

POLITECNICO DI TORINO

DIPARTIMENTO ENERGIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Teleriscaldamento in aree montane: design e analisi  
preliminare di un caso reale**



Relatore: Ing. Alberto POGGIO

Correlatore: Ing. Giulio CERINO ABDIN  
Ing. Luca DEGIORGIS

Tesi di laurea di:

Chiara MONZANI Matr. 262681

Anno accademico 2019/2020



# Sommario

Riassunto.....	6
1. Il Teleriscaldamento.....	8
1.1. Definizioni .....	9
1.2. La rete e le utenze.....	11
1.3. Classificazione dei sistemi di TLR .....	13
1.4. Generazioni di teleriscaldamento .....	15
1.5. Il futuro del teleriscaldamento in Italia.....	18
2. Teleriscaldamento a biomassa.....	25
2.1. Caratteristiche del combustibile .....	25
2.1.1. Umidità.....	26
2.1.2. Contenuto energetico della biomassa .....	27
3. Unità di cogenerazione .....	29
3.1. Impianti ORC .....	29
3.1.1. Fluido di lavoro .....	31
3.1.2. Tipologie di alimentazione .....	32
3.1.2.1. Geotermia .....	32
3.1.2.2. Collettori solari.....	32
3.1.2.3. Biomassa .....	33
4. CAR e incentivi .....	34
4.1. Principali benefici.....	35
4.2. Requisiti.....	36
4.3. Certificati Bianchi .....	37
4.4. Tariffe ed incentivi .....	39
4.5. Accisa sul gas naturale .....	40
5. Confronto con realtà in ambito montano.....	43
5.1. Sestriere .....	43
5.1.1. Analisi dei consumi .....	45
5.1.2. Firma energetica .....	50
5.2. Bardonecchia .....	52
5.2.1. Firma energetica: confronto .....	52
6. Caso studio: Sauze d'Oulx.....	54
6.1. Convalidazione modello di carico .....	54
6.2. Dati climatici.....	57

6.3. Analisi GIS.....	61
6.3.1. La rete e le utenze.....	61
7. Curve di carico e cumulate.....	63
8. Approvvigionamento della biomassa legnosa.....	64
9. Prestazione dei gruppi a carico variabile.....	65
9.1. Motore a combustione interna e pompa di calore.....	65
9.2. Gruppo ORC.....	69
9.3. Caldaie di integrazione e riserva.....	70
9.4. Caldaie a biomassa legnosa.....	72
10. Temperature di rete.....	74
11. Configurazioni analizzate.....	77
11.1. Modello MATLAB.....	77
11.2. Caldaia a biomassa, motore a combustione interna con pompa di calore e caldaie di integrazione e riserva.....	78
11.2.1. Caso A.....	79
11.2.2. Caso B.....	84
11.3. ORC, motore a combustione interna in serie con pompa di calore e caldaie a gas – Caso C.....	87
12. Valutazioni CAR e TEE.....	91
12.1. Calcolo del PES.....	91
12.2. Calcolo TEE: RISP.....	94
12.3. Calcolo IRE e LT.....	96
13. Bilancio di CO <sub>2</sub> .....	99
14. Scelta della configurazione ottimale.....	103
15. Efficiamento energetico edifici esistenti.....	103
15.1. Attestazione di Prestazione Energetica.....	104
15.2. Nuovi consumi.....	107
16. Conclusione.....	111
16.1. Commento dei risultati ottenuti.....	111
16.2. Configurazione scelta.....	113
16.3. Spunti per valutazioni future.....	113
Bibliografia.....	114
Ringraziamenti.....	116



# Riassunto

La riduzione dell'inquinamento ambientale e l'aumento dell'efficienza energetica sono due delle più grandi sfide che il mondo oggi deve affrontare. La ricerca di un uso più consapevole e più efficiente dell'energia primaria è necessaria per far fronte ad un fabbisogno energetico globale sempre maggiore, dovuto da un lato alla crescita demografica, dall'altro allo sviluppo industriale e urbano nei paesi industrializzati e in quelli in via di sviluppo.

L'incremento dell'efficienza e la riduzione della domanda energetica nella fase di progettazione dei nuovi edifici, deve essere affiancata da metodi sostenibili per provvedere al riscaldamento e al raffrescamento delle zone urbane. Nel contesto italiano, tale traguardo è estremamente urgente nel nord Italia, dove le emissioni e gli inquinanti atmosferici sono particolarmente elevati anche a causa di numerosi sistemi di riscaldamento a combustione ancora in funzione e caratterizzati da basse efficienze.

Il sistema energetico dovrà attraversare nei prossimi anni un periodo di trasformazione continua; è importante quindi basarsi su soluzioni tecnologiche flessibili e capaci di integrare in misura crescente energie rinnovabili. Il teleriscaldamento rappresenta una delle soluzioni più efficaci, matura e immediatamente applicabile per la sostenibilità delle nostre città e più in generale per la decarbonizzazione degli edifici.

Scopo della presente tesi è analizzare diversi assetti di una centrale di teleriscaldamento con l'obiettivo di selezionare la soluzione più efficiente e sostenibile. In particolare, viene analizzato il caso studio della futura centrale cogenerativa situata nel comune montano di Sauze d'Oulx (Torino).

Analizzando i fabbisogni termici richiesti dai comuni di Sestriere e Bardonecchia, località comparabili in termini di tipologia d'utenza e condizioni climatiche, è stato definito un modello di calcolo MATLAB utilizzato per simulare diversi scenari. Le simulazioni prevedono l'impiego di risorse rinnovabili, mediante una caldaia a biomassa a servizio diretto della rete o attraverso la fornitura di calore ad un gruppo cogenerativo ORC. Tutti gli assetti analizzati prevedono inoltre l'inserimento di motori a combustione interna, alimentati a gas naturale, in accoppiamento a pompe di calore.

All'analisi tecnologica si affianca una verifica economica in termini di agevolazioni tariffarie per impianti ad alta cogenerazione e di accesso ai Titoli di Efficienza Energetica. Per comprendere il vantaggio ambientale derivante dall'installazione del nuovo impianto, è stata valutata l'intensità delle emissioni di anidride carbonica causata dall'impiego delle diverse fonti energetiche. In particolare, i possibili assetti della centrale sono stati confrontati con la situazione pre-intervento nella quale, in alternativa al sistema di teleriscaldamento, sono stati considerati singoli impianti centralizzati alimentati da caldaie tradizionali a gas naturale.

Scelta la configurazione d'impianto, viene infine analizzato uno scenario di efficientamento energetico delle utenze. Riferendosi ad una stima determinata dagli scenari riportati dal PRQA (Piano Regionale di Qualità dell'Aria), si ipotizza una riduzione dei consumi energetici delle volumetrie allacciate del 20%. Si prevede che esse possano accedere ai benefici fiscali dell'attuale *Superbonus 110%*, ottenendo il miglioramento di due classi energetiche, grazie all'allacciamento a una rete di teleriscaldamento efficiente congiuntamente all'attuazione di interventi energetici sugli involucri edilizi.

## 1. Il Teleriscaldamento

Gli edifici sono responsabili di quasi il 40% delle emissioni di CO<sub>2</sub>, mentre la quota parte di energia destinata al loro riscaldamento e alla climatizzazione rappresenta il 50% del totale dell'energia consumata a livello europeo [1][2]. Poiché una percentuale sempre più ampia di popolazione si muove verso le città, la maggior parte dei consumi si concentra in queste aree, che rappresentano oltre l'80% della domanda energetica [3]. Il 70% del fabbisogno energetico è soddisfatto da combustibili fossili. Ciò implica che, oltre l'incremento dell'efficienza e la riduzione della domanda energetica nella fase di progettazione dei nuovi edifici, è necessario trovare metodi sostenibili e convenienti per provvedere al riscaldamento e al raffrescamento delle zone urbane. Tale obiettivo rientra tra i più improrogabili per ridurre l'emissione dei gas climalteranti, fino ad annullarla definitivamente, e raggiungere la decarbonizzazione del sistema energetico che dovrà attraversare nei prossimi anni un periodo di trasformazione continua. È importante basarsi su soluzioni tecnologiche flessibili e capaci di integrare in misura crescente le energie rinnovabili.

Il teleriscaldamento rappresenta una soluzione valida, matura e pronta ad essere applicata. Le reti di teleriscaldamento hanno attraversato un'evoluzione e una maturazione tecnologica negli anni che ha permesso l'assunzione di una importante posizione e ruolo in Europa nella lotta ai cambiamenti climatici e nella riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nel contesto europeo, vi sono approssimativamente 6.000 diversi sistemi di teleriscaldamento che coprono in totale un'estensione di quasi 200.000 km [7]. Uno dei maggiori pregi delle reti di teleriscaldamento risiede nel fatto che esse non dipendano dalla tecnica di produzione dell'energia, rendendo questa tecnologia estremamente flessibile. È possibile recuperare calore da fonti rinnovabili, da scarti di processi industriali, da sistemi di cogenerazione ad alta efficienza, integrandosi anche con la rete elettrica. Il calore recuperato può essere anche utilizzato per il condizionamento dagli ambienti nei periodi estivi attraverso il teleraffrescamento.

Il teleriscaldamento, inoltre, risulta particolarmente efficace nelle aree urbane densamente popolate e in tutte quelle città che, racchiudendo aree monumentali con patrimoni artistici e culturali, presentano difficoltà nell'attuare interventi di efficienza energetica, sostituzione di serramenti e installazione di cappotti esterni o isolamento di tetti e coperture.

## 1.1. Definizioni

Secondo la *Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018* sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, il teleriscaldamento o teleraffrescamento (TLR) è “la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da fonti centrali o decentrate di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffrescamento di spazi o di processi di lavorazione” [Art.2 punto 19].

Il sistema deve soddisfare contestualmente le seguenti condizioni:

- essere al servizio di un comparto urbano esistente o programmato e alimentare, attraverso una rete di trasporto dell'energia posata prevalentemente su suolo pubblico, edifici appartenenti a soggetti diversi
- consentire l'allacciamento alla rete a ogni potenziale cliente
- cedere energia secondo condizioni tecniche ed economiche di fornitura del servizio regolate da contratti di somministrazione e secondo principi di non discriminazione.

I componenti di un sistema di teleriscaldamento sono:

- una o più centrali termiche
- rete di trasporto/distribuzione
- utenze, con sottostazione di scambio
- sistema di pompaggio

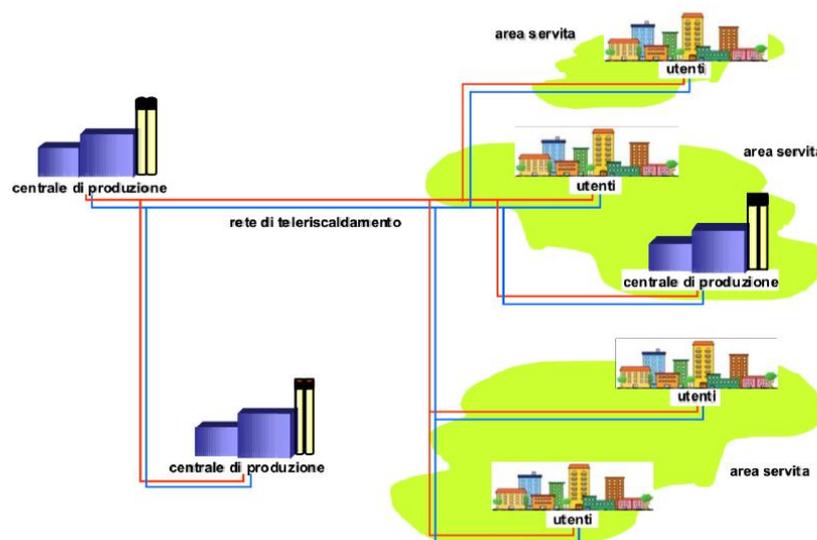


Figura 1: Struttura generale di un sistema di teleriscaldamento. [11]

La generazione dell'energia termica avviene presso centrali di produzione ad opera di una o più unità di generazione costituite prevalentemente da gruppi di cogenerazione, caldaie a biomassa o a gas naturale e caldaie di integrazione e riserva.

I gruppi cogenerativi consentono la produzione combinata di energia elettrica e termica garantendo un risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata. L'alimentazione avviene in genere da combustibili fossili, biomasse o rifiuti.

Le caldaie a biomassa normalmente ricorrono all'utilizzo di residui della gestione forestale e della filiera del legno sotto forma di cippato. In generale sono sempre affiancate da unità ausiliarie costituite da gruppi alimentati da combustibili fossili, di norma a gas naturale. Tali gruppi sono unitariamente definiti *caldaie di riserva e integrazione*. La funzione di *integrazione* è indispensabile nel caso in cui la richiesta dell'utenza sia superiore alla producibilità termica resa disponibile dalle unità principali; per sopperire ad eventuali fermate programmate e/o forzate è necessario ricorrere a caldaie denominate di *riserva*. È necessaria l'installazione di una potenza termica di riserva idonea a coprire il carico di picco.

Storicamente gli impianti di teleriscaldamento sono caratterizzati da una produzione di calore all'interno di sistemi centralizzati. Oggi si ha un numero crescente di sistemi di teleriscaldamento decentralizzato che è in grado di utilizzare il calore derivante da varie strutture. Ne è un esempio l'impianto di Gram, riportato in Figura 2, che integra collettori solari termici, cogenerazione a gas naturale, calore in eccesso dall'industria, pompa di calore, caldaia elettrica, serbatoio tampone e stoccaggio stagionale.

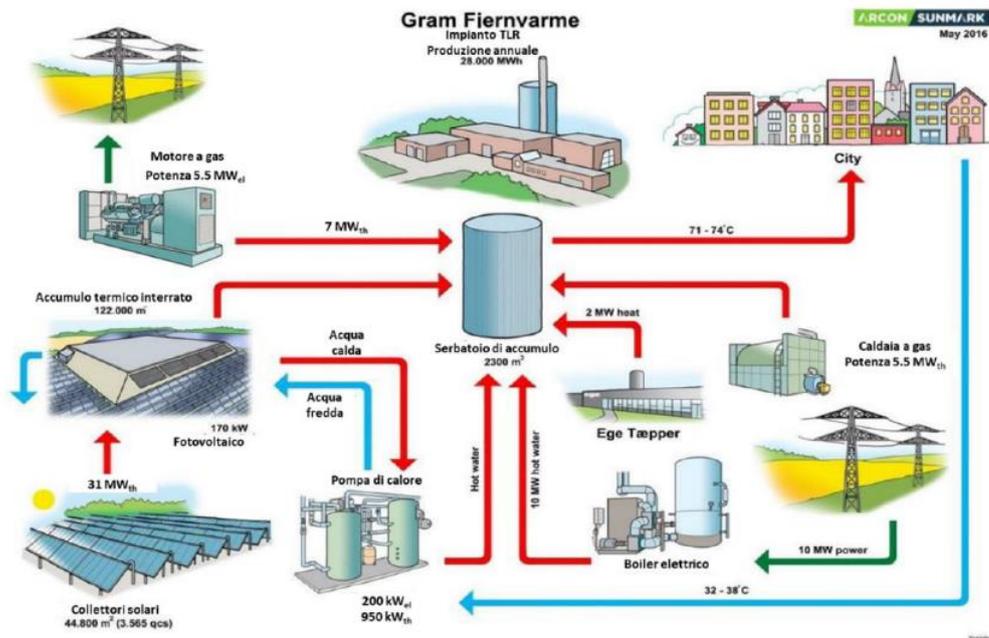


Figura 2: Sistema di teleriscaldamento decentralizzato. Gram, Danimarca. [www.gram-fjernvarme.dk]

## 1.2. La rete e le utenze

La rete di teleriscaldamento è formata da una serie di condutture organizzate secondo strutture ad albero e/o ad anello. Ciascuna conduttura è costituita da una doppia tubazione (mandata e ritorno) interrata.

Nei sistemi di teleriscaldamento di dimensione più ridotta, la struttura delle rete è generalmente ad albero per limitare i costi di realizzazione; nei sistemi a servizio di aree urbane estese, per una maggiore affidabilità, si preferisce ricorrere a strutture ad anello o a maglie. Nel secondo caso crescono il costo di realizzazione e la complessità di gestione. Le strutture ad anello e a maglia talvolta presentano dei rami aperti che possono essere congiunti in caso di guasto per garantire l'alimentazione delle utenze.

Il dimensionamento della rete di teleriscaldamento consiste in primo luogo nella scelta del fluido termovettore. Tipicamente viene impiegata acqua calda (60 – 90 °C) o surriscaldata (70 – 120 °C). Minore è la temperatura e maggiori saranno i recuperi termici dai gruppi di cogenerazione; viceversa, a parità di potenza termica trasmessa, maggiore è il salto di temperatura disponibile tra acqua e ambiente da riscaldare e minore saranno le portate necessarie, con una conseguente riduzione dei diametri e dei costi di fornitura e di posa.

All'interno della rete vi sono *sottostazioni di scambio termico* che presentano principalmente una funzione di interfaccia tra circuito primario e impianti termici di utenza. Svolgono inoltre un compito di regolazione e misurazione dell'energia termica, utile a garantire le condizioni richieste dai circuiti secondari e ai fini della fatturazione con appositi contatori di calore.

La rete giunge alle utenze, ovvero agli edifici ad uso residenziale, terziario (commercio o servizi) ed eventualmente industrie, i cui principali fabbisogni di energia termica concernono il riscaldamento invernale degli ambienti, la produzione di acqua calda sanitaria e la climatizzazione estiva, qualora siano presenti macchine frigorifere ad assorbimento e i fabbisogni siano compatibili con le condizioni di esercizio della rete.

La rete di distribuzione segue tipicamente la direzione dell'asse stradale, mentre l'allacciamento è realizzato in direzione trasversale. Non tutte le utenze possono allacciarsi ad una rete di teleriscaldamento, è opportuno quindi verificare che vengano soddisfatti i seguenti criteri:

- *tipologie dell'impianto termico di utenza*: l'impianto di riscaldamento deve necessariamente essere centralizzato. In tali situazioni il circuito interno di distribuzione del calore è preesistente e sarà solo necessario sostituire la centrale termica con le apparecchiature di connessione alla rete. Il servizio può essere esteso anche all'acqua calda sanitaria, nel caso in cui il vecchio impianto sia caratterizzato da una produzione centralizzata. Nel caso in cui l'impianto di riscaldamento preesistente fosse autonomo dovrebbe essere realizzato ex-novo il circuito interno con notevoli problemi tecnici ed elevati costi.

- *Dimensione minima dell'utenza:* secondo le indicazioni dell'AIURU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano) la volumetria minima dell'edificio da riscaldare non dovrebbe essere inferiore a  $3.000 m^3$  in quanto, sotto tale soglia, gli oneri per la realizzazione delle strutture per la connessione alla rete di teleriscaldamento potrebbero non essere sostenibili dal punto di vista economico, sia per l'utente che per il gestore. Il costo di connessione per volumetrie di circa  $3.000 m^3$  è stimato intorno ai 10.000 – 12.000 €, il costo incrementa proporzionalmente alla volumetria riscaldata, ne consegue che l'incidenza di tale costo sulle piccole volumetrie sia particolarmente elevato.
- *Tipologia di utenza:* in generale le utenze industriali risultano meno appetibili per i servizi di teleriscaldamento in quanto esistono differenze tra i prezzi di confronto del calore. Il costo della materia prima cui accedono le industrie è già inferiore rispetto alle utenze di tipo civile, sono esentati dall'IVA e l'imposta sui combustibili è circa il 10% rispetto all'onere imposto nel settore civile. Inoltre il fabbisogno termico richiesto dalle utenze industriali spesso è di limitata entità o al contrario rilevante per usi tecnologici che dispongono già di propri impianti di cogenerazione.

Nota l'utenza potenziale devono essere applicati i seguenti criteri per l'individuazione delle aree teleriscaldabili:

- *Densità edilizia:* le aree urbane a edificazione verticale sono più interessanti in quanto consentono di minimizzare il percorso della rete di distribuzione del calore. In genere la densità minima è compresa tra 0,5 e  $1 m^3/m^2$ .
- *Infrastrutture e corsi d'acqua:* la presenza di ostacoli fisici sul territorio come fiumi, linee ferroviarie e autostrade può condizionare lo sviluppo delle reti. Nei sistemi con minore estensione la realizzazione degli attraversamenti può risultare economicamente sconsigliata, inoltre la necessità di ottenere particolari autorizzazioni dagli enti preposti può allungare i tempi di costruzione e di posa.
- *Centri storici:* la ridotta dimensione delle strade, le limitazioni di spazio disponibile nel sottosuolo per la posa delle tubazioni e la presenza di pavimentazioni di pregio, possono rendere impraticabile la posa delle reti a causa delle difficoltà ad operare con i mezzi di cantiere e degli elevati oneri.

### 1.3. Classificazione dei sistemi di TLR

Per definire la dimensione di un sistema di TLR è necessario esplicitare:

- Lunghezza delle condutture
- Numero di sottostazioni
- Numero di utenti collegati
- Importo degli investimenti
- Complessità (punti di collegamento, livelli di rete)
- Energia distribuita
- Capacità installata di generazione del calore
- Copertura spaziale del territorio

Tali parametri non sempre sono correlati, perciò vengono utilizzati per fornire una descrizione generale e non per una classificazione con definizioni e soglie rigide.

Una prima suddivisione prevede la distinzione tra micro-reti, piccoli e grandi sistemi di teleriscaldamento.

I *grandi sistemi* sono collegati nella maggioranza dei casi a centrali di produzione combinata di calore ed elettricità e possono integrare energie rinnovabili su larga scala, come ad esempio l'energia geotermica o la bioenergia.

Le *piccole reti di teleriscaldamento* sono presenti a livello locale, utilizzano molteplici fonti di calore tra cui collettori solari, impianti a biomassa, pompe di calore e scarti di processi industriali. Per far fronte a picchi di carico è possibile installare caldaie a combustibili fossili. Il calore viene distribuito a famiglie e piccole/medie industrie. Possono essere combinate con reti di teleriscaldamento su larga scala.

Le *micro-reti* vengono installate per un numero limitato di utenze, tipicamente da 2 a 10. Sono vantaggiose in quanto possono essere installate in maniera semplice e rapida.

A prescindere dall'estensione del sistema, è importante evitare di sovradimensionare la rete durante la progettazione, poiché dimensioni ampie implicano maggiori dispersioni di calore e maggiori costi di investimento.

L'introduzione delle reti di teleriscaldamento in Europa è avvenuta con condizioni e obiettivi differenti, per tale ragione è possibile categorizzare gli impianti in base alla loro ubicazione geografica.

#### **Europa centrale e settentrionale**

Gli impianti nell'Europa centrale e settentrionale hanno temperature di esercizio comprese tra i 120-80/50-40 °C. Negli anni, i primi impianti a vapore sono stati sostituiti da impianti ad acqua calda. L'obiettivo è quello di ammodernare tutte le reti raggiungendo livelli di temperatura compresi tra 70/40°C o 60/30 °C. In generale gli impianti vengono utilizzati a temperature e portate variabili.

Uno dei Paesi più virtuosi in tema di teleriscaldamento è la Danimarca. A Copenaghen oltre il 98% delle superfici interne viene riscaldato con TLR. La scelta di ricorrere a tale

tecnologia, oltre che ambientale, è economica. Il TLR permette di risolvere infatti il problema della dipendenza d'importazione del petrolio e di garantire un approvvigionamento affidabile. Per avere la certezza che gli ingenti investimenti in centrali di cogenerazione, sistemi di trasmissione e reti di distribuzione potessero essere convenienti in termini di economia nazionale, è stato realizzato un dettagliato lavoro di pianificazione che ha previsto la suddivisione del Paese in piccole zone.

Dopo il 2000 l'attenzione all'efficienza energetica e alla riduzione delle perdite di rete è aumentata, permettendo l'introduzione di serbatoi per lo stoccaggio del calore e la generazione di calore da biomassa, centrali solari, pompe di calore e energia geotermica.

### **Europa orientale**

Il teleriscaldamento in Europa orientale utilizzava vapore o acqua surriscaldata con temperature di 150/70°C. Le condutture erano composte da tubi in acciaio non sufficientemente coibentati e il controllo dei parametri non era flessibile. Il carico veniva controllato regolando la temperatura erogata a livello di centrale e la portata d'acqua era mantenuta fissa. La regolazione della fornitura al singolo utente è difficoltosa e l'impianto subisce squilibri idraulici causando in alcune abitazioni temperature interne basse. Negli impianti spesso si verificavano squilibri termici, sporcamento degli scambiatori di calore e perdite d'acqua. In molti paesi dell'Est, l'industria pesante che utilizzava vapore o acqua ad alta temperatura, ha chiuso o è stata convertita in altre tipologie, facendo così svanire parti significative degli introiti per i sistemi di teleriscaldamento.

### **Nuovi paesi**

In diversi Paesi europei l'utilizzo del teleriscaldamento è recente. Spesso in queste nazioni le abitazioni sono caratterizzate da sistemi di riscaldamento autonomi e l'introduzione del teleriscaldamento implica, oltre a una conversione della fonte di calore, anche un investimento da parte dei proprietari delle abitazioni nella conversione a sistemi di distribuzione centralizzati.

## 1.4. Generazioni di teleriscaldamento

È possibile distinguere tra quattro diverse generazioni di impianti a seconda del periodo di costruzione e delle tecnologie impiegate.

### **Prima generazione**

La prima generazione di teleriscaldamento venne introdotta negli USA negli anni '80 del XIX secolo e si diffuse in seguito in alcuni Paesi europei. L'utilizzo di alte temperature e delle condutture in cemento determina una bassa efficienza del sistema oltre a problemi legati alla sicurezza e affidabilità della rete. La maggioranza di questi impianti è stata convertita a impianti di generazioni successive, fatta eccezione per poche casistiche come nella città di New York o Parigi.

I sistemi di teleriscaldamento possono utilizzare vapore o acqua come vettore di trasferimento di energia dalla centrale di generazione agli utenti finali, in base alla tipologia di utente e al tipo di sistema di generazione.

Essendo il vapore un vettore a scarsa efficienza, a causa dell'elevata temperatura, nella maggior parte degli impianti moderni è stato sostituito da acqua calda. Il rischio di dispersioni di calore, con conseguente perdita di efficienza, aumenta all'aumentare delle temperature. Questo è particolarmente vero per gli impianti che utilizzano tubature non correttamente coibentate.

Il vapore, ancora oggi, è impiegato in alcuni sistemi nel caso in cui vi siano stabilimenti industriali tra gli utenti finali.

### **Seconda generazione**

A partire dagli anni '30 del XX secolo è stata sviluppata la seconda generazione di TLR che è proseguita fino agli anni '70. Il calore, prodotto principalmente bruciando carbone e petrolio, veniva trasmesso utilizzando l'acqua calda in pressione come vettore ad una temperatura superiore ai 100°C in tubature in calcestruzzo.

Ad oggi sono presenti ancora diversi impianti in pressione che utilizzano temperature dell'acqua superiori a 100°C. Molti sistemi ricorrono a temperature nettamente inferiori riducendo le perdite nella rete di distribuzione e integrando energie rinnovabili. La tendenza generale è proprio l'adozione di teleriscaldamento a bassa temperatura, con temperature di mandata inferiori ai 50°C e "unità ausiliarie" installate presso gli utenti, aventi lo scopo di innalzare localmente la temperatura di fornitura.

### **Terza generazione**

La terza generazione di TLR è anche definita come "tecnologia scandinava per il teleriscaldamento", poiché molti dei produttori di componenti si trovano in Scandinavia. Le tubature pre-coibentate e pre-fabbricate vengono installate sotto terra e distribuiscono acqua con temperature inferiori ai 100°C. Tali sistemi, nel periodo successivo alla crisi petrolifera, permisero una maggiore sicurezza della fornitura grazie al miglioramento dell'efficienza energetica e all'impiego di carbone, biomassa e rifiuti come fonti di energia.

I miglioramenti nelle tre generazioni di teleriscaldamento non si sono concentrati unicamente sulla diminuzione della temperatura del fluido termovettore e nella conseguente riduzione delle perdite, ma anche nel miglioramento delle proprietà dei materiali impiegati e nell'installazione di sistemi prefabbricati nell'ottica di ottenere costi di investimento minori.

#### **Quarta generazione**

I sistemi di quarta generazione sono attualmente in corso di sviluppo. Secondo lo studio di Lund et al. (2014), questi sistemi devono garantire:

- la possibilità di erogare teleriscaldamento a bassa temperatura per il riscaldamento degli ambienti e per l'acqua calda sanitaria (ACS) agli edifici esistenti, a quelli riqualificati dal punto di vista energetico e a quelli poco energivori di nuova costruzione
- ridurre al minimo le dispersioni della rete
- riciclare il calore da fonti a bassa temperatura e integrare fonti rinnovabili
- costruire sistemi energetici intelligenti integrando reti termiche, fluidi, gas ed elettricità
- un'adeguata pianificazione, costi e motivazioni sulla base del funzionamento e degli investimenti strategici per la trasformazione in futuri sistemi di energia sostenibile.

Le reti di teleriscaldamento di quarta generazione (4GDH) vogliono essere un compromesso tra una minore temperatura di distribuzione, una maggiore flessibilità ed economicità in termini di materiali impiegati nella rete e una più ampia integrazione di energia rinnovabile, grazie alle temperature richieste inferiori nonché a un recupero maggiore del calore di scarto dei processi industriali. Non è possibile impiegare solamente tecnologie rinnovabili termiche, ma è necessaria l'installazione di pompe di calore ad alta efficienza. Tale accoppiamento, tra la rete termica ed elettrica, permette inoltre di ridurre i costi dei sistemi energetici, sfruttando le fasce giornaliere in cui la produzione da fonti rinnovabili è impiegabile e la domanda di elettricità dell'utenza è bassa ed utilizzando l'energia per riscaldare l'acqua. L'uso di energia locale oltre a ridurre l'inquinamento correlato all'utilizzo di combustibili fossili, migliora la sicurezza energetica riducendo la dipendenza da Paesi esteri esportatori.

Molti Paesi del nord d'Europa utilizzano già sistemi a basse temperature, ma non possono essere considerate di quarta generazione in quanto non sono reti "intelligenti" che si affidano a diverse fonti di calore e interconnesse alla rete elettrica, caratteristiche fondamentali per il teleriscaldamento di quarta generazione.

Questi nuovi sistemi giocheranno un ruolo fondamentale nello scenario energetico europeo incrementando l'efficienza nel settore del riscaldamento e climatizzazione degli edifici, riducendo l'inquinamento atmosferico, le emissioni di anidride carbonica e il conseguente contenimento dei cambiamenti climatici.

Per giungere a tali risultati è senza dubbio necessaria un'innovazione tecnologica dei sistemi di TLR. Ad oggi alcune barriere stanno frenando i miglioramenti tecnologici:

- difficoltà nell'ottimizzare l'intero ciclo di vita di una rete di teleriscaldamento
- difficoltà nel gestire diverse risorse di calore, sia da un punto di vista tecnico per uno sfruttamento più efficiente e senza sprechi, sia da un punto di vista economico
- mercato limitato

Uno dei progetti europei che punta a testare e validare l'ottimizzazione, il controllo e la modellazione delle tecnologie per superare tali ostacoli è E2District. Il progetto si articola in diverse fasi:

1. Sviluppare un modello di simulazione della rete di teleriscaldamento utilizzato per ottimizzarne struttura e parametri di funzionamento.
2. Sviluppare un sistema di controllo intelligente che possa adattare la rete alle condizioni climatiche e di domanda di energia realmente presenti.
3. Sviluppare un modello di predizione della domanda di energia che possa basarsi su dati realmente registrati in passato e possa via via adattarsi sempre meglio al reale comportamento dell'utenza.
4. Sviluppare un sistema flessibile per applicarlo a diversi reti poste in condizioni climatiche differenti e che soddisfi utenze differenti.
5. Sviluppare un modello economico per facilitare gli investimenti da parte di operatori e fornitori energetici.
6. Validare il progetto in almeno 3 siti differenti.

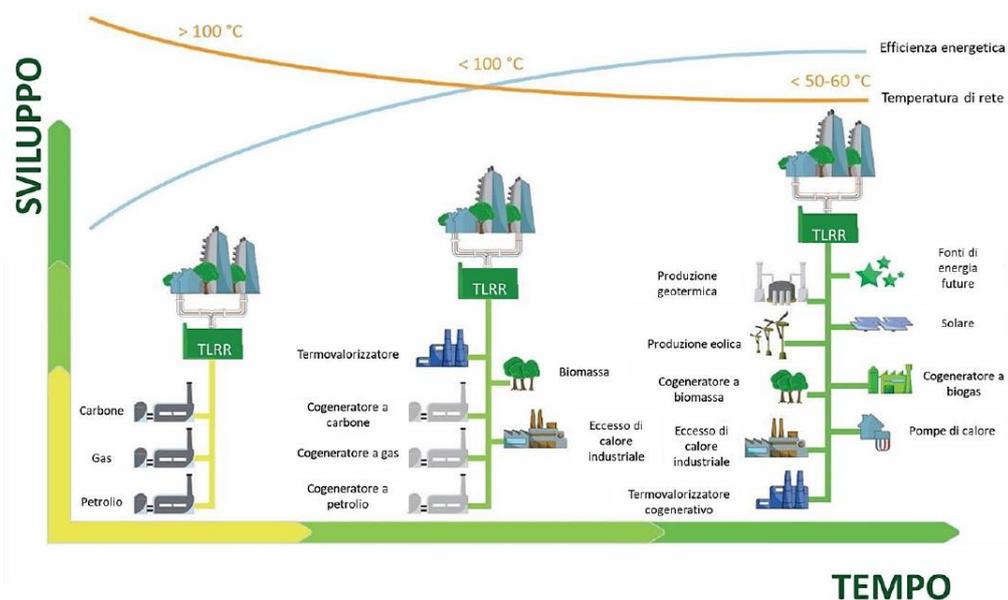


Figura 3: Sviluppo degli impianti di teleriscaldamento. [10]

## 1.5. Il futuro del teleriscaldamento in Italia

In Italia il teleriscaldamento rappresenta un elemento il cui potenziale non è stato ancora valorizzato. È necessario perseguire tale potenzialità per raggiungere i target europei che sono stati imposti nell'ottica di una decarbonizzazione globale.

Secondo uno studio condotto dall'AIRU, il teleriscaldamento porta a un risparmio di 508 ktep annui con una conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari a 1.743.000 ton, ciò equivarrebbe ad installare 1.500.000 impianti fotovoltaici. [13]

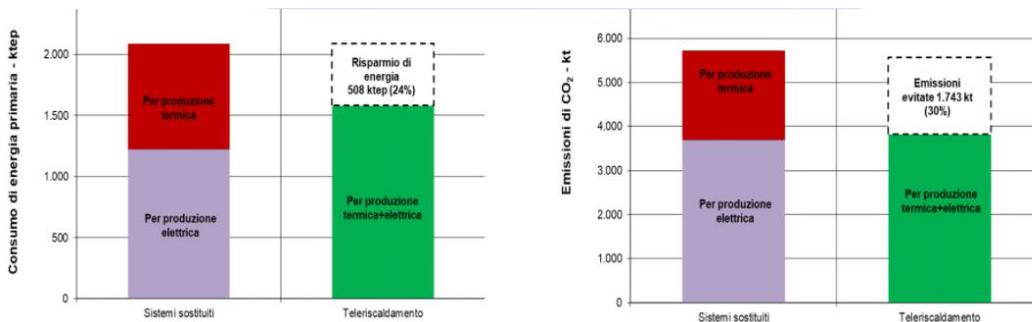


Figura 4: Potenzialità del teleriscaldamento in Italia. [13]

In Figura 5 è riportato il bilancio energetico e ambientale generale consuntivato dai sistemi di teleriscaldamento in esercizio nel 2018.

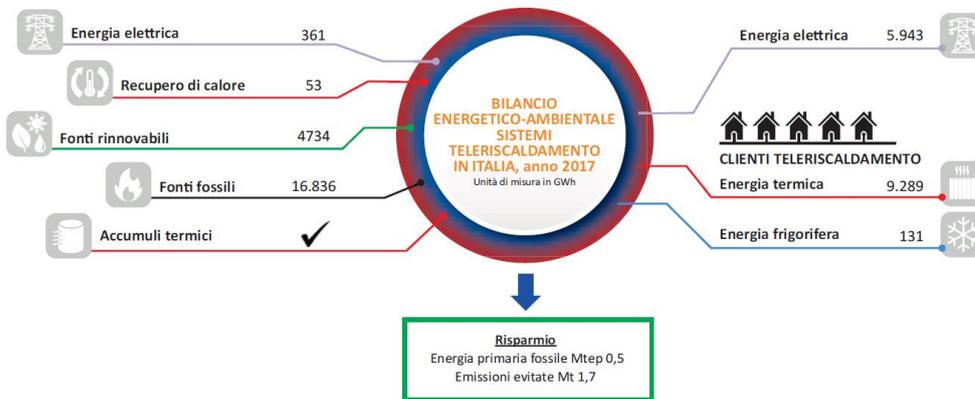


Figura 5: Bilancio energetico-ambientale nell'anno 2017 dei sistemi di teleriscaldamento italiani. [13]

Nel 2018 in Italia le reti recensite risultano essere 368. Nella quasi totalità, esse rappresentano reti di piccole e medie estensioni ad eccezione dei tre grandi centri urbani di Torino, città più teleriscaldata d'Italia, Brescia e Milano.

Il totale della volumetria riscaldata è di 358 milioni di  $m^3$ , pari circa al 3% circa della domanda residenziale, ovvero, 1.290.000 appartamenti medi equivalenti.

Le reti sono maggiormente concentrate nell'Italia settentrionale, il 96% della volumetria riscaldata è localizzata in 5 regioni: Piemonte, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto.

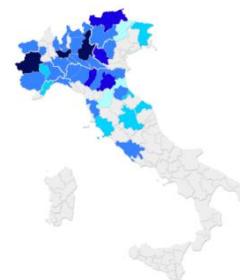


Figura 6: Regioni maggiormente servite da reti di teleriscaldamento.[14]

Di seguito viene riportata la Tabella 1 che riassume la distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento ed in particolare l'incremento delle unità dal 2017 al 2018.

Tabella 1: Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento. [14]

	Regione	Volumetria teleriscaldata		
		Anno 2017	Anno 2018	
		$Mm^3$	$Mm^3$	%
1	Lombardia	148	151,8	42,4
2	Piemonte	90,2	91,5	25,6
3	Emilia-Romagna	42,9	43,8	12,2
4	Trentino Alto Adige	38,1	39,1	10,9
5	Veneto	15,7	15,8	4,4
6	Liguria	4,2	4,2	1,2
7	Lazio	3,6	3,6	1
8	Valle d'Aosta	3	3,3	0,9
9	Toscana	2,3	2,3	0,6
10	Friuli Venezia Giulia	1,2	1,4	0,4
11	Marche	0,7	0,7	0,2
12	Umbria	0,6	0,6	0,2
<b>Totale Italia</b>		350	358	100
<b>Totale Nord</b>		343,3	350,9	
		98%	98%	

Nel Grafico 1 è riportato il rapporto tra volumetria teleriscaldata e il numero di residenti per regione. La Valle d'Aosta supera Piemonte e Lombardia posizionandosi al secondo posto dopo il Trentino Alto Adige.

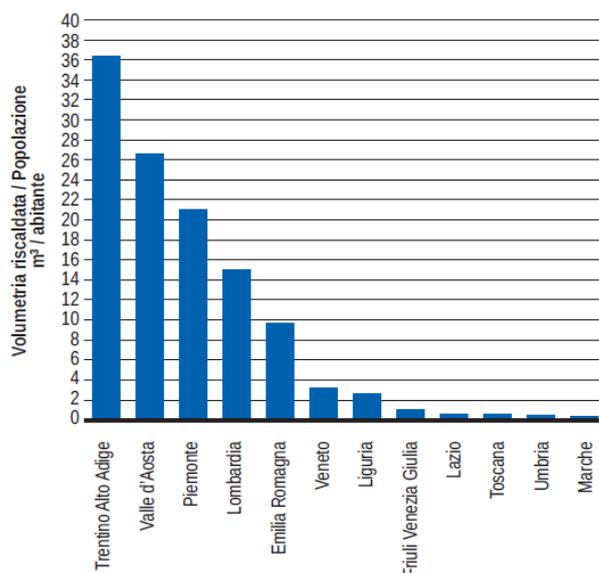


Grafico 1: Volumetria riscaldata per numero di abitanti per regione. [14]

In merito alla tipologia delle centrali che alimentano le reti, le centrali termoelettriche restano al primo posto con 1.109  $MW_t$  installati, seguono le centrali di cogenerazione alimentate a combustibili fossili con 946  $MW_t$ . Rispetto al 2017, risultano invariati i termovalorizzatori RUR (con 562  $MW_t$ ), mentre sono in aumento gli impianti a fonte rinnovabile: bioenergia (636  $MW_t$ ), geotermici a bassa entalpia (134  $MW_t$ ), pompe di calore (45  $MW_t$ ), recupero da processi industriali (44  $MW_t$ ) e solare termico a cui al campo di Varese con 1  $MW_t$  di potenza e alle installazioni di Lodi e Forlì con 0,5  $MW_t$ , si è aggiunto Mantova con 0,07  $MW_t$ .

Tabella 2: Tipologia di impianti di produzione dell'energia. [11]

Tipologia di impianto	Potenzialità installata al 31 dicembre 2018	
	Elettrica MWe	Termica MWt
Centrali termoelettriche		1.109
Impianti di cogenerazione [1]	795	946
Impianti termovalorizzazione RUR		562
Produzione semplice e bioenergie [2]		381
Impianti di cogenerazione a bioenergie	90	255
Impianti a geotermia		134
Pompe di calore		45
Recupero da processo industriale		44
Solare termico		1,5
Caldaie di integrazione e riserva		5.431
<b>Totale Italia</b>	<b>885</b>	<b>8.909</b>

[1] Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili

[2] Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi

Di seguito viene riportato l'andamento della volumetria totale teleriscaldata in migliaia di  $m^3$  negli anni dal 1972 al 2017.

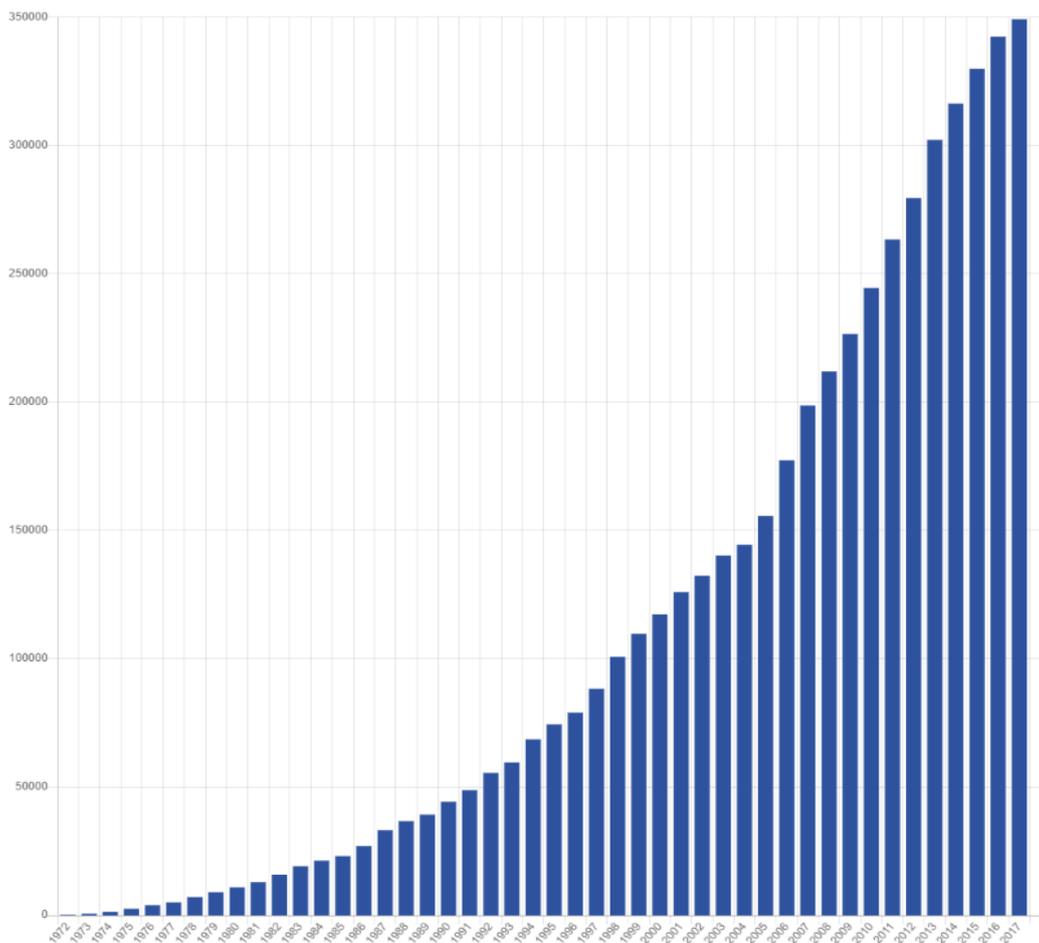


Grafico 2: Volumetria [km<sup>3</sup>] dal 1972 al 2017. [14]

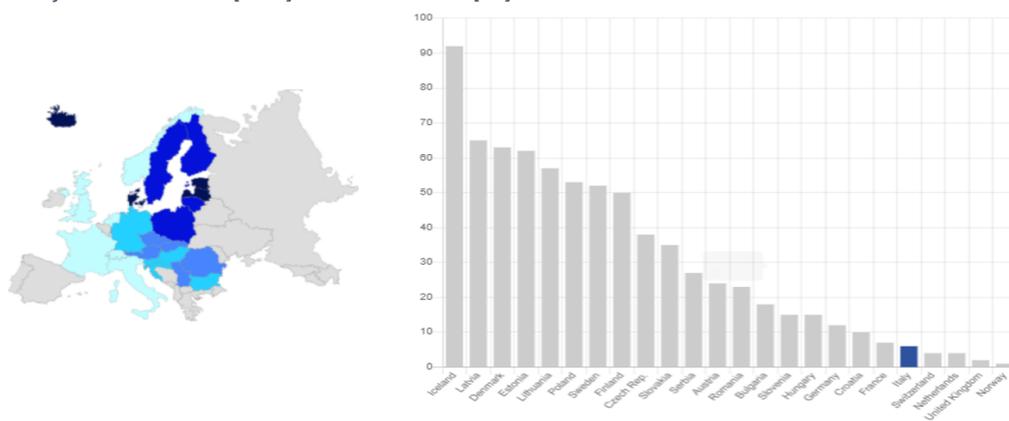


Grafico 3: Percentuale di popolazione servita da un impianto di teleriscaldamento. [14]

A livello europeo l'Italia con meno del 10 % della popolazione servita da una rete di teleriscaldamento è più virtuosa solo di Svizzera, Paesi Bassi, Regno Unito e Norvegia.

La disponibilità di calore sul territorio italiano è molto elevata, ma oggi poco utilizzata. Nel 2005, a 35 anni dall'avvio della prima rete di teleriscaldamento in Italia, le città teleriscaldate erano 100. Nei 5 anni successivi, durante i quali sono stati erogati i Certificati Verdi, altre 70 città hanno sostituito gli impianti esistenti con una rete di teleriscaldamento. Dal 2015 al 2017 si è riscontrata la nascita in un solo nuovo centro urbano. La tecnologia sta vivendo un momento di sofferenza nonostante le nuove iniziative di efficientamento atte al recupero del calore di scarto da processi industriali e all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili.

Di seguito viene riportato il Grafico 4 raffigurante il numero di città teleriscaldate per anno a partire dal 1972 al 2018:

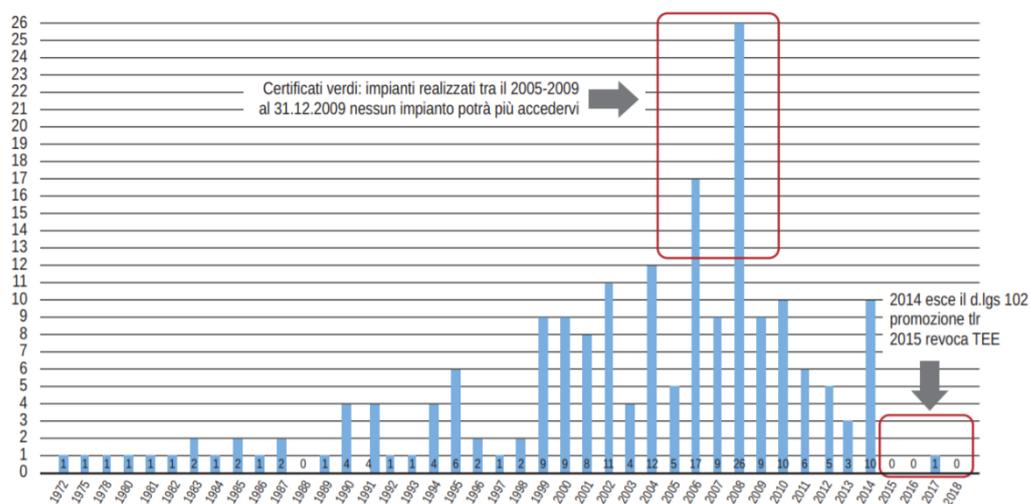


Grafico 4: Città fornite da una rete di teleriscaldamento.[14]

Le reti di teleriscaldamento sono particolarmente diffuse in contesti di elevata urbanizzazione, laddove cioè la concentrazione territoriale di famiglie e imprese rende tecnicamente più agevole soddisfarne i fabbisogni termici: il 65% circa della potenza termica installata in Italia è infatti concentrata nei territori dei comuni con grado di urbanizzazione alto. L'analisi mostra inoltre che nei comuni non montani è installata il 74% della potenza complessiva, associata in particolare a impianti di sola produzione termica alimentati da fonti fossili. [19]

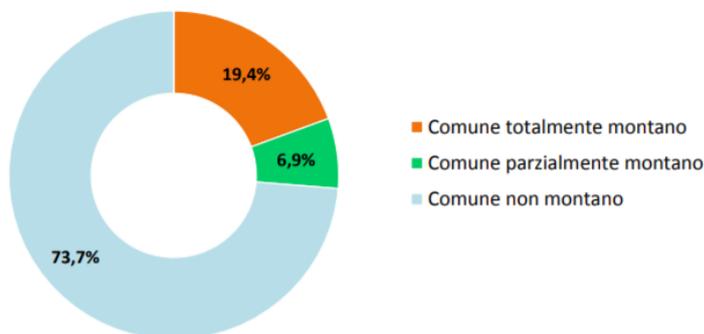


Grafico 5: Potenza termica dei generatori a servizio delle reti di teleriscaldamento in territori montani e non montani (fonte ISTAT).[19]

Secondo uno studio svolto dai Politecnici di Torino e di Milano, atto a valutare il potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente su territorio nazionale, su 329 TWh di calore richiesti dal solo settore civile, ad oggi la domanda tecnicamente teleriscaldabile è di 114 TWh, considerando cautelativamente solo gli edifici che già presentano un sistema di distribuzione centralizzato del calore. In un'ottica di sostenibilità economica, confrontando il TLR con altre fonti di generazione di calore per riscaldamento e considerando i costi di investimento, di trasporto e di distribuzione del calore, è stato stimato di poter soddisfare una domanda di circa 38 TWh. Il 30% di tale energia deriverebbe da geotermia, ad oggi poco sfruttata in Italia. Tale risultato appare ancora più interessante considerando che attualmente la copertura di teleriscaldamento è di appena 9 TWh.

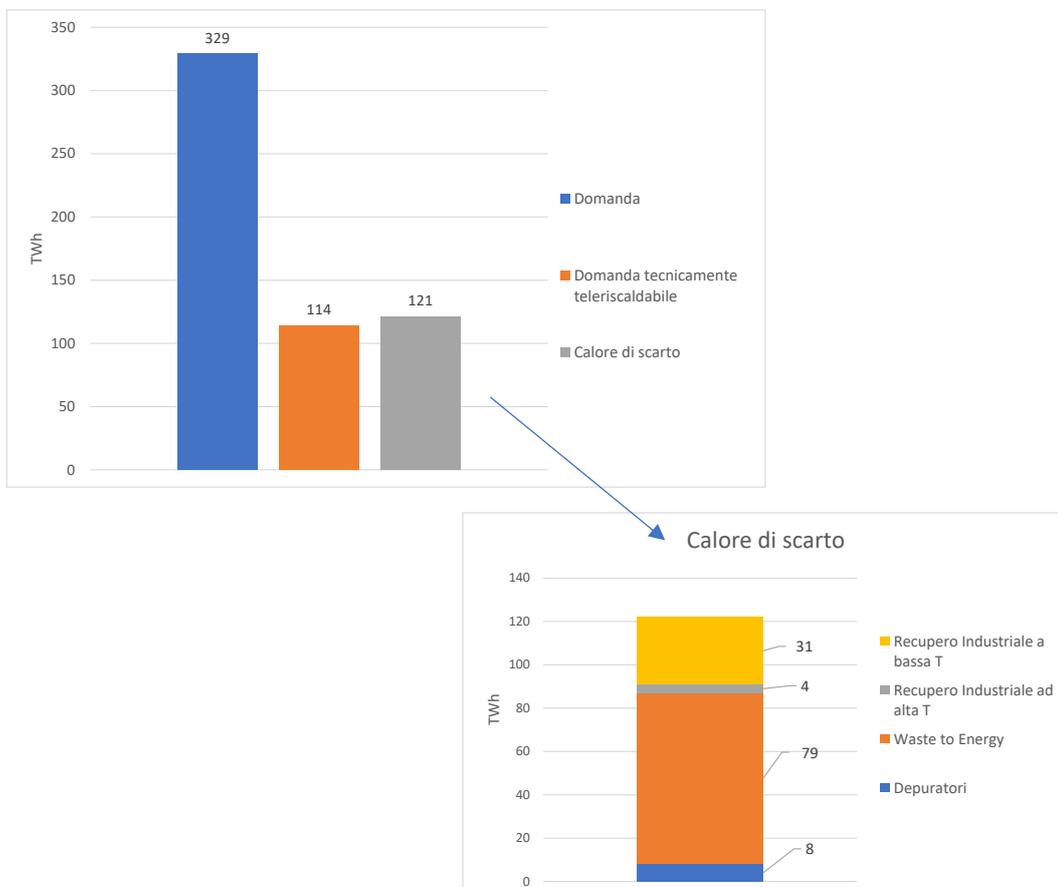


Grafico 6: Risultati dello studio condotto dai Politecnici di Torino e di Milano in merito alla valutazione della potenzialità del teleriscaldamento in Italia.

Per individuare il potenziale di diffusione del teleriscaldamento su tutto il territorio nazionale, lo studio ha valutato sia la domanda di fabbisogno da parte del settore terziario e residenziale considerando la superfici delle abitazioni, l'epoca degli edifici, la classe energetica e il clima in termini di gradi giorno, sia la disponibilità di calore di recupero e rinnovabile.

Il calore di recupero maggiormente sfruttabile si concentra in particolare nel nord Italia e nell'Italia centro-meridionale dove la geotermia è più facilmente sfruttabile. Viceversa il calore recuperabile da impianti cogenerativi si concentra maggiormente nell'Italia

meridionale e in alcune parti dall'arco alpino. Infine il solare termico copre le parti mancanti.

Da un punto di vista ambientale, ampliando le reti di teleriscaldamento, si otterrebbe una riduzione di emissioni in termini di CO<sub>2</sub> pari a quasi 6 milioni di tonnellate e una riduzione di particolato pari a quello emesso da 1 – 4 milioni di auto, in base allo scenario considerato.

Secondo lo studio condotto dal Politecnico di Torino, l'adozione del teleriscaldamento, in particolare nella Pianura Padana, permetterebbe una riduzione nel periodo invernale delle concentrazioni di NOx.

Prendendo come esempio la città di Novara si otterrebbe una riduzione di 7 µg/m<sup>3</sup> di NOx su una media registrata di 45 µg/m<sup>3</sup> raggiungendo i limiti stabili a tutela della salute di 40 µg/m<sup>3</sup>.

Da uno studio ARPA Piemonte, pubblicato a dicembre 2019, dall'analisi delle emissioni di particolato primario PM10 nei singoli mesi dell'anno, è emerso che, mentre per la maggior parte del territorio piemontese nei mesi invernali il contributo emissivo della sorgente riscaldamento risulta predominante, per Torino questo non avviene. Grazie alla capillare diffusione del teleriscaldamento, infatti, l'impatto del riscaldamento è quasi nullo.

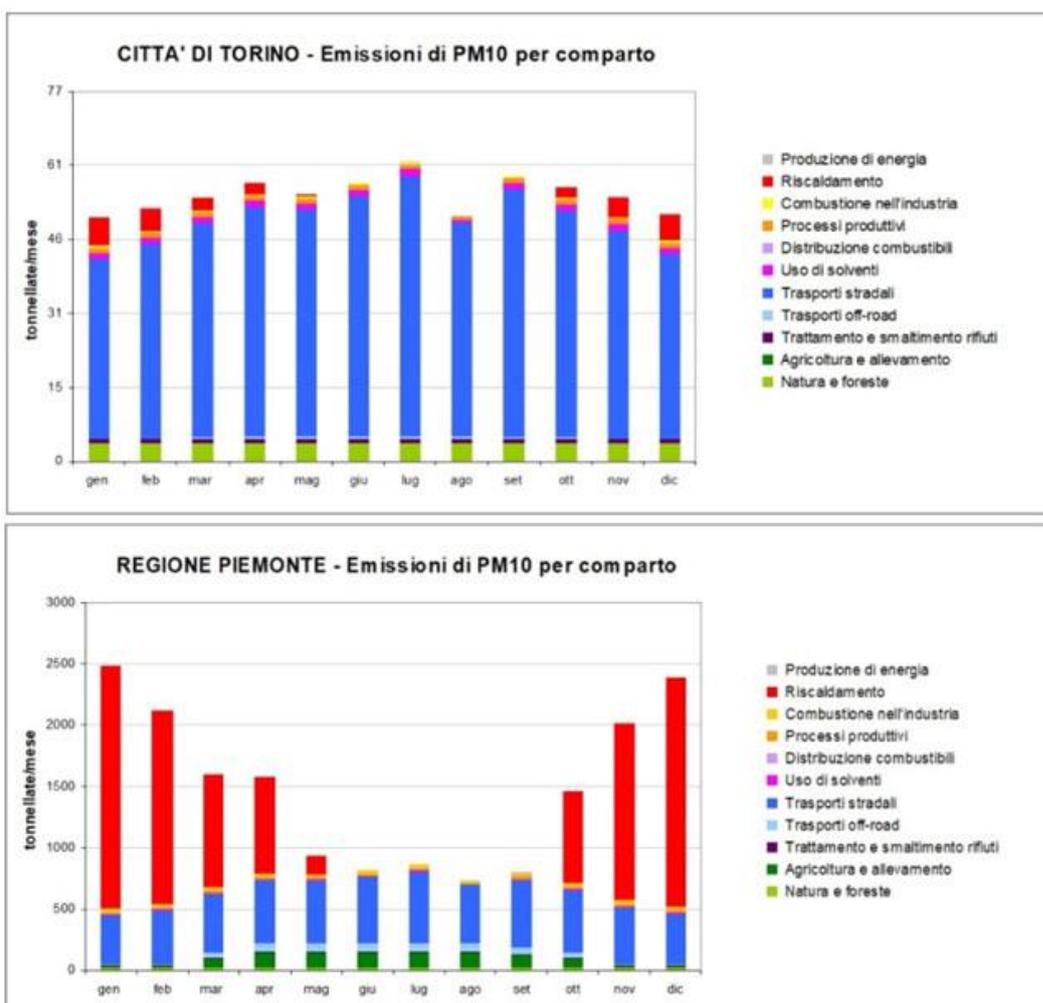


Figura 7: Emissioni PM10 nella città di Torino e nella Regione Piemonte. Studio ARPA.

## 2. Teleriscaldamento a biomassa

Uno dei vantaggi principali dell'utilizzo di biomassa legnosa per la produzione di energia, risiede nel fatto che si possa impiegare una risorsa naturale disponibile localmente con conseguenti benefici ambientali, sociali ed economici. Lo sviluppo di una rete di teleriscaldamento alimentata a biomassa valorizza la materia prima forestale disponibile, prendendo parte a un processo di sostegno e di sviluppo della filiera bosco-legno-energia e rappresentando uno strumento a sostegno della selvicoltura.

L'energia derivabile dalle biomasse è considerata di tipo rinnovabile. Non causa un aumento di emissioni di anidride carbonica, in quanto la CO<sub>2</sub> emessa dalla combustione delle piante è la stessa da esse assorbita in fase di crescita. In termini di effetto serra, il riscaldamento con biomasse ha quindi un potenziale impatto nullo.

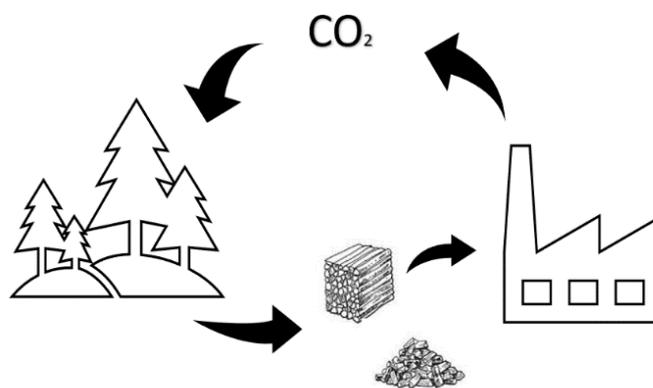


Figura 8: Bilancio di CO<sub>2</sub> per impianti a biomassa legnosa.

Secondo la Federazione Italiana Produttori di Energia da fonti Rinnovabili (F.I.P.E.R.), almeno 458 comuni ubicati in aree alpine, appenniniche e rurali potrebbero ricorrere ad impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa. La potenza installata, dell'ordine di 1000 – 1500 MW termici e 300 – 400 MW elettrici, corrisponderebbe a un valore di investimento di avvio delle reti di 2,5 – 4 miliardi di euro ed un costo di approvvigionamento di biomassa su 20 anni di 5 – 10 miliardi di euro. Impiegando 3 – 6 milioni di tonnellate per anno di combustibile legnoso, si otterrebbe un risparmio in termini di CO<sub>2</sub> di 600 – 700 ton/anno.

### 2.1. Caratteristiche del combustibile

Con il termine biomasse si identificano tutti quei materiali di origine organica che non hanno subito processi di fossilizzazione e che possono essere impiegati come fonti di energia. L'uso del legno come combustibile è vantaggioso in quanto favorisce una miglior cura e manutenzione dei boschi e presenta rischi praticamente nulli per l'ambiente in fase di produzione, trasporto e stoccaggio.

Il volume del combustibile necessario per il periodo che intercorre fra una fornitura e quella successiva, considerando una scorta del 20%, deve essere determinato in funzione del consumo durante tale periodo calcolato alla condizioni di massimo carico termico. È necessario quindi considerare:

- Energia utile giornaliera massima  $E$  [GJ/giorno]
- Rendimento utile medio del periodo  $\eta_u$
- Numero di giorni intercorrenti fra due rifornimenti  $N$  [giorni]
- Potere calorifico inferiore della biomassa  $PCI$  [GJ/m<sup>3</sup>]
- Fattore di maggiorazione per scorta  $\alpha$ , pari almeno al 20%

$$V = \frac{E N \alpha}{PCI \eta_u}$$

Gli impianti con potenze comprese tra 350 – 1000 kW devono garantire un rendimento nominale utile minimo funzione della taglia dell’impianto:

Tabella 3: Rendimento nominale utile minimo per impianti con taglie comprese tra 350-1000 kW.

Rendimento nominale utile per $P_n = 350$ kW	Legge di variazione con la potenza
82	$\eta = 67 + 6 \log P_n$

Il rendimento, oltre che alle caratteristiche dell’impianto, è strettamente dipendente dalla qualità del biocombustibile.

La norma che definisce le caratteristiche qualitative dei biocombustibili solidi è la UNI EN 14961. La qualità dei combustibili legnosi è legata a tre principali parametri:

- *Umidità*: un elevato tenore idrico riduce il potere calorifico.
- *Pezzatura*: limitante nella fase di alimentazione del focolare, se la pezzatura è irregolare possono crearsi ostruzioni ai sistemi meccanici di estrazione e caricamento, viceversa un’eccessiva quantità di parti fini può disturbare il processo di combustione.
- *Contenuto delle ceneri* con il rispettivo punto di fusione. Un elevato contenuto di ceneri riduce l’apporto di aria primaria peggiorando il processo di combustione.

### 2.1.1. Umidità

La biomassa non si trova allo stato anidro, ma ha un contenuto di umidità che varia comunemente tra il 35% e il 50%, a seconda del tipo di legname, del tempo trascorso dalla produzione della biomassa e del tipo di stoccaggio.

Il contenuto di umidità può essere espresso attraverso l'umidità sul secco  $U_s$  e l'umidità sul tale quale  $U_{tq}$ :

$$U_s = \frac{M_u - M_{secco}}{M_{secco}}$$

$$U_{tq} = \frac{M_u - M_{secco}}{M_u}$$

$M_u$ : massa legna umida

$M_{secco}$ : massa della legna anidra

Un elevato grado di umidità, oltre che influenzare negativamente il rendimento energetico a causa della diminuzione della temperatura di combustione in caldaia, può provocare un aumento delle emissioni in alcuni sistemi e favorire la degradazione della biomassa in fase di stoccaggio.

Come riportato in Tabella 4, l'umidità delle specie legnose varia a seconda dei tempi di essiccazione, dal tipo di taglio e pezzatura della legna e dal luogo in cui viene lasciata essiccare. Mediamente in Val Susa grazie alle condizioni climatiche e all'alta ventosità il tempo di essiccazione, che consente di ottenere valori di contenuto idrico adeguati all'uso energetico, è di circa 1,5 anni.

Tabella 4: Umidità media del legno in percentuale. [22]

<b>Umidità media del legno in percentuale</b>				
<b>Tempi di essiccazione</b>	<b>Legna lasciata all'aria aperta</b>		<b>Legna al riparo e ben ventilata</b>	
	<i>Ciocchi</i>	<i>Tronchi</i>	<i>Ciocchi</i>	<i>Tronchi</i>
<i>legna verde</i>	75	78	75	78
<i>3 mesi</i>	48	62	44	61
<i>6 mesi</i>	37	46	29	35
<i>1 anno</i>	26	35	25	27
<i>2 anni</i>	16	24	16	14

## 2.1.2. Contenuto energetico della biomassa

Il potere calorifico di una specie legnosa dipende dal suo contenuto in lignina (25MJ/kg), in cellulosa (16,7MJ/kg) e in resina. È inoltre influente anche la percentuale di corteccia, che presenta un basso potere calorifico e un alto contenuto di ceneri.

Tabella 5: Valori di potere calorifico inferiore del legno con umidità sul secco del 12 - 15%.

<b>Potere calorifico inferiore</b>	<b>kcal/kg</b>	<b>MJ/kg</b>	<b>kWh/kg</b>
Conifere	3800	15,9	4,42
Latifoglie	3600	15,1	4,19
Medio generale	3700	15,5	4,30

All'aumentare del grado di umidità, il potere calorifico non diminuisce solo a causa della minore quantità di sostanza secca effettivamente presente, ma anche perché una parte di energia liberata dal processo di combustione viene sfruttata nell'evaporazione dell'acqua, sottraendosi all'energia disponibile per l'uso termico finale.

Ipotizzando di utilizzare un cippato ricavato da legno con potere calorifico inferiore  $H_i$  pari a 16,7 MJ/kg sul secco, corrispondente a 4,6 kWh/kg, il contenuto energetico varia secondo la formula:

$$H = \frac{H_i(100 - U_{tq})}{100 - 0,025U_{tq}}$$

Il contenuto idrico tipico del pellet, della legna da ardere e del cippato stagionato è pari rispettivamente al circa 10%, 20%, 30%.

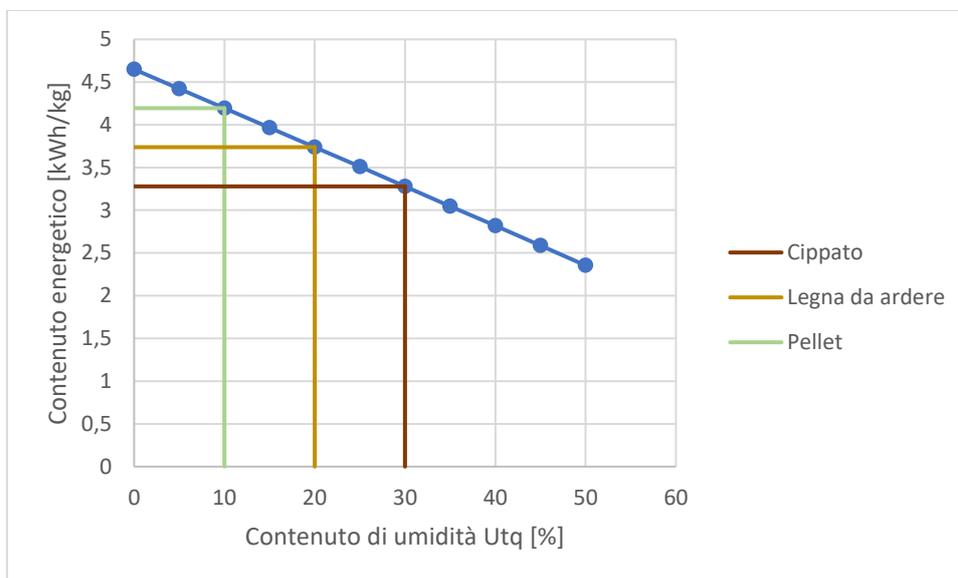


Grafico 7: Contenuto energetico al variare del contenuto di umidità.

Per la produzione di energia termica viene di norma impiegato il cippato. Esso viene ottenuto da apposite macchine, dette cippatrici, che effettuano la triturazione di tronchi, semilavorati o ramaglie. Il legno di base può provenire da interventi silviculturali, scarti di lavorazioni industriali (laddove il legno risulti vergine) oppure da colture dedicate. Il legno viene ridotto in scaglie con lunghezze variabili da 2 a 5 cm, più le caldaie sono di elevata potenza e più il cippato può essere a scaglie grosse ed eterogenee e con elevato contenuto idrico.

## 3. Unità di cogenerazione

Le tipologie più frequenti delle unità di cogenerazione sono le seguenti:

- motori a combustione interna
- impianti turbogas con recupero termico
- impianti a vapore a contropressione o spillamento
- impianti a ciclo combinato, con sezione a vapore a contropressione o spillamento

### 3.1. Impianti ORC

La categoria degli impianti a vapore può essere suddivisa in:

- Impianti a vapor d'acqua (Rankine-Hirn)
- Impianti con fluidi organici (Organic Rankine Cycle)

La tecnologia basata sul ciclo Rankine a fluido organico, permette la produzione contemporanea di energia elettrica e termica messa a disposizione sotto forma di acqua alla temperatura di 60 – 90 °C. Per grandi potenze, superiori a 10MWe, ed elevate temperature invece si preferisce ricorrere a impianti a vapor d'acqua in quanto più performanti. Per tali impianti i rendimenti elettrici sono compresi tra il 10 e il 35% e il rapporto di cogenerazione è compreso tra 0 e 5.

Il ciclo ORC è simile a quello utilizzato da una tradizionale turbina a vapore, eccetto per il fluido di lavoro che, in questo caso, è un fluido organico caratterizzato da un'elevata massa molecolare. Ricorrendo a fluidi organici, caratterizzati quindi dalla presenza di molecole di carbonio, la rotazione della turbina è più lenta, le pressioni di lavoro più basse e non vi sono erosioni delle parti metalliche e della turbina.

Nel Grafico 8 è riportato lo schema di funzionamento di un'unità ORC. Il turbogeneratore vaporizza il fluido di lavoro organico nell'evaporatore (stadio 4 – 5) utilizzando un olio diatermico a media-alta temperatura. Il vapore entra in turbina (stadio 5 – 6) accoppiata al generatore elettrico. Il vapore attraversa poi il rigeneratore (stadio 6 – 7) che preriscalda il liquido organico (stadio 2 – 3) e viene poi condensato nel condensatore (stadio 7 – 8 – 1) dal circuito di raffreddamento. Il fluido infine viene pompato (stadio 1 – 2) nel rigeneratore, giunge nuovamente all'evaporatore e il ciclo viene chiuso. Il circuito di raffreddamento in generale può essere ad aria o ad acqua.

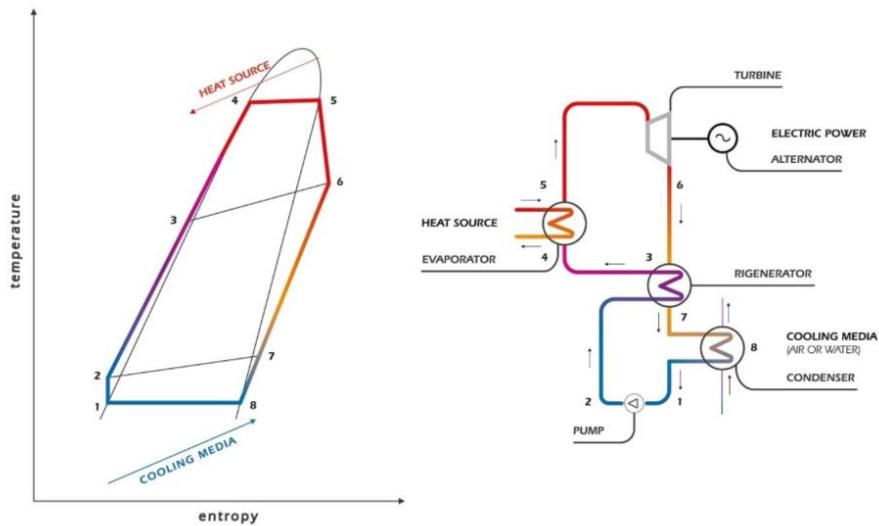


Grafico 8: Organic Rankine Cycle. [8]

I sistemi ORC sono caratterizzati da un'ampia flessibilità grazie alle diversi fonti di energia primaria a cui possono ricorrere, come energie rinnovabili, combustibili convenzionali o calore di scarto dei processi industriali. Nelle applicazioni più comuni per l'evaporazione del fluido organico viene sfruttato il calore proveniente da una caldaia a cippato, in alternativa il circuito ad olio diatermico può essere alimentato da collettori solari a concentrazione.

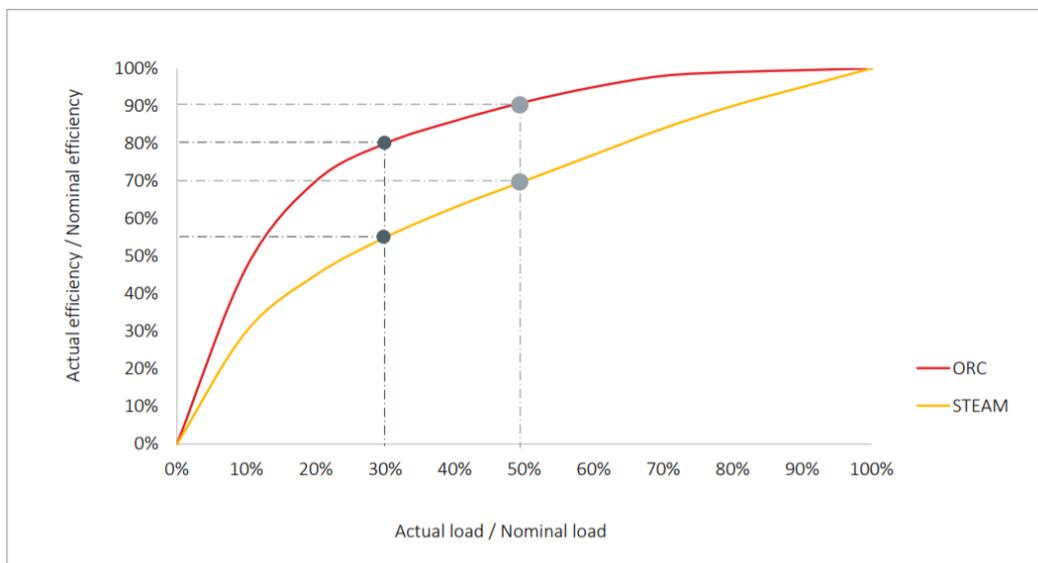


Grafico 9: Confronto dei rendimenti a carico parziale tra una tecnologia ORC e un ciclo a vapore.

Come si evince dal Grafico 9, la tecnologia ORC, rispetto ad un impianto con ciclo a vapore, presenta un comportamento più efficiente quando il carico viene parzializzato. Al 50% l'ORC riduce il rendimento del solo 10% rispetto al - 30% del ciclo a vapore. Al 30% del carico il rendimento scende di altri 10 punti percentuali a fronte del quasi dimezzamento del rendimento dell'impianto a vapore.

Scegliendo appropriatamente il fluido di lavoro è possibile ottenere grande elasticità anche in funzione delle diverse temperature della sorgente che possono scendere al di sotto dei 100°C. Uno dei maggiori vantaggi della tecnologia ORC è la capacità di adattarsi alle versioni di carico termico rapidamente e facilmente.

### 3.1.1. Fluido di lavoro

Le prestazioni di un impianto ORC sono strettamente correlate alla caratteristiche del fluido di lavoro che va selezionato in funzione delle temperature di esercizio e delle potenze scambiate. A seconda del campo applicativo, l'obiettivo può essere massimizzare l'efficienza di conversione o la potenza elettrica prodotta.

I fluidi di lavoro normalmente impiegati sono:

- Alcani (es. butano, pentano)
- Aromatici (es. toluene, benzene)
- Alogenati o Refrigeranti (es. R134a, R245fa)
- Siliconici (es. MM, MDM)

Oltre agli aspetti termodinamici come densità del vapore, pressione di evaporazione e stabilità del fluido, principalmente legate alle portate volumetriche, ai costi dei componenti e al possibile deterioramento alle alte temperature, è importante valutare anche la sicurezza e l'impatto ambientale dei fluidi selezionati.

Il fluido può subire danneggiamenti (degrado tecnico) se sottoposto a temperature superiori alle temperature massime previste.

Nella Tabella 6 vengono riportati alcuni esempi di fluidi di lavoro. La temperatura critica rappresenta il limite superiore a cui il fluido può lavorare e la conseguente pressione raggiunta nel ciclo.

Tabella 6: Fluidi di lavoro tipici con relativa formula chimica, massa molare, temperatura, pressione e densità critiche. [9]

Fluido	Formula chimica	Massa molare [g/mol]	T <sub>CR</sub> [°C]	P <sub>CR</sub> [bar]	ρ <sub>CR</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]
R-134a	CF <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> F	102.0	101.1	40.6	511.9
R-245fa	CF <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> CHF <sub>2</sub>	134.1	154.0	36.5	516.1
MM	C <sub>6</sub> H <sub>18</sub> OSi <sub>2</sub>	162.4	245.6	19.4	258.6
MDM	C <sub>8</sub> H <sub>24</sub> O <sub>2</sub> Si <sub>3</sub>	236.5	290.9	14.1	256.7
Toluene	CH <sub>3</sub> -C <sub>6</sub> H <sub>5</sub>	92.1	318.6	41.3	292.0
n-pentano	CH <sub>3</sub> -3(CH <sub>2</sub> )-CH <sub>3</sub>	72.1	196.6	33.7	232.0

### 3.1.2. Tipologie di alimentazione

#### 3.1.2.1. Geotermia

Gli impianti ORC binari sfruttano il fluido geotermico per vaporizzare il fluido organico secondario che aziona la turbina producendo energia elettrica. Uno dei principali vantaggi è il confinamento del fluido geotermico, che può essere reiniettato completamente rimanendo all'interno di un ciclo chiuso. Esso non entra in contatto né con la turbina né con l'atmosfera, evitando possibili emissioni nocive e corrosioni o incrostazioni dell'impianto.

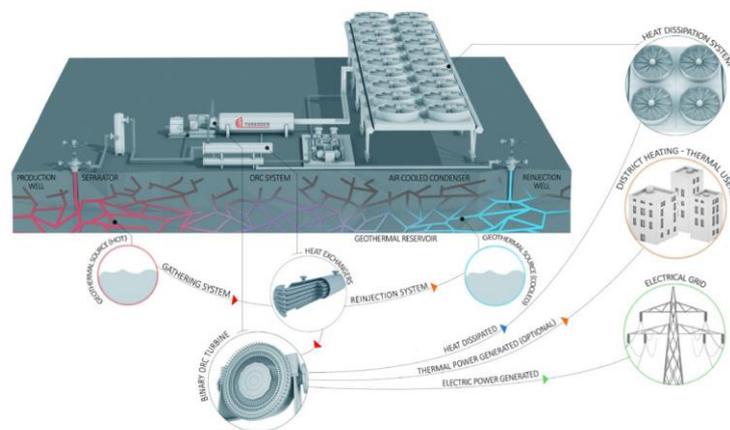


Figura 9: Impianto ORC geotermico. [8]

#### 3.1.2.2. Collettori solari

Facilmente integrabili con impianti a biomassa o di recupero di calore sono gli impianti a concentrazione solare. Potendo funzionare con un carico fino al 10% di quello nominale, hanno una buona capacità di adattarsi alle variazioni di carico in modo semplice e veloce.

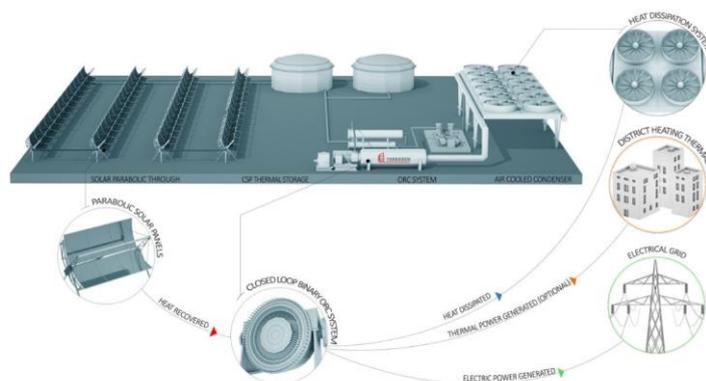


Figura 10: Impianto ORC a collettori solari. [8]

### 3.1.2.3. Biomassa

Impianti particolarmente utilizzati per alimentare reti di teleriscaldamento o utenze ad alta intensità energetica. L'efficienza elettrica di cogenerazione può salire fino al 22%, 30% in caso di produzione di sola energia elettrica.

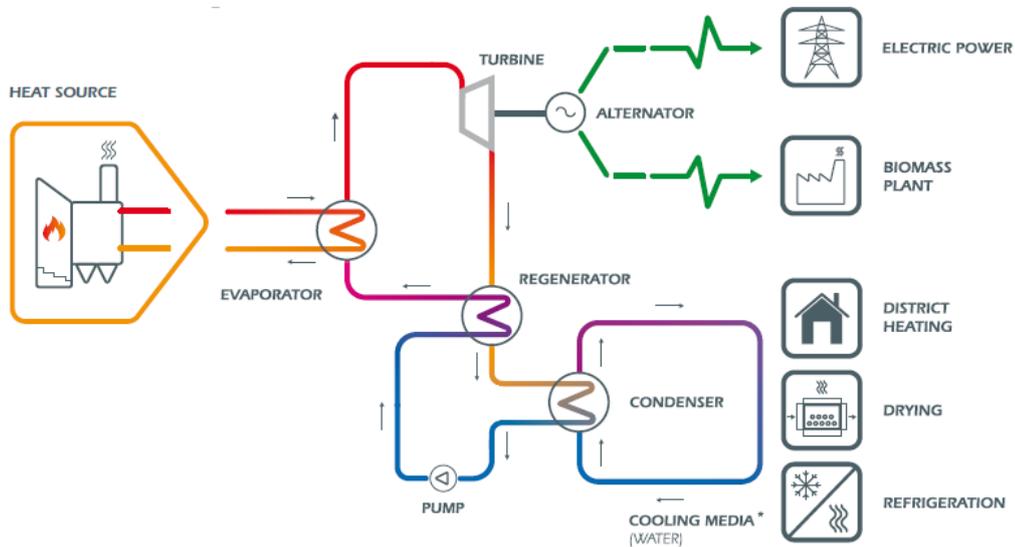


Figura 11: Schema funzionamento di un impianto ORC alimentato a biomassa. [8]

La combustione della biomassa avviene nella caldaia all'interno della quale la conversione dell'energia contenuta nel combustibile in calore viene ceduto al fluido termovettore.

In alcuni casi una quota parte del calore prodotto può essere sfruttato per l'essiccazione della biomassa in ingresso.

Nel 2016 le tipologie di impianti ORC erano suddivise come in Figura 12.

- Total installed capacity : 2749.1 MWel, in 563 power plants
- New capacity planned : 523.6 MWel in 75 plants

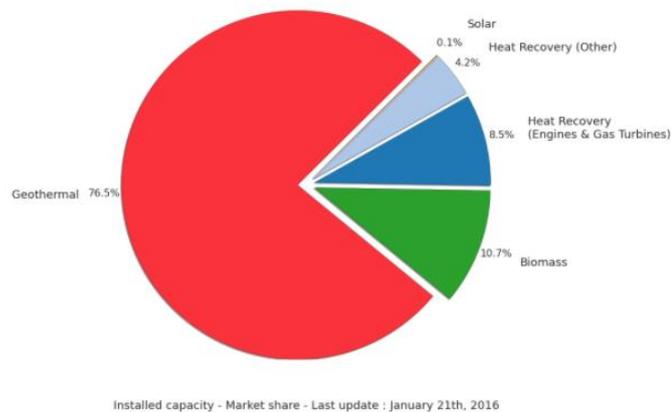


Figura 12: Capacità installata nel 2016 secondo la diversa tipologia di impianto ORC. [Fonte: <http://orc-world-map.org/analysis.html>]

## 4. CAR e incentivi

Per cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica e calore, essa viene definita ad Alto Rendimento (CAR) se garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto a valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore. Il concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento è stato definito nella *Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio n.2004/8/CE*. Gli strumenti e i meccanismi da applicare necessari al raggiungimento degli incentivi e il quadro istituzionale, finanziari e giuridico sono definiti nel *Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n.28*.

Il *Decreto Ministeriale del 4 agosto 2011* stabilisce i nuovi criteri per il riconoscimento della condizione di CAR ed esplicita le metodologie e i criteri da utilizzare per la valutazione del funzionamento di un'unità cogenerativa. Il decreto completa il recepimento della *Direttiva 2004/8/CE e s.m.i.*, iniziato con il *Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20* e in particolare ne integra e sostituisce gli allegati.

Il *DM 4 agosto 2011* recepisce tutte le precisazioni della *Direttiva 2004/8/CE* così come di seguito riportato:

- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento globale annuo  $\eta_{globale}$  almeno pari al 75%;
- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a condensazione con estrazione di vapore è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento globale annuo  $\eta_{globale}$  almeno pari all'80%.

Se tali unità di produzione combinata di energia elettrica e calore presentano rendimenti di primo principio inferiori alle soglie, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come non cogenerativa. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa è la quota parte di energia elettrica che sarebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse con un rendimento di primo principio pari al valore di soglia caratteristico per ciascuna tecnologia. Discorso analogo è da riproporre anche per quanto concerne l'energia associata al combustibile in ingresso all'unità. Infatti, anche tale energia deve essere suddivisa in due aliquote.

Il GSE provvede annualmente al riconoscimento a consuntivo del funzionamento CAR e al numero di Certificati Bianchi a cui hanno diritto le unità di cogenerazione che lo richiedono. Il GSE inoltre può esaminare richieste di valutazione preliminare per unità non ancora in esercizio e indicare eventuali carenze rilevate e modifiche da apportare.

## 4.1. Principali benefici

- ✓ Nell'ambito del dispacciamento l'energia prodotta da cogenerazione ha precedenza rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali. Le unità "prevalentemente da CAR" sono quelle in cui almeno il 50% dell'energia elettrica è prodotta in CAR.
- ✓ Agevolazioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica.
- ✓ Agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano.
- ✓ Possibilità di accedere al servizio Scambio sul Posto<sup>1</sup> dell'energia elettrica prodotta da impianti CAR con potenza nominale fino a 200 kW.
- ✓ La possibilità di ottenere agevolazioni tariffarie per impianti alimentati a Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).
- ✓ Accesso a tariffa base prevista dal *DM 23 giugno 2016* per gli impianti alimentati a biomasse e biogas, anche per l'energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti con potenza superiore a 300 kW.
- ✓ La possibilità di incentivazione dell'energia elettrica prodotta in CAR, netta e immessa in rete da impianti alimentati a biometano con riconoscimento della tariffa prevista per la produzione di energia elettrica da biogas.
- ✓ La possibilità per un impianto termoelettrico, non alimentato a fonte rinnovabile, di essere considerato in assetto cogenerativo ad alto rendimento (classificato nelle categorie SEU e SESEU-b) per l'anno "n" a patto che per l'anno "n-1" l'energia cogenerata risulti maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell'impianto.

---

<sup>1</sup> Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Si utilizza quindi il sistema elettrico come strumento di immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta. ([www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto](http://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto))

## 4.2. Requisiti

Per definire la CAR, oltre alla definizione del *rendimento globale* è necessario utilizzare il criterio basato sull'*indice PES*.

Il rendimento globale, le cui soglie sono state definite nel paragrafo 4, viene definito come il rapporto tra la somma di energia elettrica e calore prodotti e l'energia associata al combustibile in ingresso:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F}$$

L'indice PES (Primary Energy Saving) rappresenta il risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore. Il *Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015* riporta i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore ai fini del calcolo e della verifica dell'indice PES.

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}}$$

Dove:

- $CHPH_{\eta}$  è il rendimento termico in assetto cogenerativo. Viene calcolato come il rapporto tra la quantità di calore utile cogenerato annua e l'energia in ingresso al generatore necessaria alla produzione sia elettrica che termica da cogenerazione.
- $CHPE_{\eta}$  è il rendimento elettrico in assetto cogenerativo. Viene definito come il rapporto tra l'energia elettrica utile cogenerata annua e l'energia riferita al combustibile in ingresso necessaria alla produzione sia elettrica che termica da cogenerazione.
- $Ref H_{\eta}$  e  $Ref E_{\eta}$  sono rispettivamente i valori di riferimento del rendimento per la produzione separata di calore ed energia elettrica.

In particolare, la CAR è:

- la produzione combinata di energia elettrica e calore utile che fornisce un risparmio di energia primaria, pari almeno al 10%, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore ( $PES \geq 0.10$ );
- la produzione combinata di energia elettrica e calore utile mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione (cioè di potenza rispettivamente inferiore a 1 MW e inferiore a 50 kW) che forniscono un risparmio di energia primaria ( $PES \geq 0$ ).

Il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica deve essere

calcolato con riferimento all'intera produzione di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato durante l'intero anno di rendicontazione.

La scelta del dimensionamento della quota parte di potenza termica in cogenerazione è sempre condizionata da valutazioni specifiche sulla redditività degli investimenti richiesti. Nel caso di impianti alimentati a gas naturale è possibile applicare le accise previste per usi industriali, aspetto approfondito in seguito nel paragrafo 4.5 - Accisa sul gas naturale.

### 4.3. Certificati Bianchi

I Certificati Bianchi sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica. Un certificato equivale al risparmio di una Tonnellata Equivalente di Petrolio (TEP).

Chiamati anche Titoli di Efficienza Energetica (TEE), i Certificati Bianchi sono il principale meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica nel settore industriale, delle infrastrutture a rete, dei servizi e dei trasporti, ma riguardano anche interventi realizzati nel settore civile e misure comportamentali.

È necessario definire:

- *Consumo di baseline*: in caso di nuovi impianti per cui non esistono valori di consumi energetici antecedenti all'intervento, il consumo di baseline è pari al consumo di riferimento.
- *Consumo di riferimento*: consumo di energia primaria che in relazione al progetto proposto è attribuibile all'intervento che alla data di presentazione del progetto costituiscono l'offerta standard di mercato in termini tecnologici e/o lo standard minimo fissato dalla normativa.
- *Risparmio energetico addizionale*: differenza di energia primaria (TEP) fra il consumo di baseline e il consumo conseguente alla realizzazione del progetto.

In seguito la valutazione può essere fatta secondo:

1. *Metodo a consuntivo*: consente di quantificare il risparmio addizionale conseguibile mediante il progetto di efficienza energetica
  - Progetto a consuntivo PC: quantifica il risparmio energetico addizionale tramite una misurazione puntuale delle grandezze caratteristiche. Per determinare il consumo di baseline il proponente dovrà considerare le misure dei consumi relative ad un periodo almeno pari a 12 mesi precedenti alla realizzazione del progetto, con frequenza di campionamento almeno giornaliera. I PC nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio devono aver generato almeno 10 TEP di risparmio addizionale

2. *Metodo standardizzato*: consente di quantificare il risparmio addizionale conseguibile mediante il progetto di efficienza energetica realizzato su siti per cui sia dimostrata la ripetitività dell'intervento in contesti simili e la non convenienza economica del costo relativo all'installazione di misuratori dedicati ai singoli interventi a fronte del valore economico indicativo dei Certificati Bianchi ottenibili.

Il campione deve essere rappresentativo in termini di numerosità, tipologia delle variabili energetiche da monitorare.

I PS nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio devono aver generato almeno 5 TEP di risparmio addizionale.

I progetti standardizzati sono installazione LED, installazione di motori elettrici, installazione di impianti di produzione dell'aria compressa, bolletta smart, acquisto di flotte di veicoli ibridi ed elettrici.

Secondo il *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 Settembre 2011*, possono accedere al meccanismo dei Certificati Bianchi le unità di cogenerazione riconosciute CAR a consuntivo, entrate in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo il 6 marzo 2007 e abbinate ad una rete di teleriscaldamento, per un periodo di 15 anni solari a decorrere dal primo gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio.

Il risparmio di energia primaria annuale, espresso in MWh, viene quantificato attraverso il calcolo del RISP:

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{ERIF}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{TRIF}} - F_{chp}$$

Dove:

- $E_{chp}$  è l'energia elettrica prodotta dalla parte CHP dell'unità cogenerativa
- $H_{chp}$  è l'energia termica utile dall'unità di cogenerazione
- $F_{chp}$  è l'energia in ingresso alla parte CHP dell'unità cogenerativa
- $\eta_{ERIF}$  è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano pari a 0.82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico e 0.90 nel caso di produzione di acqua calda/vapore
- $\eta_{TRIF}$  è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano pari a 0.46 da correggere secondo le modalità espresse nell'*Allegato IV del Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della commissione del 12 Ottobre 2015*.

## 4.4. Tariffe ed incentivi

È previsto il pagamento di un contributo di istruttoria, variabile in base alla capacità di generazione dell'unità cogenerativa, per tutti coloro che richiedono il riconoscimento delle unità di cogenerazione. Per potenze comprese tra 50 kW e 1MW tale pagamento ammonta a 250 €, per potenze comprese tra 1MW e 10MW il corrispettivo è di 1.500 €, 5.000 € per potenze superiori a 10MW.

All'interno del *D.M. 23/06/16* sono riportate le procedure per la richiesta di accesso agli incentivi, le modalità di calcolo e di erogazione e le tipologie di controlli e verifiche dell'impianto. Il decreto sostiene la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed, in particolare, stabilisce gli incentivi per impianti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici aventi potenza superiore a 1kW ed entrati in esercizio dopo il 31 Dicembre 2012. Le tariffe variano in base al tipo di fonte rinnovabile e alla potenza dell'impianto come riportato in Tabella 7.

Per gli impianti di nuova costruzione fino a 500 kW che scelgono di richiedere la tariffa onnicomprensiva, ai sensi dell'articolo 7, comma 4, il GSE provvede a riconoscere, sulla produzione netta immessa in rete, la tariffa:

$$T_o = T_b + P_r$$

Dove  $T_b$  è la tariffa incentivante base ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto,  $P_r$  è l'ammontare totale degli eventuali premi a cui ha diritto l'impianto. Per gli altri impianti di nuova costruzione il GSE provvede per ciascuno alla determinazione dell'incentivo  $I$  sulla base dei dati della produzione di energia elettrica netta immessa in rete e dei prezzi zonalari orari  $P_z$ , applicando la seguente formula:

$$I_{\text{nuovo impianto}} = T_b + P_r - P_z$$

Il 9 agosto 2019 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 il nuovo *DM FER* riguardante gli incentivi alle fonti rinnovabili per il triennio 2019-2021. Il nuovo decreto si pone in un'ottica di continuità con il precedente Decreto Ministeriale 23 giugno 2016, ma non ha ancora definito valori per l'energia elettrica da biomassa, che risulta pertanto non incentivata ad oggi, in attesa di eventuali meccanismi futuri.

Tabella 7: Tariffe e vita utile degli impianti suddivisa per tipologia di fonte rinnovabile e potenza. [Estratto Tabella 1, DM 26 giugno 2016 [16]]

VITA UTILE CONVENZIONALE, TARIFFE INCENTIVANTI E INCENTIVI PER I NUOVI IMPIANTI				
Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	TARIFFA
		kW	anni	€/MWh
Gas residuati dai processi di depurazione		1<P≤1000	20	111
		1000<P≤5000	20	88
		P>5000	-	-
Biogas	a) prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B	1<P≤300	20	170
		300<P≤600	20	140
		600<P≤1000	20	120
		1000<P≤5000	20	97
		P>5000	20	85
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	233
		300<P≤600	20	180
		600<P≤1000	20	160
		1000<P≤5000	20	112
		P>5000	-	-
Biomasse	a) prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B	1<P≤300	20	210
		300<P≤1000	20	150
		1000<P≤5000	20	115
		P>5000	-	-
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	246
		300<P≤1000	20	185
		1000<P≤5000	20	140
		P>5000	-	-
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfetariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 del decreto 6 luglio 2012	1<P≤5000	-	-
		P>5000	20	119
Bioliquidi sostenibili		1<P≤5000	20	60
		P>5000	-	-
Solare termodinamico		1<P≤250	25	324
		250<P≤5000	25	296
		P>5000	25	291

#### 4.5. Accisa sul gas naturale

Secondo l'articolo 21 comma 2 del D.L.vo n 504/95 il gas naturale rientra tra i prodotti energetici assoggettati ad imposizione secondo le aliquote di accisa stabilite nell'allegato I. In tale documento il prezzo al m<sup>3</sup> per usi industriali del gas naturale è di euro 0,012498; per usi civili di 0,17320 euro.

L'esenzione dall'accisa è prevista in caso di produzione, diretta o indiretta, di energia elettrica, con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica. Al gas naturale utilizzato dal motore costituente il cogeneratore viene applicata l'aliquota prevista per la produzione di energia elettrica: l'agevolazione porta a una riduzione dei costi fino a 0,0004493 euro/mc per un consumo specifico ammesso di 0,25 m<sup>3</sup>/kWh di energia elettrica prodotta. In caso di

autoproduzione di energia elettrica, le aliquote sono ridotte al 30% quale che sia il combustibile impiegato.<sup>2</sup>

L'applicazione dell'aliquota industriale al gas metano è prevista nei casi elencati nell'*art. 26, comma 3, del D.L.vo 504/95*. In particolare "si considera compreso negli usi industriali il gas metano impiegato nel teleriscaldamento alimentato da impianti di cogenerazione aventi le caratteristiche tecniche indicate all'*art.11, comma 2, lettera b), della legge 9 Gennaio 1991, n.10*" cioè: "potenza elettrica installata per la cogenerazione pari ad almeno il 10% della potenza termica erogata all'utenza". Al gas naturale utilizzato dalle caldaie di integrazione e soccorso costituenti la centrale di cogenerazione viene applicata l'aliquota prevista per gli usi industriali.

Per ottenere il riconoscimento dall'aliquota industriale secondo la *legge 08 gennaio 1991 n.100 all'art.11 comma 2* viene definito che l'impianto di cogenerazione deve avere una potenza superiore a 10 MWth o a 3MWel.

Secondo il regolamento di attuazione per la concessione ed erogazione del contributo *art.11 della legge 10/91*, vi sono tre estensioni sostanziali al criterio originario:

- Il rapporto tra la potenza elettrica e la potenza termica installate deve essere almeno 0,1.

$$\frac{P_{el}}{P_{thCOGENERATORE} + P_{thCALDAIE}} * 100\% > 10\%$$

- Su base annuale, la produzione di energia elettrica deve essere almeno il 10% della produzione di energia termica.

L'operatore alla fine di ciascun esercizio finanziario dovrà trasmettere all'ufficio delle dogane competente una relazione tecnica contenete i seguenti dati:

- Energia elettrica prodotta
- Energia termica immessa nella rete
- Quantità di metano utilizzato dal cogeneratore
- Quantità di metano utilizzato dalle caldaie

---

<sup>2</sup> Tabella A – Impieghi dei prodotti energetici che comportano l'esenzione dall'accisa o l'applicazione di un'aliquota ridotta.

- La caldaie di integrazione e soccorso sono parti integranti del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale di cogenerazione.

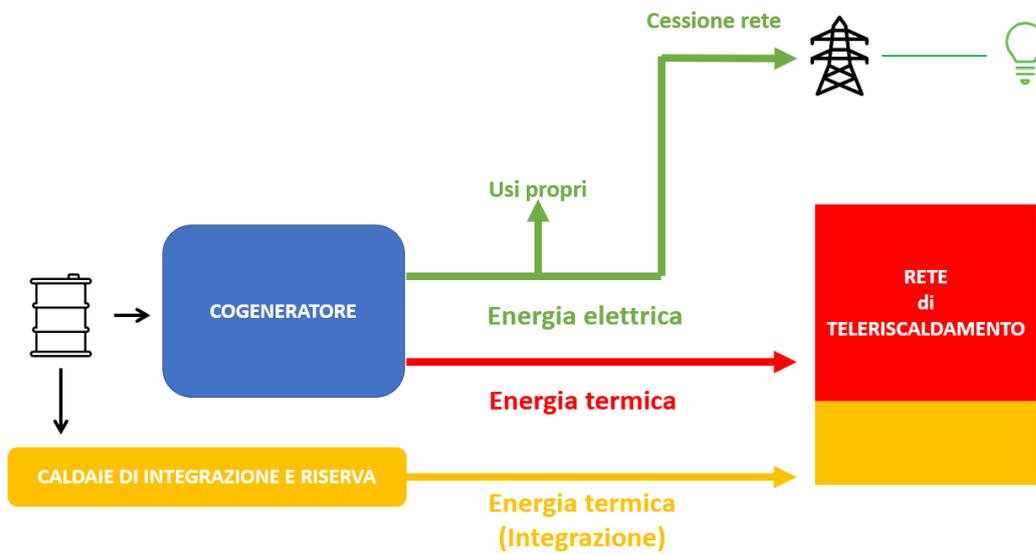


Figura 13: Schema di centrale.

## 5. Confronto con realtà in ambito montano

### 5.1. Sestriere

Sestriere è un comune montano di 929 abitanti situato nella provincia di Torino a 2.035m s.l.m. Si trova sul colle omonimo che mette in comunicazione la Val Chisone e la Val Susa. I nuclei abitativi sono Sestriere Colle, Sestriere Borgata, Champlas du Col e Champlas Janvier.

La centrale di teleriscaldamento e cogenerazione di Matan Alpi situata a Sestriere è entrata in funzione nel 1993 e serve le zone di Sestriere Colle e Borgata. La rete, lunga 13.712 km, riscalda un totale di 1.032.198 m<sup>3</sup> di utenza composta dal 62% dal settore residenziale.

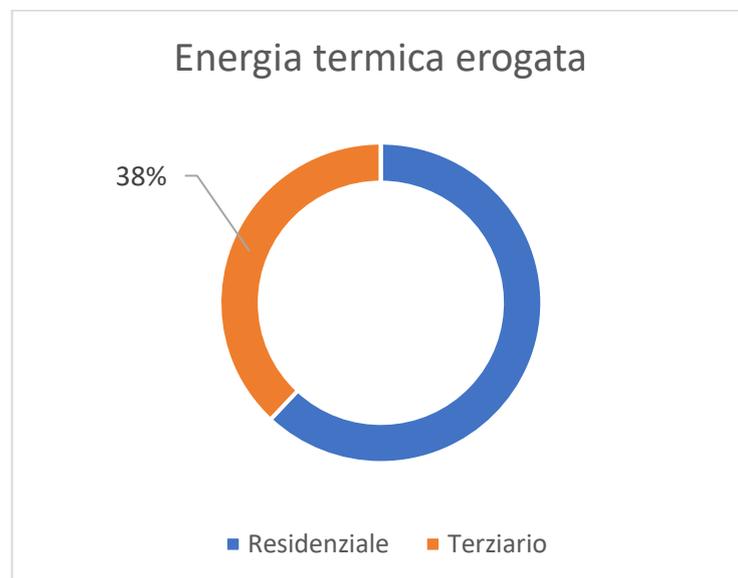


Grafico 10: Tipologia utenza Sestriere.

I sistemi di cogenerazione CHP producono in un unico impianto energia elettrica e calore sfruttando le dispersioni termiche dovute al processo di generazione di energia elettrica e determinando un minor consumo di combustibile rispetto alla produzione separata. L'energia elettrica proviene da motori termici in cui il calore viene convertito in energia meccanica e quindi elettrica, mediante generatori elettrici. I fumi di scarico consentono il recupero del calore per la rete del teleriscaldamento.

La centrale di Sestriere presenta un gruppo cogenerativo a gas installato nel 2005 e composto da 5 motori per un totale di 8,735 MW termici e 8,250 MW elettrici di potenza nominale. I motori a combustione interna rappresentano uno dei sistemi più diffusi per la cogenerazione grazie all'elevata affidabilità e un costo di investimento relativamente limitato.

Alle 3 caldaie di integrazione e riserva presenti, ne sono state aggiunte altre 5 nel 2009 per un totale di 22,9 MW di potenza termica da caldaia installata. Lungo la rete sono presenti 111 sottocentrali d'utenza per il solo riscaldamento e 63 per la produzione di acqua calda sanitaria. [14]

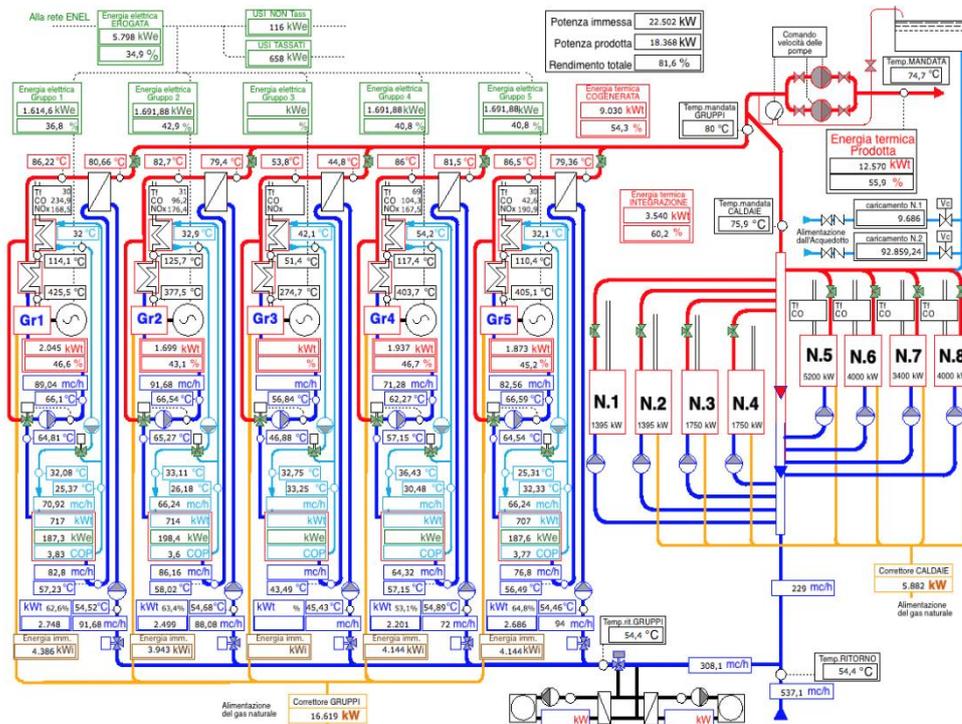


Figura 14: Valori di portate, temperature e potenze erogate dalla centrale di Sestriere nel giorno del 16 febbraio 2016 alle ore 08:00.

Ogni motore a combustione è stato accoppiato ad una pompa di calore. L'acqua di ritorno dalla rete di distribuzione del teleriscaldamento raffredda inizialmente lo scambiatore dell'olio e dell'acqua del motore ed il primo stadio intercooler. L'acqua viene infine portata a una temperatura di circa 80°C all'interno di uno scambiatore che porta i fumi ad alta temperatura fino a circa 100°C. La pompa di calore recupera il calore di scarto dai fumi a bassa temperatura, portandoli ad una temperatura di circa 50°C, e dal secondo intercooler del motore. Tale recupero permette di innalzare la temperatura di evaporazione del refrigerante consentendo una diminuzione del lavoro di compressione e quindi un miglioramento del COP.

Il picco della domanda viene soddisfatto impiegando le caldaie di integrazione e riserva che contribuiscono ad innalzare la temperatura dell'acqua di mandata nella rete di distribuzione del calore.

### 5.1.1. Analisi dei consumi

I dati di seguito analizzati sono relativi all'anno solare 2019. Sono stati registrati sia i dati di potenza ed energia relativi al gruppo motori in accoppiamento alle pompe di calore, sia quelli totali della centrale, da cui si possono quindi ricavare i contributi delle caldaie di integrazione e riserva. I dati, raccolti con intervalli di 20 minuti circa, riguardano anche le portate d'acqua circolanti nella rete con relativo salto di temperatura.

Dal momento che i dati meteo registrati da Arpa Piemonte hanno una frequenza oraria, si è ritenuto opportuno calcolare una media oraria dei valori registrati.

Per ciascun mese sono stati calcolati i consumi energetici [MWh] a partire dai dati raccolti dal contatore di energia della centrale.

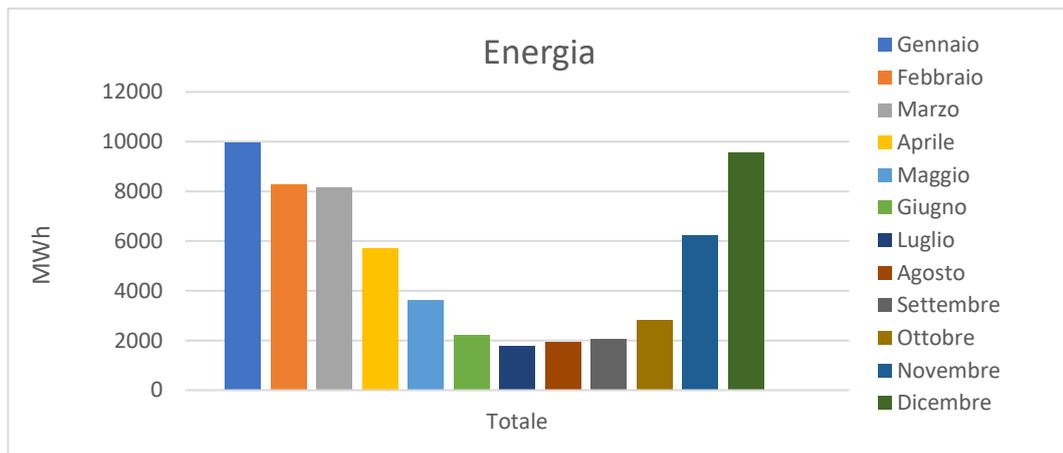


Grafico 11: Consumi [MWh] dell'anno 2019. Centrale di Sestriere.

Dalle potenze e dai consumi registrati mensilmente è possibile suddividere l'anno solare in sottoperiodi che presentano temperature esterne e profili di occupazione delle utenze molto simili, per ciascun periodo sarà modellato l'andamento medio di potenza erogata dalla centrale alle diverse ore del giorno e l'andamento delle temperature e portate nella rete di distribuzione del calore.

Nella Tabella 8 viene riportata la suddivisione dei mesi nelle tre stagioni caratteristiche con i relativi range di consumi e gradi giorno che si sono registrati nell'anno analizzato.

Tabella 8: Suddivisione dei mesi per gradi giorno e fascia dei consumi energetici.

	Consumi MWh	Mesi [-]	Gradi giorno [GG]
<b>Stagione invernale</b>	8.300 - 10.000	Gennaio	748
		Dicembre	642
	6.250 - 8.300	Febbraio	538
		Marzo	614
<b>Stagione intermedia</b>	4.000-6.250	Aprile	593
		Novembre	658
<b>Stagione estiva</b>	1.700 - 4.000	Maggio	505
		Giugno	505
		Luglio	188
		Agosto	211
		Settembre	307
		Ottobre	416
			<b>5.925</b>

Dai dati orari raccolti in merito all'energia erogata dalla centrale e dai dati meteo relativi alla temperature medie giornaliere è possibile evidenziare la stretta correlazione tra il consumo delle utenze e i gradi giorno relativi ai diversi mesi dell'anno. I gradi giorno vengono definiti dal DPR 412/93 come la "somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20°C, e la temperatura media esterna giornaliera". Per i comuni molto freddi in fascia climatica E caratterizzati da un numero di gradi giorno maggiore di 3.000, la rilevazione viene estesa a tutto l'arco dell'anno.

Di seguito viene riportata la correlazione tra i consumi energetici per riscaldamento della centrale di Borgata Sestriere e i relativi gradi giorno registrati nell'anno 2019.

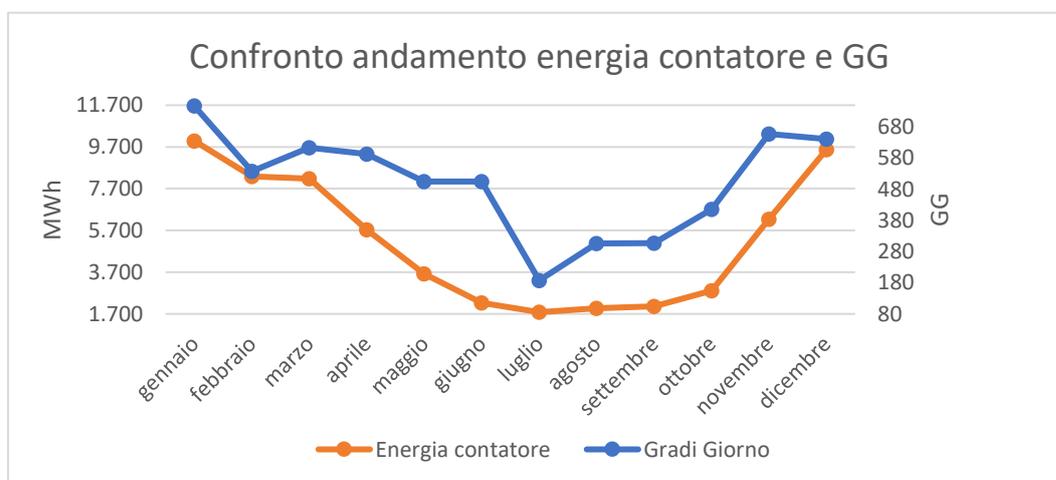


Grafico 12: Andamento consumi energetici [MWh] e dei gradi giorno [GG] in un anno solare.

Come atteso, nei mesi delle stagioni caratterizzate da temperature più rigide, la domanda di energia termica richiesta dalle utenze servite dalla rete di teleriscaldamento è maggiore.

Per ciascun mese è stato ricavato l'andamento medio delle curve di carico giornaliere. L'andamento generale della curva di potenza è molto simile tra i diversi mesi analizzati. Il picco di potenza maggiore si registra all'accensione del servizio di riscaldamento tra le 06:00 e le 07:00. La domanda decresce nella parte centrale della giornata, durante la quale gli apporti gratuiti solari innalzano sia le temperature esterne che quelle interne agli edifici. Un secondo picco si registra tra le 18:00 e le 19:00.

La suddivisione stagionale riportata in Tabella 8 è visibile nel Grafico 13 che mostra come nei mesi più freddi (Gennaio, Dicembre, Febbraio e Marzo) la potenza sia nettamente superiore alla stagione estiva. I mesi di aprile e novembre presentano potenze intermedie.

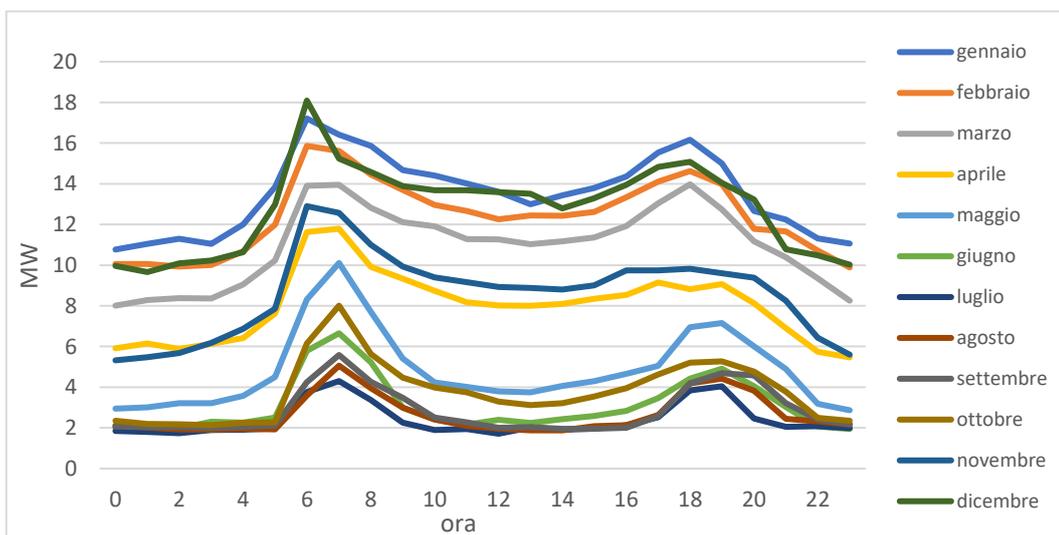


Grafico 13: Andamento orario delle potenze per ciascun mese.

I mesi della stagione invernale presentano consumi più elevati, oltre che per la rigidità climatica che li caratterizza, anche perché rappresentano la stagione turistica per le località montane. L'utenza di Sestriere è infatti composta nella quasi totalità da alberghi e seconde case. Ciò viene confermato dall'andamento delle potenze nei diversi giorni settimanali.

Di seguito viene riportato il Grafico 14 relativo al mese di gennaio. I consumi più elevati vengono registrati dal giovedì alla domenica, mentre il lunedì e il martedì le potenze presentano picchi più bassi.

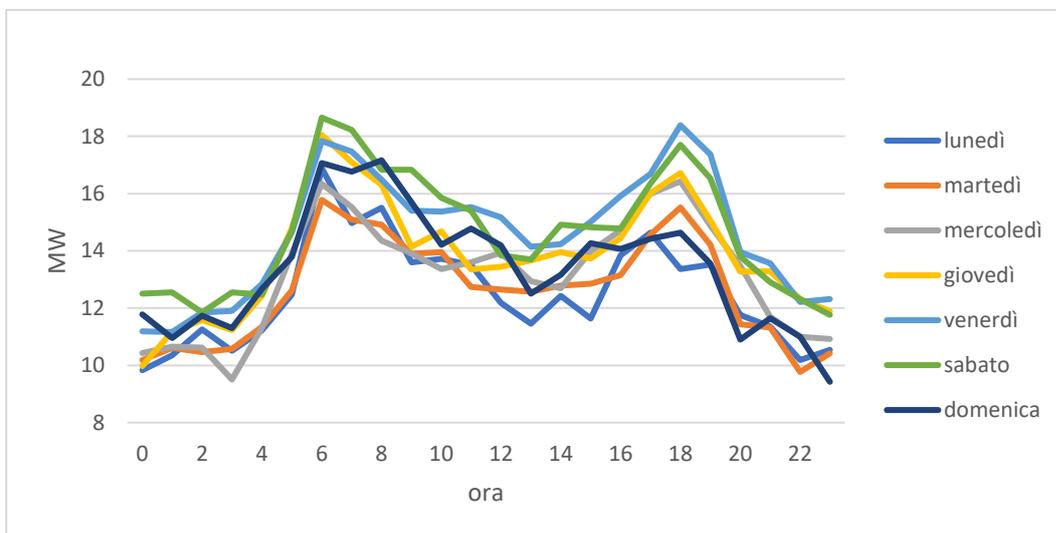


Grafico 14: Andamento potenze per giorno settimanale nel mese di gennaio.

Nei mesi invernali la potenza generata dal gruppo motori è costante e massima nell'arco di tutta la giornata. Il grafico seguente mostra come il carico orario mediato nel mese di gennaio risulti essere sempre maggiore rispetto alla potenza termica nominale dei motori, pari a 8.7 MW che sale a circa 11,5 MW con l'intervento delle pompe di calore; i carichi di picco sono coperti ricorrendo alle caldaie di integrazione e riserva alimentate a gas naturale.

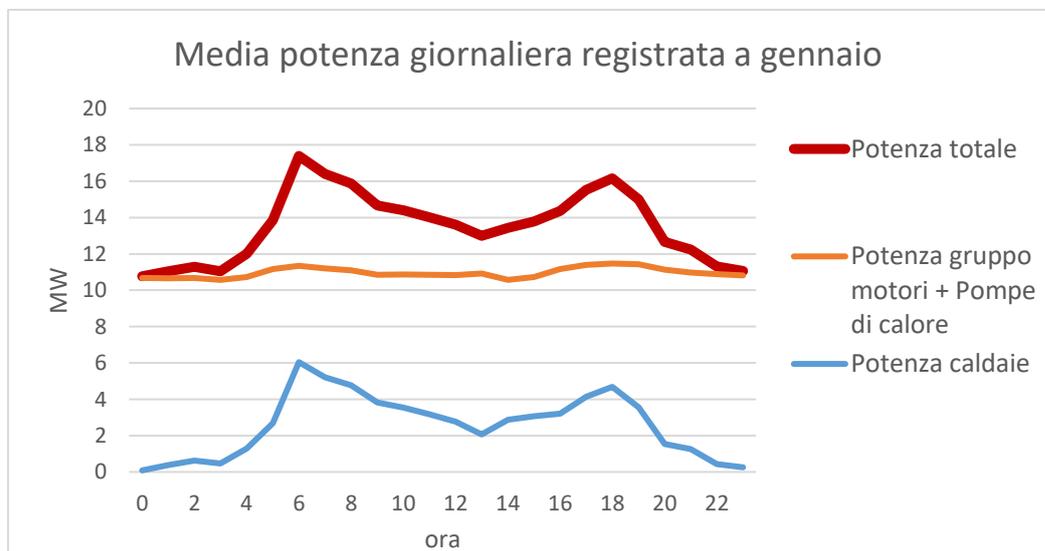


Grafico 15: Potenza media giornaliera ripartita sui componenti dell'impianto. Gennaio.

Il gruppo motori lavora per coprire l'81% della potenza mentre l'integrazione delle caldaie rappresenta il restante 19%.

Viceversa nei mesi estivi l'unica unità funzionante è rappresentata dal motore cogenerativo la cui potenza erogata coincide con la potenza totale richiesta.

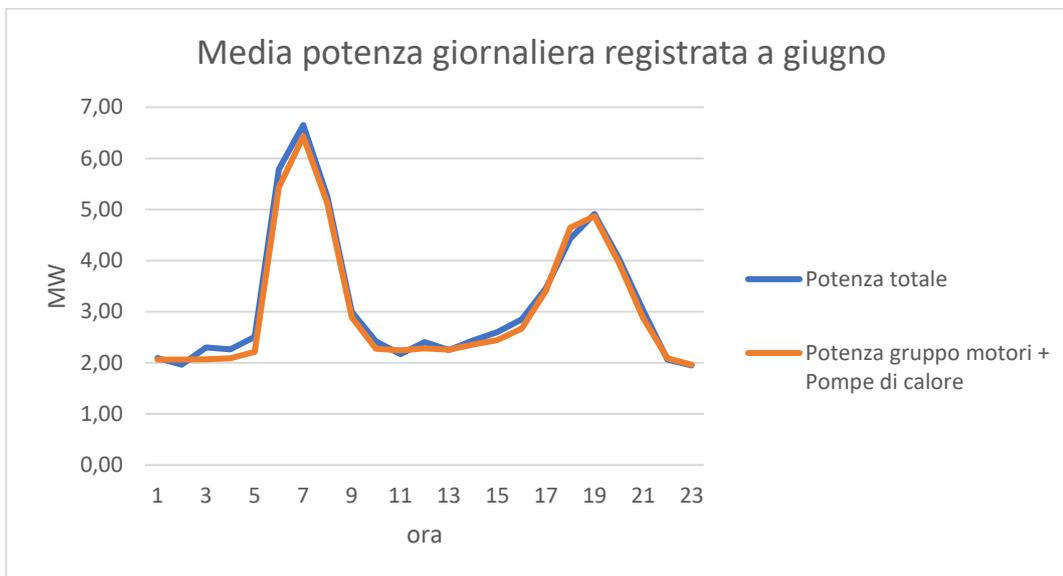


Grafico 16: Potenza media giornaliera ripartita sui componenti dell'impianto. Giugno.

I dati non presentano significative anomalie, tranne nella giornata di lunedì 11 ottobre nella quale i valori non sono stati raccolti dalle 21 alle 3 del giorno seguente. Come già dedotto dall'analisi dei consumi, i mesi autunnali e in particolare i primi giorni della settimana presentano una richiesta di carico minore e non rappresentano quindi l'andamento medio di funzionamento della centrale. Per tale ragione sono stati esclusi dai calcoli.

### 5.1.2. Firma energetica

Dall'analisi dati della centrale di Sestriere nell'anno 2019, è stato possibile calcolare i valori di firma energetica reale per il monitoraggio del generatore. Note le volumetrie riscaldate, pari a  $1.032.198 \text{ m}^3$  [14], è stato possibile ottenere un consumo energetico per unità di volume in  $\text{kWh}/\text{m}^3$ .

La firma energetica mostra i consumi in base alla variazione della temperatura esterna registrata e permette di ottenere informazioni in merito al fabbisogno di energia per ACS e per riscaldamento in base alla stagione, consentendo una valutazione dell'efficienza di generazione ed eventuali problemi di regolazione dell'impianto.

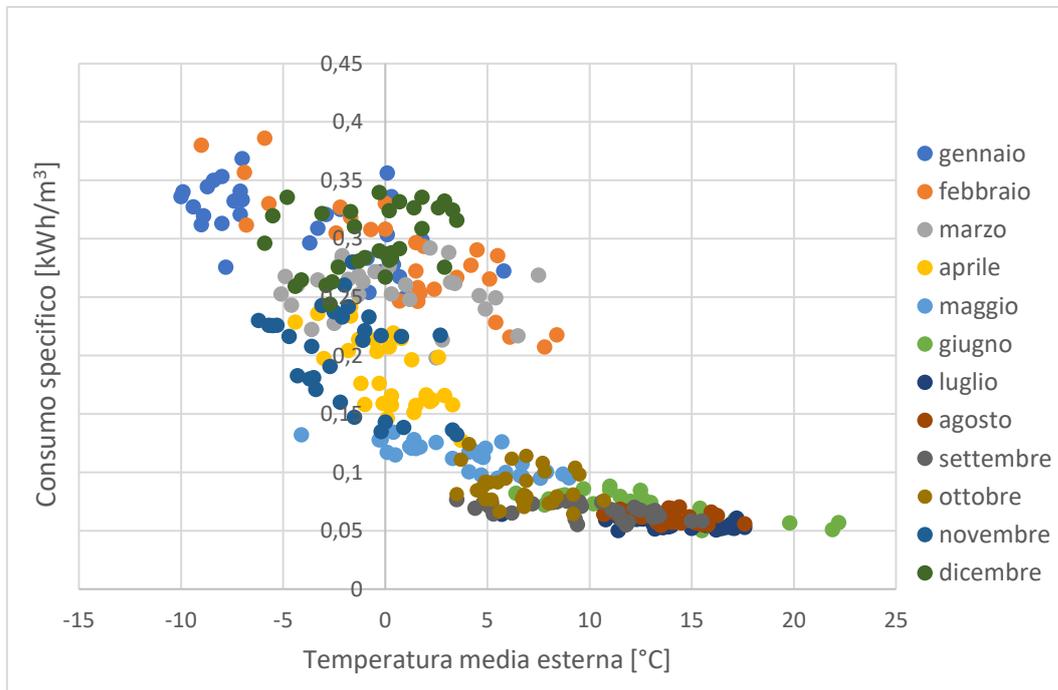


Grafico 17: Firma energetica centrale di Sestriere anno 2019. Consumo specifico in  $\text{kWh}/\text{m}^3$  in relazione alla temperatura esterna registrata.

I consumi energetici possono essere suddivisi in tre distribuzioni distinte:

- - - AB Nel tratto AB i consumi sono caratterizzati da temperature comprese tra i 5°C e i 22°C e dipendono dalla produzione di ACS.  
Mesi: giugno, luglio, agosto, settembre
- - - BC Nel tratto BC la pendenza della retta varia a causa della presenza dei consumi dettati dall'accensione del sistema di riscaldamento.  
Mesi: aprile, novembre, in parte marzo e dicembre
- - - B'C' La retta dei consumi trasla verso valori di  $kWh/m^3$  più elevati a parità di temperatura esterna registrata.  
Mesi: dicembre, gennaio, febbraio, marzo

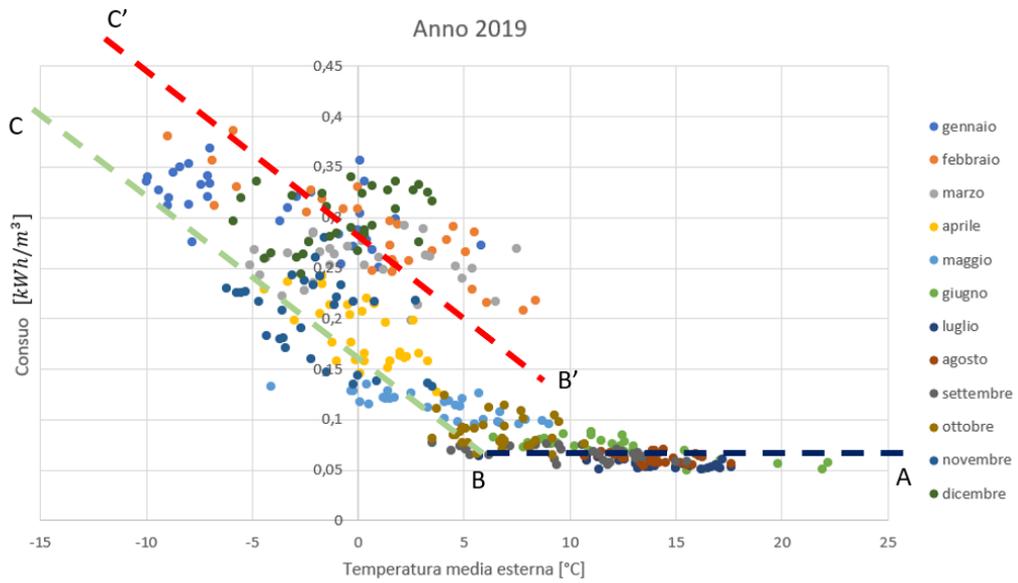


Grafico 18: Analisi distribuzione dei consumi specifici.

## 5.2. Bardonecchia

Bardonecchia è un comune montano situato in alta Val di Susa (Torino) ad una quota di 1.312 m s.l.m. La centrale di Bardonecchia serve principalmente alberghi e condomini per un totale di circa 400 utenze. La centrale, caratterizzata da una potenza di 52,2 MW termici e 11,2 MW elettrici, fornisce acqua calda per il riscaldamento ambiente e l'acqua calda sanitaria per una volumetria totale di 1.600.000  $m^3$ , di cui l'86% è rappresentato da un'utenza domestica.

### 5.2.1. Firma energetica: confronto

Dalle misurazioni orarie, effettuate dal 1° Gennaio 2014 al 31° Dicembre 2018, è stata ricavata la firma energetica dell'impianto di Bardonecchia. Tali dati sono stati riportati e confrontati con le misurazioni raccolte nella centrale di Sestriere nel Grafico 19.

Dal confronto dei consumi energetici per unità di volume si evince come la distribuzione B'C' del Grafico 18 sia anomala. Tale periodo, contrassegnato nel Grafico 19 in rosso, corrisponde alla stagione sciistica (dicembre, gennaio, febbraio, marzo). Tali mesi sono caratterizzati da consumi elevati nonostante presentino temperature comprese tra i  $-10^{\circ}\text{C}$  e  $+7^{\circ}\text{C}$ .

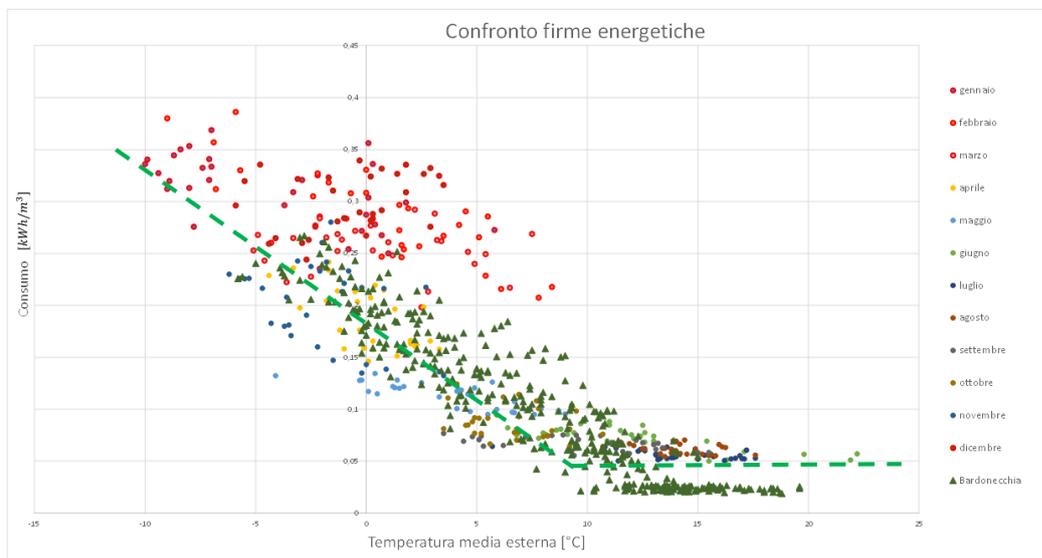


Grafico 19: Confronto firme energetiche delle centrali di Bardonecchia e Sestriere.

La diversa distribuzione, può essere correlata a una diversa gestione delle utenze e al funzionamento di particolari strutture nel solo periodo turistico; oppure a una modifica nel comportamento degli utilizzatori.

La presenza di una nuvola di punti distante dalla retta principale, può essere anche dovuta ad un aumento dei consumi causato da problemi nel generatore.

Per escludere problemi di generazione e regolazione sarebbe opportuno valutare i consumi considerando la tipologia di utenza servita con il suo relativo periodo di fruizione del servizio di teleriscaldamento.

Note le temperature di mandata e di ritorno della rete di distribuzione di Sestriere e la potenza richiesta sono state calcolate analiticamente le portate d'acqua circolanti sulla rete con frequenza oraria.

$$\dot{V} = \frac{P_{th}}{c_p * \Delta T} * 3,6$$

Successivamente sono state confrontate con i valori di portata registrata. Come atteso, l'andamento della relazione tra le due portate si sviluppa lungo la bisettrice del grafico, ciò suggerisce che l'acquisizione dei dati avviene correttamente ed esclude eventuali errori di valutazione dettati da anomalie nelle misurazioni.

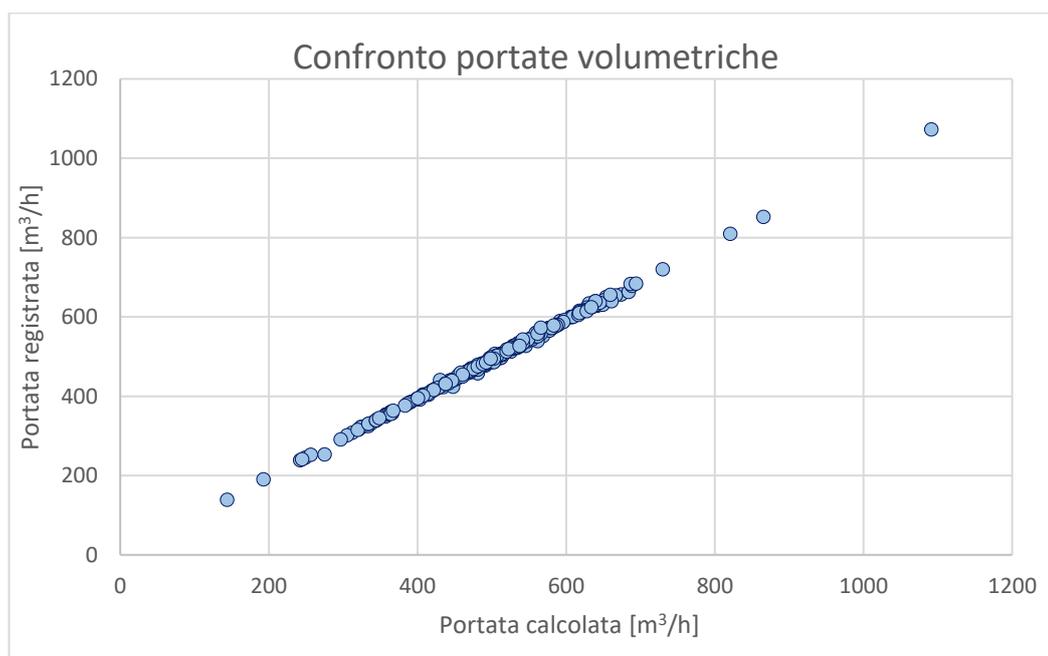


Grafico 20: Confronto tra le portate registrate nella stagione 2019 e le portate volumetriche calcolate note le temperature della rete e le potenze richieste.

## 6. Caso studio: Sauze d'Oulx

Sauze d'Oulx è un comune montano di 1.097 abitanti situato a 1.503 m s.l.m. nella Alta Val di Susa (Torino).

L'abitato comprende due parti distinte: il vecchio borgo tipicamente alpino e, più in alto, la parte nuova formata da ville e alberghi.

L'area dell'ex partenza della seggiovia Gran Comba è stata data in concessione per la realizzazione di una centrale di teleriscaldamento la cui rete di distribuzione verrà posata sotto il sedime delle strade comunali.

### 6.1. Convalidazione modello di carico

Per analizzare i possibili assetti della centrale, e selezionare la soluzione più efficiente e sostenibile, è importante ipotizzare correttamente i fabbisogni termici richiesti e la gestione delle utenze.

Alla luce delle atipicità riscontrate nell'analisi della firma energetica della centrale di Sestriere, si è ritenuto opportuno estendere lo studio anche alla centrale di Bardonecchia.

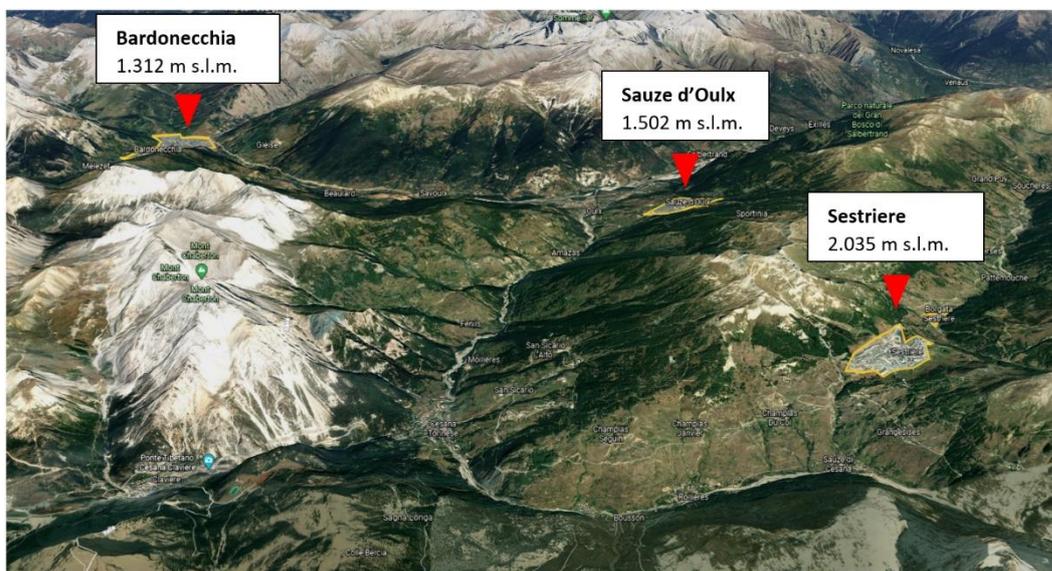


Figura 15: Ubicazione e relative altitudini delle località analizzate.

Per poter correttamente dimensionare un impianto, è necessario valutare la curva di cumulata. Tale andamento fornisce informazioni riguardo al numero di ore a cui è richiesto un certo carico termico.

Mediando i dati registrati nei cinque anni di esercizio della centrale di Bardonecchia, si è ottenuta una curva di cumulata media. Tale curva è stata confrontata con la cumulata di Sestriere dell'anno 2019. I due andamenti sono stati normalizzati rispetto alla volumetria riscaldata e al numero di gradi giorno.

Tabella 9: Confronto gradi giorno e volumetrie servite dalle centrali di Sestriere e Bardonecchia.

Località	Volumetria [m <sup>3</sup> ]	Gradi giorno [GG]
Bardonecchia	1.600.000	4376
Sestriere	1.032.048	5923

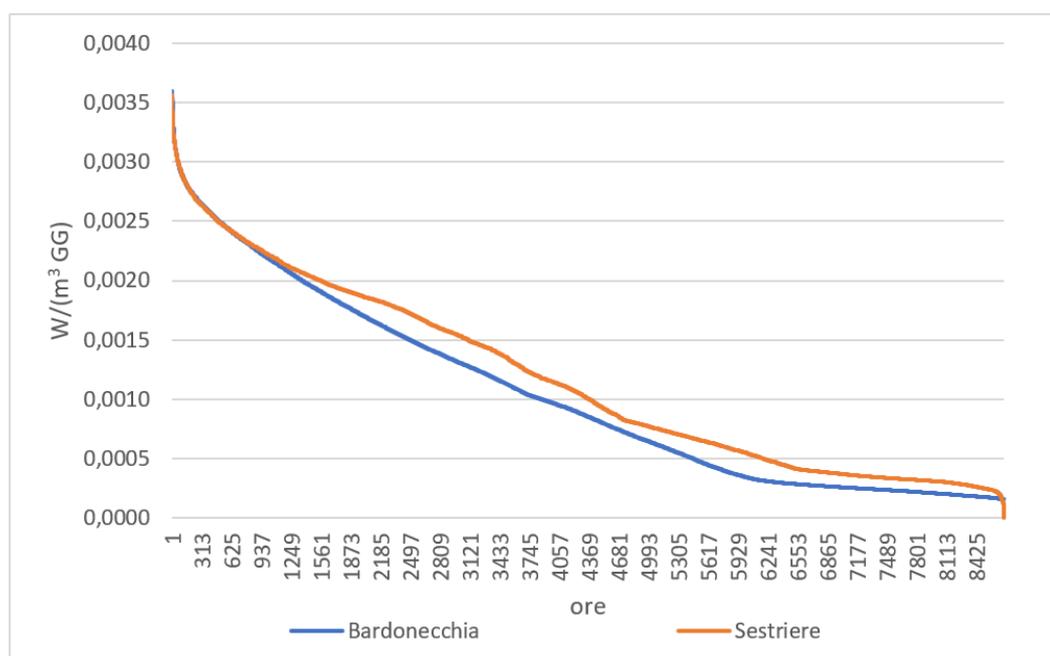


Grafico 21: Confronto tra le cumulate di Sestriere e Bardonecchia per unità di volumetria riscaldata e unità di gradi giorno.

La differente modalità di gestione delle utenze della centrale di Sestriere porta a un consumo di energia annuale superiore di circa il 10% rispetto al fabbisogno della centrale di Bardonecchia.

Per selezionare il modello più affine ed appropriato, è necessario inoltre valutare la tipologia di utenza presente nel comune di Sauze d'Oulx.

Come si evince dal Grafico 22 la suddivisione percentuale tra settore residenziale e alberghiero di Sauze d'Oulx è molto simile a quella del comune di Bardonecchia.

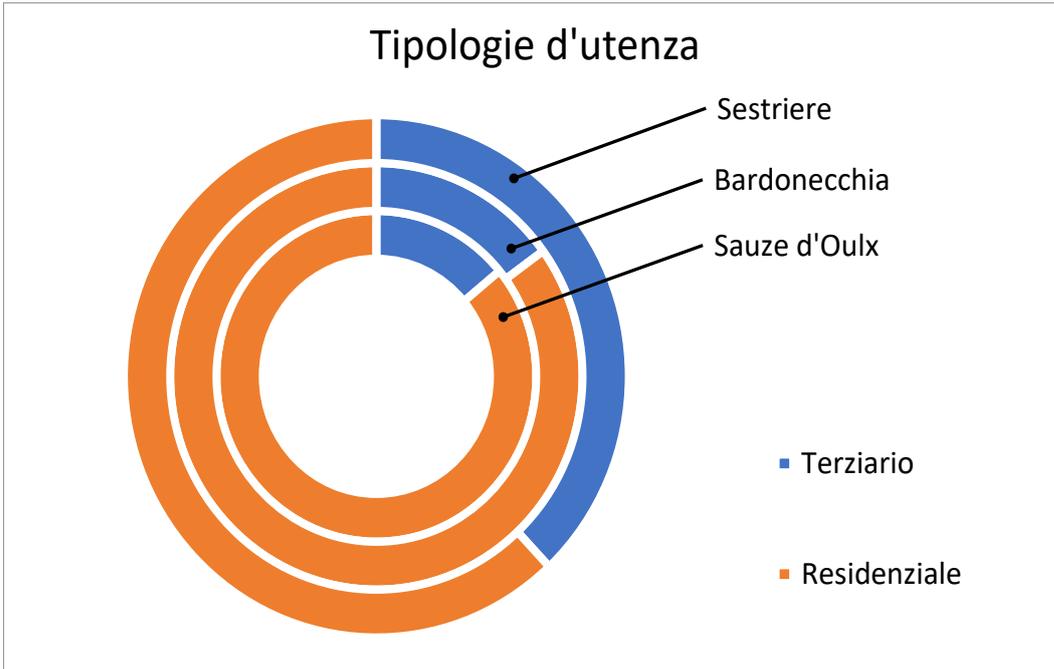


Grafico 22: Tipologia d'utenza di Sestriere, Bardonecchia e Sauze d'Oulx.

Si è ritenuto opportuno modellare il comportamento della futura centrale di Sauze d'Oulx utilizzando un modello più simile alla tipologia di utenze e alla possibile gestione della domanda, ricorrendo quindi ai dati raccolti nella centrale di teleriscaldamento di Bardonecchia.

## 6.2. Dati climatici

È possibile calcolare analiticamente la temperatura media ad una certa altitudine considerando il gradiente termico, ovvero la differenza di temperatura media tra due punti posti a quote differenti. Normalmente il gradiente medio è pari a 0,60-0,65 °C / 100 m s.l.m.. La variazione reale della temperatura con la quota, in un determinato strato atmosferico, può però differire in base alle caratteristiche fisiche dell'aria considerata. Sulla base dei dati reali registrati nell'anno 2019, è stato calcolato il gradiente di temperatura tra le centraline di Beaulard Dora (1.149 m s.l.m.) e Gad (1.065 m s.l.m.).

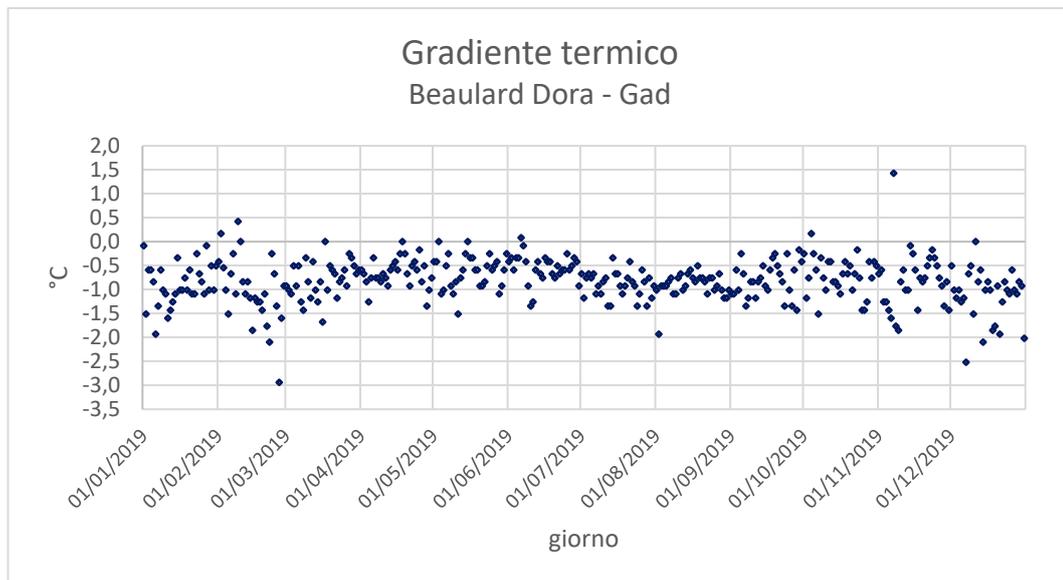


Grafico 23: Andamento del gradiente termico nell'anno 2019 tra la centralina situata a Beaulard Dora e quella di Gad.

A causa della variabilità delle condizioni di umidità dell'aria, il gradiente termico non risulta costante con il variare delle stagioni. Si è quindi ritenuto più opportuno calcolare le temperature medie di Sauze d'Oulx (1.509 m s.l.m.) mediante interpolazione lineare in funzione delle altitudini. I valori di temperatura sono stati registrati nell'anno 2019 nelle centraline di Arpa Piemonte di Gad (1.065 m s.l.m.), Beaulard Dora (1.149 m s.l.m.), Chateau Beaulard (1.800 m s.l.m.) e Lago Pilone (2.280 m s.l.m.).

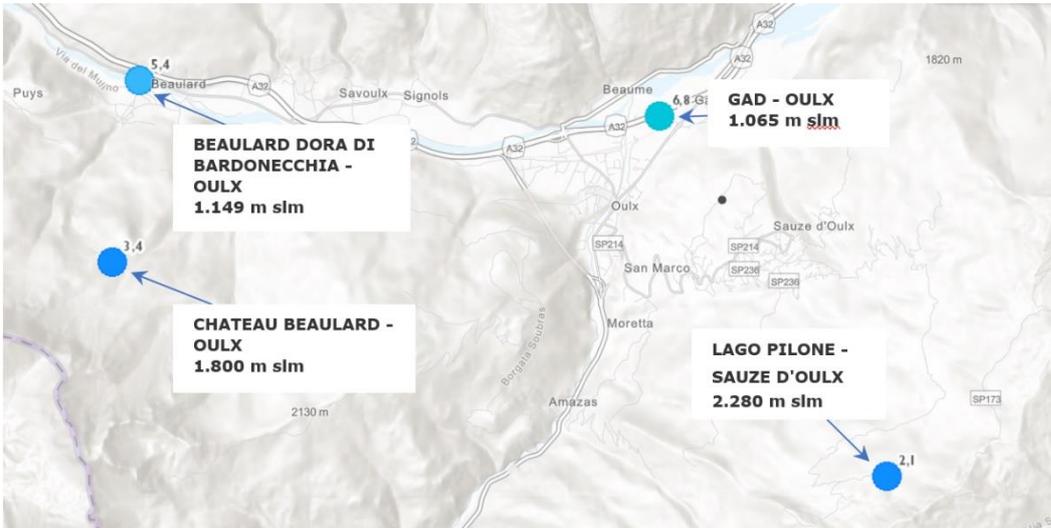


Figura 16: Centraline ARPA analizzate per definire le condizioni climatiche di Sauze d'Oulx.

Sono state selezionate delle giornate invernali campione per determinare una possibile correlazione tra l'altitudine e la temperatura registrata. Di seguito sono state riportate le temperature delle quattro centraline analizzate in funzione dell'altitudine in due giornate di riferimento nel mese di gennaio:

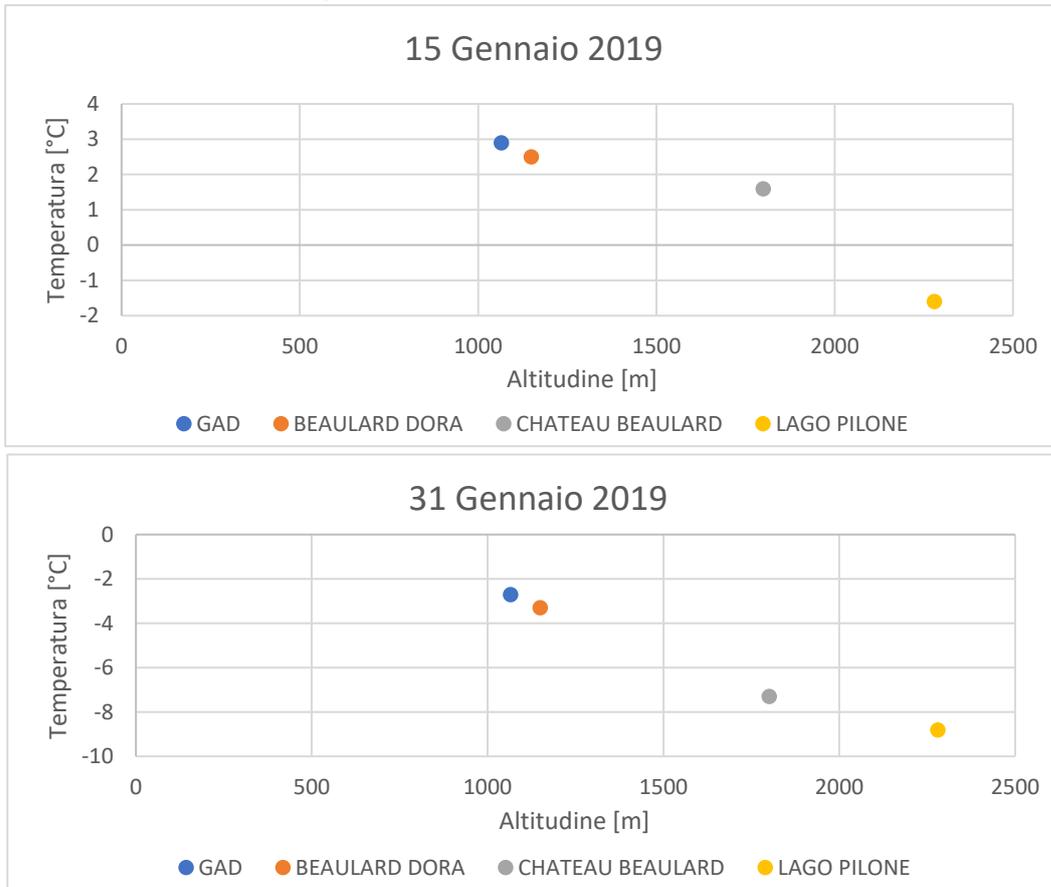


Grafico 24: Temperature [°C] in due giornate di riferimento del mese di gennaio registrate nelle centraline ARPA di Gad, Beaulard Dora, Cheteau Beaulard, Lago Pilone e relative altitudini [m].

La distribuzione delle temperature rispetto all'altitudine della località considerata sembra avere un andamento lineare.

Interpolando i dati delle temperature medie giornaliere, registrate nell'anno 2019 nelle centraline di Gad e di Lago Pilone, sono stati calcolati i valori teorici di Beaulard Dora. Tali temperature sono state poi confrontate con i valori reali registrati ottenendo il seguente grafico:

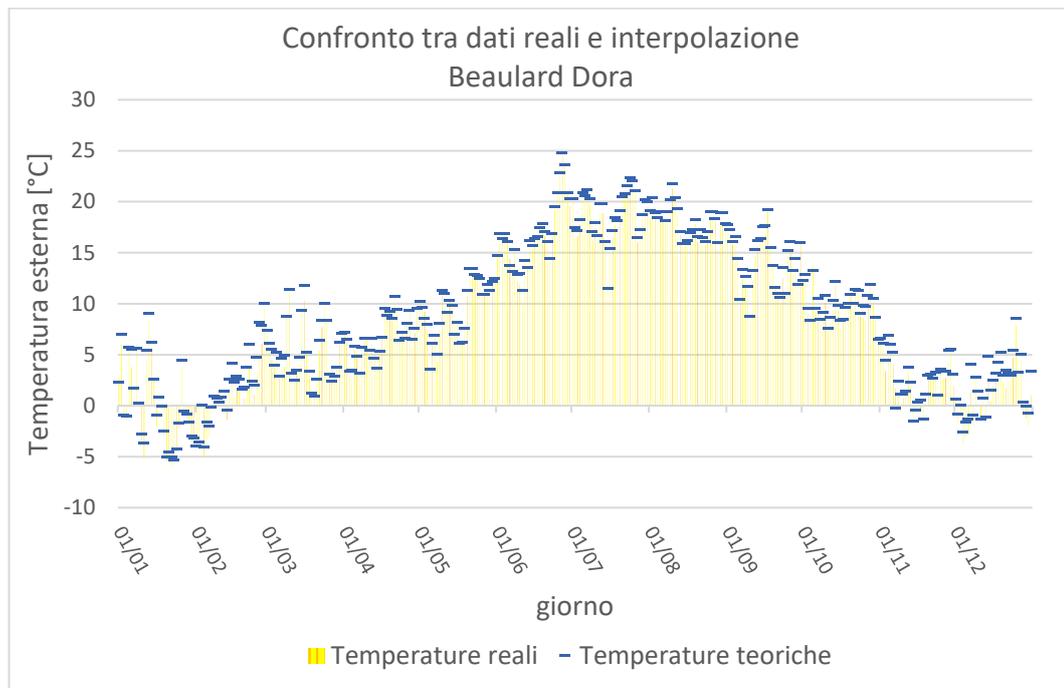


Grafico 26: Temperature teoriche ottenute per interpolazione e temperature reali della centralina ARPA di Beaulard Dora.

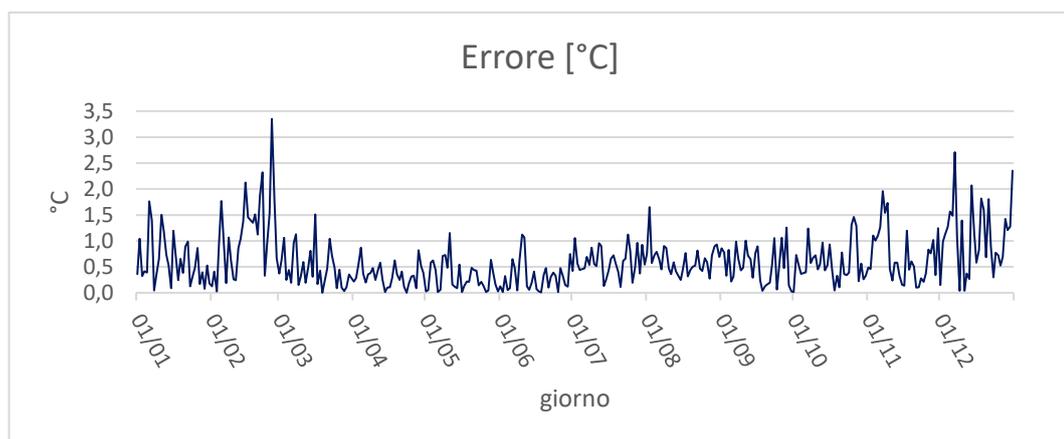


Grafico 25: Differenza in °C tra i valori teorici e i valori reali di temperatura registrati a Beaulard Dora.

L'incertezza tra il valore teorico calcolato e la temperatura realmente registrata presenta un range compreso tra 0 – 2 °C con due picchi compresi tra 2,5 – 3,5 °C.

L'andamento delle temperature medie giornaliere atteso segue l'andamento reale, ciò permette di ottenere le temperature di Sauze d'Oulx ricorrendo alla stessa procedura di calcolo.

Di seguito viene riportato l'andamento ottenuto interpolando i dati di Lago Pilone e Gad:

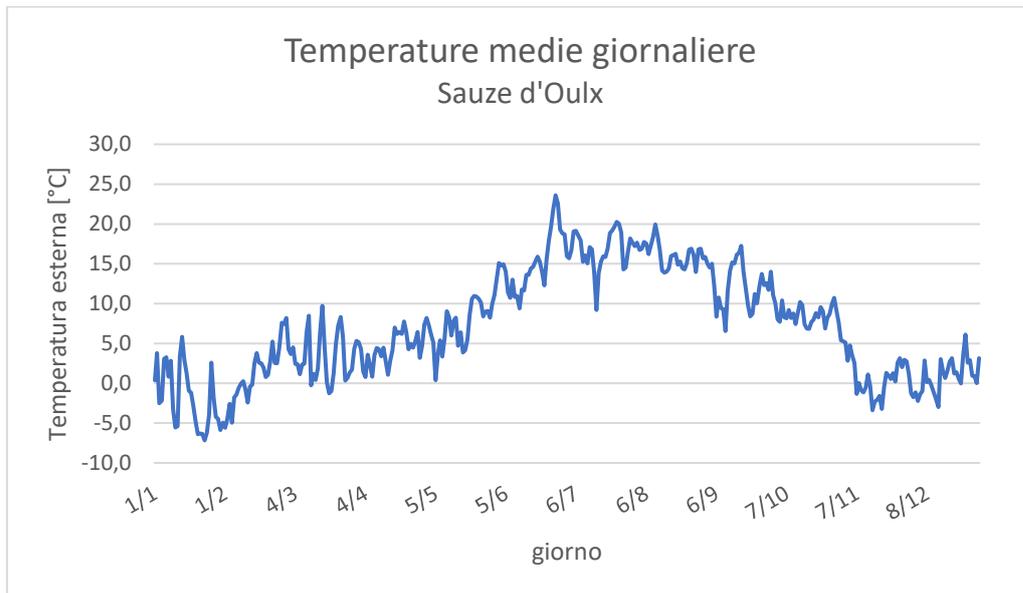


Grafico 27: Temperatura media giornaliera di Sauze d'Oulx ottenuta analiticamente per interpolazione.

## 6.3. Analisi GIS

### 6.3.1. La rete e le utenze

A partire dalla centrale si snoda la rete di distribuzione che collegherà circa 134 utenze, di cui 14 strutture alberghiere. Le volumetrie inizialmente considerate hanno valori superiori a  $1.280 \text{ m}^3$ , per un totale di  $686.689 \text{ m}^3$ .

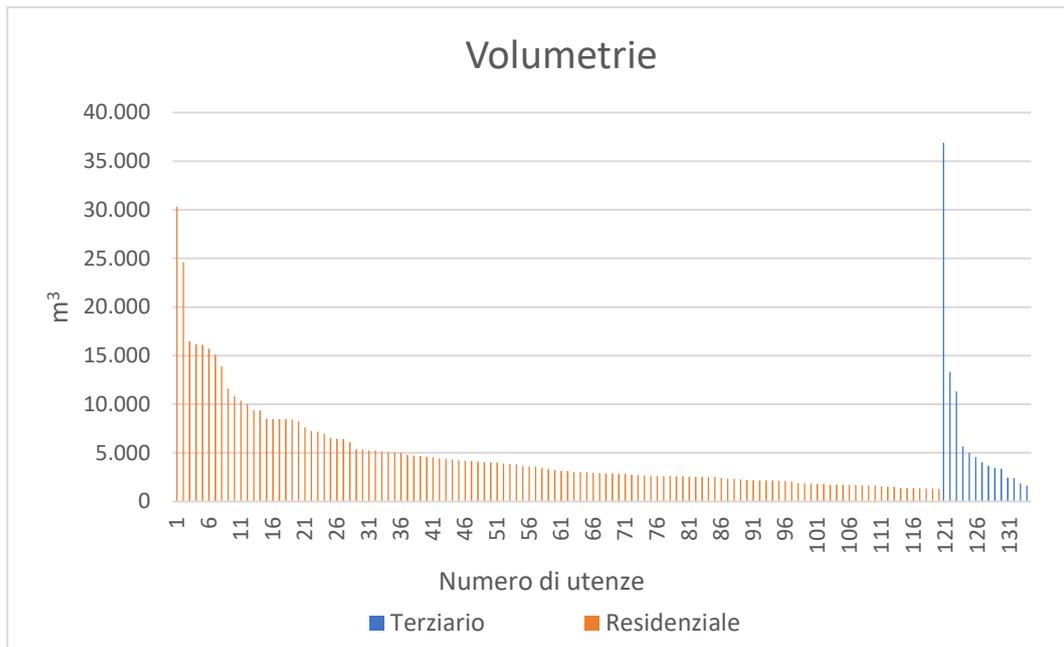


Grafico 28: Volumetrie allacciabili alla rete di distribuzione del calore di Sauze d'Oulx suddivise per tipologia di settore.

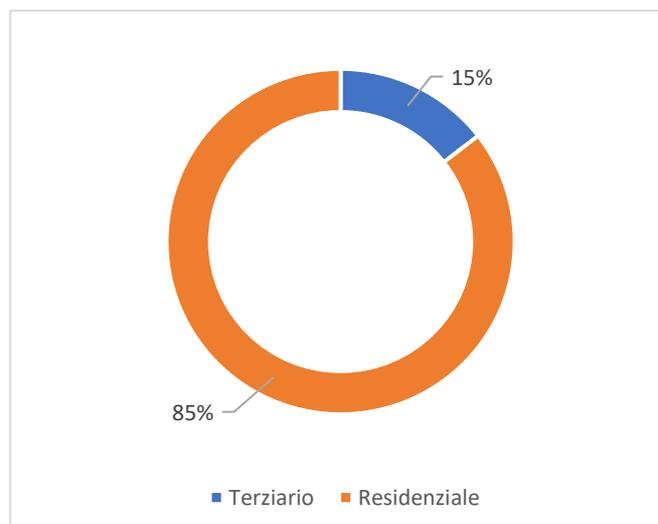


Grafico 29: Suddivisione percentuale delle tipologie di utenze allacciabili alla rete di distribuzione del calore di Sauze d'Oulx.

Dalle mappe importate nel software GIS sono stati analizzati gli edifici che verranno allacciati alla futura rete di teleriscaldamento, quelli esclusi e quelli potenzialmente allacciabili anche se presentano volumetrie inferiori al limite considerato. Queste ultime trovandosi in posizioni comode all'allaccio, sono ugualmente sostenibili dal punto di vista economico sia per l'utente che per il gestore.

Le utenze escluse, oltre ad essere rappresentate da tutti gli edifici con volumetrie troppo piccole e quindi non interessanti economicamente, sono anche le volumetrie localizzate nel centro storico. In tale area il manto stradale non permette la posa delle tubazioni.

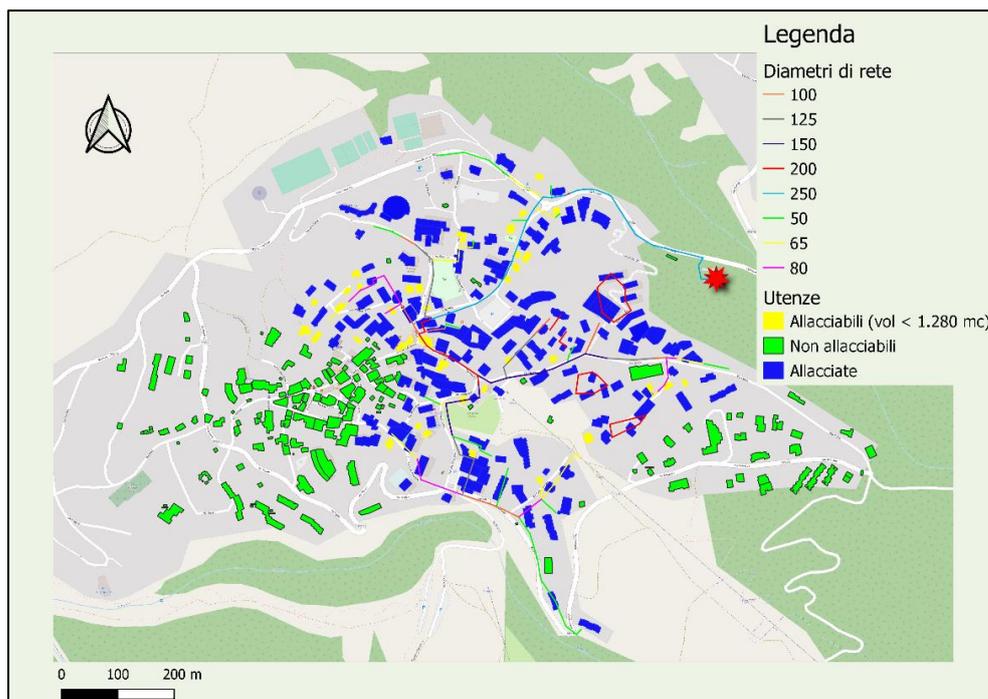


Figura 17: Dettaglio area di espansione della rete di teleriscaldamento.

La rete di distribuzione sarà caratterizzata da una doppia tubazione in acciaio preisolato con diametri dal DN50 al DN250 in base alla portata d'acqua da fornire e alle potenze installate presso le utenze.

Tabella 10: Estensione della rete di distribuzione del calore suddivisa per diametri.

Diametro [mm]	Lunghezza rete (andata e ritorno) [m]
250	1.446
200	1.614
150	777
125	929
100	717
80	859
65	1.119
50	1.693
<b>Totale complessivo</b>	<b>9.154</b>

## 7. Curve di carico e cumulate

Dal cronologico delle potenze richieste alla centrale per soddisfare la domanda di riscaldamento delle utenze collegate, è possibile ottenere la curva cumulata. Tale diagramma consente di estrapolare per quanto tempo la rete richiede una determinata potenza. La cumulata è necessaria al dimensionamento dell'impianto ed è particolarmente interessante per dimensionare i gruppi cogenerativi. A tal fine è necessario normalizzare la curva cumulata dell'energia termica rispetto al fabbisogno annuo ed analizzarla in funzione del carico termico, normalizzato rispetto al carico di picco.

Partendo dai dati relativi alla cumulata di Bardonecchia, è stata determinata la cumulata di Sauze d'Oulx ritardando le potenze secondo la volumetria servita e i gradi giorno.

Tabella 11: Volumetria e gradi giorno di Bardonecchia e Sestriere.

Località	Volumetria [m <sup>3</sup> ]	Gradi giorno [GG]
Bardonecchia	1.600.000	4376
Sauze d'Oulx	686.969	4947

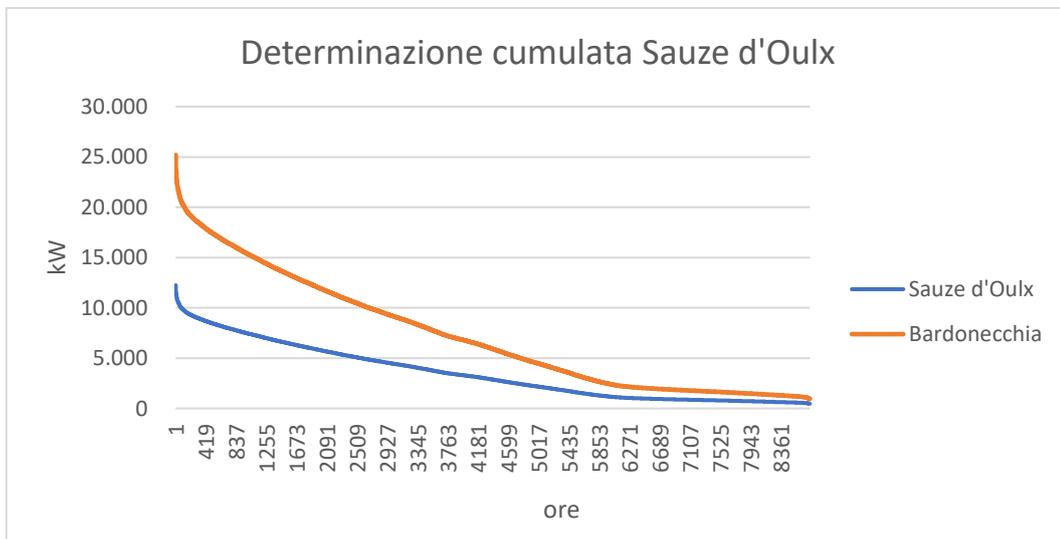


Grafico 30: Determinazione della cumulata di Sauze d'Oulx a partire dalla cumulata di Bardonecchia secondo la volumetria e i gradi giorno caratteristici.

## 8. Approvvigionamento della biomassa legnosa

La filiera legno – energia si articola nelle fasi di produzione, trasformazione, trasporto e utilizzazione della biomassa legnosa a fini energetici. Il piano di approvvigionamento della centrale termica può influenzare notevolmente il livello di sostenibilità ambientale, è bene considerare il luogo in cui il bacino è localizzato e la fonte di approvvigionamento. Quest’ultima dovrebbe essere locale per massimizzare i vantaggi ambientali. È importante valutare gli impatti di tutta la catena di approvvigionamento per evitare che il trasporto del combustibile gravi sul bilancio delle emissioni.

La fonte di approvvigionamento locale che più può essere impiegata deriva dalla gestione del bosco e dalla manutenzione degli alvei. In tal modo ai benefici ambientali, si somma un indiretto sostegno alla manutenzione dei lotti forestali con ricadute positive sulla salvaguardia del territorio.

Per stimare il legno prelevabile è stato utilizzato il servizio del Sistema Informativo Forestale Regionale (SIFOR) che considera tutti i dati di copertura del territorio in termini di biomassa legnosa.

Il sistema permette di filtrare i valori presenti per mezzo di criteri multipli, per i quali è possibile impostare uno o più valori. In particolare è stata selezionata come *Area Forestale* l’Alta Val Susa che è possibile servire con mezzi di trasporto (*Servito – SI*). L’area copre 7.125 ettari di superficie. La Tabella 12 riporta le tonnellate di masse prelevabili divise per categorie forestali e per assortimenti legnosi.

Tabella 12: Assortimenti aggregati per categoria forestale. [21]

Categoria Forestale	MASSA ENERGETICO		ALTRI USI						MASSA PRELEVABILE
	Assortimenti da triturazione	%	Legna da ardere	%	Legna da ardere	%	Tondame da lavoro	%	
<i>Formazioni igrofile</i>	1.565	75	376	18	42	2	104	5	2.087
<i>Castagneti</i>	48.844	55	17.761	20	13.321	15	8.881	10	88.807
<i>Faggete</i>	1.073	25	2.790	65	0	0	429	10	4.292
<i>Boschi di neoformazione</i>	5.448	26	12.446	59	1.055	5	2.110	10	21.095
<i>Querceti e ostrieti</i>	503	25	1.207	60	0	0	302	15	2.012
<i>Robinieti</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Lariceti</i>	43.364	25	17.346	10	0	0	112.746	65	173.456
<i>Abetine e peccete</i>	18.458	44	6.700	16	0	0	16.751	40	41.877
<i>Arbusteti</i>	137	75	18	10	9	5	18	10	183
<i>Pinete</i>	41.337	54	4.562	6	0	0	30.412	40	76.029
<b>TOTALE</b>	<b>160.729</b>	<b>38</b>	<b>63.206</b>	<b>15</b>	<b>14427</b>	<b>3</b>	<b>163.753</b>	<b>42</b>	<b>409.838</b>

Il sistema considera le tonnellate di masse prelevabili in 15 anni, la massa energetica disponibile è quindi pari a 10.715 ton/anno. A questa quota si può aggiungere la quota prelevabile in Bassa Val Susa e Val Cenischia pari a 8.400 tonnellate all’anno e la quota dalle Valli Chisone e Germanasca pari a 11.200 tonnellate l’anno.

## 9. Prestazione dei gruppi a carico variabile

Per simulare correttamente i vari gruppi impiegati nelle diverse configurazioni dell'impianto oggetto delle prossime analisi ed evitare che la modulazione del carico porti penalizzazioni notevoli sui rendimenti, è necessario studiare le prestazioni dei generatori a carico variabile.

Per ciascun gruppo saranno valutate le condizioni soglia di lavoro in modo da combinare adeguatamente i diversi generatori e massimizzarne le prestazioni riducendo le emissioni a parità di potenza erogata.

### 9.1. Motore a combustione interna e pompa di calore

È stato previsto l'inserimento nell'impianto cogenerativo di motori Jenbacher endotermici da 1063 kW elettrici.

Il circuito dell'acqua calda consente il recupero di 1231 kW termici. L'acqua di ritorno della rete raffredda prima lo scambiatore dell'olio e dell'acqua del motore ed il primo stadio intercooler necessario ad abbassare la temperatura dell'aria proveniente dal compressore prima di immetterla nei cilindri. Abbassando la temperatura nella camera di combustione si allontanano le condizioni a cui si verifica la detonazione e si può bruciare una maggiore quantità di gas, grazie alla maggiore densità dell'aria introdotta; inoltre, le minori temperature di combustione limitano la formazione degli NOx.

I fumi prodotti vengono raffreddati fino a una temperatura di circa 100°C dal circuito dell'acqua calda che può essere immessa nella rete di teleriscaldamento a circa 90°C.

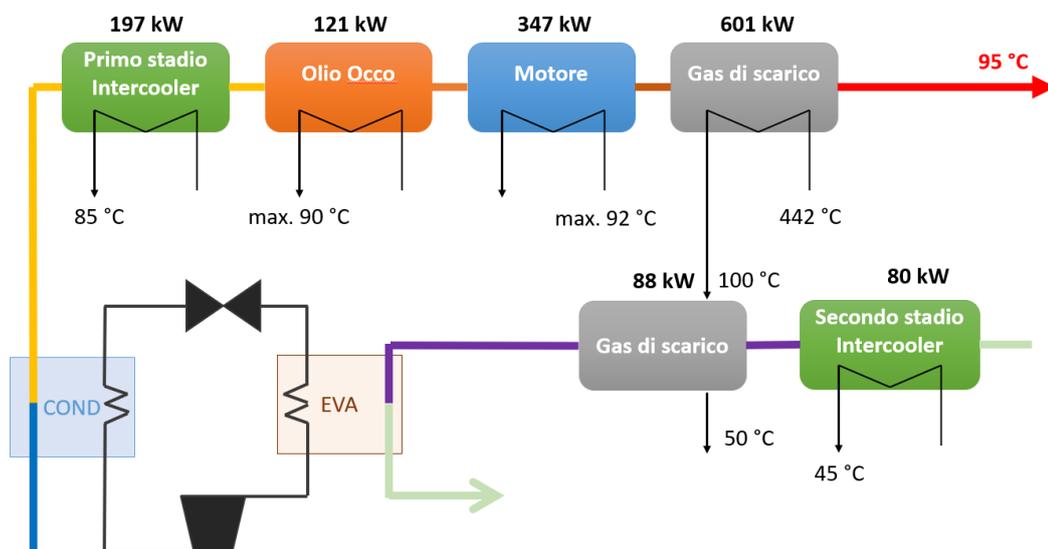


Figura 18: Schema circuito acqua ad alta e bassa temperatura con potenze a carico nominale.

Il circuito dell'acqua a bassa temperatura, collegato all'evaporatore della pompa di calore, raffredda i fumi fino a circa 50°C e dissipa la potenza termica del secondo stadio intercooler.

Il blocco motore e pompa di calore è stato modellato come un generatore termico/elettrico unico. Dai dati di targa disponibili del motore, è nota la potenza ottenibile dal raffreddamento dei fumi caldi fino alla temperatura di 120°C. È stato quindi calcolato il contributo aggiuntivo derivante dall'abbassamento della temperatura fino a 100°C.

Il calcolo della potenza termica ottenuta dal recupero dal circuito a bassa temperatura, è stato ottenuto sommando alla potenza di targa del secondo intercooler il calore recuperato raffreddando i fumi fino a 50°C. Tale valore corrisponde alla potenza sviluppata all'evaporatore della pompa di calore.

Tabella 13: Dati motore endotermico. JMS 320 GS-N.L

		<b>100%</b>	<b>75%</b>	<b>50%</b>
<b>PeI MCI</b>	[kW]	<b>1063</b>	<b>796</b>	<b>528</b>
<b>Q HT ( T<sub>fumi</sub> = 120°C )</b>	[kW]	1231	970	719
<b>Q' HT ( T<sub>fumi</sub> = 100°C )</b>	[kW]	<b>1266</b>	<b>997</b>	<b>738</b>
<b>Intercooler 2</b>	[kW]	80	62	33
<b>Q ( T<sub>fumi</sub> = 50°C )</b>	[kW]	88	68	48
<b>Q LT</b>	[kW]	<b>168</b>	<b>130</b>	<b>81</b>
<b>η<sub>th</sub></b>	[%]	47%	48%	51%
<b>η<sub>el</sub></b>	[%]	41%	40%	38%
<b>η<sub>tot</sub></b>	[%]	88%	88%	88%

Ipotizzando un COP pari a 5, si ottiene la potenza elettrica necessaria al funzionamento della pompa di calore:

$$P_{elPdC} = \frac{Q_{eva}}{COP - 1}$$

Infine viene calcolata la potenza termica sviluppata al condensatore:

$$Q_{HP} = P_{elPdC} * COP$$

Tabella 14: Dati pompa di calore.

		<b>100%</b>	<b>75%</b>	<b>50%</b>
<b>Q LT = Q<sub>eva</sub></b>	[kW]	168	130	81
<b>COP</b>	[-]	5	5	5
<b>PeI PdC</b>	[kW]	<b>42</b>	<b>32</b>	<b>20</b>
<b>Q<sub>HP</sub></b>	[kW]	<b>210</b>	<b>162</b>	<b>101</b>

La curva caratteristica, rappresentante la potenza termica utile  $Q_u$  in funzione della potenza elettrica  $P_{el}$  al 100%, 75%, 50% del carico, è stata calcolata sommando al recupero termico ottenuto dal raffreddamento dei fumi fino a 100°C  $Q'_{HT}$ , il recupero del circuito dell'acqua a bassa temperatura dalla pompa di calore  $Q_{HP}$ . Alla potenza elettrica generata dal motore  $P_{elMCI}$  è stata sottratta quella consumata dalla pompa di calore  $P_{elPdC}$ .

Tabella 15: Dati dell'unità Motore + Pompa di Calore.

		100%	75%	50%
<b><math>P_{el}</math></b>	[kW]	1021	764	508
<b><math>Q_u</math></b>	[kW]	1476	1159	839
<b><math>\eta_{th}</math></b>	[%]	57%	58%	60%
<b><math>\eta_{el}</math></b>	[%]	39%	38%	36%
<b><math>\eta_{tot}</math></b>	[%]	96%	96%	96%

L'andamento è stato linearizzato e utilizzato nel programma Matlab per simulare l'unità *Motore + Pompa di Calore* come unico blocco.

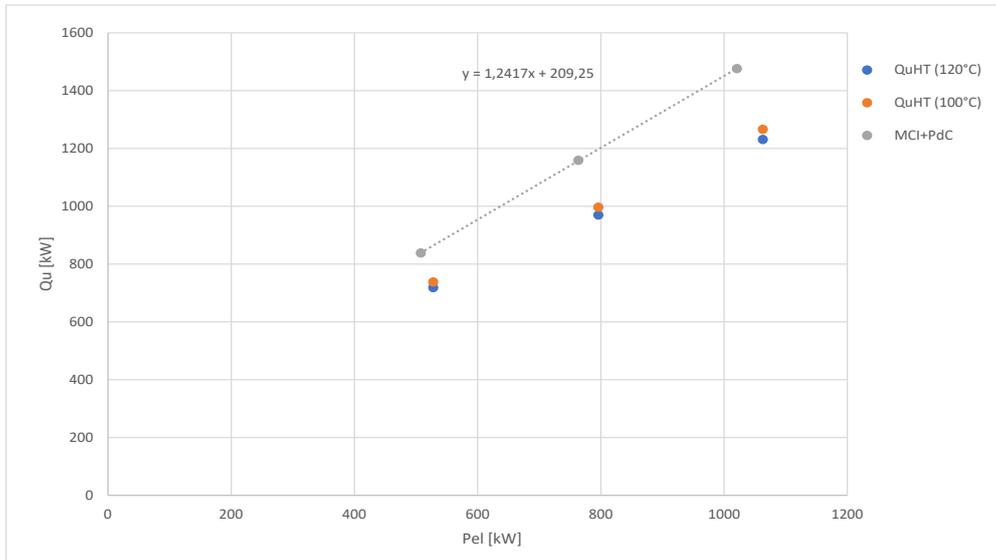


Grafico 31: Confronto tra gli andamenti della potenza utile in funzione del carico tra solo motore e motore con pompa di calore.

Il rendimento elettrico è inferiore, mentre il termico aumenta.

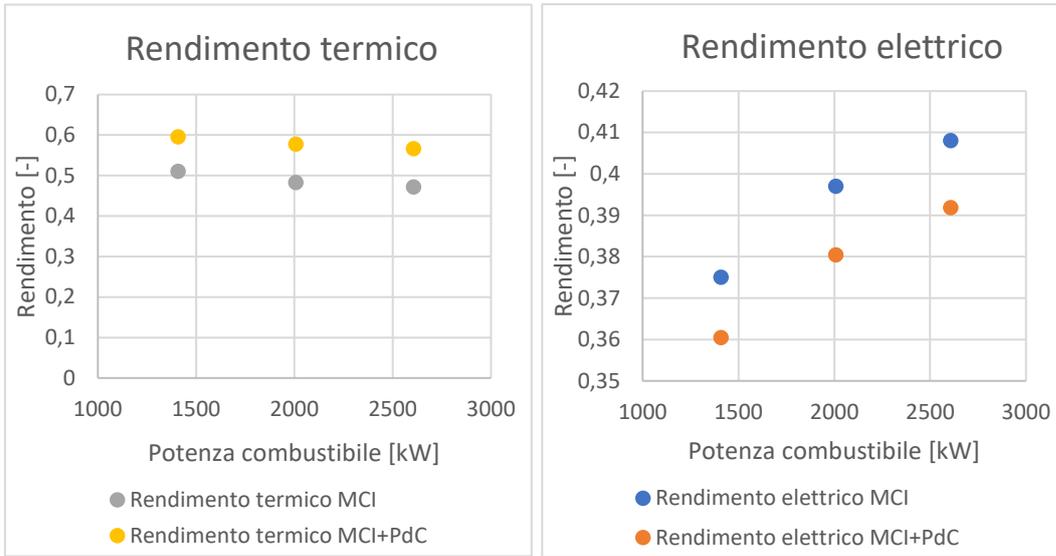


Grafico 33: Rendimenti elettrici e termici del motore a combustione interna con e senza pompa di calore

Globalmente l'efficienza aumenta.

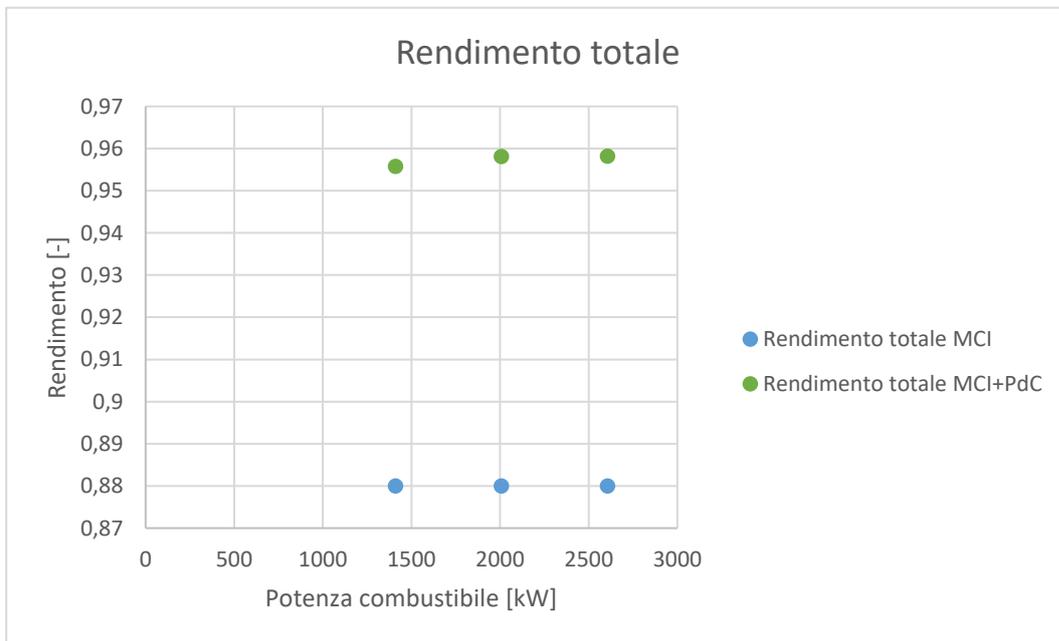


Grafico 32: Rendimento globale del motore a combustione interna con e senza pompa di calore.

## 9.2. Gruppo ORC

Il turbogeneratore ORC è accoppiato ad una caldaia a biomassa attraverso cui è resa possibile la vaporizzazione dell'olio diatermico. Il fluido termovettore permette la vaporizzazione e il surriscaldamento del fluido di lavoro ORC che espande in turbina ed aziona il generatore elettrico. Dopodiché il raffreddamento avviene prima in un rigeneratore che incrementa l'efficienza elettrica, grazie al recupero di calore interno al ciclo che preriscalda il fluido di lavoro, e poi in un condensatore che scambia calore con il circuito di raffreddamento.

Il turbogeneratore ORC può funzionare a carico parziale, il processo e la potenza elettrica generata variano adattandosi automaticamente alla potenza termica disponibile.

Note le efficienze fornite da Turboden [8], per valori di carichi normalizzati rispetto al carico nominale al 50% e 30%, è stata ottenuta la linea di tendenza riportata nel Grafico 34.

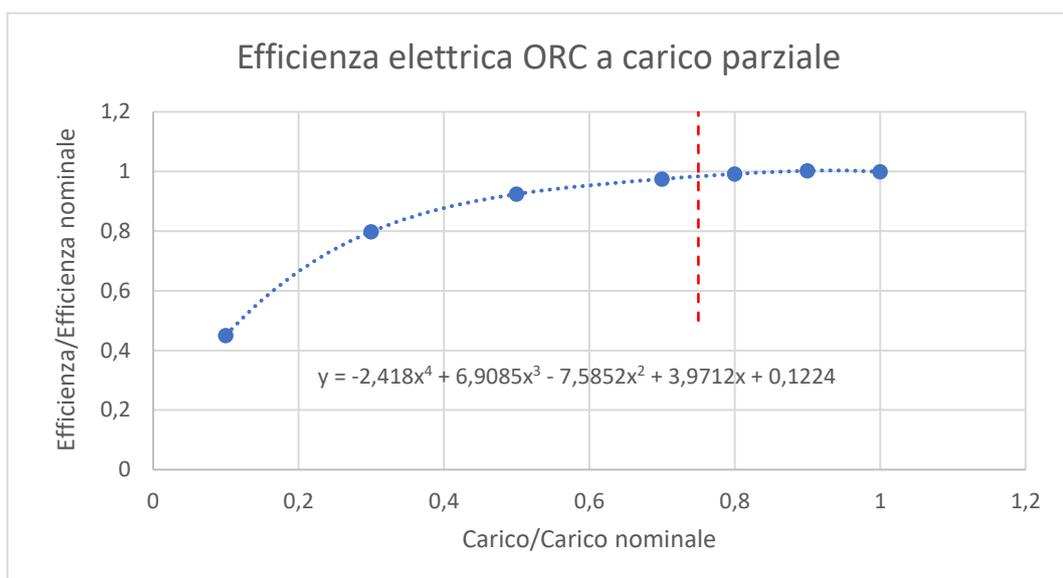


Grafico 34: Andamento efficienza elettrica ORC in funzione del carico.

Si sceglie di simulare il gruppo ORC modulando fino al 75% del carico nominale in corrispondenza di cui il rendimento elettrico diminuisce del 3%.

L'efficienza elettrica, inoltre, dipende dalla temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore nel quale avviene il recupero del calore. Il punto di lavoro ottimale, riportato nelle schede tecniche [8], è caratterizzato da una temperatura dell'acqua di 35°C ed un rendimento elettrico del 24%.

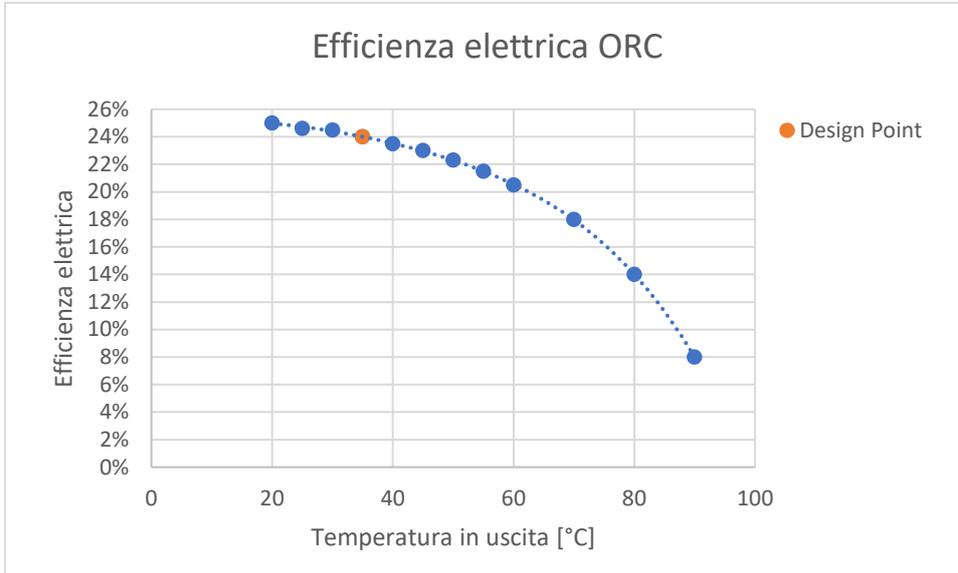


Grafico 35: Andamento efficienza elettrica ORC in funzione della temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore.

### 9.3. Caldaie di integrazione e riserva

Le caldaie ad alto rendimento sono state introdotte già negli anni '80. Questi generatori sono caratterizzate da un sistema di accensione piezoelettrico e da un rendimento nominale del 90% grazie a una migliore combustione che riduce l'eccesso d'aria e conseguentemente anche le perdite al camino.

La modulazione della potenza consente di ottenere uno scambio termico più efficiente grazie all'aumento del tempo di residenza dei fumi in caldaia.

Lo scambio termico in caldaia è espresso come:

$$Qu = K * A * \Delta T_{ml}$$

Dal primo principio ricaviamo il calore ceduto dai fumi durante il raffreddamento:

$$Qu = \dot{m} * c_p * \Delta T$$

Riducendo la portata dei fumi, a parità di temperature di ingresso acqua e ingresso fumi, la temperatura di uscita fumi si abbassa diminuendo le perdite al camino e aumentando l'efficienza. La parzializzazione non penalizza le prestazioni di una caldaia modulante

come avviene nelle caldaie tradizionali, ma trae da essa beneficio. Un sistema modulante permette inoltre di mantenere per qualsiasi potenza prodotta un corretto eccesso aria. Il limite tecnico è dettato dall'abbassamento della temperatura dei fumi costituito dalla condensazione di vapori che possono contenere componenti acide. Questo limite viene sfruttato dalle caldaie a condensazione.

La Figura 19 riporta il rendimento di combustione in funzione del fattore di carico. La curva relativa ad una caldaia a condensazione con bruciatore modulante rappresenta il risultato più brillante che può essere raggiunto.

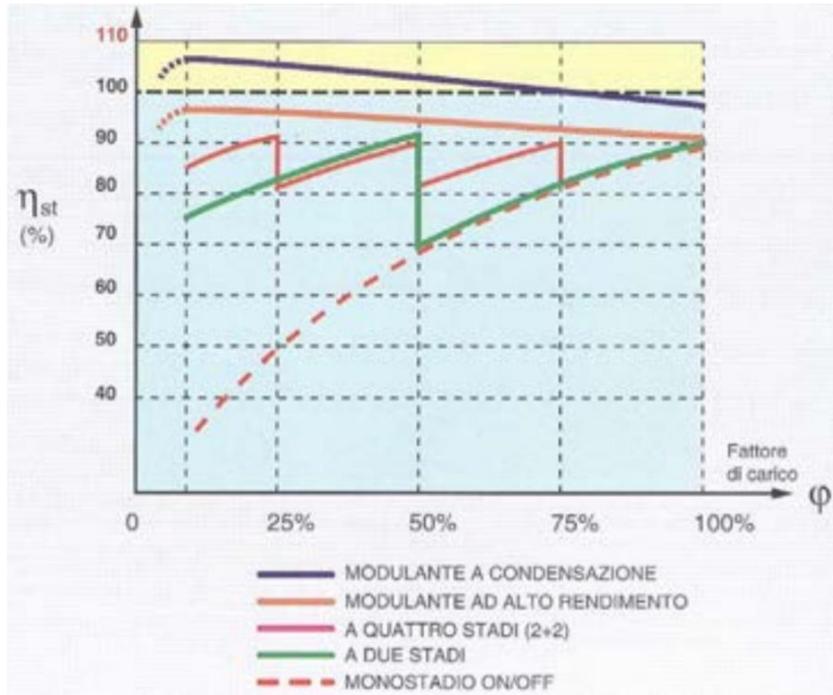


Figura 19: Rendimenti termici al variare del carico per caldaie modulanti a condensazione, ad alto rendimento e non modulate a quattro e due stadi.

Di seguito viene riportato l'andamento della temperatura dei fumi e del rendimento termico di un generatore di acqua calda marca Viessmann normalmente impiegato negli impianti di teleriscaldamento. Anche in questo caso, all'aumentare del carico, l'efficienza diminuisce, si ottiene un decremento dal 95% fino al 92%.

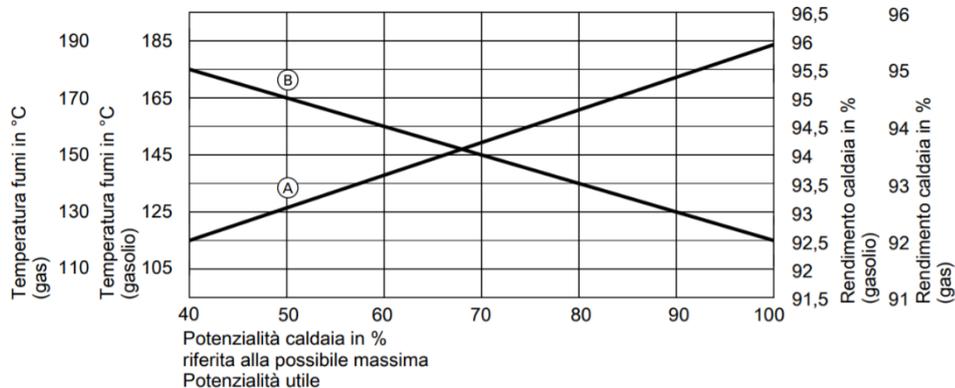
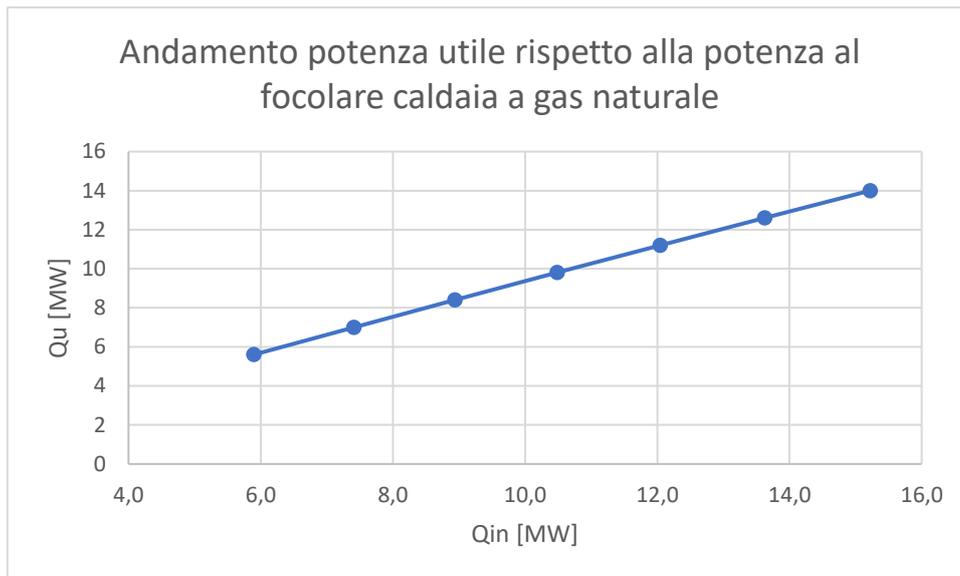


Grafico 36: Temperatura fumi e rendimenti al variare del carico. Scheda tecnica generatore ad acqua calda Vitomax LW Viessmann.



*Grafico 37: Andamento della potenza utile rispetto alla potenza in ingresso. Vitomax LW M84 (14 MW).*

Noto il rendimento al variare del carico, è stato possibile ricavare l'andamento della potenza utile rispetto alla potenza in ingresso per una caldaia la cui potenza nominale è di 14 MW.

## 9.4. Caldaie a biomassa legnosa

Gli impianti a cippato sono indicati soprattutto per sistemi di riscaldamento medio-grandi o per impianti di cogenerazione. Il caricamento e la gestione del combustibile sono completamente automatizzati. Sono alimentati in continuo da meccanismi a vite e la combustione del cippato avviene su bruciatori a griglia. Il flusso del cippato e la combustione sono regolati in base alla richiesta di energia, alla temperatura di mandata dell'acqua voluta e alla percentuale di ossigeno presente nei fumi.

Gli impianti a cippato hanno mediamente rendimenti variabili tra l'80% e il 90%. A causa della variazione di pressione dettata dalla maggiore altitudine, si ha una conseguente riduzione in potenza. L'aria è caratterizzata da una maggiore rarefazione, quindi, a parità di volume aspirato, si avrà a disposizione meno ossigeno da introdurre in camera di combustione. Tale fenomeno si ripercuote sulle prestazioni di tutti i generatori a combustione.

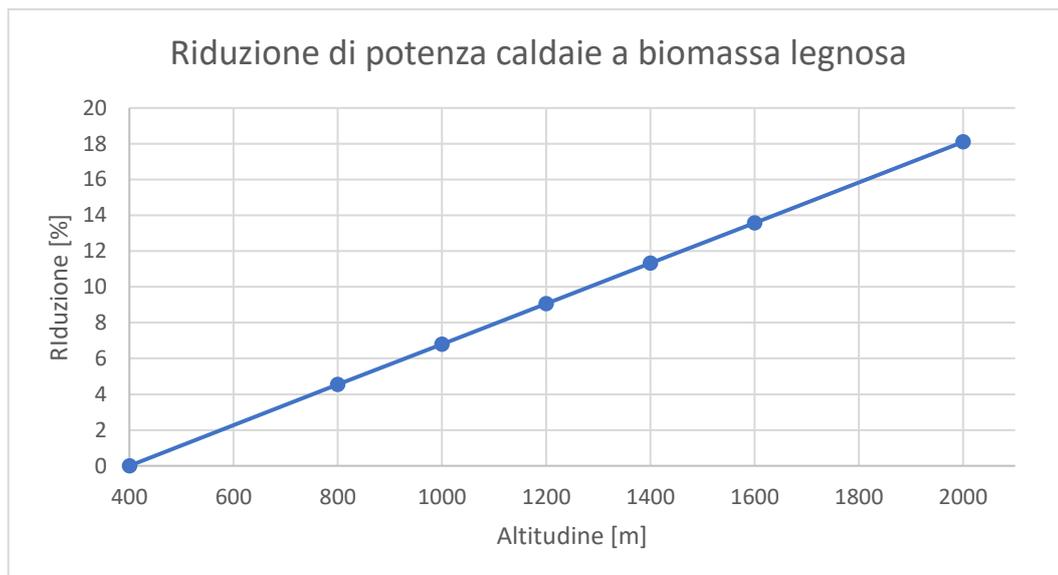


Grafico 38: Riduzione di potenza in percentuale al variare dell'altitudine e delle condizioni di pressione atmosferica a cui il generatore lavora.

In particolare viene riportato l'andamento della riduzione percentuale di potenza per una caldaia a biomassa marca Viessmann.

Ad un altitudine di 1.500 m s.l.m. la riduzione di potenza è pari al 12,5%. Ipotizzando di installare una caldaia con potenza nominale di 1,7 MW, la potenza utile si riduce a un valore di 1,5 MW.

Per ciascun generatore a combustione che verrà di seguito analizzato, è necessario quindi, in fase di installazione, considerare taglie maggiori a fronte di tale riduzione di potenza.

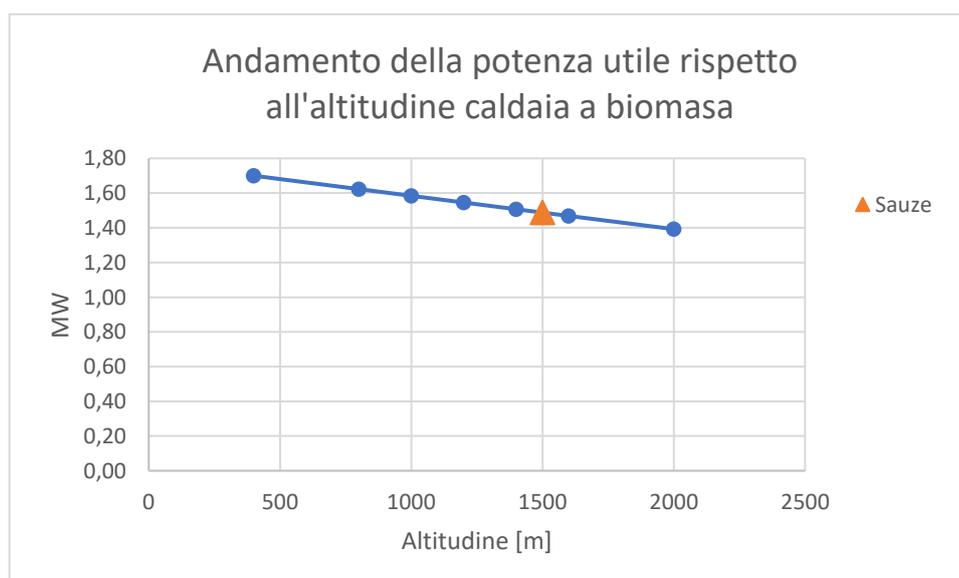


Grafico 39: Potenza utile generata al variare dell'altitudine. Sauze d'Oulx - 1.503 m s.l.m.

## 10. Temperature di rete

Analizzando i dati delle temperatura della rete di distribuzione di Sestriere, è stato possibile ricavare l'andamento della temperatura di mandata in relazione alle temperature esterne.

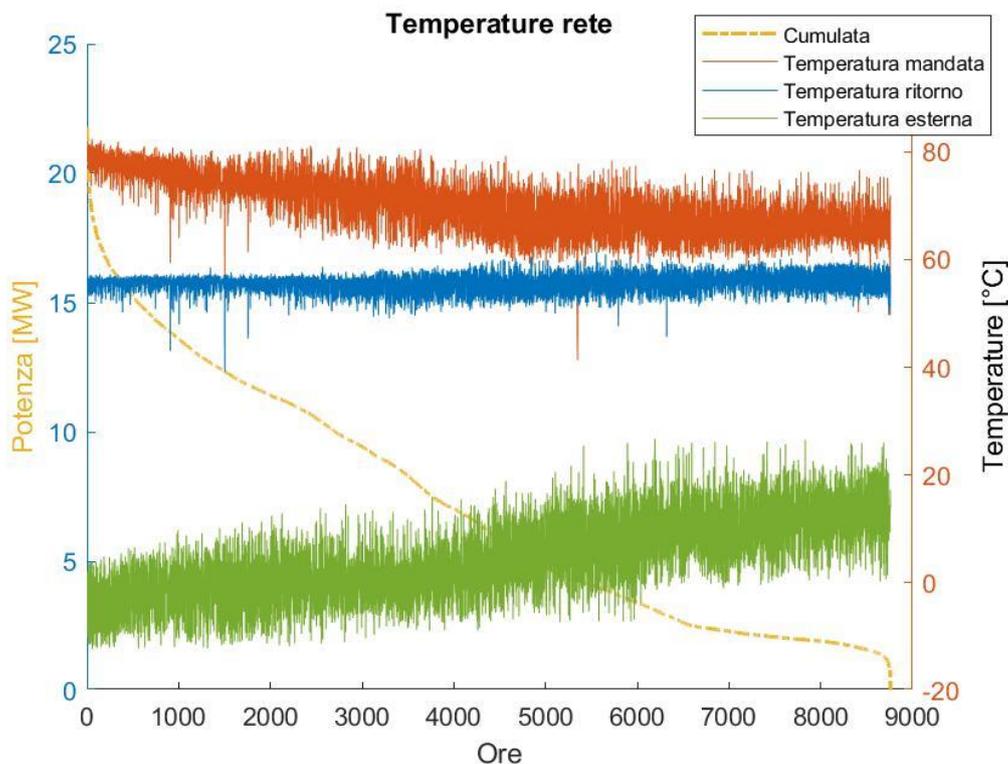


Grafico 40: Andamento delle temperature di mandata e ritorno della rete di distribuzione di Sestriere in relazione alla temperatura esterna registrata e alla richiesta di potenza.

Nel Grafico 40 sono riportate le temperature sia di mandata che di ritorno della rete in relazione alla temperatura esterna e alla potenza richiesta dalle utenze. Tutti i dati fanno riferimento alle misurazioni registrate nel 2019.

La temperatura di ritorno della rete viene tenuta ad un valore fisso di 55°C, mentre le temperature di mandata oscillano tra valori compresi tra 60°C e 82°C. Per mantenere un ritorno costante è necessario regolare la portata d'acqua della rete.

Da una prima analisi si evince che la temperatura di mandata diminuisca al decrescere della domanda delle volumetrie allacciate e all'aumentare della temperatura esterna. Analizzando gli andamenti della temperatura di mandata nei diversi mesi dell'anno, però, non si è riscontrata una correlazione netta tra la temperatura di immissione nella rete e la temperatura esterna. Di seguito viene riportato il Grafico 41 raffigurante la distribuzione climatica delle temperature di mandata rispettivamente nei mesi di gennaio, aprile, luglio. Tali mesi sono rappresentativi della stagione invernale, intermedia ed estiva.

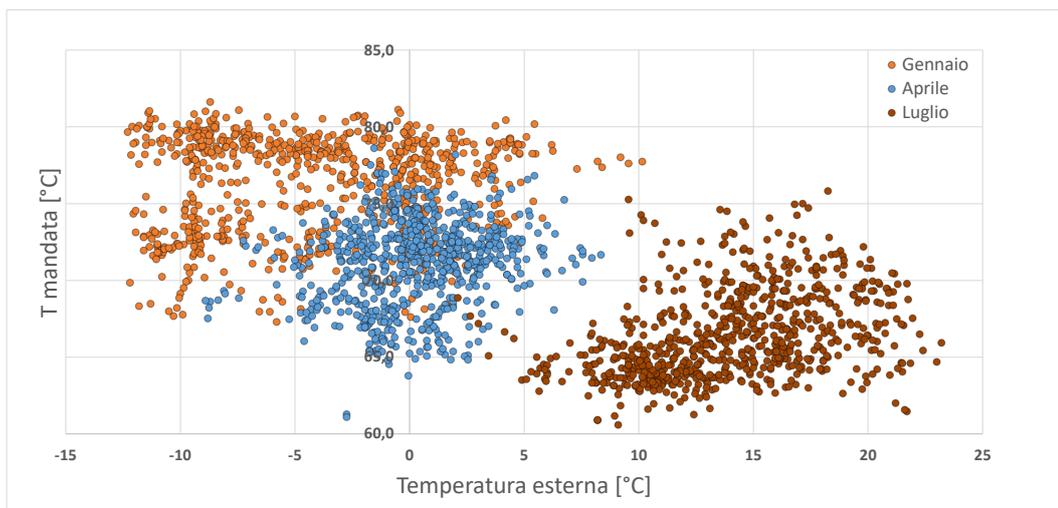


Grafico 41: Distribuzione temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento in relazione alla temperatura esterna registrata

Analizzando per ciascun mese le temperature di mandata registrate, la cui sintesi è riportata nella Tabella 16, si è stabilito di simulare la rete di distribuzione del calore di Sauze d'Oulx con una temperatura di ritorno fissa a 55°C, una temperatura di mandata fissa a 75°C e di conseguenza regolare il carico variando esclusivamente la portata d'acqua circolante.

Tabella 16: Moda, mediana, massimo e minimo della temperatura di mandata nella rete di teleriscaldamento di Sestriere per ciascun mese dell'anno 2019

Mese	Consumi MWh	Tmax	Tmin	Moda	Mediana
Gennaio	9.991	82	67	79	77
Febbraio	8.296	82	70	76	76
Marzo	8.176	79	65	77	74
Aprile	5.736	79	61	72	72
Maggio	3.630	78	59	66	70
Giugno	2.237	78	60	71	67
Luglio	1.782	76	61	64	66
Agosto	1.964	74	57	65	65
Settembre	2.067	75	59	67	65
Ottobre	2.816	76	50	65	65
Novembre	6.238	79	60	75	70
Dicembre	9.577	79	60	75	70
		<b>82</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>70</b>

	stagione invernale
	stagione intermedia
	stagione estiva

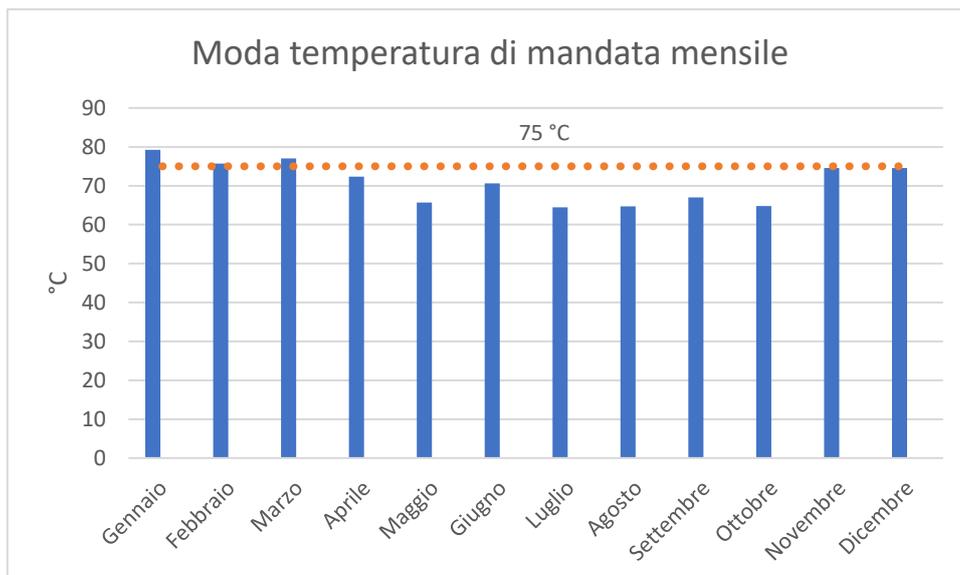


Grafico 42: Moda temperatura di mandata nella rete di teleriscaldamento di Sestriere per ciascun mese dell'anno 2019.

## 11. Configurazioni analizzate

Lo scopo principale dell'elaborato è selezionare un assetto d'impianto che garantisca il soddisfacimento della domanda di calore delle utenze e permetta di ottimizzare i consumi, limitando l'impatto ambientale della centrale attraverso una scelta adeguata delle tecnologie per la generazione di calore.

La scelta della configurazione in primo luogo deve essere condotta considerando la percentuale di energia termica prodotta impiegando fonti rinnovabili in un anno tipo di esercizio. Tale parametro, che deve essere almeno pari al 20%, è fondamentale in quanto alla base del bando vincitore della gara per la realizzazione dell'impianto.

Per rispettare tale limite, è stato ipotizzato prima l'inserimento di una caldaia a biomassa legnosa (*caso A e B*) e in seconda analisi l'installazione di un gruppo cogenerativo ORC (*caso C*).

Secondo obiettivo dell'analisi è selezionare l'assetto che possa soddisfare la definizione di *teleriscaldamento efficiente*, in modo da poter accedere agli incentivi previsti dal *Superbonus 110%*, che saranno discussi nel paragrafo 15.

Per *teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti*, si intende un sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa, in alternativa, almeno:

- a) il 50% di energia derivante da fonti rinnovabili;
- b) il 50% di calore di scarto;
- c) il 75% di calore cogenerato;
- d) il 50% di una combinazione delle precedenti.

Per coprire almeno il 50% del fabbisogno con una combinazione di energia derivante da biomassa e da cogenerazione, si ipotizza l'inserimento di un numero variabile di motori endotermici con pompa di calore in serie al generatore principale (caldaia a biomassa, nei *caso A e B*, gruppo ORC, nel *caso C*).

La caldaie di integrazione e riserva infine intervengono per coprire i picchi di carico e sono state dimensionate in modo che possano coprire il carico totale in caso di guasto o manutenzione dei gruppi principali.

### 11.1. Modello MATLAB

Utilizzando il programma Matlab, è stato implementato un codice di calcolo in grado di importare i dati di richiesta termica della centrale salvati su un file excel.

Impostate le temperature di mandata e ritorno e noti l'energia richiesta della rete e i rendimenti dei generatori, viene calcolata la portata d'acqua necessaria e scelto l'ordine con cui i gruppi intervengono nella copertura del carico.

I dati di cumulata importati sul programma di simulazione, vengono confrontati con le potenze termiche massime erogabili dal primo generatore, caldaia a biomassa o gruppo ORC. La quota parte di fabbisogno che riesce ad essere soddisfatto viene sottratto al valore iniziale di energia richiesta. Viene così ottenuto il valore di potenza da sottoporre al gruppo motori.

Ipotizzato il numero di motori con pompa di calore che costituiscono l'impianto di cogenerazione, viene prima calcolata la potenza minima erogabile modulando il carico di un singolo motore fino al 50% e la potenza massima ottenibile lavorando con tutti i motori a pieno carico. Se la domanda è inferiore alla potenza minima erogabile, la richiesta viene direttamente soddisfatta dal gruppo caldaie.

Nota l'energia termica che potrà essere soddisfatta dal gruppo motori è necessario stabilire quante delle unità *Motore + Pompa di Calore* ipotizzate, e a quale carico, debbano lavorare secondo i seguenti vincoli:

- ogni unità può modulare fino al 50% del suo carico nominale
- per ridurre il consumo di energia primaria, si prevede di azionare il minor numero di unità
- nel caso in cui sia necessario coprire il carico modulando con più unità contemporaneamente, il carico viene equamente distribuito tra i motori in funzione
- nel caso sia possibile lavorare con più configurazioni a diverso carico che prevedono l'impiego di un numero differente di motori, viene scelta l'opzione in cui l'energia termica cogenerata è maggiore

Stabilito il numero di unità impiegate e il relativo carico, vengono calcolate le potenze elettrica e termica prodotte. Nel caso in cui la potenza termica richiesta superi tale valore, vengono per ultime azionate la caldaie di integrazione e riserva.

Per ogni gruppo viene calcolata la percentuale di carico, la potenza termica erogata, l'eventuale potenza elettrica prodotta e il relativo consumo di combustibile.

## 11.2. Caldaia a biomassa, motore a combustione interna con pompa di calore e caldaie di integrazione e riserva

Nella prima configurazione analizzata è stato previsto l'inserimento di una caldaia a biomassa legnosa. Il carico viene in ordine coperto dalla caldaia, dal gruppo motore con pompa di calore e in ultima analisi dalle caldaie a gas.

Sono state considerate due configurazioni diverse nelle quali la taglia della caldaia a biomassa è stata variata:

- *Caso A*: caldaia a biomassa con potenza nominale pari a 800 kW
- *Caso B*: caldaia a biomassa con potenza nominale pari a 1000 kW

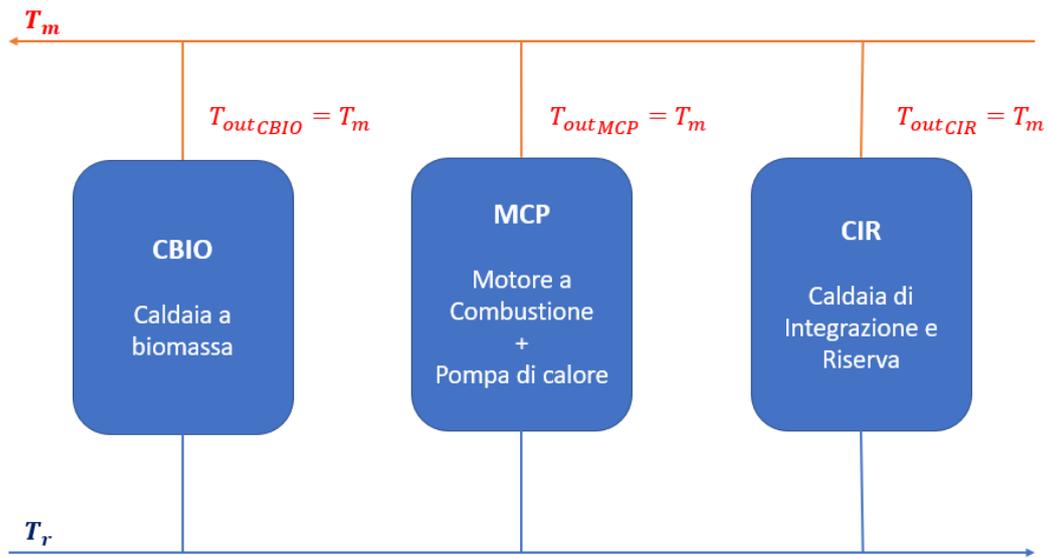


Figura 20: Schema d'impianto con Caldaia a biomassa + Motore a combustione interna + Pompa di Calore + Caldaie di integrazione e riserva

A valle delle considerazioni fatte nel paragrafo 9.4, la potenza nominale della caldaia che sarà installata dovrà tenere conto del 12% di riduzione di potenza dettato dall'altitudine.

Per entrambe le configurazioni il numero di motori è stato variato per rispettare la definizione di teleriscaldamento efficiente.

### 11.2.1. Caso A

Nella prima configurazione viene inserita una caldaia a biomassa legnosa da 800 kW, di cui vengono riportati i dati nella Figura 21. La taglia selezionata è la più piccola che permette di ottenere una percentuale di energia derivante da fonti rinnovabili pari al 20% dell'energia termica totale prodotta.

BioFire T-Control P45S	500	600	800	1000	1250	1500
<b>Output range WOOD CHIPS (kW)</b> Nominal load at 25 % water content	150-500	180-600	240-800	300-1000	375-1250	450-1500
<b>Dimensions (mm)</b>						
A1 Length - total	4485	4980	4980	5285	5880	5880
C1 Height	1975	1990	1990	2190	2470	2470
B1 Width - total	2425	2425	2425	2425	2795	2795
B4 Width - boiler	1375	1375	1375	1375	1735	1735
<b>Technical data</b>						
Boiler weight	kg 5317	5915	5915	6796	10003	10003

Figura 21: Dati tecnici caldaia BioFire T-Control P45S da 800 kW. [20]

Il cippato considerato è caratterizzato da un grado di umidità del 25% che consente di ottenere un rendimento nominale pari all'85%. L'impianto è in grado di modulare fino ad un carico pari al 30% della potenza massima erogabile.

Note le caratteristiche tecniche è stato possibile simulare il funzionamento della centrale considerando l'inserimento di un numero variabile di motori con pompa di calore. Come già specificato, l'obiettivo finale delle simulazioni è quello di ottenere il 50% dell'energia totale prodotta con una combinazione di energia da fonti rinnovabili e da cogenerazione.

#### Caso A1

Ipotizzando l'inserimento di un motore con pompa di calore il carico viene ripartito come riportato nel Grafico 43. Come richiesto, la percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili è pari al 21% del fabbisogno totale.

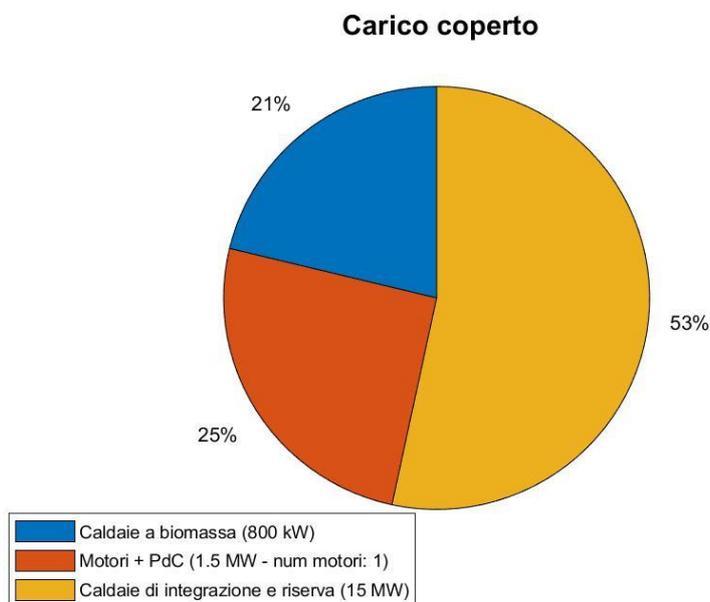


Grafico 43: Suddivisione del carico. Caso A1: CBIO (800 kW) + 1 MCP + CIR

Viceversa la somma del contributo da biomassa e l'energia prodotta da cogenerazione è inferiore al 50%. Tale configurazione non permette quindi di accedere ai benefici fiscali previsti per il teleriscaldamento efficiente.

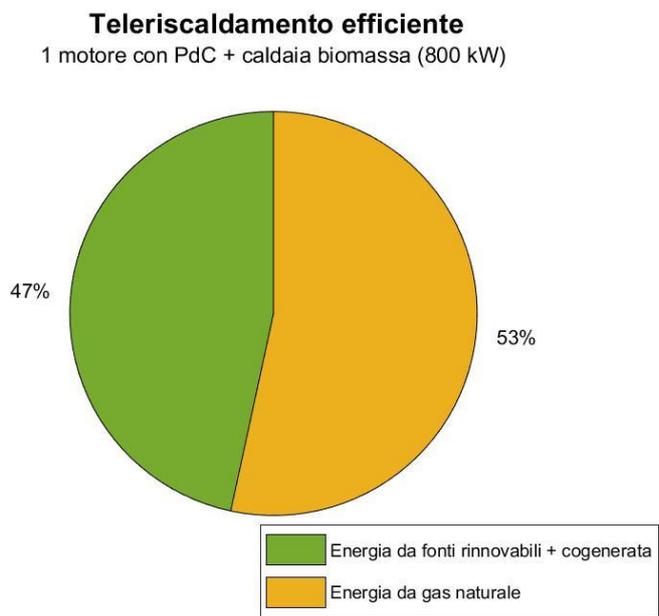


Grafico 44: Percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili e da cogenerazione. Caso A1: CBIO (800 kW) + 1 MCP + CIR

**Caso A2**

Si procede quindi inserendo un secondo motore con pompa di calore in modo da incrementare la percentuale di energia cogenerata.

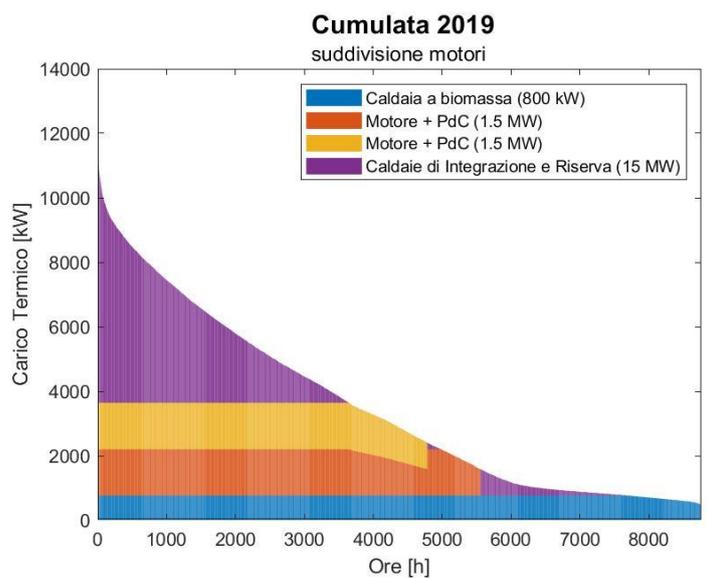


Grafico 45: Ripartizione del carico sulla cumulata. Caso A2: CBIO (800 kW) + 2 MCP + CIR.

Con tale configurazione il carico viene coperto dalle caldaie di integrazione e riserva per il solo 32%, mentre i motori incrementano la percentuale di carico dal 25% al 46%. La quota di energia derivante da biomassa e da cogenerazione è pari al 67%. La condizione di teleriscaldamento efficiente viene rispettata.

**Teleriscaldamento efficiente**  
2 motori con PdC + caldaia biomassa (800 kW)

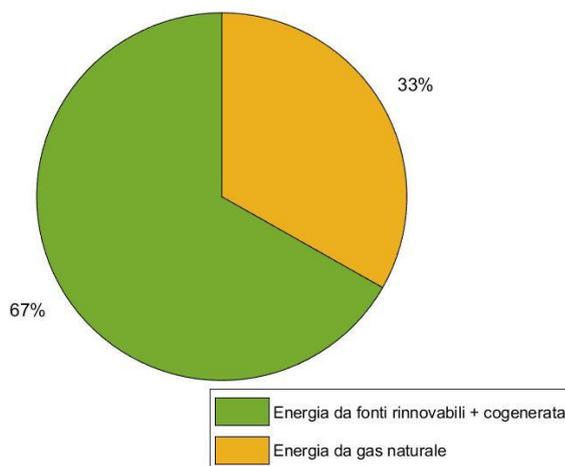


Grafico 46: Percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili e da cogenerazione. Caso A2: CBIO (800 kW) + 2 MCP + CIR

Tale configurazione non tiene conto né dei periodi di manutenzione nei quali i generatori di calore non possono rimanere in funzione, né di possibili guasti che obbligano a fermate non programmate. Si considera quindi di ridurre le ore di funzionamento della caldaia a biomassa e dei gruppi motori rispettivamente del 10% e del 5%.

Tale ipotesi modifica le percentuali di carico. Nonostante la definizione di teleriscaldamento efficiente continui ad essere rispettata, la percentuale di energia derivante da biomassa scende al 19%. Il vincolo riguardante il 20% minimo di energia prodotta da fonti rinnovabili non è più soddisfatto.

**Carico coperto**  
fermate programmate e non programmate

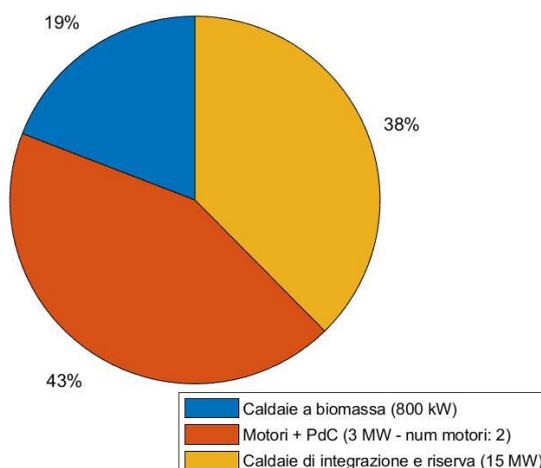


Grafico 47: Suddivisione del carico considerando fermate programmate e non programmate. Caso A2: CBIO (800 kW) + 2 MCP + CIR

Il cippato impiegato nel *caso A*, inoltre, presenta un basso contenuto idrico, ciò, oltre a comportare costi molto elevati, limita la versatilità dell'impianto. Non sarebbe infatti possibile impiegare biomasse meno pregiate, caratterizzate da valori di umidità maggiori, nonostante la tecnologia delle caldaie industriali di grossa taglia lo permetta. La tipologia di focolare mobile, infatti, è adatta per l'impiego di biomasse solide con percentuale di umidità 40-50% ed elevato contenuto di cenere  $A > 3\%$ , scarti che altrimenti non potrebbero essere reimpiegati in nessun modo a livello energetico. In generale, è preferibile impiegare tipologie di cippato a basso contenuto idrico per caldaie di taglia inferiore negli impianti residenziali.

Il *caso A2*, quindi, non può essere applicato ad una configurazione di impianto reale.

## 11.2.2. Caso B

Si ipotizza in seconda analisi di inserire una caldaia con potenza massima erogabile di 1000kW i cui dati sono riportati nella Figura 22.

BioFire T-Control P45S + M50		500	600	800	1000	
<b>Output range WOOD CHIPS (kW)</b> Nominal load at 50 % water content		250-500	300-600	400-800	500-1000	
<b>Dimensions (mm)</b>						
A1	Length - total	4900	5205	5600	5600	
C1	Height	1990	2190	2470	2470	
B1	Width - total	2425	2425	2795	2795	
B4	Width - boiler	1375	1375	1735	1735	
<b>Technical data</b>						
Boiler weight		kg	5915	6796	10003	10003

Figura 22: Dati tecnici caldaia BioFire T-Control P45S + M50 da 1000 kW. [20]

Il cippato impiegato ha un contenuto idrico del 50%, per tale ragione, al fine di garantire una combustione ottimale, è necessario essiccarlo prolungando il tempo di permanenza internamente alla caldaia. La capacità di modulazione è inferiore rispetto al *caso A*, è possibile infatti raggiungere il 50% del carico massimo essendo tale caldaia derivata da un modello di potenza maggiore (1500 kW con cippato al 25% di umidità), adattata per effettuare combustione di cippato a maggiore contenuto idrico. Il rendimento considerato è pari a 85% come nella configurazione precedente.

### Caso B1

Installando una caldaia a biomassa di taglia maggiore l'energia proveniente da fonti rinnovabili rappresenta il 26% del fabbisogno complessivo, si ha quindi un incremento del 5% rispetto al *caso A*. Inserendo un motore con pompa di calore il carico risulta suddiviso come nel Grafico 48.

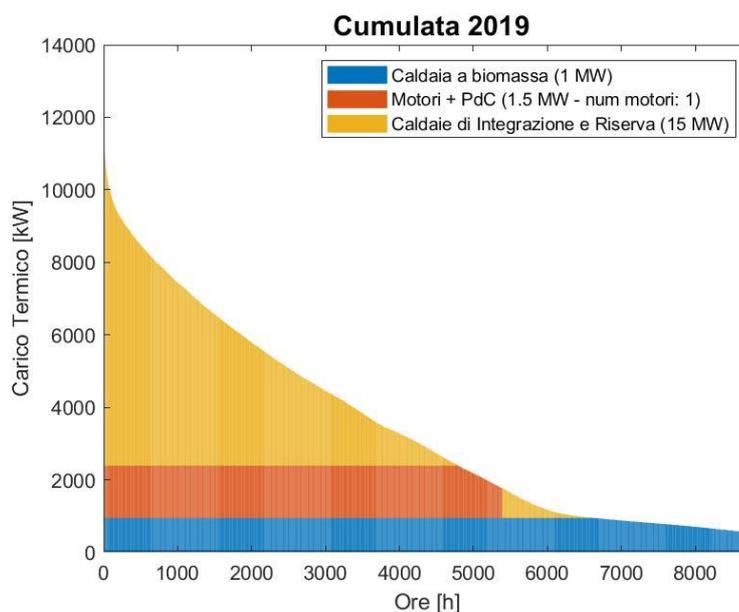


Grafico 48: Ripartizione del carico sulla cumulata. Caso B1: CBIO (1000 kW) + 1 MCP + CIR

La somma dei contributi da fonti rinnovabili e del gruppo cogenerativo è pari al 50% del carico totale. Considerando di ridurre le ore di funzionamento dell'unità motore con pompa di calore e della caldaia a biomassa, la definizione di teleriscaldamento efficiente non sarebbe più soddisfatta.

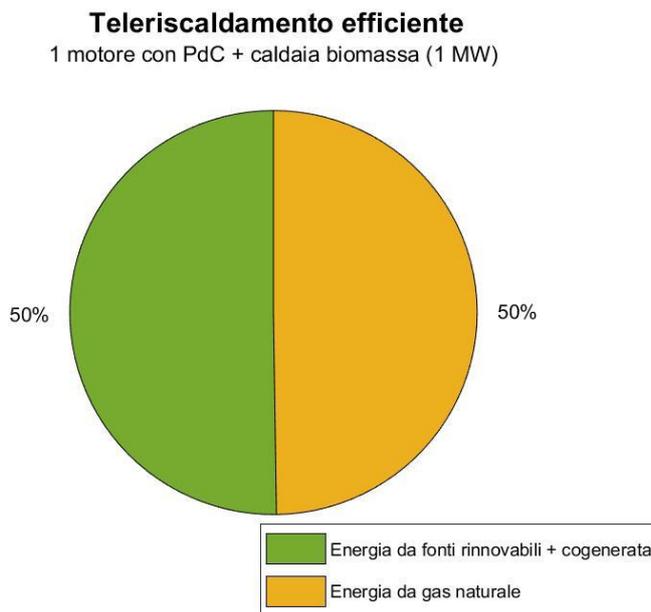


Grafico 49: Percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili e da cogenerazione. Caso B1: CBIO (1000 kW) + 1 MCP + CIR

### Caso B2

Inserendo un secondo motore la percentuale di energia prodotta da biomassa e da cogenerazione ha un incremento del 20%.

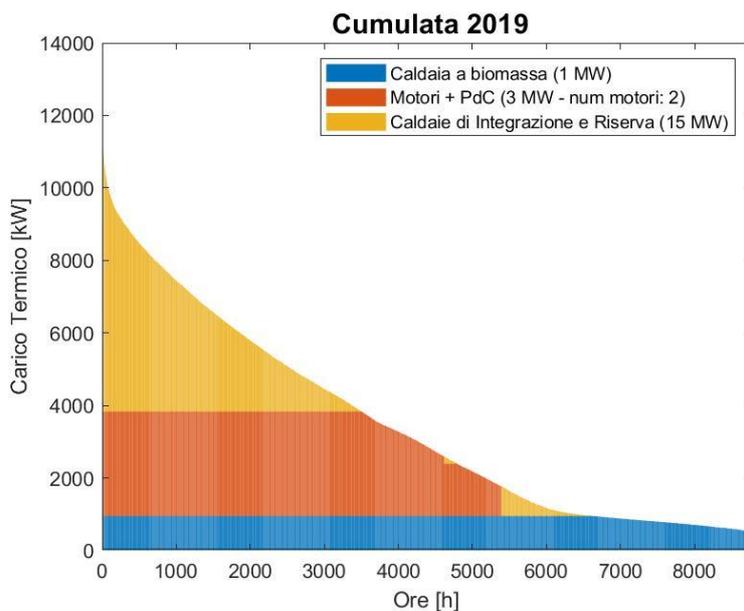


Grafico 50: Ripartizione del carico sulla cumulata. Caso B2: CBIO (1000 kW) + 2 MCP + CIR

Le unità motori con pompa di calore coprono il carico per circa 5.390 ore, tale periodo viene ridotto del 5% considerando le fermate programmate e non programmate; per la caldaia a biomassa viene ipotizzata una riduzione del tempo di funzionamento del 10%. Il carico viene quindi ripartito come nel Grafico 51.

Entrambi i vincoli imposti vengono rispettati.

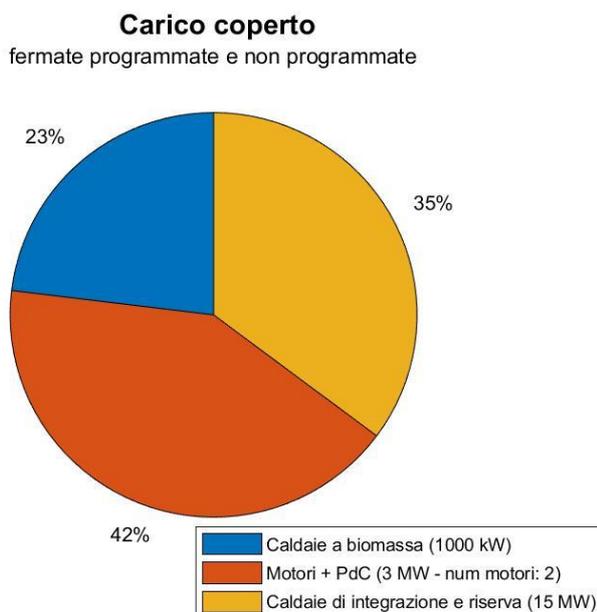


Grafico 51: Suddivisione del carico considerando fermate programmate e non programmate. Caso B2: CBIO (1000 kW) + 2 MCP + CIR.

Nella Tabella 17 vengono riepilogati i risultati relativi all'energia termica ed elettrica prodotta dai singoli componenti d'impianto con i relativi consumi in termini di energia primaria e di combustibile impiegato.

Tabella 17: Riepilogo dei risultati ottenuti. Energia prodotta, rendimenti e consumi dei componenti di impianto nella configurazione B2 (CBIO 1MW + 2 MCP + CIR)

Generatore [-]	Energia termica [GWh/anno]	Energia elettrica [GWh/anno]	Rendimento elettrico [%]	Rendimento termico [%]	Rendimento totale [%]	Cippato [ton/anno]	Gas Naturale [m <sup>3</sup> /anno]
CBIO	7,11	[-]	[-]	81%	81%	3.747	[-]
MCP	12,85	8,75	39%	57%	96%	[-]	2.353.363
CIR	10,85	[-]	[-]	85%	85%	[-]	1.324.063
<b>Impianto</b>	<b>30,81</b>	<b>8,75</b>	<b>20%</b>	<b>70%</b>	<b>90%</b>	<b>3.747</b>	<b>3.677.426</b>



Inserendo un motore con pompa di calore in serie all'unità ORC l'impianto ricorre all'impiego delle caldaie di integrazione e riserva per il 22% della domanda globale di energia.

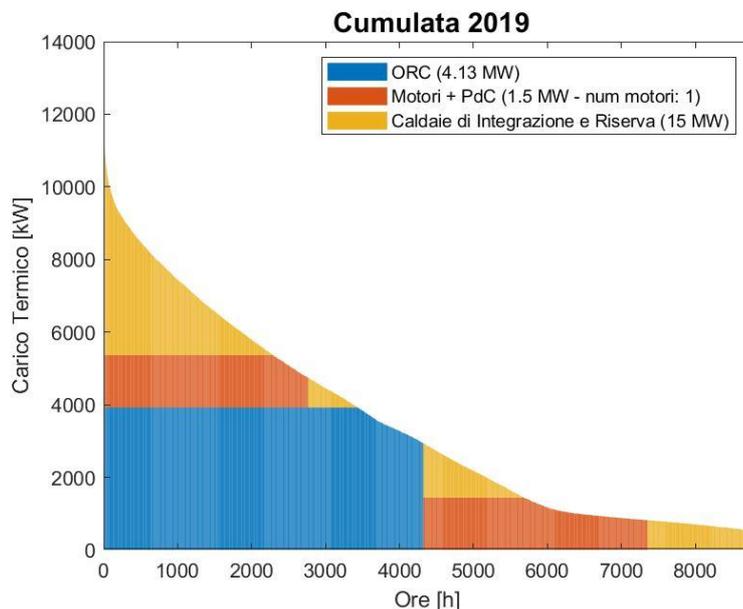


Grafico 52: Ripartizione del carico sulla cumulata. Caso C: ORC + 1 MCP + CIR

Considerando una riduzione delle ore di funzionamento sul gruppo ORC pari al 10% e sull'unità motore con pompa di calore pari al 5%, si ottiene un incremento del contributo delle caldaie a gas pari al 7%. Il gruppo cogenerativo composto da unità ORC e motore con pompa di calore copre il 71% della domanda totale di energia.

Entrambi i vicoli imposti vengono dunque rispettati.

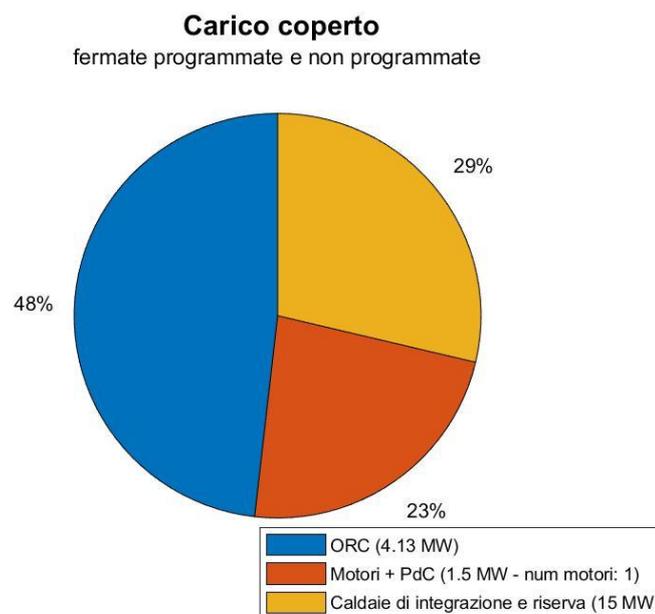


Grafico 53: Suddivisione del carico considerando fermate programmate e non programmate. Caso C: ORC + 1 MCP + CIR.

L'unità ORC lavora a carico nominale per circa 3.400 ore ed è in grado di soddisfare completamente la richiesta termica dell'utenza per un totale di 877 ore. La portata richiesta nelle prime 1.270 ore di cumulata è uguale o superiore ai 300 m<sup>3</sup>/h. In uscita dal condensatore del gruppo ORC, l'acqua di mandata è caratterizzata da una temperatura pari a circa 66°C. Il rendimento elettrico in tali condizioni è massimo ed è pari a 18,95 %.

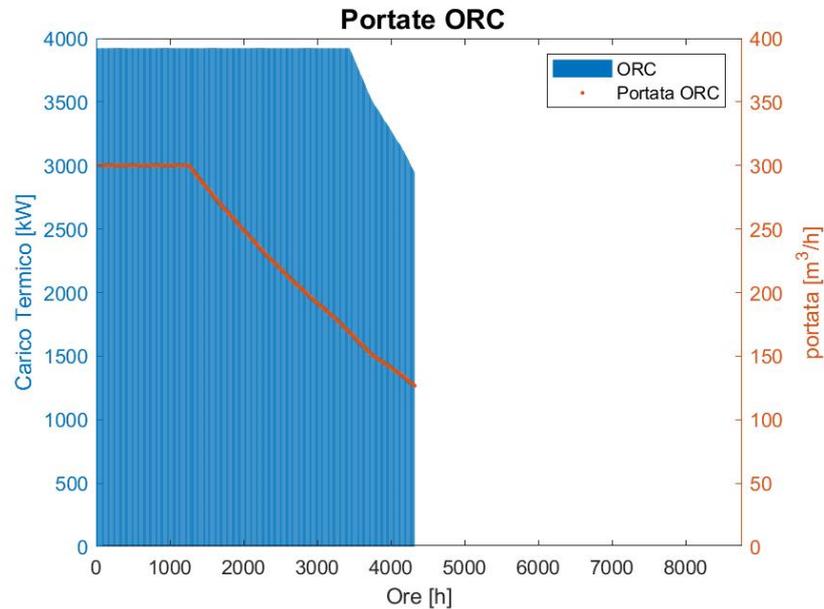


Grafico 54: Ore di funzionamento ORC con relative portate d'acqua.

Al decrescere della domanda da parte della volumetria allacciata alla rete di distribuzione del calore, la portata richiesta risulta inferiore al valore soglia impostato. La portata decresce ed aumenta la temperatura dell'acqua di mandata fino ad arrivare al valore massimo impostato di 75°C. La temperatura dell'acqua di ritorno è stata fissata a 55°C.

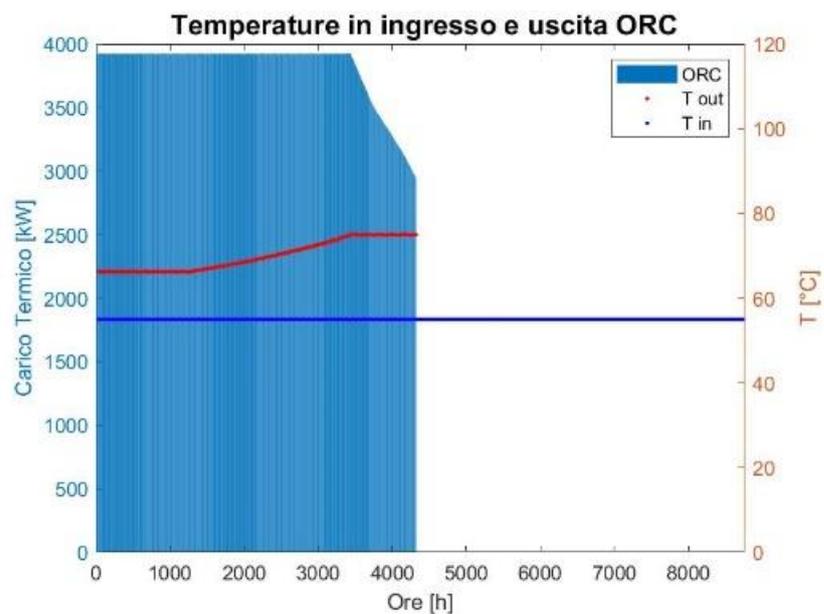


Grafico 55: Ore di funzionamento ORC con relative temperature di rete.

Il rendimento elettrico assume valore massimo finché la portata e la temperatura dell'acqua si mantengono costanti rispettivamente a 300 m<sup>3</sup>/h e 66°C. Al decrescere della portata, la temperatura aumenta fino a 75°C ed il rendimento scende fino al 16%. La temperatura resta fissa e la portata richiesta dall'utenza continua a decrescere, il rendimento si mantiene mediamente costante.

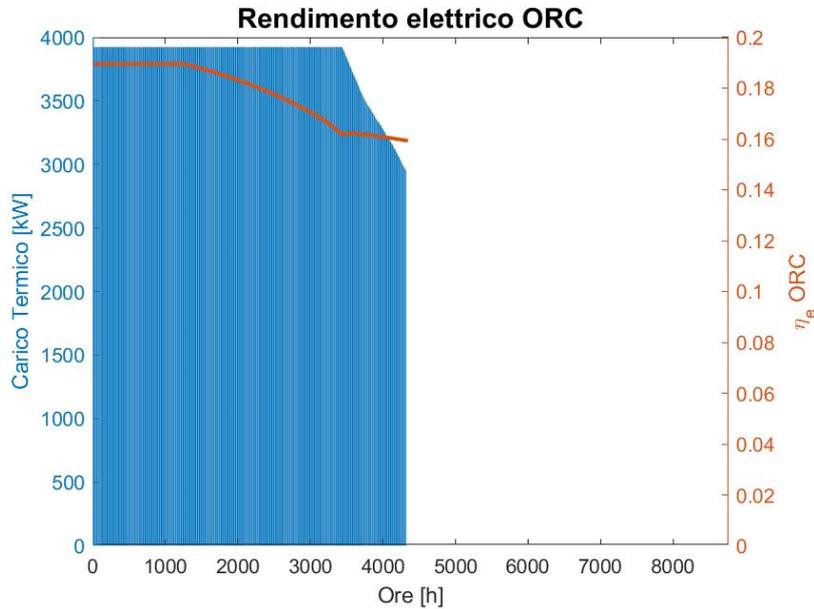


Grafico 56: Ore di funzionamento ORC con relativo andamento del rendimento elettrico.

Nella Tabella 18 vengono riepilogati i risultati relativi all'energia termica ed elettrica prodotta dai singoli componenti d'impianto con i relativi consumi in termini di energia primaria e di combustibile impiegato.

Tabella 18: Riepilogo dei risultati ottenuti. Energia prodotta, rendimenti e consumi dei componenti di impianto nella configurazione C (ORC + 1 MCP + CIR)

Generatore [-]	Energia termica [GWh/anno]	Energia elettrica [GWh/anno]	Rendimento elettrico [%]	Rendimento termico [%]	Rendimento totale [%]	Cippato [ton/anno]	Gas Naturale [m <sup>3</sup> /anno]
ORC	14,85	3,95	15%	57%	72%	11.133	[-]
MCP	7,12	4,81	39%	57%	96%	[-]	1.299.180
CIR	8,84	[-]	[-]	86%	86%	[-]	1.079.512
<b>Impianto</b>	<b>30,81</b>	<b>8,76</b>	<b>18%</b>	<b>63%</b>	<b>81%</b>	<b>11.133</b>	<b>2.378.692</b>

## 12. Valutazioni CAR e TEE

### 12.1. Calcolo del PES

#### Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

Ai sensi dell'art. 2, comma 1, lettera a) del DM 5 settembre 2011, l'unità di cogenerazione è definita come: "parte di un impianto di cogenerazione che, in condizioni ordinarie di esercizio, funziona indipendentemente da ogni altra parte dell'impianto di cogenerazione stesso".

È indispensabile definire i limiti dell'unità per calcolare le seguenti grandezze:

- $F_{unit\grave{a}}$ : energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione
- $E_{unit\grave{a}}$ : energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione
- $H_{chp}$ : calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione

Con il pedice *unità* si indica l'unità reale, ovvero l'energia elettrica e di alimentazione complessive dell'unità di cogenerazione. Con il pedice *chp* si indica l'unità virtuale e quindi l'energia elettrica e di alimentazione riferite al solo funzionamento in cogenerazione. Il calore prodotto e l'energia di alimentazione delle caldaie a combustione non vengono quindi considerate nel calcolo del PES.

Tabella 19: Valori di energia termica, elettrica e di alimentazione delle unità di cogenerazione suddivise per casistica analizzata.

	Sezione	$F_{unit\grave{a}}$ [GWh/anno]	$E_{unit\grave{a}}$ [GWh/anno]	$H_{chp}$ [GWh/anno]
Caso B2	MCP	22,55	8,75	12,85
Caso C	MCP	12,45	4,81	7,12
	ORC	26,16	3,95	14,85

#### Calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione

Viene quindi calcolato il rendimento globale a partire dai valori riportati nella Tabella 19. Tali valori possono essere impiegati per il calcolo del PES solo se il rendimento globale dell'unità di cogenerazione è pari o superiore al 75%. Viceversa è necessario procedere al dimensionamento dell'unità virtuale.

$$\eta_{globale} = \frac{E_{unit\grave{a}} + H_{CHP}}{F_{unit\grave{a}}}$$

Tabella 20: Rendimenti globali delle unità di cogenerazione nelle due configurazioni analizzate.

	Sezione	$\eta_{globale}$
Caso B2	MCP	96 % <b>VERIFICATO</b>
Caso C	MCP	96 % <b>VERIFICATO</b>
	ORC	72 % <b>NON VERIFICATO</b>

### Dimensionamento dell'unità virtuale

Dal momento che il rendimento globale dell'unità ORC nel caso C risulta inferiore al valore soglia, si assume che parte dell'energia elettrica non sia prodotta in regime di cogenerazione e quindi occorre dimensionare l'unità virtuale.

L'unità virtuale produce una quantità di energia elettrica  $E_{chp}$  tale per cui, dato il calore cogenerato  $H_{chp}$  e un rendimento del 75%, consuma una quantità di energia di alimentazione pari a  $F_{chp}$ .

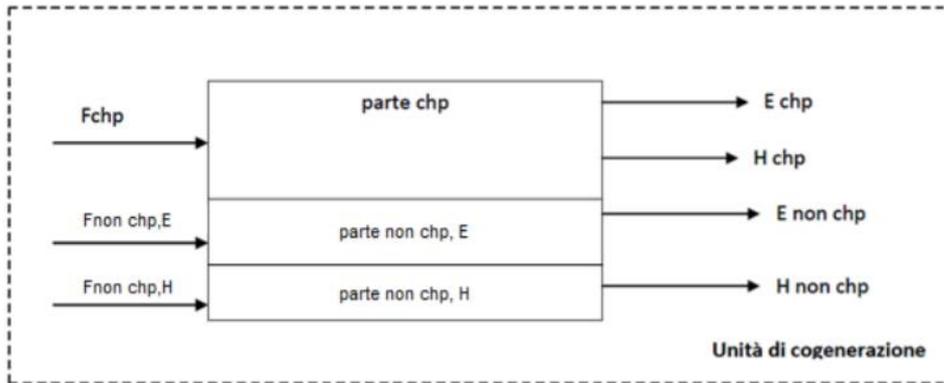


Figura 24: Parte chp e parte non chp.

La determinazione di  $E_{chp}$  e  $F_{chp}$  viene condotta a partire del calcolo del Rapporto effettivo tra energia prodotta e calore,  $C_{eff}$ .

$$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchpE}}{\eta_{globale\ soglia} - \eta_{nonchpE}} = 0,25$$

$$\eta_{nonchpE} = \frac{E_{elORC}}{F_{ORC}} = 15,1 \%$$

È quindi possibile determinare:

$$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp} = 3,71 [GWh]$$

$$E_{nonchp} = E_{elORC} - E_{chp} = 0,24 [GWh]$$

$$F_{nonchp} = \frac{E_{nonchp}}{\eta_{nonchpE}} = 1,61 [GWh]$$

$$F_{chp} = F_{ORC} - F_{nonchp} = 24,56 [GWh]$$

## Calcolo del PES

Per calcolare la percentuale di risparmio di energia primaria, devono essere noti:

- $CHPH_{\eta}$ : il rendimento termico calcolato come il rapporto tra l'energia termica utile prodotta  $H_{chp}$  e l'energia di alimentazione  $F_{chp}$  dall'unità di cogenerazione.

Tabella 21: Rendimenti termici dell'unità cogenerativa nel caso B2 (2 motori con pompa di calore) e C (unità ORC + 1 motore con pompa di calore).

	<b>Sezione</b>	<b><math>CHPH_{\eta}</math></b>
<b>Caso B2</b>	MCP	57,0 %
<b>Caso C</b>	MCP	57,2 %
	ORC	60,5 %

- $CHPE_{\eta}$ : il rendimento elettrico calcolato come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta  $E_{chp}$  e l'energia di alimentazione  $F_{chp}$  dall'unità di cogenerazione.

Tabella 22: Rendimenti elettrici dell'unità cogenerativa nel caso B2 (2 motori con pompa di calore) e C (unità ORC + 1 motore con pompa di calore).

	<b>Sezione</b>	<b><math>CHPE_{\eta}</math></b>
<b>Caso B2</b>	MCP	38,8 %
<b>Caso C</b>	MCP	38,6 %
	ORC	15,1 %

- $RefH_{\eta}$ ,  $RefE_{\eta}$ : i rendimenti termico ed elettrico di riferimento per la produzione separata di calore ed energia elettrica.

I rendimenti di riferimento vengono riportati nel *Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015* e si differenziano in base all'anno di entrata in esercizio, alla tipologia di combustibile impiegato e al tipo di produzione (acqua calda, vapore o utilizzo diretto dei fumi).

Per gli impianti costruiti in seguito al 2016 che producono acqua calda si ha:

Tabella 23: Rendimenti di riferimento. Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015. Allegati I e II.

	<b><math>RefH_{\eta}</math></b>	<b><math>RefE_{\eta}</math></b>
<b>Gas naturale</b>	92 %	53 %
<b>Biomassa legnosa</b>	86 %	37 %

Il rendimento elettrico di riferimento  $RefE_{\eta}$  viene corretto, per i soli combustibili gassosi, in base alla zona climatica in cui l'impianto è ubicato e, indipendentemente dalla sorgente termica, in relazione alla tensione di allaccio dell'impianto, per tenere conto delle perdite evitate sulla rete.

Secondo l'*Allegato VI del DM 4 agosto 2011* il Piemonte si trova in fascia climatica A ed al rendimento elettrico riportato in Tabella 23 va sommato un fattore di correzione pari a 0,369.

Ipotizzando di immettere il 90 % dell'energia elettrica prodotta in media tensione nella fascia tra 12 e 50 kV ed applicando i fattori correttivi riportati nell'Allegato IV del Regolamento Delegato (UE) 2015/2402, si riottengono i seguenti rendimenti elettrici di riferimento:

Tabella 24: Rendimenti elettrici di riferimento corretti.

	<b>RefE<sub>η</sub></b>
Gas naturale	49,8 %
Biomassa legnosa	34,5 %

Viene dunque calcolato il PES nelle due configurazioni di impianto applicando la formula:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta}}} \right) * 100 \geq 10 \%$$

Tabella 25: Valori di risparmio di energia primaria nelle due configurazioni di impianto.

	<b>Sezione</b>	<b>PES</b>
Caso B2	MCP	36 % <b>VERIFICATO</b>
Caso C	MCP	52 % <b>VERIFICATO</b>
	ORC	28 % <b>VERIFICATO</b>

## 12.2. Calcolo TEE: RISP

Per calcolare il numero di Titoli di Efficienza Energetica a cui l'impianto ha diritto, occorre valutare il risparmio di energia primaria (RISP) espresso in MWh secondo la formula:

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{E}RIF} + \frac{H_{chp}}{\eta_{T}RIF} - F_{chp}$$

Dove  $\eta_{T}RIF$  e  $\eta_{E}RIF$  sono rispettivamente il rendimento termico di riferimento, pari al 90% nel caso di produzione di acqua calda, e il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, pari al 46%, corretto in funzione della tensione di allacciamento e, nel caso di combustibili gassosi, della zona climatica.

Tabella 26: Rendimenti di riferimento per il calcolo del RISP delle tipologie di sezioni analizzate.

	<b>η<sub>E</sub>RIF</b>	<b>η<sub>T</sub>RIF</b>
MCP	43,28 %	90 %
ORC	42,91 %	

Nota il RISP è possibile procedere al calcolo nel numero dei TEE o Certificati Bianchi:

$$CB = RISP * 0,086 * K$$

Dove  $K$  è un coefficiente armonizzante che varia a seconda della potenza media nelle fasi di produzione ponderata sulle ore di utilizzo e vale 1,4 per potenze comprese tra 0 e 1 MW, 1,3 per potenze comprese tra 1 e 10 MW.

Tabella 27: Determinazione del coefficiente  $K$ , note le ore di funzionamento e la potenza elettrica erogata dalle sezioni cogenerative.

	<b>Sezione</b>	<b>Ore marcia</b>	<b>Potenza media [MWe]</b>	<b>K</b>
<b>Caso B2</b>	MCP	5.120	1,7	1,38
<b>Caso C</b>	MCP	3.890	1,0	1,40
	ORC	6.226	0,8	1,40

In Tabella 28 vengono riportati i valori del RISP, il corrispettivo numero di certificati bianchi e, considerando un valore medio di 250 € per ciascun TEE, l'incentivo per l'energia prodotta in CAR. Il valore considerato è cautelativo, in quanto dalle statistiche sui mercati ambientali relative ai titoli di efficienze energetica, il GME (Gestore Mercati Energetici) riporta come valori minimi e massimi rispettivamente 256 €/tep e 262,50 €/tep per l'anno 2019 e 256,50 €/tep e 268 €/tep per il 2020.

Tabella 28: RISP [MWh], numero di certificati bianchi, valore dell'incentivo [€] nelle due configurazioni considerate.

	<b>Sezione</b>	<b>RISP [MWh]</b>	<b>CB [-]</b>	<b>Incentivo [€]</b>
<b>Caso B2</b>	MCP	11.975	1.451	353.834
<b>Caso C</b>	MCP	6.567	791	215.386
	ORC	589	71	

Con il DL *Crescita* il meccanismo incentivante per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili si estende anche alle biomasse. In particolare tale decreto riconosce l'incentivo, oltre che per l'incremento di efficienza, anche per la sostituzione dei vettori fossili con biomasse legnose, solare termico, bioliquidi e biogas.

Gli incentivi vengono riconosciuti esclusivamente per la generazione di calore, non sono quindi applicabili al *caso C* nonostante sia presente una caldaia a biomassa per l'alimentazione del gruppo ORC.

Al numero di certificati bianchi riconosciuti per la CAR vengono quindi sommati al *caso B2* i titoli di efficienza energetica ottenuti grazie all'installazione della caldaia a biomassa legnosa.

Viene applicata la seguente formula per il calcolo del RISP:

$$RISP = \frac{E_{termica}}{\eta_{baseline}} = 8.364 [MWh]$$

dove  $\eta_{baseline}$  corrisponde al rendimento termico della caldaia sostituita, pari all'85%, mentre  $E_{termica}$  è l'energia erogata dalla nuova caldaia a biomassa legnosa.

A tale valore di RISP corrispondono un numero di certificati bianchi pari a 719. Considerando un valore di 250 € per ciascun certificato l'incentivo ammonta a 179.839 €.

Tabella 29: Incentivi totali previsti per le due configurazioni d'impianto analizzate.

	Incentivo totale
Caso B2	533.673 €
Caso C	215.386 €

Da un punto di vista economico, il caso B2 presenta la situazione più vantaggiosa.

### 12.3. Calcolo IRE e LT

Fino a tutto il 2010 la normativa in vigore per ottenere la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento, era stata stabilita nella *Delibera 42/02 del Dlgs 79/99* da parte dell'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas). Per ottenere tale riconoscimento era necessario soddisfare contemporaneamente due parametri:

- IRE: Indice di Risparmio Energetico
- LT: Limite Termico

L'IRE valuta il risparmio percentuale di energia primaria realizzabile in un impianto di cogenerazione rispetto ad impianti convenzionali per la produzione separata di energia termica ed elettrica. Tale valore, simile al PES, ma di formulazione più complessa, doveva essere pari o maggiore del 10% per le sezioni di nuova costruzione.

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} * p_e} + \frac{E_t}{\eta_{ts} * p_t}}$$

Dove:

- $E_c$  è l'energia primaria dei combustibili utilizzati dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore.

- $E_e$  è l'energia elettrica netta prodotta dalla sezione cogenerativa.
- $E_t$  è la quantità di energia termica utile prodotta dalla sezione cogenerativa.
- $\eta_{es}$  rendimento elettrico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica.
- $\eta_{ts}$  è il rendimento termico netto medio annuo di riferimento per produzione della sola energia termica, pari all'85%.
- $p_e$  rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica evitate fino al livello di tensione a cui sono allacciati gli impianti. Il coefficiente viene calcolato come media ponderata dei due valori  $p_{immessa}$  e  $p_{autoconsumata}$  rispetto all'energia elettrica immessa e autoconsumata.

<i>Livello di tensione cui è allacciata la sezione</i>	<i><math>p_{immessa}</math></i>	<i><math>p_{autoconsumata}</math></i>
Bassa Tensione (BT)	1 – 4,3 /100	1 – 6,5 /100
<b>Media Tensione (MT)</b>	<b>1 – 2,8 /100</b>	<b>1 – 4,3 /100</b>
Alta e Altissima Tensione (AT/AAT)	1	1 – 2,8 /100

- $p_t$  rappresenta le maggiori perdite dovute alla rete di distribuzione del calore che collega le utenze alla centrale. Il coefficiente è stato calcolato considerando un fattore di dispersione pari al 15% dell'energia termica totale erogata.

Il rendimento elettrico  $\eta_{es}$  medio annuo è stato calcolato a partire dai dati forniti da TERNA nel 2019 (Tabella 30) ed è pari al 49,55 %.

Tabella 30: Energia prodotta e combustibili impiegati del parco di produzione elettrica italiano nell'anno 2019. [TERNA]

	Produzione di energia elettrica		Consumi di combustibili		Specifici medi riferiti alla produzione	
	lorda GWh	netta GWh	Globali		lorda kJ/kWh(1)	netta kJ/kWh(1)
			in unità metriche	migliaia di tep		
<b>2018</b>						
Solidi	28.469,9	25.601,7	10.633 migliaia di t	6.375	9.375	10.426
Gas naturale	128.537,6	125.468,1	23.592 milioni di mc	19.609	6.387	6.543
Gas derivati	2.520,2	2.386,0	4.772 milioni di mc	556	9.239	9.759
Petroliiferi	3.288,8	3.063,8	585 migliaia di t	611	7.780	8.352
Altri combustibili (solidi)	20.927,3	19.573,0	16.718 migliaia di t	4.584	9.171	9.806
Altri combustibili (gassosi)	8.385,2	7.710,6	3.496 milioni di mc	1.606	8.018	8.719
<b>Totale</b>	<b>192.128,8</b>	<b>183.803,2</b>		<b>33.341</b>	<b>7.266</b>	<b>7.595</b>

Congiuntamente al limite sull'IRE deve essere verificato anche il valore di LT (Limite Termico) che viene calcolato con la seguente formula:

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t}$$

Tabella 31: Valori di IRE e LT nelle due configurazioni analizzate.

	<b>Sezione</b>	<b>IRE</b>	<b>LT</b>
<b>Caso B2</b>	MPC	27 %	59 %
<b>Caso C</b>	MCP	27 %	60 %
	ORC	-9 %	80 %
	IMPIANTO	7 %	72 %

Il valore di IRE nel *caso C* non sarebbe stato verificato. L'IRE a differenza del PES considera infatti il rendimento medio dell'intero parco termoelettrico e non differenzia i rendimenti di riferimento in base alla tecnologia e alla tipologia di combustibile impiegati. I rendimenti dell'unità ORC sono penalizzati in quanto la generazione di energia termica ed elettrica dipende non solo dal rendimento del ciclo organico, ma anche dal rendimento della caldaia a biomassa.

## 13. Bilancio di CO<sub>2</sub>

Obiettivo dell'analisi è selezionare la soluzione più sostenibile e meno impattante a livello ambientale. Si è valutata l'intensità delle emissioni di anidride carbonica derivante dall'impiego delle diverse fonti energetiche in modo tale da comprendere il reale vantaggio a livello di emissioni derivante dall'installazione del nuovo sistema.

In particolare, le due soluzioni sono state confrontate con la situazione pre-intervento nella quale, in alternativa al sistema di teleriscaldamento, sono stati considerati singoli impianti centralizzati alimentati da caldaie tradizionali a gas naturale e caratterizzate da rendimenti termici pari all'85%.

Dal database fornito da INEMAR (INventario EMissioni ARia) sono state riportate nella Tabella 32 le emissioni di anidride carbonica per diversi tipi di attività e per tipo di combustibile.

Tabella 32: Fattori di emissione CO<sub>2</sub>. [24]

<b>Settore</b>	<b>Attività</b>	<b>Combustibile</b>	<b>Fattore di emissione [kg<sub>CO2</sub>/GJ]</b>
Industriale	Motore a combustione interna	metano	55,82
Industriale	Caldaie con potenza termica < 50 MW	metano	55,82
Impianto residenziale	Caldaie con potenza termica < 50 MW	metano	55,00

In prima approssimazione la combustione del legno viene considerata neutra dal punto di vista delle emissioni di CO<sub>2</sub>, poiché l'anidride carbonica rilasciata in fase di combustione è pari a quella assorbita dalla pianta durante la crescita e il processo di fotosintesi. Il ciclo del carbonio si chiude dunque senza emissioni aggiuntive di gas serra.

Tale bilancio non tiene conto della CO<sub>2</sub> di origine fossile che viene prodotta nella fase di raccolta, trasformazione e trasporto della biomassa. Per tale ragione in seconda approssimazione sarà considerato anche il dispendio energetico e la conseguente emissione di anidride carbonica della filiera energetica della biomassa e del gas naturale.

Nella Tabella 33 e nella Tabella 34 vengono riportati i valori di energia termica ed elettrica prodotti nelle due configurazioni di impianto e le relative quantità di combustibile impiegate in un anno di produzione. Noti i valori riportati nella Tabella 32 sono state ricavate le tonnellate di CO<sub>2</sub> prodotte nei due assetti dell'impianto.

Tabella 33: Produzione energetica, consumi ed emissioni caso B2.

Caso B2	<b>Energia termica</b>	<b>Energia elettrica</b>	<b>Cippato</b>	<b>Gas Naturale</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>
	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[ton/anno]	[m <sup>3</sup> /anno]	[ton/anno]
Caldaia a biomassa	7,11	[-]	3.747	[-]	[-]
MCP	12,85	8,75	[-]	2.353.363	4.531
Caldaie a gas	10,85	[-]	[-]	1.324.063	2.549
<b>TOTALE</b>	<b>30,81</b>	<b>8,75</b>	<b>3.747</b>	<b>3.677.426</b>	<b>7.079</b>

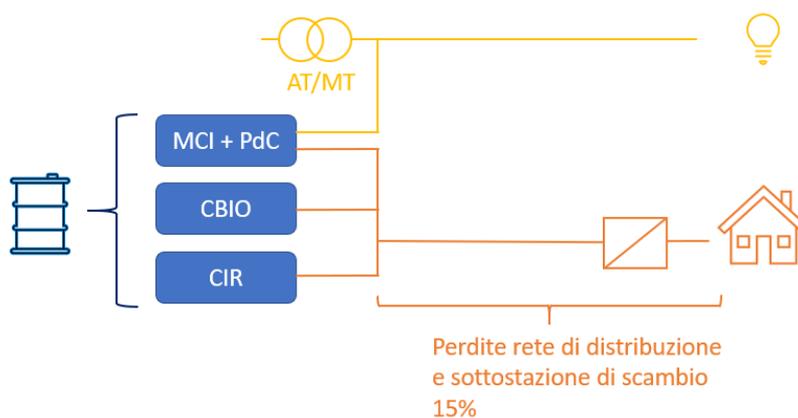
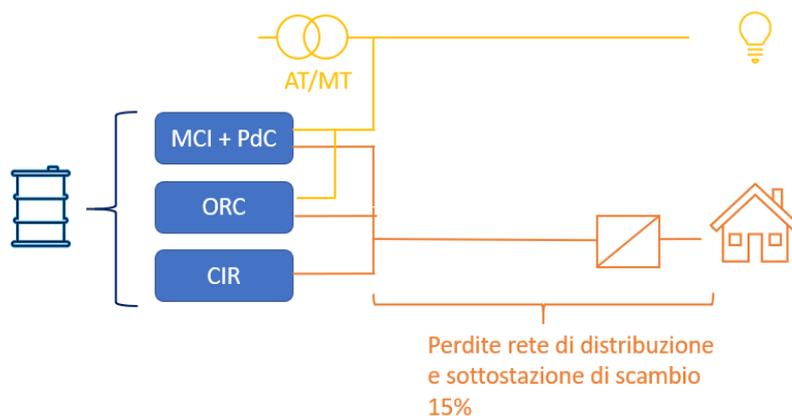


Tabella 34: Produzione energetica, consumi ed emissioni caso C.

Caso C	<b>Energia termica</b>	<b>Energia elettrica</b>	<b>Cippato</b>	<b>Gas Naturale</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>
	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[ton/anno]	[m <sup>3</sup> /anno]	[ton/anno]
ORC	14,85	3,95	11.133	[-]	[-]
MCP	7,12	4,81	[-]	1.299.180	2.501
Caldaie a gas	8,84	[-]	[-]	1.079.512	2.078
<b>TOTALE</b>	<b>30,81</b>	<b>8,76</b>	<b>11.133</b>	<b>2.378.692</b>	<b>4.579</b>



Per valutare la richiesta di energia termica delle utenze si è considerata una dispersione sulla rete di distribuzione pari al 15%.

L'energia elettrica prodotta dalla centrale di teleriscaldamento viene immessa nella rete elettrica a valle del trasformatore AT/MT. Ciò permette di evitare le perdite di trasporto e trasformazione che ci sarebbero state a monte, quantificate come il 2,3% dell'energia elettrica immessa e 3,8% di quella prelevata [23]. Come precedentemente ipotizzato si assume che il 90% dell'energia elettrica venga immessa in rete, mentre la restante venga autoconsumata.

Dai dati TERNA riferiti all'anno 2018 riguardo ai confronti internazionali degli indicatori energetici, le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute alla produzione lorda termoelettrica sono pari a 506 gCO<sub>2</sub>/kWh. Tale valore è stato moltiplicato per i kWh di energia elettrica totali prodotti.



Tabella 35: Produzione energetica, consumi ed emissioni nel caso di produzione di calore ed energia elettrica separata (pre-intervento).

Pre – Intervento	<b>Energia richiesta</b>	<b>Energia consumata</b>	<b>Gas Naturale</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>
	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[m <sup>3</sup> /anno]	[ton/anno]
<i>Energia termica</i>	26,19	30,81	3.215.946	6.100
<i>Energia elettrica</i>	8,95	[-]	[-]	4.529
<b>TOTALE</b>				<b>10.629</b>

Viene infine introdotto il contributo in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> della filiera energetica considerando il dispendio energetico dovuto alla generazione e al trasporto del combustibile. Si ipotizza quindi una produzione pari a 30 kg<sub>CO2</sub> per ogni tonnellata di biomassa impiegata. Tale valore considera la situazione più svantaggiosa in termini di distanza coperta per il trasporto, considerando l'approvvigionamento a 70 km di lontananza. Anche per questa ragione sono da preferire le filiere corte e le produzioni locali.

Per il gas naturale viene considerato un fattore di conversione in energia primaria pari a 1,05. Tale assunzione pone la valutazione in un'ottica conservativa in quanto si considera che non vengano impiegate altre fonti fossili, caratterizzate da fattori di conversione più elevati, come gasolio, olio combustibile o carbone in nessuna fase della filiera.

Tabella 36: Emissioni di CO<sub>2</sub> dovute alla generazione di calore ed energia elettrica e alla filiera energetica.

<b>Configurazione</b>	<b>Tipologia generatore</b>	<b>CO<sub>2</sub> Generatore [ton/anno]</b>	<b>CO<sub>2</sub> Filiera energetica [ton/anno]</b>	<b>Emissioni totali [ton/anno]</b>
<b>B2</b>	CBIO	[-]	112	<b>7.546</b>
	MCP	4.531	227	
	CIR	2.549	127	
<b>C</b>	ORC	[-]	334	<b>5.142</b>
	MCP	2.501	125	
	CIR	2.078	104	
<b>Pre-intervento</b>	[-]	10.629	531	<b>11.161</b>

Entrambe le configurazioni di impianto portano ad un risparmio in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto alla situazione pre-intervento nella quale la produzione di calore ed energia elettrica sono separate. In particolare nel *caso B2* e nel *caso C* si ottiene una riduzione di emissioni rispettivamente del 32 % e del 54 %.

## 14. Scelta della configurazione ottimale

Confrontando le due configurazioni dal punto di vista economico, la soluzione *B2*, che prevede l'installazione di una caldaia a biomassa con potenza nominale di 1 MW e di due unità composte da motore a combustione interna con pompa di calore, è quella che presenta una convenienza maggiore. Il meccanismo dei certificati bianchi, infatti, non prevede incentivi sulle unità ORC, né per la produzione elettrica, né per quella termica, nonostante vengano alimentate da fonti rinnovabili.

Anche se la configurazione d'impianto nel caso *C* presenta emissioni di anidride carbonica inferiori, il consumo di biomassa legnosa pari a circa 11.100 tonnellate annue non sarebbe sostenibile considerando la disponibilità locale di cippato. Come già discusso nel paragrafo 8, l'approvvigionamento di biomassa proveniente dall'Alta Val Susa è di 10.715 ton/anno. Considerando anche la Bassa Val Susa, la Val Cenischia e le Valli Chisone e Germanasca, la quota prelevabile è di circa 30 mila tonnellate all'anno. È necessario però considerare che il comune di Sauze d'Oulx non sarebbe l'unico impianto attualmente oggetto di studio a ricorrere a tale tipologia di combustibile. Nella centrale di Bardonecchia, per esempio, è in corso di valutazione l'installazione di un turbogeneratore ORC, ad integrazione della rete esistente, di pari taglia all'impianto oggetto di studio. Ciò porterebbe ad una richiesta prevista di cippato dello stesso ordine di grandezza del caso analizzato.

Nella configurazione scelta, la potenza elettrica installata per la cogenerazione è pari al 13,3 % della potenza termica totale installata. Su base annuale, la produzione di energia elettrica è il 28,4 % della produzione di energia termica. Essendo entrambe maggiori del 10 %, al gas metano impiegato per l'alimentazione dei motori endotermici e della caldaie di integrazione e riserva viene applicata l'aliquota prevista per gli usi industriali.

## 15. Efficientamento energetico edifici esistenti

Come scenario finale di consumi è possibile ipotizzare di applicare a tutte le utenze presenti degli interventi di efficientamento energetico.

La scelta della configurazione d'impianto ottimale è stata condotta avendo tra gli obiettivi principali quello di soddisfare la definizione di teleriscaldamento efficiente. Tale condizione è necessaria per poter accedere ai benefici fiscali previsti dal *Superbonus 110% del Decreto Rilancio*.

Il Superbonus si applica agli interventi effettuati da:

- condomini
- persone fisiche, al di fuori dell'esercizio di attività di impresa, arti e professioni
- Istituti autonomi case popolari (IACP) o altri istituti che rispondono ai requisiti della legislazione europea in materia di "in house providing"
- cooperative di abitazione a proprietà indivisa
- Onlus e associazioni di volontariato

- associazioni e società sportive dilettantistiche, limitatamente ai lavori destinati ai soli immobili o parti di immobili adibiti a spogliatoi.

In particolare, ai sensi dell'articolo 119 di tale decreto, viene incrementata al 110% l'aliquota di detrazione delle spese per specifici interventi in ambito di efficienza energetica quali:

- Isolamento termico delle superfici opache verticali, orizzontali e inclinate che interessano l'involucro degli edifici con incidenza superiore al 25% della superficie disperdente lorda. In seguito all'intervento i valori delle trasmittanze devono rispettare i limiti riportati nel decreto dell'11 marzo 2008 ed i materiali isolanti utilizzati devono rispettare i criteri ambientali minimi (CAM).
- Sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti centralizzati per il riscaldamento, e/o raffrescamento e/o la fornitura di acqua calda sanitaria.

Esclusivamente per i comuni montani è ammesso al Superbonus anche l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficiente.

Ai fini dell'accesso al Superbonus, gli interventi, oltre che rispettare i requisiti minimi di legge, devono assicurare nel loro complesso il miglioramento di almeno due classi energetiche dell'edificio, dimostrato dall'attestato di prestazione energetica (A.P.E.) ante e post intervento.

## 15.1. Attestazione di Prestazione Energetica

Affinché il confronto e la valutazione degli immobili sia omogenea su tutto il Paese, è stato definito un sistema di Attestazione delle Prestazioni Energetiche degli edifici (A.P.E.). Tale valutazione costituisce oltre che uno strumento per stimare la convenienza economica all'acquisto e alla locazione, anche un mezzo di valutazione sulla realizzazione di interventi di riqualificazione energetica.

Ai fini della classificazione, viene definito l'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile  $EP_{gl,nren}$ . Tale indice si determina dalla somma dei singoli servizi energetici forniti all'edificio e pertanto tiene conto del fabbisogno di energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale ed estiva, per la produzione di acqua calda sanitaria, per la ventilazione, e, nel caso non residenziale, per l'illuminazione artificiale e il trasporto di persone o cose.

In particolare, l'indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale, deriva dall'indice che esprime la capacità dell'involucro edilizio nel contenere il fabbisogno di energia per il riscaldamento e dal rendimento dell'impianto di riscaldamento.

L'  $EP_{gl,nren}$  tiene conto dell'energia primaria non rinnovabile necessaria per un uso standard dell'edificio, divisa per la superficie utile dell'edificio stesso; è pertanto espresso in  $kWh/m^2$ anno. Il *paragrafo 3.3, dell'Allegato 1, del Decreto Requisiti Minimi del 26*

giugno 2015, individua parametri, indici di prestazione energetica e rendimenti necessari a descrivere e verificare la qualità energetica dell'immobile.

Il calcolo prevede la valutazione della prestazione energetica a partire dai dati relativi al clima e all'uso standard dell'edificio e alla caratteristiche dell'edificio e degli impianti. Queste possono essere determinate con indagini strumentali sul posto oppure ricavate per analogia costruttiva con altri edifici e da banche dati o abachi nazionali, regionali o locali.

I metodi di calcolo dei parametri, degli indici di prestazione energetica e dei rendimenti sono riportati nella norma UNI/TS 11300.

La classe energetica dell'edificio è determinata sulla base dell'  $EP_{gl,nren}$ , per mezzo del confronto con una scala di classi prefissate, ognuna delle quali rappresenta un intervallo di prestazione energetica definito. La classe energetica è contrassegnata da un indicatore alfabetico in cui la lettera G rappresenta la classe caratterizzata dall'indice di prestazione più elevato, ovvero con maggiori consumi energetici, mentre la lettera A rappresenta la classe con il miglior indice di prestazione e con minori consumi energetici.

La scala delle classi si determina a partire dall'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile dell'edificio di riferimento  $EP_{gl,nren,rif,standard}$  ipotizzando che in esso siano installate tecnologie standard riportate nella Tabella 37 e che sia dotato dei requisiti minimi di legge. Tale valore rappresenta il limite di separazione tra le classi A1 e B.

Tabella 37: Tecnologie standard dell'edificio di riferimento. [17]

Climatizzazione invernale	Generatore a combustibile gassoso (gas naturale) nel rispetto dei requisiti di cui alla tabella 8 dell'Appendice A all'Allegato 1 del DM requisiti minimi e con relativa efficienza dei sottosistemi di utilizzazione di cui alla tabella 7 della stessa Appendice.
Climatizzazione estiva	Macchina frigorifera a compressione di vapore a motore elettrico nel rispetto dei requisiti di cui alla tabella 8 dell'Appendice A all'Allegato 1 del DM requisiti minimi e con relativa efficienza dei sottosistemi di utilizzazione di cui alla tabella 7 della stessa Appendice.
Ventilazione	Ventilazione meccanica a semplice flusso per estrazione nel rispetto dei requisiti di cui alla tabella 9 dell'Appendice A all'Allegato 1 del DM requisiti minimi
Acqua calda sanitaria	Generatore a combustibile gassoso (gas naturale) nel rispetto dei requisiti di cui alla tabella 8 dell'Appendice A all'Allegato 1 del DM requisiti minimi e con relativa efficienza dei sottosistemi di utilizzazione di cui alla tabella 7 della stessa Appendice.
Illuminazione	Rispetto dei requisiti di cui al paragrafo 1.2.2 dell'Appendice A all'Allegato 1 del DM requisiti minimi.
Trasporto persone o cose	Rispetto dei requisiti al DM requisiti minimi.

Gli intervalli di prestazione che identificano le altre classi sono ricavati moltiplicando l'  $EP_{gl,nren,rif,standard}$  per dei coefficienti moltiplicativi di riduzione/maggiorazione come riportato in Tabella 38.

Tabella 38: Scala della classificazione degli edifici sulla base dell'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile.[17]

	<b>Classe A4</b>	$\leq 0,40 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
$0,40 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)} <$	<b>Classe A3</b>	$\leq 0,60 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
$0,60 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)} <$	<b>Classe A2</b>	$\leq 0,80 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
$0,80 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)} <$	<b>Classe A1</b>	$\leq 1,00 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
$1,00 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)} <$	<b>Classe B</b>	$\leq 1,20 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
$1,20 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)} <$	<b>Classe C</b>	$\leq 1,50 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
$1,50 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)} <$	<b>Classe D</b>	$\leq 2,00 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
$2,00 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)} <$	<b>Classe E</b>	$\leq 2,60 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
$2,60 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)} <$	<b>Classe F</b>	$\leq 3,50 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$
	<b>Classe G</b>	$> 3,50 EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$

## 15.2. Nuovi consumi

Il calcolo della prestazione energetica del sistema edificio-impianto prevede la conversione dell'energia fornita in energia primaria non rinnovabile, ovvero l'energia che non ha ancora subito alcun processo di trasformazione e conversione. Ciò è indispensabile per tener conto di quello che accade alle fonti dal punto di prelievo fino al punto di consegna. Vengono definiti dei coefficienti detti *fattori di conversione in energia primaria non rinnovabile* funzione del tipo di fonte energetica. Il gas naturale è caratterizzato da un fattore pari a 1,05, mentre la biomassa legnosa pari solo a 0,3. Tale valore viene utilizzato anche nel caso di una rete di teleriscaldamento alimentata a biomassa. Per migliorare le prestazioni energetiche di un edificio oltre che agire sull'involucro riducendo le dispersioni termiche, e quindi il fabbisogno di energia, è opportuno ricorrere a fonti energetiche caratterizzate da bassi fattori di conversione in energia primaria non rinnovabile. Gli utenti, allacciandosi alla rete di teleriscaldamento efficiente, possono aggiungere a tale intervento ulteriori opere di efficientamento energetico dell'involucro edilizio, ottenendo una riduzione del consumo di energia primaria non rinnovabile sufficiente per beneficiare delle detrazioni fiscali.

Ipotizzando le caratteristiche termiche medie degli edifici situati nel Comune di Sauze d'Oulx, che verranno allacciati alla futura rete di teleriscaldamento, si considera che la classe energetica di partenza possa variare mediamente dalla classe G alla classe F. Dai coefficienti utilizzati per il calcolo delle classi energetiche degli edifici riportati in Tabella 38, è possibile stimare la riduzione dei consumi necessaria a raggiungere la classe energetica C, in modo da consentire un miglioramento di due classi energetiche come richiesto dal *Superbonus*. Si stima che l'energia primaria non rinnovabile necessaria alle utenze dovrebbe ridursi di almeno il 40%.

Da una stima determinata dagli scenari riportati nell'Allegato C del PRQA (Piano Regionale di Qualità dell'Aria), riguardante l'analisi dei consumi energetici e le riduzioni emissive ottenibili, si è ricavato un valore medio di riduzione dei consumi, per le sezioni di censimento con impianti centralizzati, pari al 20%. Lo scenario ipotizza di isolare le solette degli edifici e di insufflare le pareti delle sole volumetrie che, in base all'anno di costruzione, dovrebbero presentare una stratigrafia caratterizzata dalla presenza di un'intercapedine d'aria e di un sottotetto non abitato.

Viene quindi ricalcolato il fabbisogno di energia delle utenze per determinare i nuovi consumi della centrale di teleriscaldamento.

Ipotizzando di mantenere l'assetto di centrale scelto nel paragrafo 14, la ripartizione del carico sulla curva cumulata si modifica come nel Grafico 57.

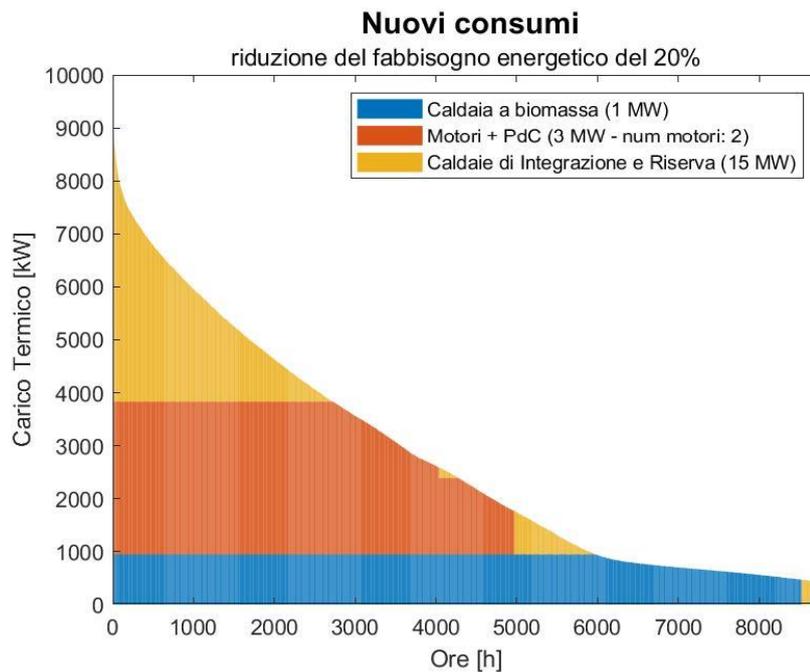


Grafico 57: Ripartizione del carico sulla cumulata con nuovi consumi (CBIO 1MW + 2 MCP + CIR)

Considerando i tempi di manutenzione e le fermate non programmate dei vari gruppi di generazione del calore, il carico risulta essere distribuito come nel Grafico 58. Il vincolo relativo al 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili e la definizione di teleriscaldamento efficiente sono ampiamente soddisfatte.

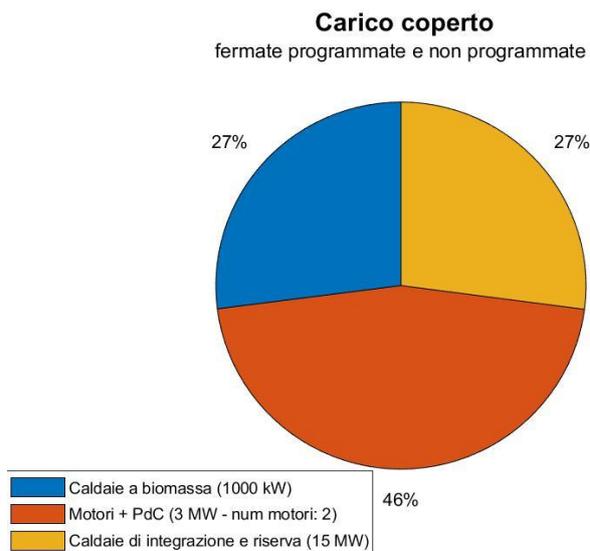


Grafico 58: Suddivisione del carico dei nuovi consumi considerando fermate programmate e non programmate (CBIO 1MW + 2 MCP + CIR).

Ipotizzando di modificare l'assetto di centrale, inserendo un solo motore endotermico con pompa di calore, i vincoli continuerebbero ad essere soddisfatti.

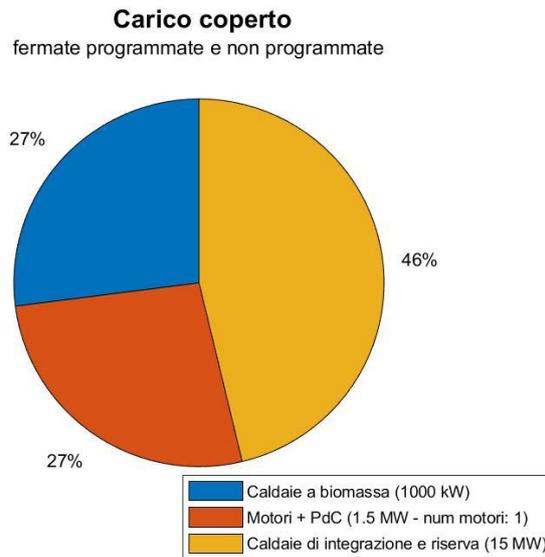


Grafico 59: Suddivisione del carico dei nuovi consumi considerando fermate programmate e non programmate (CBIO 1MW + 1 MCP + CIR).

I nuovi consumi sono stati ottenuti considerando che tutte le future utenze allacciate decidano di beneficiare dei nuovi incentivi agendo sull'involucro edilizio, tale ipotesi rende la possibile modifica dell'assetto al momento non applicabile.

Considerando che le modifiche potrebbero essere condotte e concluse nell'arco di diversi anni, l'assetto scelto in origine continuerebbe comunque a rappresentare una valida soluzione. Le ore di funzionamento equivalenti del gruppo motori con i nuovi consumi si riducono del circa 12 %. Un minor fabbisogno ridurrebbe il carico sui motori le cui prestazioni nel tempo tendono a peggiorare.

Noti i nuovi consumi, è stato calcolato l'IRE dell'impianto. L'energia di alimentazione è stata suddivisa nella quota rinnovabile, derivante dalla biomassa, e in quella non rinnovabile, derivante dal gas naturale. Secondo l'art. 110 del Decreto Rilancio, al fine di favorire la sostituzione di energia fossile con fonti rinnovabili, il consumo di energia primaria, in seguito alla sostituzione di una caldaia a combustibile fossile con l'allaccio a una rete di teleriscaldamento, è da intendersi come energia primaria non rinnovabile. Come già precedentemente considerato, si applica alla quota derivante da biomassa, il fattore di conversione dell'energia termica utile in energia primaria sulla base di quanto indicato dalla Tabella 1 del Dm 26 giugno 2015, ovvero  $f_p = 0,3$ .

All'energia primaria consumata viene sottratto il 70 % dell'energia di alimentazione della caldaia a biomassa. Tale valore viene riportato nella Tabella 39 insieme al calore utile e all'energia elettrica prodotti globali, impiegati nel calcolo dell'IRE.

Tabella 39: Determinazione dell'Indice di Risparmio Energetico (IRE).

<b><i>Ec</i></b> <b><i>[GWh/anno]</i></b>	<b><i>Ee</i></b> <b><i>[GWh/anno]</i></b>	<b><i>Et</i></b> <b><i>[GWh/anno]</i></b>	<b><i>IRE</i></b> <b><i>[%]</i></b>
30,09	7,67	24,65	26

Considerando l'indice di risparmio energetico, determinato dalla presenza del nuovo impianto, pari al 26%, e la riduzione dei consumi delle utenze, ipotizzata pari al 20%, si raggiunge una diminuzione globale dell'energia impiegata del circa 40% che permetterebbe quindi il miglioramento di due classi energetiche degli edifici e il conseguente accesso ai benefici fiscali.

## 16. Conclusione

Il lavoro svolto si è concentrato nell'individuare una configurazione di impianto che ottimizzasse i consumi e potesse sfruttare gli incentivi economici disponibili. È stato realizzato un modello di calcolo in grado di simulare differenti assetti della centrale cogenerativa a servizio di una rete di teleriscaldamento di nuova realizzazione ubicata nel comune montano di Sauze d'Oulx. La realizzazione di una rete di distribuzione del calore rappresenta un progetto interessante per la zona ed in grado di offrire un sistema di riscaldamento efficace e capace di integrare energie rinnovabili. In particolare, nell'analisi svolta, l'impiego di biomassa legnosa assume un ruolo chiave nella produzione di energia.

La scelta dell'assetto di centrale si è basata inizialmente sulla verifica del valore percentuale di energia termica prodotta impiegando fonti rinnovabili. Tale parametro, che deve essere almeno pari al 20%, è fondamentale in quanto alla base del bando vincitore della gara per la realizzazione dell'impianto. Secondo obiettivo dell'analisi è stato selezionare l'assetto che potesse soddisfare la definizione di *teleriscaldamento efficiente*, in modo da garantire l'accesso agli incentivi previsti dal *Superbonus 110%*.

### 16.1. Commento dei risultati ottenuti

A partire dai dati reali dei consumi delle reti di teleriscaldamento di Sestriere e Bardonecchia, è stato possibile definire le condizioni di esercizio e una curva di carico media per simulare la futura centrale di Sauze d'Oulx. È stato costruito un codice di calcolo per simulare i vari assetti ipotizzati. Il modello sviluppato rappresenta un utile strumento in fase di analisi dei layout di centrale, grazie alla possibilità di variazione dei principali parametri caratteristici dei differenti componenti d'impianto simulati.

Il fabbisogno energetico annuale calcolato, pari a 30,8 GWh/anno, è stato soddisfatto simulando l'assetto di centrale con due principali configurazioni:

- Caso 1
  - Caldaia a biomassa legnosa
  - 2 motori a combustione interna
  - Caldaie di integrazione e riserva
- Caso 2
  - Turbogeneratore ORC
  - 1 motore a combustione interna
  - Caldaie di integrazione e riserva

Per entrambe le configurazioni sono stati valutati i consumi di combustibile fossile, con le relative emissioni di anidride carbonica, e i benefici fiscali a cui possono attualmente avere accesso.

Il caso 2 prevede l'impiego di una maggiore quantità di cippato, pari a 11 mila tonnellate annue, a fronte delle 3 mila consumate nel caso 1. Ciò comporta un minor consumo di gas naturale e di conseguenza un'emissione inferiore in termini di tonnellate annue di CO<sub>2</sub>.

<b>Caso</b>	<b>Consumo di cippato [ton/anno]</b>	<b>Consumo di gas naturale [m<sup>3</sup>/anno]</b>	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub> [ton/anno]</b>
1	3.747	3.677.426	7.546
2	11.133	2.378.692	5.142

Le emissioni, che sono state calcolate considerando l'intera filiera energetica, consentono una riduzione rispettivamente del 32% e del 54% rispetto alla produzione separata di calore ed energia elettrica nella situazione pre-intervento.

Agli incentivi previsti per il riconoscimento della CAR, nel caso 1 vengono aggiunti i benefici fiscali per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Gli incentivi vengono riconosciuti esclusivamente per la generazione di calore, quindi non sono applicati al caso 2.

<b>Caso</b>	<b>Incentivi CAR</b>	<b>Incentivi da rinnovabili</b>	<b>Incentivi totali</b>
1	353.834 €	179.839 €	533.673 €
2	215.386 €	[-]	215.386 €

L'analisi di configurazioni con impianti ORC a biomassa ha evidenziato, come tale soluzione possa risultare di minor interesse a causa dell'attuale assenza di schemi di incentivazione dedicati, a differenza delle altre soluzioni adottate. L'impiego di gruppi a gas naturale consente infatti valori di PES elevati, risparmi di energia primaria e permette inoltre, di avere requisiti della rete tali da innescare interventi di risparmio energetico finanziati per il cittadino. L'impiego di biomasse in cogenerazione appare interessante laddove ci siano anche incentivi economici. I turbogeneratori ORC potrebbero assumere un importante ruolo all'interno di una "comunità energetica rinnovabile", nella quale è resa possibile la condivisione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. I minori costi di trasporto e le minori dispersioni sulla rete, portano a vantaggi oltre che ambientali, anche economici attraverso l'accesso a benefici fiscali. Utilizzando biomassa legnosa, diventa indispensabile valutare con attenzione l'effettiva disponibilità del territorio, considerando la presenza di altri impianti e possibili impieghi energetici futuri maggiormente interessanti.

## 16.2. Configurazione scelta

Attraverso il modello è stato possibile valutare come ad oggi la migliore soluzione sia rappresentata da un assetto composto da caldaia a biomassa e motore a combustione interna. Tale configurazione permette una produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 23 % a cui, sommando la percentuale di energia termica prodotta in cogenerazione, si raggiunge un valore di carico coperto del 65 %, rispettando ampiamente i vincoli imposti.

L'assetto finale selezionato è stato infine utilizzato per simulare una scenario di efficientamento energetico sulle future utenze allacciate. Basandosi su una stima fornita dal PRQA, si è ottenuto che sarebbe possibile intervenire riducendo i consumi di energia primaria del 20%. Tale simulazione ha evidenziato come abbassare la domanda energetica giochi un ruolo fondamentale nel ridurre l'impiego di fonti fossili in affiancamento a sistemi di riscaldamento sostenibili.

## 16.3. Spunti per valutazioni future

Alla luce dei risultati ottenuti si indicano ulteriori ambiti di analisi di potenziale interesse, non trattati nel presente studio:

- L'integrazione di altre fonti rinnovabili. L'installazione di un impianto solare a concentrazione potrebbe soddisfare interamente la domanda energetica nel periodo estivo e fornire calore a bassa temperatura alle pompe di calore.
- Completamento dell'analisi con una valutazione del rientro economico degli investimenti previsti. L'analisi ha interessato aspetti tecnici e di incentivazione e fornisce dati e considerazioni, che potranno essere impiegati nella futura valutazione economica, demandata alla società che effettuerà nei prossimi anni l'investimento.

# Bibliografia

- [1] IEA, *Global Status Report for Buildings and Construction*, 2019
- [2] European Commission, *Heating & Cooling sector*, 2016
- [3] Pranab K. Roy Chowdhury, *Electricity consumption patterns within cities*, 2019
- [4] Arpa Piemonte, meteo Piemonte  
<https://webgis.arpa.piemonte.it/meteopiemonte/>.
- [5] Arpa Piemonte, banca dati meteorologici  
[https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali\\_meteoidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html](https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali_meteoidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html)
- [6] Assolombarda, 26 febbraio 2009, *Fiscalità energetica: reti di teleriscaldamento alimentate da impianti di cogenerazione*.
- [7] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Werner S, Moller B, Persson U, et al., *Heat Roadmap Europe : combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system*, Energy Pol vol. 65, Febbraio 2014, URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.035>.
- [8] Turboden, <https://www.turboden.com/it/>.
- [9] Corso Impianti di cogenerazione, Poggio A., *Slide del corso*.
- [10] Euroheat and Power, *Statistic Overview 2015*
- [11] Tecnoapi, *Studio sul teleriscaldamento in Provincia di Torino, stato di fatto potenzialità di sviluppo*, 2006.
- [12] Rutz D., Winterscheid C., Pauschinger T., Grimm S., Roth T., Doračić B., Dyer G., Østergaard T. A., Hummelshøj R., *Migliorare le prestazioni delle reti di teleriscaldamento. Approcci tecnici e non*, WIP Renewable Energies, Monaco, Germania URL: [www.upgrade-dh.eu](http://www.upgrade-dh.eu)
- [13] AIRU, <https://www.airu.it/>
- [14] AIRU, *Il riscaldamento urbano. Annuario 2019. Sviluppo storico, situazione attuale e schede tecniche delle reti di riscaldamento urbano in Italia*, 2019, n.65.
- [15] AIRU, *Il futuro del Teleriscaldamento in Italia*, Videoconferenza URL: <https://www.youtube.com/watch?v=BuECDNF0IIE&t=5251s>
- [16] D.M. 26 giugno 2016, *Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico*.
- [17] Decreto interministeriale 26 giugno 2015, *Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici*, Linee guida APE.
- [18] Decreto interministeriale 26 giugno 2015, *Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici*. Allegato I.
- [19] GSE, *Teleriscaldamento e Teleraffrescamento. Diffusione delle reti ed energia fornita in Italia*, Ottobre 2019
- [20] Herz, *Datasheet*.

- [21] SIFOR,  
[http://www.sistemapiemonte.it/popalfa/jsp/ricerca\\_pop/risorsaLegnosa.do](http://www.sistemapiemonte.it/popalfa/jsp/ricerca_pop/risorsaLegnosa.do)
- [22] Caleffi, *Impianti termici alimentati da biomasse*, Giugno 2011.
- [23] ARERA, Deliberazione 23 luglio 2015 377/2015/R/EEL. *Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica.*
- [24] INEMAR,  
[https://www.inemar.eu/xwiki/bin/view/FontiEmissioni/RicercaFE?submitType=Ricerca&macid=1&setid=1&attid=5&comid=46&indid=-2&inqid=-2&priid=-2&num\\_ris=50](https://www.inemar.eu/xwiki/bin/view/FontiEmissioni/RicercaFE?submitType=Ricerca&macid=1&setid=1&attid=5&comid=46&indid=-2&inqid=-2&priid=-2&num_ris=50)
- [25] Piano regionale di Qualità dell'aria (PRQA), [www.regione.piemonte.it](http://www.regione.piemonte.it).

## Ringraziamenti

Desidero concludere questo elaborando ringraziando tutti coloro che mi sono stati vicini in questo percorso e che a causa dell'emergenza sanitaria non possono essere fisicamente con me.

Un sentito grazie al mio Relatore Prof. Poggio Alberto ed il mio Correlatore Ing. Cerino Abdin Giulio per la loro infinita disponibilità e tempestività ad ogni mia richiesta, sempre pronti a darmi le giuste indicazioni in ogni fase della realizzazione dell'elaborato.

Ringrazio di cuore i miei genitori per avermi sempre sostenuto in ogni mia scelta. A Papà che con immensa pazienza mi sa ascoltare e riesce sempre a darmi il giusto consiglio. A Mamma che mi aiuta sempre a trovare il lato positivo degli avvenimenti e che ogni giorno ci insegna ad apprezzare la semplicità delle piccole cose.

A mia sorella che, con i suoi immancabili incoraggiamenti, mi è stata vicina in ogni momento importate, senza i nostri abbracci e le nostre frasi motivazionali sarebbe tutto molto più difficile da affrontare.

Ringrazio i miei nonni per essere sempre stati orgogliosi di me. Nonna Nina, che ad ogni prova importante mi regala un pensiero e riesce a starmi vicina anche se lontana. Nonna Maria, per l'affetto che non mi ha mai fatto mancare e per essere sempre pronta ad aiutarmi. Nonno Gilberto, che mi ha spalleggiato in ogni situazione, da quando mi correva di fianco mentre teneva il sellino della bicicletta, ad oggi che continua a pedalare con me. Nonno Umberto, che mi ha insegnato l'importanza dei semplici gesti di cura e che sarebbe stato felice di festeggiare con me questo traguardo.

Ringrazio mio Zio Mimmo, la sua allegria e le risate che solo lui riesce a farmi fare anche quando non ne avrei voglia. Gli anni passano, ma resterò sempre la tua *Innocente*.

Agli amici di sempre, i miei "congiunti", che in questi anni non mi hanno mai lasciata sola e che spero continueranno ad affiancarmi nei prossimi traguardi. A Francesca, mia futura dottoressa, che mi rende orgogliosa e che mi incoraggia quando vorrei mollare. A Roberta capace di regalare sorrisi nei momenti più gioiosi e consigli preziosi in quelli più tristi. A Federico che mi esorta sempre a migliorare, ad Andrea che trova sempre il tempo di ascoltarmi e a Carletto che corre sempre in mio soccorso, per fortuna senza divisa rossa.

Ringrazio gli amici che l'università mi ha regalato e che hanno avuto la capacità di rendere allegre anche le giornate più lunghe e spensierati anche i momenti più difficili. Grazie alla mia piccola ed efficiente Stefania che ha condiviso con me nottate sui libri, bufere in riva all'oceano, ma soprattutto risate e abbracci. Silvio, compagno di ritardi, che con la sua fantastica spensieratezza ha reso meno fredde le mattine alla fermata del 12.

Ed infine un grazie speciale agli amici che hanno la fortuna di dovermi sopportare da meno tempo, ma che mi hanno rubato fin da subito un pezzo di cuore e che ogni giorno sono presenti nonostante i chilometri che ci separano.