto il sistema è regolato tramite un gioco di pressioni che permette di effettuare un cascame tra le varie macchine presenti nella centrale. Durante il funzionamento quotidiano nel collettore è impostata una pressione di 7 bar, la caldaia a recupero produce vapore a 8,5 bar e le caldaie accese vengono fatte funzionare a circa 7,2 bar a seconda della necessità. In questo modo si è sicuri che tutto il vapore generato

dal cogeneratore venga utilizzato e nel caso in cui l'ospedale richieda una maggiore potenza termica, come accade nel periodo invernale, viene richiamato il vapore presente nei generatori.

In estate la gestione della centrale rimane quella appena descritta, ma solo il generatore di vapore di taglia minore viene tenuto in funzione con una pressione di 7 bar, mentre le altre caldaie due vengono spente. Tutto il vapore generato dallo scambio con i fumi viene inviato all'utenza per un utilizzo diretto e nell'arco della giornata è spesso necessario attivare la caldaia e richiamarne del vapore. Invece il calore prelevato dalle camicie del motore alimenta il generatore del ciclo ad assorbimento da 700 kW. Dunque non si ha una rimanenza di energia termica cogenerativa da utilizzare per il funzionamento del secondo gruppo frigo a LiBr/acqua che, conseguentemente, dovrebbe richiamare vapore dalle caldaie. A seguito di tali considerazioni l'ente gestore dell'impianto ha deciso di dare la seguente priorità all'accensione dei gruppi frigo presenti nella centrale con l'obiettivo di perseguire l'ottimo economico:

1. Ciclo ad assorbimento ad acqua calda da 700 kW alimentato dal circuito dell'acqua del modulo cogenerativo;
2. Gruppi frigo a compressione da 1,5 e 2 MW alimentati da energia elettrica;
3. Ciclo ad assorbimento ad acqua calda surriscaldata da 1,5 kW alimentato dal vapore proveniente dal primo collettore.

Riassumendo, l'andamento del carico del motore alternativo è deciso a priori e rimane fisso nel tempo, mentre l'alimentazione dei generatori di vapori dipende esclusivamente dalla domanda istantanea da parte dell'utenza.

### **3.3 Consumi energetici 2019**

In questa sezione vengono riportati e analizzati i consumi energetici registrati nell'anno 2019 da tutto il complesso ospedaliero. La precisione e la cadenza temporale con cui i dati sono raccolti non sono sempre le stesse; i metodi con cui si acquisiscono o si ricavano i consumi verranno di volta in volta spiegati nel dettaglio. Lo scopo di questo capitolo è riportare una fotografia globale considerando la modalità di gestione attuale, in modo da poter andare successivamente a studiare, tramite l'utilizzo di modelli e programmi, se seguendo una strategia di funzionamento differente si possa ottenere un compenso economico maggiore.

Per perseguire l'obiettivo di questa prima parte verranno considerate delle giornate tipo del mese di gennaio e di luglio. In questo modo si potranno conoscere i picchi di potenza nelle due stagioni che richiedono un apporto energetico maggiore sia dal punto di vista termico che elettrico. Per ogni periodo verrà riportata la curva di un giorno feriale e uno festivo. Nonostante l'utenza sia un ospedale, ci si aspetta che nei giorni festivi il consumo, soprattutto quello elettrico, diminuisca poiché la struttura è operativa solo per le emergenze e tutte le attività quotidiane, quali interventi, uffici e visite, non sono attive.

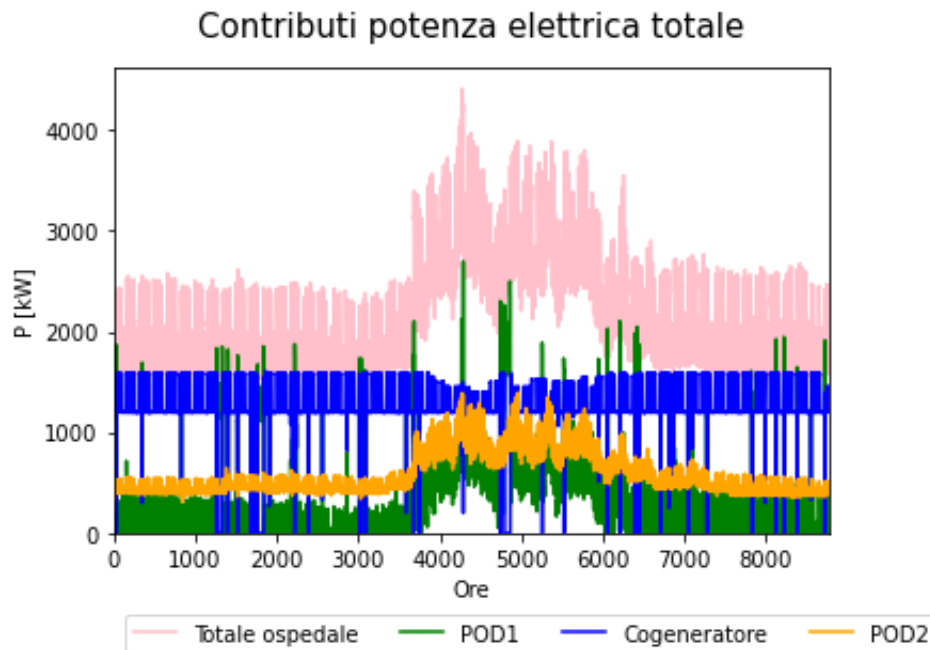


Figura 3.3: Andamento annuale di ciascuna fonte che fornisce potenza elettrica

### 3.3.1 Elettrici

L'energia elettrica viene fornita all'ospedale da fonti e punti di prelievo diversi, e in tutti i casi viene misurata direttamente tramite dei contatori che registrano e archiviano il dato ogni quarto d'ora. Per comodità di analisi i consumi verranno accorpati per ottenere una cadenza oraria. In questo modo si otterranno dei profili giornalieri precisi, senza aumentare troppo lo sforzo computazionale del programma che verrà esposto ed utilizzato in seguito.

Come già ampiamente descritto in precedenza, gli attacchi alla rete elettrica sono due e sono indipendenti l'uno dall'altro. Per poterli distinguere e associarli ai rispettivi andamenti orari, verranno chiamati POD 1 e POD 2. Il primo è quello con potenza massima prelevabile di 2,5 MW e alimenta, insieme al cogeneratore, la maggior parte degli edifici, mentre il POD 2 permette di arrivare a circa 1 MW e fornisce energia elettrica alla parte più nuova dell'ospedale.

Per poter successivamente delineare un miglior sfruttamento delle risorse a disposizione, è necessario in questa prima fase di analisi esporre in dettaglio tutti gli andamenti dei contributi che attualmente compongono la produzione totale. A tal fine, nella Figura 3.3 vengono rappresentati i valori misurati per ciascun contributo durante l'intero anno 2019. A causa di alcuni malfunzionamenti temporanei del motore cogenerativo si hanno dei picchi verso il basso nel profilo della produzione elettrica da parte del motore stesso che corrispondono, conseguentemente, ad un maggior prelievo dalla rete attraverso il POD 1.

Nelle Figure 3.4 e 3.5 si vede come il funzionamento del cogeneratore segua la modulazione della potenza esposta nella Sezione 3.2 indipendentemente dall'effettiva richiesta dell'utenza. Il prelievo dalla rete dal POD 2, che è pressoché costante durante tutte le ore del giorno, specialmente nel periodo invernale, non è oggetto di analisi perché indipen-

dente dall'impianto in esame. Ciononostante, in questa prima fase viene considerato così da avere un quadro completo della richiesta elettrica totale da parte dell'utenza ospedaliera. Ad ogni modo hanno una rilevanza maggiore i grafici riportati nelle Figure 3.6 e 3.7, dove salta subito all'occhio che durante le ore notturne invernali la produzione del motore cogenerativo è più che sufficiente a soddisfare i bisogni elettrici ospedalieri. Al contrario, da una prima osservazione si può affermare che nel periodo estivo si potrebbe alimentare il motore con il massimo del suo carico, poiché l'attuale potenza prelevata dalla rete in una giornata d'estate ha un valore sempre maggiore di 400 kW, ovvero della quantità necessaria per ottenere il funzionamento a pieno carico. Solo dopo aver valutato anche i consumi termici e aver definito tutte le variabili in gioco, tuttavia, si potrà verificare se questa prima considerazione sia effettivamente corretta.

Poiché la modulazione della produzione del motore è decisa a priori, senza seguire la reale richiesta da parte dell'utenza, e il prelievo dalla rete nelle prime ore del giorno è nullo nella stagione invernale, non si è in grado di determinare, dalla lettura di questi grafici, se l'energia generata sia effettivamente tutta consumata o una parte venga ceduta gratuitamente alla rete tramite l'attacco del POD 1. Ciononostante, la richiesta elettrica dell'utenza, che verrà utilizzata in seguito come input del modello per studiare un possibile miglioramento della gestione dell'impianto, sarà pari alla somma tra la produzione del motore e il prelievo dalla rete (POD 1). Dunque verrà considerata solo l'energia elettrica necessaria ad alimentare la parte più vecchia dell'ospedale che in questo caso scaturisce dall'osservazione dell'energia lato produzione e non lato consumo effettivo. Questa assunzione ai fini del lavoro non comporta alcuna penalizzazione dei risultati, poiché lo scopo finale consiste nel verificare se sia possibile conseguire un profitto maggiore eseguendo dei piccoli cambiamenti, ma sempre sulla base degli stessi dati di input.

Per studiare l'andamento giornaliero orario tipico dell'utenza nelle stagioni invernale ed estiva sono state scelte le curve di due giorni lavorativi dei mesi di gennaio e luglio; infatti questi in media rappresentano rispettivamente il mese più freddo e più caldo dell'anno per Vicenza, la località in cui è installato l'impianto [30].

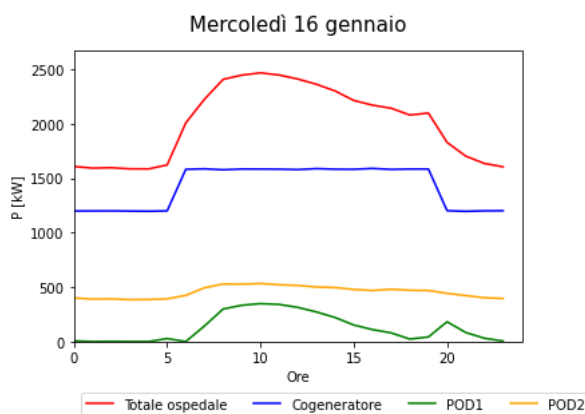


Figura 3.4: Confronto dei contributi di un giorno ferialo invernale per l'intero ospedale

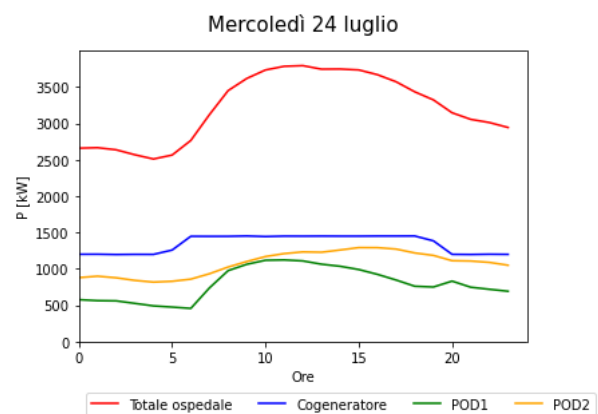


Figura 3.5: Confronto dei contributi di un giorno ferialo estivo per l'intero ospedale

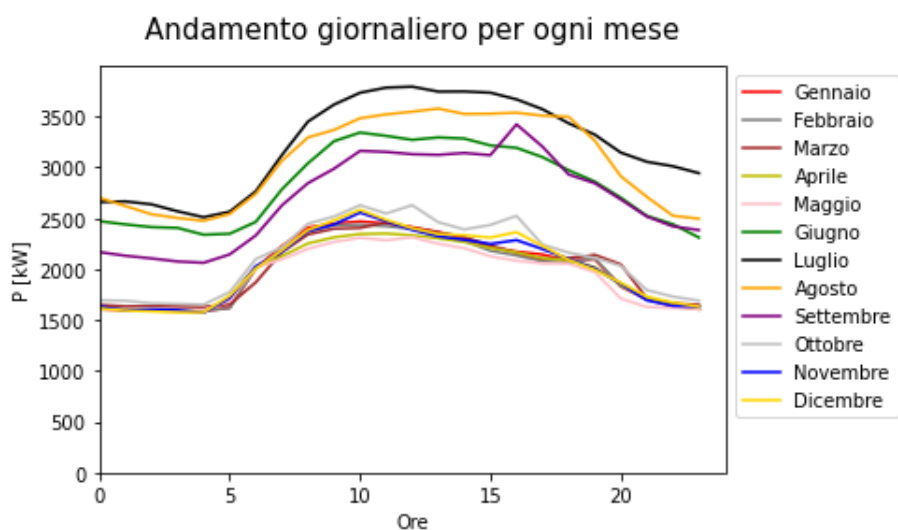


Figura 3.8: Confronto dell'andamento giornaliero feriale tra tutti i mesi dell'anno per l'intero ospedale

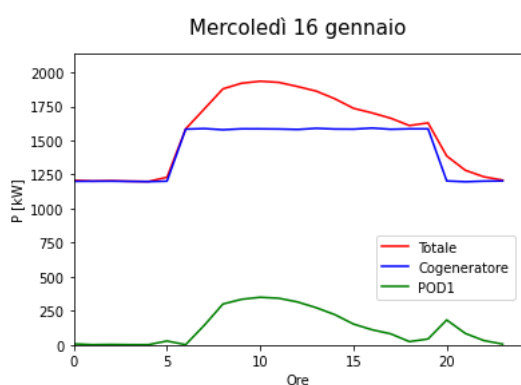


Figura 3.6: Confronto dei contributi di un giorno feriale invernale considerando solo la parte più vecchia

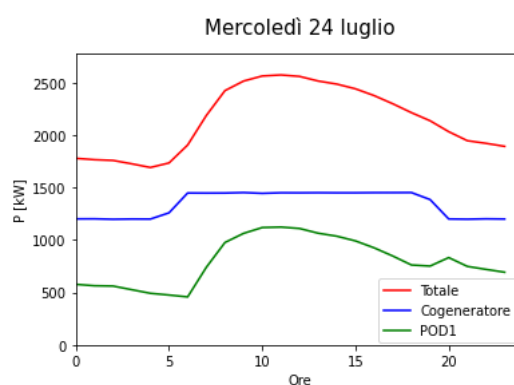


Figura 3.7: Confronto dei contributi di un giorno feriale estivo considerando solo la parte più vecchia

L'andamento giornaliero della curva della potenza elettrica richiesta nei giorni lavorativi mantiene la stessa forma durante tutto l'anno, come si vede dalla Figura 3.8 dove sono stati scelti dei giorni rappresentativi per ciascun mese. In questo caso viene rappresentata la totale domanda dell'ospedale, senza distinguere il contributo delle varie fonti. Non si hanno informazioni dirette riguardo la ripartizione dei consumi interni dell'ospedale, per cui non si conoscono le potenze di ciascun settore d'impiego, ma dalla lettura dei grafici si possono fare alcune considerazioni, tenendo conto della tipologia di utenza in esame:

- La potenza necessaria per l'illuminazione, il funzionamento delle apparecchiature mediche di base insieme all'apertura del pronto soccorso e l'accensione dell'impianto per il ricircolo dell'aria ammonta complessivamente a circa 1600 kW. A conferma di ciò, nella Figura 3.10 si vede che il consumo nei giorni festivi e durante le ore notturne è

pressoché costante su tale quota. Infatti i settori menzionati sono in funzione 24 ore su 24 e rappresentano i consumi base sempre presenti nella struttura.

- L'impianto per il raffrescamento degli ambienti alimentato da energia elettrica, attivo dal primo di giugno alla fine di settembre, richiede una potenza che durante le ore delle giornate più calde supera i 1000 kW. Dalla Figura 3.8 il distacco delle curve dei mesi estivi rispetto alle altre evidenzia chiaramente questo consumo aggiuntivo. Il funzionamento degli impianti per produrre freddo è chiaramente visibile anche nella Figura 3.9; infatti durante tutto l'anno la curva della richiesta elettrica è formata da una banda costante che si trasla verso l'alto nei mesi più caldi.
- L'andamento dei consumi nei giorni feriali è coerente con le aspettative, infatti l'aumento della richiesta elettrica tra le 7 e le 20 è dovuto all'utilizzo degli uffici e alla programmazione quotidiana degli interventi.
- La quasi perfetta coincidenza delle curve giornaliere dei mesi in cui non è acceso l'impianto per il freddo evidenzia come i consumi di un'utenza ospedaliera siano costanti e periodici durante tutto il periodo di osservazione, come era stato anticipato nella Sezione 2.2. A conferma di tale considerazione nella Figura 3.9 si vede come la potenza elettrica totale richiesta sia costante all'interno di una fascia di valori tra 1600 e 2400 kW nel periodo in cui non viene richiesto il freddo.

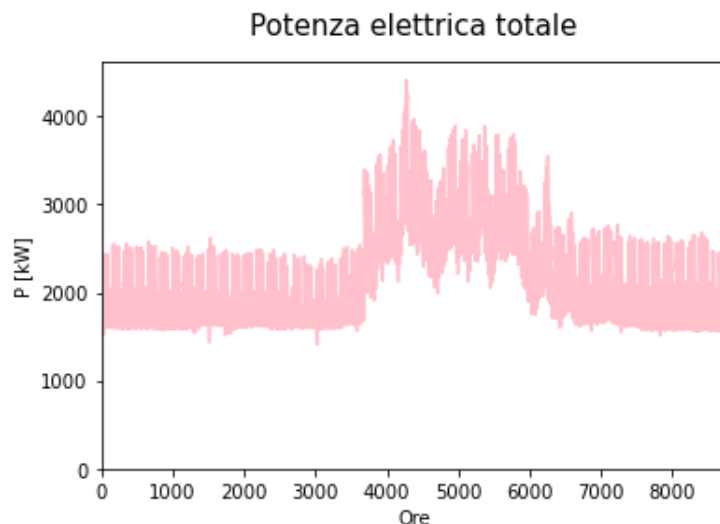


Figura 3.9: Andamento annuale della potenza elettrica complessiva richiesta dall'utenza

Nell'andamento orario annuo rappresentato nella Figura 3.9, la periodicità settimanale dei giorni festivi e l'alternanza tra il giorno e la notte si tramutano in un'oscillazione costante di circa 500 kW; mentre le vacanze estive, in cui l'ospedale è aperto solo per le urgenze e i ricoveri, provocano una notevole diminuzione della potenza richiesta, tale da formare una "V" nel mezzo dell'andamento annuale.



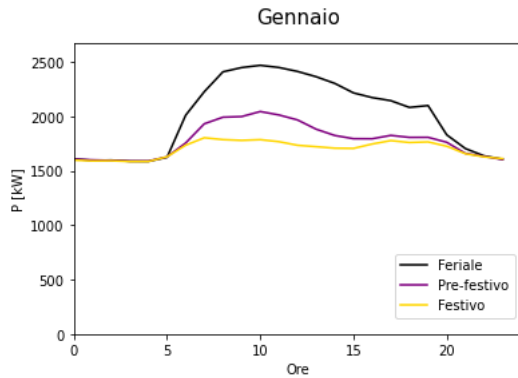


Figura 3.10: Confronto consumi totali elettrici giornalieri di gennaio in base al tipo di giorno

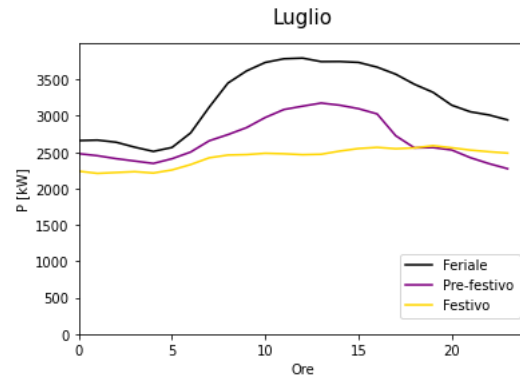


Figura 3.11: Confronto consumi totali elettrici giornalieri di luglio in base al tipo di giorno

### 3.3.2 Termici

L'energia termica consumata dall'utenza viene fornita interamente dalla centrale termica collocata all'interno dell'area ospedaliera. In ciascuna linea all'uscita dei generatori di vapore è presente un contabilizzatore di energia, ma, poiché nel periodo estivo la portata di vapore sulle flange tarate viene contabilizzata solo parzialmente, quindi i valori rilevati non sono attendibili, l'energia termica prodotta dalle caldaie viene calcolata analiticamente con la seguente espressione:

$$ET(t) = m_{B,GN}(t) \cdot LHV \cdot \eta \quad [\text{kWh}] \quad (3.1)$$

Dove:

- $m_{B,GN}$  [mc] rappresenta la quantità di gas naturale bruciata dai generatori di vapore (Boiler) per produrre l'energia termica. Questo valore viene calcolato come differenza tra la quantità totale di metano prelevato dalla rete in cabina e la parte consumata dal motore cogenerativo; entrambi questi valori vengono misurati direttamente.
- $LHV = 9,59 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{Smc}} \right]$  corrisponde al potere calorifico inferiore del metano;
- $\eta$  indica il rendimento dei generatori di vapore assunto pari a 0,9 [31].

Il dato del consumo di metano viene rilevato giornalmente, per cui si conosce solo la produzione giornaliera di energia termica dalle caldaie. Per ottenere un profilo orario si considerano gli andamenti presenti in letteratura per utenze ospedaliere simili [32] e si stima, attraverso calcoli e approssimazioni, una congrua ripartizione a gradini. Ottenere un andamento orario è necessario per poter successivamente sommare il contributo della potenza termica dato dai generatori di vapore con quello prodotto dal recupero del calore scartato dal motore alternativo.

I generatori di vapore hanno un ruolo ausiliario rispetto al cogeneratore, per cui la loro produzione nel periodo estivo è limitata, poiché la richiesta di energia termica da parte dell'utenza è minore, nonostante una parte del calore venga utilizzata per alimentare il ci-

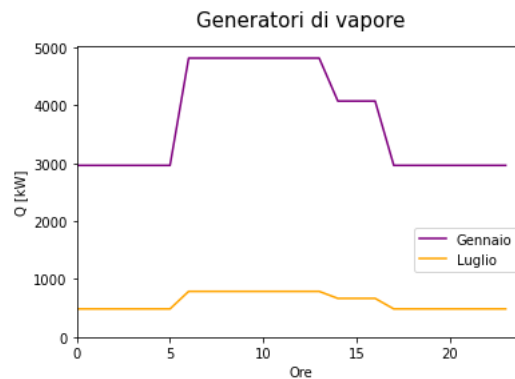


Figura 3.12: Andamento giornaliero stimato della totale produzione di potenza termica da parte dei generatori di vapore

clo ad assorbimento di taglia minore. Dunque il gap tra le due curve riportate nella Figura 3.12 è dovuto alla presenza, nei mesi più freddi dell'anno, dell'impianto di riscaldamento. La potenza termica recuperata dai fumi e dal circuito di raffreddamento del motore è proporzionale alla potenza elettrica generata tramite un coefficiente pari a 1,03; tale costante scaturisce dalle caratteristiche operative e tecniche del motore stesso [33]. Poiché non si è in possesso di una misura diretta del recupero di calore in termini di potenza oraria, la produzione termica del modulo cogenerativo viene calcolata analiticamente a partire dalla produzione elettrica oraria come segue:

$$Q(t) = 1,03 \cdot P(t) \quad [\text{kW}] \quad (3.2)$$

Pertanto il contributo termico dato dal motore ha lo stesso profilo visto per la produzione elettrica, ovvero ad onda quadra. Inoltre la curva risultante dall'equazione 3.2 tiene conto di entrambi i contributi del recupero termico sopra menzionati.

Come per la richiesta elettrica, si possono confrontare e analizzare le produzioni di energia termica di ciascuna tipologia di impianto considerando una giornata tipo invernale ed una estiva. In questo caso, però, non si possono fare assunzioni riguardo la ripartizione dei consumi interni dell'ospedale, in quanto l'andamento della produzione di vapore da parte dei generatori è stata stimata e la potenza termica recuperata dal modulo cogenerativo è frutto di una programmazione del funzionamento del motore decisa a priori. Ad ogni modo nella Figura 3.13 si può constatare che la domanda termica dell'ospedale viene quasi dimezzata nei mesi più caldi dell'anno, ma di certo non è nulla. Infatti l'utenza ospedaliera ha bisogno di vapore tutto l'anno per le sue attività interne e di energia termica per la produzione dell'acqua calda sanitaria. Inoltre nel caso dell'ospedale San Bortolo una parte dell'aria condizionata necessaria per mantenere il comfort ambientale in tutta la struttura viene prodotta tramite il funzionamento dei cicli ad assorbimento.

Nelle Figure 3.14 e 3.15 sono rappresentati gli andamenti e i valori della produzione termica da parte delle due tecnologie; l'apporto ausiliario dato dalle caldaie è presente anche nel mese di luglio perché, evidentemente, la potenza termica recuperata dal cogeneratore non è sufficiente a soddisfare la domanda. Considerando che nelle ore notturne la potenza del motore viene ridotta a 1200 kW, nonostante la richiesta termica sia notevolmente

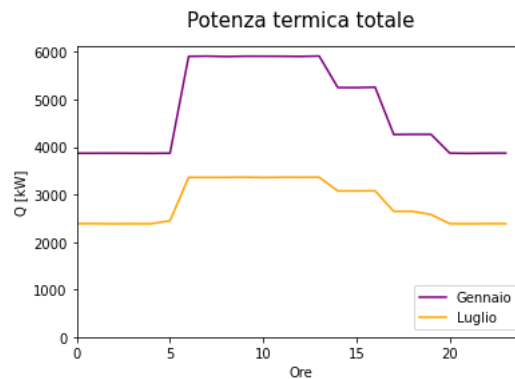


Figura 3.13: Confronto consumi totali termici giornalieri tra il periodo invernale e quello estivo

maggiore, conferma che la strategia adottata attualmente non sia seguire il carico termico, ovvero la modulazione della potenza del motore non si basa sull'andamento della domanda termica. Comunque si deve sempre tener conto che gli andamenti della produzione da parte delle caldaie sono frutto di una stima, ma nel caso specifico i valori assoluti sono tali da permettere la validità della considerazione appena riportata. Inoltre la Figura 3.15 conferma l'ipotesi accennata nella precedente sezione 3.3.1, ovvero che sia possibile e più conveniente portare il funzionamento del motore cogenerativo al massimo della sua potenza durante i mesi estivi. Così facendo si ridurrebbero il prelievo di energia elettrica dalla rete e il metano consumato per l'alimentazione del generatore di vapore; inoltre aumenterebbero il profitto e il risparmio di energia primaria, mantenendo inalterata l'energia termica fornita all'utenza.

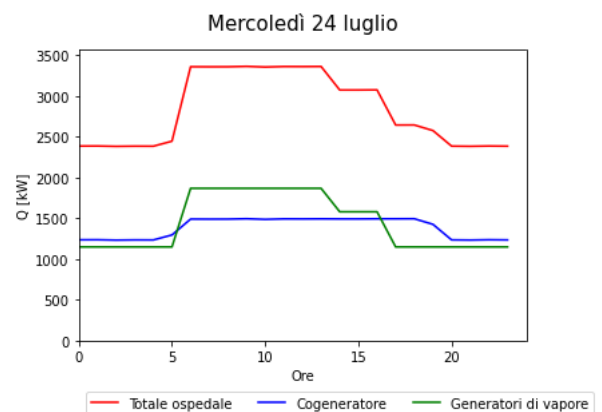
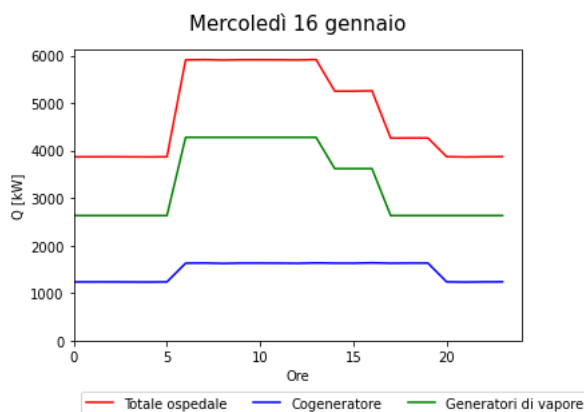


Figura 3.14: Rappresentazione degli andamenti dei contributi termici di un giorno feriale invernale

Figura 3.15: Rappresentazione degli andamenti dei contributi termici di un giorno feriale estivo

Il recupero termico dal motore è costante durante tutto l'anno e sempre minore della complessiva richiesta di calore da parte dell'utenza. Al contrario l'energia generata dai generatori di vapore, considerandoli come un'unica entità, segue l'andamento complessi-

vo della domanda e va a fornire la differenza dell'energia necessaria a garantire il corretto svolgimento all'attività ospedaliera.

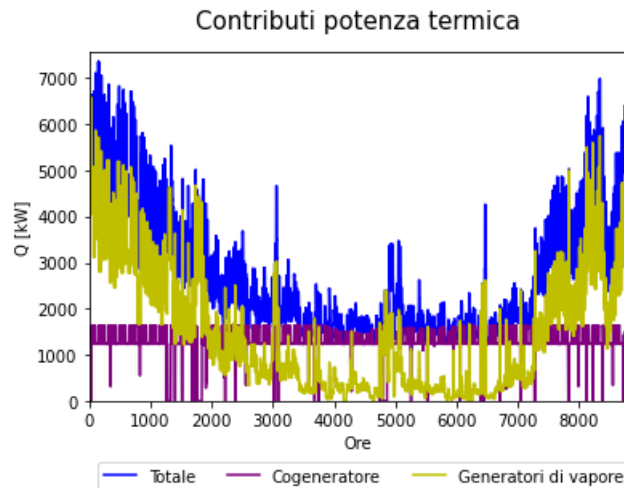


Figura 3.16: Andamento annuale della produzione termica di ciascun impianto presente nel sistema

La curva della totale domanda termica annuale ha la classica forma ad "U" data dalla progressiva diminuzione del bisogno di riscaldamento con l'avanzare dei mesi più caldi e al contrario l'aumento della richiesta negli ultimi mesi dell'anno. Inoltre il picco verso l'alto intorno alle 5000 ore, ovvero nel mese di luglio, corrisponde all'accensione del ciclo ad assorbimento da 1,5 MW per riuscire a soddisfare la richiesta di freddo da parte dell'ospedale nei giorni più caldi dell'anno.

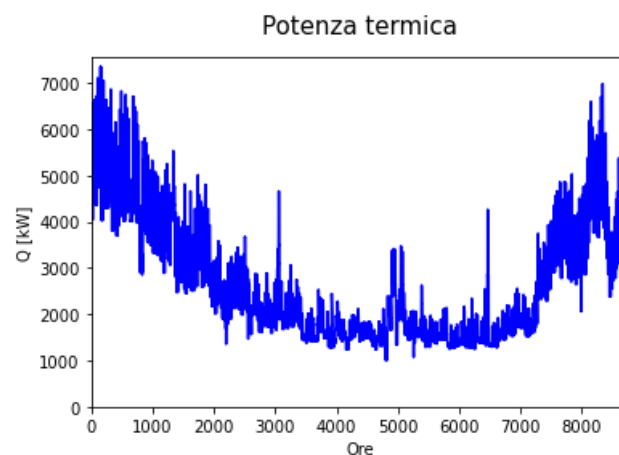


Figura 3.17: Andamento annuale della potenza termica complessiva richiesta dall'utenza

### 3.4 Gestione economica

La gestione economica riguarda esclusivamente i flussi di cassa positivi e negativi associati all'approvvigionamento della materia prima e alla produzione energetica del sistema descritto. L'equazione che esprime il ricavo annuo complessivo conseguito dal funzionamento dell'impianto si valuta dal punto di vista del gestore dell'impianto che vende l'energia prodotta all'utenza, per cui non si terrà conto dei costi sostenuti per acquistare l'energia elettrica dalla rete. Inoltre si considera che il costo dell'investimento sia già stato ammortizzato, in quanto la realizzazione del sistema risale al 2011 e con questa analisi si vogliono evidenziare i costi di esercizio sostenuti con l'attuale gestione e paragonarli con il risultato ottenuto dalla massimizzazione della funzione tramite il modello di ottimizzazione presentato nel seguito.

L'espressione è composta da diversi parametri come si vede di seguito:

$$C_{tot} = EE_{ICE} \cdot p_{ee} + ET_{tot} \cdot p_{et} + CB \cdot p_{CB} - EF_{GN,tot} \cdot c_{GN} - EE_{ICE} \cdot c_{O\&M,ICE} \quad [€] \quad (3.3)$$

Dove:

- $EE_{ICE}$  [kWh] indica l'energia elettrica prodotta dal motore cogenerativo (ICE);
- $p_{ee}$  [ $\frac{€}{kWh}$ ] corrisponde al prezzo della materia prima pagato dall'utenza in base ad un contratto che prevede uno sconto del 10% rispetto al prezzo di mercato. Si considerano tre fasce in base agli orari della giornata riportate nella Tabella 3.2 [34] e ogni mese il prezzo varia come viene riportato nella Tabella 3.1. Questo valore dovrà essere diviso per un fattore 0,4 in modo da tenere conto delle accise legate alla vendita dell'energia elettrica. Il valore di tale fattore è frutto di una stima che vede il costo della materia prima pari al 40% del costo totale dell'energia;
- $ET_{tot} = ET_{ICE} + ET_B$  [kWh] corrisponde alla produzione totale di energia termica da parte della centrale composta dal modulo cogenerativo e dai generatori di vapore;
- $p_{et}$  [ $\frac{€}{kWh}$ ] è il prezzo con cui viene venduta l'energia termica all'ospedale valutandola come se fosse prelevata da una rete di teleriscaldamento di Vicenza [35]. I valori sono riportati nella Tabella 3.3 e sono pari al prezzo totale tenendo già conto delle accise;
- $EF_{GN,tot} = EF_{GN,ICE} + EF_{GN,B}$  [kWh] rappresenta il totale dell'energia in input corrispondente alla quantità di gas naturale prelevata dalla rete nazionale e convertita rispettivamente dal motore e dalle caldaie;
- $c_{GN}$  [ $\frac{€}{kWh}$ ] indica il costo del metano a cui è imposta l'accisa industriale; il valore totale considerato per il 2019 è pari a 0,03 [ $\frac{€}{kWh}$ ] [36];
- $c_{O\&M,ICE}$  [ $\frac{€}{kWh}$ ] è il costo per unità di kWh generato che si deve sostenere per il funzionamento e la manutenzione del motore a combustione interna. In base all'esperienza dell'attuale gestore dell'impianto si può considerare un costo medio onnicomprensivo pari a 0,015 [ $\frac{€}{kWh}$ ];
- $CB$  è il numero di Certificati Bianchi ottenuto tramite l'Eq. 2.4 che verrà approvato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE);
- $p_{CB}$  [€] è il prezzo a cui vengono pagati i certificati bianchi da GME in base alle sessioni di scambio sul mercato regolate dal Gestore dei Mercati Energetici.

Mese	F <sub>1</sub>	F <sub>2</sub>	F <sub>3</sub>
Gennaio	75,17	71,42	46,21
Febbraio	61,80	63,48	39,59
Marzo	56,24	59,42	35,62
Aprile	59,45	59,42	35,62
Maggio	48,24	50,48	41,08
Giugno	48,62	47,24	38,38
Luglio	51,88	50,86	41,03
Agosto	46,39	49,30	40,66
Settembre	51,66	50,72	39,56
Ottobre	54,15	52,55	39,33
Novembre	51,96	47,19	35,25
Dicembre	47,73	43,12	31,80

Tabella 3.1: Prezzi per la materia prima dell'energia elettrica assegnati nel 2019 per fasce in  $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$

Il costo per il funzionamento e la manutenzione delle caldaie e della centrale frigorifera è trascurabile ai fini dello scopo ultimo della presente tesi.

Giorno	F <sub>1</sub>	F <sub>2</sub>	F <sub>3</sub>	Trimestre	Prezzo
Feriale	8-19	7-8 19-23	23-7	Primo	79,48
Pre-festivo	-	7-23	23-7	Secondo	71,01
Festivo	-	-	0-24	Terzo	70,01
				Quarto	73,31

Tabella 3.2: Ripartizione oraria delle fasce per l'assegnazione dei prezzi elettrici

Tabella 3.3: Prezzi energia termica con accise incluse assegnati nel 2019 in  $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$

Inserendo all'interno dell'equazione 3.3 le curve orarie riportate nelle Figure 3.16 e 3.3 e i dati appena descritti, risulta un guadagno annuo di 1 879 000 € dovuto alla vendita dell'energia termica ed elettrica prodotta dalla centrale descritta.

### 3.5 Risparmio energetico

Diversi studi hanno dimostrato che l'utilizzo di un sistema tri-generativo al posto di tecnologie per la produzione separata di energia e calore porta ad un risparmio energetico [18; 14]. Nel caso in esame l'impianto ottiene ogni anno la qualifica CAR, per cui si seguono le linee guida del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 [27] al fine di calcolare il risparmio energetico maturato nel 2019. Nella Sezione

2.4 sono state ampiamente descritte le considerazioni e le equazioni che conducono ad ottenere il dato desiderato.

La valutazione del risparmio energetico si può condurre solo per l'energia elettrica lorda prodotta in funzione del calore utile CHP, ovvero dell'energia termica fornita dall'unità di cogenerazione all'utenza [27]. Di conseguenza si prendono in considerazione solo i valori di energia termica ed elettrica generati dal motore cogenerativo installato.

Applicando il sistema di gestione attuale si ottiene un risparmio di energia tra termica ed elettrica pari a 6095 MWh/annui rispetto alla produzione della stessa quantità di energia erogata dal cogeneratore, ma tramite due tecnologie separate per l'energia elettrica e termica con rendimenti pari a  $RefH$  e  $RefE$ . Riuscire a soddisfare la richiesta dell'utenza, evitando di produrre questo ammontare di MWh, comporta un conseguente risparmio economico sulla materia prima.

### 3.6 Conclusioni

Nella seguente tabella si riportano i valori significativi che saranno il parametro di confronto con i risultati delle valutazioni successive:

$C_{tot}$ [€]	$RefH$ [%]	$RefE$ [%]	$\eta_{globale}$ [%]	$PES$ [%]	$RISP$ [MWh]	$CB$ [-]
$1879 \cdot 10^3$	90	48,9	76,97	17,34	6095	713

Tabella 3.4: Valori di alcuni parametri che descrivono l'impianto relativi al 2019

La gestione energetica utilizzata fino ad ora comporta un profitto economico, calcolato utilizzando l'equazione 3.3, pari a 1 879 000 €. Inoltre, le prestazioni dell'unità cogenerativa soddisfano i criteri per ottenere la definizione di unità Cogenerativa ad Alto Rendimento, poiché risulta  $\eta_{globale} > 75\%$  e  $PES > 10\%$ .

L'obiettivo della seconda parte della tesi sarà quello di andare a verificare se sono possibili dei miglioramenti termo-economici, grazie alla costruzione di un modello di ottimizzazione, che descrive il funzionamento off-design del sistema energetico.

## 4 Ottimizzazione del funzionamento

La grande quantità di energia richiesta in diverse forme dall'utenza ospedaliera e la gestione che ne deriva aprono la strada a vari tipi di analisi possibili; ad esempio si potrebbe andare a verificare la relazione temporale che lega la domanda e l'offerta e spostare alcuni consumi nei momenti della giornata in cui si ha un surplus, non richiesto, della generazione di energia. Oppure si potrebbe decidere di migliorare l'efficienza degli impianti di riscaldamento e raffrescamento presenti nelle strutture per diminuire i consumi a parità di comfort. Invece, il presente lavoro di tesi si concentra sulla gestione ed il funzionamento degli impianti già presenti nell'area ospedaliera con l'obiettivo di migliorarne le prestazioni perseguendo un maggiore risparmio economico. Infatti, l'utenza finale rimane esterna al volume di controllo dell'impianto analizzato, per cui non si prendono in considerazione le modalità con cui viene impiegata l'energia, l'efficienza degli impianti di erogazione e le abitudini legate ai consumi interni all'ospedale.

In questo capitolo verrà presentato il modello utilizzato per migliorare la gestione del sistema energetico descritto precedentemente, con lo scopo di massimizzare il guadagno totale che deriva dalla vendita dell'energia elettrica e termica prodotta e dagli incentivi in gioco. Per l'ottimizzazione del modello di off-design viene utilizzato il metodo MILP, "Mixed Integer Linear Programming", che consiste nella semplificazione della strategia MINLP, "Mixed Integer NonLinear Programming" in modo da ridurre lo sforzo computazionale. Questa agevolazione viene adottata spesso in letteratura poiché permette di utilizzare equazioni lineari per descrivere il comportamento del sistema, perdendo solo una minima quantità di informazioni e garantendo la convergenza della soluzione [5; 10]; inoltre il metodo MILP può essere affrontato in modo estremamente più rapido ed efficace tramite risolutori disponibili in commercio [37].

L'approccio MILP utilizza diversi tipi di variabili:

- **Intere:** per definire lo stato delle unità presenti nel sistema, ovvero se sono accese o spente:
  - $\delta(t) = 1 \rightarrow \text{on}$
  - $\delta(t) = 0 \rightarrow \text{off}$
- **Continue:** per descrivere le curve caratteristiche dei componenti seguendo l'andamento temporale delle grandezze coinvolte.

La struttura del modello di off-design, che viene implementata per ottenere gli andamenti dei vari contributi energetici presenti nel sistema in modo da avere il massimo profitto economico, si basa sulla guida realizzata da Sergio Rech in [5]. Ciascuna unità di generazione descritta nel capitolo precedente viene considerata come una scatola nera, ovvero si considerano solo gli scambi in ingresso e in uscita, senza menzionare la struttura interna e le equazioni che descrivono il comportamento della macchina studiata. Inoltre, per rendere il problema più semplice possibile si considerano solo i flussi di potenza e l'ammontare



di energia scambiati tra i vari blocchi.

Il funzionamento del sistema viene descritto da un modello matematico composto da vincoli e parametri definiti da equazioni lineari secondo la strategia MILP. La linearizzazione delle espressioni che definiscono le unità avviene all'interno di un certo range di valori per cui tale approssimazione è considerata accettabile. Il modello di off-design di un sistema energetico include i bilanci di energia, oltre alle equazioni ausiliarie necessarie per risolverli. Inoltre il comportamento delle unità di conversione dell'energia viene descritto dalle cosiddette mappe caratteristiche e da disuguaglianze che limitano il campo di funzionamento, in base a vincoli tecnologici o dovuti all'ambiente esterno. In seguito verranno descritte nel dettaglio le equazioni coinvolte per ogni unità presente nel sistema. La taglia del motore cogenerativo e dei generatori di vapore è nota a priori e corrisponde ad uno degli input del modello. Infatti lo scopo del lavoro è determinare il valore delle variabili affinché il funzionamento dell'intero impianto già esistente comporti un ottimo economico.

Il modello è caratterizzato da un solo grado di libertà che corrisponde al carico di metano del motore cogenerativo e conseguentemente alla potenza oraria generata dal motore. Il risultato di tutte le altre variabili in gioco deriva dalla percentuale di carico del cogeneratore, poiché le incognite sono direttamente proporzionali al carico stesso. Si vuole quindi andare a trovare la legge oraria da imporre all'alimentazione del motore per ottenere il massimo economico. Infatti, questo è un problema di ottimizzazione lineare in cui la funzione obiettivo consiste nella massimizzazione del profitto economico tenendo conto di tutti i vincoli presenti. Il modello del caso oggetto di studio viene implementato con *Gurobi*<sup>TM</sup> [38] accoppiato al linguaggio di programmazione open source Python [39].

La configurazione del sistema energetico descritta dal modello è rappresentata in Figura 4.1 e non tiene conto degli impianti di generazione del freddo presenti nella centrale frigorifera dell'ospedale San Bortolo. Il motivo di questa scelta ricade nel fatto che l'obiettivo del lavoro è massimizzare il profitto economico e quest'ultimo, nel caso in esame, dipende solo dagli impianti di produzione energetica.

Inoltre la richiesta elettrica dell'utenza, qui considerata, non rispecchia interamente la curva complessiva descritta nella Sezione 3.3 sulla base dei consumi del 2019. Questo perché una parte dell'energia prelevata dalla rete, più precisamente quella che deriva dal contatore denominato POD 2, non può essere ottimizzata tramite questo modello in quanto esso è indipendente e scollegato rispetto al sistema cogenerativo. Quindi la domanda elettrica  $P_{ud}$  inserita come input nel modello è definita dalla somma tra la produzione del motore e il prelievo dalla rete tramite il contatore denominato POD 1 misurati nel corso del 2019.

Le frecce nella Figura 4.1 rappresentano gli input, ovvero le quantità di combustibile necessarie al funzionamento ottimo, e gli output desiderati, ed entrambi sono incogniti; tutte le grandezze riportate sono infatti variabili vettoriali correlate tra loro da equazioni lineari. Le uniche grandezze dello schema note sono la richiesta oraria annuale termica ed elettrica da parte dell'utenza ( $P_{ud}$  e  $Q_{ud}$ ). Inoltre si conoscono alcune variabili scalari come la taglia di ciascuna unità e certi parametri presenti nella funzione costo.

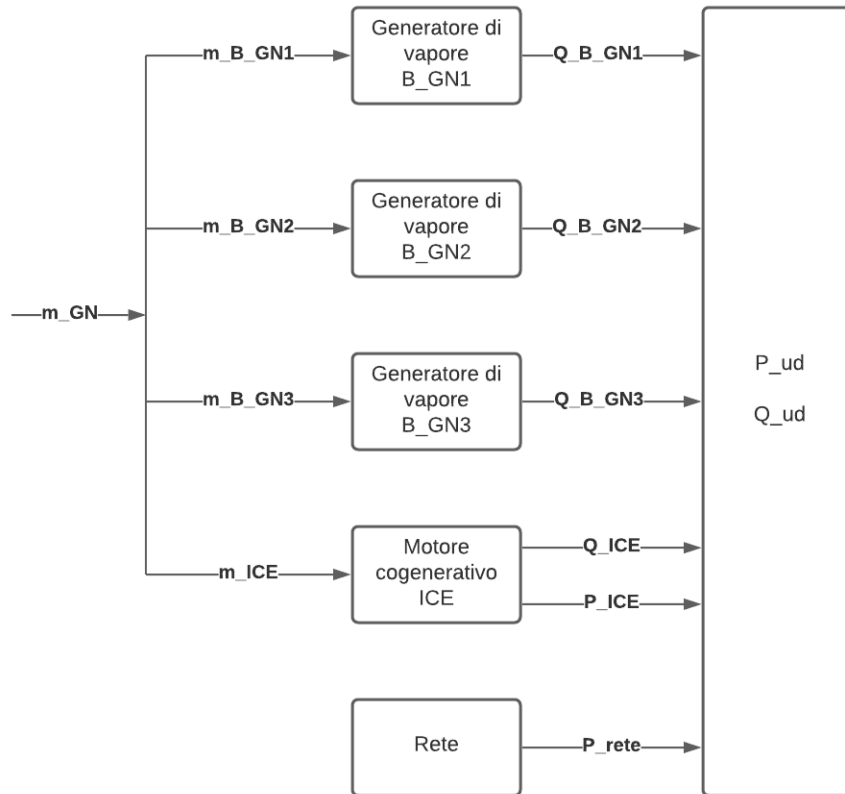


Figura 4.1: Configurazione a blocchi dello schema considerato nel modello

## 4.1 Il problema di ottimizzazione

Il modello descrive il funzionamento dell'impianto in un anno solare e l'intervallo di tempo considerato è pari ad un'ora ( $\Delta t = 1$  h), per cui le grandezze vettoriali hanno 8760 valori. Nelle sezioni successive verranno descritte le equazioni lineari considerate per descrivere ciascuna unità di produzione, i vincoli necessari per il corretto funzionamento del sistema e la funzione obiettivo. Di volta in volta verranno evidenziate quali sono le variabili in gioco e quali sono i valori noti forniti come input e relativi all'anno 2019.

Lo scopo del lavoro è fornire all'utenza ospedaliera la totale domanda termica ed elettrica riportata nelle Figure 4.2 e 4.3, garantendo il massimo ricavo economico al gestore del sistema.

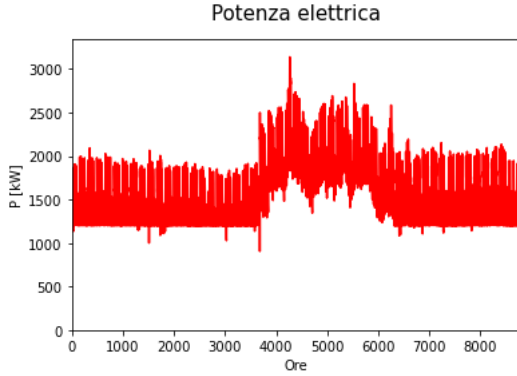


Figura 4.2: Andamento domanda di potenza elettrica in un anno solare

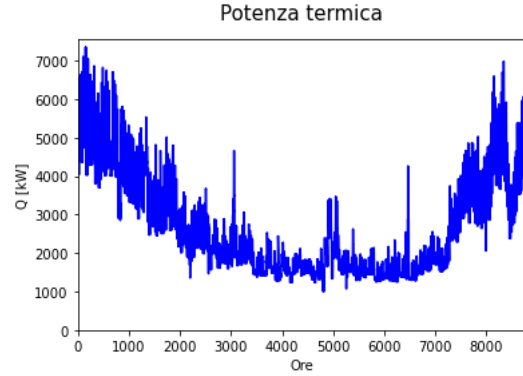


Figura 4.3: Andamento domanda di potenza termica in un anno solare

#### 4.1.1 Motore cogenerativo (ICE)

La taglia del motore cogenerativo è un valore noto che viene dato come input al modello ed è pari a 1585 kW. La definizione di unità cogenerativa implica di considerare un unico input, ovvero l'energia derivante dal gas metano, e due output desiderati: l'energia elettrica prodotta dal motore e l'energia termica recuperata successivamente dal calore di scarto. Dunque sono richieste due diverse mappe caratteristiche. L'equazione 4.2 lega l'energia del combustibile all'energia elettrica prodotta dal motore e viene determinata in base alla curva del rendimento che caratterizza la macchina [33]. In base all'andamento nel tempo della variabile binaria  $\delta_{ICE}(t)$  si saprà se è conveniente accendere il motore o meno, a seconda di come viene impostata la funzione obiettivo.

$$F_{ICE}(t) = m_{ICE}(t) \cdot LHV \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (4.1)$$

$$F_{ICE}(t) = (2,4 \cdot P_{ICE}(t) + 279) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (4.2)$$

Chiaramente la potenza in ciascun intervallo di tempo dovrà essere sempre minore o uguale alla potenza massima producibile, ovvero dalla taglia del motore, come viene descritto dall'equazione 4.3. Il limite inferiore della potenza producibile, sotto il quale la macchina si spegne e quindi risulta  $\delta_{ICE}(t) = 0$ , viene determinato dall'esperienza e dalle caratteristiche intrinseche del motore. Infatti al di sotto del 70% del carico massimo lo stress a cui viene sottoposta la macchina è tale per cui le prestazioni e la vita media calano notevolmente [8]. La curva in cui è possibile trovare il punto di funzionamento del motore è delimitata dalle equazioni 4.2 - 4.4 e viene rappresentata nella figura 4.4.

$$P_{ICE}(t) \leq P_{max,ICE} \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (4.3)$$

$$P_{ICE}(t) \geq 0,7 \cdot P_{max,ICE} \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (4.4)$$

La quota di energia termica dovuta al calore di scarto, che viene generato dalla produzione di energia meccanica, dipende dal rapporto tra la potenza termica ed elettrica  $\mu_{QP} = \frac{Q}{P}$

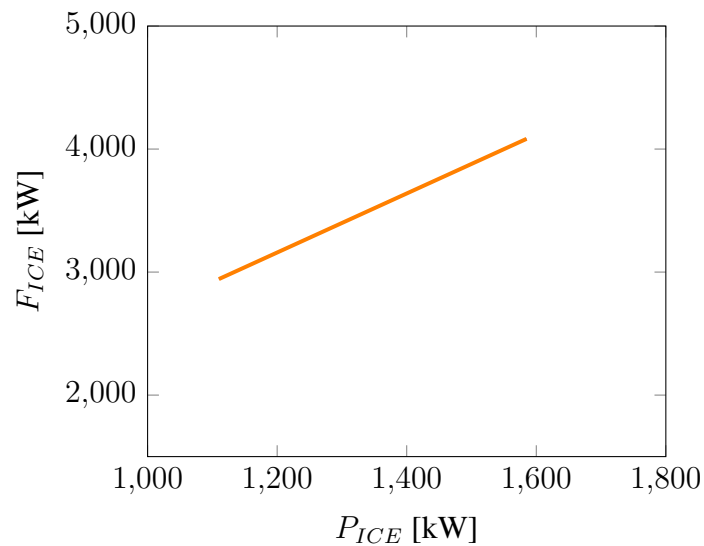


Figura 4.4: Mappa caratteristica motore relativa alla potenza elettrica

del motore in questione, che ci si aspetta essere vicino ad 1 in base agli studi effettuati. La seconda mappa caratteristica che descrive questa unità viene definita tramite l'equazione 4.5, dove non si distinguono i due flussi di energia termica che si hanno realmente. Dunque si considera in ugual modo l'energia recuperata dai fumi sotto forma di vapore e quella che deriva dal calore del circuito di raffreddamento e ha come vettore l'acqua surriscaldata. Inoltre il segno " $\leq$ " indica la possibilità di effettuare un bypass nel momento in cui la richiesta termica è minore della totale potenza recuperabile.

$$Q_{ICE}(t) \leq 1,03 \cdot P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (4.5)$$

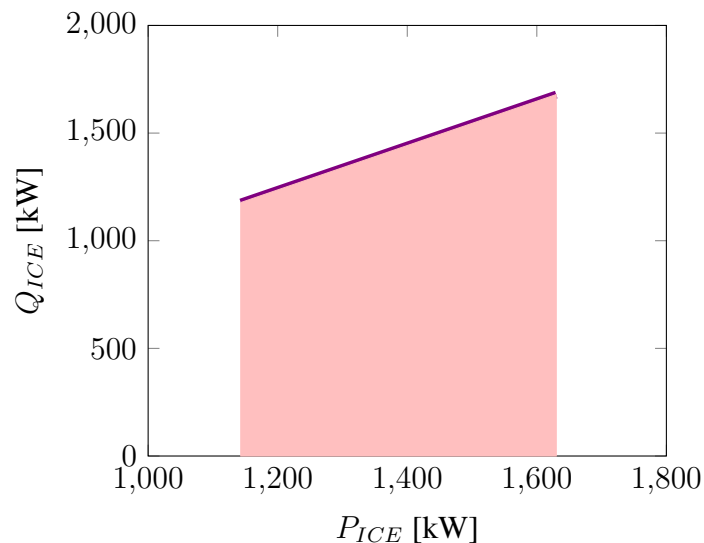


Figura 4.5: Mappa caratteristica motore relativa alla potenza termica

In questo caso la mappa caratteristica in Figura 4.5 è rappresentata da un'area e non più

da un'unica curva. Questa distinzione è determinata dal segno di disuguaglianza, ovvero dalla possibilità di dissipare direttamente il calore generato dalla produzione meccanica qualora non necessario, mantenendo comunque la generazione di potenza elettrica ai livelli richiesti dall'utenza.

#### 4.1.2 Generatori di vapore (B)

I generatori di vapore installati hanno diverse taglie, ma i coefficienti dell'equazione di input-output sono assunti per ipotesi costanti e indipendenti dalla potenza massima erogabile. Si assume infatti un rendimento costante pari a 90% almeno fino al 50% del carico massimo. Per effettuare la modellazione di queste unità di conversione di energia, in cui si considera un unico input e si desidera un solo output, è sufficiente definire soltanto una mappa caratteristica.

$$F_B(t) = m_B(t) \cdot LHV \cdot \delta_B(t) \quad (4.6)$$

$$F_B(t) = 1,1 \cdot Q_B(t) \cdot \delta_B(t) \quad (4.7)$$

Come per il motore cogenerativo il range di funzionamento è proporzionale alla potenza massima ottenibile dalla macchina in questione e dal limite inferiore che viene imposto per mantenere delle buone prestazioni. Anche in questo caso vengono rappresentati graficamente nella Figura 4.6 i vincoli imposti dalle equazioni 4.7 - 4.9.

$$Q_B(t) \geq 0,5 \cdot Q_{max,B} \cdot \delta_B(t) \quad (4.8)$$

$$Q_B(t) \leq Q_{max,B} \cdot \delta_B(t) \quad (4.9)$$

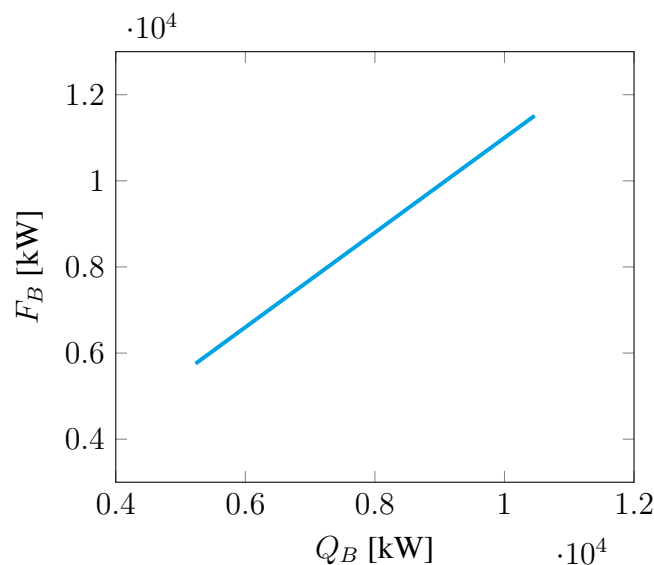


Figura 4.6: Mappa caratteristica generatore di vapore di taglia maggiore

Nell'implementazione del codice di calcolo si andranno a ripetere queste quattro espressioni, 4.6 - 4.9, per ogni generatore di vapore installato andandole a diversificare con degli indici progressivi.

### 4.1.3 Rete elettrica

La rete nazionale italiana è parte integrante e attiva del sistema, ma il suo funzionamento non viene descritto con delle equazioni; ciononostante vengono definiti dei vincoli operativi,  $0 \leq P_{rete}(t) \leq 2500$ . Ovvero, in base al contratto attualmente in essere, il massimo prelievo dalla rete è pari a 2500 kW e non è prevista l'immissione in rete dell'eventuale potenza elettrica prodotta in eccesso. Quest'ultimo è un vincolo notevolmente stringente, poiché costringe a modulare la produzione del cogeneratore seguendo istante per istante la domanda elettrica dell'utenza, portando ad una continua modulazione del carico e ad uno stress elevato per la macchina.

### 4.1.4 Vincoli

I vincoli necessari e fondamentali per il funzionamento del modello sono i bilanci di potenza termica ed elettrica. La somma di tutti i flussi per entrambi i vettori energetici deve corrispondere alla richiesta da parte dell'utenza in ogni istante di tempo considerato.

$$P_{ud}(t) = P_{rete}(t) \cdot \delta_{rete}(t) + P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (4.10)$$

$$Q_{ud}(t) = Q_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) + Q_{B1}(t) \cdot \delta_{B1}(t) + Q_{B2}(t) \cdot \delta_{B2}(t) + Q_{B3}(t) \cdot \delta_{B3}(t) \quad (4.11)$$

Inoltre per poter accedere agli incentivi erogati per le unità cogenerative si deve ricadere all'interno della qualifica CAR. Questi vincoli dipendono dalla totale produzione termica ed elettrica annua da parte del cogeneratore, non dalla produzione oraria. Dunque non è necessario definire delle variabili continue per inserire nel modello queste limitazioni, ma basterà conoscere il valore totale risultante nell'arco di tempo considerato. Nella sezione 2.4 sono state descritte tutte le condizioni necessarie affinché l'impianto sia definito Cogenerativo ad Altro Rendimento, mentre di seguito vengono riportate le disuguaglianze che devono essere rispettate durante l'ottimizzazione del modello.

$$\eta_{globale} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{ICE}(t) + \sum_{t=1}^{8760} Q_{ICE}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} F_{ICE}(t)} \geq 75\% \quad (4.12)$$

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\sum_{t=1}^{8760} Q_{ICE}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} F_{ICE}(t) \cdot RefH_{\eta}} + \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{ICE}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} F_{ICE}(t) \cdot RefE_{\eta}}} \right) \geq 10\% \quad (4.13)$$

Questi due vincoli non sono lineari, dunque si deve manipolare tale scrittura per ottenere delle espressioni lineari conformi al metodo MILP. Tramite semplici operazioni

matematiche si arriva a scrivere e ad inserire nel modello quanto segue:

$$\sum_{t=1}^{8760} P_{ICE}(t) + \sum_{t=1}^{8760} Q_{ICE}(t) \geq 0,75 \cdot \sum_{t=1}^{8760} F_{ICE}(t) \quad (4.14)$$

$$Ref H_{\eta} \cdot \sum_{t=1}^{8760} P_{ICE}(t) + Ref E_{\eta} \cdot \sum_{t=1}^{8760} Q_{ICE}(t) \geq \frac{10}{9} \cdot Ref H_{\eta} \cdot Ref E_{\eta} \cdot \sum_{t=1}^{8760} F_{ICE}(t) \quad (4.15)$$

Grazie alla sommatoria si ottiene la potenza annuale erogata e consumata nell'arco delle 8760 ore, ovvero in un anno.

#### 4.1.5 Funzione obiettivo

Lo scopo dell'ottimizzazione è determinare gli andamenti delle potenze generate dalle unità di produzione presenti nel sistema, affinché il guadagno economico annuo sia massimo. Dunque la funzione obiettivo consiste nel massimizzare la seguente equazione che rappresenta il profitto del gestore dell'impianto come descritto nella Sezione 3.4:

$$C_{tot} = vendita_{EE} + vendita_{ET} + vendita_{CB} - acquisto_{GN} - costo_{O\&M,ICE} \quad [€] \quad (4.16)$$

Dove i vari termini sono definiti come segue:

$$vendita_{EE} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) \cdot p_{ee}(t))$$

$$vendita_{ET} = \sum_{t=1}^{8760} (Q_{tot}(t) \cdot p_{et}(t))$$

$$vendita_{CB} = CB \cdot p_{CB}$$

$$acquisto_{GN} = c_{gn} \cdot \sum_{t=1}^{8760} m_{tot}(t)$$

$$costo_{O\&M,ICE} = c_{O\&M,ICE} \cdot \sum_{t=1}^{8760} (P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t))$$

E a loro volta si esplicitano i nuovi termini introdotti:

$$CB = 0,086 \cdot RISP \cdot K$$

$$Q_{tot}(t) = Q_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) + Q_{B1}(t) \cdot \delta_{B1}(t) + Q_{B2}(t) \cdot \delta_{B2}(t) + Q_{B3}(t) \cdot \delta_{B3}(t)$$

$$RISP = \left( \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{ICE}(t)}{RefE} + \frac{\sum_{t=1}^{8760} Q_{ICE}(t)}{RefH} - \sum_{t=1}^{8760} F_{ICE}(t) \right) \cdot 10^{-3} \quad [\text{MWh}]$$

$$m_{tot}(t) = m_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) + m_{B1}(t) \cdot \delta_{B1}(t) + m_{B2}(t) \cdot \delta_{B2}(t) + m_{B3}(t) \cdot \delta_{B3}(t)$$

I prezzi di vendita dell'energia elettrica e termica seguono l'andamento del mercato, e in questa simulazione vengono presi pari ai valori assunti durante il 2019. Dunque i vettori  $p_{ee}$  e  $p_{et}$  hanno 8760 elementi e sono forniti come input noti al modello. L'andamento dei prezzi per l'energia elettrica è stato fissato seguendo la ripartizione delle fasce orarie (Tabella 3.2) e i valori assegnati ad ogni intervallo di tempo corrispondono ai prezzi riportati nella Tabella 3.1, a cui vanno aggiunte le accise, che si assumono pari al 60% del prezzo totale. Allo stesso modo, il prezzo a cui viene venduta tutta l'energia termica generata assume valori orari. Questi sono più costanti nel tempo, infatti per ogni intervallo di tempo si ripete il valore attribuito al trimestre di appartenenza secondo la Tabella 3.3. Grazie alla definizione vettoriale di questi due parametri è possibile andare a moltiplicare puntualmente, elemento per elemento, la produzione di energia con il corrispondente prezzo orario. Poiché il dato di interesse in questo caso è determinato dal ricavo annuale, successivamente si vanno a sommare tra loro tutti gli elementi del vettore risultante dal prodotto appena descritto.

Le altre voci di costo sono assunte costanti nel tempo, infatti il costo imputato alla manutenzione e al funzionamento del motore dipende solo dalla produzione totale annua, in base ad un contratto onnicomprensivo determinato a priori tra l'ente manutentore e il gestore della macchina. Di conseguenza questo valore non varia nel tempo e si può ritenere privo di incertezza. Al contrario il prezzo a cui si vendono i Certificati Bianchi varia ogni anno in base al mercato gestito dal GME e secondo la legge della domanda e dell'offerta. Perciò in seguito verrà eseguita un'analisi di sensibilità per verificare quanto la variazione di questo prezzo vada ad influenzare il ricavo complessivo. Infine, il costo del gas naturale è pari al valore riportato nelle statistiche del 2019 eseguite dall'Eurostat per i consumatori non civili [36]. Anche questo input, come il prezzo dei Certificati Bianchi, dell'energia termica ed elettrica, tende a variare negli anni; l'impatto della fluttuazione di ciascun input soggetto ad incertezza verrà analizzato in seguito.

Nella tabella 4.1 vengono riportati i valori di input del modello.

## 4.2 Risultati e discussione

Sono state eseguite diverse simulazioni prima di ottenere dei buoni risultati. In primo luogo è stato eliminato il limite della minima potenza di funzionamento per il generatore di vapore di taglia minore. Infatti, nonostante i consumi termici estivi siano notevolmente ridotti rispetto al periodo più freddo dell'anno, il calore recuperato dal motore alternativo non è sempre sufficiente a soddisfare la domanda, come è stato illustrato nella Sezione 3.3.2, Per cui è necessario che almeno una caldaia sia sempre accesa. Il problema consiste nel fatto che la differenza tra l'energia termica prodotta dal modulo cogenerativo e la richiesta da parte dell'utenza è minore del 50% della taglia del generatore di vapore con potenza minore, nonché del vincolo imposto per il funzionamento a carico minimo della



Input	Valore	Unità di misura
Potenza ICE	1585	kW
Generatore B1	10465	kW
Generatore B2	10465	kW
Generatore B3	4651	kW
LHV	9,59	kWh/Smc
RefH	0,9	-
RefE	0,489	-
K	1,36	-
$p_{ee}$	vettore	€/kWh
$p_{et}$	vettore	€/kWh
$c_{gn}$	0,03	€/kWh
$c_{O\&M,ICE}$	0,015	€/kWh
$p_{CB}$	260	€/CB
$P_{ud}$	vettore	kWh
$Q_{ud}$	vettore	kWh

Tabella 4.1: Parametri di input del modello

macchina. Dunque si è deciso di eliminare questo vincolo, consapevoli che le prestazioni diminuiranno notevolmente in estate. In questo modo si è in grado di sfruttare appieno la potenza del motore cogenerativo, senza dover andare a dissipare l'energia di scarto e produrre vapore con la caldaia.

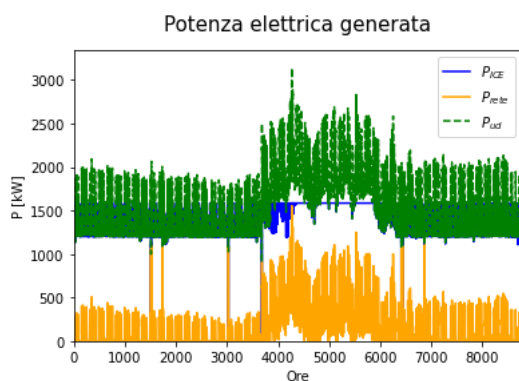


Figura 4.7: Andamento contributi di potenza elettrica in un anno solare

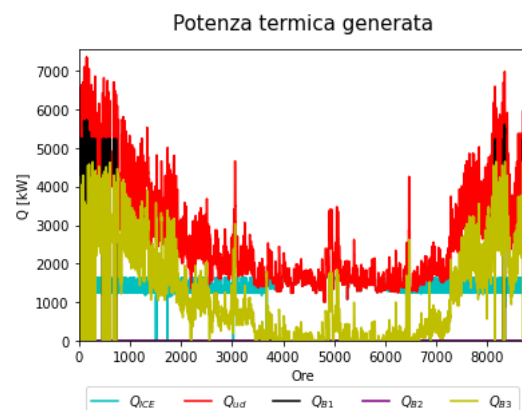


Figura 4.8: Andamento generazione di potenza termica in un anno solare

Apportando questa piccola modifica al modello sopra descritto, il profitto economico che risulta dall'ottimizzazione ammonta a quasi due milioni di euro all'anno; si deduce che rispetto alla gestione attuale l'introito generato da una più ottima gestione dell'impianto

aumenta di più del 5%, ovvero di 107 000 €. La soluzione del modello risulta essere più virtuosa anche dal punto di vista energetico, infatti il risparmio di energia aumenta del 19% grazie al maggiore utilizzo nel tempo del modulo cogenerativo.

Gli andamenti che risultano mostrano quanto ci si aspettava; infatti, per coprire la doman-

$C_{tot}$ [€]	$\eta_{globale}$ [%]	$PES$ [%]	$RISP$ [MWh]	$CB$ [-]
$1986 \cdot 10^3$	77,52	18,13	7244	847

Tabella 4.2: Risultato dell'ottimizzazione

da di potenza elettrica viene privilegiato il funzionamento del motore, in quanto maggiore è la produzione contemporanea delle due forme di energia più il profitto tende ad aumentare. Il prelievo dalla rete elettrica nazionale avviene solo per coprire la differenza tra la domanda e la produzione massima del motore cogenerativo e quando la richiesta elettrica è minore del 70% della massima potenza del motore. Dalle Figure 4.7 e 4.9 si deduce che solo nei mesi estivi il motore lavora alla potenza massima, al contrario durante il resto dell'anno oscilla tra 1585 e 1200 kW. Il risultato dell'ottimizzazione suggerisce di modellare la potenza del motore all'inizio dell'estate, nonostante la domanda sia maggiore della sua taglia. Tale situazione deriva probabilmente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica. Infatti grazie al maggior sfruttamento delle risorse rinnovabili durante il periodo estivo, i prezzi diminuiscono e non sono più in grado di pareggiare, in ogni intervallo di tempo, le spese da sostenere per il funzionamento del motore a pieno carico. A prescindere da ciò, il risultato finale conferma l'ipotesi fatta precedentemente sulla base dell'analisi dei consumi e delle produzioni note del 2019, la quale sosteneva di mantenere acceso a pieno carico il motore alternativo nella stagione estiva da giugno a settembre.

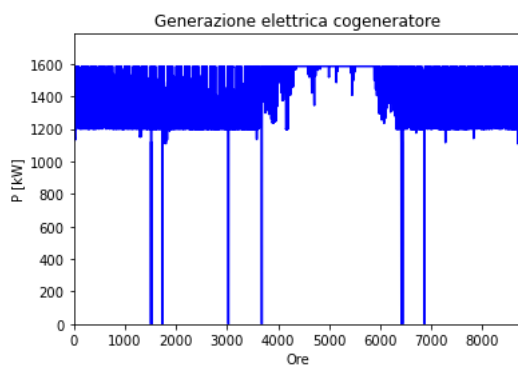


Figura 4.9: Andamento generazione di potenza elettrica in un anno solare dal cogeneratore

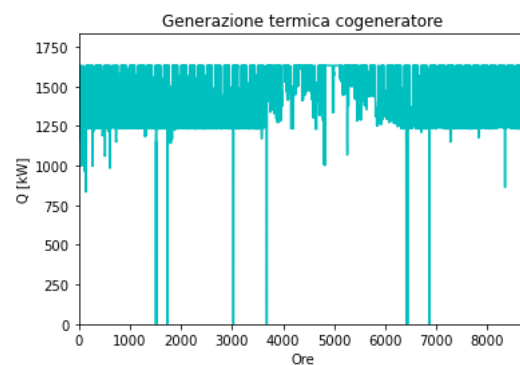


Figura 4.10: Andamento generazione di potenza termica in un anno solare dal cogeneratore

L'energia termica ottenuta tramite il recupero del calore di scarto del motore per il gestore del sistema porta sempre ad un profitto senza nessun costo collegato, in quanto il costo

relativo alla materia prima utilizzata viene associato alla produzione elettrica. Dunque ci si aspetta che la potenza termica prodotta dal modulo cogenerativo venga tutta fornita all'utenza, evitando di dissiparne una parte per favorire la produzione da parte di un generatore di vapore. Effettivamente i risultati ottenuti da questa ottimizzazione confermano tale teoria, ma con delle eccezioni dovute ai vincoli imposti ai generatori di vapore.

I picchi verso il basso relativi alla produzione del motore cogenerativo indicano lo spegnimento del motore perché la potenza che viene richiesta è fuori dal range di funzionamento imposto dai vincoli tecnici. Chiaramente nella realtà dei fatti il motore non viene spento in quell'intervallo di tempo, ma fornisce la minore potenza a lui consentita e l'esubero viene perso. In alternativa, solo per quelle poche ore in cui è necessaria una bassa potenza si diminuisce il limite inferiore del range operativo.

Si nota, inoltre, che la domanda di potenza termica in estate, nonostante sia costantemente alimentato un ciclo ad assorbimento, è notevolmente bassa e in alcuni intervalli di tempo risulta minore della potenza termica massima recuperabile del cogeneratore. Infatti sovrapponendo gli andamenti della potenza elettrica con quelli della potenza termica generati dal motore, riportati nelle Figure 4.9 e 4.10, si riscontra uno scarto all'inizio dell'anno e nel periodo estivo. Questa differenza viene dissipata nelle torri evaporative ed è la conseguenza del segno della disequazione in 4.5 che permette una produzione termica ed elettrica da parte del motore cogenerativo non proporzionali tra loro. È sufficiente andare a diminuire la percentuale di potenza minima dei generatori di vapore di taglia maggiore B1 e B2 al 45% per riuscire ad evitare gli sprechi di calore nei mesi più freddi dell'anno e ottenere un lieve miglioramento di tutto il sistema.

I risultati di questa simulazione mostrano che il sistema nei mesi estivi dissipa una parte del calore recuperabile dal modulo cogenerativo; infatti il modello è impostato per privilegiare la produzione elettrica. Come è noto, nel periodo estivo la richiesta elettrica è massima e quella termica minima; specialmente di notte la potenza termica necessaria all'utenza è minore della quota generata dal calore del motore, per cui la differenza viene inviata alle torri evaporative. Cambiando il segno di disequazione in 4.5 con un'uguaglianza, la minima domanda termica influenza anche la produzione elettrica ed in questo modo la quota della potenza termica dissipata risulta nulla in qualunque istante di tempo considerato. Complessivamente, le prestazioni del modulo cogenerativo risultano leggermente migliori e al contrario il profitto cala di mezzo punto percentuale. Dunque queste due situazioni sono equiparabili, la scelta dipende dalla strategia che si vuole adottare: privilegiare la domanda elettrica o termica.

<i>Segno Eq. 4.5</i>	$C_{tot}$ [€]	$\eta_{el}$ [%]	$\eta_{ter}$ [%]	$\eta_{globale}$ [%]	<i>PES</i> [%]
$\leq$	$1986 \cdot 10^3$	38,56	38,97	77,52	18,13
$=$	$1977 \cdot 10^3$	38,51	39,67	78,18	18,59

Tabella 4.3: Confronto tra parametri in base al segno dell'equazione del calore recuperato

### 4.3 Analisi di sensibilità

La maggior parte dei valori degli input del modello cambia con il tempo in modo non prevedibile; per questo è necessario verificare quanto è lo scostamento dei parametri di output alla variazione percentuale positiva e negativa di alcuni dati più significativi. Per svolgere questa analisi viene cambiato un parametro alla volta ed il resto viene mantenuto costante. Di volta in volta ciascun dato varia in un range tra -30% e +30% con un intervallo di 10 punti percentuali. La funzione obiettivo e il risparmio energetico sono i due output su cui si va a valutare l'influenza dei seguenti parametri:

- $c_{gn}$  → costo del metano;
- $p_{CB}$  → prezzo a cui sono valutati i Certificati Bianchi prodotti;
- $p_{ee}$  → prezzo di vendita della potenza elettrica;
- $p_{et}$  → prezzo di vendita della potenza termica.

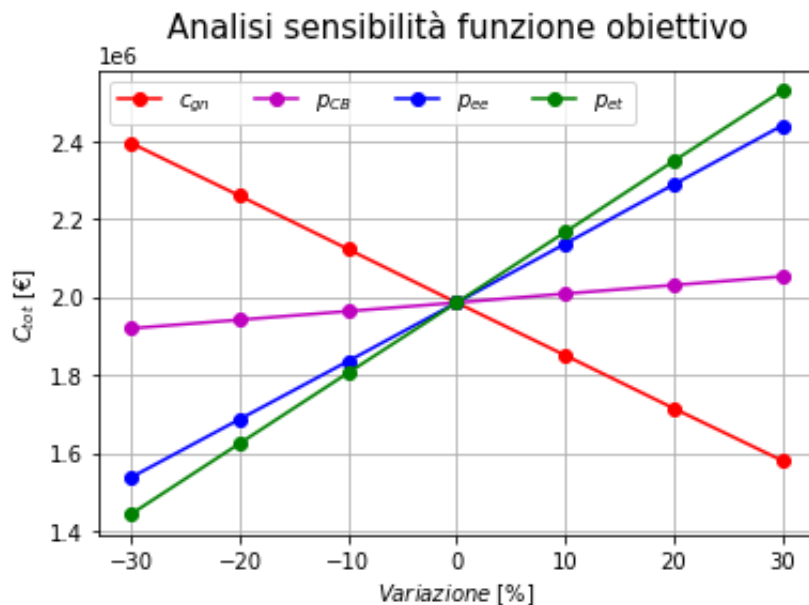


Figura 4.11: Analisi di sensibilità del guadagno economico conseguito al variare dei dati di input

Dalla Figura 4.11 risulta chiaro che l'input che influenza maggiormente la funzione obiettivo è il prezzo di vendita dell'energia termica prodotta. La variazione percentuale del guadagno perseguibile è direttamente proporzionale all'aumento o diminuzione percentuale del valore di vendita dell'energia termica. Ovviamente maggiore è il prezzo, maggiore sarà il profitto dell'impianto. Per quanto riguarda il prezzo dell'energia elettrica, la sua influenza continua ad essere importante, ma sempre di qualche punto percentuale in meno rispetto all'energia termica. Invece il prezzo che viene assegnato di anno in anno a ciascun Certificato Bianco dal GME non influenza particolarmente il guadagno economico finale, seppur non si possa considerare un parametro completamente neutro. Infine, il costo del metano condiziona in modo lineare l'ottimizzazione del sistema; ad un aumento

del 30% del costo di acquisto del gas naturale corrisponde una diminuzione del 20% del guadagno totale che ottiene il gestore dell'impianto.

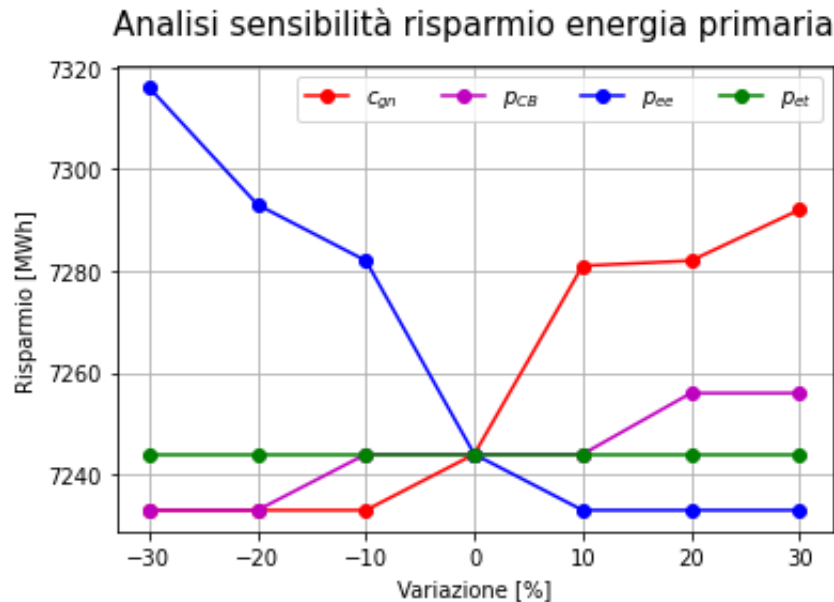


Figura 4.12: Analisi di sensibilità del risparmio di energia primaria al variare dei dati di input

Andando ad analizzare la variazione dell'energia risparmiata grazie all'utilizzo dell'unità cogenerativa, si nota che i MWh non consumati, rispetto alla produzione separata, aumentano con la diminuzione del prezzo dell'energia elettrica e con l'aumento del costo del gas naturale. Ad ogni modo queste variazioni, viste in termini relativi, sono minori dell'1%. Conseguentemente si può concludere che la fluttuazione dei dati di input non influenza in modo significativo il valore del risparmio di energia primaria.

## 4.4 Conclusioni

In questo capitolo è presentata la costruzione del modello di ottimizzazione tramite il metodo MILP, in cui tutte le espressioni utilizzate sono lineari. Il sistema oggetto di ottimizzazione è l'impianto che fornisce energia all'ospedale San Bortolo di Vicenza. La richiesta elettrica e quella termica su base oraria sono gli input noti del modello e i risultati attesi sono gli andamenti di produzione termica ed elettrica da parte dei macchinari installati. L'obiettivo è massimizzare il guadagno annuale che ottiene l'ente gestore dell'impianto. La soluzione del modello mostra un andamento oscillatorio della generazione di potenza elettrica da parte del motore cogenerativo tra i 1200 kW e i 1585 kW per 9 mesi l'anno e un andamento costante pari alla massima potenza erogabile nel periodo estivo. Il guadagno che deriva dal funzionamento del sistema secondo i risultati dell'ottimizzazione aumenta del 5% rispetto alla gestione attuale ed è di quasi due milioni di euro, tenendo conto anche degli incentivi relativi alla cogenerazione ad alto rendimento. Inoltre, il mi-

gior sfruttamento del modulo cogenerativo consente di evitare lo sfruttamento di 7244 MWh, ovvero il 19% in confronto alla gestione odierna.



## 5 Miglioramenti della configurazione

In questo capitolo si andranno a studiare alcune possibili modifiche da apportare all'impianto, o alla sua gestione, per ottenere maggiori guadagni e prestazioni. Fino ad ora ci si è basati sulla situazione attuale che lega l'utenza e il gestore; da questo punto in avanti, invece, verranno proposte delle soluzioni che prevedono un cambiamento degli accordi. Infatti la fotografia dell'intero sistema è differente rispetto a 10 anni fa, quando è stato stipulato il contratto di fornitura, e conseguentemente per soddisfare nel miglior modo possibile le necessità attuali sono utili delle modifiche.

### 5.1 Scambio energia con la rete

Come prima cosa si ritiene opportuno prevedere la possibilità di immettere in rete l'energia generata in esubero dal motore cogenerativo. Così facendo si ha il diritto ad un piccolo compenso da parte del gestore della rete nazionale e si ottiene un andamento della produzione elettrica meno fluttuante. Il contatore esistente è bidirezionale, per cui l'immissione in rete è fisicamente fattibile. L'unico cambiamento da attuare consiste nella definizione di un nuovo contratto accompagnato dalla richiesta al GSE all'adesione al servizio di Ritiro Dedicato [40].

All'interno del modello si definiscono, quindi, due nuove variabili con 8760 elementi, una continua e l'altra binaria:  $P_{imm}(t) \geq 0$  e  $\delta_{imm}(t)$ . Inoltre le equazioni 4.10 e 4.16 vengono modificate come segue:

$$P_{ud}(t) = P_{rete}(t) \cdot \delta_{rete}(t) + P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) - P_{imm}(t) \cdot \delta_{imm}(t) \quad (5.1)$$

$$C_{tot} = vendita_{EE} + vendita_{ET} + vendita_{Erete} + vendita_{CB} - acquisto_{GN} - costo_{O\&M} \quad [€] \quad (5.2)$$

Dove il nuovo termine è definito come il prodotto tra la totale energia immessa nella rete in un anno e il prezzo assegnato a tale energia.

$$vendita_{Erete} = p_{rete} \cdot \sum_{t=1}^{8760} (P_{imm}(t) \cdot \delta_{imm}(t)) \quad (5.3)$$

Con l'aggiunta della variabile relativa alla potenza immessa, si deve modificare il termine della funzione obiettivo relativo alla vendita all'utenza dell'energia elettrica, come riportato nell'Eq. 5.4. Infatti in questo caso l'energia elettrica proveniente dal motore ha due diverse destinazioni, l'utenza ospedaliera e la rete, e i prezzi ad esse relativi sono diversi tra loro. Dunque l'energia venduta all'ospedale è pari alla differenza tra l'energia prodotta



$P_{imm,max}$ [kW]	$P_{imm}/P_{ICE}$ [%]	$C_{tot}$ [€]	$\eta_{globale}$ [%]	$PES$ [%]	$RISP$ [MWh]	$CB$ [-]
0	0	$1986 \cdot 10^3$	77,52	18,13	7244	847
100	2,77	$1988 \cdot 10^3$	77,72	18,32	7546	883
200	5,09	$1989 \cdot 10^3$	77,88	18,48	7800	912
300	6,90	$1989 \cdot 10^3$	77,99	18,61	8006	936
400	7,92	$1990 \cdot 10^3$	78,07	18,68	8126	950
500	7,92	$1990 \cdot 10^3$	78,07	18,68	8126	950

Tabella 5.1: Parametri di output al variare del limite di potenza immessa consentita

dal motore e la quota ceduta alla rete.

$$vendita_{EE} = \sum_{t=1}^{8760} [(P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) - P_{imm}(t) \cdot \delta_{imm}(t)) \cdot p_{ee}(t)] \quad (5.4)$$

In base al limite massimo di potenza che si decide di immettere in rete in ogni intervallo di tempo, cambia il range dell'andamento della produzione elettrica da parte del motore. Ci si aspetta che più alta è la potenza consentita, minore sarà la modulazione del carico del motore. Chiaramente se si genera più potenza dal motore, anche la materia prima necessaria a tal fine risulterà maggiorata, così come i costi dovuti al funzionamento e alla manutenzione. Ma i fattori che privilegiano l'immissione sono due:

- La potenza immessa viene pagata dalla rete, seppur con un prezzo minore rispetto al valore assegnato alla potenza destinata all'utenza;
- Maggiore è la potenza elettrica prodotta, maggiore sarà la potenza termica recuperata dal modulo cogenerativo. Dunque si ridurrà la richiesta di vapore erogato dalle caldaie così come la materia prima bruciata a tal fine.

Inoltre, il secondo punto permette anche di ottenere un maggiore risparmio di energia primaria e quindi la possibilità di vendere più Certificati Bianchi. Dunque per ogni intervallo di tempo il programma utilizzato per l'ottimizzazione del modello andrà a confrontare i contributi positivi con i termini negativi e, solo nel caso in cui prevalgano i primi, si otterrà  $\delta_{imm} = 1$  e la potenza immessa strettamente positiva.

Tutte queste considerazioni trovano conferma nella lettura dei dati riportati nella Tabella 5.1. Essi sono stati ottenuti eseguendo più simulazioni del modello, variando di volta in volta solo il limite consentito per la potenza che si consente di immettere in rete.

Analizzando l'esito delle simulazioni non si riscontra un significativo aumento del profitto economico, ma, al contrario, il risparmio energetico ottenibile cresce in modo lineare con la massima potenza cedibile alla rete. Infatti i risultati mostrano un aumento del 4% nel primo caso, fino ad arrivare a risparmiare più del 12% di energia primaria grazie alla presenza e al miglior sfruttamento del modulo cogenerativo. Tali incrementi sono valutati

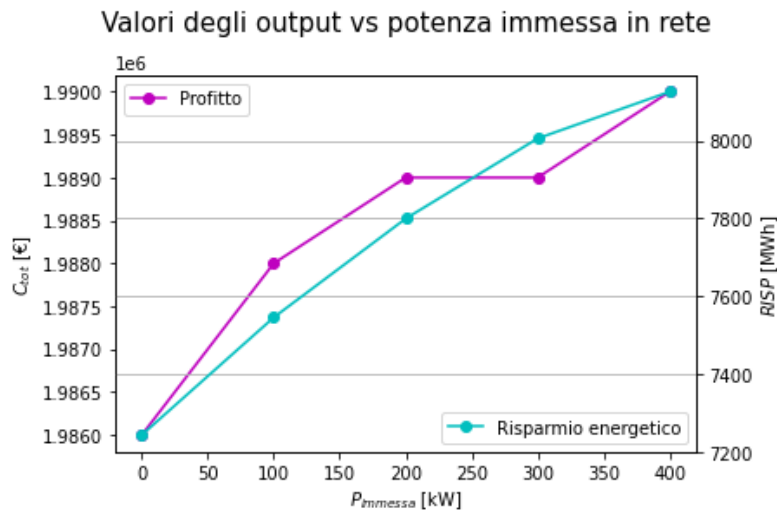


Figura 5.1: Valore degli output in base alla variazione della potenza immessa

rispetto al contratto attuale, ma considerando la gestione ottimizzata dal modello implementato. Nella Figura 5.1 viene rappresentata graficamente la Tabella 5.1 in modo da permettere di effettuare la valutazione appena descritta anche a colpo d'occhio.

Tenendo conto della taglia del motore installato e del valore della minima domanda elettrica, il limite a 400 kW è più che sufficiente a permettere il funzionamento del motore a pieno carico per tutte le ore di attività. Infatti provando ad aumentare la potenza massima a 500 kW i risultati e le curve di produzione che si ottengono coincidono perfettamente con il caso precedente dei 400 kW. Inoltre dall'esperienza risulta economicamente conveniente immettere in rete l'energia in esubero solo se la percentuale rispetto all'energia prodotta è minore del 10%.

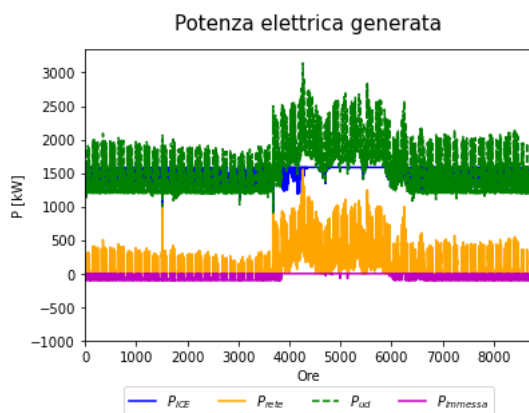


Figura 5.2: Andamento generazione di potenza elettrica in un anno solare con il limite di 100 kW per la potenza immessa

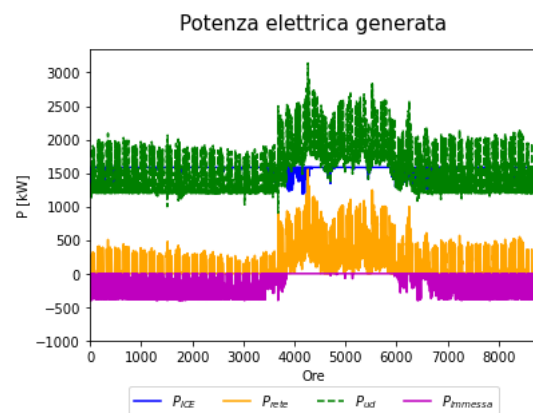


Figura 5.3: Andamento generazione di potenza elettrica in un anno solare con il limite di 400 kW per la potenza immessa

L'aspetto positivo della possibilità di scambiare con la rete la quota di energia non con-

sumata dall'ospedale è che il motore subisce un minore stress, causato dalla periodica modulazione del carico, e le prestazioni sono migliori, poiché le condizioni operative sono sempre più prossime a quelle nominali.

Osservando i grafici delle Figure 5.2 e 5.3 non si riscontra un cambiamento per quanto riguarda la potenza prelevata dalla rete tra i due casi; infatti, l'esubero della potenza elettrica generata dal motore rispetto alla richiesta dell'utenza si verifica solo nelle ore notturne, quando la domanda minima è minore della taglia del cogeneratore.

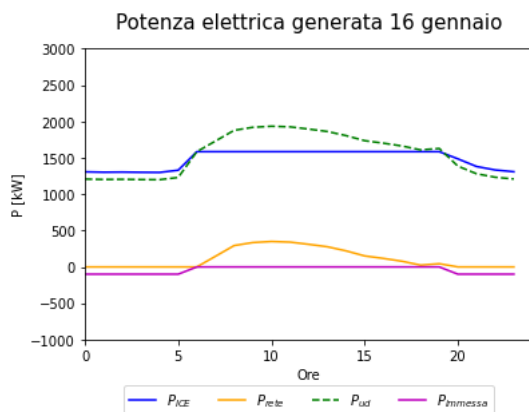


Figura 5.4: Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico invernale con il limite di 100 kW per la potenza immessa

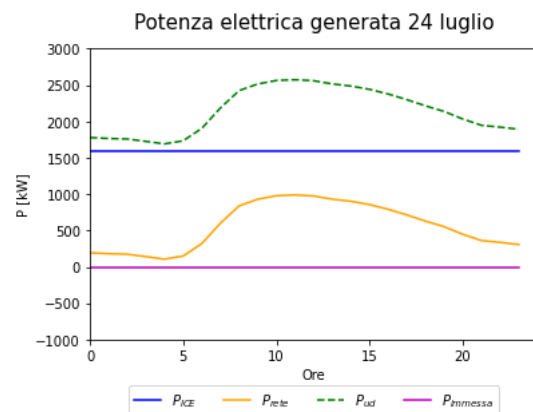


Figura 5.5: Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico estivo con il limite di 100 kW per la potenza immessa

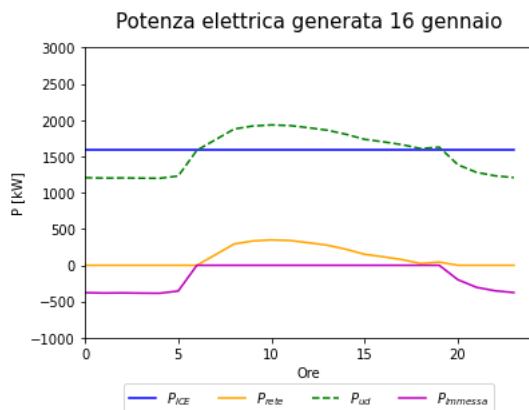


Figura 5.6: Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico invernale con il limite di 400 kW per la potenza immessa

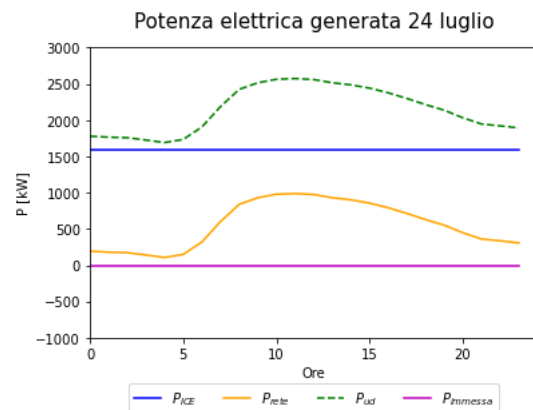


Figura 5.7: Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico estivo con il limite di 400 kW per la potenza immessa

La ripartizione della fornitura della domanda elettrica risulta ancora più esplicita nelle Figure 5.4 - 5.7 in cui sono riportati gli andamenti di due giorni caratteristici feriali:

uno invernale e l'altro estivo. Poiché la richiesta di potenza elettrica da parte dell'utenza ospedaliera nei mesi estivi risulta sempre maggiore della potenza nominale del motore, la variazione del limite per la potenza da immettere in rete non comporta alcun cambiamento sugli andamenti delle varie unità in gioco. Al contrario, solo consentendo l'immissione fino a 400 kW, il motore mantiene il funzionamento a pieno carico anche nei mesi più freddi dell'anno, quando non è acceso il sistema di raffreddamento.

In conclusione, permettere da contratto l'immissione in rete risulta sicuramente vantaggioso, poiché l'energia ceduta alla rete è minore del 10% dell'energia generata dal motore a combustione interna e il suo funzionamento è costante nel tempo, a meno di variazioni dovute alla fluttuazione del prezzo dell'energia elettrica dovuta al mercato. Inoltre, senza nessuna spesa aggiuntiva, si incrementa l'energia primaria risparmiata complessivamente.

## 5.2 Sostituzione motore

Il motore cogenerativo alimentato a gas naturale è installato ormai da 10 anni, dunque si è giunti al termine del periodo in cui si ha diritto a ricevere gli incentivi derivanti dalla qualifica CAR. Azzerando il prezzo dei Certificati Bianchi il profitto economico cala dell'11%, a differenza degli andamenti delle produzioni energetiche che rimangono invariati. Per cui è conveniente poter continuare ad accedere agli incentivi sopra menzionati e mantenere positiva la voce di vendita dei Certificati Bianchi ed è quindi necessario effettuare un revamping dell'attuale macchina o procedere direttamente con la sostituzione. A tal proposito, in questa sezione, si studiano quali possano essere i vantaggi che derivano dalla sostituzione dell'intero motore. Infatti con il passare degli anni le modifiche apportate alla tecnologia hanno permesso di aumentare di quasi 4 punti percentuali il massimo rendimento elettrico, con una conseguente miglioria di tutto il sistema.

Per valutare quale possa essere la taglia che permetta il massimo sfruttamento dell'unità cogenerativa, viene implementato un breve codice che permette di trovare la potenza tale per cui l'area sottesa dalla curva di durata della domanda elettrica sia massima, considerando il range di funzionamento del motore dal 70% al 100%. Secondo questo calcolo il valore della potenza che massimizza l'area evidenziata in azzurro nella Figura 5.8 risulta pari a 1707 kW. Sfortunatamente non esiste in commercio un motore cogenerativo alimentato a gas naturale che abbia una potenza simile. Le due taglie disponibili che più si avvicinano sono dell'ordine dei 1500 kW e 2000 kW. In base alle potenze a disposizione e alle diverse caratteristiche di ogni macchina si effettuano varie simulazioni per poi andare ad analizzare i vantaggi e gli svantaggi di ciascuna soluzione.

Il primo motore che si prende in considerazione è il modello J420 della casa Jenbacher [41] con una potenza elettrica nominale pari a 1497 kW. La peculiarità di questo modello è la possibilità di recuperare una grande quantità di potenza termica, a parità di potenza elettrica generata, alzando notevolmente il rendimento globale, fino ad arrivare a picchi del 90%. Allo stesso tempo l'elevata potenza termica recuperabile dal calore di scarto costituisce un parziale svantaggio di questa macchina dal punto di vista energetico. Infatti in molti intervalli di tempo durante il periodo estivo, la domanda termica da parte dell'utenza risulta inferiore al limite termico del motore cogenerativo pari a 1887 kW e di conseguenza una quota di energia viene dissipata.

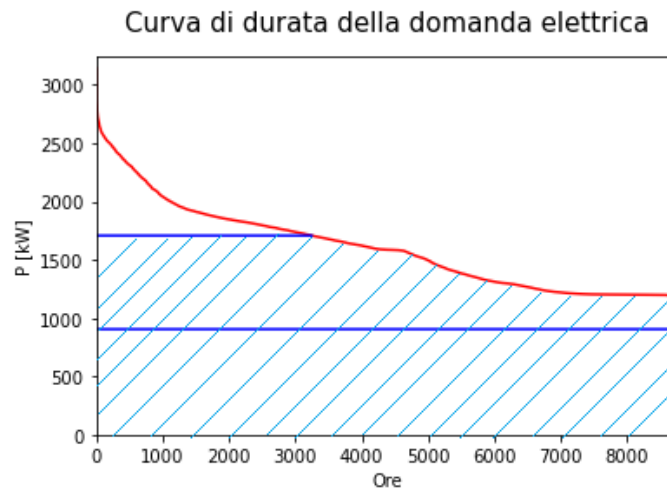


Figura 5.8: Area sottesa dalla curva di durata definita superiormente dalla massima potenza del motore e inferiormente dal 70% di questa

Le equazioni che descrivono il funzionamento di questa nuova unità cogenerativa mantengono la stessa forma di quelle riportate nella descrizione del modello, 4.2 e 4.5, ma cambiano i coefficienti, poiché essi rappresentano le prestazioni proprie dalla macchina considerata.

$$F_{ICE}(t) = (2,2 \cdot P_{ICE}(t) + 435) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (5.5)$$

$$Q_{ICE}(t) \leq 1,26 \cdot P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (5.6)$$

Il fatto di andare a diminuire la taglia rispetto a quella attuale, per ottenere dei miglioramenti, potrebbe risultare incongruente con quanto affermato sopra, ma si deve considerare che la macchina presa in considerazione permette di consumare meno materia prima a parità di output. In parole povere, a fronte di una riduzione di potenza elettrica erogabile dall'unità cogenerativa non è detto che si abbia una diminuzione della somma dei flussi di cassa relativi al modulo cogenerativo. Difatti, procedendo con l'analisi dei risultati si ha la conferma che la sostituzione in esame sia vantaggiosa sia dal punto di vista economico che energetico. Si evidenzia il fatto che per poter eseguire un confronto equo con la situazione attuale, tutte le condizioni e i vincoli devono coincidere, ad esclusione delle espressioni che descrivono la mappa caratteristica del motore installato. Dalle varie simulazioni eseguite riportate nella Tabella 5.2 risulta che, indipendentemente dalla possibilità di immettere potenza in rete e dal suo valore massimo, l'installazione del modello J420 porta ad avere un aumento dell'utile di circa il 9% ogni anno, mentre l'energia primaria risparmiata complessivamente viene incrementata del 40 - 45%. Il confronto viene eseguito a partire dai risultati ottenuti dall'implementazione del modello base iniziale e dal miglioramento studiato successivamente, dove si ipotizza di permettere l'immissione in rete. I dati cui si fa riferimento sono riportati nella Tabella 5.1.

Il secondo motore che viene studiato per la sostituzione è sempre della Jenbacher, ma di una taglia maggiore. È stato scelto il modello J612 con una potenza elettrica di 2007 kW [42]. Chiaramente, anche in questo caso, la mappa caratteristica del motore e le sue relative equazioni variano rispetto al modello iniziale. Leggendo il coefficiente relativo alla

$P_{imm,max}$ [kW]	$P_{imm}/P_{ICE}$ [%]	$C_{tot}$ [€]	$\eta_{globale}$ [%]	$\eta_{el}$ [%]	$\eta_{ter}$ [%]	$PES$ [%]	$RISP$ [MWh]	$CB$ [-]
0	0	$2164 \cdot 10^3$	87,35	39,82	47,53	25,51	10526	1231
100	2,31	$2173 \cdot 10^3$	87,69	39,93	47,75	25,78	10900	1274
200	4,13	$2180 \cdot 10^3$	87,94	40,03	47,92	25,98	11200	1310
300	5,22	$2184 \cdot 10^3$	88,10	40,09	48,01	26,10	11383	1331
400	5,25	$2185 \cdot 10^3$	88,10	40,08	48,01	26,10	11388	1332

Tabella 5.2: Parametri di output al variare del limite di potenza immessa consentita considerando il motore Jenbacher J420

variabile  $P_{ICE}$  si possono avere informazioni dirette riguardo le prestazioni della macchina. Infatti minore è il valore del coefficiente nell'Eq. 5.7, maggiore è il rendimento elettrico. Invece, tanto minore è il rapporto  $\mu_{QP}$  nella disequazione 5.8, tanto minore sarà la potenza termica recuperabile a fronte di 1 kW elettrico generato. A seguito di queste considerazioni si evince che il modello scelto presenta un elevato rendimento elettrico a discapito del recupero termico.

$$F_{ICE}(t) = (2,02 \cdot P_{ICE}(t) + 482) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (5.7)$$

$$Q_{ICE}(t) \leq 0,97 \cdot P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (5.8)$$

Ancora prima di eseguire il programma con le modifiche del caso, si è in grado di valutare che la massima potenza erogabile da questa unità cogenerativa supera la domanda istantanea dell'utenza per la maggior parte dell'anno.

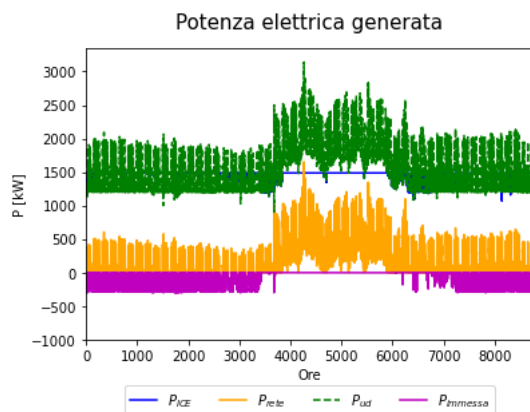


Figura 5.9: Andamento generazione di potenza elettrica con  $P_{imm} = 300$  kW considerando il modello J420

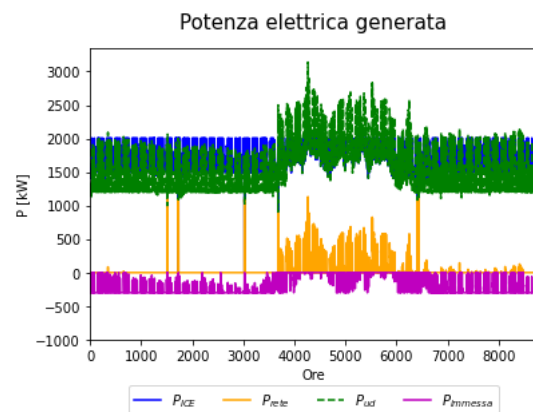


Figura 5.10: Andamento generazione di potenza elettrica con  $P_{imm} = 300$  kW considerando il modello J612

Affinché il bilancio elettrico venga rispettato è quindi indispensabile prevedere la possibilità di cedere potenza alla rete; mentre per il bilancio termico si deve permettere di

effettuare, quando necessario, il bypass della caldaia di recupero e quindi la dissipazione di una parte dell'energia potenzialmente recuperabile.

Dopo aver effettuato diversi tentativi di simulazioni del modello, si è concluso che la convergenza si ottiene solo permettendo l'immissione in rete di una potenza maggiore o uguale a 300 kW, mantenendo inalterati tutti gli altri vincoli. La Tabella 5.3 riporta i valori dei parametri significativi che derivano dalle prove eseguite; si vede che in seguito all'incremento della taglia del modulo cogenerativo anche il profitto economico e il risparmio energetico aumentano. Questo risultato è abbastanza scontato, poiché la quantità di energia termica ed elettrica generata dal motore e conseguentemente venduta è nettamente maggiore rispetto ai casi considerati fino ad ora.

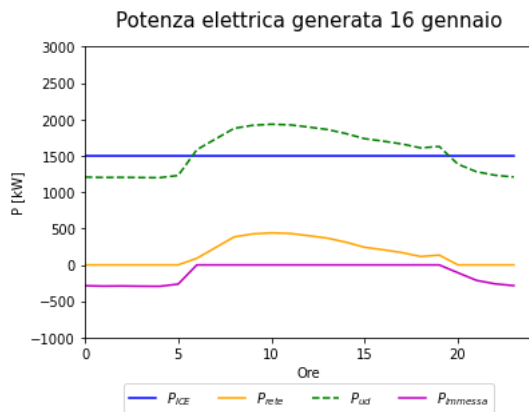


Figura 5.11: Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico invernale con  $P_{imm} = 300$  kW considerando il modello J420

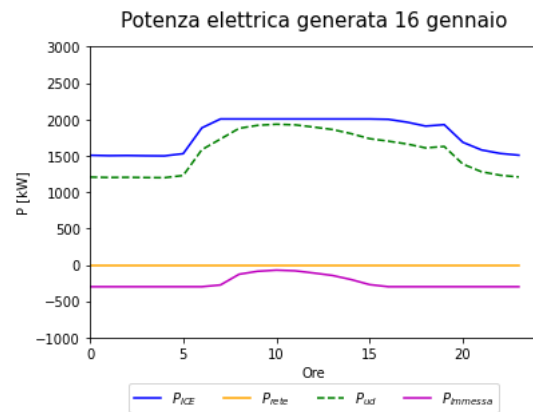


Figura 5.12: Andamento generazione di potenza elettrica di un giorno caratteristico invernale con  $P_{imm} = 300$  kW considerando il modello J612

$P_{imm,max}$ [kW]	$P_{imm}/P_{ICE}$ [%]	$C_{tot}$ [€]	$\eta_{globale}$ [%]	$\eta_{el}$ [%]	$\eta_{ter}$ [%]	$PES$ [%]	$RISP$ [MWh]	$CB$ [-]
300	10,72	$2264 \cdot 10^3$	84,53	43,59	40,94	25,72	12202	1427
400	13,01	$2274 \cdot 10^3$	84,82	43,72	41,11	25,97	12665	1481
500	14,75	$2280 \cdot 10^3$	85,06	43,82	41,24	26,16	13023	1523
600	16,21	$2286 \cdot 10^3$	85,25	43,91	41,35	26,31	13337	1560

Tabella 5.3: Parametri di output al variare del limite di potenza immessa consentita considerando il motore Jenbacher J612

Entrambi i modelli di motori analizzati presentano aspetti sia positivi che negativi. Per poterli comparare e per analizzare le differenze si considera il caso  $P_{imm} = 300$  kW studiato per entrambi i modelli esposti. Oltre alla funzione obiettivo che risulta dalle due situazioni esaminate si prendono in considerazione la potenza prelevata dalla rete, la modulazione del carico del motore suggerita dall'ottimizzazione del modello e l'incidenza

percentuale della potenza immessa in rete rispetto alla generazione elettrica da parte del motore.

La sostituzione dell'attuale macchina con l'unità nominata J420 di potenza elettrica pari a 1497 kW assicura un incremento del guadagno annuale mantenendo pressoché inalterati gli andamenti delle diverse variabili relative alla potenza elettrica, rispetto ai risultati ottenuti nei capitoli precedenti.

Invece la scelta del motore J612 porta ad ottenere un introito annuo nettamente maggiore a discapito, però, di una costante e inevitabile modulazione della potenza del motore alternativo e di una percentuale di energia immessa in rete sempre maggiore rispetto al limite del 10% imposto dall'esperienza.

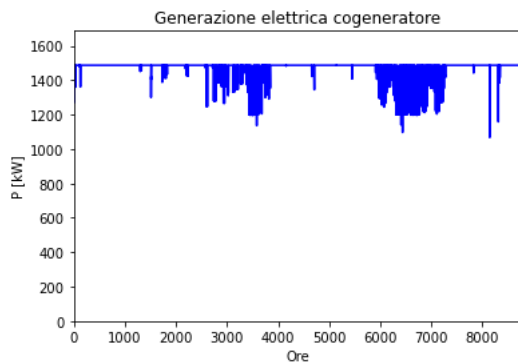


Figura 5.13: Andamento generazione di potenza elettrica del motore con  $P_{imm} = 300$  kW considerando il modello J420

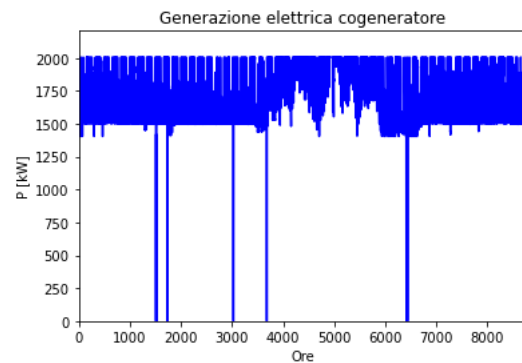


Figura 5.14: Andamento generazione di potenza elettrica del motore con  $P_{imm} = 300$  kW considerando il modello J612

Dalle Figure da 5.9 a 5.14 si traggono le seguenti considerazioni:

- La presenza di un motore da 2007 kW permette di generare tutta la potenza elettrica necessaria richiesta dall'utenza per più di 9 mesi l'anno; di conseguenza il prelievo dalla rete viene quasi totalmente annullato e, al contrario, si immette in rete il 10% dell'energia generata in un anno. Invece, mantenendo il valore della taglia simile ad ora, il prelievo dalla rete continua a persistere nelle ore diurne, ma solo il 5% della potenza erogata dal motore non viene destinata all'utenza.
- Ad eccezione di alcuni intervalli di tempo, che dipendono dalla fluttuazione del mercato dell'energia elettrica, il funzionamento del motore J412 si può considerare con un andamento costante a pieno carico; questo costituisce un grande vantaggio operativo sia a livello di costi relativi alla manutenzione che di migliori prestazioni della macchina.
- Installare una taglia maggiore della domanda elettrica obbliga ad avere un esubero di potenza da dover immettere in rete quasi 24 ore su 24. Allo stesso tempo permette di rispondere positivamente ad un futuro e probabile aumento del fabbisogno elettrico dell'utenza.
- Dal punto di vista termico l'unità J412 presenta prestazioni molto elevate che consentono di recuperare il 25% in più per ogni kWh elettrico generato. Tuttavia, a causa dei vincoli imposti ai generatori di vapore dalla minore richiesta termica in estate e



dalle taglie dei cicli ad assorbimento attualmente installati, il 5% del calore di scarto potenzialmente recuperabile viene dissipato.

Entrambe le soluzioni studiate vedono un esubero della potenza termica ricavabile dall'unità cogenerativa nel periodo estivo. Infatti finora ci si è sempre basati sull'attuale layout dell'impianto, senza analizzare possibili cambiamenti. Ora, grazie all'aumento della potenza termica cogenerativa proposta da queste due valutazioni, si può pensare di sostituire il ciclo ad assorbimento ad acqua surriscaldata da 1,5 MW, alimentato dal vapore generato dallo scambio termico coi fumi, con un gruppo di potenza minore. Il valore della potenza dovrà essere tale per cui non sia necessario prelevare vapore dalla caldaia in funzione, ma questo sia totalmente fornito dal recupero termico cogenerativo. In questo modo non si andrà ad aumentare la spesa per la materia prima e allo stesso tempo si eviterà di dissipare energia termica gratuita. Questa potrà essere una futura analisi qualora si volessero studiare ulteriori miglioramenti del sistema.

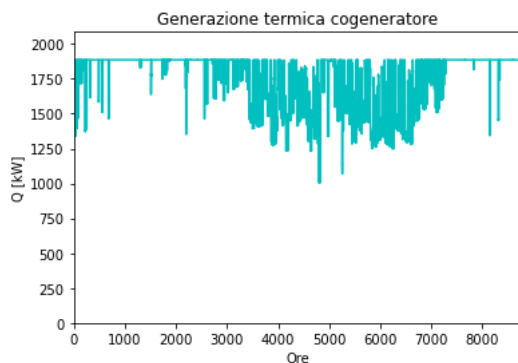


Figura 5.15: Andamento generazione di potenza termica del motore con  $P_{imm} = 300$  kW considerando il modello J420

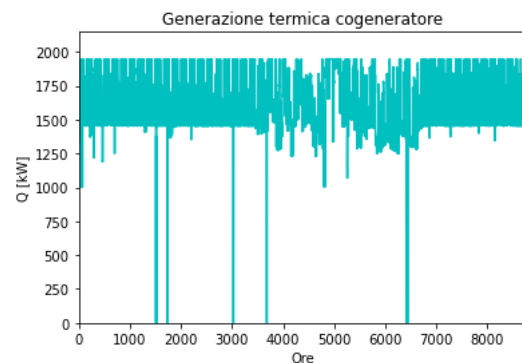


Figura 5.16: Andamento generazione di potenza termica del motore con  $P_{imm} = 300$  kW considerando il modello J612

### 5.2.1 Valutazione economica

La funzione obiettivo non è stata modificata per ottenere i risultati sopra riportati, ma è necessario tenere conto dell'investimento che si deve affrontare per la sostituzione dell'unità, in modo da conoscere a priori se questo costituisce una pura spesa o, una volta ammortizzato, permette di ottenere un ulteriore guadagno. Non fa parte dell'obiettivo di questo lavoro di tesi affrontare una dettagliata analisi economica per le soluzioni riportate. Tale studio dovrà essere affrontato una volta scelta la tecnologia da installare, tenendo conto di tutte le voci di spesa e di guadagno specifiche del caso.

Ciononostante si conduce un veloce esame confrontando gli importi provenienti dalle casistiche sopra elencate, con lo scopo di verificare la profittabilità derivante dalla sostituzione del motore attuale con una nuova macchina. Ipotizzando un costo di 1 milione di euro per una taglia di circa 1500 kW, l'investimento viene ripagato in circa 5 anni a seconda della potenza che si consente di immettere in rete. Infatti il surplus di guadagno che si ha con il nuovo motore J420, rispetto alla situazione attuale, varia da 178 000 € a

195 000 € in base alla potenza che viene ceduta alla rete. Se, invece, si decide di installare l'unità più grande il costo che si deve affrontare si alza a 1,2 milioni di euro. Tuttavia il tempo di ritorno si riduce a 4 anni, grazie al maggiore introito economico che deriva dall'installazione della macchina presa in considerazione. Poiché si ha diritto a ricevere gli incentivi legati all'unità cogenerativa per 10 anni dall'installazione del nuovo motore, durante il secondo lustro di vita dell'impianto il gestore avrà un profitto netto aumentato del 9% ogni anno, se deciderà di acquistare il motore di taglia inferiore, oppure del 14% se la scelta ricadrà sul secondo modello illustrato. Queste percentuali sono calcolate rispetto al funzionamento della configurazione attuale secondo i risultati dell'ottimizzazione del modello implementato e considerando un costo di investimento pari al solo acquisto della macchina motore, senza la previsione di effettuare delle opere per la nuova installazione.

## 5.3 Impianto fotovoltaico

Nelle sezioni precedenti sono state analizzate alcune soluzioni migliorative basandosi sulla conformazione dell'attuale sistema. Ora si intende perseguire un obiettivo un po' diverso, ovvero studiare la possibilità di integrare la produzione elettrica con l'installazione di un impianto fotovoltaico posizionato sopra i tetti degli edifici o delle coperture dei parcheggi presenti nell'area ospedaliera. In questa sezione si andrà, dunque, a calcolare la producibilità dell'impianto in base all'area lorda disponibile, l'inclinazione e l'orientazione dei moduli. Grazie alla possibilità di sfruttare l'energia solare nelle ore centrali della giornata si aumenterà la sostenibilità dell'impianto andando a diminuire il prelievo di energia dalla rete elettrica nazionale. L'obiettivo che si vuole raggiungere con l'installazione dell'impianto fotovoltaico, infatti, consiste nel diminuire la quota di energia fornita dalla rete, continuando a sfruttare al massimo della propria potenzialità il modulo cogenerativo. L'inserimento di questa tecnologia porta un grande vantaggio dal punto di vista ambientale, poiché azzerà le emissioni di anidride carbonica per la quota di energia che è in grado di produrre. Dunque si tratta di determinare se sia conveniente anche dal punto di vista economico.

La progettazione del parco fotovoltaico parte dal calcolo della producibilità specifica in base all'inclinazione e all'orientazione dei moduli installati. Successivamente si valuta a quanti metri quadri ammonta l'area lorda disponibile per ospitare i pannelli fotovoltaici e quindi si ricava la taglia dell'impianto e la sua producibilità annua. Una volta noto l'andamento della produzione di energia elettrica generata grazie allo sfruttamento della risorsa solare, si inserisce questa nuova variabile all'interno del modello già implementato e descritto nel Capitolo 4 apportando qualche piccola modifica. Infine si andrà a eseguire una veloce analisi economica relativa al solo impianto fotovoltaico per poter valutare se l'investimento da affrontare sia profittevole o meno.

### 5.3.1 Modello

Il calcolo della producibilità annua dell'impianto fotovoltaico segue un metodo differenziale rispetto a quanto esposto finora, poiché l'andamento nel tempo della generazione di energia da questa tecnologia non è programmabile. Difatti l'irradiazione solare incidente

nei moduli può soltanto essere stimata a partire dai dati storici delle condizioni ambientali come la radiazione solare e la temperatura dell'aria. Grazie a diversi studi effettuati in letteratura sono disponibili molti modelli e metodi per calcolare analiticamente la radiazione solare  $G_{\beta}(t)$  incidente su una superficie comunque inclinata ed orientata, seppur sempre soggetta ad aleatorietà. Al fine di effettuare un'analisi quanto più possibile precisa e puntuale e, congiuntamente, poter confrontare l'andamento della produzione del nuovo impianto verde con i profili che sono già stati menzionati in precedenza, si considera come intervallo temporale un'ora nell'arco di un anno solare.

Innanzitutto si espongono le espressioni utilizzate per calcolare dapprima la radiazione incidente sui pannelli e poi la producibilità dell'impianto in base all'area disponibile per l'installazione. Ciascuna variabile coinvolta dipende dal tempo, per cui sarà definita da un vettore di 8760 valori in modo da poter stimare un profilo orario.

La posizione del sole, come è noto, è differente in ogni ora del giorno e per ogni giorno dell'anno e conoscerla con esattezza è fondamentale per poter andare a determinare l'angolo di incidenza  $\theta_{beta}(t)$  della radiazione su qualunque superficie. Questo, infatti, dipende dalla declinazione giornaliera  $\delta$  e dall'altezza solare  $\alpha$  come riportato nell'Eq. 5.15. Le coordinate del luogo di interesse sono informazioni fondamentali per il calcolo che si andrà ad affrontare e si possono considerare gli unici dati di ingresso non soggetti a incertezza o modificabili a seconda dell'obiettivo che si vuole perseguire. Al contrario l'angolo di inclinazione  $\beta$  e l'orientazione  $\gamma$  dei pannelli assumono inizialmente dei valori decisi in base all'esperienza e alle caratteristiche dell'area disponibile per l'installazione. Dunque, la radiazione solare incidente su una qualunque superficie è funzione di molteplici fattori che sono di seguito riportati:

- Inclinazione  $\beta$  e l'orientazione  $\gamma$  della superficie su cui incide la radiazione;
- Le coordinate geografiche della località in esame: latitudine  $\varphi$  e longitudine  $\psi$ ;
- Il numero del giorno dell'anno e l'ora del giorno;
- Le condizioni atmosferiche;
- La posizione del Sole;

Più volte è stata menzionata la dipendenza della radiazione solare dall'ora del giorno, ma si deve prestare attenzione al sistema di riferimento da noi adottato. Nella vita di tutti i giorni facciamo riferimento al tempo legale, ovvero quello scandito dall'orologio, secondo la convenzione dei minuti e delle ore per cui il giorno solare medio è composto sempre da 24 ore. Però si deve tenere in considerazione che l'intervallo di tempo tra due passaggi successivi del Sole sul meridiano del luogo, ovvero il giorno solare vero, non è costante durante l'anno, a causa del moto di rotazione della Terra attorno al proprio asse non perfettamente uniforme [43]. La relazione che consente di convertire l'ora dell'orologio in ora solare vera, tenendo conto di tutte le correzioni che si devono apportare, è la seguente:

$$TSV(t) = TL(t) + \Delta T_z - \frac{Long}{15^\circ} + \frac{E(t)}{60} + \Delta T_s \quad [h] \quad (5.9)$$

Dove:

- $TSV(t)$ : Tempo Solare Vero

- $TL(t)$ : Tempo Legale
- $\Delta T_z$ : Differenza dall'ora GMT, nel caso di Vicenza questo valore è pari a -1
- $Long$ : Longitudine del luogo considerato, in questo caso la longitudine Est viene presa negativa
- $E(t)$ : Equazione del tempo da convertire in ore
- $\Delta T_s$ : Differenza ora estiva (inverno = 0, estate = -1)

La correzione temporale  $E(t)$ , riportata nella Figura 5.17, tiene conto dell'accumulo di anticipi e ritardi dovuto alla rotazione non perfetta del moto della Terra [43] e viene stimata con un'espressione che dipende dal numero del giorno dell'anno  $n$ :

$$E(t) = 229,2[0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(B(t)) - 0,032077 \cdot \sin(B(t)) - 0,014615 \cdot \cos(2B(t)) - 0,04089 \cdot \sin(2B(t))] \quad [\text{min}] \quad (5.10)$$

$$B(t) = 360^\circ \frac{n(t) - 1}{365} \quad (5.11)$$

La posizione del Sole nel cielo rispetto ad un punto S, determinato dall'intersezione della

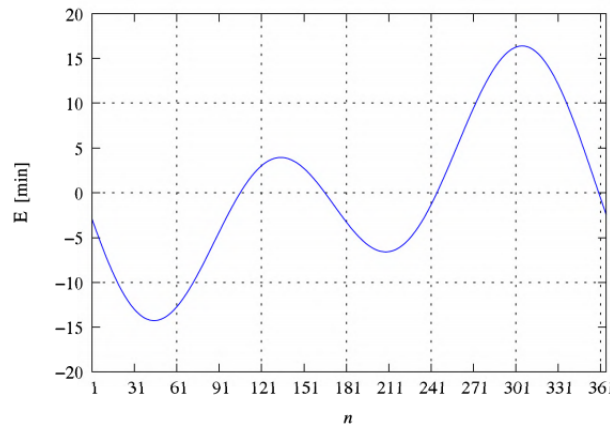


Figura 5.17: Equazione del tempo

congiungente Terra-Sole con la superficie terrestre, viene definita dalla declinazione  $\delta$  e dall'angolo orario  $\omega$ . La declinazione è funzione del giorno considerato e viene definita come la distanza angolare di S dall'equatore misurata lungo il meridiano passante per S, assunta positiva nell'Emisfero Nord:

$$\delta(t) = 23,45^\circ \sin\left(360^\circ \frac{284 + n(t)}{365}\right) \quad [^\circ] \quad (5.12)$$

L'angolo orario nell'arco di un giorno solare di 24 ore cambia di  $15^\circ$  ogni ora e si annulla al mezzogiorno solare, pertanto si può definire come:

$$\omega(t) = 15(TSV(t) - 12) \quad [^\circ] \quad (5.13)$$

L'ultimo parametro di interesse che permette di conoscere la posizione del Sole è l'altezza

solare  $\alpha$ :

$$\alpha(t) = \arcsin[\sin(\delta(t)) \cdot \sin(\varphi) + \cos(\delta(t)) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega(t))] \quad [^\circ] \quad (5.14)$$

A questo punto si hanno tutti gli elementi per definire l'angolo di incidenza su una superficie comunque inclinata ed orientata:

$$\begin{aligned} \theta_\beta(t) = & \arccos[\sin(\delta(t)) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(\beta) \\ & - \sin(\delta(t)) \cdot \cos(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta(t)) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\alpha(t)) \\ & + \cos(\delta(t)) \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\alpha(t)) \\ & + \cos(\delta(t)) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(\alpha(t))] \quad [^\circ] \end{aligned} \quad (5.15)$$

In precedenza si è parlato dell'importanza di conoscere il valore dell'angolo di incidenza della radiazione solare per poter trovare la radiazione incidente sui moduli. Nel presente lavoro di tesi è importante conoscere l'angolo di incidenza orario per tutti i giorni dell'anno e a tal fine ciascuna variabile è funzione del tempo.

L'irraggiamento globale incidente su un piano inclinato  $G_\beta(t)$  è dato dalla somma delle tre componenti: diretta, diffusa e riflessa. Grazie ai database presenti nel portale "Photovoltaic Geographical Information System" (PVGIS) [44] si conoscono i dati orari della radiazione solare diretta e diffusa sul piano orizzontale con area unitaria. Dunque si utilizzano una serie di dati storici rilevati nell'arco di 10 anni e non si considera l'andamento aleatorio della radiazione solare perché esule dallo scopo del presente lavoro. Applicando un modello di trasposizione della radiazione solare [2] si ottengono le tre componenti della radiazione globale incidente su un piano inclinato di un angolo  $\beta$  e la cui orientazione è espressa da  $\gamma$ :

$$G_\beta(t) = G_{dir,\beta}(t) + G_{dif,\beta}(t) + G_{rif,\beta}(t) \quad \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (5.16)$$

$$\begin{cases} G_{dir,\beta}(t) = G_{dir,h}(t) \cdot \left[ \frac{\cos(\theta_\beta(t))}{\sin(\alpha(t))} \right] \\ G_{dif,\beta}(t) = G_{dif,h}(t) \cdot \left[ \frac{1 + \cos(\theta_\beta(t))}{2} \right] \\ G_{rif,\beta}(t) = \rho \cdot G_h(t) \cdot \left[ \frac{1 - \cos(\theta_\beta(t))}{2} \right] \end{cases} \quad (5.17)$$

Dove:

- $G_{dir,h}(t)$ : Componente diretta della radiazione su un piano orizzontale
- $G_{dif,h}(t)$ : Componente diffusa della radiazione su un piano orizzontale
- $G_h(t) = G_{dir,h}(t) + G_{dif,h}(t)$ : Radiazione globale su un piano orizzontale
- $\rho$ : coefficiente di riflettanza del suolo [45]

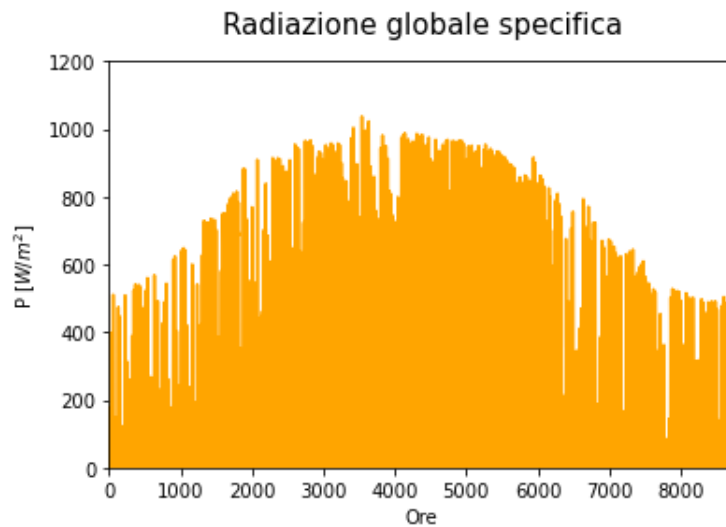


Figura 5.18: Andamento orario dell'irraggiamento globale incidente su una superficie di un metro quadro con inclinazione  $\beta$  e orientazione  $\gamma$

Arrivati a questo punto si conosce la radiazione globale che incide su un metro quadro di superficie, ma questa non corrisponde alla producibilità di un metro quadro di pannello fotovoltaico a causa del basso rendimento tipico di questa tecnologia e delle perdite intrinseche del sistema. Dunque si devono identificare quali sono gli elementi che portano a ridurre la potenza del Sole.

Il rendimento del modulo fotovoltaico dipende linearmente dalla temperatura dell'aria esterna [46], per cui non è costante nel tempo, ma ha un andamento orario:

$$\eta_{mod}(t) = \eta_{picco} \cdot [1 - \mu \cdot (T_c(t) - 25)] \quad (5.18)$$

Dove  $\eta_{picco}$  e  $\mu$  sono parametri propri del modulo riportati nella scheda tecnica.

Il rendimento di picco viene fornito dal costruttore dei pannelli e viene determinato seguendo le condizioni standard di riferimento (STC) che corrispondono a:

- $G = 1000 \frac{W}{m^2} \rightarrow$  Irraggiamento
- $T_a = 25 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow$  Temperatura dell'aria esterna
- $AM\ 1,5 \rightarrow$  Distribuzione irradiazione monocromatica definita dalla norma IEC 60904-3

La temperatura della cella  $T_c$  dipende dalla variazione di temperatura dell'aria del luogo considerato e dalla Nominal Operating Cell Temperature. Quest'ultima si trova nelle schede tecniche del prodotto sotto l'acronimo NOCT ed è definita come la temperatura raggiunta dalle celle in un modulo operante in condizioni di circuito aperto, secondo le seguenti modalità operative standardizzate:

- $G = 800 \frac{W}{m^2} \rightarrow$  Irraggiamento globale sulla superficie

- $T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow$  Temperatura dell'aria ambiente
- $v = 1 \frac{\text{m}}{\text{s}} \rightarrow$  Velocità del vento orientata parallelamente al piano del modulo
- Tutti i lati del modulo esposti al vento

Con la seguente relazione si è in grado di calcolare la temperatura della cella in ogni istante di tempo considerato e per qualunque condizione operativa, a patto che siano rispettate le stesse condizioni di montaggio sopra descritte:

$$T_c(t) = T_a(t) \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G_\beta(t) \quad [^\circ\text{C}] \quad (5.19)$$

Si è ora in grado di calcolare la producibilità specifica del parco fotovoltaico installato all'ospedale San Bortolo di Vicenza considerando le perdite intrinseche del sistema rappresentate da  $\eta_{BOS}$ :

$$P_{spec}(t) = G_\beta(t) \cdot \eta_{mod}(t) \cdot \eta_{BOS} \cdot 10^{-3} \quad \left[ \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right] \quad (5.20)$$

Dunque la potenza che ciascun modulo riesce a generare dipende dalle caratteristiche del modulo stesso, oltre che dai parametri decisi dal progettista in base alla morfologia dell'area e alle coordinate geografiche del posto (Tabella 5.4). Il fornitore scelto per l'approvvigionamento del materiale è un'azienda produttrice di Padova, FuturaSun, che serve 70 paesi in tutto il Mondo. Il modello che si andrà ad installare è il FU 330 M NEXT [47], monocristallino a 60 celle.

Confrontando le Figure 5.16 e 5.19 si osserva quanto evidenziato in precedenza; prestando attenzione alle unità di misura e ai valori riportati sull'asse delle ordinate di entrambi i grafici, ci si accorge che la potenza specifica che è in grado di generare un metro quadro di pannello fotovoltaico è minore del 20% dell'irraggiamento incidente sulla stessa superficie.

Ricavare la produzione fotovoltaica per unità di area permette di lasciare libera di variare l'area totale disponibile per l'installazione dei pannelli. Così facendo si può trovare facilmente la produzione oraria dell'intero impianto semplicemente moltiplicando il valore scaturito dall'equazione 5.20 con i metri quadri netti destinati al montaggio dell'impianto e ipotizzando che tutti i moduli abbiano le stesse caratteristiche. L'area netta effettivamente occupata dalle celle varia a seconda della modalità di installazione scelta. Nel caso specifico i moduli verranno installati sui tetti, dunque in una prima progettazione di massima e per essere cautelativi si diminuisce l'area lorda destinata all'impianto del 20%. Così si ottiene l'area netta che permette di convertire l'energia solare in energia elettrica. Nella Tabella 5.4 è riportato il valore dell'area lorda utilizzata per l'installazione ed è pari alla somma delle superfici di copertura dei parcheggi di usufrutto ospedaliero. Si dovranno costruire per l'occasione delle pensiline nell'area destinata ai posti auto, pertanto il posizionamento dei moduli non è soggetto a vincoli esterni e il progettista è libero di

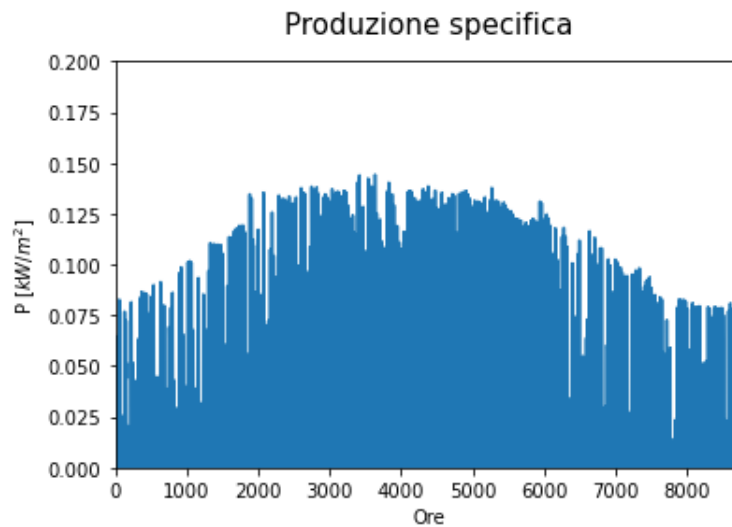


Figura 5.19: Andamento orario della potenza convertita dall'impianto fotovoltaico per unità di area

scegliere l'inclinazione e l'orientamento che ritiene più opportuni.

$$P_{pv}(t) = P_{spec}(t) \cdot Area \cdot 0,8 \quad [\text{kW}] \quad (5.21)$$

Dopo varie prove e considerazioni si decide di orientare tutti i moduli a sud e inclinare

Parametro	Valore	Unità di misura	Parametro	Valore	Unità di misura
$\varphi$	45,55	[°]	$P_{mod}$	330	[W]
$\psi$	11,54	[°]	$A_{mod}$	1,67	[m <sup>2</sup> ]
$\rho$	0,13	[-]	$\eta_{picco}$	19,78	[%]
$\beta$	10	[°]	$\mu$	- 0,366	[%/°C]
$\gamma$	0	[°]	$NOCT$	45	[°C]
$Area$	4000	[m <sup>2</sup> ]	$\eta_{BOS}$	80	[%]
$c_{pv}$	1	[€/W]	$n$	20	[-]

Tabella 5.4: Valori di input per l'impianto fotovoltaico

la copertura di 10° rispetto all'orizzontale. Il piccolo angolo di inclinazione consente di produrre più energia in estate che in inverno a parità di irraggiamento, dunque la curva di produzione forma una campana più accentuata. Al contrario, maggiore è  $\beta$  più la curva è piatta e la distribuzione della potenza generata è costante nel tempo. Più volte è stata evidenziata la maggiore richiesta di energia elettrica nel periodo estivo, dunque risulta vantaggioso avere una produzione più alta da parte del fotovoltaico in estate, così da diminuire ulteriormente il prelievo dalla rete nazionale.

L'impianto oggetto di studio occuperà un'area totale di 4000 m<sup>2</sup> e sarà composto da 1916



moduli per una taglia totale di 632,2 kW. La stima di energia producibile in un anno da tale impianto ammonta a 764 200 kWh, pari al 5% della richiesta elettrica dell'ospedale. Si ricorda che tutte le considerazioni che sono state fatte finora partono dalle curve dei consumi ospedalieri registrati nel 2019 e per quanto riguarda la parte elettrica non si prende in considerazione il secondo attacco alla rete, indipendente al sistema in esame. Nella prossima sezione si inserirà la potenza generata dall'impianto fotovoltaico, qui descritto, come una variabile di input nota e si vedrà come le altre grandezze coinvolte modificheranno i propri andamenti per ottenere l'ottimo economico. L'obiettivo è quello di diminuire il più possibile il prelievo dalla rete elettrica e parallelamente mantenere il funzionamento del motore a carico costante per tutte le ore del giorno.

### 5.3.2 Modello del sistema complessivo

La producibilità dell'impianto fotovoltaico non è oggetto di ottimizzazione poiché non è stata definita in modo lineare, ma è funzione di grandezze goniometriche non linearizzabili. Dunque, per poter continuare ad utilizzare il metodo MILP per risolvere il problema di ottimizzazione, anche con l'aggiunta dell'impianto fotovoltaico, si deve inserire l'andamento orario della potenza generata dai pannelli sotto forma di un vettore  $P_{pv}(t)$  con gli elementi già noti. Quindi oltre alle domande termica ed elettrica, anche la produzione oraria del nuovo impianto è un parametro di input dell'intero sistema. La caratteristica di questa tecnologia è la non programmabilità e allo stesso tempo l'impossibilità di accendere o spegnere l'impianto secondo il bisogno dell'utenza. La variabile binaria  $\delta$ , utilizzata per tutte le altre variabili, in questo caso risulta, pertanto, inopportuna.

L'obiettivo di questo studio è verificare come gli andamenti di tutte le grandezze in gioco si modificano a fronte dell'inserimento della nuova variabile  $P_{pv}(t)$  all'interno del sistema. Questa aggiunta comporta qualche piccola modifica alle equazioni che esprimono il bilancio elettrico e la funzione obiettivo.

$$P_{ud}(t) = P_{rete}(t) \cdot \delta_{rete}(t) + P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) + P_{pv}(t) - P_{imm}(t) \cdot \delta_{imm}(t) \quad (5.22)$$

$$C_{tot} = vendita_{EE} + vendita_{ET} + vendita_{Erete} + vendita_{CB} - acquisto_{GN} - costo_{O\&M} - investimento_{PV} \quad [€] \quad (5.23)$$

Tutta l'energia solare convertita in elettrica viene venduta all'utenza ospedaliera allo stesso prezzo dell'energia prodotta dal motore a combustione interna e per questo il termine  $vendita_{EE}$  viene modificato come riportato di seguito nell'Eq. 5.24. L'unico costo effettivo attribuibile a questa tecnologia è l'investimento iniziale che si deve sostenere per avere l'impianto "chiavi in mano". Di conseguenza confrontando il ricavo totale che deriva dalla vendita diretta all'ospedale dell'energia fotovoltaica con la quota annua dell'investimento che si deve affrontare (Eq. 5.25), si può capire immediatamente se l'intervento studiato porta anche un beneficio economico, oltre che ambientale. Considerando i valori riportati nella Tabella 5.4 e ipotizzando che la produzione annua e il prezzo dell'energia elettrica assumano sempre gli stessi valori in ciascun anno di vita dell'impianto, risulta un ricavo netto annuo di 64 274 € e un'incidenza del 30% della spesa rispetto al guadagno relativo alla vendita dell'energia verde prodotta.

Si ipotizza che l'impianto abbia una vita utile pari a 20 anni, poiché dopo questo periodo è conveniente sostituire i componenti con nuovi apparecchi per continuare a garantire le prestazioni nominali attese; infatti sperimentalmente si riscontra una diminuzione della produzione annua che aumenta col passare del tempo. La funzione obiettivo del modello considera i flussi di cassa - entrate e uscite - di un anno solare, pertanto è opportuno inserire anche la voce di spesa relativa all'ammortamento dell'investimento. L'esborso si deve sostenere interamente nell'anno zero, ovvero quando si procede con l'acquisto e il montaggio dei componenti, ma viene distribuito per tutti gli anni di vita dell'impianto in modo da considerare ogni anno la voce di costo dei pannelli, anche se in modo fittizio.

$$vendita_{EE} = \sum_{t=1}^{8760} [(P_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) - P_{imm}(t) \cdot \delta_{imm}(t) + P_{pv}(t)) \cdot p_{ee}(t)] \quad (5.24)$$

$$investimento_{PV} = \frac{c_{pv} \cdot P_{spec,mod} \cdot A_{netta}}{n} \quad [€] \quad (5.25)$$

Eseguendo un'approssimazione e in base all'esperienza si è in grado di esprimere il costo dell'intero impianto fotovoltaico in funzione della potenza installata. Nel caso specifico il termine  $c_{pv}$  racchiude tutte le voci di costo che si devono sostenere per ottenere un impianto funzionante e a norma. Il suo valore complessivo varia in base alle opere che si devono eseguire in aggiunta al mero acquisto dei pannelli e degli inverter. Affinché la realizzazione di questo nuovo impianto non costituisca una perdita economica, prima di avviare l'esecuzione delle opere, si deve essere sicuri che sia verificata la seguente disuguaglianza:

$$c_{pv} < 3 \frac{€}{W} \quad (5.26)$$

Chiaramente maggiore è il costo specifico associato a tale impianto, maggiore sarà il tempo di ritorno dell'investimento e minore sarà il guadagno complessivo che ne consegue.

L'obiettivo dell'ottimizzazione a seguito dell'aggiunta dell'energia fotovoltaica vede la massimizzazione del profitto annuo  $C_{tot}$ , ma allo stesso tempo si desidera ottenere il funzionamento a carico costante del motore cogenerativo e diminuire la potenza prelevata dalla rete, sfruttando a pieno la produzione del nuovo impianto. Pertanto la taglia del fotovoltaico è stata dimensionata affinché si abbia un autoconsumo pressoché costante al 100% e si propone di redigere un contratto con la rete che permetta l'immissione, adottando, per esempio, la metodologia di "Scambio sul Posto" o "Ritiro Dedicato".

I risultati più significativi relativi a quest'ultima ottimizzazione del modello sono riportati nella Tabella 5.5, mentre nella Figura 5.22 si osservano gli andamenti orari di ciascun contributo considerato per soddisfare il bilancio elettrico. Anche a prima vista risulta evidente che la potenza generata dalla radiazione solare contribuisce solo in minima parte al fabbisogno totale dell'utenza. Inoltre, dalla lettura di questo grafico, si riscontra che gli obiettivi prefissati vengono raggiunti dalla soluzione del programma: il motore a combustione interna mantiene una potenza pressoché costante per tutto l'anno e la produzione fotovoltaica permette di coprire le punte elettriche durante le ore centrali della giornata

riducendo notevolmente il prelievo dalla rete. A discapito dei vantaggi appena esposti, si verifica che quasi il 10% dell'energia prodotta in un anno viene ceduta alla rete. Tale quota deriva quasi esclusivamente dall'andamento a carico costante del motore, come viene dimostrato dalla Figura 5.20 dove sono riportati i profili di un giorno tipico invernale. Infatti l'immissione in rete è dovuta alla differenza tra la minore domanda di potenza e la maggiore erogazione del modulo cogenerativo durante le ore notturne. Da un'attenta analisi della medesima figura, si vede che la potenza fotovoltaica nelle ore più calde delle giornate invernali soddisfa la richiesta elettrica dell'utenza non coperta dal motore. Quindi, risulta chiaro che non è conveniente aumentare ulteriormente la taglia dell'impianto fotovoltaico, altrimenti la percentuale dell'autoconsumo diminuirebbe.

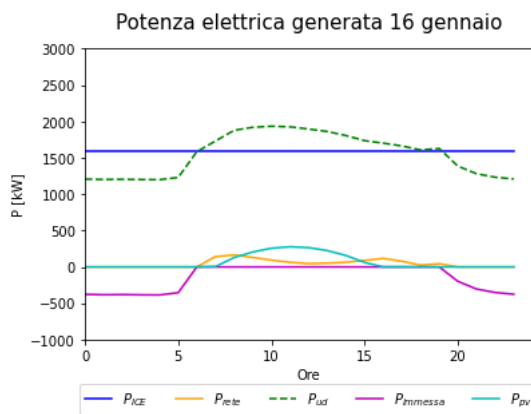


Figura 5.20: Andamento contributi elettrici di una giornata tipo invernale

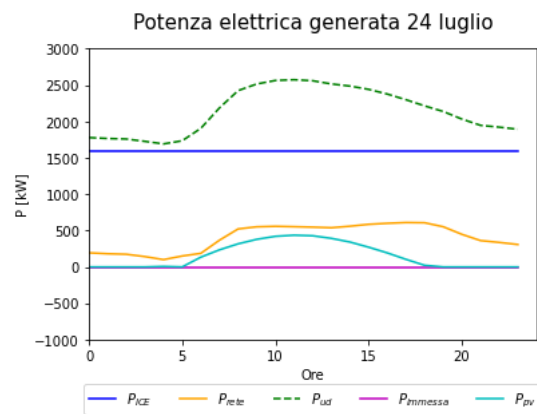


Figura 5.21: Andamento contributi elettrici di una giornata tipo estiva

$C_{tot}$ [€]	RISP [MWh]	CB [-]	$P_{pv}$ [kWh]	$P_{imm}/P_{ICE}$ [%]
$2033 \cdot 10^3$	8135	952	764 200	9,69

Tabella 5.5: Risultati dell'ottimizzazione inserendo la produzione fotovoltaica

Nella Tabella 5.6 sono riportate le cifre dell'energia annua erogata da ciascun termine che contribuisce al bilancio elettrico per tre diverse casistiche studiate nel corso di questa tesi. Eseguire un confronto, difatti, è di fondamentale importanza per poter giungere a conclusioni più accurate e veritiere. In questo contesto si vuole verificare se l'aggiunta della produzione fotovoltaica al sistema già esistente sia vantaggiosa o meno rispetto a quanto visto fino ad ora. Dunque le situazioni paragonate sono:

1. Presenza dell'impianto fotovoltaico con potenza pari a 632,2 kW associato alla possibilità di immettere l'energia generata in esubero dal fotovoltaico o dal motore cogenerativo in rete
2. La configurazione e i vincoli attuali dell'impianto descritti nel Capitolo 4
3. La configurazione attuale associata alla possibilità di scambiare con la rete l'energia generata in esubero come riportato nella Sezione 5.1

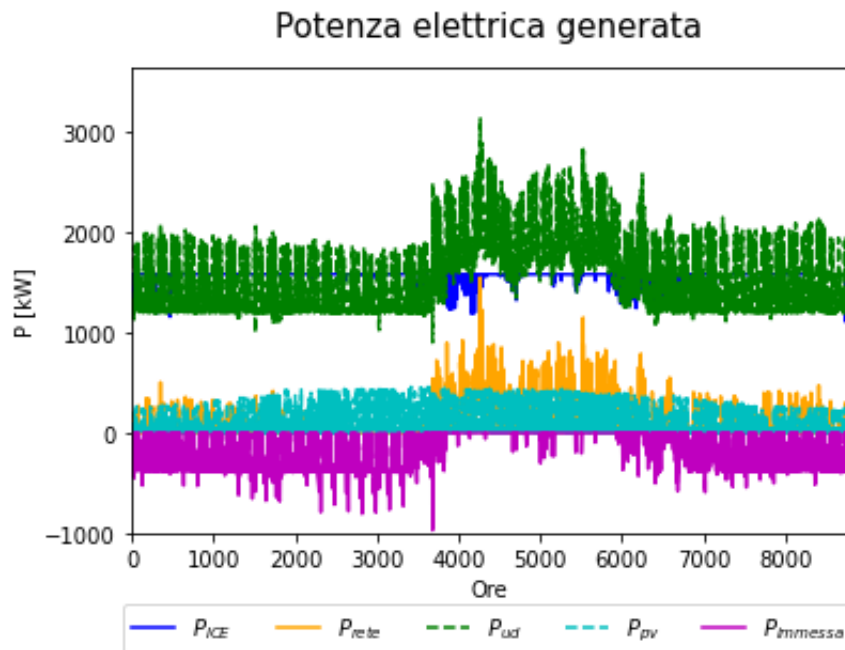


Figura 5.22: Andamento contributi elettrici

<b>Casistica</b>	$C_{tot}$ [€]	$P_{ICE}$ [kWh]	$P_{rete}$ [kWh]	$P_{imm}$ [kWh]	$P_{pv}$ [kWh]	$P_{imm}/P_{ICE}$ [%]
<b>1</b>	2 033 000	13 715 859	903 337	1 328 544	764 200	9,69
<b>2</b>	1 986 000	12 616 164	1 438 688	0	0	0
<b>3</b>	1 990 000	13 729 969	1 417 150	1 092 267	0	7,95

Tabella 5.6: Confronto contributi elettrici annui tra le tre casistiche

Nonostante si debba far fronte ad un esborso importante per la realizzazione della nuova sezione d'impianto, il profitto economico che ne consegue risulta maggiore di quello raggiungibile con la situazione attuale. Inoltre si ottiene anche un vantaggio energetico e di sostenibilità ambientale. Ponendo l'attenzione sui valori relativi all'energia annua prelevata e immessa dalla rete si nota che  $P_{imm} > P_{rete}$ , ovvero nell'arco di un anno si immette più energia di quanta se ne prelevi e chiaramente i due flussi non sono simultanei. Quindi, se si considera la rete nazionale come un serbatoio di accumulo, si può affermare che tutta l'energia elettrica consumata dall'utenza viene fornita esclusivamente dall'impianto studiato, costituito dal motore cogenerativo e dal fotovoltaico.

In conclusione l'installazione di un impianto fotovoltaico da 632,2 kW, posizionato sopra le coperture dei parcheggi presenti nell'aria ospedaliera e rivolto a sud, comporta vantaggi economici, ambientali ed energetici.

### 5.3.3 Valutazione economica

Lo scopo di questa sezione consiste nel verificare la profittabilità dell'investimento da sostenere per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico. Il parametro economico utilizzato a tal fine è il VAN, Valore Attuale Netto, la cui espressione è riportata nell'equazione 5.28. Questo indicatore è definito come la somma dei valori attuali, ovvero del valore che ha oggi una quantità di denaro futura, tenendo conto dei rischi associati alla realizzazione dell'opera grazie al tasso di sconto  $a$ . I flussi di cassa considerati per tale calcolo, in questo caso specifico, corrispondono al guadagno conseguito grazie alla vendita dell'energia convertita dai pannelli, che si ipotizza essere costante col trascorrere degli anni. Infatti la tecnologia del fotovoltaico non comporta altre variazioni di cassa, se non quelle collegate alle spese di manutenzione che qui si assumono trascurabili. L'intervento si considera profittevole solo se risulta  $VAN > 0$ ; in altre parole, la somma dei flussi di cassa scontati, che avverranno nei 20 anni di vita dell'impianto, deve risultare maggiore del valore dell'investimento iniziale  $I_0$ .

$$I_0 = c_{pv} \cdot A_{netta} \cdot P_{spec,mod} \quad (5.27)$$

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+a)^i} - I_0 \quad (5.28)$$

Il Tasso Interno di Rendimento è definito come il tasso di attualizzazione per cui il VAN si annulla ed esprime il rendimento effettivo dell'investimento. La differenza tra questo indicatore e il tasso di sconto o attualizzazione  $a$  è che il primo esprime il rendimento del progetto che si sta analizzando, mentre il secondo corrisponde al tasso al quale si attualizzano i flussi di cassa operativi per ottenere il Valore Attuale Netto dell'investimento. Per stabilire se la realizzazione dell'impianto è conveniente da un punto di vista finanziario, deve risultare  $TIR > a$ , cioè il rendimento del progetto deve essere superiore al costo-opportunità del capitale.

$$0 = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} - I_0 \quad (5.29)$$

Infine, un indicatore semplice e al contempo significativo è il pay-back o tempo di recupero, definito come il rapporto tra l'investimento iniziale e la disponibilità finanziaria che lo stesso genererà ogni anno. Colui che finanzia l'opera è così in grado di avere una misura del rischio e sapere dopo quanti anni il capitale investito viene recuperato attraverso i flussi finanziari netti generati dall'investimento stesso. Chiaramente, minore risulta tale parametro, prima il bene in oggetto contribuirà alla formazione di utili netti. Nonostante sia molto utile per avere un'idea di massima, non ci si può basare solo su questo metodo di calcolo per effettuare una scelta consapevole, poiché il tempo di ritorno non tiene conto delle disponibilità che si avranno dopo il recupero dell'investimento e il tempo non viene valorizzato.

$$PB = \frac{I_0}{D} \quad (5.30)$$

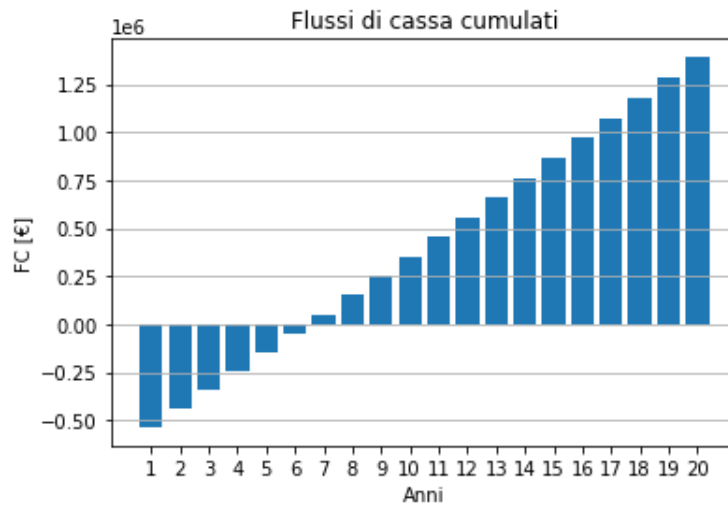


Figura 5.23: Flussi di cassa cumulati

Nella Tabella 5.7 sono riportati i valori di ciascuno dei criteri di scelta sopra descritti. Dopo sei anni e mezzo il capitale investito viene completamente ripagato, grazie alla vendita dell'energia generata dai pannelli installati. A partire dal settimo anno i flussi di cassa cumulati risultano positivi e col tempo aumenta sempre di più il loro valore, come si intuisce facilmente dal grafico della Figura 5.23; quindi dopo sette anni l'impianto installato è in grado di generare un profitto netto.

<b>Investimento</b> [€]	<b>VAN</b> [€]	<b>TIR</b> [%]	<b>PB</b> [anni]
632 335	679 915	14,65	6,6

Tabella 5.7: Risultati analisi economica

La conferma che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in questione sia vantaggiosa economicamente si ha attraverso la lettura del VAN e del TIR. Entrambi i parametri assumono valori molto al di sopra della soglia stabilita per ritenere un investimento profittevole. Infatti il Tasso di Rendimento è circa il 15% e il Valore Attuale Netto è di 632 335 €.

## 5.4 Conclusioni

Le modifiche della configurazione del sistema energetico sono state tradotte in modifiche al problema di ottimizzazione impostato nel Capitolo 4. Dalla lettura dei risultati conseguiti dalle simulazioni si conclude che:

- Lo scambio di energia con la rete elettrica consente il funzionamento a pieno carico del motore alternativo, mantenendo pressoché inalterato il profitto economico e aumentando del 12% il risparmio energetico.
- La sostituzione del motore con il modello J420 della Jenbacher di potenza elettrica di 1497 kW non altera i profili orari delle potenze in gioco, ma assicura un utile annuo maggiorato del 9%.
- L'installazione dell'impianto fotovoltaico di 632,2 kW garantisce un risparmio economico ed energetico, nonostante la sua produzione copra solo il 5% della domanda elettrica annua.

## 6 Conclusioni

Lo scopo principale della tesi consisteva nell'analisi della gestione termo-economica dell'impianto energetico a servizio dell'ospedale San Bortolo di Vicenza e nella successiva implementazione di un modello di ottimizzazione basato sulla strategia MILP al fine di ottenere il massimo guadagno economico durante il funzionamento in off-design. Per ciascun componente del sistema tri-generativo sono stati considerati solo i flussi in ingresso e in uscita della potenza coinvolta. Le relazioni utilizzate per descrivere il funzionamento della macchina presa di volta in volta in considerazione collegano in modo lineare la potenza di input data dalla fonte energetica e l'output desiderato. Inoltre, anche tutti i vincoli imposti al sistema, come i bilanci di potenza e la prerogativa che i parametri operativi siano tali da ottenere la qualifica di Cogenerazione ad Alto Rendimento, sono espressi in forma lineare. I dati di ingresso del modello noti a priori sono le curve dei consumi annuali e i prezzi orari a cui viene venduta l'energia elettrica e termica, mentre gli output desiderati sono gli andamenti orari di potenza di ciascun contributo, che consentono la massimizzazione della funzione obiettivo. Quest'ultima è definita dai flussi di cassa considerati dal punto di vista del gestore dell'impianto che, nel caso specifico, è un ente terzo rispetto all'azienda ospedaliera.

L'analisi si ferma a monte dell'utenza, per cui non viene presa in considerazione tutta la parte relativa alla modalità di consumo ed erogazione dell'energia, in quanto esula dallo scopo del lavoro.

Le simulazioni del modello suggeriscono di modulare il carico del motore alternativo dal 100% richiesto dalle 6 alle ore 19 al 75% nelle ore notturne, come avviene attualmente, e di mantenere la produzione massima di potenza nei tre mesi più caldi dell'anno, nei quali vengono alimentati i gruppi frigo a compressione. Seguendo l'andamento orario risultante si stima un profitto netto di 1 986 000 € e un risparmio energetico rispetto all'utilizzo di due tecnologie separate per la produzione di elettricità e calore di 7244 MWh; in termini relativi si va incontro ad un aumento di più del 5% per la parte economica e del 19% per l'aspetto energetico. L'accensione dei generatori di vapore come funzionamento ausiliario nella realtà sarà un po' diversa rispetto ai risultati dell'ottimizzazione, perché si deve tenere conto anche dell'usura dei macchinari e della sicurezza e costanza dell'approvvigionamento di energia termica all'ospedale. Infatti, consci di aumentare il consumo di gas, si preferisce mantenere attive le due caldaie di potenza maggiore e utilizzarle a cascata in base ad un gioco di pressioni tale per cui la seconda genera energia solo se si ha una reale richiesta da parte dell'utenza.

Successivamente sono stati studiati diversi interventi di miglioramento:

1. Possibilità di scambiare energia elettrica con la rete
2. Sostituzione del motore cogenerativo
3. Realizzazione di un impianto fotovoltaico



La prima proposta non comporta alcun costo aggiuntivo e allo stesso tempo permette di far andare il motore a pieno carico per tutte le ore dell'anno e ottenere un risparmio energetico maggiore del 9% rispetto all'ottimizzazione del sistema senza modifiche.

Il diritto al compenso per la generazione dei Certificati Bianchi è in scadenza, poiché sono trascorsi 10 anni dall'installazione dell'attuale motore. Per rinnovare l'accesso al mercato dei Titoli di Efficienza Energetica è necessario sostituire la macchina odierna con una nuova di fabbrica, oppure effettuare un revamping. Pertanto sono state eseguite delle simulazioni con le mappe caratteristiche di due possibili nuovi modelli da 1497 kW e 2007 kW, permettendo, in aggiunta, la cessione alla rete dell'energia prodotta in esubero. Si è concluso che la scelta migliore ricade nel motore di taglia minore, altrimenti si andrebbe a sovradimensionare inutilmente sia la potenza elettrica che quella termica. L'investimento è stato stimato pari a un milione di euro e verrebbe ripagato dopo 5 anni, ma al contempo consente un incremento annuale dell'utile pari al 9% e del risparmio energetico del 40%. In ultimo è stato progettato un impianto fotovoltaico da 632,2 kW la cui producibilità annua copre il 5% della domanda elettrica del complesso, ma consente di autoprodurre in loco tutta l'energia termica ed elettrica necessaria alle attività ospedaliere, utilizzando la rete elettrica nazionale come serbatoio di accumulo. Il costo dell'investimento stimato è di 632 335 € e il Valore Attuale Netto in 20 anni ammonta a 679 915 €.

In base alla soluzione adottata dal gestore dell'impianto energetico, successivamente, si potranno andare ad approfondire alcuni aspetti:

- Dimensionare l'impianto fotovoltaico considerando anche il prelievo dalla rete tramite il POD 2;
- Verifica economica e tecnica di fattibilità di un impianto fotovoltaico a seguito dell'installazione di un nuovo motore cogenerativo;
- Verificare la fattibilità dell'installazione di un ciclo ad assorbimento ad acqua surriscaldata di piccola potenza, in sostituzione al gruppo da 1,5 MW attualmente non utilizzato per la troppo elevata richiesta di calore e il basso rendimento tipico della tecnologia.

## 7 Bibliografia

- [1] R. Lamedica, E. Santini, A. Ruvio, L. Palagi, I. Rossetta, "A milp methodology to optimize sizing of pv - wind renewable energy systems," *Energy*, 2019.
- [2] S. Rech, A. Lazzaretto, "Smart rules and thermal, electric and hydro storages for the optimum operation of a renewable energy system," *Energy*, 2018.
- [3] H. Wang, H. Zhang, C. Gu, F. Li, "Optimal design and operation of chps and energy hub with multi objectives for a local energy system," *Energy Procedia*, 2017.
- [4] P. Arcuri, G. Florio, P. Fragiacomò, "A mixed integer programming model for optimal design of trigeneration in a hospital complex," *Energy*, 2006.
- [5] S. Rech, "Smart energy systems: Guidelines for modelling and optimizing a fleet of units of different configurations," *Energies*, 2019.
- [6] IEA, International Energy Agency, "Global energy & CO2 status report," 2019. <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>.
- [7] IEA, International Energy Agency, "Energy policies of iea countries: Italy 2016 review," 2016. <https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-italy-2016-review>.
- [8] EPA, Environmental Protection Agency, "Catalog of chp technologies," September 2017. <https://www.epa.gov/chp/catalog-chp-technologies>.
- [9] IEA, International Energy Agency, "Combined heat and power," 2008. <https://www.iea.org/reports/combined-heat-and-power>.
- [10] Aldo Bischi, Leonardo Taccari, "A detailed milp optimization model for combined cooling, heat and power system operation planning," *Energy*, 2014.
- [11] Amirhosein Shahhosseini, Javad Olamaei, "An efficient stochastic programming for optimal allocation of combined heat and power systems for commercial buildings using," *Thermal Science and Engineering Progress*, 2019.
- [12] G.K. Alexis, P. Liakos, "A case study of a cogeneration system for a hospital in greece. economic and environmental impacts," *Applied Thermal Engineering*, 2013.

- [13] M.A. Ancona, M. Bianchi, “Optimum sizing of cogeneration plants by means of a genetic algorithm optimization: A case study,” *Case Studies in Thermal Engineering*, 2019.
- [14] Miguel A. Lozano, Jose´ C. Ramos, “Structure optimization of energy supply systems in tertiary sector buildings,” *Energy and Buildings*, 2009.
- [15] Mingxi Liu, Yang Shi, “Combined cooling, heating and power systems: A survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [16] D.W. Wu, R.Z. Wang, “Combined cooling, heating and power: A review,” *Progress in Energy and Combustion Science*, 2006.
- [17] E.S. Barbieri, Y.J. Dai, “Optimal sizing of a multi-source energy plant for power heat and cooling generation,” *Applied Thermal Engineering*, 2013.
- [18] Jiang-Jiang Wang, You-Yin Jing, “Optimization of capacity and operation for CCHP system by genetic algorithm,” *Applied Energy*, 2009.
- [19] M. Jradi, S. Riffat, “Tri-generation systems: Energy policies, prime movers, cooling technologies, configurations and operation strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [20] Heejin Cho, Amanda D. Smith, “Combined cooling, heating and power: A review of performance improvement and optimization,” *Applied Energy*, 2014.
- [21] Pedro J. Mago, Anna K. Hueffed, “Evaluation of a turbine driven CCHP system for large office buildings under different operating strategies,” *Energy and Buildings*, 2010.
- [22] Nelson Fumo, Pedro J. Mago, “Emission operational strategy for combined cooling, heating, and power systems,” *Applied Energy*, 2009.
- [23] K.C. Kavvadias, A.P. Tosios, “Design of a combined heating, cooling and power system: Sizing, operation strategy selection and parametric analysis,” *Energy Conversion and Management*, 2009.
- [24] The European Parliament, “Directive 2012/27/EU of the european parliament and of the council of 25 october 2012.”
- [25] Aldo Bischi, Leonardo Taccari, “A rolling-horizon optimization algorithm for the long term operational scheduling of cogeneration systems,” *Energy*, 2017.
- [26] Il Ministro dello Sviluppo Economico, “DM-5-settembre2011.”
- [27] Il Ministro dello Sviluppo Economico, “Linee guida per l’applicazione del decreto del ministero dello sviluppo economico 5 settembre 2011 – cogenerazione ad alto rendimento (CAR).”

- [28] <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>.
- [29] <http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/TEE/CosaSonoTee.aspx>.
- [30] <https://www.arpa.veneto.it/dati-ambientali/open-data/clima/principali-variabili-meteorologiche>.
- [31] <https://ferroli.lv/download/VAPOPREX%203GN.pdf>.
- [32] Sara Ghaem Sigarchian, Anders Malmquist, “Design optimization of a complex polygeneration system for a hospital,” *Energies*, 2018.
- [33] [https://www.cat.com/it\\_IT/products/new/power-systems/electric-power/gas-generator-sets/18475658.html](https://www.cat.com/it_IT/products/new/power-systems/electric-power/gas-generator-sets/18475658.html).
- [34] <https://www.arera.it/allegati/docs/06/181-06tab.pdf>.
- [35] [https://www.ilteleriscaldamento.eu/teleriscaldamento\\_veneto.htm](https://www.ilteleriscaldamento.eu/teleriscaldamento_veneto.htm).
- [36] [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics).
- [37] C. Elsidio, A. Bischi, P. Silva, E. Martelli, “Two-stage minlp algorithm for the optimal synthesis and design of networks of chp units,” *Energy*, 2017.
- [38] *Gurobi Optimizer Reference Manual*. [https://www.gurobi.com/wp-content/plugins/hd\\_documentations/documentation/9.0/refman.pdf](https://www.gurobi.com/wp-content/plugins/hd_documentations/documentation/9.0/refman.pdf) (accesso 17 Ottobre 2020).
- [39] *Python Packaging User Guide*. <https://packaging.python.org/> (accesso 17 Ottobre 2020).
- [40] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato>.
- [41] [https://www.innio.com/images/medias/files/164/innio\\_br\\_t4\\_2019\\_a4\\_en\\_screen\\_ijnb-119004-en.pdf](https://www.innio.com/images/medias/files/164/innio_br_t4_2019_a4_en_screen_ijnb-119004-en.pdf).
- [42] [https://www.innio.com/images/medias/files/2265/innio\\_br\\_t6\\_2020\\_a4\\_it\\_screen\\_ijnb-120006-it.pdf](https://www.innio.com/images/medias/files/2265/innio_br_t6_2020_a4_it_screen_ijnb-120006-it.pdf).
- [43] G. Comini, S. Savino, *La captazione dell’energia solare*. CISM, International centre for mechanical sciences.
- [44] [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/it/#MR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/#MR).
- [45] “UNI/TR 11328-1:2009, Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Parte 1: Valutazione dell’energia raggiante ricevuta,” 2009.

- [46] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, P. Poggi, "Calculation of the polycrystalline pv module temperature using a simple method of energy balance," *Renewable Energy*, 2005.
- [47] [https://www.futurasun.com/wp-content/uploads/2020/11/2020\\_FuturaSun\\_60m\\_320-330W\\_5bb\\_next\\_it.pdf?x97762](https://www.futurasun.com/wp-content/uploads/2020/11/2020_FuturaSun_60m_320-330W_5bb_next_it.pdf?x97762).