

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA ENERGETICA LM

TESI DI LAUREA

in

Sistemi Energetici Avanzati E Cogenerazione M

**ANALISI DI CRITERI DI GESTIONE DI RETI COMPLESSE DI
DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA**

CANDIDATO:
Eugenio Ardeni

RELATORE:
Chiar.mo Prof. Michele Bianchi

CORRELATORE:
Chiar.mo Prof. Francesco Melino
Ing. Maria Alessandra Ancona
Ing. Lisa Branchini

Anno Accademico 2015/16

Sessione I

INDICE

ABSTRACT	5
1 INTRODUZIONE	8
2 LA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI CORTICELLA	10
2.1 PROFILI DI CARICO TERMICO ORARI	11
2.2 ANALISI DELLA CENTRALE DI PRODUZIONE	15
3 MODELLO DI CALCOLO DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI CORTICELLA	17
3.1 PRESTAZIONI DI RIFERIMENTO DELLA RETE PASSIVA	18
4 PRESTAZIONI DELLA RETE DI CORTICELLA IN ASSETTO PASSIVO	20
4.1 PRESTAZIONI A PORTATA COSTANTE	20
4.2 PRESTAZIONI A DELTA DI TEMPERATURA COSTANTE	24
4.3 REGOLAZIONE MISTA	31
5 PRESTAZIONI DEI SISTEMI IN CENTRALE DI PRODUZIONE.....	38
5.1 PRESTAZIONI CON LA REGOLAZIONE A PORTATA COSTANTE	40
5.2 PRESTAZIONI CON LE RESTANTI REGOLAZIONI ADOTTATE	43
6 ANALISI DI NUOVI SISTEMI IN CENTRALE DI PRODUZIONE	46
6.1 INSERIMENTO DI UNA POMPA DI CALORE IN CENTRALE DI PRODUZIONE	46
6.2 PRESTAZIONI DEI SISTEMI IN PRESENZA DI UN VOLUME D'ACCUMULO	51
6.3 CONSIDERAZIONI SUI NUOVI SISTEMI IN CENTRALE	58
7 DELOCALIZZAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA	64
7.1 SIMULAZIONE DELLA RETE PER IL MESE DI GENNAIO	66
7.2 REGOLAZIONE DELLA PRESSIONE DI IMMISSIONE IN RETE	75
8 SFRUTTAMENTO DELLA RETE A BASSA TEMPERATURA E DELLE POMPE DI CALORE PRESSO TUTTE LE UTENZE.....	77
8.1 CONSIDERAZIONI SULLA NUOVA CONFIGURAZIONE	86
9 VALUTAZIONI ECONOMICHE ED ENERGETICHE SUGLI SCHEMI DI PRODUZIONE	91
10 CONCLUSIONI	105
11 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	110
12 INDICE DELLE FIGURE	111
13 INDICE DEGLI SCHEMI	113
14 INDICE DELLE TABELLE	113

ABSTRACT

La tesi, sviluppata all'interno del dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'università di Bologna, è il risultato di uno studio condotto sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica e termica; tale studio è stato finalizzato all'analisi di soluzioni progettuali per aumentare la diffusione della microgenerazione e generazione diffusa in modo che in futuro queste soluzioni possano portare alla realizzazione di tante reti che possano essere autonome elettricamente e termicamente e magari anche dal punto di vista del combustibile. In particolare la tesi si sofferma sull'analisi di criteri di gestione di una rete di teleriscaldamento esistente in modo da trasformarla in una rete che possa ridurre al minimo le dispersioni di energia termica in ambiente e gli scambi di energia elettrica con la rete nazionale.

Lo sviluppo della tesi è stato suddiviso sostanzialmente in tre parti: la prima riguarda la caratterizzazione del comportamento di una rete di teleriscaldamento reale con determinati sistemi di produzione dell'energia elettrica e termica in centrale, i cui parametri sono già noti; la seconda parte riguarda l'analisi di nuovi sistemi in centrale di produzione e presso le utenze per conseguire gli obiettivi sopra prefissati, e infine la terza parte riguarda l'analisi economica ed energetica di tutte le soluzioni di gestione esaminate.

Nel dettaglio nella prima parte:

- 1) Si è deciso di analizzare il comportamento di una rete di teleriscaldamento esistente nel comprensorio urbano di Corticella nella città di Bologna; si è entrati in possesso di tutte le informazioni riguardanti la geometria, disposizione dei nodi, delle utenze, della sorgente (ovvero la centrale di produzione) e altre specifiche tecniche di tutte le tubazioni. Sulla base delle potenze termiche medie orarie richieste dalle utenze in condizioni di design e di fattori di scala mensili sono state determinate tutte le richieste orarie di un giorno tipico di ogni mese dell'anno. Infine è stata analizzata anche la centrale di produzione nella sua configurazione originaria (Capitolo 2).
- 2) È stato sfruttato un modello di calcolo, sviluppato precedentemente all'interno del dipartimento, denominato IHENA 2.0, per caratterizzare il comportamento della rete di teleriscaldamento a partire dalle condizioni di design, ovvero quando è richiesta la massima potenza termica nel mese più freddo dell'anno. Quindi è stato implementato lo schema della rete all'interno del software (Capitolo 3).
- 3) Si è applicato il software IHENA 2.0 allo schema della rete di teleriscaldamento sulla base dei profili di carico termico medi orari richiesti analizzando due giorni tipici del mese di gennaio e del mese di luglio per tre diverse regolazioni di scambio termico presso le utenze, di fatto regolazioni della rete: a portata in massa costante, a delta di temperatura costante e una mista

ottenuta sfruttando le due regolazioni precedenti. Quindi sono state ricavate per ogni ora della giornata informazioni come la potenza termica immessa in rete dalle sorgenti della centrale di produzione, la portata in massa circolante, il salto termico tra il ramo di mandata e quello di ritorno in centrale, ecc. (Capitolo 4).

- 4) Sulla base delle informazioni ottenute dal capitolo precedente si sfrutta un altro software, anche questo sviluppato precedentemente all'interno del dipartimento, denominato EGO, per simulare le prestazioni dei sistemi in centrale di produzione, costituiti nella configurazione originaria, denominata schema 0, da caldaie e motore a combustione interna in assetto cogenerativo. Quindi vengono raccolte varie informazioni utili per effettuare dell'analisi di confronto con le successive soluzioni adottate (Capitolo 5).

Nella seconda parte:

- 5) Si è iniziato lo studio di tre nuove possibili configurazioni dei sistemi in centrale di produzione con nuovi criteri di gestione della rete nel caso ci sia bisogno; quindi si è partiti dallo schema 1 con l'installazione di pompe di calore in centrale che sfruttano l'energia elettrica prodotta in eccesso dal motore, e si è analizzata anche la variante 1.1 per il funzionamento estivo con lo sfruttamento di un volume d'accumulo; infine sono state tratte le prime considerazioni sui nuovi schemi appena adottati (Capitolo 6).
- 6) La seconda configurazione analizzata, denominata con lo schema 2, rientra nella gestione di delocalizzare la produzione di potenza termica richiesta da parte delle utenze riducendo le dispersioni attraverso la rete; in particolare in questo capitolo è stata ipotizzata l'installazione di pompe di calore presso le utenze periferiche sfruttando solo l'energia elettrica prodotta in eccesso del motore, con conseguente gestione specifica della pressione di immissione dell'acqua in rete da parte della centrale per questo schema (Capitolo 7).
- 7) Terza e ultima nuova configurazione applicata riprende la gestione della rete del capitolo precedente con la delocalizzazione della produzione di energia, questa volta presso tutte le utenze con lo sfruttamento di pompe di calore che devono funzionare sempre usando l'energia prodotta dal motore e, se non ne viene prodotta abbastanza, viene acquistata dalla rete. In questa ultima configurazione inoltre si è deciso di gestire la rete di teleriscaldamento a bassa temperatura riducendo ulteriormente le perdite di energia termica in ambiente (Capitolo 8).

Infine la terza parte è costituita dal capitolo 9 e riguarda la valutazione economica ed energetica a seguito dell'applicazione di tutti gli schemi adottati distinguendo per ogni regolazione di gestione della rete ed esaminando separatamente il funzionamento invernale ed estivo; quindi ci sono alcuni schemi funzionanti durante l'anno termico di 183 giorni per la città di Bologna, mentre gli stessi schemi d'estate, ovvero nei restanti giorni dell'anno solare, devono essere gestiti in maniera diversa

senza l'utilizzo di alcuni sistemi di produzione sfruttati in inverno. Poi gli stessi schemi invernali ed estivi vengono messi insieme per una valutazione complessiva dell'intero anno solare.

In conclusione, la prima parte della tesi riguarda l'analisi del comportamento di una rete di teleriscaldamento esistente sulla base di tre diverse regolazioni e sistemi in centrale di produzione, le cui specifiche tecniche sono quelle realmente applicate nella produzione di energia termica ed elettrica. Nella seconda parte sono state studiate tre possibili nuove configurazioni di gestione della rete e produzione delle fonti energetiche richieste, sempre sfruttando le tre regolazioni di scambio termico e gestendo altri parametri che influenzano in maniera diversa le varie soluzioni adottate. Quindi nell'ultima parte si è capito che, accoppiando gli schemi per il funzionamento estivo a quelli per il funzionamento invernale, è possibile individuare quali sono le configurazioni migliori in termini di consumo di combustibile, scambi di energia elettrica con la rete al netto di considerazioni generali sulla gestione della rete.

1) Introduzione

La tesi è nata dall'interesse di sviluppare tematiche di gestione e risparmio dell'energia nell'ambito della poli-generazione per uno dei settori più energivori in Italia, ovvero il settore residenziale e in parte quello terziario. Per andare nella direzione di ridurre l'impatto dei combustibili fossili nella vita di tutti i giorni bisogna razionalizzare l'uso delle fonti energetiche permettendo la transizione verso sistemi a fonte rinnovabile. L'ambito nel quale si applica lo studio della tesi è quello delle reti di teleriscaldamento, TLR, e delle smart grid, ovvero reti di distribuzione dell'energia termica ed elettrica; di conseguenza vanno analizzati tutti i parametri che intervengono nella gestione di tali reti a partire dai criteri di regolazione dello scambio termico presso le utenze. Le utenze di solito rappresentano dei complessi residenziali o degli edifici appartenenti al settore terziario, come scuole, ospedali o supermercati; in generale ci può essere richiesta di energia elettrica, termica, frigorifera oppure del combustibile per processi interni. La centrale di produzione della rete di teleriscaldamento deve quindi far fronte a tutte le richieste possibili con l'obiettivo di minimizzare il consumo di combustibile fossile e gli scambi di energia elettrica con la rete, sia in fase di acquisto sia in fase di vendita.

La tesi viene applicata in particolare ad una TLR esistente nella zona di Corticella nella città di Bologna e si parte dalla configurazione esistente in cui si ha unicamente richiesta di potenza termica ed elettrica da parte delle utenze. Inizialmente si è a conoscenza delle specifiche tecniche dei sistemi presenti in centrale di produzione nella configurazione originaria, la quale prevede un motore a combustione interna in assetto cogenerativo oltre le caldaie integrative a gas naturale; è chiaro che il motore sfrutta un combustibile fossile ma il fatto che sia cogenerativo aiuta sicuramente la transizione verso una maggior indipendenza energetica ed elettrica. Sicuramente però il motore contribuisce solo in piccola parte a soddisfare la domanda di potenza termica quando entra in funzione il servizio di riscaldamento; quindi le nuove configurazioni studiate dei sistemi in centrale di produzione e di gestione della rete permettono di analizzare delle soluzioni intelligenti a livello energetico e dal punto di vista impiantistico che facilitano la transizione verso un minor consumo di combustibile e scambi di energia elettrica con la rete nazionale. Un settore di interesse ingegneristico verso cui può tendere lo studio effettuato con questa tesi è rappresentato dalle reti di teleriscaldamento attive, in cui si ha la possibilità per le utenze di diventare attive nella produzione di fonti energetiche richieste in modo da avere uno scambio bidirezionale di energia termica dalla rete alle utenze e sfruttare la rete stessa come sistema di accumulo; con le soluzioni di impianti proposti dalle nuove configurazioni, in particolare le ultime due, si spinge l'intera rete a delocalizzare presso le utenze la produzione di energia termica tramite l'installazione di pompe di calore che non rendono le utenze attive, perché non si ha scambio bidirezionale di alcun flusso energetico con la rete, ma si rende possibile la produzione in loco di

parte della potenza termica media oraria richiesta. Complessivamente nella tesi anche se viene sempre mantenuto uno scambio passivo, unicamente dalla rete alle utenze, nella prima nuova configurazione proposta vengono ridotti fortemente gli scambi di energia elettrica con la rete; la seconda soluzione ricalca la prima con l'aggiunta di delocalizzare presso solo alcune utenze la produzione di energia termica a seconda della disponibilità elettrica della centrale. Infine la terza soluzione propone la delocalizzazione della produzione di energia termica presso tutte le utenze favorendo l'idea di avvicinarsi all'indipendenza energetica piuttosto che elettrica, perché le pompe di calore devono in tal caso acquistare energia elettrica dalla rete per poter funzionare completamente, ma viene gestita una rete di teleriscaldamento a bassa temperatura riducendo le dispersioni termiche in ambiente.

Lo sfruttamento di software, come lo IHENA 2.0 per la rete di teleriscaldamento e come l'EGO per i sistemi in centrale di produzione, apre uno scenario vastissimo di soluzioni alternative alla configurazione originaria; nella tesi vengono analizzati tre schemi nuovi, con l'aggiunta di una variante per uno di essi e la suddivisione dell'ultima soluzione in due casi diversi per diversi parametri di funzionamento ai sistemi installati. Inoltre le tre possibili regolazioni della rete in merito alle modalità di scambio termico presso le utenze rende lo studio della tesi ancora più complesso; infatti ogni regolazione della rete comporta vantaggi e svantaggi evidenziati da parametri caratteristici che riguardano il fluido circolante in rete; per questo è importante evidenziare la possibilità di intervenire arbitrariamente durante l'arco della giornata scegliendo la regolazione più opportuna a seconda delle esigenze come viene fatto nella regolazione mista. Non rientrano in questa analisi finale i costi di investimento, layout degli impianti, perché l'interesse della tesi ricade solo sulla parte ingegneristica degli impianti e sulle loro interconnessioni e sui flussi energetici che li riguardano con particolare attenzione agli scambi con l'ambiente per le dispersioni termiche e alla vendita e acquisto con la rete nazionale per l'energia elettrica.

2) La rete di teleriscaldamento di Corticella

La rete di teleriscaldamento, oggetto della presente tesi, si trova nella zona urbana di Corticella all'interno del quartiere Navile di Bologna; questa rete serve 17 utenze, identificate da altrettante sottostazioni di scambio termico. Queste utenze soddisfano i fabbisogni di 13 complessi condominiali, costituiti in totale da 960 unità abitative e 4 edifici adibiti al settore terziario (due scuole, un supermercato ed un ambulatorio). In **Figura 1** viene riportata la rete, le utenze ad essa allacciate e la centrale.

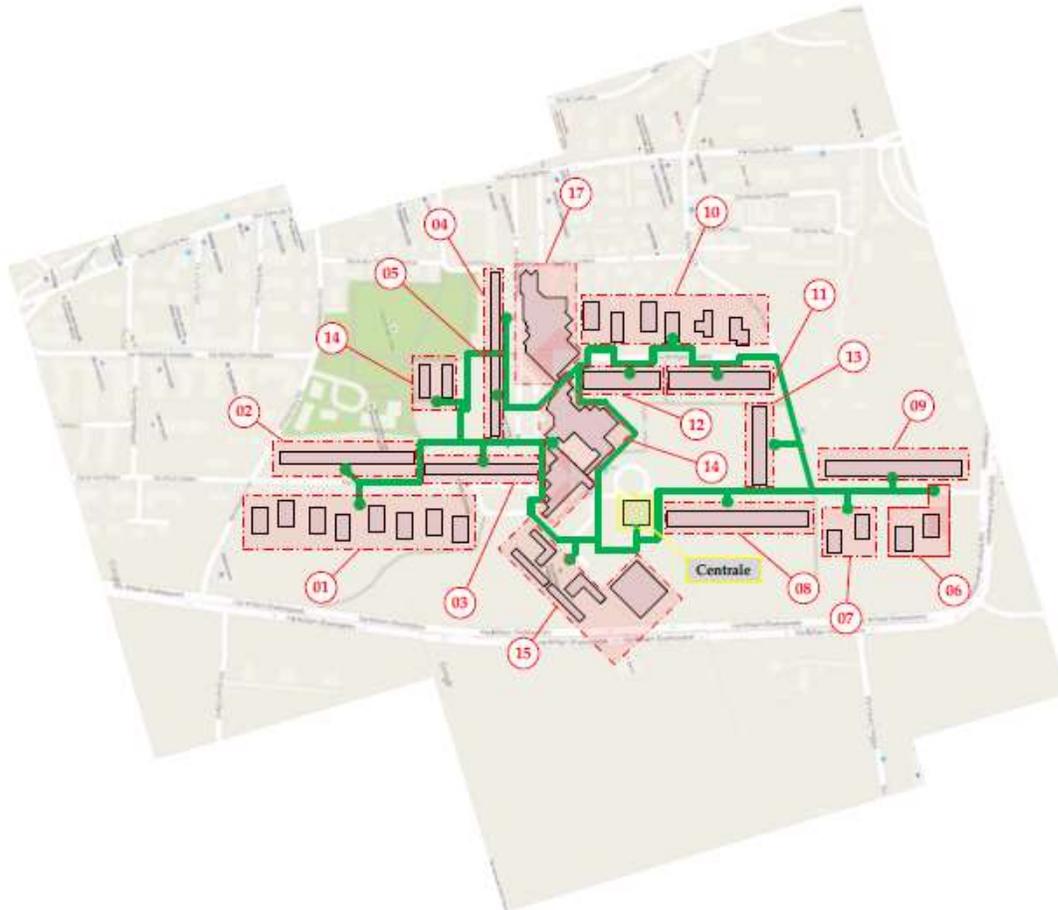


Figura 1 – Schema semplificato della rete di Corticella

Tutte le utenze connesse alla rete ricevono energia termica sia per il servizio di riscaldamento sia per l'acqua calda sanitaria ad eccezione dell'utenza 17, un supermercato, perché sulla base delle informazioni ricevute necessita solo di energia per il riscaldamento invernale.

Sulla base del coefficiente globale di scambio termico dell'edificio in esame e sulla temperatura di attivazione del servizio di riscaldamento è possibile ricavare la potenza termica che la rete deve essere in grado di fornire per tale servizio. Quindi è possibile ricavare la potenza termica di design corrispondente alla temperatura esterna di riferimento di -5°C per la città di Bologna. Si può notare

dalla **Tabella 1** che tali potenze sono comprese tra un valore minimo di 234 kW (utenza 4) e un valore massimo pari a 1164 kW (utenza 1). In **Tabella 1** sono riportati anche i fabbisogni di acqua calda sanitaria che non sono dipendenti dalla temperatura esterna ma dipendono da altri fattori come la superficie utile riscaldata, l'occupazione media, ecc. Infine è presente anche una colonna indicante la potenza termica di design totale per ogni utenza.

Tabella 1 - Potenze termiche di design richieste dalle utenze

ID utenza	P_{TH} Riscaldamento design (Test = -5°C) [kW]	P_{TH} Acqua Calda Sanitaria design [kW]	P_{TH} Totale design [kW]
1	1081	83	1164
2	642	60	702
3	616	35	651
4	234	52	286
5	558	53	611
6	534	44	578
7	550	43	593
8	682	72	754
9	849	48	897
10	744	47	791
11	505	60	565
12	409	40	449
13	563	52	615
14	258	2	260
15	276	20	296
16	627	6	633
17	490	0	490

Quindi la potenza termica richiesta in condizioni di design per il riscaldamento è la massima potenza di cui l'utenza può aver bisogno in un determinato periodo dell'anno, ovvero nel mese più freddo quando la temperatura esterna può essere uguale a quella di riferimento, -5 °C. Ciò si verifica nel mese di gennaio, mentre negli altri mesi dell'anno la potenza totale richiesta decresce perché aumenta la temperatura esterna fino a che non rimane solo il fabbisogno di ACS, costante ogni mese, sempre identico a quello di design dal mese di maggio al mese di settembre compresi.

2.1) Profili di carico termico orari

Sulla base di uno studio effettuato per la zona climatica E (in cui si trova la provincia di Bologna) è stato possibile ottenere i profili di carico termico adimensionali richiesti per il riscaldamento e per l'ACS riportati in **Tabella 2**. Entrambi i profili sono normalizzati rispetto alle potenze termiche di

picco, ovvero di design. In questo modo si possono ottenere le potenze termiche richieste ad ogni ora per entrambi i servizi; inoltre conoscendo i fattori di scala mensili, indicati in **Tabella 3**, è possibile scalare le potenze termiche (solo per quanto riguarda il riscaldamento) al fine di ottenere le richieste orarie che si hanno ogni mese, mentre non si hanno fattori di scala mensili per l'ACS perché tale richiesta è costante tutto l'anno.

Tabella 2 – Profili di carico termico adimensionali orari

Orario giornaliero	P_{TH} Risc / P_{TH} Risc,max	P_{TH} ACS / P_{TH} ACS,max
1	0.0000	0.01
2	0.0000	0.015
3	0.0000	0.02
4	0.0000	0.025
5	0.0000	0.03
6	0.2661	0.03
7	0.6878	0.2025
8	0.8878	0.3977
9	1.0000	1.0000
10	0.7991	0.3963
11	0.6765	0.1042
12	0.6543	0.102
13	0.6322	0.0998
14	0.6100	0.1006
15	0.5543	0.02
16	0.5543	0.02
17	0.6100	0.1001
18	0.6322	0.1009
19	0.6568	0.1975
20	0.7778	0.7998
21	0.7290	0.8037
22	0.4661	0.197
23	0.4269	0.0497
24	0.0000	0.01

Tabella 3 – Fattori di scala mensili per il servizio del riscaldamento

Mese	Fattore di scala	Giorni/mese
GENNAIO	1.00000	31
FEBBRAIO	0.89168	28
MARZO	0.65160	31
APRILE	0.36370	30
MAGGIO	0.00000	31
GIUGNO	0.00000	30

Mese	Fattore di scala	Giorni/mese
LUGLIO	0.00000	31
AGOSTO	0.00000	31
SETTEMBRE	0.00000	30
OTTOBRE	0.32209	31
NOVEMBRE	0.63410	30
DICEMBRE	0.90210	31

Si può notare dai profili di carico termico adimensionali che nelle prime cinque ore della giornata è richiesta acqua calda sanitaria, mentre nel corso della nona ora è necessario erogare la massima potenza termica per entrambi i servizi corrispondente al mese in esame. Gennaio, essendo il mese più freddo dell'anno, è caratterizzato da un fattore di scala pari ad 1, per cui in questo mese dalle 8:00 alle 9:00 sarà richiesta esattamente la potenza termica di design indicata nella prima tabella. Per il resto delle ore e per il resto dei mesi dell'anno bisogna procedere in maniera analitica a valutare i fabbisogni per il riscaldamento e per l'ACS per ottenere il fabbisogno complessivo. Questo calcolo è semplificato dal mese di maggio a quello di settembre compresi perché in tali mesi si ha una temperatura esterna di riferimento superiore a quella necessaria per richiedere il servizio di riscaldamento. È importante sottolineare che i profili di carico termico orari si riferiscono ad una richiesta media oraria, quindi è possibile che all'interno della stessa ora in realtà la domanda di potenza termica sia variabile, ma per lo studio conseguito viene considerata solo la richiesta media oraria.

Ora lo studio della tesi prosegue nell'evidenziare i profili di carico termico dimensionali richiesti per un giorno tipico del mese di gennaio, con una temperatura esterna di riferimento di -5 °C, e i profili di carico termico dimensionali per il mese di luglio, con una temperatura esterna di riferimento di 35 °C, entrambi riportati in **Figura 2A** e **2B**. Sono stati scelti questi due mesi per analizzarne uno fortemente invernale e uno fortemente estivo, potendo così agire sulla regolazione della rete in condizioni climatiche decisamente diverse.

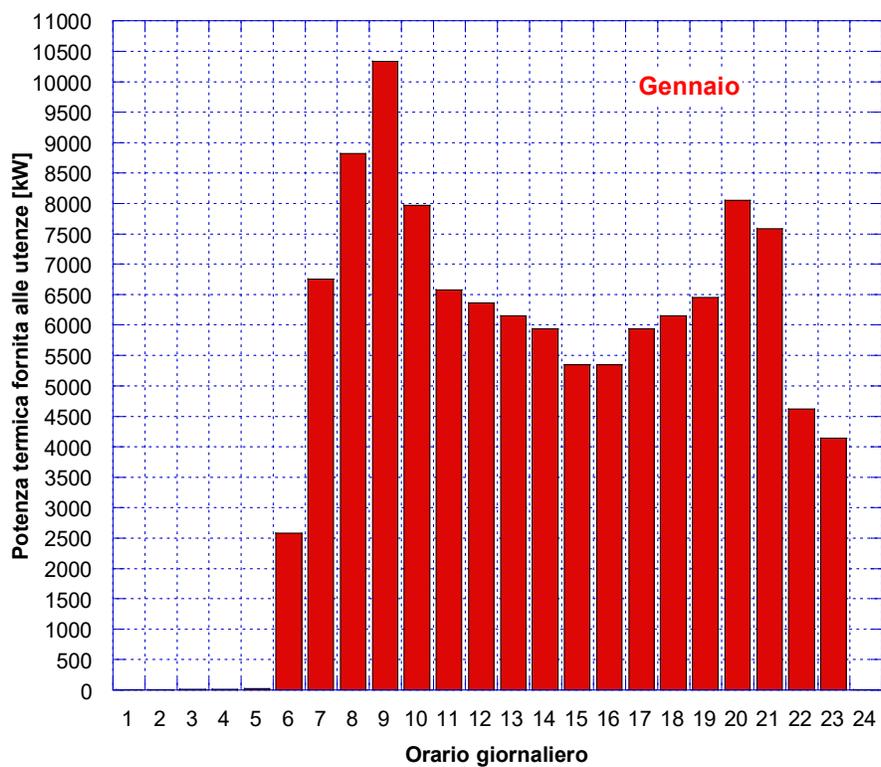


Figura 2A – Profilo di carico termico medio orario richiesto dalle utenze per il mese di gennaio

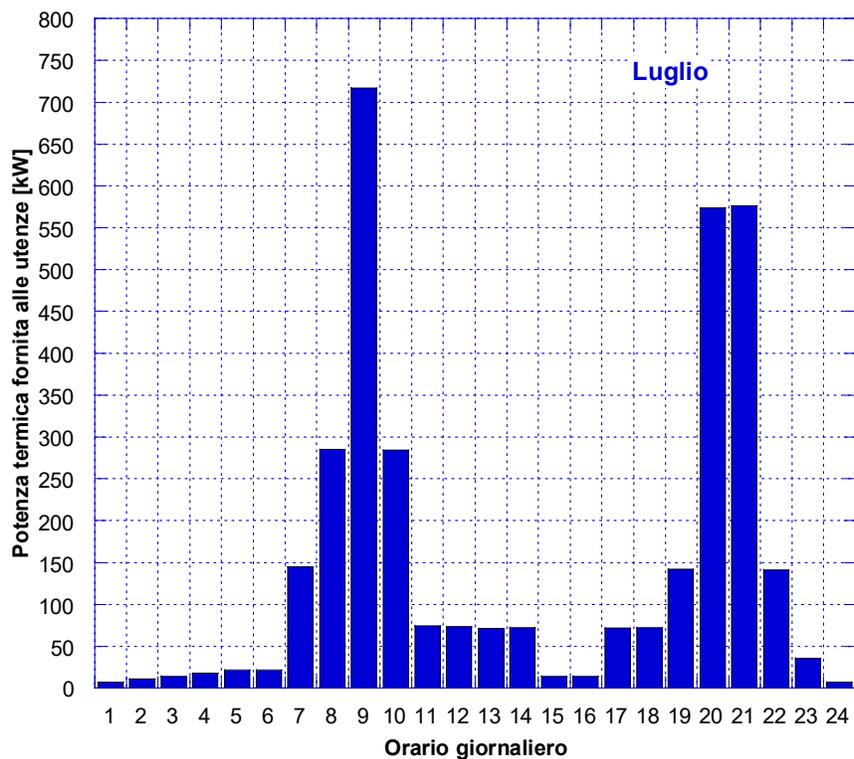


Figura 2B – Profilo di carico termico medio orario richiesto dalle utenze per il mese di luglio
 Analizzando il profilo di carico termico del giorno tipico di luglio si può capire come il contributo dato unicamente dalla richiesta di acqua calda sanitaria sia nettamente inferiore alla richiesta di

energia termica per il riscaldamento e ACS di gennaio. Risulta necessario, quindi, una potenza termica installata nella centrale di produzione di circa 10500 kW.

2.2) Analisi della centrale di produzione

La centrale termica che alimenta la rete di teleriscaldamento è costituita da un modello con quattro caldaie a giri di fumo da 2900 kW termici l'una e un cogeneratore da 1500 kW termici secondo lo schema in **figura 3**, in cui vengono rappresentati i sistemi di produzione e i gruppi di pompaggio. La centrale deve produrre acqua calda a 80°C e immetterla in rete a 9.7 bar (in condizioni di regolazione a portata in massa costante) ammettendo un salto di pressione fino ai 4 bar in corrispondenza del vaso di espansione settato in centrale; non sono presenti altre stazioni di rilancio lungo la rete e viene mostrato successivamente che la pressione di immissione in rete può cambiare a seconda della regolazione e dell'orario giornaliero. Durante il funzionamento diurno invernale (dalle 6:00 alle 23:00) oltre all'utilizzo di tre caldaie si affianca anche il motore a combustione interna in assetto cogenerativo; questo motore deve funzionare per 1500 ore all'anno, cioè per circa il 67% delle ore di riscaldamento previste (pari a 18 ore al giorno per 183 giorni) per l'anno termico in zona climatica E. Invece per il funzionamento notturno invernale (dalle 23:00 alle 6:00 del giorno dopo) è sufficiente normalmente una caldaia.

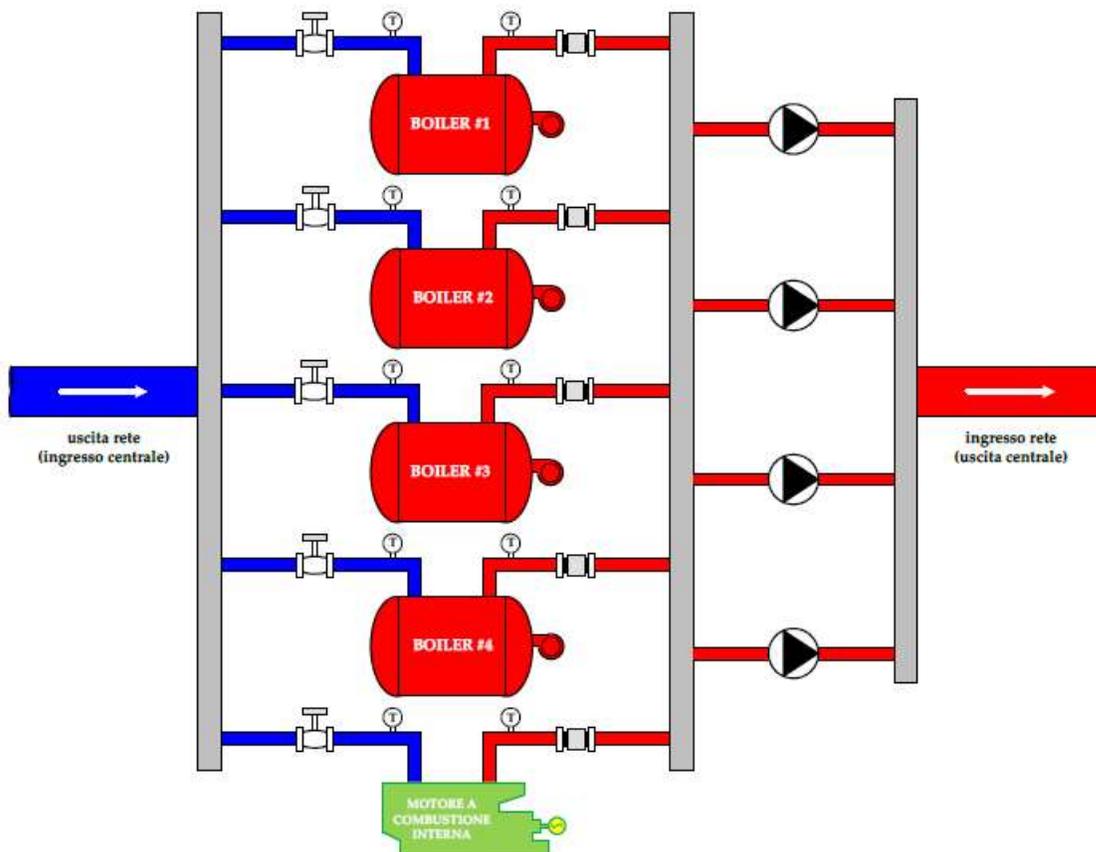


Figura 3 – Schema dei sistemi di produzione e del gruppo di pompaggio in centrale

La scelta del motore a combustione interna in assetto cogenerativo ricade su un motore Jenbacher 312 della General Electric, mostrato in **Figura 4**. Per selezionare la taglia bisogna prendere in considerazione il parametro della potenza termica nominale assieme alle curve di prestazione caratteristiche del motore al variare del carico.



Figura 4 – MCI cogenerativo Jenbacher 312 type 3

Questo motore viene descritto come efficiente, duraturo e affidabile in quanto offre un lungo periodo di operatività di almeno 80000 ore prima della principale revisione. L'installazione di tale impianto prevede una soluzione containerizzata con due unità identiche in grado di garantire una potenza termica prossima ai 1500 kW_{TH}, in particolare 1461 kW_{TH} in condizioni di design (al 100% del carico). Sulla base delle informazioni ricevute dalle specifiche tecniche della sezione Power Generation della General Electric questo motore produce in maniera integrata 1200 kW_{EL} con un'efficienza elettrica del 39,1 %, un'efficienza termica del 47,6 % per un'efficienza complessiva del 87,3 %. Queste prestazioni si riferiscono ad un'alimentazione a gas naturale con la potenza elettrica generata da un alternatore che ruota a 1500 giri al minuto, corrispondente alla frequenza di 50 Hz della corrente nella rete elettrica nazionale. Inoltre il motore Jenbacher è molto versatile in quanto può essere alimentato da diverse tipologie di combustibile oltre al gas naturale come il gas di discarica, propano, biogas e altri con le prestazioni che cambiano a seconda del combustibile ma in generale si mantengono sugli stessi standard; le dimensioni dell'ingombro complessivo sono date da 12,2 m x 2,5 m x 2,6 m.

3) Modello di calcolo della rete di teleriscaldamento di Corticella

Il software che permette di simulare, con approccio stazionario, il comportamento di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento si chiama IHENA 2.0 (Intelligent Heat Energy Network Analysis); questo software applica un modello di calcolo basato sull'algoritmo di Todini-Pilati che a sua volta si fonda sull'equazione di Darcy-Weisbach. Quindi sulla base di diversi input vengono calcolati in maniera iterativa bilanci di massa ed energia nei rami e nei nodi della rete per ottenere una serie di grandezze in uscita, utili a caratterizzare il comportamento della rete. Ovvero per ciascun ramo si possono conoscere la temperatura, le pressioni di ingresso ed uscita, la portata in massa, velocità e perdite di carico; poi viene data la portata in massa totale che la sorgente immette in rete, la potenza elettrica spesa per il pompaggio e la potenza termica complessivamente dissipata dalla rete.

Il modello della rete in esame, rappresentato in **Figura 5**, è stato ottenuto inserendo tutte le specifiche tecniche della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0; poiché questa rete è già esistente si conoscono tutte le coordinate geometriche dei rami e dei nodi, la collocazione della sorgente e delle utenze e tutti i parametri caratteristici dei condotti (coefficiente di conduzione del materiale del condotto e dell'isolante installato attorno, scabrezza, ecc.). Nella **Tabella 4** viene riportata la corrispondenza tra la numerazione delle utenze secondo il sistema di gestione della centrale (ID utenza) e il numero identificativo del nodo attribuiti dal software IHENA (IDN). Il modello della rete è composto da 74 nodi (di cui una sorgente, 56 miscelatori e 17 utenze) e 75 rami che formano due anelli.

Tabella 4 – Corrispondenza di numerazione delle utenze tra il sistema di gestione della centrale (ID utenza) e il software IHENA (IDN)

Utenza servita	ID utenza	IDN IHENA
Condominio di via Giulio Verne n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15	1	56
Condominio di via Giulio Verne n. 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14	2	55
Condominio di via Giulio Verne n. 16, 18, 20, 22, 24, 26	3	58
Condominio di via Massimo Gorki n. 11, 13, 15, 17	4	44
Condominio di via Massimo Gorki n. 19, 21, 23, 25	5	39
Condominio di via Giorgio Byron n. 2, 4	6	14
Condominio di via Giorgio Byron n. 6, 8	7	11
Condominio di via Giorgio Byron n. 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22	8	6
Condominio di via Giorgio Byron n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13	9	13
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 1, 3, 5, 7, 9, 11	10	25
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 2, 4, 6, 8, 10	11	20

Utenza servita	ID utenza	IDN IHENA
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 12, 16, 18	12	29
Condominio di via S. Anna n. 15, 17, 19, 21	13	16
Scuola materna Attilia Neri + CSA & URP Villa Torchi	14	47
Scuola elementare e media F. Franchini +palestra	15	67
Centro Civico - Day Hospital	16	60
Supermercato Coop – Corticella	17	34

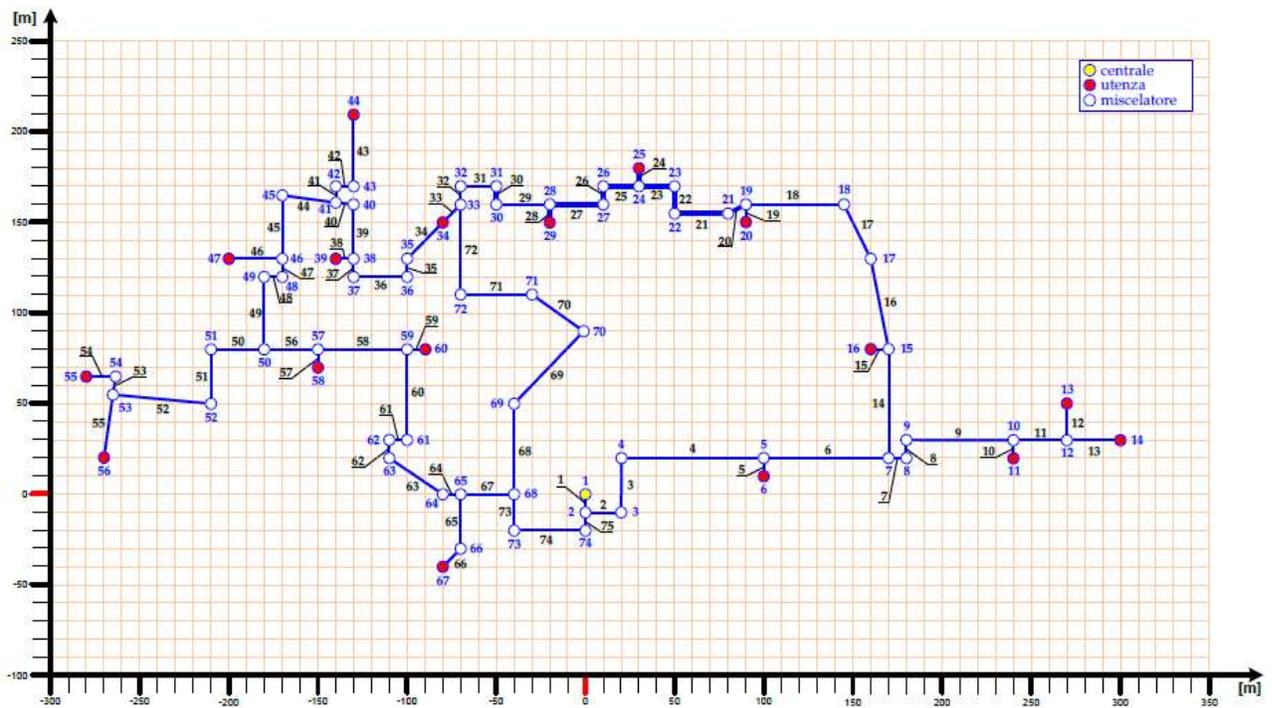


Figura 5 – Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0

3.1) Prestazioni di riferimento della rete passiva

Le prestazioni di riferimento della rete si riferiscono alle condizioni di design, ovvero quando la temperatura ambiente è pari a $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$; quindi la prima simulazione effettuata viene eseguita proprio in queste condizioni quando le utenze richiedono la massima potenza termica sia per il riscaldamento sia per l'acqua calda sanitaria considerando tutte le utenze in assetto passivo; la potenza termica di design viene mostrata in **Figura 6**.

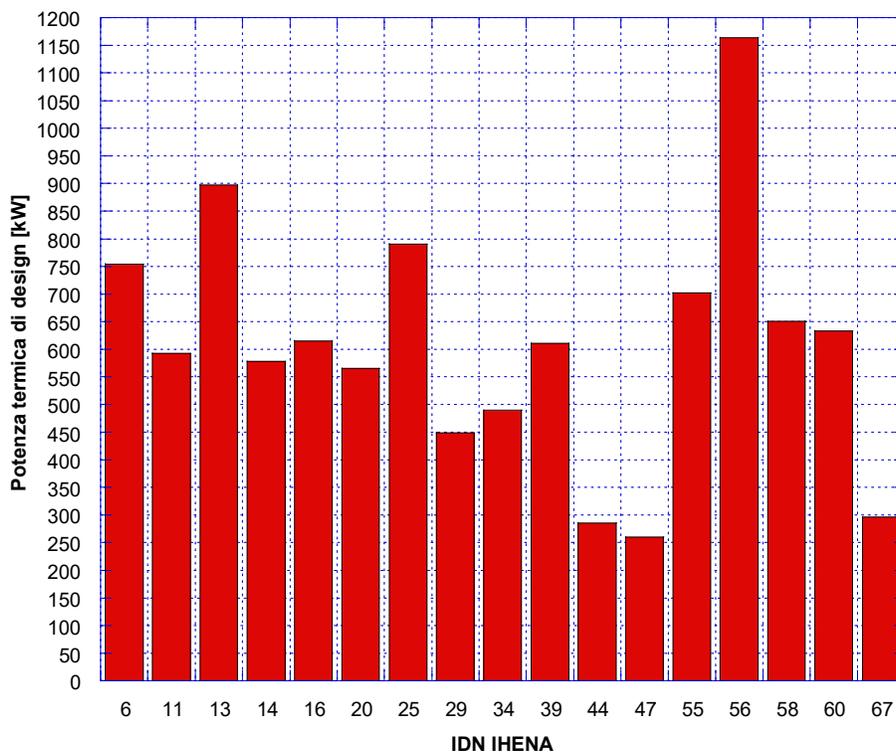


Figura 6 – Potenza termica di design per il riscaldamento invernale e la produzione di acqua calda sanitaria (temperatura esterna: -5°C)

Dalla simulazione della rete in condizioni di design si ricava l'informazione che la potenza termica totale fornita alle utenze è di 10335 kW_{TH} con un rendimento di distribuzione del 99 %. La portata in massa immessa in rete è di 164.56 kg/s, la potenza elettrica spesa per il pompaggio è di 107 kW_{EL} mentre quella dissipata dalle tubazioni e dalle sottostazioni di scambio termico è di 86 kW_{TH}.

4) Prestazioni della rete di Corticella in assetto passivo

Una volta valutate le prestazioni della rete in condizioni di design, vengono eseguite le successive simulazioni per valutare il comportamento della rete secondo i profili di carico termico medio orario richiesti per il mese di gennaio e per luglio. Per quanto riguarda la regolazione della rete si adottano i due criteri principali a portata in massa costante e a delta di temperatura costante prima di introdurre la regolazione mista per i motivi indicati successivamente. Con il primo dei due criteri la portata circolante non cambia al variare del carico termico richiesto dalle utenze; quindi per soddisfare tali richieste varia il salto termico tra il ramo di mandata e quello di ritorno della rete di teleriscaldamento grazie alla regolazione effettuata direttamente sugli scambiatori di calore delle utenze. Con il secondo criterio si vuole mantenere una differenza di temperatura costante tra l'ingresso e l'uscita degli scambiatori di calore in modo da soddisfare il carico termico delle utenze variando la portata circolante in rete.

Nei paragrafi seguenti sono esposti i principali risultati delle simulazioni effettuate per entrambi i mesi al variare dell'ora della giornata, quindi delle potenze termiche medie orarie richieste dalle utenze (si veda **Figura 2A e 2B**) tenendo conto che in gennaio la temperatura esterna di riferimento è di -5°C mentre in luglio essa è di 35°C . Nel resto della tesi viene sottointeso che le potenze termiche si riferiscono sempre ad una richiesta media all'interno di ogni ora; lo stesso vale per tutte le altre grandezze esaminate. La particolarità di tali potenze è che, siccome ci si riferisce ai valori medi per ogni ora, il suo valore in kW risulta numericamente uguale all'espressione ottenuta dall'operazione di media oraria in termini di kWh eseguita sui valori di potenza istantanea dal primo all'ultimo secondo dell'ora esaminata.

4.1) Prestazioni a portata costante

Nelle **Figure 7, 8, 9, 10** vengono riportati rispettivamente i grafici della potenza termica immessa in rete dalle sorgenti, il salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale, la potenza spesa per il pompaggio e l'efficienza di distribuzione. Tutte queste grandezze sono esaminate in funzione dell'ora giornaliera e vengono evidenziati in due grafici separati i dati relativi al mese di gennaio e di luglio.

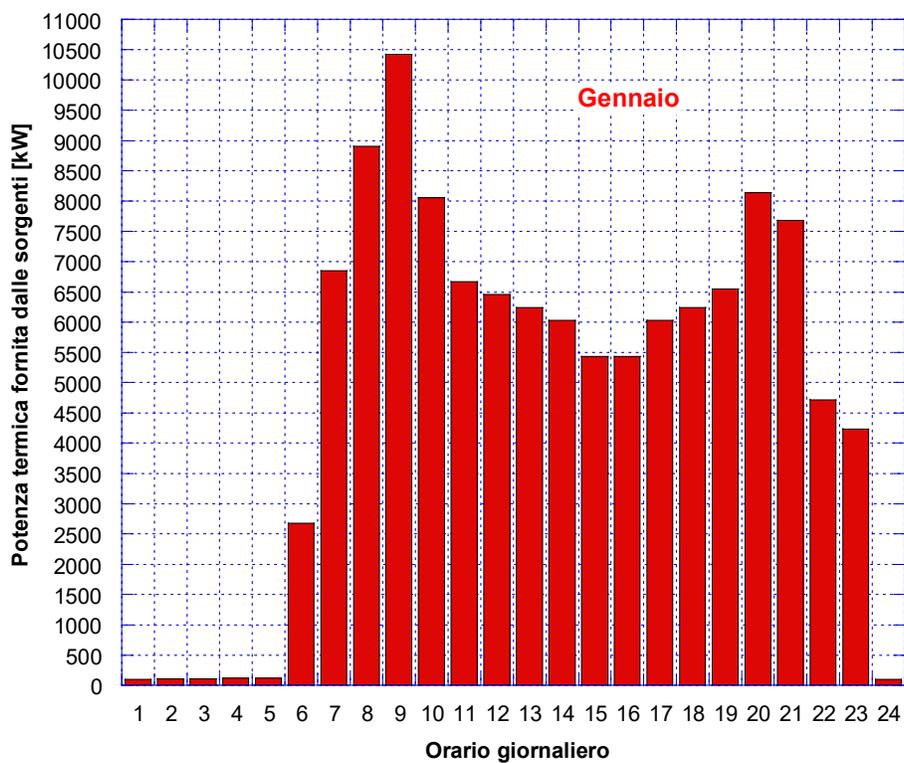


Figura 7A – Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in gennaio (portata costante)

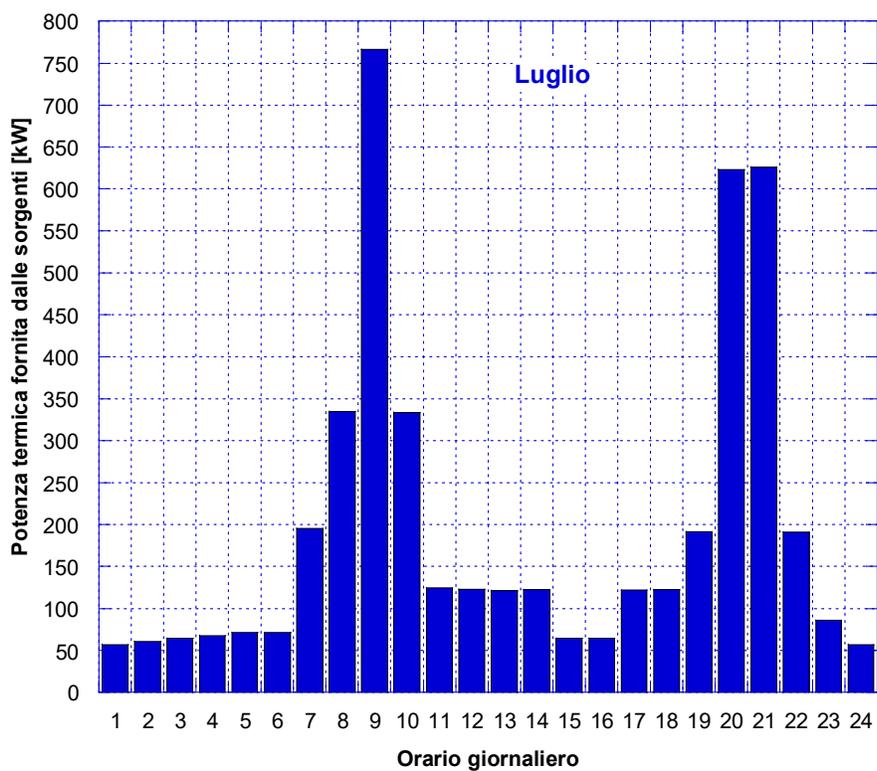


Figura 7B – Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in luglio (portata costante)

Dalle **Figura 7A** e **7B** si può evidenziare l'andamento estremamente variabile nell'arco della giornata della potenza termica prodotta dalle sorgenti, soprattutto per il mese invernale in cui è in funzione anche il servizio del riscaldamento. Questo andamento segue quello della potenza richiesta dalle utenze per cui il rapporto tra le due potenze termiche mette in luce il rendimento di distribuzione mostrato successivamente.

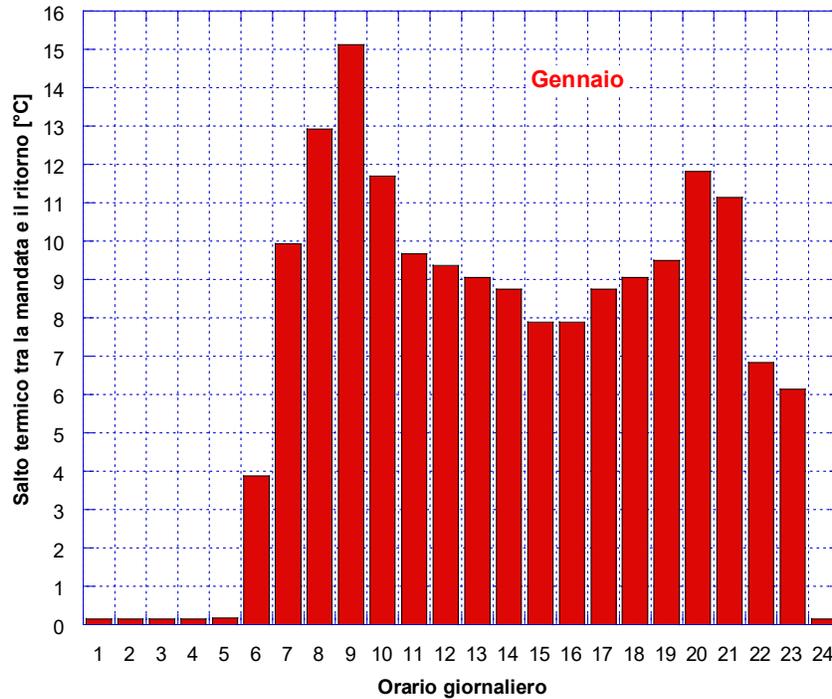


Figura 8A – Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in gennaio (portata costante)

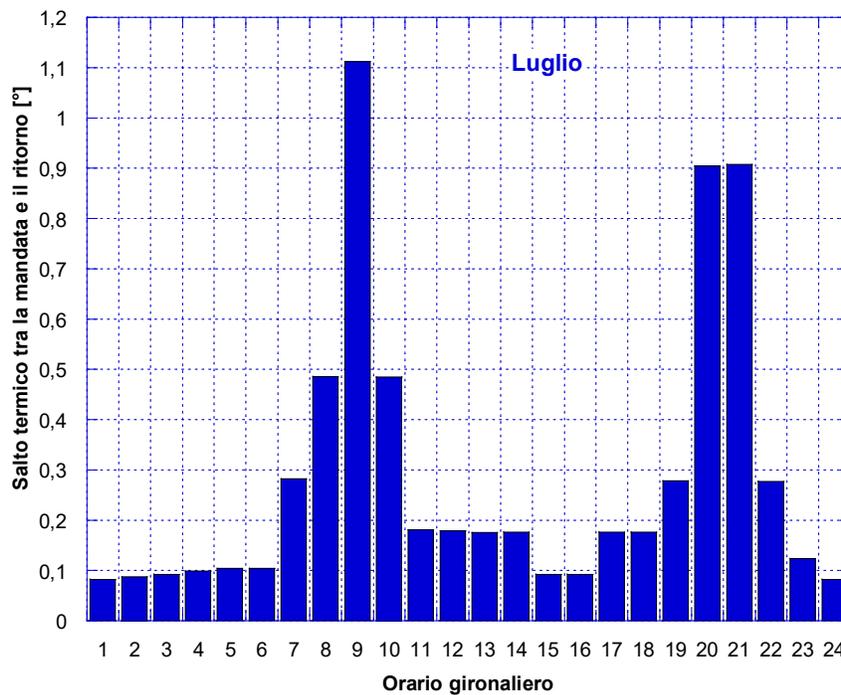


Figura 8B – Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in luglio (portata costante)

Le **Figura 8A** e **8B** ricalcano sostanzialmente l'andamento della potenza immessa in rete dalle sorgenti perché con questa tipologia di regolazione minore è il carico termico richiesto maggiore è la temperatura nel ramo di ritorno, e di conseguenza minore è il salto termico. Si raggiunge la differenza di temperatura di design (15 °C) solo nel corso della nona ora della giornata in gennaio quando è richiesta esattamente la potenza termica di design.

Nelle **Figura 9A** e **9B** viene mostrata l'efficienza di distribuzione, che per il mese invernale è pari al 99% per quasi tutta la giornata tranne le ore notturne dove le dispersioni termiche sono numericamente rilevanti rispetto alla potenza termica immessa in rete. Per il mese estivo in cui viene fornita potenza termica solo per l'acqua calda sanitaria, il fluido nel ramo di ritorno ha una temperatura più elevata e sebbene la temperatura ambiente sia più elevata rispetto all'inverno le dispersioni sono di nuovo rilevanti rispetto alla potenza immessa in rete.

Infine non vengono riportati i grafici della portata in massa immessa in rete e della potenza elettrica spesa per il pompaggio perché entrambi sono costanti per tutte le ore dei due mesi, rispettivamente pari a 164.56 kg/s e a 107 kW_{EL} con una pressione di immissione in rete ad ogni ora di 9.7 bar.

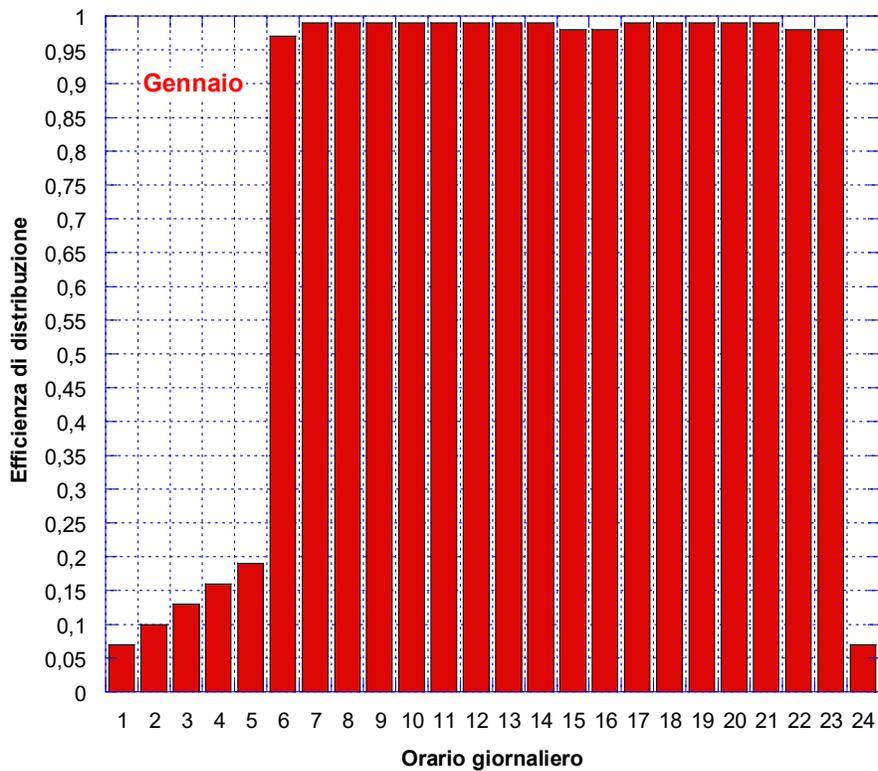


Figura 9A – Efficienza di distribuzione in gennaio (portata costante)

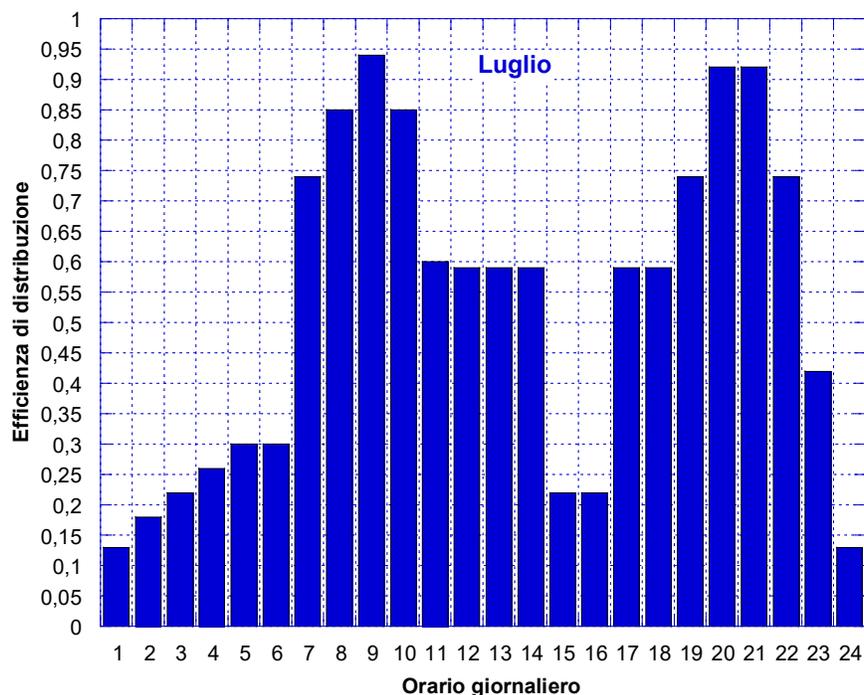


Figura 9B – Efficienza di distribuzione in luglio (portata costante)

4.2) Prestazioni a delta di temperatura costante

Con questa regolazione il carico termico richiesto viene soddisfatto variando la portata in massa circolante in rete perché si vuole mantenere costante la differenza di temperatura tra monte e valle dello scambiatore di calore sul lato del circuito primario, ovvero nel circuito in cui scorre il fluido proveniente dalla centrale di produzione. Nelle **Figure 10, 11, 12, 13, 14 e 15** vengono mostrate rispettivamente la potenza termica fornita dalle sorgenti, la portata totale immessa in rete, il salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale, la pressione di immissione in rete, la potenza elettrica spesa per il pompaggio e l'efficienza di distribuzione; come prima sono presenti due grafici per ogni grandezza per i rispettivi mesi tranne che per la pressione di immissione in rete. Si può notare dalle **Figure 10A e 10B** che la potenza termica fornita dalle sorgenti sia molto simile alla stessa grandezza con la regolazione a portata costante dalla nona alla penultima ora della giornata perché le potenze termiche richieste dalle utenze sono abbastanza elevate, mentre nelle ore notturne (le prime cinque e l'ultima ora) quasi non si notano gli istogrammi per la bassa potenza immessa in rete rispetto a quella di design; invece nella regolazione precedente c'è comunque un significativo, seppur piccolo, contributo da parte della sorgente in queste ore. Sicuramente rispetto alle potenze termiche richieste dalle utenze si è più vicini con la regolazione a delta di temperatura costante rispetto alla prima regolazione.

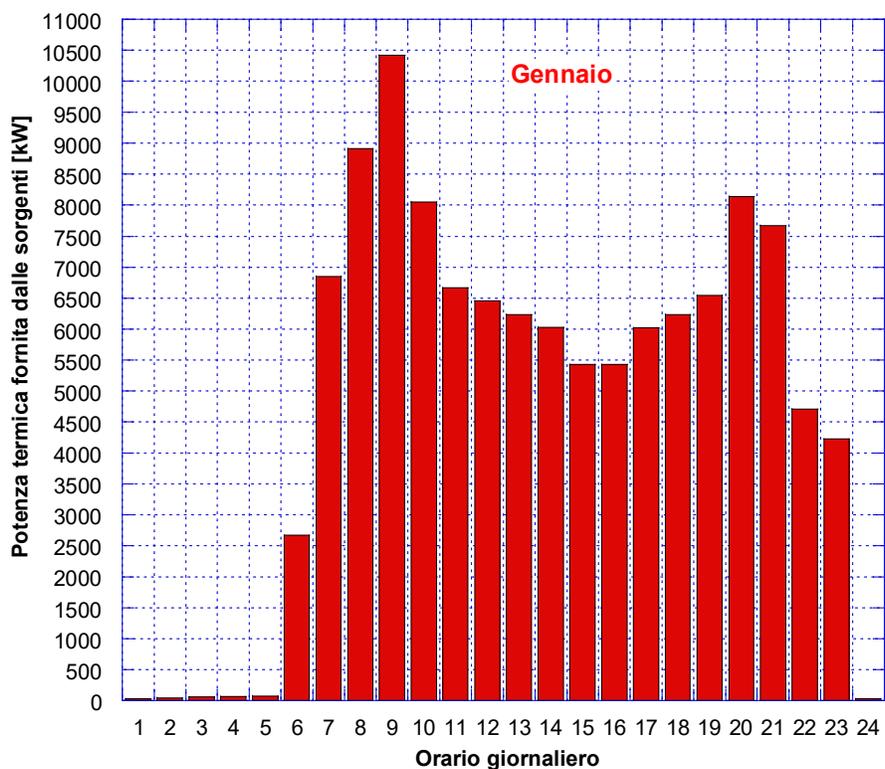


Figura 10A – Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in gennaio (delta T costante)

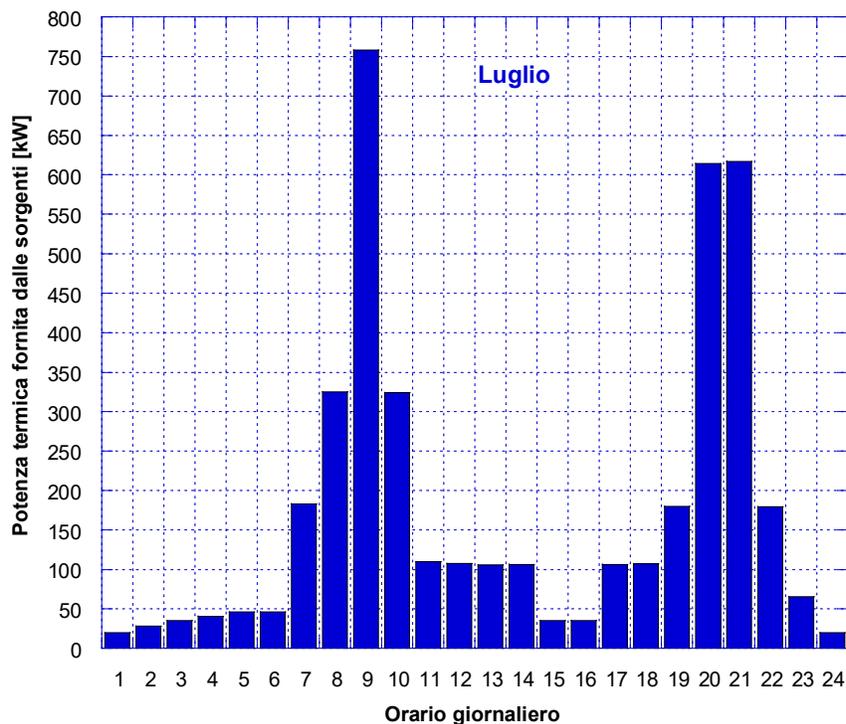


Figura 10B – Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in luglio (delta T costante)

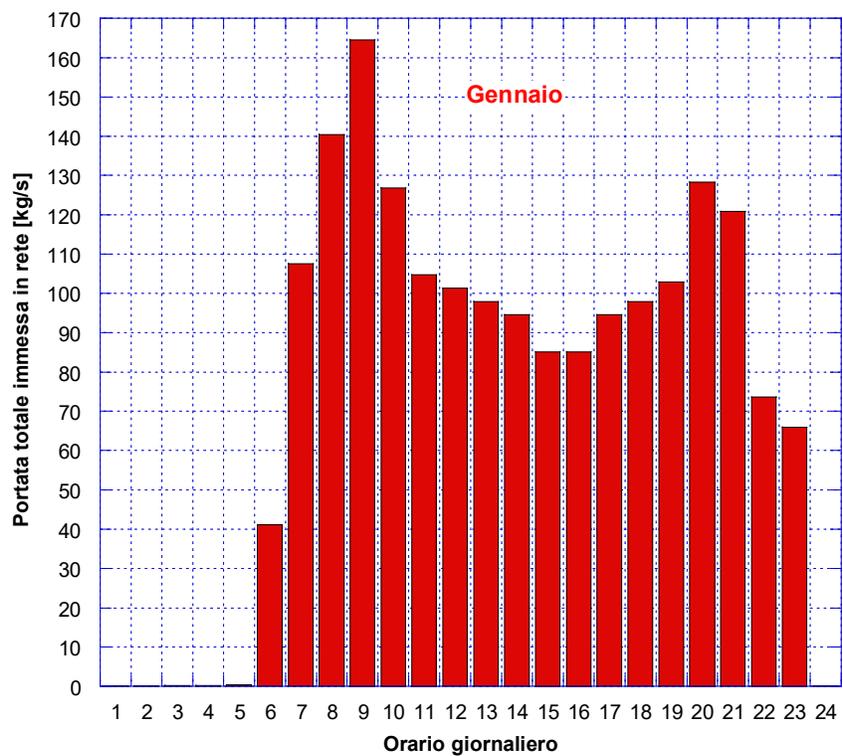


Figura 11A – Portata in massa totale immessa in rete in gennaio (delta T costante)

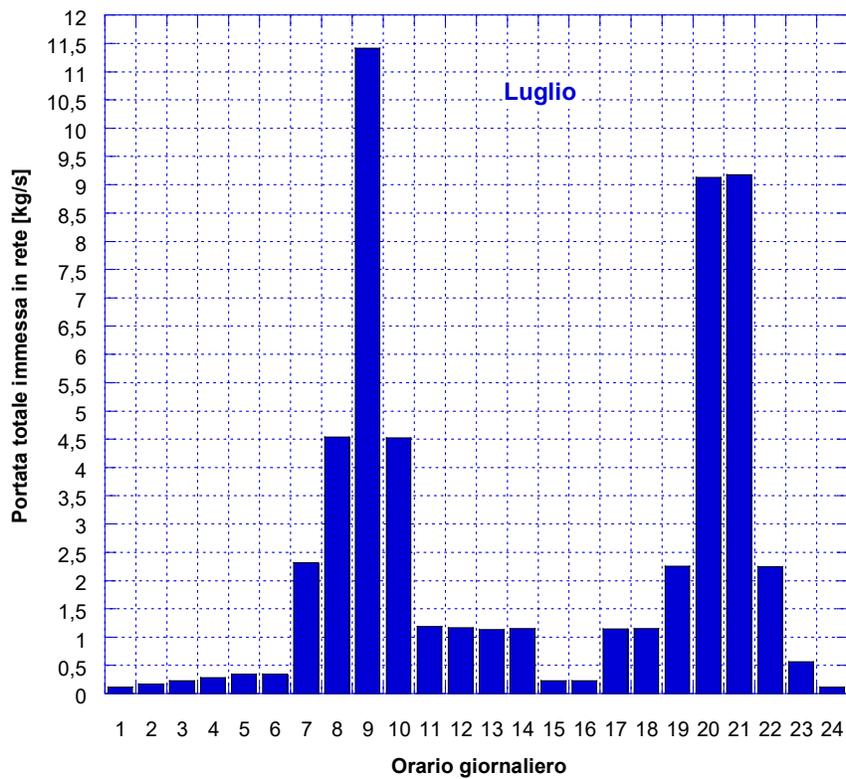


Figura 11A – Portata in massa totale immessa in rete in luglio (delta T costante)

L'andamento della portata immessa in rete nelle **Figura 11A e 11B** rispecchia la potenza termica fornita dalla sorgente con un valore molto basso (inferiore ad un kg/s) nelle prime cinque ore e nell'ultima per poi salire fino allo stesso valore che circola nella nona ora in inverno con la regolazione a portata costante perché solo in quell'ora viene richiesta dalle utenze la potenza termica di design.

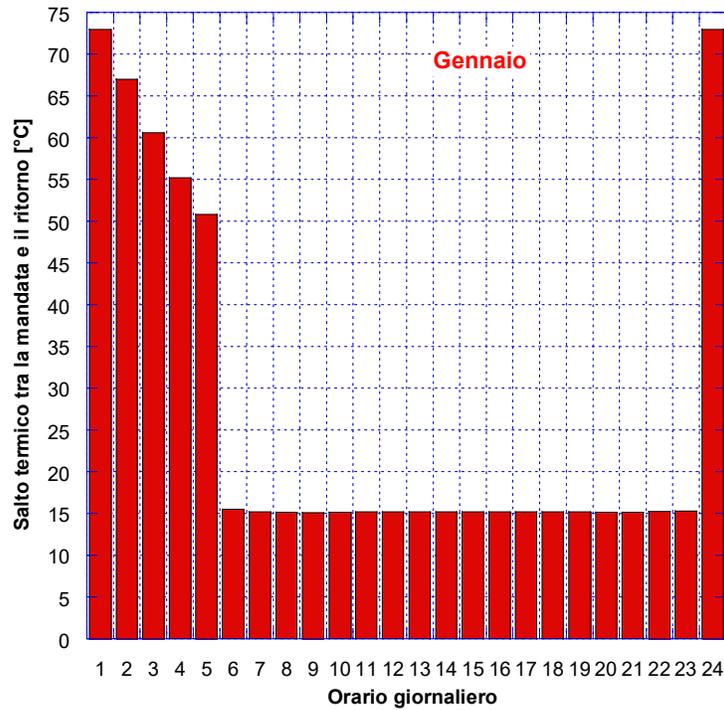


Figura 12A – Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in gennaio (delta T costante)

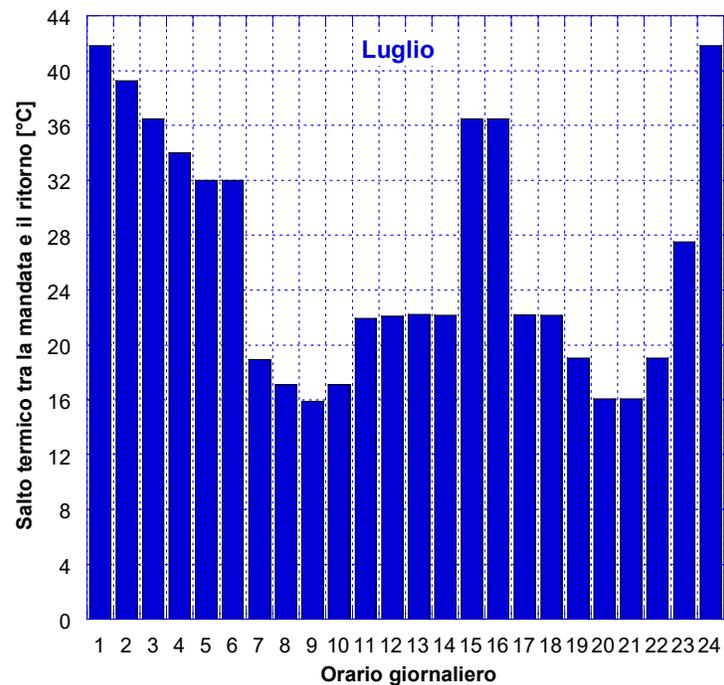


Figura 12B – Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in luglio (delta T costante)

Sebbene la regolazione a delta di temperatura costante possa far pensare ad una differenza di temperatura tra il ramo di mandata e il ramo di ritorno della rete costante, dalle **Figure 12A e 12B** si può capire che ciò non si verifica per le ore notturne di entrambi i mesi e non si verifica quasi mai per tutto l'arco della giornata nel mese di luglio. Ricordando che questa regolazione garantisce sempre un salto termico di 15 °C tra monte e valle di ogni scambiatore di calore in corrispondenza delle utenze (lato circuito primario), il motivo per cui la temperatura varia nella rete è dovuto all'incidenza delle dispersioni termiche sul contenuto energetico del fluido. Quando circola una portata in massa inferiore ad un kg/s, come nelle ore notturne, il fluido cala velocemente la propria temperatura perché la bassa portata in massa unita alla bassa velocità determina un moto laminare del fluido con conseguente gradiente di velocità e temperatura elevati percentualmente dall'asse del condotto alle sue pareti; invece in corrispondenza di una più alta portata in massa circolante o più alta velocità si può avere la transizione ad un moto turbolento o più accelerato rendendo i profili di velocità e di temperatura più uniformi. In quest'ultimo caso sicuramente aumentano le perdite di carico perché aumenta lo sforzo tangenziale a parete, per cui deve aumentare anche la potenza spesa per il pompaggio, ma la variazione di temperatura radiale e longitudinale del fluido rimane più contenuta. In **Figura 13** viene mostrata la pressione di immissione in rete per il mese di gennaio che deve essere regolata ad ogni ora per mantenere in corrispondenza dell'utenza critica un salto di pressione il più vicino possibile a 0.5 bar garantendo sempre un valore superiore a tale soglia. Presso l'utenza critica si verifica il salto di pressione minimo tra tutti gli scambiatori di calore presenti.

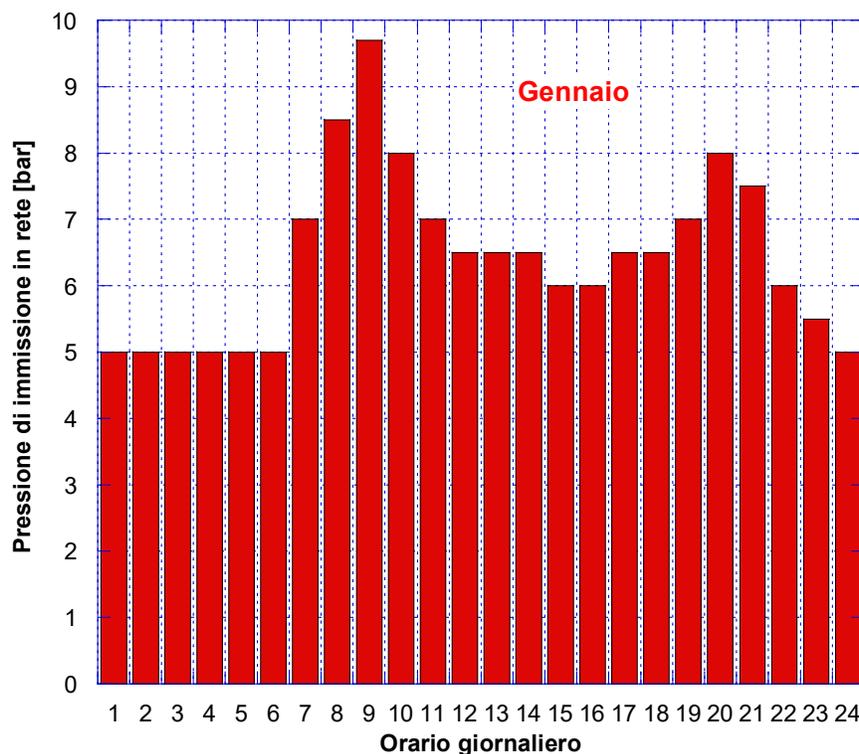


Figura 13 – Pressione di immissione in rete in gennaio (delta T costante)

In luglio le potenze termiche richieste sono così basse rispetto a gennaio che viene settata la pressione di immissione in rete per ogni ora pari a 5 bar e si ha sempre in corrispondenza dell'utenza critica un salto di pressione superiore a 0.5 bar, quindi non occorre realizzare il grafico per luglio.

A seconda della pressione di immissione in rete e della portata in massa inviata in rete per soddisfare la domanda di potenza termica richiesta varia la potenza elettrica che deve essere spesa per il pompaggio. Questa viene rappresentata in **figura 14A e 14B** per gennaio e luglio.

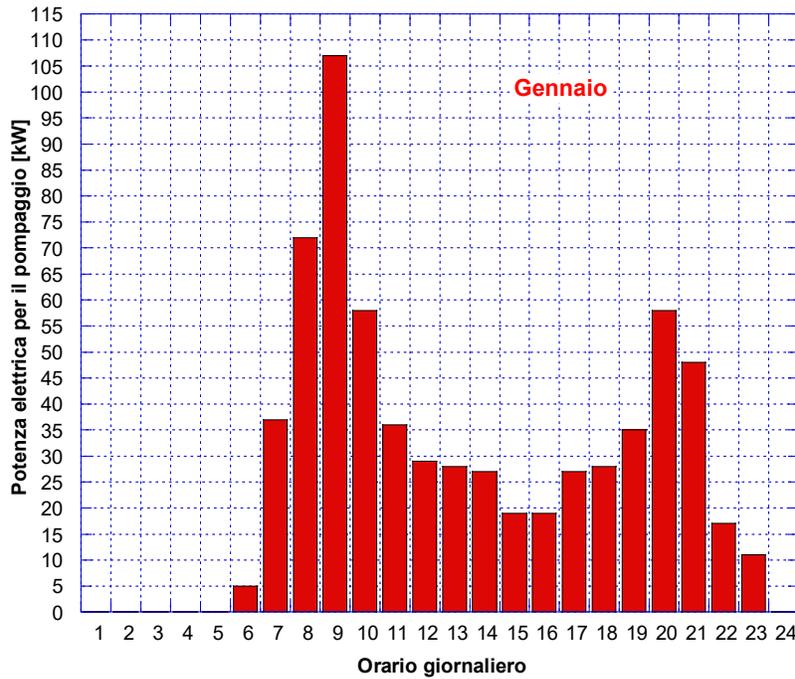


Figura 14A – Potenza elettrica spesa per il pompaggio in gennaio (delta T costante)

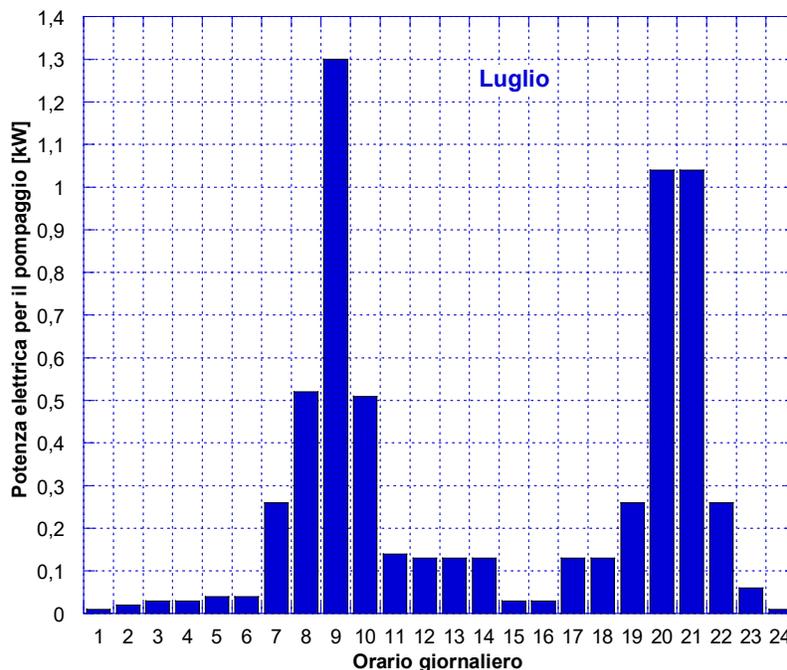


Figura 14B – Potenza elettrica spesa per il pompaggio in luglio (delta T costante)

A fronte dei 107 kW spesi ad ogni ora della giornata con la regolazione portata in massa costante, viene spesa globalmente una quantità di potenza decisamente inferiore con un valore quasi nullo durante le ore notturne, soprattutto in luglio, mentre nelle restanti ore mantiene lo stesso andamento della potenza fornita dalla sorgente e della portata immessa in rete.

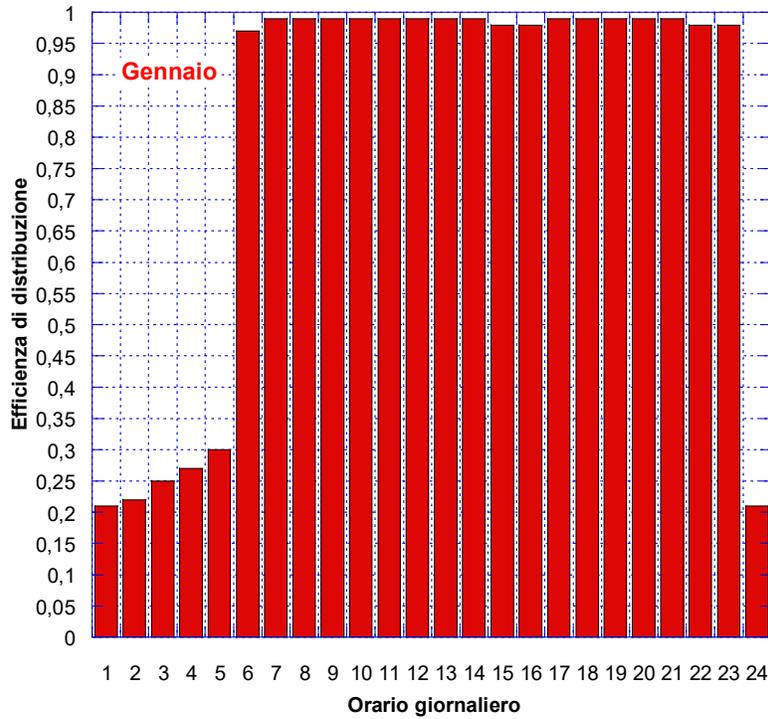


Figura 15A – Efficienza di distribuzione in gennaio e luglio (delta T costante)

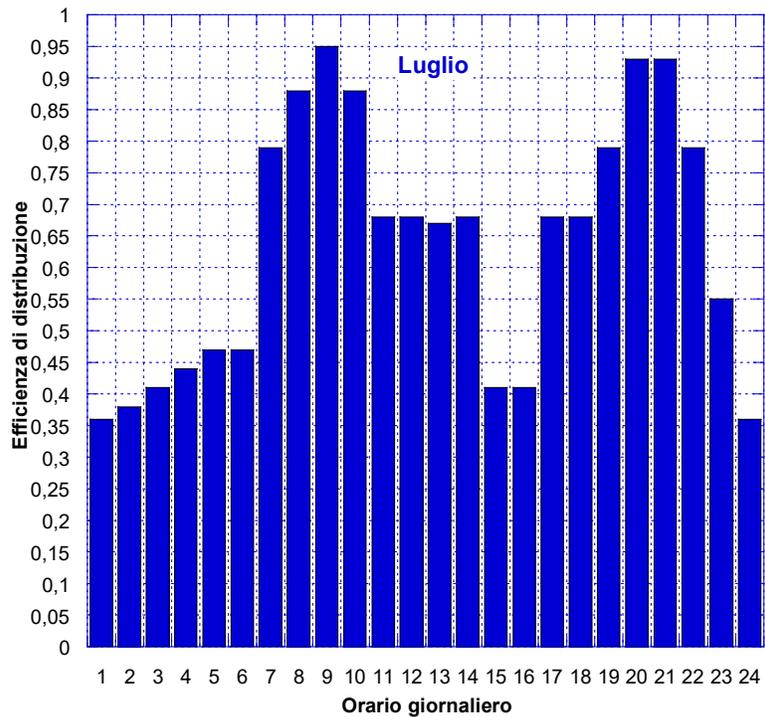


Figura 15B – Efficienza di distribuzione in luglio (delta T costante)

In luglio l'efficienza di distribuzione, mostrata in **Figura 15A e 15B** risulta essere mediamente più elevata rispetto alla regolazione a portata costante perché la quantità di fluido circolante è nettamente più bassa, per cui è inferiore anche la potenza termica dispersa determinando un rapporto tra la potenza ricevuta dalle utenze e quella fornita dalla sorgente più elevato (tale rapporto identifica l'efficienza di distribuzione); infatti una portata immessa in rete costante determina pressoché una quota costante di potenza termica dispersa. Per gennaio l'efficienza è intorno al 99% nelle ore diurne della giornata, mentre è un po' più elevata nelle ore notturne per lo stesso motivo citato per luglio rispetto alle stesse ore con la prima regolazione.

4.3) Regolazione Mista

Dopo aver simulato la rete sia con la regolazione a portata in massa costante sia con il delta di temperatura costante agli scambiatori di calore si osserva che sarebbe meglio usare la seconda tipologia di regolazione per ridurre la spesa per il pompaggio unita ad una minor potenza termica complessiva immessa in rete ma l'andamento estremamente variabile della temperatura in rete non può giustificare il suo uso in determinate ore della giornata. Non è accettabile una temperatura nel ramo di ritorno in centrale pari a 7 °C come succede nella prima ora in gennaio, così come temperature troppo diverse dalle condizioni di design nel ramo di ritorno, pari a 65 °C, rendono i sistemi di produzione in centrale poco efficienti, per cui occorre più potenza per portare il fluido alla temperatura di mandata di 80 °C.

Per risolvere questi problemi bisogna intervenire con una regolazione mista, adottando entrambe le tipologie di regolazione cercando di mantenere una temperatura sul ramo di ritorno compresa tra 70 e 60 °C, in questo modo i sistemi di produzione in centrale, che vengono attivati, possono lavorare nelle condizioni di massima efficienza possibile per il carico termico richiesto nell'ora corrispondente. La regolazione mista è sicuramente più complessa da gestire e non si riferisce a criteri certi per la scelta delle grandezze caratteristiche della rete, ma va nella direzione di ridurre il più possibile le spese di pompaggio garantendo un'adeguata temperatura nel ramo di ritorno in centrale. In **Figura 16, 17, 18, 19 e 20** vengono mostrati rispettivamente la potenza termica fornita dalle sorgenti, la portata totale immessa in rete, il salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale, la potenza elettrica spesa per il pompaggio e l'efficienza di distribuzione. Per ogni grandezza sono riportati due grafici relativi ai due mesi.

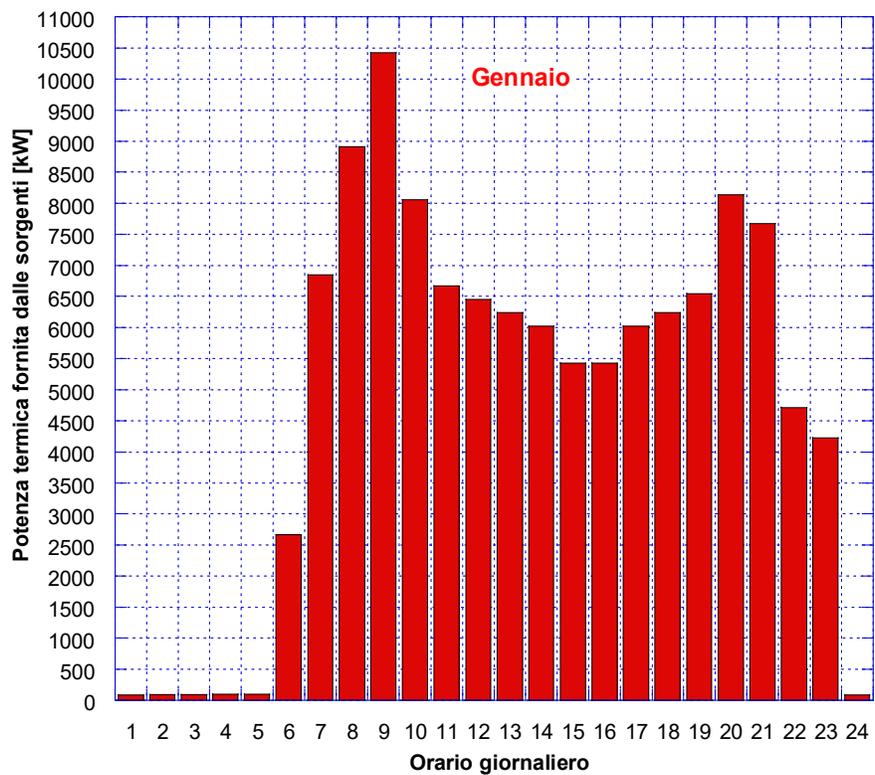


Figura 16A – Potenza termica fornita dalle sorgenti in gennaio (regolazione mista)

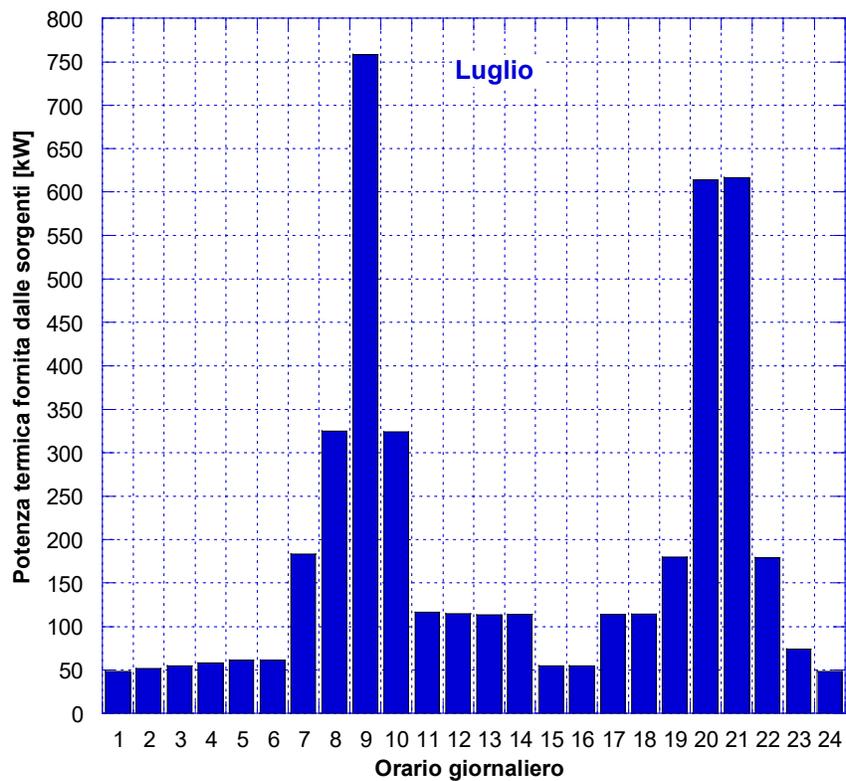


Figura 16B – Potenza termica fornita dalle sorgenti in luglio (regolazione mista)

Il criterio adottato per eseguire questa regolazione mista è differente a seconda del mese. In gennaio si mantiene la stessa regolazione a delta di temperatura costante dalla sesta alla ventitreesima ora, mentre circola una portata costante nelle restanti ore intermedia tra le due regolazioni prima adottate nelle stesse ore, giustificando una potenza fornita dalla sorgente a sua volta intermedia. Come si può capire dalle **Figura 17A** e **17B** però la grande differenza tra la portata circolante in condizioni di design, mantenuta per tutto il giorno nella prima regolazione esaminata, e la nuova portata costante circolante nelle ore notturne non è altrettanto accompagnata da una grande differenza nella potenza termica fornita dalla sorgente (differiscono nei due casi solo di una decina di kW). In luglio la regolazione mista è ancora più complessa, perché si mantiene la regolazione a delta di temperatura costante solo per poche ore della giornata (dalla settima alla decima e dalla diciannovesima alla ventiduesima comprese) mentre nelle restanti ore viene sempre adottata una regolazione a portata costante con un determinato valore per le ore notturne e con un valore più alto per le ore pomeridiane. Si adottano due portate diverse sempre per garantire gli obiettivi prefissati dato che le potenze termiche richieste sono comunque più alte di pomeriggio rispetto alla notte.

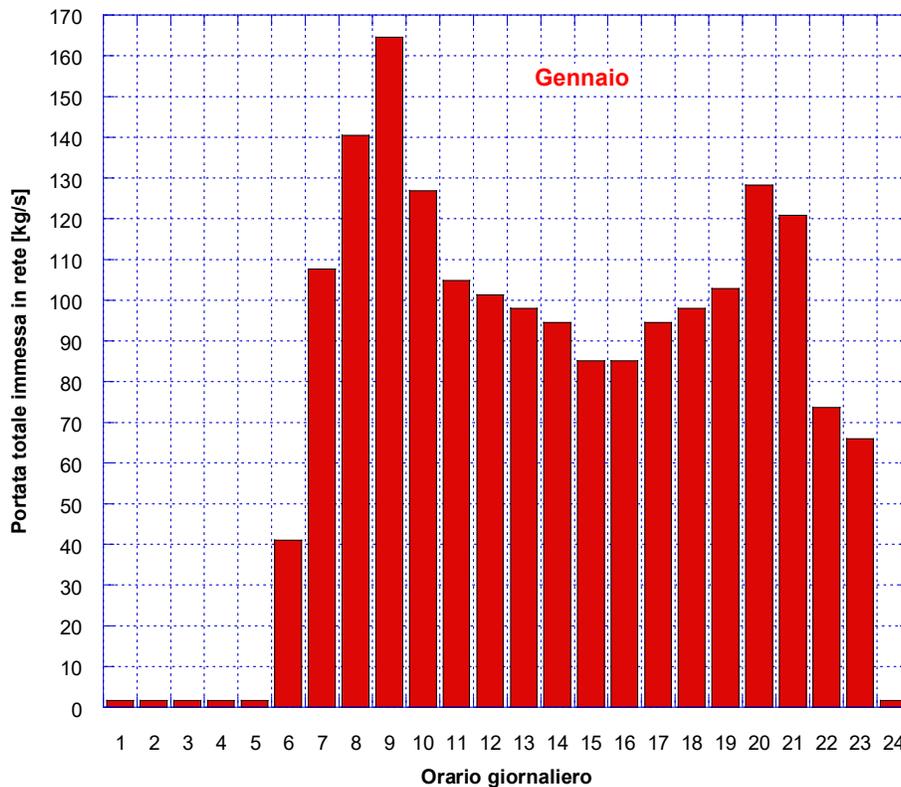


Figura 17A – Portata in massa immessa in rete in gennaio (regolazione mista)

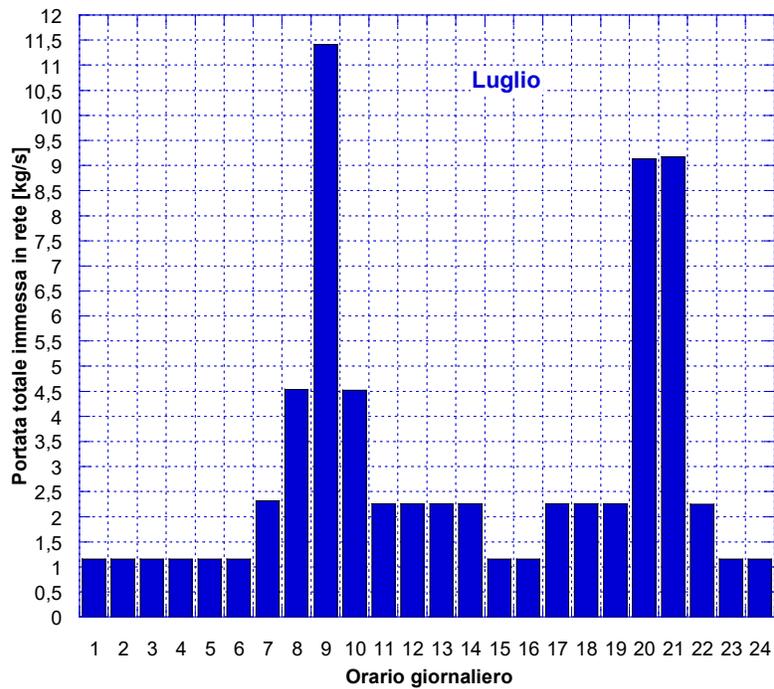


Figura 17B – Portata in massa immessa in rete in luglio (regolazione mista)

Con questa regolazione in gennaio circolano 1.7 kg/s da mezzanotte alle 5 a fronte dei 164 kg/s con la prima regolazione; d'estate nelle stesse ore e nelle ultime due circolano 1.2 kg/s, mentre al pomeriggio il valore è di 2.3 kg/s tranne in due ore in cui vengono immessi 1.2 kg/s. Questi dati si riferiscono solo ad ore con l'immissione di una portata in massa costante.

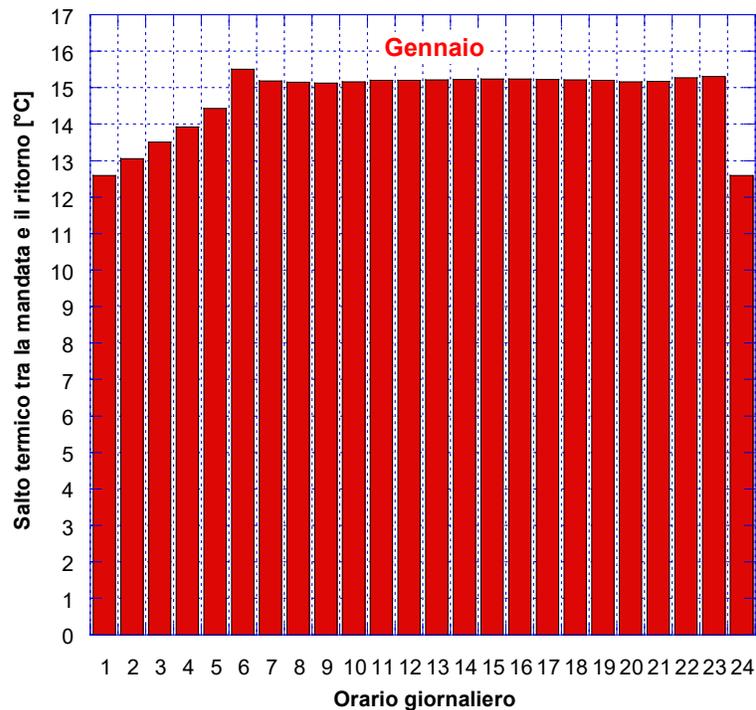


Figura 18A – Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in gennaio (regolazione mista)

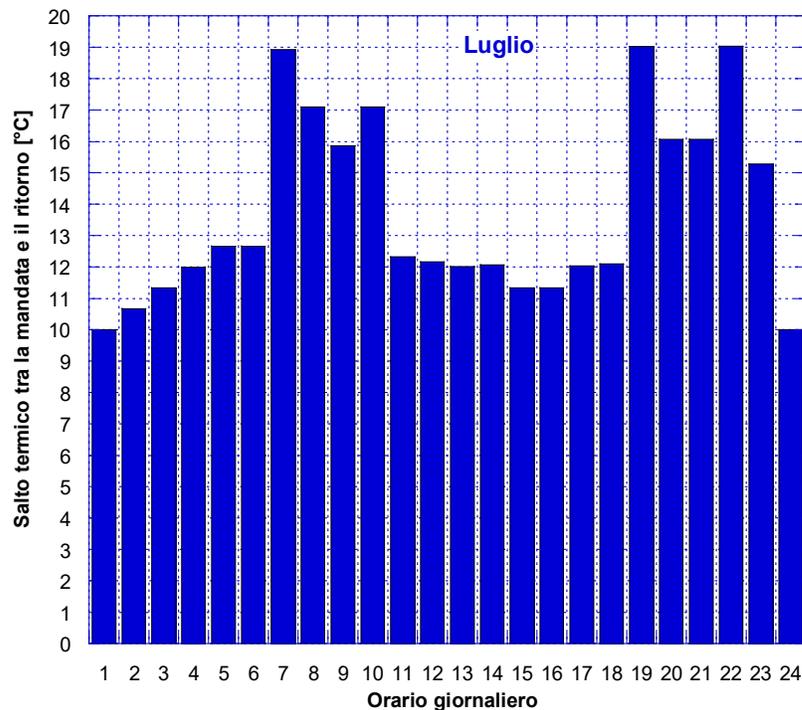


Figura 18B – Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in luglio (regolazione mista)

Siccome il criterio per eseguire la regolazione mista va nella direzione di mantenere il più uniforme possibile la differenza temperatura tra il ramo di mandata e il ramo di ritorno in centrale, le **Figure 18A e 18B** dimostrano che questo scopo è ampiamente raggiunto in gennaio con una differenza di pochi gradi nelle ore notturne, mentre per luglio c'è una maggior disuniformità nel salto termico sebbene si agisca più volte variando la regolazione. Ciò è dovuto ad una maggior difficoltà nel contenere la variazione di temperatura soprattutto con la regolazione a delta di temperatura costante, data la quantità di fluido circolante è abbastanza inferiore alle condizioni di design invernale, sebbene si sia nelle ore di massima potenza termica richiesta giornaliera; ma nel periodo estivo mancando il servizio del riscaldamento, la centrale di produzione deve fornire il 90 % di potenza termica in meno mediamente.

Infine nelle **figure 19A, 19B e 20A, 20B** vengono riportate la potenza elettrica spesa per il pompaggio e l'efficienza di distribuzione della rete adottando la regolazione mista, per cui sono valide le motivazioni che giustificano l'andamento delle grandezze precedenti; viene adottata una pressione di immissione in rete per gennaio variabile durante l'arco della giornata identica a quella usata per la regolazione precedente, mentre per luglio viene allo stesso modo di prima viene mantenuta una pressione di immissione pari a 5 bar. In particolare in gennaio si spendono 1.2 kW_{EL} nelle ore notturne, mentre d'estate durante le stesse ore 0.8 kW_{EL}. Per quanto riguarda l'efficienza di

distribuzione con la regolazione mista si mantengono valori molto simili alla regolazione a delta di temperatura costante.

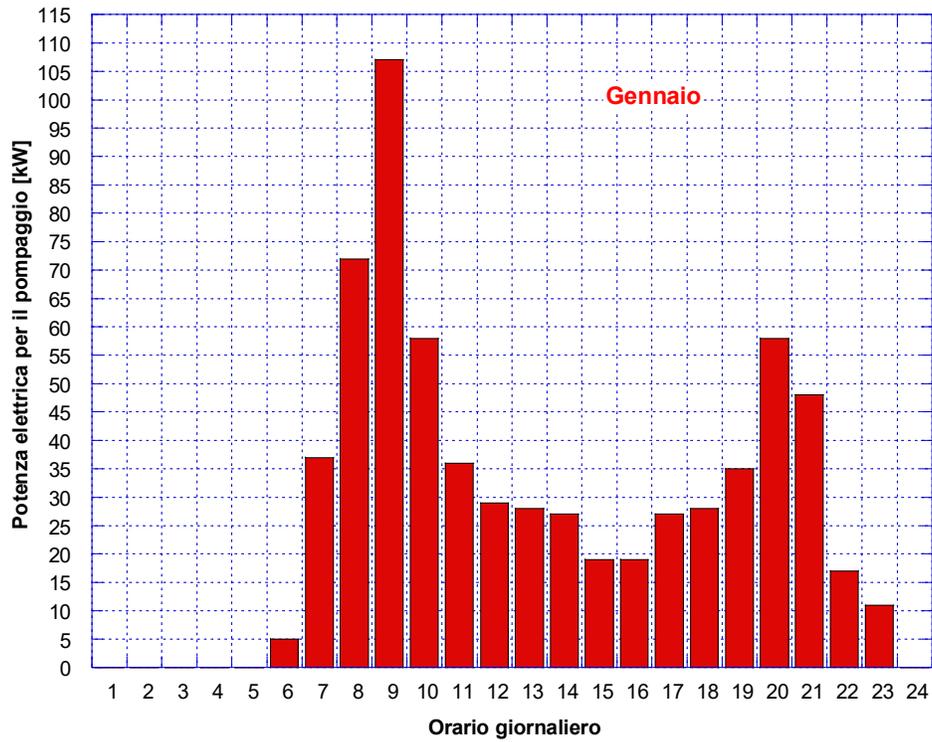


Figura 19A – Potenza elettrica spesa per il pompaggio in gennaio (regolazione mista)

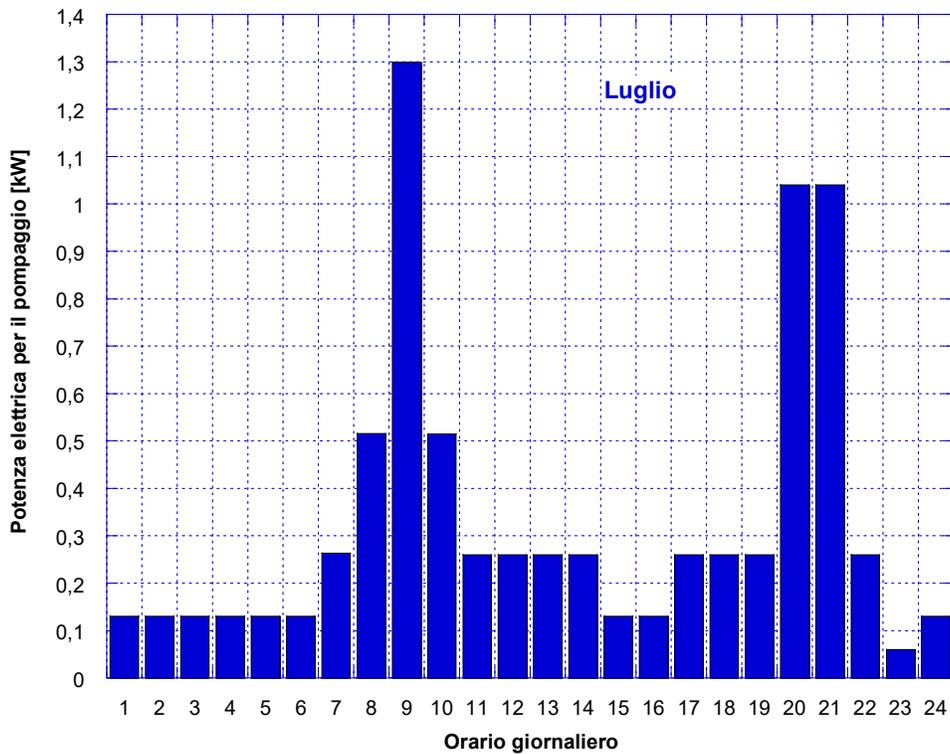


Figura 19B – Potenza elettrica spesa per il pompaggio in luglio (regolazione mista)

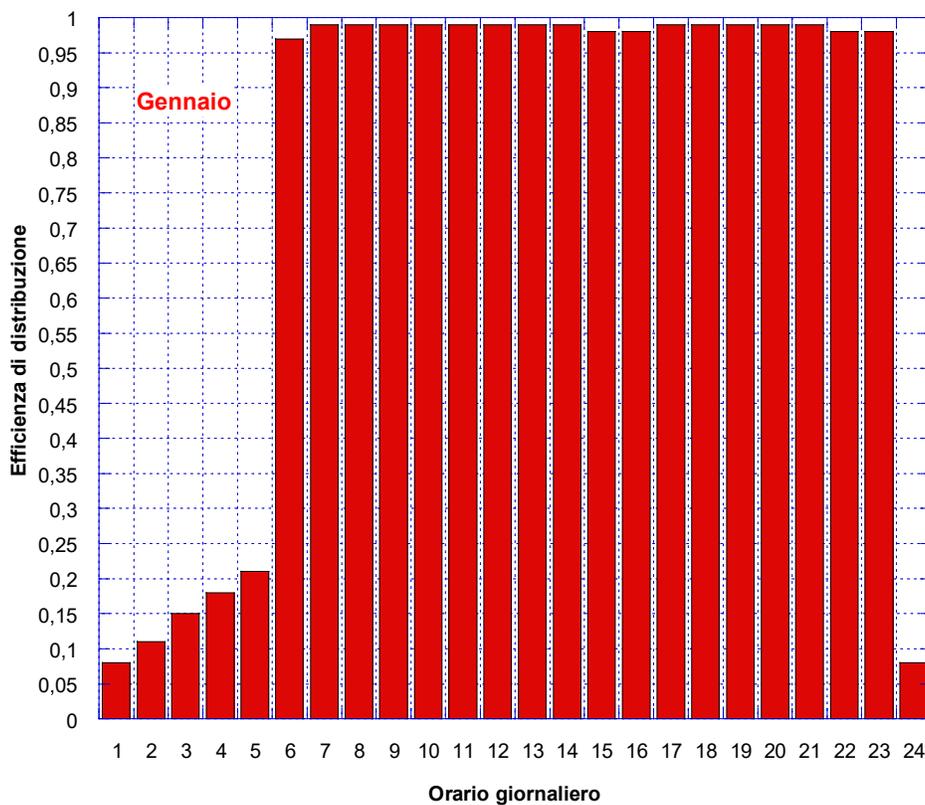


Figura 20A – Efficienza di distribuzione in gennaio (regolazione mista)

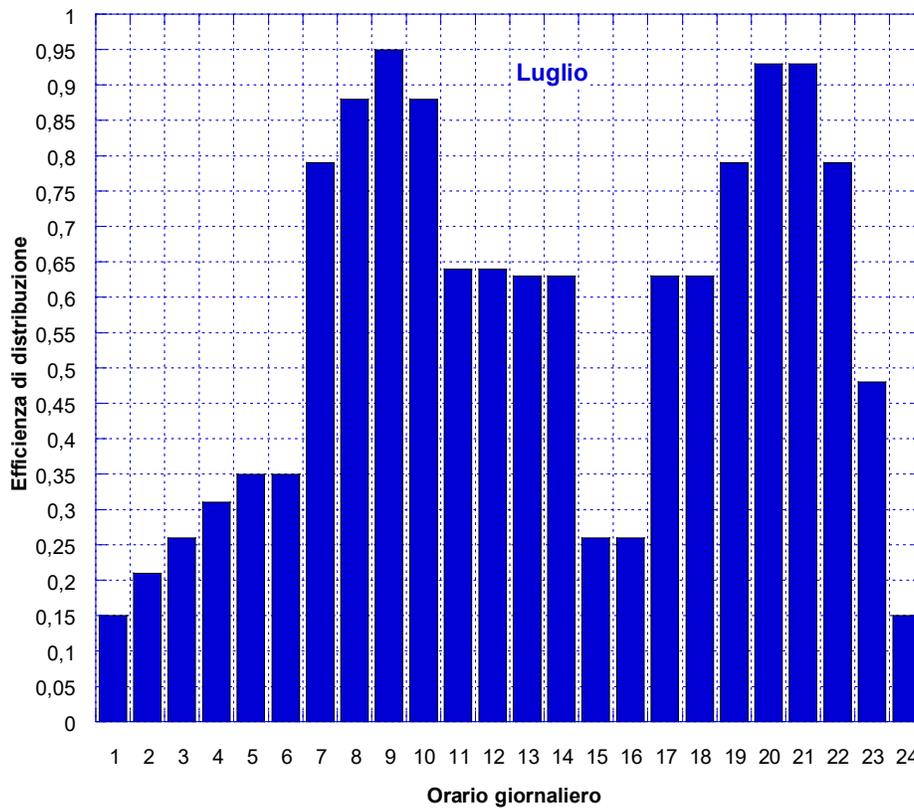
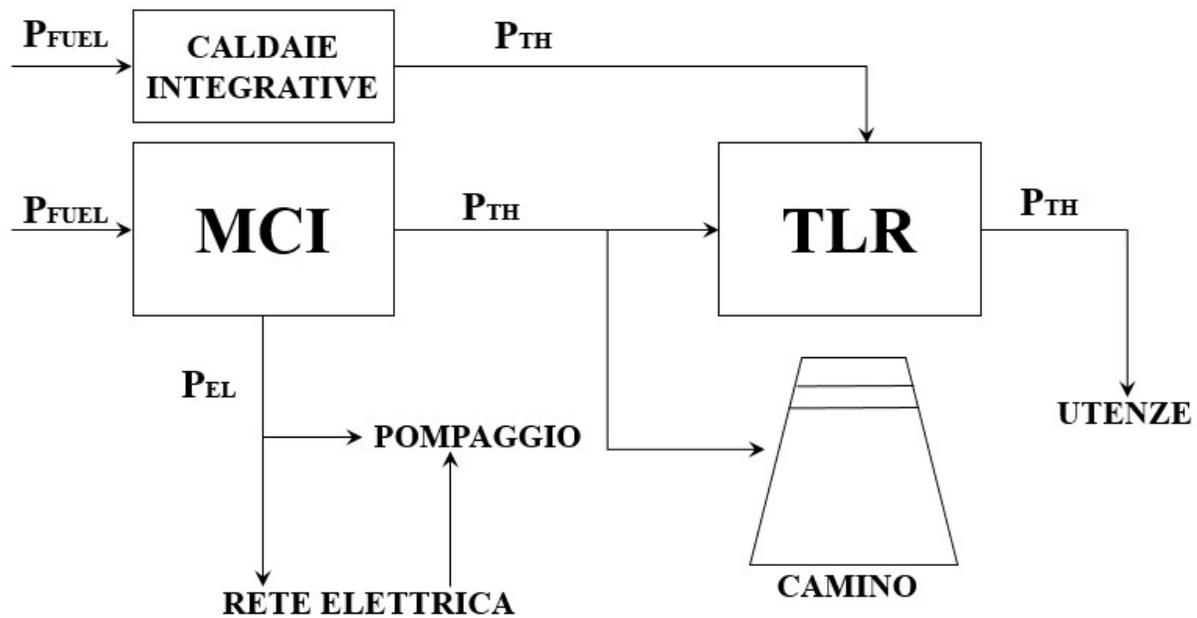


Figura 20B – Efficienza di distribuzione in luglio (regolazione mista)

5) Prestazioni dei sistemi in centrale di produzione

Le prestazioni della rete con le utenze in assetto passivo, valutate finora, servono a conoscere il comportamento della rete stessa e come deve intervenire la centrale di produzione al variare del carico termico richiesto e della tipologia di regolazione adottata; ovvero finora sono stati determinati i parametri su cui deve essere impostato il funzionamento dei sistemi di produzione in centrale. Il lavoro della tesi a questo punto prosegue nello sfruttare un altro software con interfaccia excel, denominato EGO, che permette di simulare il comportamento dei sistemi in centrale di produzione al variare del carico di funzionamento. Tale software è composto da numerose pagine di interfaccia per poter caratterizzare il problema in esame, per cui innanzitutto è necessario definire le quantità delle fonti energetiche richieste dalle utenze; l'unica fonte di energia che può essere trasmessa con la rete di teleriscaldamento è l'energia termica, ma ci sono altre fonti di energia di cui necessitano i sistemi in centrale di produzione, come l'energia elettrica per il gruppo di pompaggio ed eventuali pompe di calore; se i sistemi in centrale non la riescono a produrre bisogna intervenire acquistandola dalla rete nazionale. Se le utenze richiedessero anche potenza meccanica o frigorifera occorrerebbe intervenire per poter fornire anche queste fonti energetiche, al momento non richieste. Oltre ai sistemi presenti in centrale, dati dalle caldaie e dal motore a combustione interna in assetto cogenerativo, la complessità di gestione della rete può aumentare con la presenza di sistemi a fonte rinnovabile non programmabile che possono fornire sia potenza elettrica sia potenza termica; inoltre va tenuto conto di eventuali impianti frigoriferi e pompe di calore in grado di fornire energia frigorifera per il servizio di climatizzazione estiva. Infine può essere necessario specificare tutte le caratteristiche di un sistema di accumulo.

La prima analisi condotta con il software EGO riguarda la configurazione della rete e della centrale di produzione secondo quanto rappresentato nello **Schema 0**, che rappresenta la situazione realmente esistente, in cui vanno specificate le caratteristiche tecniche del motore Jenbacher 312, in soluzione containerizzata composto da due unità; in caso di mancato soddisfacimento del carico termico richiesto entrano in funzione delle caldaie integrative; mentre la potenza elettrica può essere prodotta quando è in funzione il motore e scambiata con la rete elettrica nazionale a seconda delle necessità.



Schema 0 – Centrale di produzione con il MCI e le caldaie integrative

Nello **Schema 0** è presente anche un camino per l'eventuale dispersione di fumi caldi in uscita dal motore che non vengono usati per riscaldare l'acqua inviata alla rete di teleriscaldamento (TLR).

Il criterio con cui stabilire il carico di funzionamento del motore si basa sull'applicazione di algoritmi genetici che servono per determinare una delle possibili soluzioni considerando i dati in esame; infatti lo scambio di energia elettrica con la rete viene influenzato dal costo fittizio dell'energia elettrica acquistata dalla rete e dal valore fittizio di quella immessa in rete. Questi valori sono fittizi, quindi non reali, per indirizzare la soluzione del software verso una determinata configurazione che si ritiene essere la più idonea con cui deve funzionare il sistema.

È importante tenere conto anche del costo del combustibile, ovvero del gas naturale per questi sistemi, e del costo fittizio dell'energia termica dispersa rappresentato dal costo del combustibile che sarebbe necessario per far funzionare una caldaia che deve produrre esattamente la stessa quantità di potenza termica dissipata. Riepilogando bisogna specificare la potenza elettrica e termica che i motori sono in grado di fornire, il loro rendimento elettrico e termico in condizioni di design e i parametri con cui variano tali rendimenti in funzione del carico. Per le caldaie integrative vanno inseriti gli stessi parametri, compresa la loro efficienza di riferimento.

Infine si può modificare la velocità con cui va a convergenza il software sfruttando la variabile che identifica l'avanzamento, ovvero si fanno funzionare i sistemi a percentuali di carico diverse (dallo 0% al 100%) in cui la differenza tra le percentuali di carico identifica proprio l'avanzamento. Quindi vengono forniti i risultati sia in tabella sia in rappresentazione grafica con tutte le interconnessioni tra i sistemi realmente presenti e quelli assenti, che potrebbero intervenire in futuro nella gestione della

centrale. Sulla base della potenza termica media oraria, che devono fornire le sorgenti, ottenuta dalle simulazioni precedenti con i sistemi per ora presenti nello **Schema 0** le principali informazioni da ricavare sono la potenza termica media oraria che forniscono il motore e le caldaie integrative, la relativa potenza introdotta con il combustibile che tiene conto dell'efficienza di funzionamento del sistema di produzione a seconda del carico di utilizzo, la quantità di potenza elettrica auto consumata media oraria, cioè usata per il gruppo di pompaggio, e quella scambiata (acquistata o venduta) con la rete sempre media oraria. Come ricordato nell'analisi della centrale di produzione l'ideale sarebbe di far funzionare il motore quasi solamente durante le ore diurne invernali (dalle 6:00 alle 23:00, ultima ora della giornata esclusa) per un totale del 67 % delle ore di riscaldamento previste per la città di Bologna; in queste ore la potenza termica richiesta è sufficientemente elevata per far funzionare il motore a massimo carico, quindi in condizione di produrre i 1200 kW_{EL} e i quasi 1500 kW_{TH}, definiti in condizioni di design, in cui si ha l'efficienza termica ed elettrica tra le più alte possibili. Invece se il carico di funzionamento del motore dovesse scendere sotto al 50% le prestazioni calerebbero molto; ciò vuol dire, che se il risultato delle simulazioni comporta una domanda di potenza termica inferiore a 800 kW_{TH} il motore deve essere tenuto realisticamente spento; in tal caso entrano in funzione solo le caldaie integrative e l'energia elettrica di cui necessita il gruppo di pompaggio viene acquistata dalla rete nazionale. È però possibile che nel corso dello sviluppo della tesi il motore si trovi a dover funzionare intorno al 50% del carico nel corso della prima ora e delle ultime due ore in cui è richiesto il servizio del riscaldamento; sebbene le prestazioni del motore non siano buone in tali condizioni mantenerlo in funzione per una o due ore consecutive al massimo in tali condizioni porta ad una gestione del motore uniforme per tutte le configurazioni adottate. Viene, invece, ribadito il suo assoluto spegnimento se dovesse verificarsi tale situazione in tutto l'arco della giornata come nei mesi estivi. Viene sottinteso nell'analisi delle varie regolazioni che tutte le grandezze esaminate sono sempre medie orarie, se il periodo di tempo di riferimento non è più un'ora viene specificato.

5.1) Prestazioni con la regolazione a portata costante

La regolazione della rete a portata in massa costante identifica una portata circolante, identica a quella necessaria per soddisfare le condizioni di design, costante in tutto l'anno; quindi circola sempre la stessa portata in tutto l'arco della giornata in entrambi i mesi esaminati. In queste condizioni la potenza elettrica spesa per il pompaggio è sempre la stessa ad ogni ora, pari a 107 kW_{EL}. Viste le considerazioni già fatte sull'uso ottimale del motore, dai profili di carico termico richieste dalle utenze va tenuto spento il motore nelle prime cinque ore e nell'ultima nel mese di gennaio, mentre per luglio vale per tutta la giornata, in quanto la potenza termica massima fornita dalla sorgente non supera i 767 kW_{TH}; per completezza viene comunque eseguita una simulazione in tali condizioni a

rappresentare queste ore. Come detto nelle restanti ore del mese di gennaio invece è richiesto l'uso del motore a massimo carico.

Può capitare che il software non fornisca sempre gli stessi risultati, pur ripetendo la stessa simulazione più volte perché secondo il criterio con cui funziona, basato sugli algoritmi genetici, identifica una delle soluzioni ottimali rispetto ai dati inseriti; nonostante ciò quando le simulazioni vengono eseguite per il funzionamento diurno invernale i risultati sono praticamente gli stessi perché il motore viene sempre mantenuto a massimo carico; si possono avere variazioni in altri casi non esaminati.

Per eseguire le simulazioni bisogna anche tener conto se si vuole indirizzare la soluzione verso una determinata direzione agendo sui valori fittizi di acquisto e vendita dell'energia elettrica con la rete nazionale. Nella simulazione che riguarda il caso in cui il motore realisticamente viene tenuto spento vengono usati valori fittizi leggermente diversi da quelli usati nelle simulazioni successive con il funzionamento del motore a massimo carico. In particolare usando il dato della massima potenza termica fornita dalla sorgente quando il motore dovrebbe essere spento ($767 \text{ kW}_{\text{TH}}$), il software deve essere indirizzato a garantire una percentuale di carico di funzionamento del motore inferiore al 50 %; con percentuali più alti non è possibile giustificare lo spegnimento del motore. Per raggiungere l'obiettivo prefissato, se i risultati di questa simulazione vengono condotti con un costo fittizio dell'energia elettrica acquistata dalla rete di 0.25 €/kWh e un valore di quella venduta di 0.07 €/kWh , si ottiene una percentuale di carico del motore del 9.85 % in cui esso produce solo $280 \text{ kW}_{\text{TH}}$ e il resto è fornito dalle caldaie integrative; ciò permette di spegnere il motore in condizioni realistiche di funzionamento. In tali condizioni per le ore notturne e le restanti ore di luglio in cui è richiesta una quantità di potenza termica inferiore a $767 \text{ kW}_{\text{TH}}$ il carico di funzionamento del motore è destinato ad abbassarsi giustificando ancora di più il suo spegnimento.

Se i valori fittizi di scambio dell'energia elettrica con la rete vengono resi più favorevoli anche di pochi centesimi per una maggiore produzione del motore in centrale, la percentuale di carico del motore salirebbe enormemente. Se vengono mantenuti i valori fittizi di scambio dell'energia elettrica sopra indicati anche per le ore diurne invernali, non viene garantito il funzionamento del motore a massimo carico in quanto sono state eseguite delle simulazioni che hanno portato a questo risultato; per questo è necessario favorire poco di più la vendita di energia elettrica con la rete e ridurre leggermente il costo d'acquisto con un valore pari a 0.24 €/kWh e un valore di vendita di 0.09 €/kWh . In tali condizioni a fronte della richiesta di $767 \text{ kW}_{\text{TH}}$ indicata precedentemente, il motore provvede a soddisfare completamente la domanda portando la percentuale di carico al 48%, valore che comunque non giustifica il suo funzionamento.

Nonostante la piccola differenza di valori fittizi di scambio dell'energia elettrica rispetto a prima cambiano notevolmente le condizioni di funzionamento del motore. In **Tabella 5** vengono riportati i risultati delle simulazioni effettuate considerando che il motore funziona a massimo carico in tutte le

ore indicate (dalla sesta alla penultima ora), quindi produce 1200 kW_{EL} e 1461 kW_{TH}; l'efficienza elettrica è per tutte le ore 39.1 %, quella termica è 47.6 % e quella totale è di 87.6 %. Gli unici dati che variano in queste simulazioni sono la potenza termica fornita dalle caldaie integrative perché varia la potenza termica richiesta. In queste simulazioni non si ha potenza termica dispersa perché tutta quella prodotta dal motore viene immessa nella rete di teleriscaldamento e teoricamente usate dalle utenze, a meno delle perdite nella rete di distribuzione; in caso contrario sarebbe presente una quota di potenza termica prodotta dal motore che finisce direttamente nel camino di scarico dei fumi della centrale di produzione.

La potenza elettrica spesa per il pompaggio viene soddisfatta dal motore, quindi diviene una potenza auto consumata all'interno del sistema complessivo in esame e viene fornita esclusivamente dal motore in quanto è l'unico sistema in centrale in grado di produrre potenza elettrica; se il motore è spento la potenza per il pompaggio viene acquistata dalla rete nazionale mentre la potenza auto consumata è nulla. Infine la potenza termica dispersa dal motore attraverso il camino è nulla ad ogni ora per ogni regolazione adottata.

Tabella 5 – Simulazioni dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	102	129	0	0	0	107	0
2	105	133	0	0	0	107	0
3	109	138	0	0	0	107	0
4	112	142	0	0	0	107	0
5	116	147	0	0	0	107	0
6	1212	1516	1461	3069	107	0	1093
7	5388	7266	1461	3069	107	0	1093
8	7450	10047	1461	3069	107	0	1093
9	8960	12083	1461	3069	107	0	1093
10	6597	8896	1461	3069	107	0	1093
11	5209	7025	1461	3069	107	0	1093
12	4995	6735	1461	3069	107	0	1093
13	4781	6447	1461	3069	107	0	1093
14	4568	6160	1461	3069	107	0	1093
15	3975	5232	1461	3069	107	0	1093
16	3975	5232	1461	3069	107	0	1093
17	4567	6159	1461	3069	107	0	1093
18	4781	6448	1461	3069	107	0	1093

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
19	5087	6860	1461	3069	107	0	1093
20	6681	9010	1461	3069	107	0	1093
21	6215	8381	1461	3069	107	0	1093
22	3254	4177	1461	3069	107	0	1093
23	2772	3515	1461	3069	107	0	1093
24	102	129	0	0	0	107	0

Le simulazioni riportate in **Tabella 5** sono state eseguite con un grado di avanzamento del carico dell'0,05 %. La somma tra la potenza termica fornita dal motore e quella delle caldaie integrative è pari a quella che le sorgenti devono immettere in rete, ottenuta dalle simulazioni effettuate con il software IHENA 2.0. Viene specificata anche la potenza termica introdotta con il combustibile a seconda dell'efficienza di funzionamento del sistema di produzione; infine viene quasi sempre prodotta energia elettrica in eccesso con una forte vendita alla rete nazionale.

5.2) Prestazioni con le restanti regolazioni adottate

Eseguire le simulazioni del funzionamento diurno invernale dei sistemi di produzione in centrale non fa differenza se si adotta la regolazione a delta di temperatura costante o la regolazione mista; quest'ultima è data dall'adozione variabile durante la giornata delle due regolazioni principali, ma nelle ore interessate dal funzionamento del motore per il mese di gennaio (dalle 5:00 alle 23:00) è stata scelta proprio quella a delta di temperatura costante. In **Tabella 6** sono riportati i valori delle grandezze in esame per la regolazione a delta di temperatura costante. A differenza di prima la portata in massa immessa in rete è variabile in ogni ora, perciò anche la potenza elettrica spesa il pompaggio varia, così come lo scambio di energia elettrica con la rete. Come nella regolazione precedente quando il motore funziona, lavora a massimo carico per cui produce 1200 kW_{EL} e 1461 kW_{TH}; quindi si può avere solo energia elettrica venduta alla rete e non acquistata.

Tabella 6 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	35	44	0	0	0	0.01	0
2	48	61	0	0	0	0.02	0
3	58	73	0	0	0	0.03	0
4	66	84	0	0	0	0.03	0
5	73	92	0	0	0	0.04	0
6	1206	1508	1461	3069	5	0	1195
7	5385	7262	1461	3069	37	0	1163
8	7449	10045	1461	3069	72	0	1128
9	8960	12083	1461	3069	107	0	1093
10	6595	8893	1461	3069	58	0	1142
11	5206	7021	1461	3069	36	0	1164
12	4991	6731	1461	3069	29	0	1171
13	4777	6442	1461	3069	28	0	1172
14	4564	6155	1461	3069	27	0	1173
15	3971	5226	1461	3069	19	0	1181
16	3971	5226	1461	3069	19	0	1181
17	4564	6154	1461	3069	27	0	1173
18	4778	6443	1461	3069	28	0	1172
19	5084	6856	1461	3069	35	0	1165
20	6679	9007	1461	3069	58	0	1142
21	6213	8378	1461	3069	48	0	1152
22	3249	4170	1461	3069	17	0	1183
23	2766	3508	1461	3069	11	0	1189
24	35	44	0	0	0	0.01	0

L'unica grandezza riportata in tabella che varia tra le due regolazioni è la potenza termica fornita dalle caldaie integrative nelle prime cinque ore e nell'ultima, per cui in **Tabella 7** sono riportati i dati relativi alla regolazione mista, identici a quelli della **Tabella 6** tranne che per i sei valori indicati.

Tabella 7 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	90	114	0	0	0	0.13	0
2	94	119	0	0	0	0.13	0
3	97	123	0	0	0	0.13	0
4	100	127	0	0	0	0.13	0
5	103	130	0	0	0	0.13	0
6	1206	1508	1461	3069	5	0	1195
7	5385	7262	1461	3069	37	0	1163
8	7449	10045	1461	3069	72	0	1128
9	8960	12083	1461	3069	107	0	1093
10	6595	8893	1461	3069	58	0	1142
11	5206	7021	1461	3069	36	0	1164
12	4991	6731	1461	3069	29	0	1171
13	4777	6442	1461	3069	28	0	1172
14	4564	6155	1461	3069	27	0	1173
15	3971	5226	1461	3069	19	0	1181
16	3971	5226	1461	3069	19	0	1181
17	4564	6154	1461	3069	27	0	1173
18	4778	6443	1461	3069	28	0	1172
19	5084	6856	1461	3069	35	0	1165
20	6679	9007	1461	3069	58	0	1142
21	6213	8378	1461	3069	48	0	1152
22	3249	4170	1461	3069	17	0	1183
23	2766	3508	1461	3069	11	0	1189
24	90	114	0	0	0	0.13	0

Dalla **Tabella 6** e **7** risulta che la somma della potenza termica fornita dalle caldaie integrative e dal motore è pari alla potenza termica fornita dalle sorgenti ottenuta precedentemente con il software IHENA 2.0, mentre la somma della potenza elettrica spesa per il pompaggio e quella immessa in rete è pari alla potenza elettrica nominale del motore pari a 1200 kW_{EL}. I valori dell'efficienza elettrica, termica e totale sono sempre pari a quelli nominali.

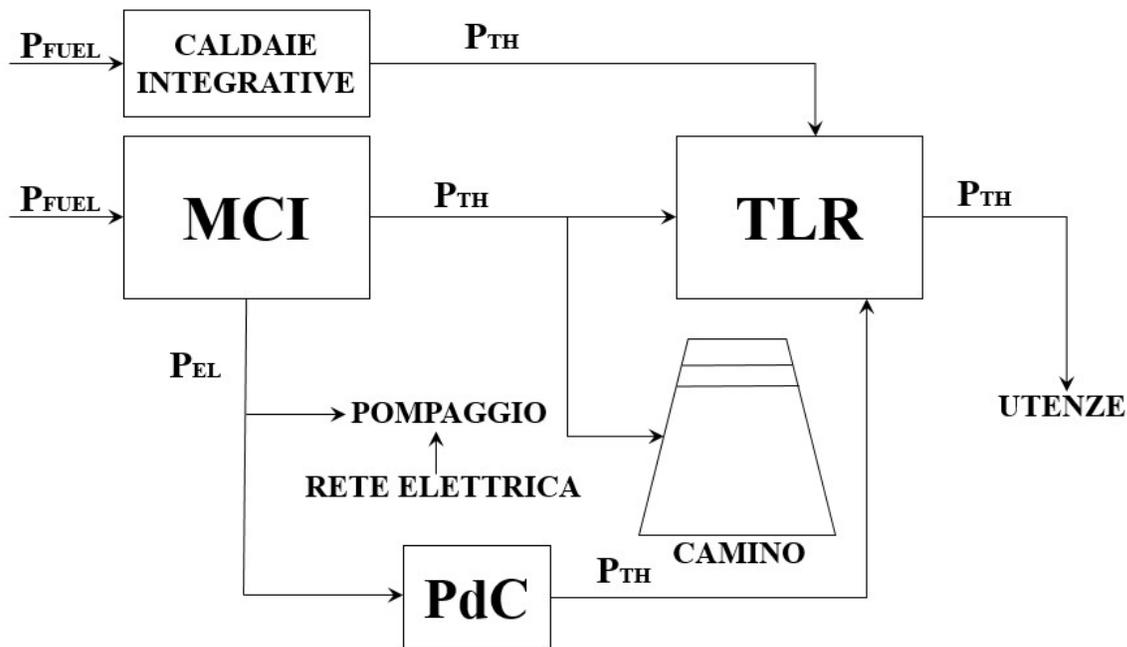
Dal confronto con la prima regolazione si può notare che la potenza termica totale fornita dalle sorgenti è quasi la stessa, con valori leggermente inferiori in quest'ultime regolazioni.

6) Analisi di nuovi sistemi in centrale di produzione

Prima le simulazioni sul comportamento della rete di teleriscaldamento al variare del carico termico richiesto, poi le simulazioni sul funzionamento dei sistemi di produzione dell'energia elettrica e termica in centrale hanno permesso di capire come si deve intervenire sulla gestione ottimale della rete di teleriscaldamento al variare della regolazione adottata in presenza di utenze unicamente passive e una serie di sistemi in centrale costituiti da caldaie e da un motore a combustione interna in assetto cogenerativo (MCI). L'analisi dei sistemi in centrale di produzione con il software EGO per il funzionamento diurno invernale, i cui risultati sono riportati nel precedente capitolo, ha messo in luce che qualunque sia la regolazione adottata si ha la necessità di ricorrere alle caldaie integrative per soddisfare il carico termico richiesto dalle utenze e si ha soprattutto un eccesso di produzione di energia elettrica che deve essere venduta alla rete nazionale. Quest'ultima situazione non è ottimale rispetto agli obiettivi originariamente prefissati relativi alla minimizzazione dello scambio di energia elettrica con la rete. Come anticipato nel sommario della tesi si inserisce nella centrale di produzione una pompa di calore in grado di sfruttare l'energia elettrica prodotta in eccesso dal motore per produrre l'energia termica richiesta dalle utenze durante il funzionamento diurno invernale e cercare di minimizzare l'uso stesso delle caldaie integrative.

6.1) Inserimento di una pompa di calore in centrale di produzione

La valutazione delle prestazioni di una pompa di calore, PdC, in centrale di produzione è eseguita tramite il software EGO in cui è richiesto l'inserimento dei dati relativi al coefficient of performance, COP, poi si possono indicare la potenza elettrica di funzionamento in condizioni di design e i parametri con cui varia il COP in funzione del carico. In questa fase però è necessario definire solo il COP perché non si ha a disposizione una pompa di calore con i suoi parametri tecnici; l'obiettivo è usare tutta la potenza elettrica necessaria, fornita dal motore, affinché la PdC possa produrre la maggior quantità di energia termica possibile, altrimenti fornita dalle caldaie integrative. In tal modo si riduce fino ad annullarsi l'immissione di energia elettrica in rete tenendo conto che viene spesa anche quella quantità necessaria per il pompaggio; di conseguenza non si può avere surplus di energia elettrica prodotta da dover essere venduta alla rete nazionale. L'unico scambio con la rete nazionale si ha durante le ore di spegnimento del motore. La nuova configurazione della centrale di produzione è mostrata nello **Schema 1**.



Schema 1 – Centrale di produzione con l’inserimento della PdC

La pompa di calore viene caratterizzata da un COP pari a 3.5 e in questa fase dell’analisi si prevede solo un suo funzionamento invernale per il servizio di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria. Il possibile esercizio per il servizio di climatizzazione estiva non può essere contemplato perché occorrerebbe installare delle nuove tubazioni in cui circola il fluido refrigerante che colleghino la centrale di produzione con le utenze. Quindi segue l’analisi delle prestazioni complessive dei sistemi in centrale con le tre regolazioni adottate e i dati ottenuti vengono riportati nelle **Tabelle 8, 9 e 10**. La potenza termica dispersa dal motore attraverso il camino è sempre nulla per ogni regolazione adottata.

I dati riportati in **Tabella 8** mostrano che nella sesta, ventiduesima e penultima ora della giornata il motore può non funzionare al massimo carico per fornire l’energia termica richiesta grazie al supporto della pompa di calore; se il motore funzionasse a massimo carico produrrebbe potenza elettrica in eccesso. Nelle restanti ore in cui è previsto che il motore venga mantenuto acceso, esso deve comunque funzionare a massimo carico fornendo i 1200 kW_{EL} prodotti in tali condizioni per soddisfare la potenza per il pompaggio e per far funzionare la pompa di calore. Quindi dalla settima alla ventunesima ora compresi è ancora necessario il contributo delle caldaie integrative, ma l’obiettivo principale di minimizzare, in particolare rendere nullo, lo scambio di potenza elettrica con la rete è stato raggiunto. Senza aver specificato una specifica potenza di funzionamento della pompa di calore, quest’ultima funziona con l’energia elettrica prodotta dal motore che non è stata usata per il gruppo di pompaggio, quindi si deduce che non è sufficiente a garantire tutta la potenza termica

richiesta dalle utenze e se si vuole ridurre ulteriormente il funzionamento delle caldaie integrative bisogna intervenire con altri sistemi

Tabella 8 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica fornita dalla PdC [kW _{TH}]	Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	102	129	0	0	0	0	107	0
2	105	133	0	0	0	0	107	0
3	109	138	0	0	0	0	107	0
4	112	142	0	0	0	0	107	0
5	116	147	0	0	0	0	107	0
6	0	0	816	1673	1856	637	0	0
7	1562	1953	1461	3069	3826	1200	0	0
8	3624	4707	1461	3069	3826	1200	0	0
9	5134	6923	1461	3069	3826	1200	0	0
10	2771	3514	1461	3069	3826	1200	0	0
11	1383	1729	1461	3069	3826	1200	0	0
12	1169	1461	1461	3069	3826	1200	0	0
13	955	1195	1461	3069	3826	1200	0	0
14	742	930	1461	3069	3826	1200	0	0
15	149	188	1461	3069	3826	1200	0	0
16	149	188	1461	3069	3826	1200	0	0
17	741	930	1461	3069	3826	1200	0	0
18	955	1195	1461	3069	3826	1200	0	0
19	1261	1576	1461	3069	3826	1200	0	0
20	2855	3626	1461	3069	3826	1200	0	0
21	2389	3007	1461	3069	3826	1200	0	0
22	0	0	1293	2744	3422	1085	0	0
23	0	0	1165	2481	3067	983	0	0
24	102	129	0	0	0	0	107	0

In **Tabella 9** e **10** vengono riportati i dati ottenuti con le regolazioni a delta di temperatura costante e mista.

Tabella 9 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica fornita dalla PdC [kW]	Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	35	44	0	0	0	0	0.01	0
2	48	61	0	0	0	0	0.02	0
3	58	73	0	0	0	0	0.03	0
4	66	84	0	0	0	0	0.03	0
5	73	92	0	0	0	0	0.04	0
6	0	0	741	1490	1926	550	0	0
7	1315	1644	1461	3069	4071	1200	0	0
8	3501	4529	1461	3069	3948	1200	0	0
9	5134	6923	1461	3069	3826	1200	0	0
10	2598	3283	1461	3069	3997	1200	0	0
11	1136	1420	1461	3069	4074	1200	0	0
12	893	1118	1461	3069	4099	1200	0	0
13	675	847	1461	3069	4102	1200	0	0
14	459	577	1461	3069	4106	1200	0	0
15	0	0	1411	2976	4020	1168	0	0
16	0	0	1411	2976	4020	1168	0	0
17	459	577	1461	3069	4106	1200	0	0
18	676	848	1461	3069	4102	1200	0	0
19	1006	1259	1461	3069	4078	1200	0	0
20	2683	3396	1461	3069	3997	1200	0	0
21	2181	2739	1461	3069	4032	1200	0	0
22	0	0	1207	2569	3503	1018	0	0
23	0	0	1082	2300	3145	910	0	0
24	35	44	0	0	0	0	0.01	0

Tabella 10 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista

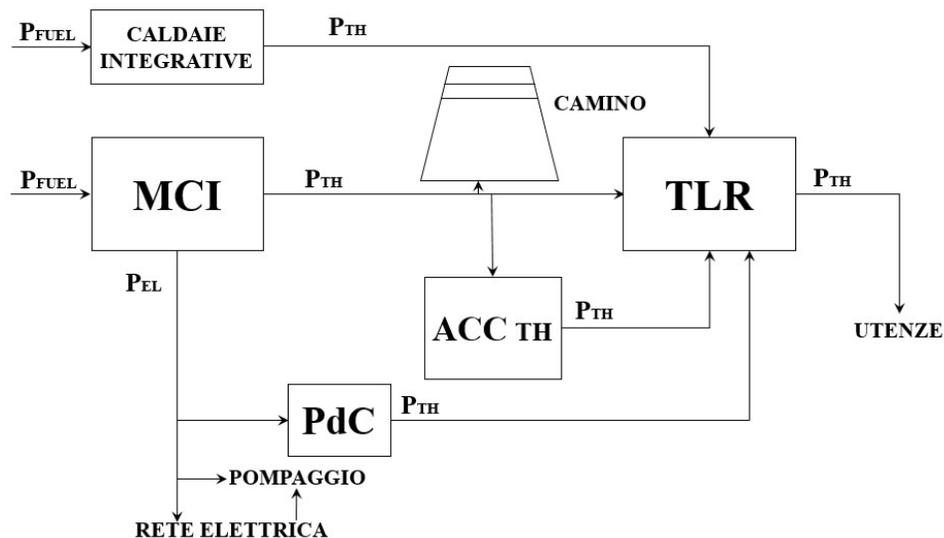
Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica fornita dalla PdC [kW]	Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	90	114	0	0	0	0	0.13	0
2	94	119	0	0	0	0	0.13	0
3	97	123	0	0	0	0	0.13	0
4	100	127	0	0	0	0	0.13	0
5	103	130	0	0	0	0	0.13	0
6	0	0	741	1490	1926	550	0	0
7	1315	1644	1461	3069	4071	1200	0	0
8	3501	4529	1461	3069	3948	1200	0	0
9	5134	6923	1461	3069	3826	1200	0	0
10	2598	3283	1461	3069	3997	1200	0	0
11	1136	1420	1461	3069	4074	1200	0	0
12	893	1118	1461	3069	4099	1200	0	0
13	675	847	1461	3069	4102	1200	0	0
14	459	577	1461	3069	4106	1200	0	0
15	0	0	1411	2976	4020	1168	0	0
16	0	0	1411	2976	4020	1168	0	0
17	459	577	1461	3069	4106	1200	0	0
18	676	848	1461	3069	4102	1200	0	0
19	1006	1259	1461	3069	4078	1200	0	0
20	2683	3396	1461	3069	3997	1200	0	0
21	2181	2739	1461	3069	4032	1200	0	0
22	0	0	1207	2569	3503	1018	0	0
23	0	0	1082	2300	3145	910	0	0
24	90	114	0	0	0	0	0.13	0

Con la regolazione a delta di temperatura costante e mista viene mostrato il fatto che le caldaie integrative non devono fornire potenza termica in due ore centrali della giornata oltre alle stesse tre ore in cui le caldaie sono spente con la regolazione a portata costante. Inoltre in **Tabella 9** e **10** si nota che la potenza termica fornita dalla PdC è variabile siccome cambia la potenza elettrica fornita dal motore; ciò è il risultato del fatto che la potenza elettrica spesa per il pompaggio varia ad ogni ora diversificando la quota parte rimanente prodotta dal motore. Infine la regolazione mista e quella a

delta di temperatura costante si differenziano solo nelle prime cinque ore e nell'ultima per la potenza termica fornita dalle caldaie integrative.

6.2) Prestazione dei sistemi in presenza di un volume d'accumulo

Una variante della configurazione dei sistemi in centrale di produzione, mostrata nello **schema 1**, è rappresentata dall'inserimento di un volume d'accumulo con lo scopo di provare ad ottimizzare l'uso di combustibile nel periodo estivo; durante l'inverno si è visto che anche in presenza di una pompa di calore è necessario il funzionamento delle caldaie integrative per soddisfare il carico termico richiesto dalle utenze nella maggior parte delle ore diurne, per cui è già sufficientemente complesso produrre la potenza termica richiesta senza produrne di più da accumulare. Può diventare logico, invece, l'uso del volume d'accumulo nel periodo estivo in cui finora è previsto che funzionino solo le caldaie integrative data la bassa richiesta termica; proprio per questo ipotizzando il funzionamento del motore a combustione interna si produce tanta potenza termica in eccesso da doverla accumulare necessariamente. L'obiettivo finale è simulare il funzionamento dei sistemi in centrale con l'accumulo valutando se il consumo complessivo di combustibile della nuova configurazione è inferiore o superiore al consumo di combustibile della situazione originaria in cui funzionano solo le caldaie integrative. Tali simulazioni vengono portate avanti sempre con il software EGO variando progressivamente il volume d'accumulo tenendo fisse la temperatura massima dell'acqua contenuta in esso pari a 80 °C e la sua temperatura minima pari a 60 °C; alla fine verrà raggiunta una situazione in cui il combustibile consumato dal motore in centrale sarà sufficiente a soddisfare l'intera richiesta di potenza termica della giornata di luglio per cui a tal punto è possibile effettuare il confronto con la configurazione originaria. Nello **Schema 1.1** viene mostrata la configurazione modificata dei sistemi presenti in centrale.



Schema 1.1 – Centrale di produzione con l'inserimento del volume d'accumulo

Se non si fosse analizzato questo schema si partirebbe dalla configurazione originaria prevista in estate dallo **Schema 0** in cui la potenza termica richiesta dalle utenze è prodotta solo dalle caldaie integrative senza nessun altro sistema. In tale situazione per il mese di luglio la somma delle potenze termiche medie orarie fornite dalle sorgenti permette di ottenere la potenza totale richiesta per tutte le 24 ore pari a 4662 kW_{TH} (per la regolazione a portata in massa costante); considerando un'efficienza di riferimento delle caldaie del 79.6% la potenza che deve essere introdotta con il combustibile è di 5856 kW_{TH}; inoltre tutta l'energia elettrica per il pompaggio deve essere acquistata dalla rete. Questo dato va confrontato con il consumo di combustibile per il funzionamento del motore aumentando progressivamente il volume di accumulo di 10 m³. L'obiettivo principale, secondo quanto rappresentato nello **schema 1.1**, è quello di spingere il motore ad essere usato al massimo carico possibile nel numero minore possibile di ore di funzionamento, in particolar modo nelle ore in cui è richiesta la massima potenza elettrica per l'autoconsumo e massima potenza termica richiesta dall'utenza; poiché l'unico sistema di produzione collegato con il volume d'accumulo è il motore mentre la pompa di calore viene usata per soddisfare le potenze termiche medie orarie corrispondenti. Per questo è fondamentale usare il motore nelle ore di massimo carico richiesto, così si riesce a sfruttare il più possibile la PdC, che riceve la potenza elettrica necessaria per il proprio funzionamento dal motore, quindi minore è lo scambio con la rete elettrica nazionale a parità di carico del motore, e allo stesso tempo minore è l'energia termica che deve finire nel volume d'accumulo per le restanti ore della giornata. Per quanto riguarda tutto il contenuto energetico che finisce nel volume d'accumulo l'importante è discuterne sempre in termini di energia termica, non di potenza termica, poiché le valutazioni numeriche vengono eseguite in kJ da convertire successivamente in kWh; quando poi viene fatta la valutazione per ogni ora di funzionamento del motore, per cui si fraziona ora per ora il contenuto energetico immesso dal motore a seconda di quanto prodotto, numericamente tale contenuto energetico espresso in kWh coincide con la potenza termica media prodotta in tale ora. Quindi si torna all'espressione abituale in kW_{TH}, fondamentale per poter fare il confronto con le altre configurazioni previste dai vari schemi.

Durante il funzionamento invernale si è visto che il motore funzionante a massimo carico può produrre 1461 kW_{TH} ad ogni ora. L'analisi parte dai dati ricavati con la regolazione a portata in massa costante e in particolare dalle due ore in cui è richiesta la massima potenza termica pari a 766 kW_{TH} e 626 kW_{TH} nel corso della nona e ventunesima ora. Anche se queste potenze termiche vengono soddisfatte completamente dalla PdC in centrale rimangono da produrre 3270 kW_{TH} per il resto della giornata; considerando che il motore in due ore riesce a produrre 2922 kW_{TH} quando funziona a massimo carico in entrambe le ore, quindi necessariamente bisogna prevedere il funzionamento del motore in 3 ore per escludere del tutto il funzionamento delle caldaie integrative. La terza ora in cui è richiesta più potenza termica è la ventesima con 623 kW_{TH}, per cui la potenza rimanente da produrre

diventa 2647 kW_{TH}. A questo punto viene valutato il volume d'accumulo minimo necessario per poter accumulare il valore appena riportato di potenza termica da esprimere in termini energetici, quindi diventano 2647 kWh, essendo il contenuto energetico finale che il volume d'accumulo deve raggiungere; numericamente, trattandosi di una somma di potenze termiche medie il valore complessivo, oltre a quello delle singole ore, espresso in kW o kWh è identico.

In **Tabella 11** vengono riportati i dati dell'energia termica prodotta per il volume d'accumulo dal motore e i dati sull'energia termica rimanente da accumulare a partire dai 2647 kWh indicati prima per determinare il volume d'accumulo necessario. Nella successiva **Tabella 12** sono indicati la relativa potenza introdotta con il combustibile, lo sfruttamento della pompa di calore che può al massimo soddisfare il carico termico richiesto dalle utenze nelle ore in cui funziona il motore. Inoltre sono presenti, la potenza elettrica autoconsumata per il pompaggio e lo sfruttamento della pompa di calore, infine la potenza elettrica immessa in rete. In tabella tutte le potenze riportate sono date da una somma di valori medi riferiti alle singole ore ottenuti con le simulazioni.

Tabella 11 – Volume d'accumulo con la regolazione a portata in massa costante

Volume accumulo [m³]	Energia termica prodotta per il volume d'accumulo [kWh]	Energia Termica rimanente richiesta da accumulare [kWh]
10	233	2414
20	465	2182
30	698	1949
40	930	1717
50	1163	1484
60	1395	1252
70	1628	1019
80	1861	786
90	2093	554
100	2326	321
110	2558	89
115	2675	+28

Il risultato finale indica che occorre un volume d'accumulo di 115 m³ per produrre 28 kWh in più dell'energia termica rimanente da accumulare per il resto della giornata facendo funzionare il motore per due ore a massimo carico mentre la terza ora produce solo la potenza termica richiesta dall'utenza, per cui funziona al 36.3 % del carico. Le simulazioni sono state condotte considerando una temperatura iniziale di 60 °C nel volume d'accumulo.

Dopo aver trovato il volume d'accumulo idoneo vengono valutati i consumi di combustibile, riportati in **Tabella 12**, per ogni ora dei sistemi in centrale e gli scambi di potenza elettrica con la rete secondo la configurazione prevista nello **Schema 1.1**.

Tabella 12 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica fornita dalla PdC [kW _{TH}]	Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	0	0	0	0	0	0	107	0
2	0	0	0	0	0	0	107	0
3	0	0	0	0	0	0	107	0
4	0	0	0	0	0	0	107	0
5	0	0	0	0	0	0	107	0
6	0	0	0	0	0	0	107	0
7	0	0	0	0	0	0	107	0
8	0	0	0	0	0	0	107	0
9	0	0	1461	3069	766	326	0	874
10	0	0	0	0	0	0	107	0
11	0	0	0	0	0	0	107	0
12	0	0	0	0	0	0	107	0
13	0	0	0	0	0	0	107	0
14	0	0	0	0	0	0	107	0
15	0	0	0	0	0	0	107	0
16	0	0	0	0	0	0	107	0
17	0	0	0	0	0	0	107	0
18	0	0	0	0	0	0	107	0
19	0	0	0	0	0	0	107	0
20	0	0	1461	3069	376	214	0	986
21	0	0	626	1216	0	107	0	329
22	0	0	0	0	0	0	107	0
23	0	0	0	0	0	0	107	0
24	0	0	0	0	0	0	107	0

Viene valutato ora il volume d'accumulo e il funzionamento del motore anche con i dati riferiti alle restanti regolazioni adottate a partire da quella a delta di temperatura costante. In questo caso la potenza termica totale che devono fornire le sorgenti nel mese di luglio è di 4194 kW_{TH}; le due ore

in cui si ha il picco della richiesta sono la nona con 758 kW_{TH} e la ventunesima con 617 kW_{TH}. Se il motore viene fatto funzionare in queste due, sfruttando la pompa di calore per soddisfare la domanda, rimangono da dover accumulare 2789 kWh; siccome è già stato detto che il motore a massimo carico può produrre 1461 kW_{TH} vuol dire che questa volta sono sufficienti due ore perché il motore può inviare nell'accumulo fino a 2922 kWh, superiore rispetto alla richiesta. In **Tabella 13** vengono riportate le stesse grandezze della tabella precedente con i dati riferiti alla regolazione a delta di temperatura costante, considerando che vengono spesi per il pompaggio solo 2 kW_{EL} in queste due ore a fronte dei 214 kW_{EL} spesi con la regolazione a portata costante.

Tabella 13 – Volume d'accumulo con la regolazione a delta T costante

Volume accumulo [m³]	Energia Termica prodotta per il volume d'accumulo [kWh]	Energia Termica rimanente richiesta da accumulare [kWh]
10	233	2556
20	465	2324
30	698	2091
40	930	1859
50	1163	1626
60	1395	1394
70	1628	1161
80	1861	928
90	2093	696
100	2326	463
110	2558	231
120	2791	+2

A fronte dell'utilizzo di motore in due ore invece che tre occorre un volume d'accumulo un po' più grande rispetto a prima pari a 120 m³ con la produzione di 2 kWh in più del necessario ma si ha la possibilità di introdurre meno potenza con il combustibile per il motore. Il motore funziona a massimo carico in entrambe le ore. In **Tabella 14** vengono riportati i consumi di combustibile e gli scambi di energia elettrica con la rete nazionale con la regolazione appena esaminata.

Tabella 14 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica fornita dalla PdC [kW _{TH}]	Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	0	0	0	0	0	0	0.01	0
2	0	0	0	0	0	0	0.02	0
3	0	0	0	0	0	0	0.03	0
4	0	0	0	0	0	0	0.03	0
5	0	0	0	0	0	0	0.04	0
6	0	0	0	0	0	0	0.04	0
7	0	0	0	0	0	0	0.26	0
8	0	0	0	0	0	0	0.52	0
9	0	0	1461	3069	758	218	0	982
10	0	0	0	0	0	0	0.51	0
11	0	0	0	0	0	0	0.14	0
12	0	0	0	0	0	0	0.13	0
13	0	0	0	0	0	0	0.13	0
14	0	0	0	0	0	0	0.13	0
15	0	0	0	0	0	0	0.03	0
16	0	0	0	0	0	0	0.03	0
17	0	0	0	0	0	0	0.13	0
18	0	0	0	0	0	0	0.13	0
19	0	0	0	0	0	0	0.26	0
20	0	0	0	0	0	0	1.04	0
21	0	0	1461	3069	486	140	0	1060
22	0	0	0	0	0	0	0.26	0
23	0	0	0	0	0	0	0.06	0
24	0	0	0	0	0	0	0.01	0

Per quanto riguarda la regolazione mista nella prima parte della tesi si è giunti a conclusione che nel mese di luglio le sorgenti devono fornire 4434 kW_{TH}; considerando che le due ore con maggior potenza termica richiesta sono le stesse della regolazione a delta di temperatura costante per un totale di 1375 kW_{TH}, rimangono da accumulare 3059 kWh. Da ciò che si capisce che non sono più sufficienti due ore di funzionamento del motore in quanto potrebbe accumulare in queste due solo 2922 kWh; per questo è necessario far funzionare il motore nella terza ora di massima potenza termica richiesta,

ovvero la ventesima con un valore di $614 \text{ kW}_{\text{TH}}$, che verrà soddisfatta dal motore stesso o dalla pompa di calore o da entrambi. A questo punto rimangono da accumulare 2445 kWh.

In **Tabella 15** vengono riportati i risultati delle simulazioni condotte con i dati riferiti alla regolazione mista.

Tabella 15 – Volume d’accumulo con la regolazione mista

Volume accumulo [m³]	Energia Termica prodotta per il volume d’accumulo [kWh]	Energia Termica rimanente richiesta da accumulare [kWh]
10	233	2212
20	465	1980
30	698	1747
40	930	1515
50	1163	1282
60	1395	1050
70	1628	817
80	1861	584
90	2093	352
100	2326	119
105	2442	3
106	2465	+23

Dai risultati si ottiene il volume d’accumulo minore necessario, 106 m^3 , per soddisfare la richiesta termica dell’intera giornata tra le tre regolazioni adottate con un eccesso di 23 kWh prodotti. La potenza introdotta con il combustibile è di $22 \text{ kW}_{\text{TH}}$ inferiore rispetto alla regolazione a portata costante ma è superiore di $1214 \text{ kW}_{\text{TH}}$ rispetto alla regolazione a delta T costante. Il motore funziona a massimo carico nelle prime due ore e al 35.5 % nella terza. In **Tabella 16** viene riportato il consumo di combustibile e gli scambi di potenza elettrica con la rete nazionale riferiti alla regolazione mista.

Tabella 16 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica fornita dalla PdC [kW _{TH}]	Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	0	0	0	0	0	0	0.13	0
2	0	0	0	0	0	0	0.13	0
3	0	0	0	0	0	0	0.13	0
4	0	0	0	0	0	0	0.13	0
5	0	0	0	0	0	0	0.13	0
6	0	0	0	0	0	0	0.13	0
7	0	0	0	0	0	0	0.26	0
8	0	0	0	0	0	0	0.52	0
9	0	0	1461	3069	758	218	0	982
10	0	0	0	0	0	0	0.51	0
11	0	0	0	0	0	0	0.26	0
12	0	0	0	0	0	0	0.26	0
13	0	0	0	0	0	0	0.26	0
14	0	0	0	0	0	0	0.26	0
15	0	0	0	0	0	0	0.13	0
16	0	0	0	0	0	0	0.13	0
17	0	0	0	0	0	0	0.26	0
18	0	0	0	0	0	0	0.26	0
19	0	0	0	0	0	0	0.26	0
20	0	0	1461	3069	158	46	0	1154
21	0	0	616	1194	1	1	0	425
22	0	0	0	0	0	0	0.26	0
23	0	0	0	0	0	0	0.06	0
24	0	0	0	0	0	0	0.13	0

6.3) Considerazioni sui nuovi sistemi in centrale

L'analisi di nuovi sistemi in centrale di produzione è partita con l'inserimento di una pompa di calore con un COP pari a 3.5 in grado di sfruttare la potenza elettrica prodotta dal motore in eccesso rispetto alla spesa per il pompaggio. È importante considerare il cambiamento nel consumo di combustibile, attraverso la potenza introdotta con esso, perché da ciò poi deriva l'analisi economica relativa all'uso e all'installazione dei nuovi sistemi. L'uso della pompa di calore è stato valutato inizialmente solo in relazione al periodo invernale perché in assenza di altri sistemi introdotti successivamente non è

conveniente far funzionare il motore, e quindi la pompa di calore, in periodo estivo. In **Figura 21** viene mostrata la potenza introdotta con il combustibile media oraria nella configurazione della centrale costituita dal motore a combustione interna e caldaie e nella successiva versione con l'aggiunta della pompa di calore secondo i dati relativi alla regolazione a portata in massa costante.

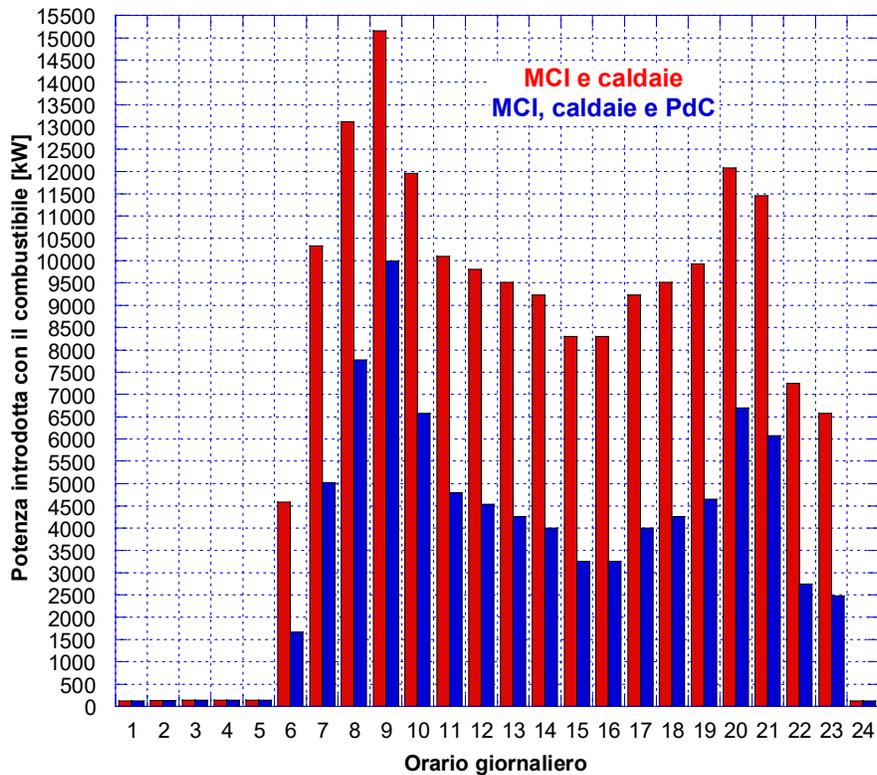


Figura 21 – Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (portata costante)

Dalla **Figura 21** si nota che ci sono le prime cinque ore della giornata e l'ultima in cui funzionano solo le caldaie in entrambe le configurazioni, quindi la potenza introdotta con il combustibile rimane costante. Invece si hanno grosse differenze intorno ai 5000 kW_{TH} dalla settima alla ventunesima ora perché il contributo alla domanda di potenza termica della pompa di calore raggiunge quasi i 4000 kW_{TH}, ovvero la metà della richiesta in alcune ore, quando tutta la potenza elettrica prodotta in eccesso dal motore viene usata per il suo funzionamento; infatti non si ha più scambio di energia elettrica con la rete e in questo modo è decisamente inferiore il consumo di combustibile complessivo. In **Figura 22** viene riportato il consumo di combustibile per le due configurazioni con i dati riferiti alla regolazione a delta di temperatura costante. Si può notare che in generale i valori sono molto simili alla regolazione a portata costante sebbene con quest'ultima regolazione si abbia un maggior numero di ore in cui non funzionano le caldaie integrative. Le differenze tra le due configurazioni rimangono evidenti e sostanziali intorno ai 5000 kW_{TH}.

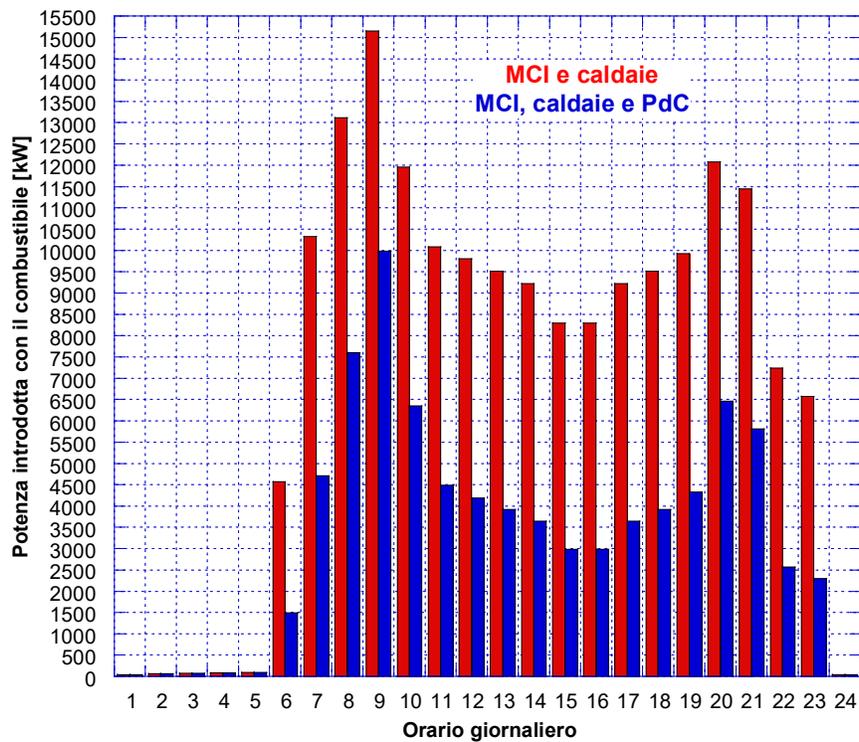


Figura 22 – Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (delta T costante)

Per quanto riguarda la potenza introdotta con il combustibile con la regolazione mista le uniche differenze rispetto a quella precedente riguardano le prime cinque ore e l'ultima della giornata, come mostrato in **Figura 23**.

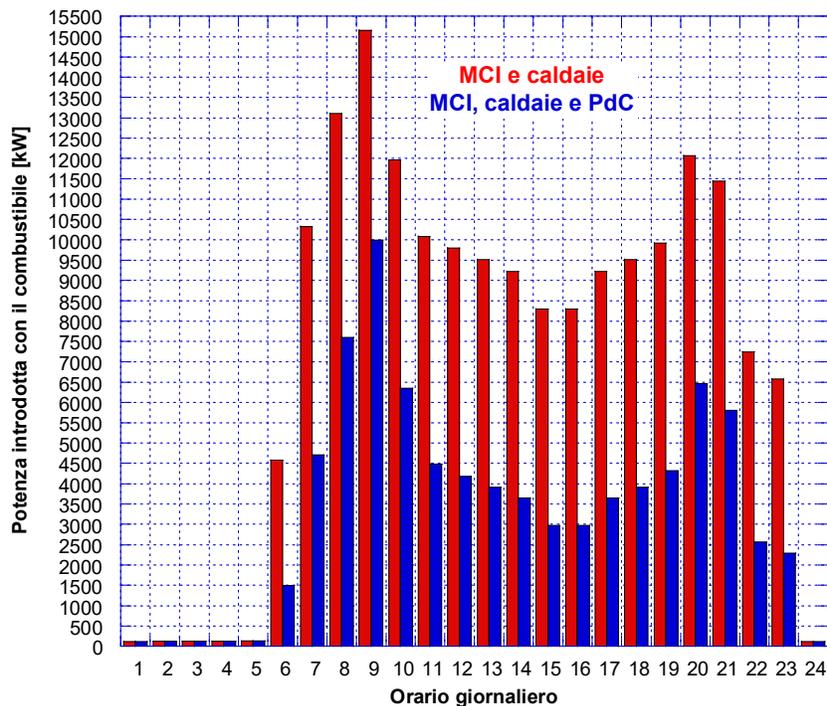


Figura 23 – Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (regolazione mista)

A seguito dell'introduzione della pompa di calore è seguito l'inserimento del volume d'accumulo da utilizzare solo in periodo estivo in quanto in gennaio gli altri sistemi presenti sono già sfruttati al massimo delle loro capacità. In luglio e in generale da maggio a settembre compresi è stata seguita un'analisi per capire qual è il consumo di combustibile e il volume d'accumulo necessario affinché si riesca ad usare il motore e la pompa di calore per un certo numero di ore, mentre per il resto della giornata è sufficiente prelevare l'energia termica accumulata con tutti i sistemi di produzione in centrale spenti. Nella configurazione originaria d'estate vengono sfruttate solo le caldaie integrative per produrre la potenza richiesta, variabile a seconda della regolazione adottata. In **Figura 24** viene riportata la potenza introdotta con il combustibile nelle due configurazioni secondo i dati riferiti alla regolazione a portata in massa costante. Siccome l'obiettivo è far funzionare il motore il numero di ore minor possibile dalla figura si nota la potenza introdotta con il combustibile solo in tre ore per un totale di 7354 kW_{TH} con un volume d'accumulo di 115 m³; invece facendo funzionare le caldaie integrative tutte le ore della giornata è necessario introdurre in totale 5856 kW_{TH}. Quindi dall'analisi riguardante solo la potenza introdotta con il combustibile non conviene la nuova configurazione.

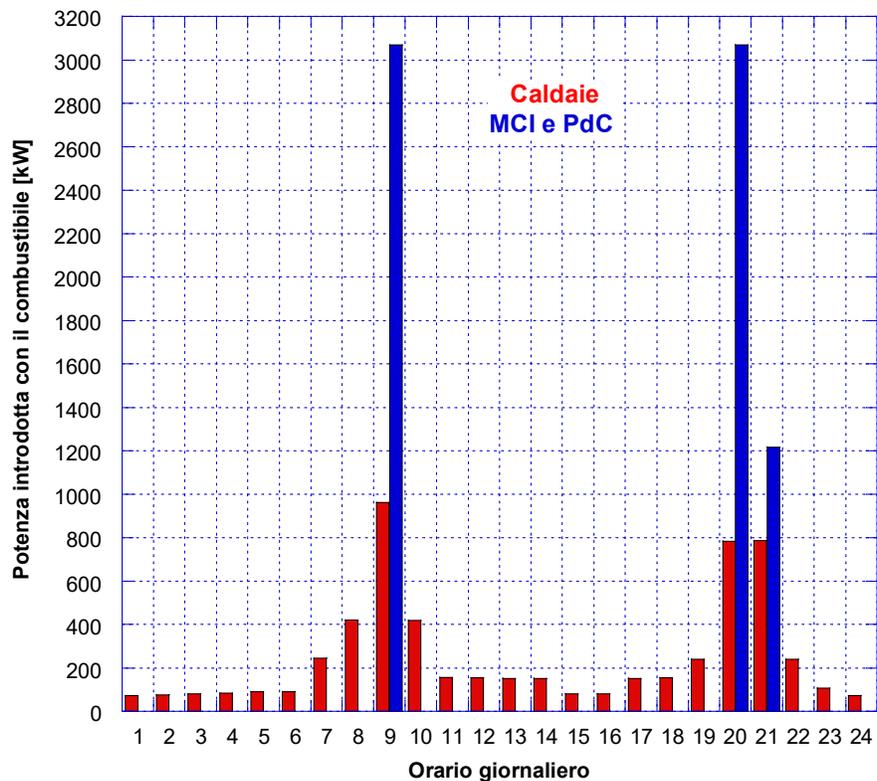


Figura 24 – Potenza introdotta con il combustibile in luglio (portata costante)

La potenza introdotta con il combustibile relativa ai dati ottenuti dalla regolazione a delta di temperatura costante è rappresentata in **Figura 25**; in questo caso occorre un volume di 120 m³ per accumulare tutta la potenza termica richiesta. Nel caso della regolazione a delta di temperatura

costante è stato sufficiente far funzionare il motore e la pompa di calore in due ore invece che tre spendendo una potenza complessiva con il combustibile pari a 6138 kW_{TH}; anche con questa regolazione però la potenza totale introdotta sfruttando solo le caldaie integrative è di 5269 kW_{TH}, comunque inferiore.

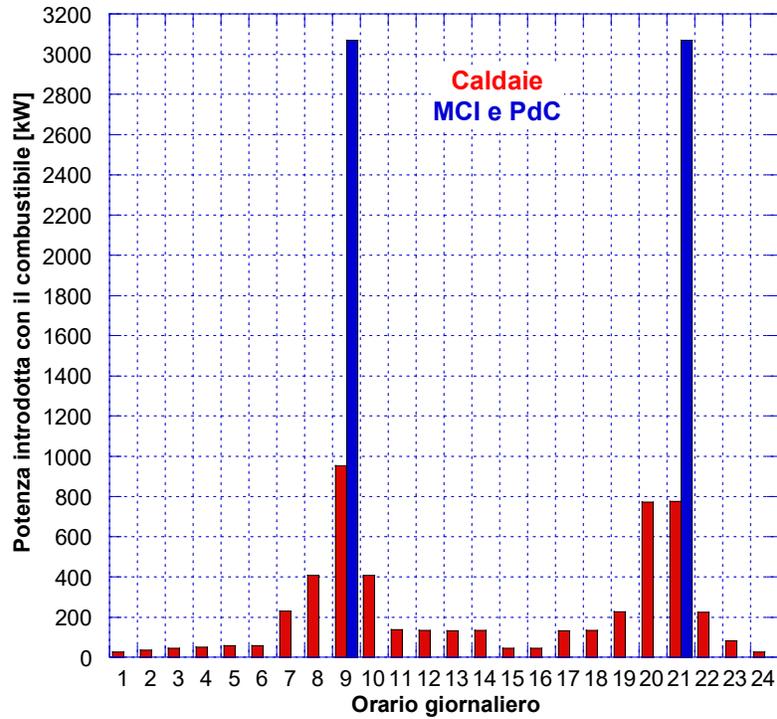


Figura 25 – Potenza introdotta con il combustibile in luglio (delta T costante)

Infine in **Figura 26** viene riportata la potenza introdotta con il combustibile con i dati relativi alla regolazione mista per cui è necessario un volume d'accumulo di 106 m³.

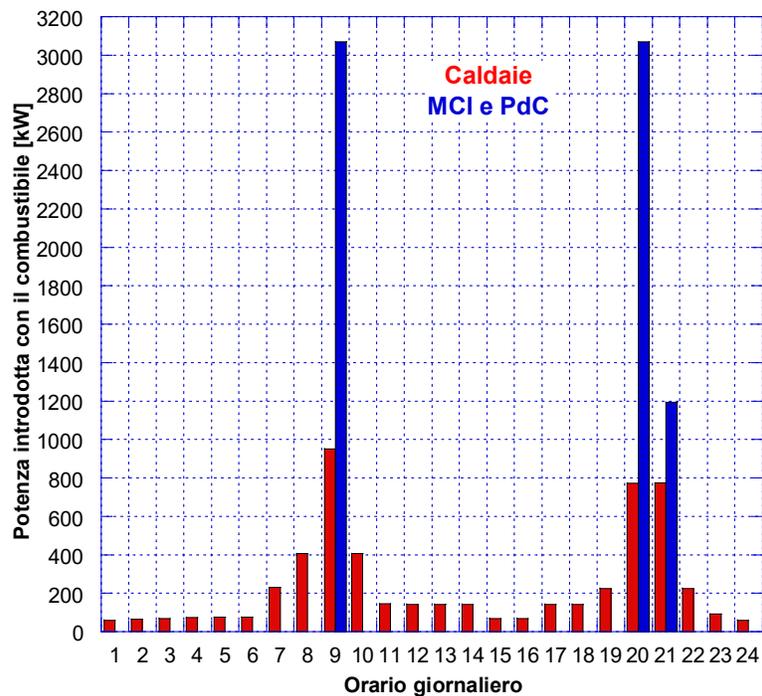


Figura 26 – Potenza introdotta con il combustibile in luglio (regolazione mista)

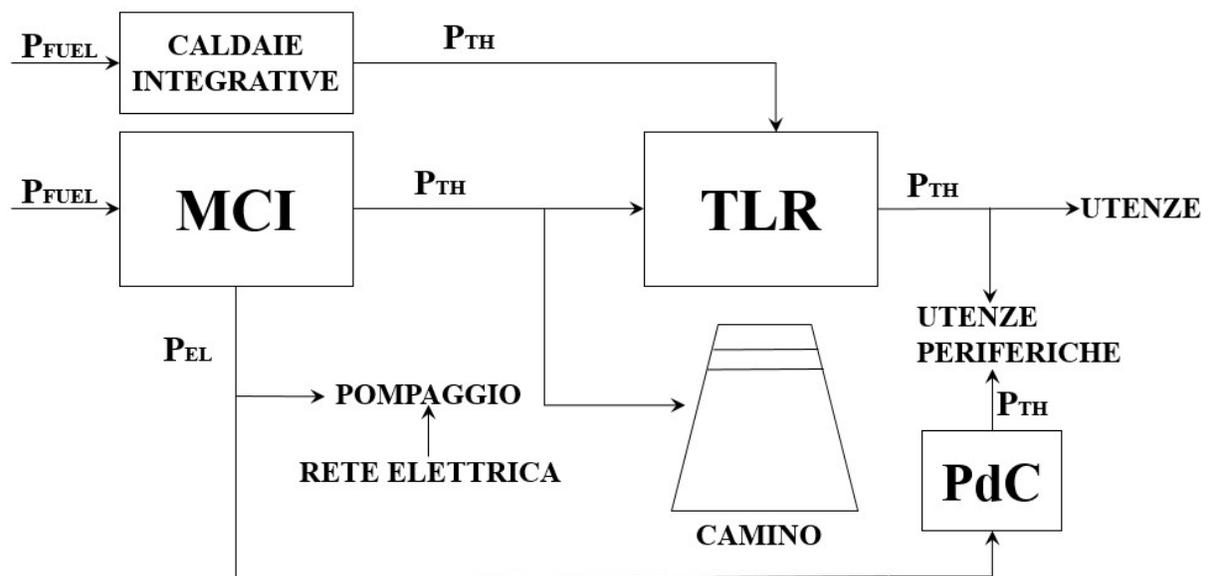
Nel caso di applicazione della regolazione mista la potenza da introdurre con il combustibile con i nuovi sistemi è di 7332 kW_{TH} a fronte della potenza totale introdotta dalle caldaie integrative pari a 5571 kW_{TH}; con i nuovi sistemi tale potenza è maggiore della regolazione precedente perché si ha la necessità di fare funzionare il motore per tre ore, ma essa rimane inferiore alla configurazione a portata costante grazie alle scelte fatte per ottimizzare la regolazione mista rispetto alle altre due.

In conclusione è necessario un volume d'accumulo compreso tra 106 m³ e 120 m³ a seconda della regolazione adottata, per cui realisticamente ciò porta ad un possibile ingombro spaziale dato da un'occupazione del suolo di 25 m² (5 m x 5 m) ed un sviluppo in altezza di altri 5 m. Si tratterebbe di un volume d'accumulo sicuramente non piccolo ma neanche eccessivamente grande.

7) Delocalizzazione della produzione di energia termica

Gli sviluppi dei sistemi in centrale di produzione hanno portato miglioramenti sia positivi sia negativi dal punto di vista del consumo di combustibile a seconda del mese esaminato; ora lo studio della tesi va nella direzione di ottimizzare ulteriormente la produzione e la distribuzione della potenza termica media richiesta dalle utenze qualora sia possibile secondo le specifiche successivamente riportate. Di nuovo quando vengono citate le potenze termiche riferite alle singole ore viene sottinteso che si tratta di medie orarie.

L'analisi parte dal delocalizzare la produzione della potenza termica richiesta presso le utenze ipotizzando l'installazione di pompe di calore, con COP pari a 3.5, in corrispondenza delle sottostazioni di scambio termico facendo in modo che queste pompe di calore sfruttino tutta l'energia elettrica prodotta dal motore in eccesso che verrebbe immessa nella rete nazionale; non è più prevista la pompa di calore installata in centrale, ma solo presso le utenze periferiche. Quindi in sede di progettazione bisogna implementare una rete di distribuzione dell'energia elettrica che collega la centrale a quelle utenze in cui è installata una PdC. L'obiettivo finale è ridurre l'immissione di energia termica nella rete di teleriscaldamento da parte della centrale in modo da diminuire contestualmente il consumo di combustibile e le dispersioni di energia termica attraverso la rete; quest'ultimo aspetto è maggiormente influenzato dalle utenze più periferiche che, di conseguenza, vanno individuate. La nuova configurazione è rappresentata con lo **Schema 2**.



Schema 2 – Centrale di produzione e PdC presso utenze periferiche

Una volta che potenzialmente si è stabilito dove installare delle pompe di calore bisogna procedere individuando quante di esse ora per ora possono essere usate sulla base della potenza elettrica prodotta

dal motore non usata dal gruppo di pompaggio. Una considerazione importante riguarda il fatto che la delocalizzazione di sistemi che sfruttano combustibile sarebbe meno efficiente e più costosa; invece l'obiettivo è sfruttare unicamente la potenza elettrica prodotta dal motore senza acquisto o vendita con la rete nazionale per sfruttare al meglio i sistemi presenti e minimizzare gli stessi scambi della centrale con la rete. Nel caso in cui il motore non debba funzionare a massimo carico tenendo conto anche della potenza termica richiesta dalle utenze nell'anello centrale, si fa lavorare il motore con una percentuale di carico in modo che produca la potenza elettrica strettamente necessaria per le pompe di calore presso le utenze periferiche e per il pompaggio; in questo modo il motore produce comunque in centrale una certa quantità di potenza termica, se tale potenza più quella prodotta dalle pompe di calore periferiche non sono ancora sufficienti per soddisfare la domanda totale si fanno intervenire le caldaie integrative. Le caldaie poi intervengono anche nelle ore di motore funzionante a massimo carico come nella configurazione prevista con la PdC in centrale. La prima fase dell'analisi riparte dallo studio del comportamento della rete di teleriscaldamento con il software IHENA 2.0 per tutte e tre le regolazioni adottate dopo che sono state individuate le utenze potenziali dove installare le pompe di calore. In **Figura 27** viene riportata la mappa della rete di TRL con le utenze più periferiche individuate come gruppo 1 e 2 e altre nel riquadro come potenzialmente periferiche per la distanza e la tortuosità delle tubazioni che le collegano alla sorgente e ai due percorsi ad anello principali della rete.

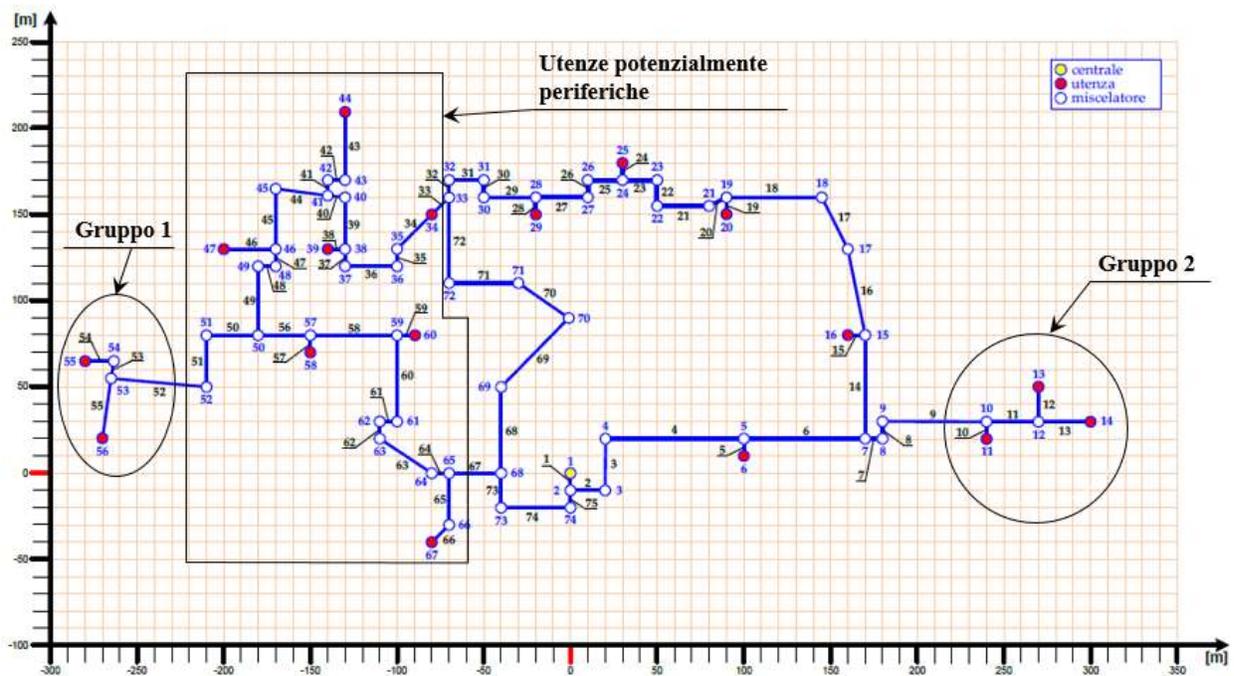


Figura 27 – Rappresentazione della rete e delle utenze più periferiche con il software IHENA 2.0

7.1) Simulazione della rete per il mese di gennaio

A seguito dell'individuazione delle utenze più periferiche è fondamentale capire quali sono i profili di carico termico orario richiesti tra tali utenze nel mese di gennaio; l'ideale diventa chiudere completamente in tutto l'arco della giornata ad esempio la tubazione numero 7 che rifornisce acqua calda alle utenze del gruppo 2 all'estrema destra della mappa come rappresentato in **Figura 27**, oppure la tubazione numero 50 per le utenze del gruppo 1. Tutto ciò dipende sia dalla domanda di potenza termica richiesta oraria sia dalla potenza elettrica disponibile oraria inviata dal motore. L'analisi parte dai dati riferiti alla regolazione a portata in massa nelle ore di funzionamento del motore dalla sesta alla ventitreesima comprese. Con la prima regolazione esaminata si è visto che la massima potenza termica producibile dalla pompa di calore è di 3826 kW_{TH}; quindi questa è la quantità di potenza termica producibile dalle pompe di calore presso le utenze prescelte solo nelle ore in cui il motore funziona a massimo carico; in **Tabella 17** vengono riportate le potenze termiche richieste nelle ore interessate dai due gruppi di utenze più periferiche e dalle utenze potenzialmente periferiche.

Tabella 17 – Potenze termiche richieste dalle utenze periferiche

Orario giornaliero	Potenza Termica Utenze [kW _{TH}]								
	Gruppo 1	Gruppo 2	34	39	44	47	58	60	67
6	463	518	130	150	64	69	165	167	74
7	1214	1357	337	395	171	178	431	432	194
8	1587	1770	435	516	228	230	561	559	253
9	1866	2068	490	611	286	260	651	633	296
10	1434	1598	392	467	208	207	506	503	228
11	1181	1322	331	383	164	175	420	425	189
12	1142	1279	321	371	158	169	407	411	183
13	1104	1236	310	358	153	163	393	397	176
14	1065	1193	299	346	148	158	379	383	170
15	958	1074	272	310	131	143	342	348	153
16	958	1074	272	310	131	143	342	348	153
17	1065	1193	299	346	148	158	379	383	170
18	1104	1236	310	358	153	163	393	397	177
19	1160	1296	322	377	164	170	412	413	185
20	1455	1611	381	476	224	202	507	492	231
21	1371	1518	357	449	212	190	477	462	217
22	831	928	228	271	119	121	294	293	133
23	743	832	209	241	102	110	265	268	119

Si deve valutare dove ripartire la potenza termica prodotta dalle pompe di calore preferendo prima di tutto i gruppi 1 e 2 e poi eventualmente soddisfare le utenze rimanenti riportate in tabella a partire da quelle che richiedono la maggior potenza termica, ovvero in ordine decrescente le utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44. In **Tabella 18** vengono riportate la potenza termica totale prodotta dalle pompe di calore delocalizzate presso le utenze periferiche (tra quelle indicate in **Tabella 17**), poi l'elenco di tutte le utenze il cui fabbisogno può essere soddisfatto per via della potenza termica prodotta dalle PdC periferiche disponibile; per alcune utenze si deve integrare la potenza termica fornita dalla PdC con gli altri sistemi in centrale (ultima colonna) mentre per quelle rimaste scoperte, in quanto non c'è abbastanza potenza elettrica disponibile per il funzionamento della pompa di calore la situazione rimane identica a prima e non vengono riportate nell'elenco le utenze rimaste scoperte. Quindi per quest'ultime la potenza termica richiesta deve essere fornita dai sistemi in centrale, come per quelle dell'anello centrale della rete di teleriscaldamento.

Tabella 18 – Ripartizione della potenza termica fornita da PdC tra le utenze (reg. portata costante)

Orario giornaliero	Potenza Termica disponibile da PdC [kW_{TH}]	Utenze completamente coperte da PdC	Utenza coperta parzialmente da PdC	Potenza Termica da integrare [kW_{TH}]
6	1800	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
7	3871	Gruppo 1 e 2, utenze 60, 58 e 39	Utenza 34	295
8	3872	Gruppo 1 e 2	Utenza 58	47
9	3871	Gruppo 2	Gruppo 1	63
10	3871	Gruppo 1 e 2, utenza 58	Utenza 60	170
11	3871	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60 e 39	Utenza 34	191
12	3871	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60 e 39	Utenza 34	60
13	3871	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39 e 34	Utenza 67	103
14	3871	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34 e 67	Utenza 47	122

Orario giornaliero	Potenza Termica disponibile da PdC [kW _{TH}]	Utenze completamente coperte da PdC	Utenza coperta parzialmente da PdC	Potenza Termica da integrare [kW _{TH}]
15	3731	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
16	3731	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
17	3871	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34 e 67	Utenza 47	122
18	3871	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39 e 34	Utenza 67	104
19	3871	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60 e 39	Utenza 34	109
20	3871	Gruppo 1 e 2, utenza 58	Utenza 60	194
21	3871	Gruppo 1 e 2, utenza 58 e 60	Utenza 39	406
22	3218	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
23	2889	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0

Nella **Tabella 18** si capisce che si può evitare l'immissione di energia termica nella rete di teleriscaldamento in tutte le ore esaminate solo per il gruppo 2, lo stesso vale per il gruppo 1 tranne la nona ora per cui bisogna integrare la richiesta di potenza termica anche per questo gruppo. Nella sesta, quindicesima, sedicesima e nelle ultime due ore invece l'energia elettrica disponibile è sufficiente per far funzionare le pompe di calore per tutte le utenze considerate periferiche. In **Tabella 19** vengono riportati i consumi di combustibile con questa regolazione e gli scambi con la rete, se presenti, per i sistemi in centrale secondo la configurazione prevista dallo **Schema 2** in cui sono presenti solo il motore a combustione interna e le caldaie integrative.

Tabella 19 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	102	129	0	0	0	107	0
2	105	133	0	0	0	107	0
3	109	138	0	0	0	107	0
4	112	142	0	0	0	107	0
5	116	147	0	0	0	107	0
6	84	107	790	1609	608	0	0
7	1521	1902	1461	3069	1200	0	0
8	3583	4647	1461	3069	1200	0	0
9	5092	6867	1461	3069	1200	0	0
10	2728	3457	1461	3069	1200	0	0
11	1341	1676	1461	3069	1200	0	0
12	1128	1411	1461	3069	1200	0	0
13	913	1143	1461	3069	1200	0	0
14	699	877	1461	3069	1200	0	0
15	308	389	1400	2954	1160	0	0
16	308	389	1400	2954	1160	0	0
17	699	877	1461	3069	1200	0	0
18	914	1145	1461	3069	1200	0	0
19	1219	1524	1461	3069	1200	0	0
20	2812	3569	1461	3069	1200	0	0
21	2347	2954	1461	3069	1200	0	0
22	298	376	1202	2559	1013	0	0
23	258	326	1088	2311	914	0	0
24	102	129	0	0	0	107	0

Dalla **Tabella 19** risulta che la potenza elettrica autoconsumata risulta essere sempre piuttosto alta per coprire più utenze potenzialmente periferiche possibili. Il motore non ha la necessità di funzionare sempre a massimo carico, perché altrimenti immetterebbe energia elettrica in rete; quindi vengono fatte funzionare le caldaie integrative per produrre la potenza termica rimanente.

Ora vengono riportati in **Tabella 20** i risultati ottenuti con i dati riferiti alla regolazione a delta di temperatura costante e mista; i dati sono uguali per entrambe le regolazioni perché identiche sono le specifiche delle regolazioni nelle ore esaminate.

Tabella 20 – Ripartizione della potenza termica tra le utenze (reg. delta T costante e mista)

Orario giornaliero	Potenza Termica disponibile da PdC [kW_{TH}]	Utenze completamente coperte da PdC	Utenza coperta parzialmente da PdC	Potenza Termica da integrare [kW_{TH}]
6	1800	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
7	4166	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39 e 34	Nessuna	0
8	4107	Gruppo 1 e 2, utenza 58	Utenza 60	370
9	4014	Gruppo 1 e 2	Utenza 58	571
10	4124	Gruppo 1 e 2, utenza 58 e 60	Utenza 39	384
11	4168	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39 e 34	Utenza 67	83
12	4171	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34 e 67	Utenza 47	112
13	4181	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67 e 47	Utenza 44	109
14	4141	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
15	3731	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
16	3731	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
17	4141	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
18	4180	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67 e 47	Utenza 44	111
19	4170	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34 e 67	Utenza 47	165

Orario giornaliero	Potenza Termica disponibile da PdC [kW _{TH}]	Utenze completamente coperte da PdC	Utenza coperta parzialmente da PdC	Potenza Termica da integrare [kW _{TH}]
20	4123	Gruppo 1 e 2, utenza 58 e 60	Utenza 39	418
21	4144	Gruppo 1 e 2, utenza 58 e 60	Utenza 39	133
22	3218	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0
23	2889	Gruppo 1 e 2, utenze 58, 60, 39, 34, 67, 47 e 44	Nessuna	0

In generale aumenta la potenza termica fornita dalle pompe di calore, quindi aumenta la loro copertura sulle utenze esaminate con un maggior numero di utenze la cui domanda di potenza termica è completamente soddisfatta dalla PdC. In **Tabella 21** vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni per valutare il consumo di combustibile dei sistemi in centrale e gli eventuali scambi di energia elettrica con la rete.

Tabella 21 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	35	44	0	0	0	0.01	0
2	48	61	0	0	0	0.02	0
3	58	73	0	0	0	0.03	0
4	66	84	0	0	0	0.03	0
5	73	92	0	0	0	0.04	0
6	141	179	704	1401	516	0	0
7	1204	1505	1461	3069	1200	0	0
8	3328	4281	1461	3069	1200	0	0
9	4932	3826	1461	3069	1200	0	0
10	2455	3095	1461	3069	1200	0	0
11	1023	1280	1461	3069	1200	0	0
12	805	1009	1461	3069	1200	0	0

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
13	578	726	1461	3069	1200	0	0
14	421	530	1442	3034	1188	0	0
15	406	511	1273	2706	1070	0	0
16	406	511	1273	2706	1070	0	0
17	421	530	1442	3034	1188	0	0
18	579	728	1461	3069	1200	0	0
19	897	1123	1461	3069	1200	0	0
20	2540	3207	1461	3069	1200	0	0
21	2054	2575	1461	3069	1200	0	0
22	374	471	1098	2333	923	0	0
23	319	403	998	2107	828	0	0
24	35	44	0	0	0	0.01	0

In **Tabella 22** vengono riportati il consumo di combustibile e gli scambi di energia elettrica con la rete con i dati riferiti alla regolazione mista, identica a quella a delta T costante nelle ore di funzionamento del motore, mentre si differenzia da essa nelle restanti ore.

Tabella 22 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	90	114	0	0	0	0.13	0
2	94	119	0	0	0	0.13	0
3	97	123	0	0	0	0.13	0
4	100	127	0	0	0	0.13	0
5	103	130	0	0	0	0.13	0
6	141	179	704	1401	516	0	0
7	1204	1505	1461	3069	1200	0	0
8	3328	4281	1461	3069	1200	0	0
9	4932	3826	1461	3069	1200	0	0

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
10	2455	3095	1461	3069	1200	0	0
11	1023	1280	1461	3069	1200	0	0
12	805	1009	1461	3069	1200	0	0
13	578	726	1461	3069	1200	0	0
14	421	530	1442	3034	1188	0	0
15	406	511	1273	2706	1070	0	0
16	406	511	1273	2706	1070	0	0
17	421	530	1442	3034	1188	0	0
18	579	728	1461	3069	1200	0	0
19	897	1123	1461	3069	1200	0	0
20	2540	3207	1461	3069	1200	0	0
21	2054	2575	1461	3069	1200	0	0
22	374	471	1098	2333	923	0	0
23	319	403	998	2107	828	0	0
24	90	114	0	0	0	0.13	0

In **Figura 28 e 29** vengono riportate le potenze termiche immesse in rete dalle sorgenti in centrale secondo la regolazione a portata in massa costante e la regolazione a delta di temperatura costante per avere un immediato riscontro delle differenze tra la configurazione tra gli **Schemi 0 e 1**, entrambi con tutti i sistemi di produzione in centrale, e lo **Schema 2** con la delocalizzazione presso le utenze periferiche di parte del fabbisogno richiesto. In **Figura 28 e 29** vengono riportate solo le ore in cui funziona il motore, quindi non è necessario rappresentare tale grandezza per la regolazione mista siccome differisce da quella a delta T costante solo nelle ore in cui non funziona il motore nel mese di gennaio.

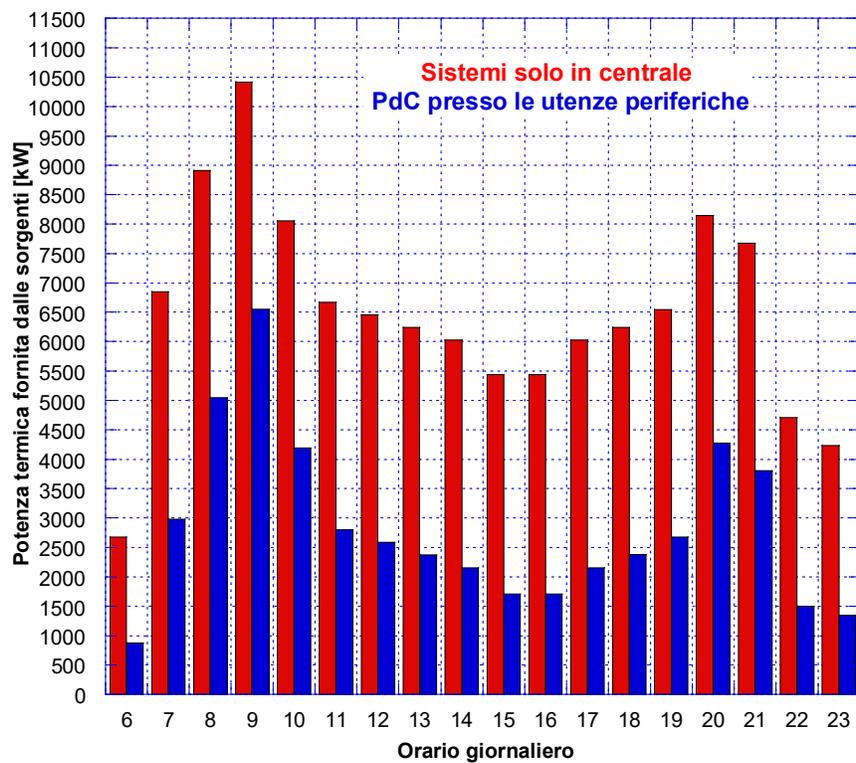


Figura 28 – Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti (portata costante)

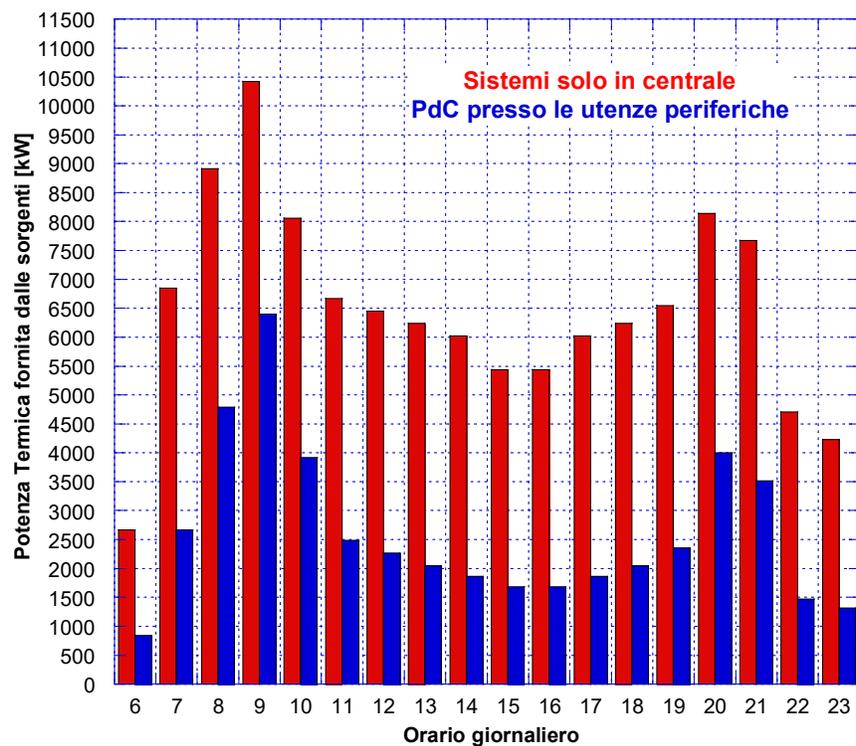


Figura 29 – Potenza immessa in rete dalle sorgenti (delta T costante)

I grafici della potenza termica immessa in rete dai sistemi di produzione in centrale dimostrano la notevole differenza con un valore intorno ai 4000 kW_{TH} o superiore nelle ore in cui il motore funziona

a massimo carico tra prima e dopo la delocalizzazione delle pompe di calore presso le utenze potenzialmente periferiche. È chiaro che cambiano anche tutte le altre grandezze riportate nell'analisi delle prestazioni della rete di Corticella in assetto passivo (tranne la portata immessa in rete nella regolazione a portata costante), ma queste grandezze non vengono analizzate perché vengono ripercorsi gli stessi andamenti per le tre regolazioni mostrate nel capitolo 4 con valori diversi. In conclusione a questo capitolo viene mostrato come si è agito sulla regolazione della pressione di immissione in rete dell'acqua da parte della centrale.

7.2) Regolazione della pressione di immissione in rete

Nella configurazione originaria si è mantenuto lo stesso valore di 9.7 bar (per la regolazione a portata in massa costante) ammettendo perdite di carico fino a 4 bar, ovvero la pressione del vaso di espansione settato in centrale in corrispondenza della parte terminale del ramo di ritorno della rete di teleriscaldamento, considerando per ogni ora l'utenza 56 come utenza critica, ovvero quella in corrispondenza della quale si ha il minor salto di pressione tra la mandata e il ritorno a capi dello scambiatore di calore. Nel caso di regolazione a delta di temperatura costante risulta che l'utenza critica sia l'utenza numero 20 che non fa parte di quelle periferiche.

Quindi si è eseguito un lavoro sulla regolazione della pressione di immissione in rete ad ogni ora solo per la regolazione a portata in massa costante; sulla base delle simulazioni effettuate la gestione della pressione è un po' diversa rispetto alla configurazione originaria della rete perché è possibile chiudere i rami di alcune utenze periferiche, che non hanno più la necessità di ricevere potenza termica dalla centrale di produzione, variando quella che diventa l'utenza critica. Innanzitutto bisogna prendere in considerazione la nona ora in cui si ha il minor numero di utenze la cui potenza termica richiesta è soddisfatta dalle pompe di calore; in quest'ora l'utenza critica è l'utenza 55 del gruppo 1, che necessita di 108 kW_{TH}, poiché è l'utenza più vicina alla centrale rispetto all'altra utenza del gruppo 2, ovvero la numero 56; quindi si preferisce inviare la potenza termica alla numero 55. In tale ora è possibile ipotizzare la chiusura completa del ramo 7 che rifornisce il gruppo 2 e il ramo 55 che rifornisce l'utenza 56; considerando che è ammissibile un salto di pressione minimo allo scambiatore di calore di 0.5 bar è possibile far scendere la pressione di immissione in rete fino a 9 bar perché in tale situazione il salto di pressione ai capi dello scambiatore dell'utenza 55 è di 0.532 bar. Invece nelle ore rimanenti di funzionamento del motore, siccome è possibile escludere sia il gruppo 1 e il gruppo 2, l'utenza critica diventa il numero 20 in corrispondenza della quale si ha un salto di pressione di 0.61 bar sempre con una pressione di immissione in rete di 9 bar. In **Figura 30** viene riportata una mappa con la rappresentazione della rete e delle utenze critiche nelle ore esaminate.

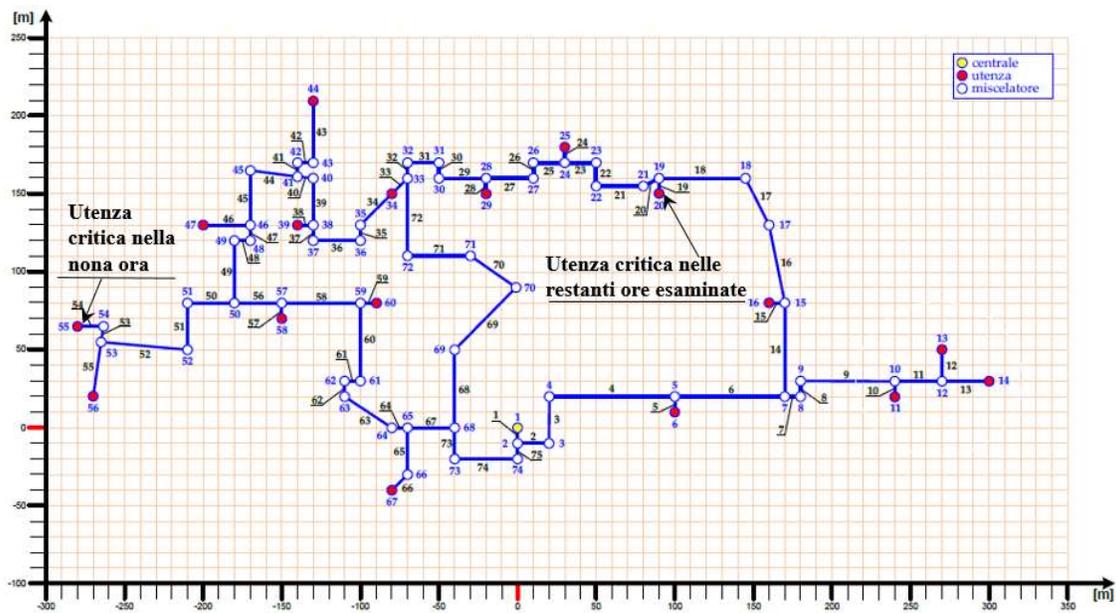
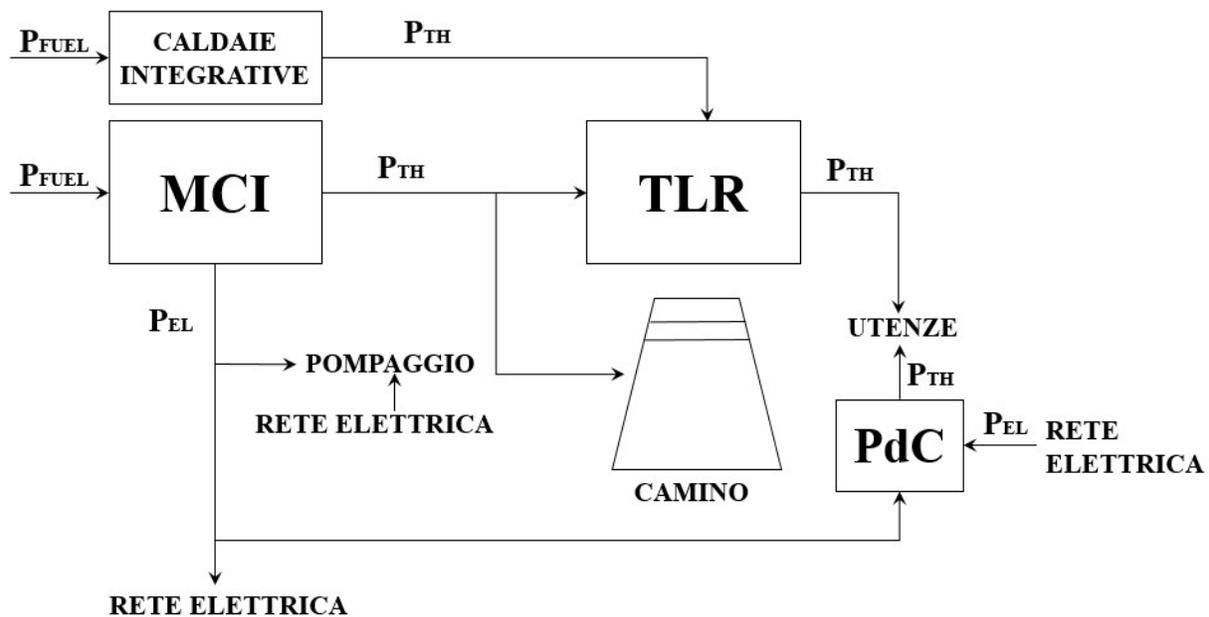


Figura 30 – Rappresentazione della rete e delle due utenze critiche nelle ore esaminate per la regolazione a portata costante con il software IHENA 2.0

8) Sfruttamento della rete a bassa temperatura e delle pompe di calore presso tutte le utenze

Il lavoro della tesi viene completato dall'inserimento di pompe di calore presso le tutte utenze in modo da ridurre ulteriormente la produzione di potenza termica dei sistemi in centrale di produzione, ovvero ridurre il contributo delle caldaie integrative e del motore a combustione interna; non è prevista nessuna pompa di calore in centrale. La nuova configurazione della rete di teleriscaldamento e dei sistemi in centrale è rappresentata nello **Schema 3**.



Schema 3 – Centrale di produzione e delle PdC presso tutte le utenze

L'obiettivo è fare in modo di avere una rete di teleriscaldamento con acqua in un range di temperatura compreso tra 40 e 50 °C in modo da ridurre contestualmente le perdite di energia termica attraverso la rete e ridurre la potenza richiesta dalle utenze; per fare ciò si ipotizza l'installazione di pompe di calore presso ogni utenza; queste devono essere in grado di riscaldare l'acqua del circuito secondario fino ad 80 °C a partire da un valore presumibile di 60 °C. Quindi la ricerca verte su pompe di calore caratterizzate da un fluido circolante con una temperatura di evaporazione di 30 °C e una temperatura di condensazione di 90 °C. Di fatto è necessaria l'installazione di pompe di calore ad alte temperature, cioè PdC in grado di sfruttare come fonte di calore un fluido a bassa temperatura per riscaldarne un altro a temperatura di 30/40 °C maggiore; Per determinare il loro COP si procede rimanendo cautelativi rispetto alle prestazioni di pompe di calore che di solito funzionano riscaldando acqua dalla temperatura di acquedotto di 15 °C fino a 40/45 °C. Dai cataloghi di industrie come la Galletti i COP per tali prestazioni variano tra 3.3 e 3.4; quindi aumentando i due livelli di temperatura le

prestazioni inevitabilmente si abbassano e i COP presi in esame per due analisi diverse sono pari a 2 e a 3. In **Tabella 23** vengono riportati i dati riferiti al mese di gennaio; in particolare l'attenzione ricade tra la sesta e la ventitreesima ora (quando è richiesta potenza termica per il riscaldamento) perché nelle ore rimanente la situazione è uguale a quella originale in cui funzionano solo le caldaie integrative in centrale che forniscono la potenza termica ed è richiesta potenza elettrica solo per il gruppo di pompaggio, acquistata dalla rete. Quindi in tabella sono riportate le grandezze della potenza termica richiesta dalle utenze, la potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore per soddisfare tale potenza termica con un COP pari a 3 secondo la formula $P_{EL PdC} = \frac{P_{THutenza}}{COP}$; in tabella viene inserita anche la potenza termica rimanente da fornire all'utenza che deve essere prodotta dai sistemi in centrale indicata come P_{THrete} pari a: $P_{THrete} = P_{THutenza} - P_{EL PdC} = P_{THutenza} * \left(1 - \frac{1}{COP}\right)$ secondo quanto riportato in **Figura 31**.

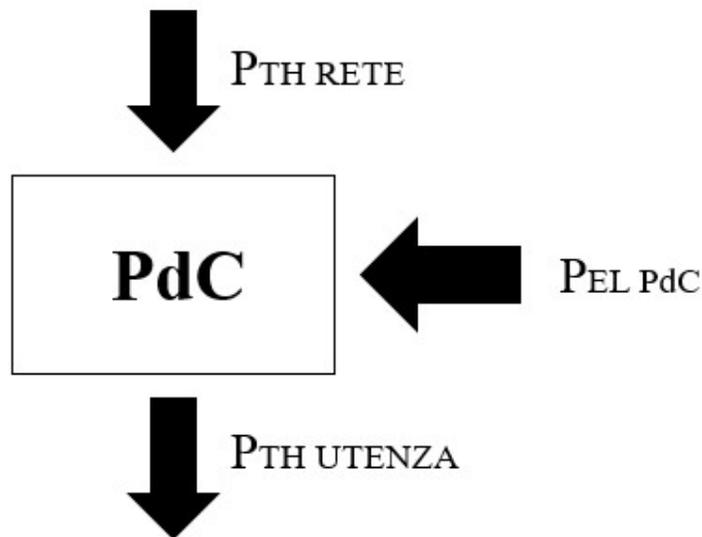


Figura 31 – Pompa di calore usata nell'ultimo schema

Una volta note le potenze termiche richieste dalle utenze è possibile ricavare con il software IHENA 2.0 le potenze termiche che devono fornire le sorgenti che dipendono dalle perdite di distribuzione in rete e dal tipo di regolazione adottata; quindi è possibile ricavare quest'ultima grandezza direttamente dalla tabella successiva relativa alla simulazione dei sistemi in centrale. Le potenze indicate esprimono sempre il valore medio orario, ma viene sottointeso il fatto che siano delle potenze medie orarie.

Tabella 23 – Simulazione della rete per gennaio

Orario giornaliero	Potenza Termica richiesta dalle utenze [kW _{TH}]	Potenza Elettrica richiesta dalle PdC presso le utenze [kW _{EL}]	Potenza Termica fornita alle utenze dalla rete [kW _{TH}]
1	7	0	7
2	11	0	11
3	14	0	14
4	18	0	18
5	22	0	22
6	2581	860	1721
7	6760	2253	4507
8	8824	2941	5883
9	10335	3445	6890
10	7970	2657	5313
11	6581	2194	4388
12	6366	2122	4244
13	6152	2051	4101
14	5939	1980	3959
15	5346	1782	3564
16	5346	1782	3564
17	5939	1980	3959
18	6153	2051	4102
19	6459	2153	4306
20	8054	2685	5370
21	7588	2529	5059
22	4624	1541	3083
23	4142	1381	2761
24	7	0	7

Riepilogando ora è nota la potenza elettrica media oraria totale richiesta per l'autoconsumo della rete, cioè quella per il funzionamento delle pompe di calore presso le utenze, a cui va sommata la potenza elettrica per il gruppo di pompaggio che dipende dal tipo di regolazione adottata. È quindi possibile procedere per determinare le prestazioni dei sistemi in centrale costituiti dal motore a combustione interna in assetto cogenerativo e dalle caldaie integrative, considerando che la somma della potenza termica fornita dalle caldaie e dal motore è pari al valore della potenza termica immessa in rete dalle sorgenti ottenuta dal software IHENA 2.0; inoltre non si ha potenza termica dispersa dal motore inviata al camino, ma a differenza di prima sicuramente è necessario acquistare energia elettrica dalla rete in alcune ore. In **Tabella 24** vengono mostrati i dati relativi alla regolazione a portata in massa costante.

Tabella 24 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	102	129	0	0	0	107	0
2	105	133	0	0	0	107	0
3	109	138	0	0	0	107	0
4	112	142	0	0	0	107	0
5	116	147	0	0	0	107	0
6	353	445	1200	3069	966	0	234
7	3103	3967	1461	3069	2359	1159	0
8	4478	6032	1461	3069	3047	1847	0
9	5485	7396	1461	3069	3550	2350	0
10	3909	5132	1461	3069	2762	1562	0
11	2984	3803	1461	3069	2299	1099	0
12	2841	3608	1461	3069	2227	1027	0
13	2698	3417	1461	3069	2156	956	0
14	2556	3228	1461	3069	2085	885	0
15	2161	2713	1461	3069	1887	687	0
16	2161	2713	1461	3069	1887	687	0
17	2556	3228	1461	3069	2085	885	0
18	2699	3417	1461	3069	2156	956	0
19	2902	3692	1461	3069	2258	1058	0
20	3965	5218	1461	3069	2790	1590	0
21	3655	4752	1461	3069	2635	1435	0
22	1680	2102	1461	3069	1647	447	0
23	1359	1699	1175	3069	1486	286	0
24	102	129	0	0	0	107	0

In questa nuova configurazione la centrale di produzione viene depotenziata in termini di consumi di energia elettrica e di immissione di potenza termica in rete; si ha che tutta la potenza elettrica disponibile prodotta dal motore viene inviata alle PdC delocalizzate presso le utenze. In **Tabella 25** vengono mostrati i dati sulle potenze termiche relativi alla regolazione a delta di temperatura costante sfruttando gli stessi valori delle grandezze riportate in **Tabella 23** in quanto esse si riferiscono al comportamento della rete indipendentemente dalla regolazione effettuata presso le utenze (va sempre aggiunta la potenza elettrica spesa per il pompaggio per la simulazione dei sistemi in centrale); inoltre con la gestione della rete tramite la regolazione a delta di temperatura costante va ottimizzata anche

pressione di immissione in rete per avere un salto di pressione minimo presso l'utenza critica il più vicino possibile ma superiore a 0.5 bar. Infine va ricordato che la regolazione mista è identica a quella a delta T costante nelle ore di funzionamento del motore mentre varia solo la gestione delle caldaie integrative nelle prime cinque ore della giornata e nell'ultima.

Tabella 25 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	35	44	0	0	0	0.01	0
2	48	61	0	0	0	0.02	0
3	58	73	0	0	0	0.03	0
4	66	84	0	0	0	0.03	0
5	73	92	0	0	0	0.04	0
6	739	927	1034	2190	863	0	0
7	3099	3960	1461	3069	2266	1066	0
8	4474	6026	1461	3069	2968	1768	0
9	5482	7392	1461	3069	3482	2282	0
10	3905	5126	1461	3069	2676	1476	0
11	2979	3796	1461	3069	2206	1006	0
12	2836	3601	1461	3069	2133	933	0
13	2693	3410	1461	3069	2062	862	0
14	2551	3221	1461	3069	1990	790	0
15	2155	2706	1461	3069	1791	591	0
16	2155	2706	1461	3069	1791	591	0
17	2551	3221	1461	3069	1990	790	0
18	2693	3410	1461	3069	2062	862	0
19	2897	3685	1461	3069	2164	964	0
20	3961	5212	1461	3069	2704	1504	0
21	3650	4745	1461	3069	2547	1347	0
22	1674	2094	1461	3069	1550	350	0
23	1353	1691	1175	3069	1385	185	0
24	35	44	0	0	0	0.01	0

In **Tabella 26** vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni dei sistemi in centrale con i dati riferiti alla regolazione mista.

Tabella 26 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	90	114	0	0	0	0.13	0
2	94	119	0	0	0	0.13	0
3	97	123	0	0	0	0.13	0
4	100	127	0	0	0	0.13	0
5	103	130	0	0	0	0.13	0
6	739	927	1034	2190	863	0	0
7	3099	3960	1461	3069	2266	1066	0
8	4474	6026	1461	3069	2968	1768	0
9	5482	7392	1461	3069	3482	2282	0
10	3905	5126	1461	3069	2676	1476	0
11	2979	3796	1461	3069	2206	1006	0
12	2836	3601	1461	3069	2133	933	0
13	2693	3410	1461	3069	2062	862	0
14	2551	3221	1461	3069	1990	790	0
15	2155	2706	1461	3069	1791	591	0
16	2155	2706	1461	3069	1791	591	0
17	2551	3221	1461	3069	1990	790	0
18	2693	3410	1461	3069	2062	862	0
19	2897	3685	1461	3069	2164	964	0
20	3961	5212	1461	3069	2704	1504	0
21	3650	4745	1461	3069	2547	1347	0
22	1674	2094	1461	3069	1550	350	0
23	1353	1691	1175	3069	1385	185	0
24	90	114	0	0	0	0.13	0

Nel valutare le diverse condizioni di utilizzo delle pompe di calore presso le utenze è utile procedere all'analisi delle prestazioni della rete e dei sistemi in centrale considerando l'installazione di PdC presso le utenze meno performanti di prima, ovvero aventi un COP pari a 2; ciò vuol dire che a parità di potenza termica richiesta dall'utenza la pompa di calore deve soddisfare tale domanda con una maggior quantità di potenza elettrica ricevuta dal motore o acquistata dalla rete. Quindi sicuramente aumentano gli scambi di energia elettrica con la rete ma si riduce l'immissione di potenza termica da parte della centrale con la conseguente riduzione di consumo di combustibile. In **Tabella 27** vengono

riportati i risultati relativi al comportamento della rete per gennaio indipendentemente dalla regolazione adottata, quindi non viene espressa la potenza elettrica di pompaggio.

Tabella 27 – Simulazione della rete per gennaio

Orario giornaliero	Potenza Termica richiesta dalle utenze [kW_{TH}]	Potenza Elettrica richiesta dalle PdC presso le utenze [kW_{EL}]	Potenza Termica fornita alle utenze dalla rete [kW_{TH}]
1	7	0	7
2	11	0	11
3	14	0	14
4	18	0	18
5	22	0	22
6	2581	1290	1290
7	6760	3380	3380
8	8824	4412	4412
9	10335	5168	5168
10	7970	3985	3985
11	6581	3291	3291
12	6366	3183	3183
13	6152	3076	3076
14	5939	2970	2970
15	5346	2673	2673
16	5346	2673	2673
17	5939	2969	2969
18	6153	3076	3076
19	6459	3229	3229
20	8054	4027	4027
21	7588	3794	3794
22	4624	2312	2312
23	4142	2071	2071
24	7	0	7

Note le grandezze ottenute dalla simulazione della rete con le pompe di calore presso le utenze aventi un COP pari a 2, in **Tabella 28** vengono riportati i dati relativi alla simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata costante.

Tabella 28 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	102	129	0	0	0	107	0
2	105	133	0	0	0	107	0
3	109	138	0	0	0	107	0
4	112	142	0	0	0	107	0
5	116	147	0	0	0	107	0
6	0	0	1350	2857	1396	270	0
7	1978	2478	1461	3069	3486	2286	0
8	3008	3836	1461	3069	4517	3317	0
9	3763	4913	1461	3069	5273	4073	0
10	2582	3262	1461	3069	4090	2890	0
11	1888	2364	1461	3069	3396	2196	0
12	1781	2228	1461	3069	3288	2088	0
13	1674	2093	1461	3069	3181	1981	0
14	1567	1960	1461	3069	3075	1875	0
15	1271	1589	1461	3069	2778	1578	0
16	1271	1589	1461	3069	2778	1578	0
17	1567	1959	1461	3069	3075	1875	0
18	1674	2094	1461	3069	3182	1982	0
19	1827	2287	1461	3069	3335	2135	0
20	2624	3318	1461	3069	4132	2932	0
21	2391	3011	1461	3069	3899	2699	0
22	910	1140	1461	3069	2417	1217	0
23	669	840	1175	3069	2176	976	0
24	102	129	0	0	0	107	0

In **Tabella 29** viene riportata la simulazione dei sistemi in centrale a partire dai dati della **Tabella 27** considerando ora l'applicazione della regolazione a delta di temperatura costante.

Tabella 29 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	35	44	0	0	0	0.01	0
2	48	61	0	0	0	0.02	0
3	58	73	0	0	0	0.03	0
4	66	84	0	0	0	0.03	0
5	73	92	0	0	0	0.04	0
6	0	0	1342	2843	1293	172	0
7	1972	2471	1461	3069	3389	2189	0
8	3004	3830	1461	3069	4424	3224	0
9	3759	4907	1461	3069	5186	3986	0
10	2576	3255	1461	3069	3996	2796	0
11	1882	2357	1461	3069	3299	2099	0
12	1775	2221	1461	3069	3192	1992	0
13	1668	2086	1461	3069	3084	1884	0
14	1561	1952	1461	3069	2975	1775	0
15	1264	1581	1461	3069	2678	1478	0
16	1264	1581	1461	3069	2678	1478	0
17	1561	1952	1461	3069	2975	1775	0
18	1668	2086	1461	3069	3085	1885	0
19	1821	2279	1461	3069	3238	2038	0
20	2619	3311	1461	3069	4038	2838	0
21	2385	3004	1461	3069	3804	2604	0
22	904	1132	1461	3069	2316	1116	0
23	662	831	1175	3069	2074	874	0
24	35	44	0	0	0	0.01	0

In **Tabella 30** infine vengono riportati i risultati relativi alla regolazione mista.

Tabella 30 – Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista

Orario giornaliero	Potenza Termica prodotta dalle caldaie integrative e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Termica prodotta dal motore e relativa Potenza Fuel introdotta [kW _{TH}]		Potenza Elettrica auto consumata [kW _{EL}]	Potenza Elettrica acquistata dalla rete [kW _{EL}]	Potenza Elettrica immessa in rete [kW _{EL}]
1	90	114	0	0	0	0.13	0
2	94	119	0	0	0	0.13	0
3	97	123	0	0	0	0.13	0
4	100	127	0	0	0	0.13	0
5	103	130	0	0	0	0.13	0
6	0	0	1342	2843	1293	172	0
7	1972	2471	1461	3069	3389	2189	0
8	3004	3830	1461	3069	4424	3224	0
9	3759	4907	1461	3069	5186	3986	0
10	2576	3255	1461	3069	3996	2796	0
11	1882	2357	1461	3069	3299	2099	0
12	1775	2221	1461	3069	3192	1992	0
13	1668	2086	1461	3069	3084	1884	0
14	1561	1952	1461	3069	2975	1775	0
15	1264	1581	1461	3069	2678	1478	0
16	1264	1581	1461	3069	2678	1478	0
17	1561	1952	1461	3069	2975	1775	0
18	1668	2086	1461	3069	3085	1885	0
19	1821	2279	1461	3069	3238	2038	0
20	2619	3311	1461	3069	4038	2838	0
21	2385	3004	1461	3069	3804	2604	0
22	904	1132	1461	3069	2316	1116	0
23	662	831	1175	3069	2074	874	0
24	35	44	0	0	0	0.01	0

8.1) Considerazioni sulla nuova configurazione

L'analisi dei risultati si focalizza sulla potenza introdotta con il combustibile nelle ore di funzionamento del motore, siccome è chiaro che il problema è stato impostato in modo che la potenza immessa in rete dalle sorgenti sia inferiore rispetto a tutte le configurazioni di rete e della centrale esaminate precedentemente; questa scelta accompagnata da una minor temperatura di immissione in rete passando da 80°C a 50°C ha portato innanzitutto ad una minor dispersione di potenza termica attraverso le tubazioni della rete di teleriscaldamento. Nel caso della regolazione a portata costante si

passa da una potenza termica dispersa di 86 kW_{TH} (con le potenze termiche richieste dalle utenze in origine) ad un valore di 55 kW_{TH} (con le nuove potenze termiche richieste); nel caso di regolazione a delta di temperatura costante e mista si passa da 86 kW_{TH} a 53 kW_{TH}. Sono stati riportati i dati riferiti alla nona ora, in cui è richiesta la maggior potenza termica della giornata e più o meno viene mantenuta la stessa differenza nelle restanti ore. Come detto in questa fase diventa importante soprattutto l'analisi sulla potenza introdotta con il combustibile mettendo a confronto la configurazione originaria, quella con la pompa di calore in centrale e l'ultima con le pompe di calore delocalizzate presso le utenze senza prevedere una o più pompe di calore in centrale. Viene fatto il confronto solo per le ore di funzionamento del motore siccome è chiaro che nelle prime cinque e nell'ultima ora funzionano solo le caldaie integrative secondo la regolazione adottata. In **Figura 32** viene mostrata la potenza introdotta con il combustibile secondo la regolazione a portata in massa costante mettendo a confronto le tre configurazioni date dagli **Schemi 0, 1 e 3**, ossia gli schemi principali, considerando nell'ultima le pompe di calore presso le utenze hanno un COP pari a 3. In tutti i grafici seguenti viene mostrato il consumo di combustibile solo dalla sesta alla ventitreesima ora comprese perché solo in quelle ore funziona il motore a combustione interna e, pur avendo riportato la potenza termica richiesta nelle restanti ore della giornata, il consumo di combustibile è irrilevante rispetto all'analisi conseguita.

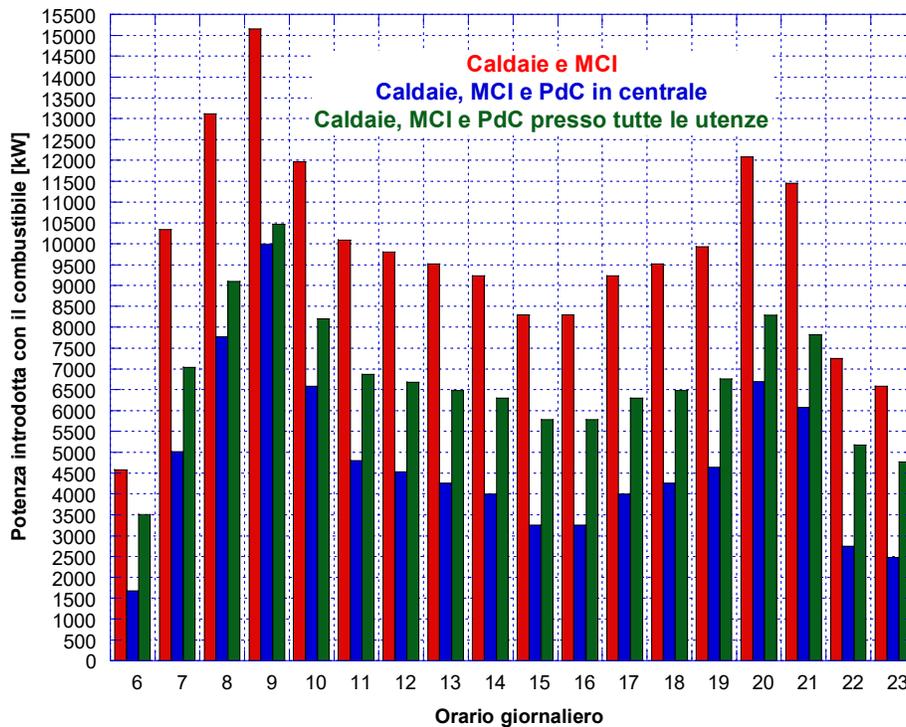


Figura 32 – Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (portata costante con COP pari a 3)

Dalla **Figura 32** si nota che si ha un aumento della potenza introdotta con il combustibile con l'ultima configurazione della rete e di sistemi in centrale; sembra un paradosso ma il fatto che si ha una diminuzione della potenza termica immessa in rete dalla centrale non corrisponde in ogni caso ad un minor consumo di combustibile; infatti nella seconda configurazione presa in esame sono predisposte le pompe di calore solo in centrale in modo da sfruttare tutta la potenza elettrica prodotta in eccesso. Così queste pompe di calore producono fino a quasi $4000 \text{ kW}_{\text{TH}}$ l'ora; mentre aver delocalizzato le pompe di calore presso le utenze con un COP più basso porta ad una diminuzione della potenza termica immessa in centrale che non supera i $2600 \text{ kW}_{\text{TH}}$. È chiaro che la rimanente potenza termica, che prima veniva fornita dalle pompe di calore in centrale, deve essere prodotta dai sistemi presenti nell'ultima configurazione, ovvero le caldaie integrative siccome il motore funziona già a massimo carico. Inoltre nella configurazione precedente non si ha scambio di energia elettrica con la rete poiché tutta quella prodotta in eccesso dal motore viene usata in centrale; invece con le pompe di calore presso le utenze sono richiesti fino a $3500 \text{ kW}_{\text{EL}}$, nettamente maggiori dei $1200 \text{ kW}_{\text{EL}}$ che può produrre il motore a massimo carico. Bisogna ricordare che le pompe di calore predisposte presso le utenze garantiscono acqua calda ad alta temperatura, pari ad 80°C , ma usano un fluido circolante che deve passare da una temperatura di evaporazione di 30°C ad una di condensazione di 90°C ; quindi sono caratterizzate da prestazioni meno efficienti rispetto a quelle dei capitoli precedenti. Infatti si passa da un COP in centrale di 3.5 ad un valore del COP presso le utenze di 3.

In **Figura 33** viene mostrata la potenza introdotta con il combustibile secondo i dati riferiti alla regolazione a portata in massa costante con le pompe di calore presso le utenze aventi un COP pari a 2; risulta dal confronto con il grafico precedente che avere pompe di calore aventi prestazioni peggiori porta ad una diminuzione del consumo di combustibile da parte dei sistemi in centrale perché una maggior quantità di potenza termica richiesta dalle utenze viene soddisfatta dalle pompe di calore presso le utenze consumando più potenza elettrica rispetto a prima.

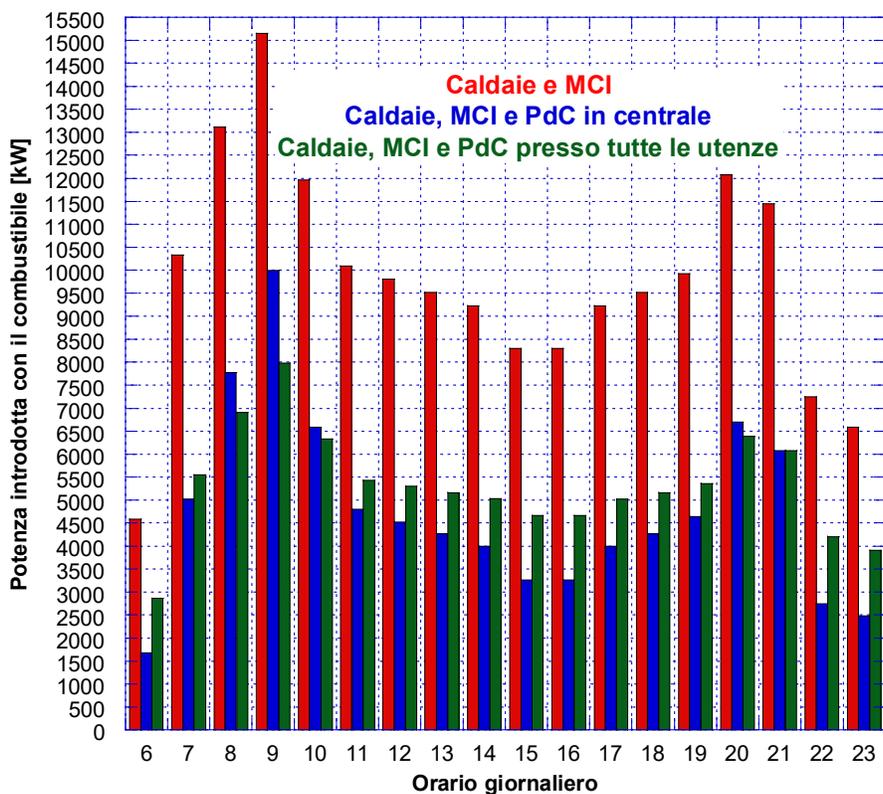


Figura 33 – Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (portata costante con COP pari a 2)

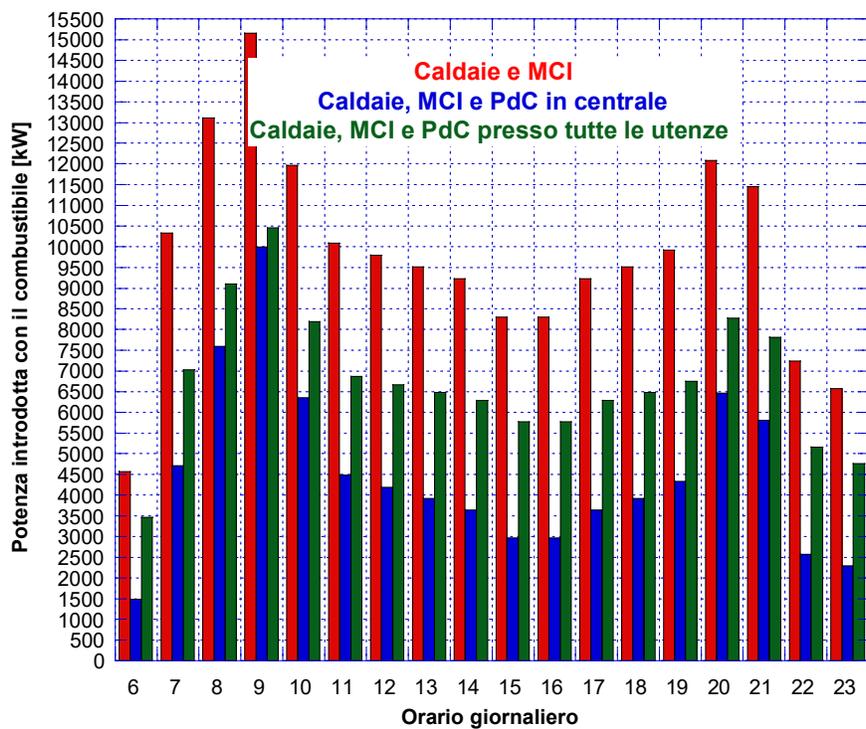


Figura 34 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (delta T costante con COP pari a 3)

In **Figura 34** viene mostrata la potenza introdotta con il combustibile mettendo a confronto le tre configurazioni secondo la regolazione a delta di temperatura costante e mista con le pompe di calore presso le utenze aventi COP pari a 3; con la stessa regolazione viene mostrato il consumo di combustibile in **Figura 35** dei sistemi in centrale con le PdC presso le utenze aventi un COP pari a 2. I grafici per la regolazione mista sono identici a **Figura 34** e **35**.

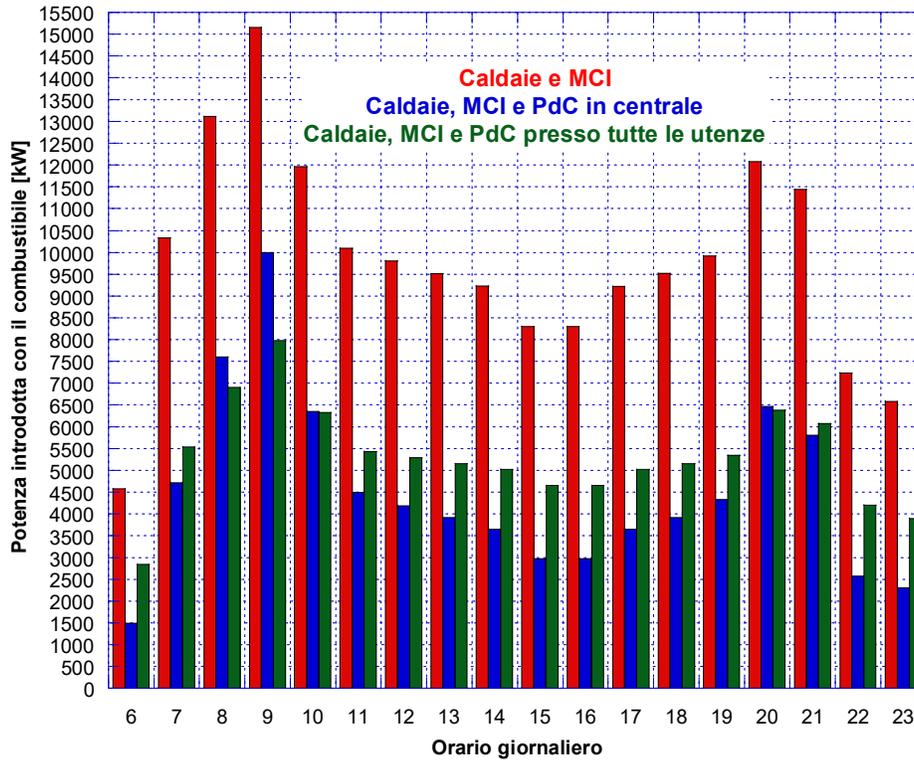


Figura 35 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (delta T costante con COP pari a 2)

Anche nel caso della regolazione a delta di temperatura costante si ha la stessa tipologia di variazione passando da una configurazione ad un'altra. In termini assoluti il consumo di combustibile rimane sempre inferiore con questa regolazione piuttosto che con la prima grazie alla regolazione ottimale della portata in massa inviata in rete.

9) Valutazioni economiche ed energetiche sugli schemi di produzione

Nel capitolo conclusivo della tesi vengono messi a confronto gli aspetti energetici sul consumo di combustibile tra tutti gli schemi della centrale di produzione e della rete analizzati; inoltre vengono fatte delle valutazioni economiche sulla base di costi attendibili di acquisto e vendita di energia elettrica alla rete e di acquisto del gas naturale per il funzionamento dei sistemi in centrale di produzione.

Riepilogando per il funzionamento invernale, ovvero per l'anno termico, gli schemi principali adottati solo lo 0, in cui gli unici sistemi sono localizzati nella centrale e sono costituiti dal motore a combustione interna e dalle caldaie integrative, poi si ha lo schema 1, in cui si vengono aggiunte in centrale rispetto a prima di una o più pompe di calore che sfruttano tutta la potenza elettrica prodotta in eccesso dal motore; lo schema 2 prevede la delocalizzazione presso le utenze periferiche di pompe di calore che sfruttano solo la potenza elettrica prodotta in eccesso dal motore, in questo caso in centrale sono presenti solo il motore e le caldaie. Infine è stato analizzato lo schema 3, simile al 2, ma le pompe di calore vengono installate presso tutte le utenze e hanno un COP più basso rispetto alle configurazioni precedenti e allo stesso tempo si riducono ulteriormente le perdite di trasmissione in rete per effetto dell'immissione di acqua a bassa temperatura. Tra lo schema 1 e 2 è stata analizzata anche una variante denominata 1.1; tale configurazione riguarda solo il funzionamento estivo dei sistemi di produzione sfruttando in centrale le caldaie, il motore e la pompa di calore e l'installazione di un volume d'accumulo per far funzionare i sistemi presenti solo in poche ore della giornata. È importante sottolineare che nello schema 1 e 2 le pompe di calore funzionano sfruttando tutta la potenza elettrica disponibile in modo che non ci sia scambio con la rete, se non per il pompaggio nelle ore in cui non funziona il motore; invece nell'ultima configurazione si vuole che le pompe di calore, installate presso tutte le utenze e non solo quelle periferiche, funzionino in ogni caso indipendentemente dalla potenza elettrica prodotta dal motore. È chiaro che maggiore è tale potenza minore è il suo acquisto dalla rete nazionale; in riferimento all'ultima configurazione si indica con lo schema 3.1 la soluzione adottata con le pompe di calore aventi COP pari a 3, mentre si indica con lo schema 3.2 l'altra soluzione con il COP pari a 2 per le PdC.

Per ogni schema analizzato si procede ora alla determinazione del consumo di combustibile per tutto l'anno termico della durata di 183 giorni determinando il consumo specifico per ogni mese in base alla sua durata all'interno dell'anno termico. Per ogni schema inoltre viene riportato il consumo derivante da ogni regolazione adottata. Il prezzo da tenere in considerazione per l'acquisto di gas naturale è di 75 €/MWh; come già detto trattando tutte le grandezze come dei valori medi orari

l'espressione in termini di kW o MW è identica numericamente alla valutazione energetica rispettivamente in termini di kWh o MWh. Per questo motivo si possono usare i valori delle grandezze determinate senza la necessità di fare nessuna conversione. In **Figura 36** viene riportato la spesa di combustibile derivato dal suo acquisto per poter introdurre nei sistemi di produzione la potenza termica richiesta ottenuta dalle simulazioni fatte per la regolazione a portata in massa costante.

Dalla spesa relativa al combustibile si nota che lo schema 0 è quello che comporta l'acquisto più imponente, mentre gli schemi 1 e 2 hanno una spesa simile e la più bassa di tutti grazie all'uso delle pompe di calore, in centrale o presso le utenze periferiche, che riescono a sfruttare completamente la potenza elettrica prodotta in eccesso dal motore, e hanno una spesa inferiore agli schemi 3.1 e 3.2 per le pompe di calore più efficienti.

Successivamente in **Figura 37** viene riportata la valutazione economica dello scambio derivante dalla vendita e dell'acquisto dell'energia elettrica con la rete nazionale per gli schemi utilizzabili per il funzionamento invernale; di conseguenza l'energia elettrica prodotta in eccesso dal motore, che viene venduta, rappresenta un guadagno, mentre quell'acquistata a seconda delle necessità rappresenta una spesa. Il prezzo di vendita è di 70 €/MWh mentre quello di acquisto è di 150 €/MWh.

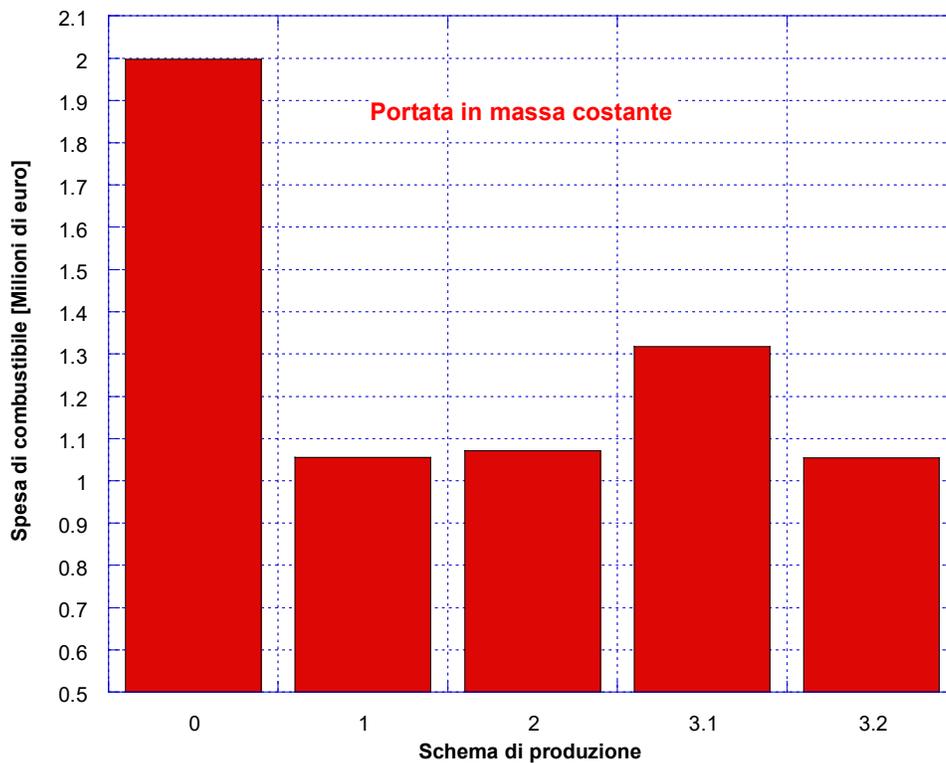


Figura 36 – Spesa di combustibile nell'anno termico (regolazione a portata costante)

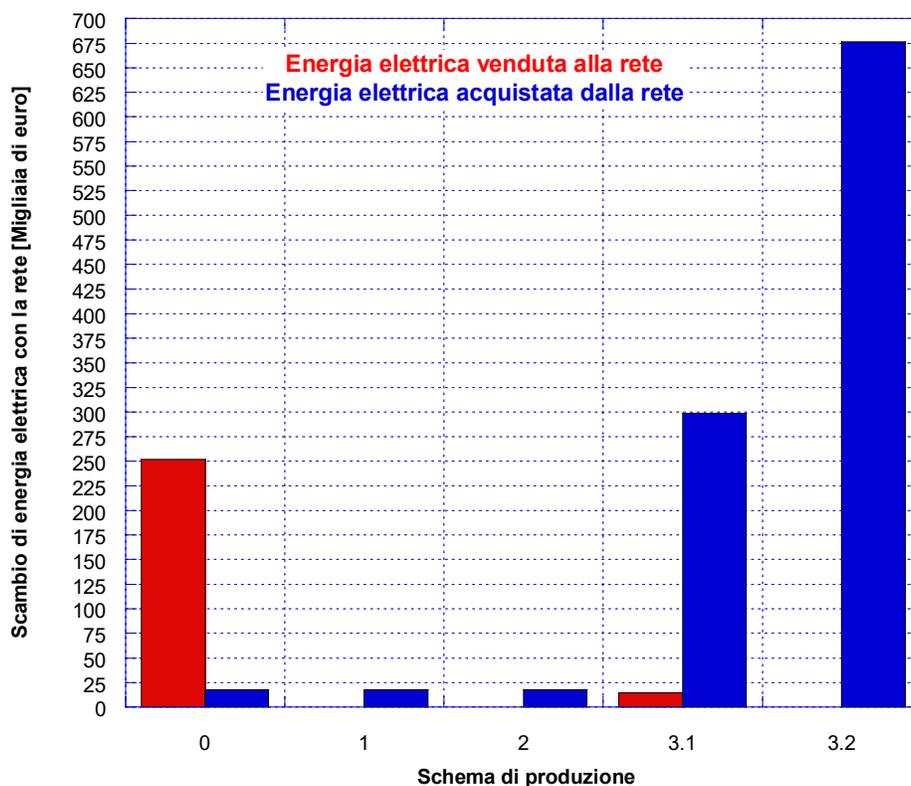


Figura 37 – Scambio di energia elettrica con la rete nell’anno termico (regolazione a portata costante)

Dalla **Figura 37** si nota che solo nello schema 0 si ha una forte vendita di energia elettrica alla rete nazionale siccome non c’è nessun sistema in grado di sfruttare l’energia elettrica prodotta in eccesso dal motore; invece la quota di quella comprata dalla rete è la stessa per i primi tre schemi perché è richiesta solamente nelle ore in cui il motore è spento. Quota che cresce di tanto negli ultimi due schemi per poter far funzionare tutte le pompe di calore presso le utenze.

Per la regolazione a delta di temperatura costante viene riportato in **Figura 38** la spesa per l’acquisto di combustibile per tutti gli schemi analizzati adibiti al funzionamento invernale.

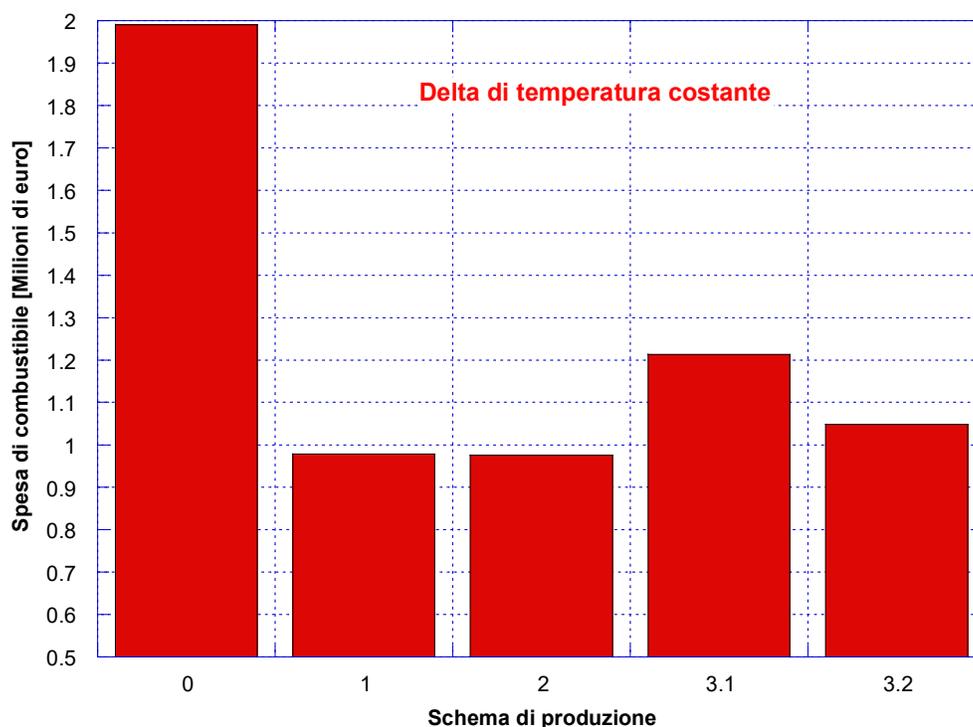


Figura 38 – Spesa di combustibile nell’anno termico (regolazione a delta T costante)

Rispetto ai consumi ottenuti con la regolazione a portata in massa costante, con quella a delta di temperatura costante viene mantenuta una spesa pressoché uguale con lo schema 0, ovvero la configurazione originaria, mentre si ha una diminuzione fino ad un milione di euro circa per gli schemi 1, 2 e 3.1 grazie all’ottimizzazione nell’uso di combustibile. Nell’ultimo schema di fatto viene mantenuta la stessa spesa tra le due regolazioni perché è molto importante il contributo dell’energia elettrica per il funzionamento delle pompe di calore, in particolare la metà del fabbisogno termico richiesto dalle utenze viene soddisfatto dalle PdC; ciò determina solo una leggera diminuzione del consumo di combustibile passando dalla prima alla seconda regolazione, mentre è più evidente nella **Figura 39** la differenza nello scambio di energia elettrica con la rete a parità di schema tra le due regolazioni. In tale grafico si nota che si ha un ricavo maggiore dalla vendita dell’energia elettrica alla rete per il primo schema rispetto alla regolazione precedente e per i primi tre schemi è impercettibile la spesa in migliaia di euro per l’acquisto che si ha solo durante le ore in cui non funziona il motore. Infine negli ultimi due schemi si ha un rapporto più favorevole tra acquisto e vendita rispetto a quanto visto con la regolazione precedente. Vengono anche mostrati per completezza in **Figura 40 e 41** la spesa per l’acquisto di combustibile e lo scambio di energia elettrica con la rete ottenuti dai dati con la regolazione mista che differisce dalla quella a delta di temperatura costante per il funzionamento invernale solo nelle ore in cui non funziona il motore; quindi valgono gli stessi commenti fatti per la regolazione a delta di temperatura costante.

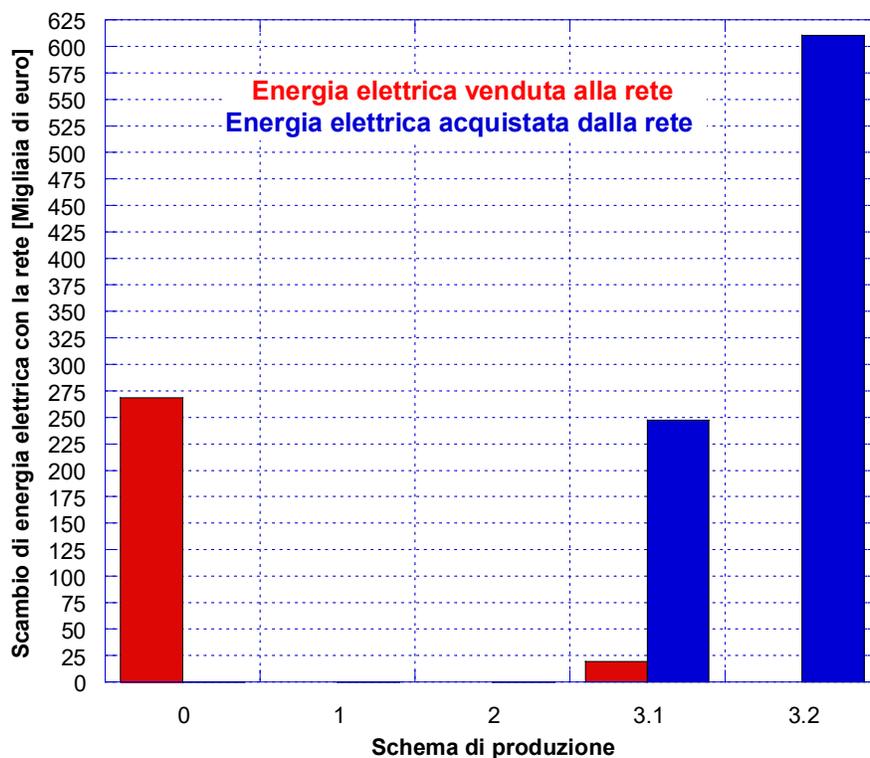


Figura 39 – Scambio di energia elettrica con la rete nell’anno termico (regolazione a delta T costante)

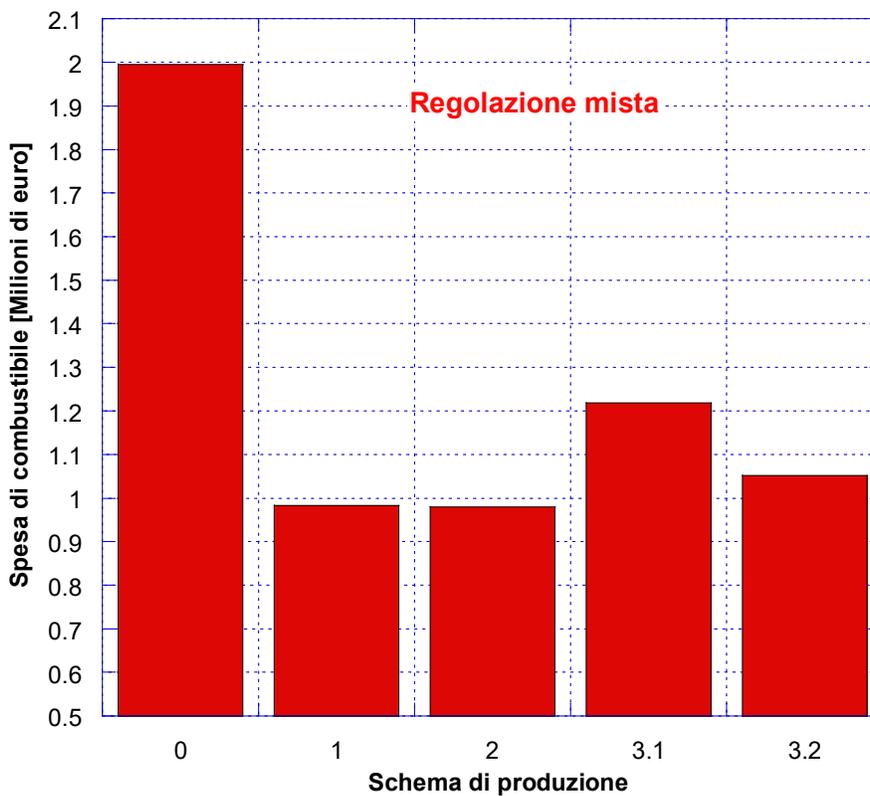


Figura 40 – Spesa di combustibile nell’anno termico (regolazione mista)

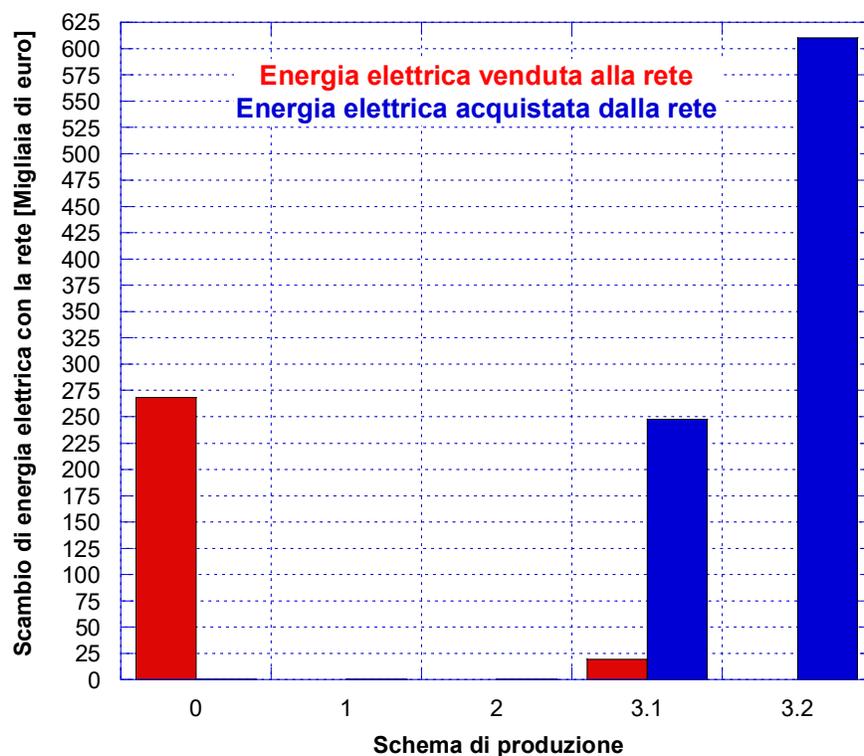


Figura 41 – Scambio di energia elettrica con la rete nell’anno termico (regolazione mista)

Come detto, gli schemi analizzati finora in termini di consumo di combustibile e scambio di energia elettrica con la rete riguardano diverse gestioni e soluzioni tecniche dei sistemi in centrale in produzione, con lo sfruttamento di pompe di calore presso le utenze eventualmente, solo per il funzionamento invernale, ovvero durante i 183 giorni dell’anno termico per la zona geografica in cui si trova la città di Bologna. Nei restanti 182 giorni dell’anno non è più richiesta potenza termica per il riscaldamento, ma occorre produrre solo quella quantità necessaria per l’acqua calda sanitaria; per cui è richiesto un contributo orario costante da metà aprile a metà ottobre, variabile solo a seconda dell’orario giornaliero.

Per valutare il consumo di combustibile e lo scambio di energia elettrica con la rete in questi mesi bisogna capire come possono essere usati i sistemi di produzione per ogni schema analizzato partendo dal presupposto che viene mantenuto spento il motore a combustione interna ad eccezione dello schema 1.1, appositamente studiato solo per il funzionamento estivo. Quindi sfruttando lo schema 0 funzionano solo le caldaie d’estate, lo stesso vale per lo schema 1 e 2 perché le pompe di calore usano solo la potenza elettrica prodotta in eccesso dal motore; di fatto i primi tre schemi d’estate si riducono ad un’unica tipologia di funzionamento della centrale, denominata con lo schema 0. Per gli schemi invernali 3.1 e 3.2 le pompe di calore presso le utenze, anche d’estate, continuano a fornire la potenza termica alle utenze secondo lo stesso meccanismo previsto in inverno. A differenza di prima esse devono acquistare tutta la potenza elettrica necessaria per il loro funzionamento dalla rete, mentre la

potenza termica rimanente che deve essere fornita viene prodotta ed immessa nella rete di teleriscaldamento dalle caldaie in centrale. In **Figura 42** e **43** vengono mostrati il consumo di combustibile in termini di costo per gli schemi adibiti al funzionamento estivo: 0, 1.1, 3.1 e 3.2 e poi lo scambio di energia elettrica con la rete per gli stessi schemi, entrambi i grafici riferiti alla regolazione a portata in massa costante.

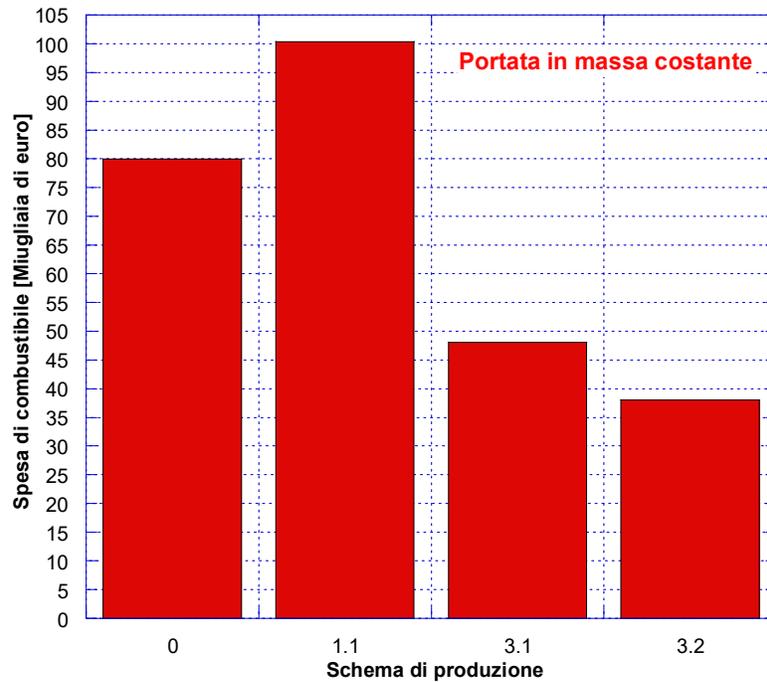


Figura 42 – Spesa di combustibile per l'estate (regolazione a portata costante)

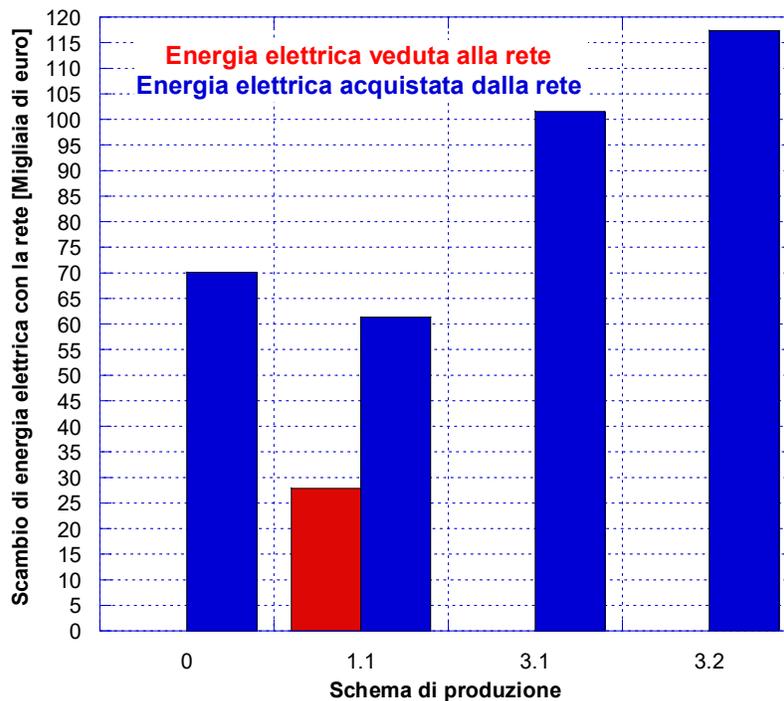


Figura 43 – Scambio di energia elettrica con la rete per l'estate (regolazione a portata costante)

Dalla **Figura 42** e **43** si nota che il consumo di combustibile è ovviamente nettamente inferiore per i costi rispetto all'inverno, poiché è dell'ordine di grandezza delle migliaia di euro invece che dei milioni di euro; tra gli schemi utilizzati in estate viene usato più combustibile per lo schema 1.1 in cui si fa funzionare il motore per qualche ora ogni giorno sfruttando il volume d'accumulo; ma questo è lo schema che comporta lo scambio di energia elettrica più favorevole con la rete, ovvero il minor acquisto e la maggior vendita. Infine gli schemi 3.1 e 3.2 sono quelli che sfruttano la rete a bassa temperatura e determinano il minor consumo possibile di combustibile in centrale, allo stesso tempo però è richiesto il maggior acquisto di energia elettrica dalla rete tra tutti gli schemi per il funzionamento delle pompe di calore presso le utenze. In **Figura 44** viene riportato il consumo di combustibile per gli schemi adibiti al funzionamento estivo con i dati riferiti alla regolazione a delta di temperatura costante.

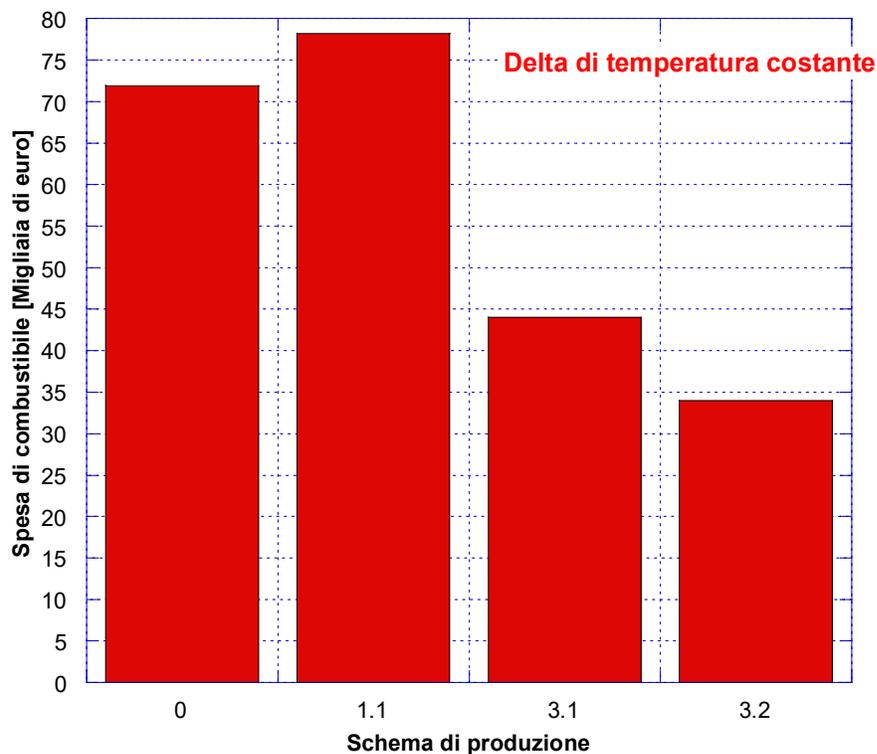


Figura 44 – Spesa di combustibile per l'estate (regolazione a delta T costante)

Si nota che il consumo di combustibile comporta una spesa di circa 20 mila euro in meno per ogni schema utilizzato rispetto alla regolazione a portata costante con una minor differenza rispetto a prima tra lo schema 0 e l'1.1; quest'ultimo inoltre determina tra tutti la spesa più alta mentre con lo schema 3.2 si ha il risparmio maggiore in termini di consumo. In **Figura 45** viene mostrato lo scambio di energia elettrica con la rete e in corrispondenza dello schema 0 non è percepibile nessuna spesa perché l'unica richiesta è la potenza elettrica per il pompaggio, bassissima rispetto all'ordine di grandezza degli altri dati in questo grafico; lo stesso vale per lo schema 1.1 mentre per gli ultimi due schemi si

ha una riduzione di circa 50 mila euro per l'acquisto di energia elettrica rispetto alla regolazione precedente grazie di nuovo alla notevole differenza spesa per il gruppo di pompaggio. Successivamente in **Figura 46** viene mostrato il consumo di combustibile per questi schemi con i dati riferiti alla regolazione mista.

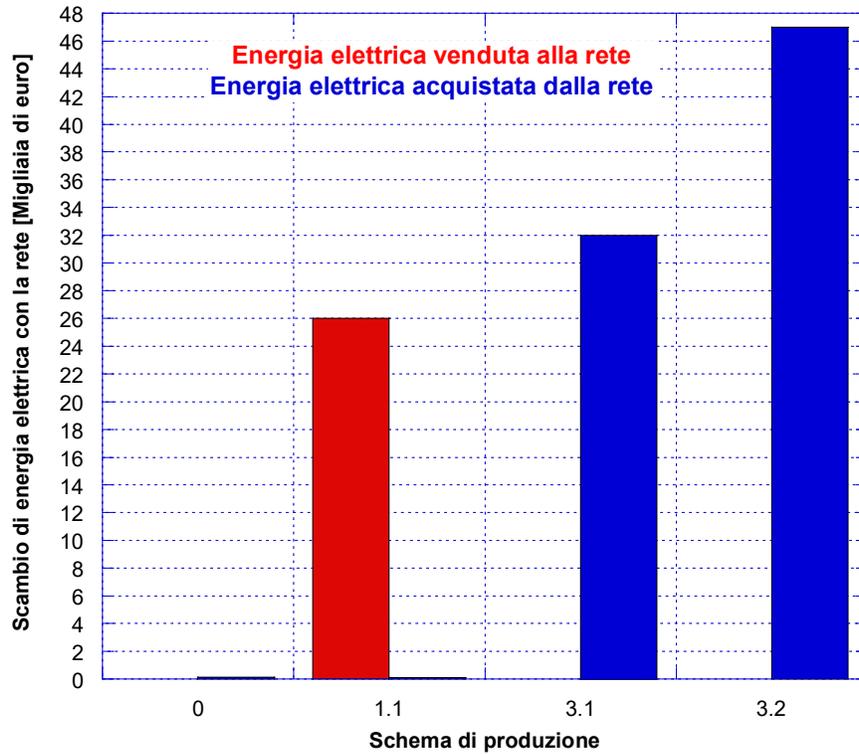


Figura 45 – Scambio di energia elettrica con la rete per l'estate (regolazione a delta T costante)

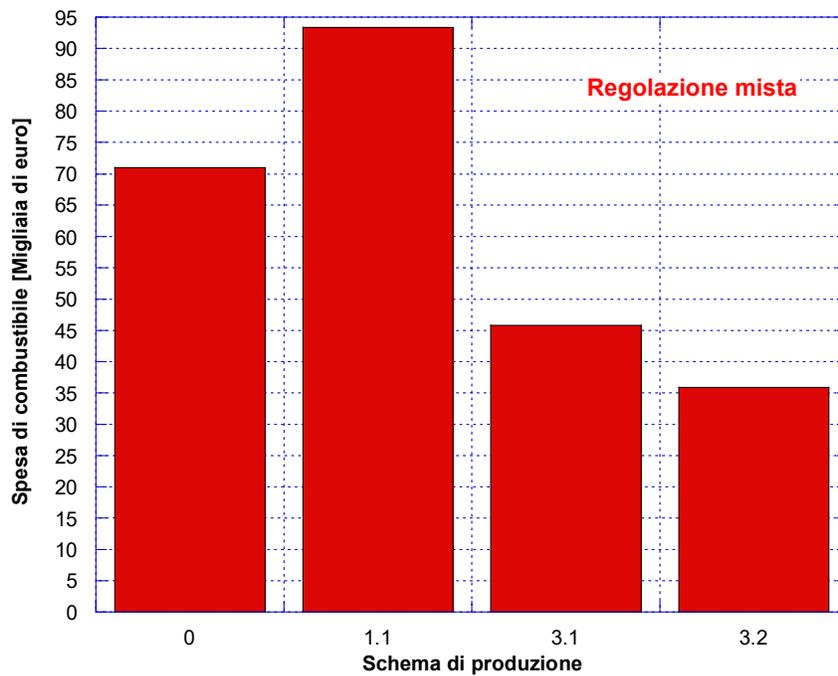


Figura 46 – Spesa di combustibile per l'estate (regolazione mista)

È chiaro che la spesa per il consumo di combustibile con i dati riferiti alla regolazione mista è per ogni schema intermedia tra la regolazione a portata costante e la regolazione a delta di temperatura costante per come è stata analizzata nello studio della rete di Corticella in assetto passivo. Infine in **Figura 47** viene riportato lo scambio di energia elettrica con la rete secondo la regolazione mista.

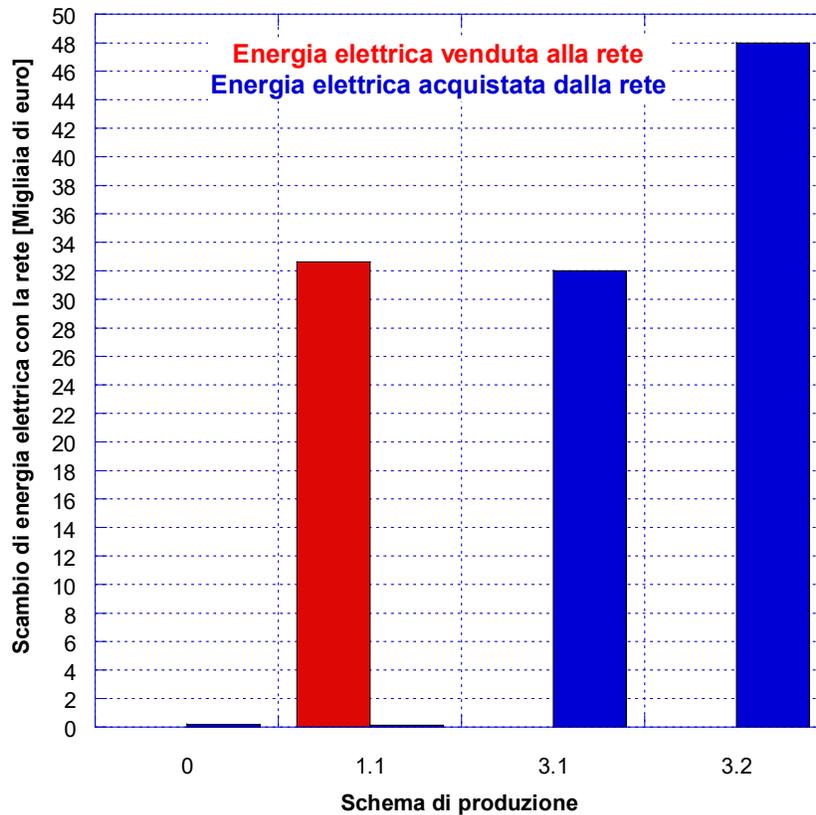


Figura 47 – Scambio di energia elettrica con la rete per l'estate (regolazione mista)

Siccome la spesa per il pompaggio è molto simile tra la regolazione a delta di temperatura costante e la regolazione mista, l'energia elettrica venduta alla rete negli schemi 3.1 e 3.2 è circa la stessa tra le due regolazioni, mentre si può notare la maggior quantità di energia elettrica venduta nello schema 1.1 rispetto a prima per il fatto che viene fatto funzionare il motore un'ora in più; per questo motivo però si ha una spesa di combustibile maggiore.

Il capitolo sulle valutazioni economiche ed energetiche dei vari schemi di produzione viene completato dall'analisi complessiva dell'intero anno solare mettendo assieme gli schemi corrispondenti adibiti al funzionamento invernale durante l'anno termico e quelli adibiti al funzionamento estivo nei restanti giorni. Inoltre ora per ogni regolazione vengono valutati insieme tutti i costi e i guadagni relativi al consumo di combustibile e allo scambio di energia elettrica con la rete. Riepilogando in **Tabella 31** vengono mostrati gli abbinamenti tra gli schemi invernali e quelli

estivi ricordando quali sono i sistemi di produzione che li caratterizzano e viene data una nuova denominazione alla coppia di schemi per facilitarne il riferimento per le successive analisi.

Tabella 31 – Coppie di schemi di produzione invernali ed estivi

Schema invernale	Schema estivo	Denominazione
0 Caldaie e MCI in centrale	0 Caldaie in centrale	0
1 Caldaie, MCI e PdC in centrale	0 Caldaie in centrale	1
1 Caldaie, MCI e PdC in centrale	1.1 MCI, PdC e volume d'accumulo in centrale	1.1
2 Caldaie, MCI in centrale e PdC presso le utenze periferiche	0 Caldaie in centrale	2
3.1 Caldaie, MCI in centrale e PdC con COP pari a 3 presso tutte le utenze	3.1 Caldaie e PdC con COP pari a 3 presso tutte le utenze	3.1
3.2 Caldaie, MCI in centrale e PdC con COP pari a 2 presso tutte le utenze	3.2 Caldaie e PdC con COP pari a 2 presso tutte le utenze	3.2

A questo punto vengono messi assieme tutti i costi e i guadagni per le coppie di schemi elencati in tabella e riportati in tre grafici, uno per ogni regolazione, a partire da quella a portata in massa costante la cui spesa complessiva per l'intero anno solare è rappresentata in **Figura 48**.

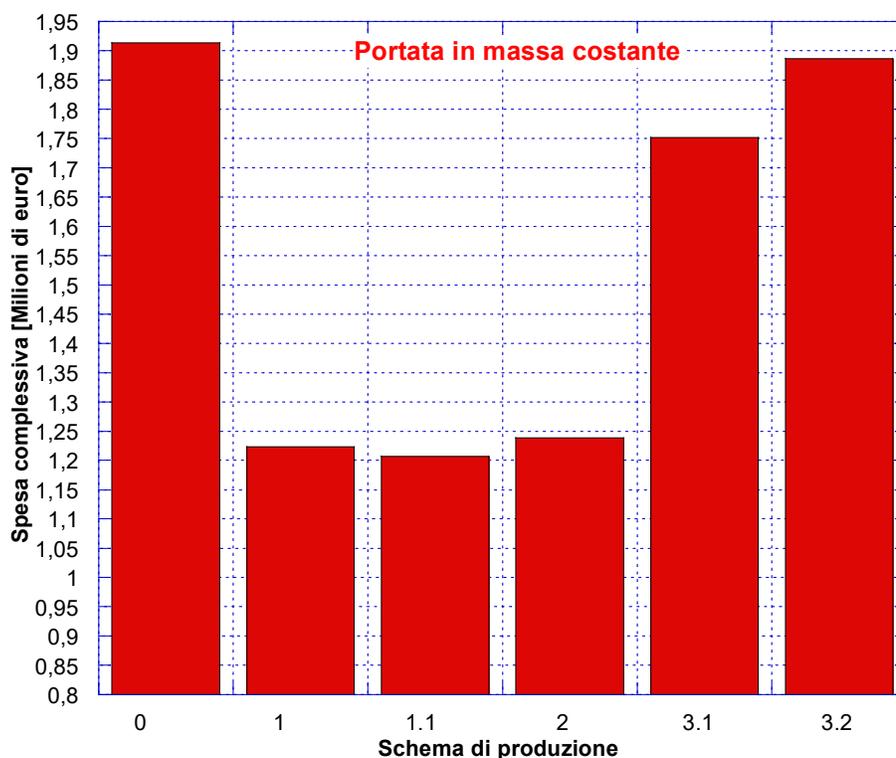


Figura 48 – Spesa complessiva dell’intero anno solare (regolazione a portata costante)

Dalla **Figura 48** si nota che la configurazione originaria applicata d’inverno e d’estate solo con le caldaie, ovvero lo schema 0, è quella che comportata la maggior spesa complessiva tra tutte le possibili soluzioni. Tre configurazioni decisamente convenienti secondo i parametri studiati sono la 1, la 1.1 e la 2 perché entrambe prevedono l’uso di pompe di calore con COP pari a 3.5, sebbene nel caso 1 le pompe di calore siano in centrale, nel caso 2 esse siano presso le utenze periferiche mentre nel caso 1.1 sono di nuovo in centrale e vengono usate pure d’estate nelle ore di funzionamento del motore; i grossi vantaggi rispetto alle altre soluzioni sono il consumo decisamente inferiore di combustibile d’inverno e la possibilità di rendere nulli gli scambi in entrata di energia elettrica limitandoli solo alle ore in cui non funziona il motore. Infine le configurazioni 3.1 e 3.2 hanno il vantaggio di essere più favorevoli alla soluzione originaria, seppur non di molto per la grande quantità di energia elettrica comprata dalla rete, ma un aspetto che non è quantificabile in questa analisi è quello di sfruttare la rete a bassa temperatura, potendo diminuire così le dispersioni termiche attraverso la rete di teleriscaldamento. In **Figura 49** e **50** vengono riportati la spesa complessiva delle varie configurazioni secondo i dati riferiti alla regolazione a delta di temperatura costante e mista.

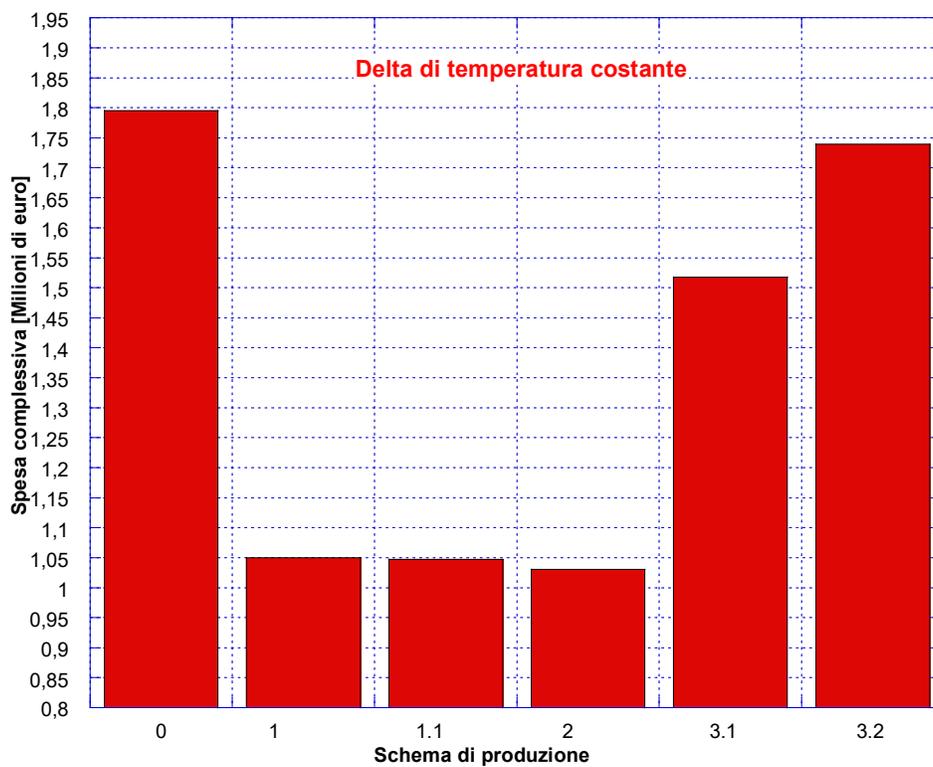


Figura 49 – Spesa complessiva dell'intero anno solare (regolazione a delta T costante)

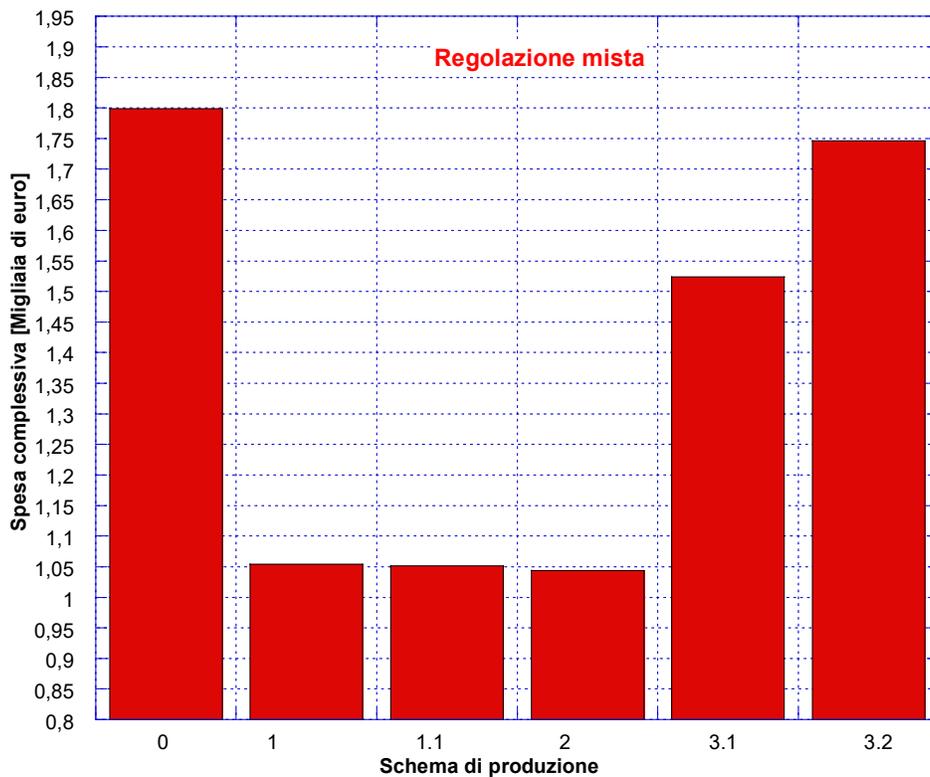


Figura 50 - Spesa complessiva dell'intero anno solare (regolazione mista)

Dalle **Figura 49** e **50** si può notare come la spesa complessiva delle varie configurazioni sia molto simile poiché la gestione tra le due regolazioni è quasi identica in termini di consumi e di scambi di energia elettrica con la rete. Nella mista si usa in alcune ore della giornata una portata costante di poco superiore alla portata circolante nella seconda regolazione e nettamente inferiore a quella circolante nella prima regolazione, per questo i consumi alla fine sono molto simili negli ultimi due grafici. Per la configurazione 0 si ha una riduzione di circa mille euro passando dalla prima alle ultime due regolazioni, mentre si hanno variazioni più grandi per le altre configurazioni di sistema, in generale si attestano attorno ad 1.5 o 2 mila euro di meno grazie alla capacità dei sistemi in centrale e alla gestione della rete di ottimizzare la produzione di potenza termica e di ridurre il più possibile i consumi di combustibile e l'acquisto di energia elettrica con la rete.

10) Conclusioni

La tesi condotta nell'ambito delle reti di distribuzione dell'energia termica ed elettrica all'interno della Scuola di Ingegneria e Architettura nel dipartimento di ingegneria industriale, DIN, è il risultato di analisi effettuate mediante ricerche sul modello delle reti di teleriscaldamento e delle smart grid e sulla base di recenti relazioni realizzate da ingegneri all'interno del dipartimento in collaborazione con l'ENEA. In particolare la tesi dal titolo: "Analisi di criteri di gestione di reti complesse di distribuzione dell'energia" riguarda lo sviluppo di soluzioni per gestioni differenziate di una rete di teleriscaldamento esistente con l'obiettivo di favorire la generazione distribuita presso le utenze in modo da ridurre l'uso del combustibile in centrale di produzione e minimizzare gli scambi di energia elettrica con la rete nazionale. Le tematiche di ricerca trattate nella tesi riguardano la razionalizzazione dell'energia, le reti di poli-generazione e la transizione verso sistemi a minor impatto ambientale possibile; ovvero le nuove configurazioni di rete e di sistemi in centrale di produzione vengono proposte per ottimizzare le fonti energetiche a disposizione e per limitare le dispersioni di energia termica in ambiente, così come l'investimento economico della gestione complessiva della rete e della centrale.

La tesi è stata suddivisa in tre parti: nella prima viene analizzata una rete di teleriscaldamento esistente con dei sistemi in centrale di produzione, i cui parametri sono noti; nella seconda parte vengono discusse le nuove configurazioni per differenziare la gestione della rete e della centrale rispetto alla situazione originaria; infine l'ultima parte riguarda le valutazioni economiche ed energetiche dei risultati conseguiti dai nuovi schemi adottati. Vengono riportati i principali vantaggi e svantaggi degli aspetti caratteristici e di gestione di tutto ciò che è stato analizzato:

- 1) L'analisi del comportamento della rete di teleriscaldamento con le utenze in assetto passivo, ovvero che ricevono unicamente energia termica dalla rete e non la producono immettendola in rete, ha permesso di caratterizzare in maniera approfondita tutte le grandezze prese in esame secondo tre regolazioni di scambio termico presso le utenze: a portata in massa costante, a delta di temperatura costante e mista. Con tutte e tre viene mantenuta un'efficienza di distribuzione elevata in gennaio nell'ore in cui è in funzione il servizio del riscaldamento, circa il 90%, grazie alla bassa incidenza della potenza termica dispersa rispetto a quella fornita dalle sorgenti; quest'efficienza scende invece fino al 30/40% nelle ore iniziali della giornata per ogni regolazione perché le perdite termiche rimangono in assoluto pressoché costanti mentre è bassissima la potenza termica che deve essere fornita dalla centrale. Con la prima regolazione le perdite oscillano tra $86 \text{ kW}_{\text{TH}}$ e $94 \text{ kW}_{\text{TH}}$; con la seconda variano tra $28 \text{ kW}_{\text{TH}}$ e $86 \text{ kW}_{\text{TH}}$, mentre con l'ultima rimangono comprese tra $82 \text{ kW}_{\text{TH}}$ e $86 \text{ kW}_{\text{TH}}$. Chiaramente la regolazione a delta T costante permette di contenere maggiormente le perdite in rete; però dove queste sono più basse,

cioè nelle ore in cui è richiesta energia termica solo per l'acqua calda sanitaria in gennaio e in generale in luglio, è stato notato una diminuzione eccessiva della temperatura nei rami di mandata e di ritorno della rete sia in gennaio sia in luglio per effetto dell'incidenza di tali perdite sul contenuto energetico del fluido unito al suo moto laminare per la bassissima velocità che non favorisce il ricircolo del fluido, favorendo così le dispersioni radiali di energia termica. Per questo motivo è stata studiata la regolazione mista, che prevede lo scambio termico a portata costante per le prime cinque ore e l'ultima ora della giornata (quando non è in funzione il servizio del riscaldamento) risolvendo i problemi di salto termico tra mandata e ritorno troppo elevati e velocità di percorrenza del fluido troppo basse; dalla sesta alla ventitreesima ora comprese la regolazione mista prevede l'uso degli stessi parametri di quella a ΔT costante per i vantaggi portati in queste ore rispetto alla prima regolazione. Infatti il principale vantaggio dello scambio termico a ΔT costante è la riduzione della potenza elettrica spesa per il pompaggio grazie all'ottimizzazione della portata immessa in rete dalle sorgenti e la possibilità di variare la pressione di immissione in rete. Infine in luglio è ottimale una regolazione mista che sfrutta soprattutto la portata costante nella maggior parte delle ore tranne quelle in cui è richiesta sufficiente potenza termica per permettere l'uso della regolazione a ΔT costante senza riscontrare i problemi evidenziati precedentemente; chiaramente viene ottimizzata anche la scelta della portata quando viene immessa una portata costante.

- 2) A seguito della scelta del motore a combustione interna in assetto cogenerativo, effettuata sulla base delle specifiche tecniche fornite, si è analizzato il comportamento della centrale di produzione dovendo soddisfare le richieste di potenza termica ed elettrica ottenute dal comportamento della rete per ogni regolazione adottata. Da qui in avanti è stato valutato il regime di funzionamento della centrale solo per il mese di gennaio perché il sistema principale in centrale da usare, ovvero il motore, viene mantenuto spento in estate per le richieste di potenza termica eccessivamente basse tranne che per la configurazione 1.1; dal punto di vista delle specifiche tecniche del motore è meglio farlo funzionare a massimo carico possibile, e ciò avviene in corrispondenza delle ore in cui è richiesto il servizio del riscaldamento sebbene nelle prime e nelle ultime può succedere che il motore debba funzionare a carico parziale. Quindi secondo quanto previsto dallo schema 0, ovvero la configurazione originaria, viene mantenuto il massimo carico in tutte le ore adibite con tutte e tre le regolazioni; in tutti i casi si manifesta una forte immissione di potenza elettrica in rete perché il motore, funzionando a massico carico, produce ad ogni ora una quantità di energia elettrica maggior di quella necessaria per l'autoconsumo, rappresentata in questo schema solo dalla potenza necessaria per il pompaggio.
- 3) L'analisi delle nuove configurazioni per i sistemi in centrale e per la gestione della rete inizia dallo schema 1 in cui si può notare un'elevata produzione di potenza termica da parte delle pompe

di calore sempre in centrale; siccome si definisce solo il loro COP, pari a 3.5, per caratterizzarle bisogna installare sicuramente un gruppo di pompe di calore in parallelo per poter produrre i quasi 4000 kW_{TH} teoricamente disponibili nelle ore di funzionamento a massimo carico del motore sulla base della potenza elettrica prodotta in eccesso. Questa configurazione prevede di annullare gli scambi di potenza elettrica con la rete, quindi in alcune ore può succedere che la domanda di potenza termica venga soddisfatta solo dal motore e dalle pompe di calore, senza far intervenire le caldaie integrative; lo svantaggio di questa condizione è che con i parametri riferiti alla regolazione a portata costante il motore debba funzionare al 55% del carico in un'ora (la sesta della giornata) in quanto non può essere escluso il funzionamento della PdC, altrimenti la potenza elettrica prodotta dal motore non usata per l'autoconsumo deve essere immessa per forza in rete. Con le altre due regolazioni, identiche nelle ore di funzionamento del motore, sono disponibili fino a 4100 kW_{TH} e le caldaie possono rimanere spente in ben cinque ore nel range di uso del motore; allo stesso modo nella prima di queste ore il motore deve funzionare al 50% del carico e pure nelle restanti ore con le caldaie spente esso non funziona a massimo carico. Nel sesto capitolo è stata studiata anche la variante 1.1 per il funzionamento estivo; il principale vantaggio è che si può far funzionare il motore solo due o tre ore a seconda della regolazione ottenendo un volume d'accumulo tra 106 m³ e 120 m³, non molto ingombrante per un'intera rete di teleriscaldamento. I problemi sono la poca ottimizzazione della centrale di produzione perché la pompa di calore in centrale non può produrre energia termica per il volume d'accumulo ma solo per le utenze; sebbene si faccia funzionare il motore nelle ore di massima richiesta di potenza termica, in estate non vengono richiesti più di 760 kW_{TH}, quindi con le stesse pompe di calore usate per lo schema 1, viene sfruttata poca potenza elettrica prodotta in eccesso rispetto a quella per il pompaggio, determinandone una forte immissione in rete. Un altro svantaggio è rappresentato dalla terza ora in cui funziona il motore in cui è costretto a funzionare solo al 35/36% del carico, piuttosto bassa.

- 4) Le nuove configurazioni analizzate proseguono con lo schema 2, in cui la delocalizzazione della produzione della potenza termica richiesta, da parte delle pompe di calore (sempre con COP pari a 3.5) presso le utenze periferiche a seconda della disponibilità di potenza elettrica prodotta in eccesso dal motore, permette di risparmiare sulla quantità di potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in centrale. Questo fatto per la regolazione a portata costante non si traduce in una riduzione di potenza termica dispersa in quanto tale potenza dipende sostanzialmente dalla portata in massa immessa in rete e dalla temperatura esterna di riferimento, entrambe rimangono identiche a prima; però si può incidere sulla regolazione della pressione di immissione in rete a seconda dei gruppi di utenze che rimangono escluse dalla rete di teleriscaldamento perché la potenza termica richiesta da loro viene direttamente soddisfatta in loco con le PdC; in questo

modo è possibile fare scendere la potenza elettrica media oraria spesa per il pompaggio da 107 kW_{EL} a 94 kW_{EL} facendo attenzione al salto di pressione in corrispondenza dell'utenza critica. Con la regolazione a portata costante è possibile escludere un gruppo di tre utenze periferiche, denominato con il numero 2, dalla TLR con la chiusura delle tubazioni per tutte le ore di funzionamento del motore e in quasi tutte le ore tranne una è possibile escludere anche l'intero gruppo 1. Invece con le altre due regolazioni si ha una potenza elettrica disponibile maggiore per produrre una quantità più elevata di potenza termica; per questo è possibile escludere in tutte le ore sia il gruppo 1 e il gruppo 2 e in quasi tutte le ore tranne una l'utenza 58. In questo modo è possibile ridurre fortemente anche la portata d'acqua immessa rete riducendo le dispersioni termiche passando da 86 kW_{TH} a 71 kW_{TH} nella ora di massimo carico e in generale si hanno riduzioni in tutte le ore. Uno svantaggio, identico a quello riscontrato con l'utilizzo dello schema 1, è il fatto di non poter usare il motore a massimo carico in varie ore; come prima si fa funzionare il motore in modo che produca la quantità di potenza elettrica strettamente necessaria per far funzionare tutte le pompe di calore possibili presso le utenze periferiche fino ad un massimo di 1200 kW_{EL}. Nel caso serva meno potenza elettrica il motore non viene fatto funzionare a massimo carico, ma se la potenza termica richiesta complessiva, anche da parte delle altre utenze, è maggiore di quella prodotta dal motore bisogna far intervenire le caldaie integrative; ciò comporta che, a differenza dello schema 1, le caldaie debbano funzionare tutte le ore in cui è acceso il motore, mentre nello schema 1 veniva escluso il loro utilizzo in alcune ore. Questa scelta inevitabilmente porta a non avere scambi di energia elettrica con la rete, ma ad un consumo leggermente maggiore di combustibile in particolare con la regolazione a portata costante, mentre resta sostanzialmente uguale con le regolazioni rimanenti.

- 5) L'ultima nuova configurazione analizzata, lo schema 3, riguarda la possibilità di sfruttare una rete a bassa temperatura, passando dall'acqua immessa in rete a 80 °C all'acqua immessa a 50°C; ciò comporta che i sistemi in centrale devono fornire la potenza termica ad un fluido più freddo rispetto a prima, ma questo non è un problema; anzi si ottiene il principale vantaggio di ridurre le perdite di energia termica in rete passando per la regolazione a portata costante da 86 kW_{TH} a 57 kW_{TH}, la riduzione della potenza termica dispersa di circa 30 kW_{TH} si ha anche con le restanti regolazioni. A differenza dello schema precedente, nell'ultima configurazione vengono installate le pompe di calore presso tutte le utenze collegate alla rete di teleriscaldamento con la possibilità di acquistare liberamente energia elettrica dalla rete se non è sufficiente quella prodotta dal motore. Queste pompe di calore devono operare con una differenza tra la temperatura di evaporazione e quella di condensazione abbastanza elevata siccome il fluido circolante nelle PdC deve evaporare grazie al calore ricevuto dall'acqua che arriva dalla rete di teleriscaldamento ad una temperatura compresa tra 50 °C e 40°C a seconda delle perdite energetiche nelle tubazioni;

Quindi il fluido circolante nelle PdC viene compresso fino a 90 °C in modo che possa condensare a tale temperatura e cedere il proprio contenuto energetico all'acqua del circuito secondario che circola presso le utenze in modo che questo venga riscaldato da 60° ad 80°C. Per questo motivo sono pompe di calore ad alta temperatura e sono caratterizzate da COP più bassi rispetto a quelli che operano in un range di temperatura più ristretto come le PdC previste per gli schemi 1 e 2, in cui ricevono calore da un fluido con una temperatura compresa tra 80 °C e 60 °C per riscaldare un altro fino ad 80 °C. Il COP più basso rispetto a prima, pari a 3 nello schema 3.1 e pari a 2 nello schema 3.2, comporta rispettivamente l'utilizzo di quantità di potenza elettrica minore o maggiore per produrre la stessa richiesta di potenza termica secondo la formula: $COP * P_{EL,PdC} = P_{TH,utenza}$; a differenza delle pompe di calore in centrale o presso le utenze periferiche, che sfruttano la potenza elettrica prodotta in eccesso dal motore per produrre una certa quantità di potenza termica secondo la formula appena riportata, nell'ultima configurazione la potenza elettrica determinata a seconda del COP si somma al contenuto energetico proveniente dalla rete potendo soddisfare solo in questo modo la potenza termica richiesta dall'utenza secondo quanto riportato nel capitolo 8. Seguendo questo meccanismo maggiore è il contributo in termini di lavoro elettrico compiuto da parte della pompa di calore alla domanda di potenza termica richiesta dall'utenza, quindi nel caso del COP più basso, minore è il consumo di combustibile da parte dei sistemi in centrale perché devono immettere una minor potenza termica in rete.

- 6) Infine la tesi termina con le valutazioni economiche ed energetiche di tutte le configurazioni adottate per i sistemi in centrale di produzione e per la gestione della rete, compresa la situazione iniziale già esistente; di fatto i risultati hanno dimostrato che il mantenimento dello schema 0, ovvero la configurazione originaria sia d'inverno sia d'estate, comporta il costo più elevato complessivamente per l'elevato consumo di combustibile. Quindi bisogna intervenire cercando di isolare la rete di teleriscaldamento e le utenze dall'esterno soprattutto dal punto di vista elettrico; per questo le configurazioni 1, 1.1 e 2 sono le migliori permettendo di avere un risparmio di circa 700 mila euro per la regolazione a portata costante e circa 800 mila euro per le altre due regolazioni, entrambe rispetto allo schema 0. Il problema in termini economici è acquistare energia elettrica dalla rete nazionale perché è la fonte energetica che costa di più; quindi le configurazioni 3.1 e 3.2 permettono sicuramente un notevole risparmio di combustibile rispetto all'A ma hanno la necessità di acquistare anche tanta energia elettrica. Complessivamente con la configurazione 3.1 sia un risparmio di circa 200 mila euro con la prima regolazione e di quasi 300 mila euro con le altre regolazioni, mentre il risparmio con la configurazione 3.2 è molto piccolo per ogni regolazione.

11) Riferimenti bibliografici

- [1] Gundi A. M., Rajarajeswari R., “Smart grid cost optimization using genetic algorithm”, *International Journal of Research*, Volume 03, Special Issue 07, May 2014, Pages 282-287.
- [2] Bonfiglio A., Barillari L., Brignone M., Delfino F., Pampararo F., Procopio R., Rossi M., Bracco S., Robba M., “An optimization Algorithm for the Operation Planning of the University of Genoa Smart Polygeneration Microgrid”, *Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control – IX (IREP)*, August 25-30, 2013, Rethymnon, Greece.
- [3] Ferrari M. L., Traverso A., Massardo A. F., “Smart polygeneration grids: experimental performance curves of different prime movers”, *Applied Energy*, Volume 162, January 2016, Pages 622-630.
- [4] Rubio-Maya C., Uche-Marcuello J., Martinez-Garcia A., Bayod-Rùjula A., “Design optimization of a polygeneration plant fuelled by natural gas and renewable energy sources”, *Applied Energy*, Volume 88, Issue 2, 2011, Pages 449-457.
- [5] Ferrari M. L., Traverso A., Pascenti M., Massardo A. F., “Plant management tools tested with a small-scale distributed generation laboratory”, *Energy Conversion and Management*, Volume 78, 2014, Pages 105-113.
- [6] Rivarolo M., Greco A., Massardo A.F., “Thermo-economic optimization of the impact of renewable generators on poly-generation smart-grids including hot thermal storage”, *Energy Conversion and Management*, Volume 65, 2013, Page 75-83.
- [7] Ferrari M. L., Pascenti M., Sorce A., Traverso A., Massardo A. F., “Real-time tool for management of smart polygeneration grids including thermal energy storage”, *Applied Energy*, Volume 130, October 2014, Pages 670-678.
- [8] Ancona M. A., Melino F., “Analisi di soluzioni tecniche e gestionali che favoriscano l’implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di sistemi di generazione distribuita”, *Report Ricerca di Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA, Piano Annuale di Realizzazione 2013, Area: Razionalizzazione e risparmio nell’uso dell’energia, Progetto: C.1. Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi, Report RdS/PAR2013/053.*
- [9] Ancona M. A., Melino F., “Analisi di soluzioni progettuali per la trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo”, *Report Ricerca di Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA, Piano Annuale di Realizzazione 2014, Area: Razionalizzazione e risparmio nell’uso dell’energia, Progetto: C.1. Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi, Report RdS/PAR2014/019.*

12) Indice delle figure

Figura 1 - Schema semplificato della rete di Corticella [9].....	10
Figura 2A - Profili di carico termico medi orari richiesti dalle utenze per il mese di gennaio.....	14
Figura 2B - Profili di carico termico medi orari richiesti dalle utenze per il mese di luglio	14
Figura 3 - Schema dei sistemi di produzione e del gruppo di pompaggio in centrale [9]	15
Figura 4 - MCI cogenerativo Jenbacher 312 type 3	16
Figura 5 - Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0 [9]	18
Figura 6 - Potenza termica di design per il riscaldamento invernale e la produzione di acqua calda sanitaria (temperatura esterna: -5°C).....	19
Figura 7A - Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in gennaio (portata costante).....	21
Figura 7B - Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in luglio (portata costante)	21
Figura 8A - Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in gennaio (portata costante)	22
Figura 8B - Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in luglio (portata costante).....	22
Figura 9A - Efficienza di distribuzione in gennaio (portata costante).....	23
Figura 9B - Efficienza di distribuzione in luglio (portata costante)	24
Figura 10A - Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in gennaio (delta T costante).....	25
Figura 10B - Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti in luglio (delta T costante)	25
Figura 11A - Portata in massa totale immessa in rete in gennaio (delta T costante).....	26
Figura 11B - Portata in massa totale immessa in rete in luglio (delta T costante)	26
Figura 12A - Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in gennaio (delta T costante)	27
Figura 12B - Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in luglio (delta T costante).....	27
Figura 13 - Pressione di immissione in rete in gennaio (delta T costante).....	28
Figura 14A - Potenza elettrica spesa per il pompaggio in gennaio (delta T costante)	29
Figura 14B - Potenza elettrica spesa per il pompaggio in luglio (delta T costante)	29
Figura 15A - Efficienza di distribuzione in gennaio e luglio (delta T costante)	30
Figura 15B - Efficienza di distribuzione in luglio (delta T costante)	30
Figura 16A - Potenza termica fornita dalle sorgenti in gennaio (regolazione mista)	32
Figura 16B - Potenza termica fornita dalle sorgenti in luglio (regolazione mista)	32
Figura 17A - Portata in massa immessa in rete in gennaio (regolazione mista)	33
Figura 17B - Portata in massa immessa in rete in luglio (regolazione mista)	34
Figura 18A - Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in gennaio (regolazione mista)	34
Figura 18B - Salto termico tra la mandata e il ritorno in centrale in luglio (regolazione mista).....	35

Figura 19A - Potenza elettrica spesa per il pompaggio in gennaio (regolazione mista)	36
Figura 19B - Potenza elettrica spesa per il pompaggio in luglio (regolazione mista)	36
Figura 20A - Efficienza di distribuzione in gennaio (regolazione mista)	37
Figura 20B - Efficienza di distribuzione in luglio (regolazione mista)	37
Figura 21 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (portata costante)	59
Figura 22 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (delta T costante)	60
Figura 23 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (regolazione mista)	60
Figura 24 - Potenza introdotta con il combustibile in luglio (portata costante)	61
Figura 25 - Potenza introdotta con il combustibile in luglio (delta T costante)	62
Figura 26 - Potenza introdotta con il combustibile in luglio (regolazione mista)	63
Figura 27 - Rappresentazione della rete e delle utenze più periferiche con il software IHENA 2.0	65
Figura 28 - Potenza termica immessa in rete dalle sorgenti (portata costante)	74
Figura 29 - Potenza immessa in rete dalle sorgenti (delta T costante)	74
Figura 30 - Rappresentazione della rete e delle due utenze critiche nelle ore esaminate per la regolazione a portata costante con il software IHENA 2.0	76
Figura 31 - Pompa di calore usata nell'ultimo schema	78
Figura 32 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (portata costante con COP pari a 3)	87
Figura 33 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (portata costante con COP pari a 2)	89
Figura 34 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (delta T costante con COP pari a 3)	89
Figura 35 - Potenza introdotta con il combustibile in gennaio (delta T costante con COP pari a 2)	90
Figura 36 - Spesa di combustibile nell'anno termico (regolazione a portata costante).....	92
Figura 37 - Scambio di energia elettrica con la rete nell'anno termico (regolazione a portata costante)	93
Figura 38 - Spesa di combustibile nell'anno termico (regolazione a delta T costante).....	94
Figura 39 - Scambio di energia elettrica con la rete nell'anno termico (regolazione a delta T costante).....	95
Figura 40 - Spesa di combustibile nell'anno termico (regolazione mista)	95
Figura 41 - Scambio di energia elettrica con la rete nell'anno termico (regolazione mista).....	96
Figura 42 - Spesa di combustibile per l'estate (regolazione a portata costante).....	97
Figura 43 - Scambio di energia elettrica con la rete per l'estate (regolazione a portata costante)	97
Figura 44 - Spesa di combustibile per l'estate (regolazione a delta T costante)	98
Figura 45 - Scambio di energia elettrica con la rete per l'estate (regolazione a portata costante)	99
Figura 46 - Spesa di combustibile per l'estate (regolazione mista).....	99
Figura 47 - Scambio di energia elettrica con la rete per l'estate (regolazione mista)	100

Figura 48 - Spesa complessiva dell'intero anno solare (regolazione a portata costante)	102
Figura 49 - Spesa complessiva dell'intero anno solare (regolazione a delta T costante)	103
Figura 50 - Spesa complessiva dell'intero anno solare (regolazione mista)	103

13) Indice degli schemi

Schema 0 - Centrale di produzione con il MCI e le caldaie integrative	39
Schema 1 - Centrale di produzione con l'inserimento della PdC	47
Schema 1.1 - Centrale di produzione con l'inserimento del volume d'accumulo	51
Schema 2 - Centrale di produzione e PdC presso utenze periferiche	64
Schema 3 - Centrale di produzione e delle PdC presso tutte le utenze	76

14) Indice delle tabelle

Tabella 1 - Potenze termiche di design richieste dalle utenze	11
Tabella 2 - Profili di carico termico adimensionali orari [8].....	12
Tabella 3 - Fattori di scala mensili per il servizio del riscaldamento	12
Tabella 4 - Corrispondenza di numerazione delle utenze tra il sistema di gestione della centrale (ID utenza) e il software IHENA (IDN) [9]	17
Tabella 5 - Simulazioni dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante	42
Tabella 6 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante	44
Tabella 7 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista	45
Tabella 8 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante	48
Tabella 9 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante	49
Tabella 10 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista	50
Tabella 11 - Volume d'accumulo con la regolazione a portata in massa costante	53
Tabella 12 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante	54
Tabella 13 - Volume d'accumulo con la regolazione a delta T costante.....	55
Tabella 14 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante	56
Tabella 15 - Volume d'accumulo con la regolazione mista.....	57
Tabella 16 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista	58
Tabella 17 - Potenze termiche richieste dalle utenze periferiche	66
Tabella 18 - Ripartizione della potenza termica fornita da PdC tra le utenze (reg. portata costante)	67

Tabella 19 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante	69
Tabella 20 - Ripartizione della potenza termica tra le utenze (reg. delta T costante e mista)	70
Tabella 21 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante.....	71
Tabella 22 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista	72
Tabella 23 - Simulazione della rete per gennaio	79
Tabella 24 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante	80
Tabella 25 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante	81
Tabella 26 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista	82
Tabella 27 - Simulazione della rete per gennaio	83
Tabella 28 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a portata in massa costante.....	84
Tabella 29 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione a delta T costante	85
Tabella 30 - Simulazione dei sistemi in centrale con la regolazione mista	86
Tabella 31 - Coppie di schemi di produzione invernali ed estivi	101