

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Scenari di conversione a teleriscaldamento di un contesto urbano: analisi costi e benefici



Relatori

Prof. Pierluigi Leone

Prof. Vittorio Verda

Dott. Enrico Vaccariello

Candidato

Santo Manieri

A.A. 2019/2020

SOMMARIO

1.	INTRODUZIONE	4
2.	GENERALITA' SUL Teleriscaldamento (TLR)	7
2.1	Teleriscaldamento in Europa	7
2.2	Teleriscaldamento in Italia	10
2.3	Funzionamento e componenti.....	12
2.3.1	La centrale termica.....	14
2.3.2	La rete di trasporto.....	16
2.3.3	La sottostazione	18
2.3.4	Il sistema di pompaggio.....	18
2.4	Quadro normativo italiano	19
3.	CASO STUDIO: CITTA' FITTIZIA.....	22
3.1	Descrizione della città fittizia	22
3.2	Analisi dei dati catastali di Milano.....	23
3.3	Dati climatici del Piemonte.....	26
3.4	Energia consumata dagli impianti caldaia e relative emissioni	28
4.	PROGETTAZIONE DELLE RETI DI TLR	32
4.1	La teoria dei grafi	32
4.2	Modello fluidodinamico per le reti di teleriscaldamento	33
4.3	Progettazione delle reti in sostituzione degli impianti caldaia.....	37
4.4	Scenario 1a: rete di quattro zone con prospettiva di espansione.....	39
4.5	Scelta delle tubazioni e calcolo della potenza di pompaggio.....	42
4.6	Scenario 1b: estensione della rete a otto zone	44

4.7	Scenario 1c: estensione della rete a dodici zone	46
4.8	Scenario 2: Copertura della città con tre reti	49
5.	ANALISI DEI COSTI E DELLE EMISSIONI	55
5.1	Calcolo del costo di pompaggio	55
5.2	Calcolo del costo di investimento per i due scenari studiati.....	57
5.3	Calcolo delle perdite termiche.....	59
5.4	Curva di domanda della città nei due scenari.....	63
5.5	Curva cumulata delle reti e calcolo delle emissioni	67
6.	CONCLUSIONI.....	74
	BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA.....	75

1. INTRODUZIONE

Si fa sempre più evidente che il riscaldamento globale e l'inquinamento atmosferico siano due problemi da tenere in forte considerazione in ambito di innovazione tecnologica e progresso. La comunità scientifica è infatti concorde nell'affermare che i cambiamenti climatici a cui è soggetto il nostro pianeta siano principalmente di origine antropica.

Nello specifico, le emissioni di gas serra e principalmente di anidride carbonica (CO₂), sempre crescenti nel corso del XX e XXI secolo, hanno portato a una concentrazione del gas serra di 379 ppm aumento della temperatura media globale di 0.74°C [1]. Questi cambiamenti nell'equilibrio climatico terrestre sono alla base di fenomeni gravissimi quali lo scioglimento dei ghiacciai e l'innalzamento del livello del mare.

Qualora la temperatura seguisse questo andamento, la presenza di questi fenomeni sarebbe sempre maggiore e ad essi se ne aggiungerebbero altri: desertificazione, prolungati periodi con assenza di precipitazioni atmosferiche, ondate di caldo.

Per queste ragioni, a partire dall'inizio del XXI secolo, la Comunità Europea sta tenendo in considerazione la sostenibilità ambientale, quale fattore importante nell'indirizzare le proprie politiche economiche ed energetiche. Importante a questo proposito l'Accordo di Parigi, stilato nel

dicembre del 2015 dalla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) e nel quale la Comunità Europea ha avuto un ruolo centrale.

Le nazioni partecipanti si sono poste come obiettivi di limitare l'aumento della temperatura media globale a 1.5 °C e di ridurre il più possibile le emissioni di gas serra [2]; la Comunità Europea, in particolare, ha dimostrato di essere in prima linea nell'affrontare i cambiamenti climatici, proponendosi di ridurre le emissioni del 40%, di aumentare il consumo finale di energie rinnovabili del 32% e di aumentare l'efficienza energetica del 32.5% entro il 2030.

Alle città e agli enti a livello subnazionali è stato inoltre consigliato di intensificare gli sforzi in ambito di riduzione dell'impatto ambientale e di cooperare tra loro per raggiungere uno sviluppo energetico sostenibile.

Se si va, poi, ad analizzare quali sono i settori che maggiormente influiscono sull'inquinamento dell'aria, si nota che più del 60% delle polveri sottili emesse in atmosfera derivano dal riscaldamento domestico. Dal XIV Rapporto Qualità dell'ambiente urbano dell'ISPRA si evince come le emissioni di particolato da riscaldamento domestico siano aumentate del 50% dal 2005 al 2015 e come esse rappresentino quasi il 60% del totale [3].

In quest'ottica di sostenibilità energetica si colloca il teleriscaldamento, argomento di questa tesi. I sistemi energetici distrettuali sono stati

utilizzati in Europa dal XIV secolo, con un sistema di teleriscaldamento geotermico in funzione in Francia (stazione termale di Chaudes-Aigues). La US Naval Academy costruì il primo sistema distrettuale nel suo campus di Annapolis nel 1853, e il sistema di teleriscaldamento commerciale a New York fu costruito nel 1877. Il primo sistema energetico distrettuale in Canada fu costruito nel nucleo commerciale di Winnipeg nel 1924 [4].

L'obiettivo della tesi è di valutare come l'uso di una o più reti di teleriscaldamento influisca sulla qualità dell'aria attraverso le emissioni di sostanze inquinanti e di stimare i costi della loro installazione e del loro utilizzo. Inoltre, si analizzano due diversi scenari di rete e si traggono delle conclusioni dal loro confronto.

2. GENERALITA' SUL TERISCALDAMENTO (TLR)

2.1 Teleriscaldamento in Europa

Esistono sistemi di teleriscaldamento in molti paesi d'Europa, ma con diversa diffusione tra Paese e Paese. Ad esempio, in alcuni Stati scandinavi e Baltici i sistemi di teleriscaldamento dominano il mercato della produzione di calore, mentre la media europea si attesta intorno al 12% del riscaldamento residenziale e terziario. Le reti di distribuzione dei sistemi di teleriscaldamento europei arrivano ad una lunghezza di 200'000 km. La diffusione del teleriscaldamento in Europa è mostrata dalla figura seguente, in cui i punti rossi rappresentano le città in cui è presente almeno una rete [5].

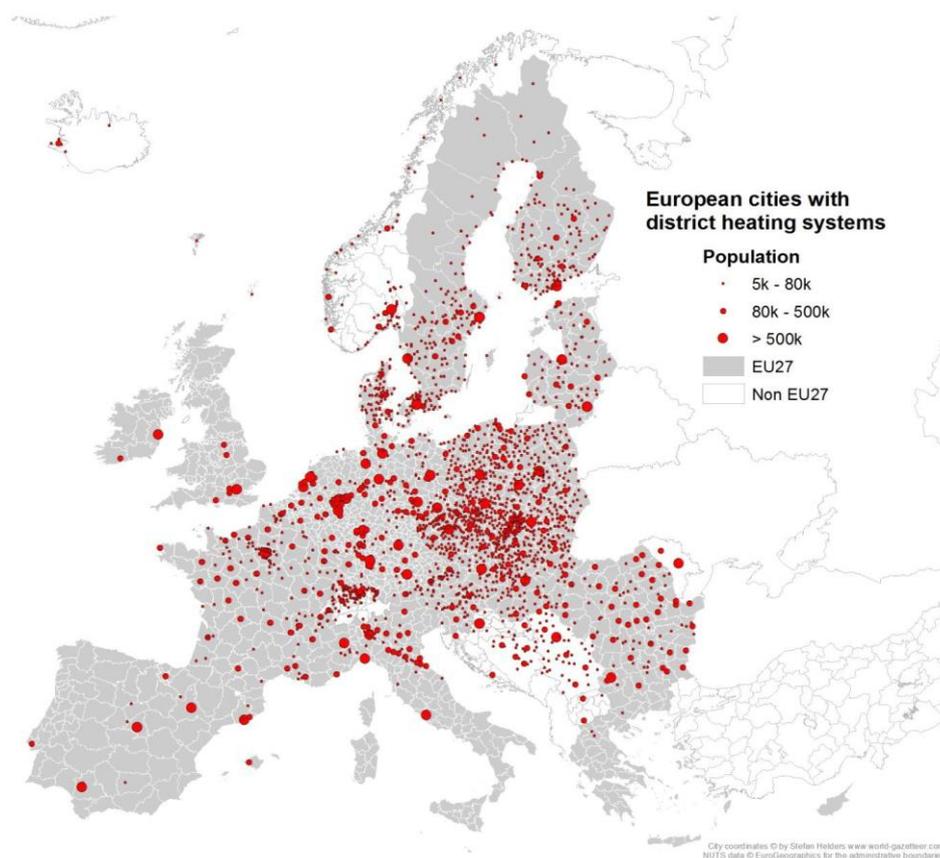


Figura 2.1 – Presenza del teleriscaldamento in Europa [5]

Per ciò che riguarda le vendite di energia da teleriscaldamento negli Stati dell’Unione Europea, il documento Euroheat & Power “District Heating and Cooling, Country by Country” riporta un totale di 1.5 milioni di Terajoule nel 2013.

I paesi con il maggior numero di Terajoule venduti risultano essere Germania, Polonia e Svezia, mentre Austria e Italia quelli con maggior incremento rispetto al 2009, 28% e 41 % rispettivamente.

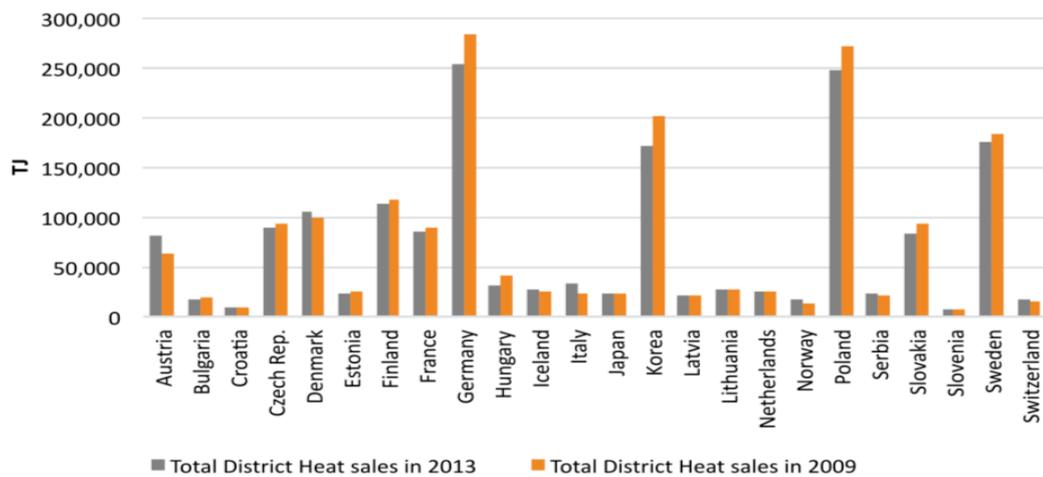


Figura 2.2 – Energia da teleriscaldamento in Europa [6]

Interessante, inoltre, notare come in alcuni Stati la percentuale di abitanti raggiunti dal teleriscaldamento sia molto elevata, mentre in altri sia bassa o quasi inesistente. Ciò è riportato nella figura seguente.

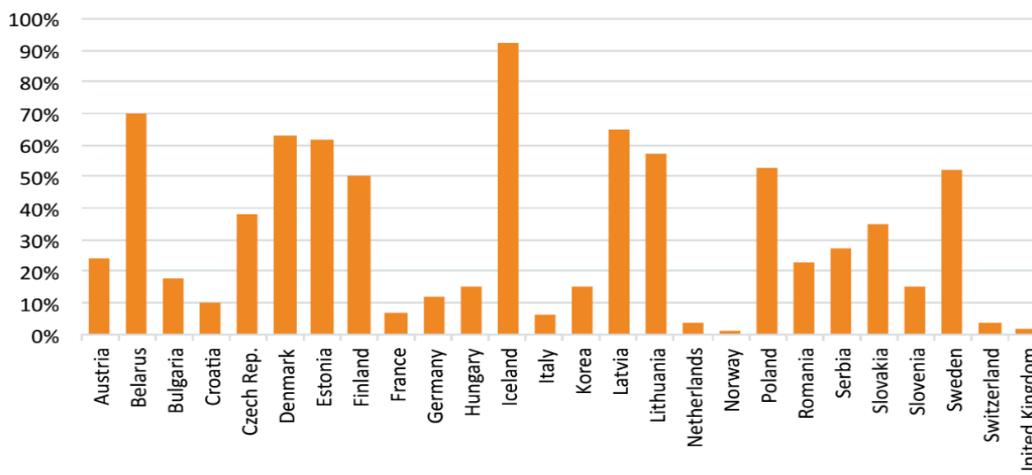


Figura 2.3 – Percentuale di abitanti raggiunti da teleriscaldamento in Europa [6]

2.2 Teleriscaldamento in Italia

Nel 2013, il consumo interno lordo di energia in Italia è arrivato a 1861 TWh. L'utilizzo finale di energia è stato di 1380 TWh: il settore dei trasporti ha avuto il consumo più elevato (450 TWh, che rappresenta il 33% del totale), seguito dal settore residenziale (398 TWh, 29%), industria (314 TWh, 23%), servizi (185 TWh, 13%) e agricoltura (3,02 TWh, 2%).

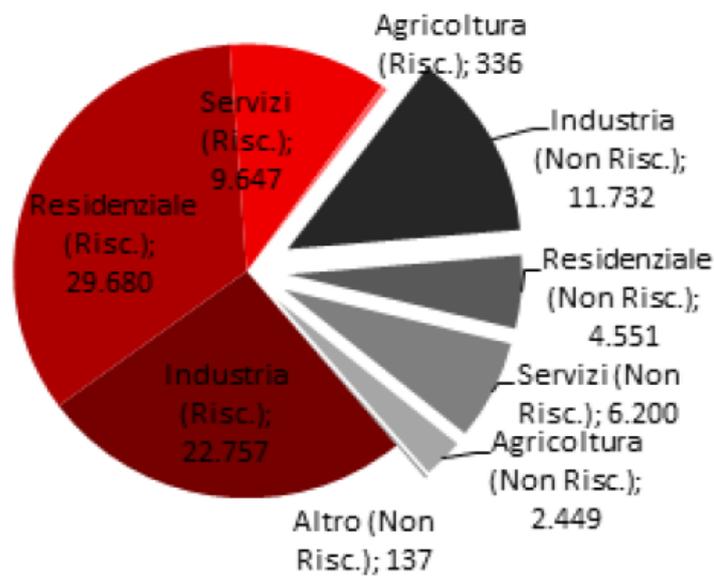


Figura 2.4 – Suddivisione dell'energia per settori in Italia [7]

Lo sviluppo del consumo di energia mostra una tendenza al ribasso. Nel settore dell'industria si è registrato un notevole calo dei consumi dal 2005. Al contrario, i consumi nel settore residenziale sono in lieve aumento. Insieme, i due settori rappresentavano circa il 58% del consumo totale di energia nel 2013. I consumi per il riscaldamento e il raffreddamento sono stati pari a circa 726 TWh nel 2013, pari al 71% dei consumi nei settori analizzati. La quota più elevata di consumi per riscaldamento e raffreddamento (48%) è generata dal settore residenziale [7].

La maggior parte degli impianti di teleriscaldamento si trova nelle regioni del Nord; il 68% di essi, infatti, è collocato in Lombardia, Piemonte e Trentino Alto-Adige e fornisce l'81% dell'energia da TLR in Italia.

L'energia termica da teleriscaldamento soddisfa prevalentemente la domanda del settore residenziale ed è usata prevalentemente per il riscaldamento degli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria [7].

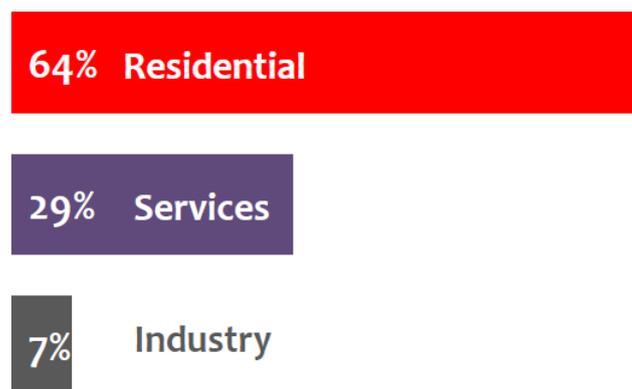


Figura 2.5 – Percentuale di energia da teleriscaldamento per settore [7]

2.3 Funzionamento e componenti

Il teleriscaldamento consente di riscaldare e raffrescare gruppi di edifici facendo passare acqua calda o vapore a bassa pressione in tubazioni sotterranee. Le reti vanno da una o più sorgenti di calore alle utenze. Il raffrescamento, invece, avviene grazie all'aggiunta di una pompa di calore. Un sistema di TLR può sfruttare, come fonti di calore, combustibili fossili, ma anche gas naturale, biomassa o rifiuti. Un'opzione interessante dal punto di vista economico è l'uso di calore di scarto industriale.

I sistemi di teleriscaldamento possono essere classificati in base a vari aspetti. Se li si raggruppa secondo il fluido termovettore, si possono avere sistemi a vapore a bassa pressione, ad acqua calda, ad aria calda. Si possono, inoltre, suddividere in sistemi che usano una fonte di calore propria e sistemi che sfruttano calore di recupero. Un'ulteriore categorizzazione, infine, può dipendere dal tipo di fonte di calore: combustibili fossili, energia nucleare, cogenerazione, calore di scarto, fonti rinnovabili [4].

Il funzionamento generale di un sistema di teleriscaldamento è rappresentato dai seguenti passaggi: un fluido termovettore viene riscaldato in una centrale termica, attraversa una rete di tubazioni con isolamento termico e cede calore alle utenze attraverso sottostazioni, per tornare, infine, alla centrale e ricominciare il ciclo.

In generale, un sistema di teleriscaldamento comprende quattro sottosistemi principali:

- una centrale termica;
- una rete di distribuzione;
- una serie di utenze con relativa sottostazione;
- un sistema di pompaggio

2.3.1 La centrale termica

La centrale genera calore sotto forma di vapore o acqua in base alla domanda dell'utenza. L'energia termica può essere prodotta anche da una centrale di cogenerazione; esse usano combustibili per produrre elettricità e calore contemporaneamente. [4]

Generalmente, per impianti di piccola taglia, quindi con temperatura di mandata relativamente bassa, si possono sfruttare impianti turbogas cogenerativi, pompe di calore geotermiche, caldaie a biomassa o sistemi Waste-To-Energy (WTE).

In reti di grandi dimensioni, invece, con temperatura di mandata più elevata, oltre che impianti di cogenerazione di grande taglia, possono essere usati sistemi WTE, sistemi a biomassa e calore residuo da processi industriali [8].

La centrale termica deve far fronte alla richiesta da parte dell'utenza alla quale si aggiungono le perdite termiche. Esse sono piuttosto basse in termini di potenza (1-2% della potenza massima), ma piuttosto elevate in termini di energia (8-10%). Questo si giustifica considerando che esse dipendono dalla temperatura di mandata della rete, che è la stessa anche in caso di potenze basse [8].

La curva di carico della centrale presenta alcune peculiarità e necessita di alcuni accorgimenti; essa non può essere considerata, infatti, come la

somma delle richieste delle singole utenze. Le principali caratteristiche della curva sono:

- la presenza di un picco di domanda (circa 2/5 volte la quota stazionaria) dovuto al raffreddamento del fluido termovettore durante la notte, che quindi ha bisogno di essere portato a temperatura nelle prime ore del mattino;
- le perturbazioni termiche, inoltre, si propagano più lentamente di quelle di portata, ciò fa sì che la curva sia influenzata dalle variazioni di portata in modo quasi istantaneo, mentre sia influenzata dalle variazioni di temperatura di ritorno del primario in modo ritardato [8].

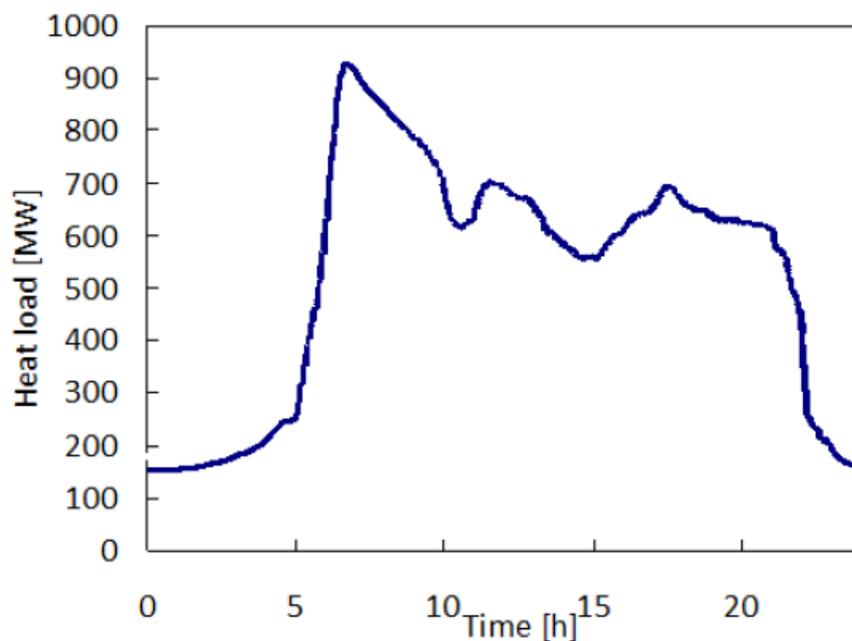


Figura 2.6 – Carico termico di una centrale di teleriscaldamento [8]

2.3.2 La rete di trasporto

La rete di trasporto è il mezzo attraverso il quale il fluido termovettore distribuisce l'energia termica alle utenze. Di solito rappresenta fino all'80% del costo di investimento del sistema. È composta da tubazioni isolate, molto spesso in poliuretano.

Esistono due tipologie di reti di teleriscaldamento, rete ad albero e rete a maglie.

- Rete ad albero: in questo tipo di rete, una volta identificata un'utenza, esiste un unico percorso per raggiungere questa a partire dalla centrale e viceversa [8].

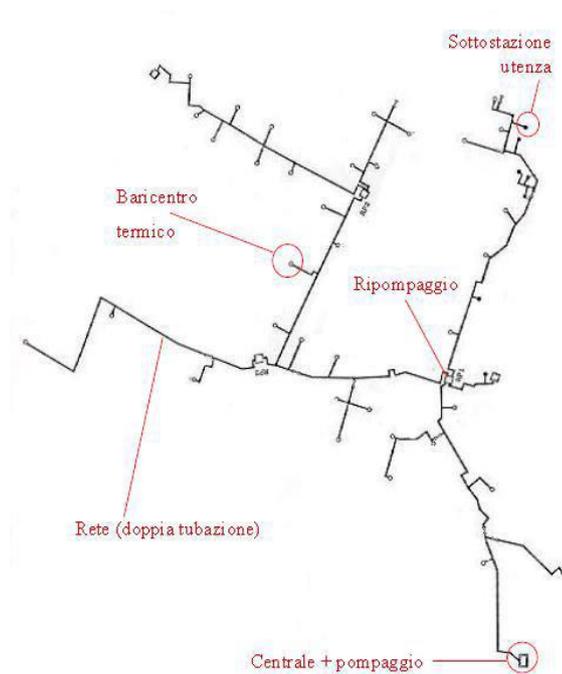


Figura 2.7 – Esempio di rete ad albero

- Rete magliata: la rete magliata prevede dei percorsi chiusi (le maglie), per cui dalla centrale si può raggiungere la stessa utenza con percorsi alternativi.

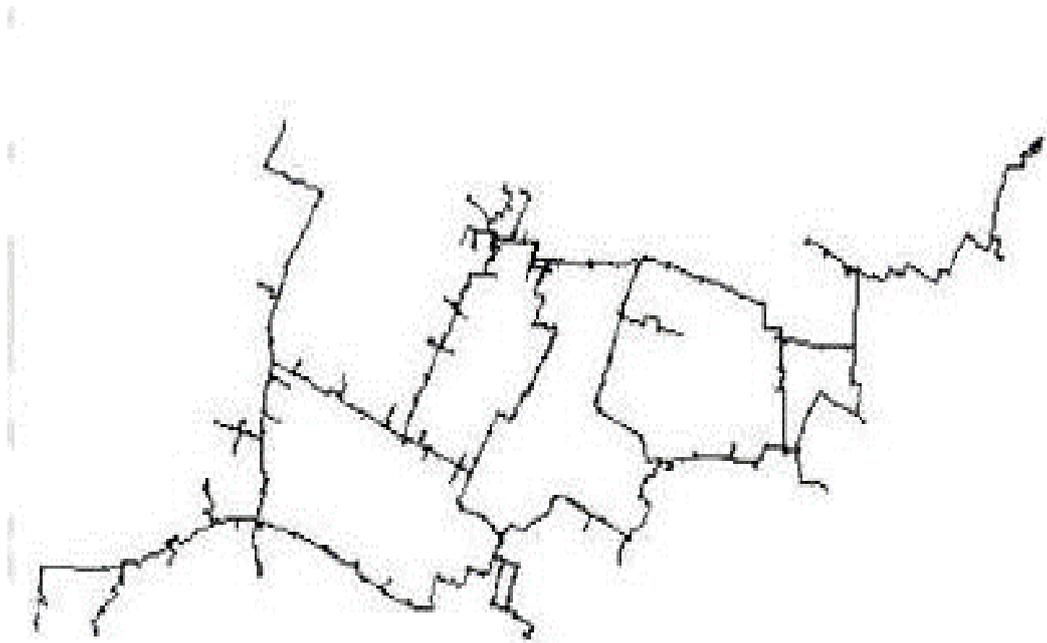


Figura 2.8 – Esempio di rete a maglie

La rete magliata comporta essenzialmente due vantaggi: una minor potenza di pompaggio, grazie alle perdite di carico minori e, soprattutto, una maggiore affidabilità del sistema. In caso di rottura di una tubazione, infatti, non viene compromesso il funzionamento della rete [8].

2.3.3 La sottostazione

Per ogni utenza è presente una sottostazione che collega il circuito primario al secondario. Questo collegamento avviene attraverso uno scambiatore di calore. Il circuito secondario è quello che porta il calore dalla centrale termica ai terminali di riscaldamento.

La sottostazione è inoltre dotata di strumenti di misura e protezione, tra i quali una centralina termica che misura la temperatura esterna e regola in base ad essa la temperatura di mandata del secondario. La centralina è, infatti, tarata sulla curva climatica: essa riporta la temperatura di set point in funzione della temperatura esterna ed è ovviamente decrescente.

Infine, vi è una valvola termoregolatrice che varia la portata del primario in modo da raggiungere la temperatura di set point sul secondario. La temperatura di mandata e di ritorno del secondario dipendono dalla tipologia di terminali di riscaldamento presenti nell'abitazione [8].

2.3.4 Il sistema di pompaggio

Il sistema di pompaggio serve a vincere le perdite di pressione che si verificano lungo le tubazioni. Fanno parte di esso le elettropompe di circolazione, i filtri, il vaso di espansione. La pressione di esercizio della rete dipende dal dislivello, mentre le perdite di pressione dipendono dalla

tipologia e dalle caratteristiche della rete. Di solito il fluido termovettore circola a una velocità compresa tra 1.5 e 3 m/s [8].

2.4 Quadro normativo italiano

Il teleriscaldamento è stato per anni un settore carente dal punto di vista normativo; su di esso mancava un adeguato quadro giuridico.

Esso entra a far parte del quadro legislativo italiano a partire dal 2005, con il Decreto Ministeriale del 24 ottobre “Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della L. 23 agosto 2004 n. 239, il quale cita *“impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento è un sistema integrato, costituito dalle sezioni di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che rispettano i criteri definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/1999, e da una rete di teleriscaldamento per la distribuzione del calore a una pluralità di edifici o ambienti per impieghi connessi prevalentemente con gli usi igienico-sanitari e la climatizzazione, il riscaldamento, il raffrescamento, il condizionamento di ambienti”*.

In questo decreto venivano stabilite innanzitutto le condizioni necessarie che una rete deve soddisfare:

- alimentare tipicamente una pluralità di edifici o ambienti;

- essere un sistema aperto, quindi nei limiti di capacità del sistema deve consentire l'allacciamento alla rete di ogni potenziale cliente senza discriminazione;
- la cessione dell'energia termica agli utenti deve essere regolata da contratti di somministrazione e vendita [9].

Questo decreto, inoltre, entrava a far parte di una politica di norme per il rilascio di certificazioni di risparmio energetico, i Certificati Verdi. Una quota di energia infatti, veniva riconosciuta come certificabile ed era calcolata così [9]:

$$E_{cv} = H \times C \times T \quad (2.1)$$

In cui:

E_{cv} : quantità di energia elettrica, in MWh, che ha diritto ai certificati verdi;

H: quota di energia termica, in MWh, effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento;

C: indice relativo al tipo di impianto cogenerativo;

T: indice relativo al tipo di intervento.

Tipo di sezione	Valore dell'indice C
Ciclo combinato con recupero di calore	0,95
Termico a vapore con turbina a contropressione	0,45
Termico a vapore con turbina a condensazione	0,45
Turbina a gas con recupero di calore	0,55
Motore a combustione interna	0,75

Tabella 2.1 - Valori dell'indice C

Tipo di intervento	Valore dell'indice T
Impianto di nuova costruzione, di cui all'articolo 2, comma 3, lettera <i>m</i>)	1,00
Rifacimento totale, di cui all'articolo 2, comma 3, lettera <i>f</i>)	1,00
Rifacimento parziale di cui all'articolo 2, comma 3, lettera <i>k</i>)	0,30
Realizzazione di una nuova rete con centrale esistente di cui all'articolo 2, comma 3, lettera <i>l</i>)	0,70

Tabella 2.2 - Valori dell'indice T

Inoltre, con il Decreto Ministeriale del 5 settembre 2011, vengono aggiunte nuove condizioni per la rete di teleriscaldamento:

- la rete deve svilupparsi su terreni pubblici o più terreni privati non di proprietà esclusiva dell'operatore;
- l'allacciamento della rete deve essere realizzato tramite contatori per la misura dei flussi di energia termica;
- la distribuzione dell'energia termica non deve essere diretta esclusivamente all'operatore e si deve basare su contratti di somministrazione e di vendita [9].

3. CASO STUDIO: CITTA' FITTIZIA

3.1 Descrizione della città fittizia

Per il presente progetto di tesi è stata presa in esame una generica città del Piemonte. Essa è suddivisa in dodici zone e di ognuna di esse è nota la potenza nominale di riscaldamento destinata agli edifici residenziali.

Non è nota la suddivisione percentuale nelle varie tipologie di impianto, si analizzano, perciò, i dati catastali della città di Milano, in modo da ricavarne una da adottare per la città fittizia in esame.

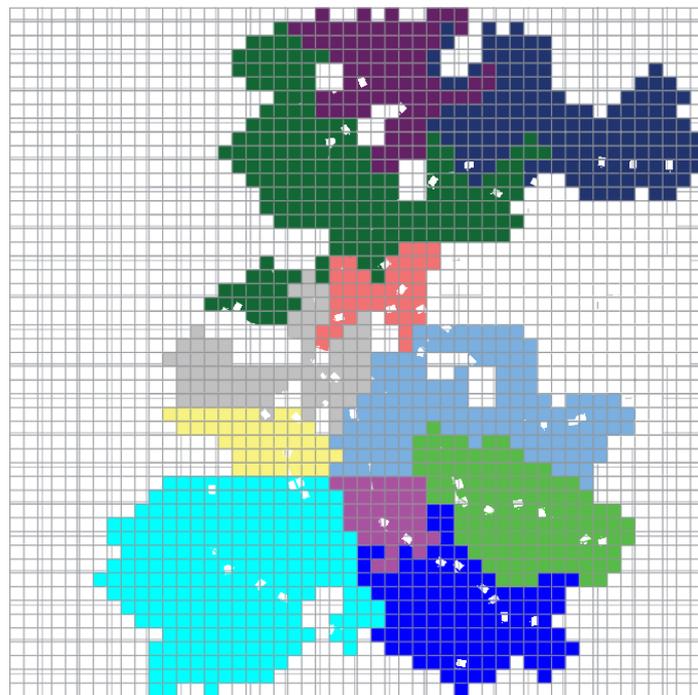


Figura 3.1 - Città modello

Zone	Potenza [kW]
Blu scuro	6155
Viola scuro	6703
Verde scuro	5914
Bianco	6070
Rosa	5942
Grigio	6781
Indaco	6113
Verde chiaro	6642
Blu chiaro	7390
Viola chiaro	6733
Giallo	6987
Celeste	8598

Tabella 1.1 - Potenza nominale per ogni zona

3.2 Analisi dei dati catastali di Milano

L'analisi dei dati catastali di Milano ha riguardato un totale di 171607 impianti che erogano in totale una potenza di 34.6 GW. Le tipologie prese in considerazione sono: Gruppi termici o caldaie, campi solari termici, cogeneratori, pompe di calore, teleriscaldamento.

Analizzando i dati del Comune di Milano si nota come la tipologia di impianto più diffusa in ambito residenziale sia l'impianto caldaia che rappresenta il 58% della potenza fornita totale. A seguire troviamo le pompe di calore con il 37%. Molto meno rilevanti le altre tipologie di impianto, quali campi solari termici, teleriscaldamento e cogeneratori.

Tipologia impianto	Numero impianti	Potenza [MW]	Numero [%]	Potenza [%]
Campi solari termici	30	66	0.02	0.19
Cogeneratori/ refrigeratori	43	386	0.03	1.12
Gruppi termici o caldaie	161775	20057	94.27	57.96
Pompe di calore	8114	12851	4.73	37.14
Teleriscaldamento	1561	1154	0.91	3.34
Altro	84	88	0.05	0.25
Totale	171607	34603	100	100

Tabella 3.2 - Suddivisione degli impianti di Milano

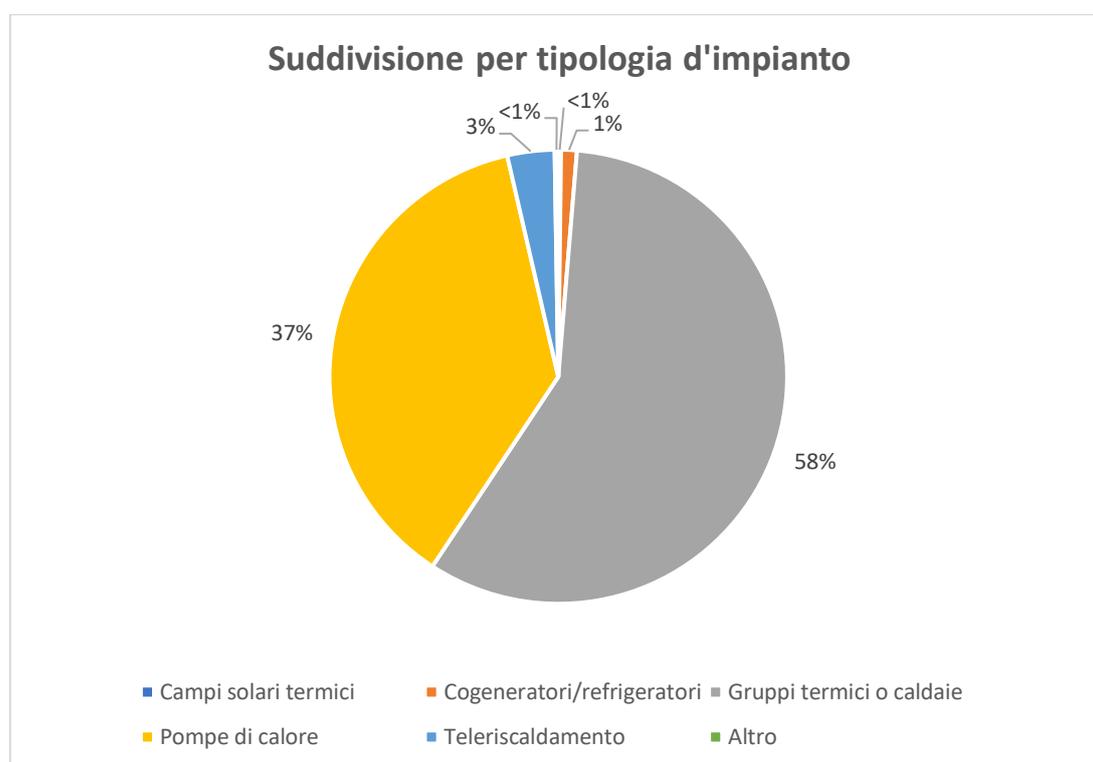


Figura 3.2 - Suddivisione degli impianti di Milano

È stata, inoltre, effettuata un'analisi più approfondita riguardo alle taglie di potenza degli impianti presenti nella città di Milano. In particolare, si nota come siano prevalenti gli impianti caldaia tra i 16 e i 32 kW e che esse siano per il 90% alimentate a gas naturale e per il restante 10% a gasolio.

Campi solari termici	Numero
P<50	17
50<P<150	8
P>150	5

Tabella 3.3 - Campi solari termici

Cogeneratori/refrigeratori	Numero
P≤5000	21
5000<P≤15000	6
P>15000	11

Tabella 3.4 – Cogeneratori/refrigeratori

Gruppi termici o caldaie	Numero
P≤16	963
16<P≤33	127124
33<P≤100	5414
100>P≤1000	25068
P>1000	3206

Tabella 3.5 – Gruppi termici o caldaie

Pompe di calore	Numero
$P \leq 16$	244
$16 < P \leq 33$	994
$33 < P \leq 100$	2257
$100 < P \leq 1000$	2747
$P > 1000$	1872

Tabella 3.6 – Pompe di calore

Teleriscaldamento	Numero
$P \leq 500$	1151
$500 < P \leq 1500$	314
$P > 1500$	96

Tabella 3.7 - Teleriscaldamento

3.3 Dati climatici del Piemonte

Per stimare l'energia termica fornita dagli impianti caldaia e le loro emissioni di inquinanti e di anidride carbonica sono stati presi in considerazione i dati meteo dell'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale (ARPA) del Piemonte. Essi forniscono l'andamento della temperatura esterna durante l'anno, mediata nel periodo che intercorre tra il 1971 e il 2000.

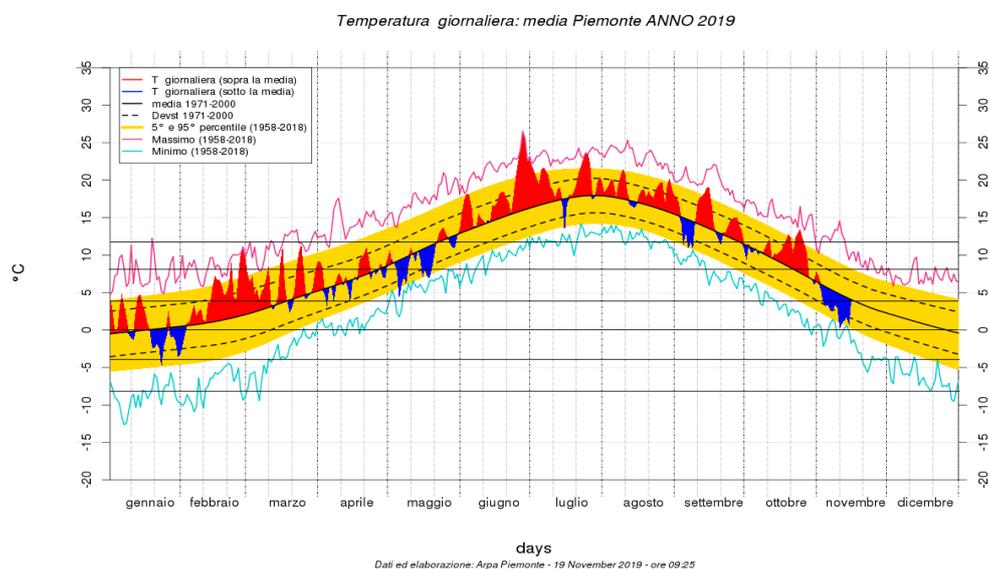


Figura 3.3 – Dati climatici del Piemonte [10]

È stata presa in considerazione una stagione di riscaldamento di 6 mesi (180 giorni), che va dal 15 ottobre al 15 aprile. Sulla base dei dati analizzati i giorni sono stati suddivisi in cinque gruppi, ognuno dei quali rappresenta un intervallo di temperatura.

Intervallo di T [°C]	Numero di giorni
-8; -4	2
-4; 0	24
0; 4	89
4; 8	55
8; 12	10

Tabella 3.8 – Intervalli di temperatura

3.4 Energia consumata dagli impianti caldaia e relative emissioni

La potenza fornita dalle caldaie è stata ricavata ipotizzando che essa fosse uguale, in percentuale, a quella ottenuta dai dati catastali di Milano nel paragrafo 3.2 (58% del totale). Allo stesso modo è stata mantenuta la stessa divisione tra impianti a gasolio e impianti a gas naturale, rispettivamente 10% e 90%. Dalle potenze degli impianti caldaia, tenendo in considerazione i dati climatici e ipotizzando un profilo di richiesta termica con un picco intorno alle 7:30 e un tratto costante nelle ore rimanenti, sono stati calcolati i valori di energia consumata per ogni zona. Per una descrizione più precisa si rimanda al paragrafo 5.4.

Zona	Potenza caldaie [kW]	Energia consumata [MWh/y]
Blu scuro	3964	3568
Viola scuro	4317	3885
Verde scuro	3809	3428
Bianco	3909	3518
Rosa	3827	3444
Grigio	4367	3931
Indaco	3937	3543
Verde chiaro	4278	3850
Blu chiaro	4760	4284
Viola chiaro	4336	3903
Giallo	4500	4050
Celeste	5538	4984

Tabella 3.9 – Potenza ed energia per ogni zona

Dai risultati così ottenuti sono state poi calcolate le emissioni dei principali inquinanti atmosferici e dell'anidride carbonica, tenendo conto della divisione percentuale degli impianti per tipo di combustibile. È stato deciso di prendere in considerazione il monossido di carbonio (CO), gli ossidi di azoto (NO_x), gli ossidi di zolfo (SO_x) e il particolato PM10. Per effettuare il calcolo si è tenuto conto di un rendimento delle caldaie che dopo varie ricerche in letteratura è stato posto uguale a 0.9. Sono stati, inoltre, usati i valori di emissione di inquinanti per unità di energia forniti dall'Arpa [10]. È stato effettuato il calcolo per ogni zona usando la seguente formula:

$$M_i = E_{zona} \cdot X_i \cdot \eta_{caldaie}$$

Nella formula, M_i rappresenta la massa della sostanza 'i', E_{zona} l'energia spesa nella singola zona al lordo del rendimento delle caldaie $\eta_{caldaie}$ e X_i la massa di sostanza 'i' emessa per unità di energia. Si riportano i valori di emissione per unità di energia nella seguente tabella:

Combustibile	CO [g/GJ]	NO _x [g/GJ]	SO _x [g/GJ]	PM10 [g/GJ]
Gas naturale	57	32	0.3	0.04
Gasolio	3.7	34	19	0.1

Tabella 3.10 – Fattori di emissione per unità di energia

Si riportano i risultati ottenuti per ogni zona, complessivamente per impianti a gas naturale e a gasolio

Zona	CO emesso in un anno [kg/y]	NOx emessi in un anno [kg/y]	SOx emessi in un anno [kg/y]	PM emesso in un anno [kg/y]
Blu scuro	658	417	28	0.59
Viola scuro	717	454	31	0.64
Verde scuro	633	400	27	0.57
Bianco	649	411	28	0.58
Rosa	636	402	27	0.57
Grigio	725	459	31	0.65
Indaco	654	414	28	0.59
Verde chiaro	711	450	30	0.64
Blu chiaro	791	500	34	0.71
Viola chiaro	720	456	31	0.65
Giallo	748	473	32	0.67
Celeste	920	582	39	0.82

Tabella 3.11 – Emissioni prodotte dagli impianti caldaia

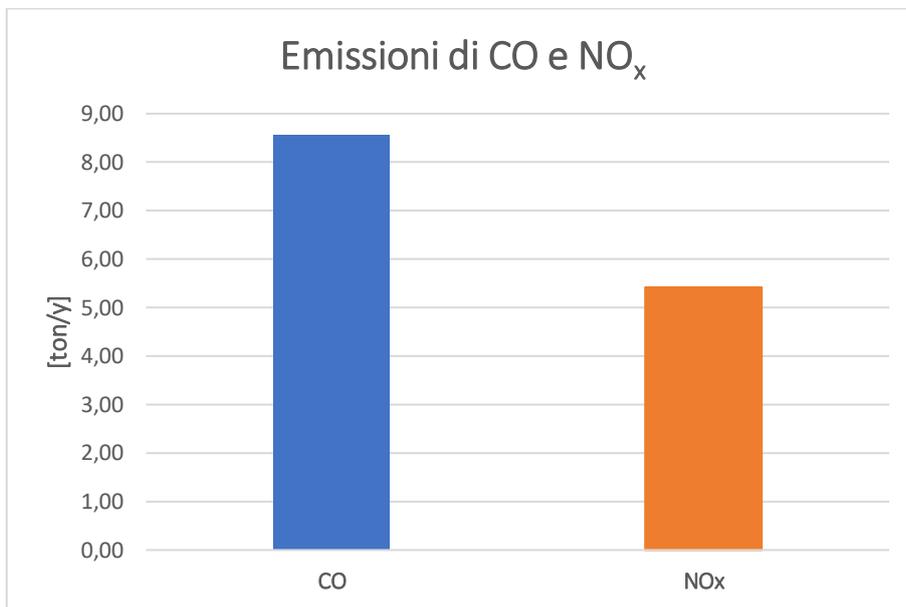


Figura 3.4 – Emissioni prodotte dagli impianti caldaia

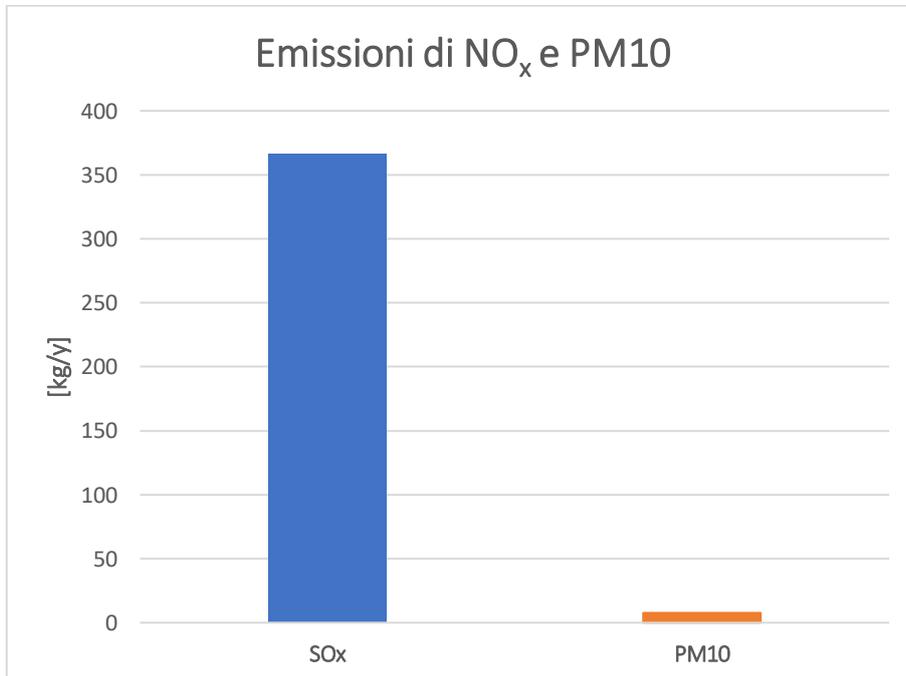


Figura 3.5 – Emissioni prodotte dagli impianti caldaia

4. PROGETTAZIONE DELLE RETI DI TLR

I parametri principali da considerare nello studio di una rete di riscaldamento sono la pressione e la portata. Si ricorre, dunque, ad un modello matematico che permetta di ottenere questi risultati. Si parte dalle equazioni principali della meccanica dei fluidi in forma differenziale, ossia l'equazione di continuità e l'equazione di conservazione della quantità di moto [11]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \mathbf{v} = 0 \quad (4.1)$$

$$\rho \frac{D\mathbf{v}}{Dt} - \nabla p - \nabla \boldsymbol{\tau} + \mathbf{F}, \quad (4.2)$$

in cui $\nabla \boldsymbol{\tau}$ rappresenta la forza risultante dovuta agli sforzi di attrito viscosi e \mathbf{F} è un termine di momento che include il termine di gravità $\rho \mathbf{g}$.

4.1 La teoria dei grafi

Le reti di teleriscaldamento sono state descritte attraverso la teoria dei grafi. Essa è particolarmente utile per descrivere la topologia delle reti di teleriscaldamento. In questa teoria i nodi e i rami sono numerati e il ramo ha un verso determinato a priori.

La topologia della rete viene descritta attraverso la matrice di incidenza; essa ha un numero di righe pari al numero di nodi della rete e un numero di colonne pari al numero dei rami della rete. I valori che può assumere l'elemento della matrice possono essere 1, 0, -1. L'elemento (i,j) sarà 1 se il nodo "i" è il nodo di ingresso al ramo "j", -1 se è il nodo di uscita, 0 se il nodo non appartiene al ramo.

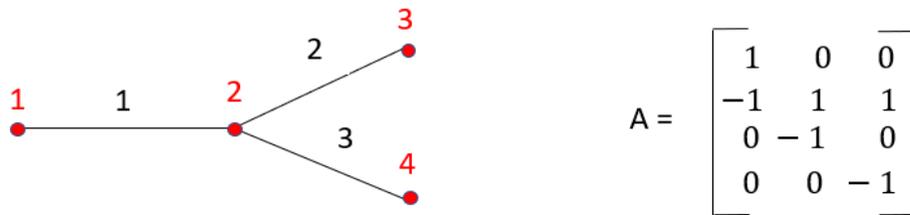


Figura 4-1 – Esempio di matrice di incidenza

4.2 Modello fluidodinamico per le reti di teleriscaldamento

Nel caso di modello monodimensionale le equazioni si possono semplificare come segue:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v_1)}{\partial x_1} = 0 \quad (4.3)$$

$$\rho \frac{\partial v_1}{\partial t} + \rho v_1 \frac{\partial v_1}{\partial x_1} = -\frac{\partial p}{\partial x_1} - F_{FRIC} + F_1, \quad (4.4)$$

il termine F_{FRIC} sostituisce $\nabla \tau$ dato che ora siamo nel caso monodimensionale e quindi tiene conto delle forze di attrito viscoso,

mentre F_1 racchiude il termine legato a perdite locali, a incrementi di pressione dovuti alle pompe e il termine legato alla gravità, perciò può essere espresso come segue:

$$F_1 = \rho g_{x1} - F_{LOCAL} + F_{PUMP} . \quad (4.4)$$

Integrando l'equazione di conservazione della massa (4,1) su un volume di controllo che comprenda una congiunzione tra rami e la metà dei rami precedenti e seguenti si ottiene:

$$\frac{dM}{dt} + \sum_{j=1}^{NB} \rho_j v_{1,j} S_j = 0; \quad (4.5)$$

dove M è la massa di fluido nel volume di controllo, NB il numero di rami che entrano nel volume di controllo o escono da esso, S_j la sezione del j -esimo ramo. Ora bisogna tenere in considerazione la possibile estrazione o immissione di portata in un dato nodo, quindi l'equazione, considerando anche che $G_j = \rho_j v_{1,j} S_j$, diventa:

$$\frac{dM}{dt} + \sum_{j=1}^{NB} G_j + G_{ext} = 0; \quad (4.6)$$

Nel caso di condizioni stazionarie, l'equazione diventa:

$$\sum_{j=1}^{NB} G_j + G_{ext} = 0 . \quad (4.7)$$

Attraverso la matrice di incidenza A è possibile estendere l'equazione all'intera rete:

$$A \cdot G + G_{ext} = 0, \quad (4.8)$$

dove G è un vettore colonna contenente le portate nei rami e G_{ext} un vettore colonna contenente le portate estratte dai nodi o immesse in essi dall'esterno.

L'equazione di conservazione della quantità di moto viene integrata su un volume di controllo che comprende un ramo e i due nodi che lo delimitano; si ottiene:

$$\begin{aligned} & \rho \frac{\partial v_1}{\partial t} V + \rho \frac{v_{1,out}^2 - v_{1,in}^2}{2} S \\ & = (p_{in} - p_{out})S - \rho g(z_{out} - z_{in})S - \Delta P_{FRIC} S \\ & - \Delta P_{LOCAL} S + \Delta P_{PUMP} S, \end{aligned} \quad (4.9)$$

dove $V = SL$ è il volume di controllo considerato, S è la sezione ed L la lunghezza. Se definiamo la pressione totale $P = p + \frac{\rho v^2}{2} + \rho g z$, possiamo riscrivere l'equazione come:

$$\rho \frac{\partial v_1}{\partial t} L + (P_{out} - P_{in}) = -\Delta P_{FRIC} - \Delta P_{LOCAL} + \Delta P_{PUMP}. \quad (4.10)$$

Riscrivendo i termini che tengono conto delle perdite distribuite e delle perdite concentrate [11], otteniamo:

$$\Delta P_{FRIC} = f \frac{L}{D} \frac{1}{2} \rho v_1^2, \quad (4.11)$$

$$\Delta P_{LOCAL} = \sum_k \beta_k \frac{1}{2} \rho v_1^2, \quad (4.12)$$

dove f è il coefficiente d'attrito, β_k tiene conto delle perdite di pressione concentrate, sotto il segno di sommatoria perché possono essere più di una nel singolo ramo.

Sostituendo la (4.11) e la (4.12) nella (4.10) e considerando il sistema in regime stazionario si ottiene:

$$(P_{in} - P_{out}) = \frac{1}{2} \rho v_1^2 \left(f \frac{L}{D} + \sum_k \beta_k \right) - \Delta P_{PUMP} \quad (4.14)$$

Questa espressione può essere riscritta facendo comparire la portata, come segue:

$$(P_{in} - P_{out}) = \frac{1}{2} \frac{G^2}{\rho S^2} \left(f \frac{L}{D} + \sum_k \beta_k \right) - \Delta P_{PUMP}. \quad (4.15)$$

Come per il caso dell'equazione di conservazione della massa, possiamo estendere la (4.15) all'intera rete attraverso l'uso della matrice di incidenza A :

$$\mathbf{A}^T \mathbf{P} = \mathbf{R} \cdot \mathbf{G} - \mathbf{t} \quad (4.16)$$

Dove \mathbf{A}^T la matrice di incidenza trasposta, \mathbf{P} è un vettore contenente i valori delle pressioni ai nodi, \mathbf{t} è un vettore che contiene i termini legati all'incremento di pressione dovuti alle pompe, \mathbf{G} è un vettore che

contiene i valori delle portate nei rami, \mathbf{R} è una matrice diagonale che contiene i termini:

$$R_j = \frac{1}{2} \frac{G_j^2}{\rho S_j^2} \left(f_j \frac{L_j}{D_j} + \sum_k \beta_{kj} \right). \quad (4.17)$$

Isolando il termine \mathbf{G} si ottiene:

$$\mathbf{G} = \mathbf{Y} \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{P} + \mathbf{Y} \cdot \mathbf{t}. \quad (4.18)$$

\mathbf{Y} è \mathbf{R}^{-1} ossia la conduttanza fluidodinamica; per risolvere l'equazione matriciale bisogna imporre le appropriate condizioni al contorno: condizioni di portata ai nodi di ingresso e di uscita del sistema e condizioni di pressione ai nodi in cui avviene la pressurizzazione.

4.3 Progettazione delle reti in sostituzione degli impianti caldaia

Nel paragrafo 3.4 è stata ottenuta la potenza nominale degli impianti caldaia in ciascuna zona della città fittizia. L'idea è quella di progettare due scenari alternativi in cui il fabbisogno di calore per il riscaldamento degli edifici residenziali della città sia ottenuto dal teleriscaldamento. Nel primo scenario è stata dimensionata una rete espandibile che ha fornito prima quattro zone della città fittizia, poi otto zone, poi dodici zone.

Nel secondo scenario, invece, si è pensato di studiare la copertura della città attraverso tre reti distinte, ciascuna delle quali destinata alla fornitura di quattro zone.

L'analisi effettuata si ferma a livello della zona, quindi è stato ipotizzato che ognuna di esse sia fornita di una sottostazione e che qui avvenga lo scambio termico tra circuito primario e secondario. Per tenere conto delle perdite termiche tra secondario e utenze è stato considerato un coefficiente di perdita del 10%.

Per entrambe le reti sono state imposte le temperature di mandata e di ritorno della rete, rispettivamente 120 °C e 80°C. Il fluido termovettore è acqua, la cui densità è 1000 kg/m³, il calore specifico 4186 J/(kg·K) e la viscosità dinamica $8.9 \cdot 10^{-4}$ Pa·s. Inoltre, è stata effettuata un'ottimizzazione al fine di scegliere la velocità del fluido nei tubi, ma a seguito di essa è risultato conveniente imporre una velocità del fluido limitata solo dal limite costruttivo delle tubazioni; essa è stata perciò imposta di 2 m/s.

4.4 Scenario 1a: rete di quattro zone con prospettiva di espansione

Nel primo scenario è stato ipotizzato di progettare una rete per quattro zone della città fittizia, con l'idea, però, di espanderla progressivamente all'intera città.

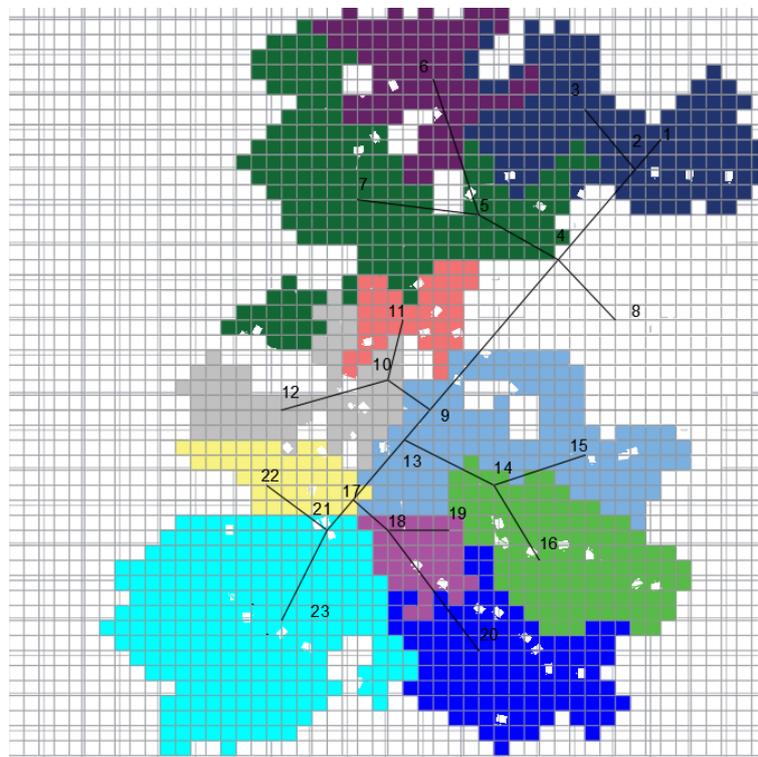


Figura 4.2 – Progetto di rete per l'intera città

Partendo dalla potenza nominale di riscaldamento in ogni zona sono state ricavate le portate estratte nei nodi di uscita dal sistema, che

rappresentano le sottostazioni di scambio alle quali si ferma questo studio. È stata usata la seguente formula:

$$\Phi = G_{ext}c_w(T_m - T_r) \quad (4.19)$$

dove G_{ext} rappresenta la portata estratta, c_w il calore specifico dell'acqua, T_m la temperatura di mandata e T_r la temperatura di ritorno. Sono stati ottenuti i seguenti risultati:

Zone	Portata estratta [kg/s]
3	22.4
6	24.4
7	21.5
8	22.1
11	21.6
12	24.6
15	22.2
16	24.1
19	26.9
20	24.5
22	25.4
23	31.3

Tabella 4.1 Portate estratte nello scenario 1a

A partire da questi risultati, attraverso il modello descritto nel paragrafo 4.2, sono state calcolate le portate in ogni ramo della rete, tenendo conto

della possibile espansione di questa a tutte le dodici zone. Dalle portate sono stati, quindi, calcolati i diametri, che saranno già di dimensione tale da supportare la successiva espansione. Si riportano in questo paragrafo solo i parametri della rete dimensionata per la copertura delle prime quattro zone. I diametri ottenuti sono stati ricondotti ai diametri commerciali approssimando per eccesso. Per il calcolo dei diametri è stata usata la seguente formula:

$$G = \rho \frac{\pi D^2}{4} v^2 \quad (4.20)$$

È stata quindi ricalcolata la velocità effettiva del fluido nei rami. Si riportano in tabella i risultati delle portate, dei diametri commerciali usati e delle velocità effettive. Si riportano, inoltre, le lunghezze dei tubi ottenute dal software Autodesk AutoCAD 202.

Rami	Portate [kg/s]	Lunghezza [m]	Diametro comm. [mm]	Velocità reale [m/s]
1	90.3	261.68	500	0.5
2	22.4	519.35	125	1.8
3	67.9	506.25	450	0.4
4	45.9	603.18	200	1.5
5	24.4	948.68	125	2.0
6	21.5	806.23	125	1.8
7	22.1	548.29	125	1.8

Tabella 4.2 Parametri fluidodinamici dello scenario 1a

4.5 Scelta delle tubazioni e calcolo della potenza di pompaggio

Per la realizzazione delle reti sono state scelte delle tubazioni d'acciaio pre-isolate in poliuretano della Zinchitalia S.p.A. [12]. Esse sono progettate per resistere fino ad una temperatura di 148 °C, quindi superiore alla temperatura di mandata delle reti progettate in questa tesi. Si riporta la scheda tecnica del componente:

ISOLAMENTO A NORMA EN 253 IN POLIURETANO			
Caratteristiche fisiche			
• Materiale	Schiuma rigida di poliuretano (PUR) ottenuta da miscela ad alta pressione di poliolo e isocianato con espandente ciclopentano		
• Densità totale	80 kg/m ³		
• Contenuto di celle chiuse	88% ca		
• Densità del nucleo	60 kg/m ³		
• Coefficiente di conducibilità termica (λ 50 °C)	0,027 W/mK		
• Temperatura limite di utilizzo	148 °C continui		
Caratteristiche meccaniche			
• Resistenza al taglio	assiale a 23 °C	0,12	N/m ²
	assiale a 140 °C	0,08	N/m ²
	tangenziale a 23 °C	0,20	N/m ²

Figura 4.3 – Scheda tecnica delle tubazioni

Una volta effettuata la scelta del materiale, sono state calcolate le cadute di pressione nei rami della rete, per poter poi calcolare la potenza di pompaggio necessaria alla circolazione del fluido. Per poter fare ciò è

stato necessario calcolare il coefficiente d'attrito nei tubi. È stato quindi calcolato il numero di Reynolds per i flussi nei tubi e sono state ipotizzate pareti interne lisce. Con queste informazioni è stato ottenuto un valore del coefficiente d'attrito di 0.013 dal diagramma di Moody [11].

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (4.21)$$

Si è poi passati ad analizzare le perdite concentrate, dovute alle valvole, ai restringimenti e alle diramazioni. Per tener conto di tali perdite di pressione sono stati usati i coefficienti β , uno per ogni diramazione presente nella rete [11]. Essi sono stati, poi, sommati per ogni ramo. Si riportano di seguito i valori di β e le cadute di pressione per ogni ramo:

Rami	Beta [-]	Δp [Pa]
1	0.30	751
2	0.00	89763
3	0.60	1388
4	0.40	42198
5	0.00	194450
6	0.00	128623
7	0.00	92154

Tabella 4.3 – Coefficienti di perdita e cadute di pressione nello scenario 1a

Si può finalmente calcolare la potenza di pompaggio necessaria al funzionamento della rete, ovviamente combinando le perdite di pressione concentrate e quelle distribuite.

$$W_p = G \left(\frac{L}{D} + \sum_k \beta_k \right) \frac{v^2}{2} \quad (4.22)$$

dove W_p rappresenta la potenza di pompaggio per un ramo, G la portata passante in quel ramo, L e D la lunghezza e il diametro del ramo e v la velocità del fluido nel ramo. La formula è stata poi estesa all'intera rete, ottenendo una potenza di pompaggio di 27 kW.

4.6 Scnario 1b: estensione della rete a otto zone

È stata analizzata una possibile estensione della rete di teleriscaldamento da quattro a otto zone della città in esame. Per realizzare la nuova rete non è stato necessario sostituire le tubazioni esistenti in quanto esse erano già state dimensionate per una portata maggiore. Sono state valutate le lunghezze dei rami attraverso l'uso del software AutoCAD 2020, ma i diametri dei nuovi rami sono stati dimensionati tenendo conto della possibile successiva espansione a dodici zone. Fatto ciò, è stato possibile valutare i nuovi parametri fluidodinamici della rete. Si riportano i risultati nella seguente tabella:

Rami	Portate [kg/s]	Lunghezza [m]	Diametro comm. [mm]	Velocità reale [m/s]
1	199	261.7	500	1.0
2	22	519.4	125	1.8
3	177	506.3	450	1.1
4	46	603.2	200	1.5
5	24	948.7	125	2.0
6	21	806.2	125	1.8
7	38	548.3	125	3.1
8	93	1311.2	400	0.7
9	46	345.1	200	1.5
10	22	412.3	125	1.8
11	25	728.0	200	0.8
12	46	261.7	350	0.5
13	22	659.7	200	0.7
14	24	621.9	125	2.0

Tabella 4.4 – Parametri fluidodinamici nello scenario 1b

A questo punto, sono stati calcolati i valori dei coefficienti β per i nuovi rami della rete, mentre il coefficiente d'attrito è stato considerato uguale al caso precedente, in quanto sono state scelte le stesse tubazioni. Allo stesso modo, sono state calcolate le cadute di pressione. Si riportano i valori di β e di Δp nella seguente tabella:

Rami	Beta [-]	Δp [Pa]
1	0.3	3645
2	0	89763
3	0.6	9379
4	0.4	42198
5	0	194450
6	0	128623
7	0	274278
8	0.3	11653
9	0.4	24739
10	0	66414
11	0	14564
12	0.3	1163
13	0.4	10824
14	0	125159

Tabella 4.5 - Coefficienti di perdita e cadute di pressione nello scenario 1b

Per questa configurazione di rete è stata ottenuta una potenza di pompaggio di 63 kW, leggermente maggiore al doppio del valore ottenuto per lo scenario 1a.

4.7 Scenario 1c: estensione della rete a dodici zone

È stata studiata, infine, la rimozione totale degli impianti caldaia attraverso l'estensione della rete di teleriscaldamento all'intera città fittizia. Come per la precedente espansione da quattro a otto zone, le

tubazioni installate sono rimaste invariate, ma sono attraversata dalla portata necessaria al fabbisogno dell'intera città. La velocità del fluido è risultata quindi più elevata e la potenza necessaria al pompaggio maggiore. I nuovi coefficienti β e le nuove cadute di pressione sono state ricalcolate come nel paragrafo precedente.

Rami	Portate [kg/s]	Lunghezza [m]	Diametro comm. [mm]	Velocità reale [m/s]
1	326.28	262	500	1.7
2	22.37	519	125	1.8
3	303.90	506	450	1.9
4	45.86	603	200	1.5
5	24.36	949	125	2.0
6	21.50	806	125	1.8
7	22.06	548	125	1.8
8	235.98	1311	400	1.9
9	64.12	345	200	2.0
10	21.60	412	125	1.8
11	42.52	728	200	1.4
12	171.86	262	350	1.8
13	63.87	660	200	2.0
14	22.22	622	125	1.8
15	41.65	583	200	1.3
16	107.99	527	300	1.5
17	51.34	305	200	1.6
18	26.86	400	150	1.5
19	24.47	1000	125	2.0
20	56.65	262	200	1.8
21	25.40	500	150	1.4
22	31.25	671	150	1.8

Tabella 4.6 - Parametri fluidodinamici nello scenario 1c

Rami	Beta [-]	Δp [Pa]
1	0.30	9808
2	0.00	89763
3	0.60	27795
4	0.40	42198
5	0.00	194450
6	0.00	128623
7	0.00	92154
8	0.30	75666
9	0.40	47559
10	0.00	66414
11	0.00	43348
12	0.30	15985
13	0.40	89440
14	0.00	106014
15	0.00	33309
16	0.30	27005
17	0.40	27036
18	0.00	40053
19	0.00	206810
20	0.40	28340
21	0.00	44758
22	0.00	90929

Tabella 4.7 - Coefficienti di perdita e cadute di pressione nello scenario 1b

Dai risultati dei nuovi coefficienti di perdita localizzata, delle nuove cadute di pressione e usando lo stesso coefficiente d'attrito è stata ottenuta una potenza di pompaggio di 155 kW, nettamente superiore al triplo della potenza necessaria a sostenere la prima rete da quattro zone

4.8 Scenario 2: Copertura della città con tre reti

In questo paragrafo si illustra uno scenario alternativo a quello descritto finora. È stata analizzata, infatti, la copertura del fabbisogno di riscaldamento della città fittizia attraverso tre reti di teleriscaldamento distinte. Le tre reti saranno, dunque, più piccole e soddisferanno quattro zone ciascuna. L'obiettivo è di calcolare gli stessi parametri dello scenario precedente per poter effettuare un confronto tra di essi ed analizzare i relativi vantaggi e svantaggi.

Per avere un'analisi veritiera sono state adottate le stesse ipotesi del caso precedente. Per queste reti, però, non è stata prevista alcuna futura estensione, quindi i diametri sono stati dimensionati sulla base della portata necessaria alle sole quattro zone coperte.

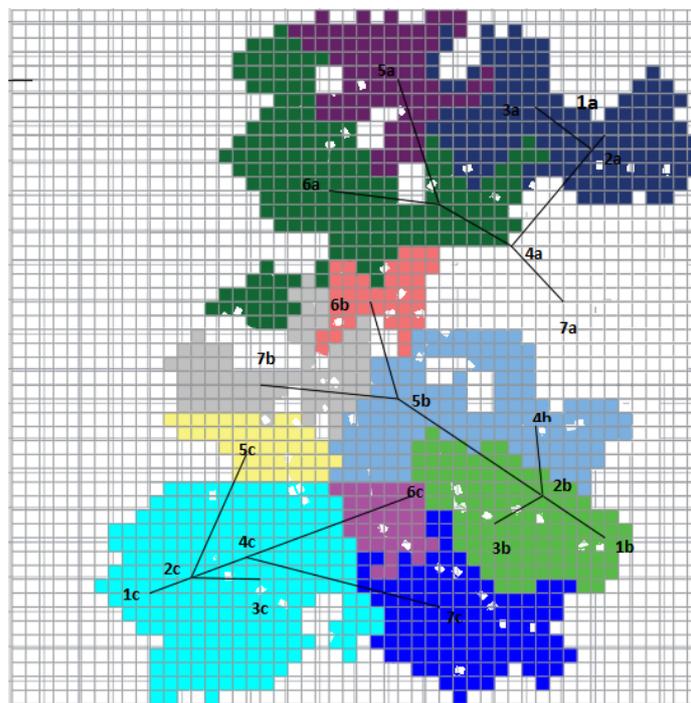


Figura 4.4

Si riportano di seguito le zone e le relative portate estratte; il numero con cui è indicata ogni zona è il numero del nodo corrispondente alla relativa sottostazione.

Zone	Portata estratta [kg/s]
3a	22.4
5a	24.4
6a	21.5
7a	22.1

Tabella 4.8 – Portate estratte rete A

Zone	Portata estratta [kg/s]
3b	25.4
4b	22.2
6b	21.6
7b	24.6

Tabella 4.9 – Portate estratte rete B

Zone	Portata estratta [kg/s]
3c	31.3
5c	24.1
6c	24.5
7c	26.9

Tabella 4.10 – Portate estratte rete C

A questo punto è stata progettata la topologia delle reti per mezzo del software AutoCAD 2020, così da poter ricavare la lunghezza delle tubazioni. Attraverso la legge di conservazione della massa, come descritto nel paragrafo 4.2 sono state calcolate le portate passanti in ogni ramo e conseguentemente sono stati dimensionati i diametri. Si riportano i risultati in tabella:

Rami	Portate [kg/s]	Lunghezza [m]	Diametro comm. [mm]	Velocità reale [m/s]
1a	90.3	261.7	250	1.84
2a	22.4	519.4	125	1.82
3a	67.9	506.3	250	1.38
4a	45.9	603.2	200	1.46
5a	24.4	948.7	125	1.99
6a	21.5	806.2	125	1.75
7a	22.1	548.3	125	1.80

Tabella 4.11 – Parametri fluidodinamici della rete A

Rami	Portate [kg/s]	Lunghezza [m]	Diametro comm. [mm]	Velocità reale [m/s]
1b	47.6	541	200	1.52
2b	25.4	403	150	1.44
3b	22.2	502	125	1.81
4b	46.2	1262	200	1.47
5b	21.6	728	125	1.76
6b	24.6	1005	150	1.39

Tabella 4.12 - Parametri fluidodinamici della rete B

Rami	Portate [kg/s]	Lunghezza [m]	Diametro comm. [mm]	Velocità reale [m/s]
1c	107	289	300	1.51
2c	24	975	125	1.97
3c	31	494	150	1.77
4c	51	426	200	1.63
5c	24	1279	125	1.99
6c	27	1445	150	1.52

Tabella 4.13 - Parametri fluidodinamici della rete C

Come per lo scenario 1, sono stati calcolati i coefficienti di perdita localizzata e il coefficiente di attrito. Usando poi il modello descritto nel paragrafo 4.2 sono state calcolate le cadute di pressione, in modo da determinare la potenza di pompaggio. Vengono riportati in tabella i valori di β e di Δp .

Rami	Beta [-]	Δp [Pa]
1a	0.3	23529
2a	0.0	89763
3a	0.6	25776
4a	0.4	42198
5a	0.0	194450
6a	0.0	128623
7a	0.0	92154

Tabella 2.14 – Coefficienti di perdita e cadute di pressione della rete A

Rami	Beta [-]	Δp [Pa]
1b	0.3	40739
2b	0	36075
3b	0.9	87052
4b	0	88882
5b	0	117267
6b	0	84726

Tabella 4.15 - Coefficienti di perdita e cadute di pressione della rete B

Rami	Beta [-]	Δp [Pa]
1c	0.3	14618
2c	0	196224
3c	0.9	68369
4c	0	36969
5c	0	264510
6c	0	144692

Tabella 4.16 - Coefficienti di perdita e cadute di pressione della rete C

In questo scenario sono stati ottenuti dei valori della potenza di pompaggio inferiori a quelli dello scenario 1. Se si somma la potenza necessaria a ciascuna rete, si ottiene una potenza di circa 100 kW, nettamente inferiore a quella dello scenario precedente, ossia 155 kW.

5. ANALISI DEI COSTI E DELLE EMISSIONI

L'obiettivo del seguente capitolo è quello di calcolare i costi di pompaggio e di installazione delle reti descritte nei due scenari. Inoltre, si vuole ottenere una stima delle emissioni dei principali inquinanti e dell'anidride carbonica, in modo da confrontare i due scenari tra loro e con la situazione iniziale, in cui erano presenti gli impianti caldaia.

5.1 Calcolo del costo di pompaggio

Nei paragrafi 4.7 e 4.8 sono state calcolate le potenze di pompaggio per il funzionamento delle reti dello scenario 1c e 2, rispettivamente. Conoscendo il numero di ore di funzionamento annuo delle reti e ipotizzando un costo unitario dell'energia elettrica di 0.11 €/kWh, i costi di pompaggio sono stati calcolati come segue:

$$C_p = W_p \cdot C_{kWh} \cdot h_{fun} , \quad (5.1)$$

in cui C_p indica il costo di pompaggio per un anno di funzionamento dell'impianto, C_{kWh} il costo unitario dell'energia elettrica, h_{fun} le ore di funzionamento annuali dell'impianto, nel caso in esame 3060.

Di seguito si riporta il confronto tra il costo di pompaggio dello scenario 1c, in cui la città presenta una sola rete che copre tutte e 12 le zone, e lo scenario 2, in cui la città è riscaldata da tre reti di taglia inferiore.

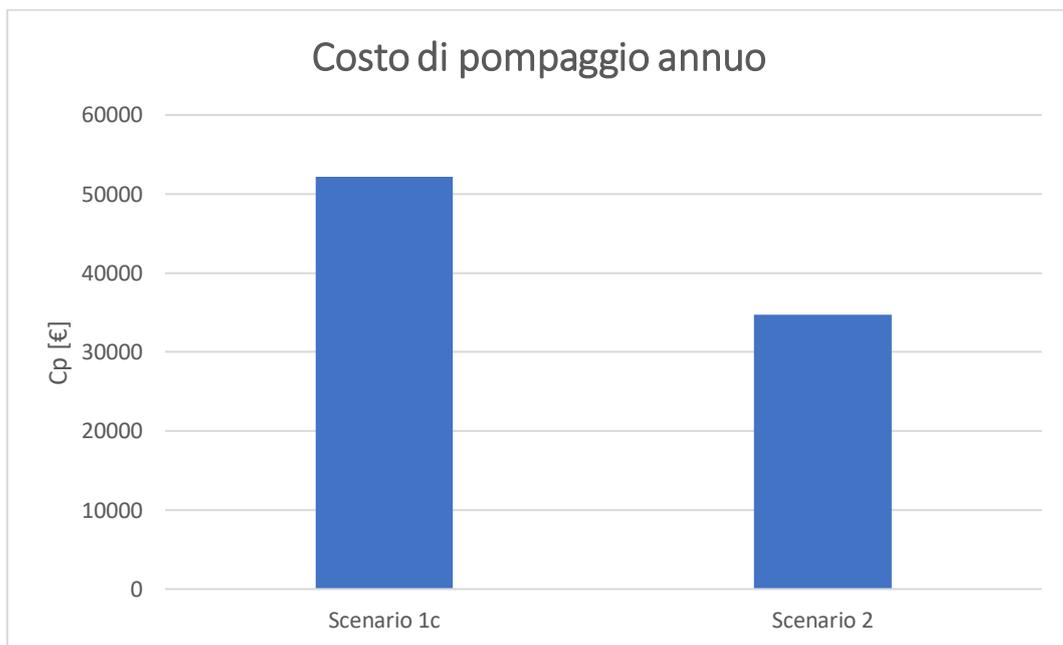


Figura 5.1 – Costo di pompaggio annuo dei due scenari

Il costo di pompaggio annuo per lo scenario 1c è di 52'200€, mentre quello per lo scenario 2 è di 34'700 €. Questa notevole differenza si spiega con la minore lunghezza delle tubazioni dello scenario 2, che rende la scelta progettuale delle tre reti meno dispendiosa da questo punto di vista.

5.2 Calcolo del costo di investimento per i due scenari studiati

Noti la lunghezza delle tubazioni e i corrispondenti diametri, è stato possibile calcolare il costo di investimento delle reti. Bisogna considerare che il costo di investimento delle tubazioni non corrisponde al costo di acquisto, ma bisogna tener conto dei costi relativi agli scavi, al posizionamento, al collegamento e alla ricopertura. Inoltre, bisogna considerare che il costo di investimento dipende dal quadrato del diametro [8]. È stata usata la seguente formula:

$$C_{inv} = (a_0 + a_1D + a_2D^2) \cdot y \cdot L \quad (5.2)$$

Nella formula C_{inv} indica il costo di investimento del singolo tratto di tubazione, D il relativo diametro ed L la relativa lunghezza. Per quanto riguarda i coefficienti, essi sono stati ricavati interpolando i dati dei cataloghi dei costruttori; sono stati adottati i seguenti valori: $a_0=11.7$ €/m, $a_1=113.7$ €/m², $a_2=1575$ €/m³. Infine, y tiene conto dei costi legati agli scavi e agli altri fattori appena descritti ed è stato preso pari a 2.7.

Si riportano i risultati ottenuti per le tre fasi di espansione dello scenario 1 e quelli ottenuti per ciascuna delle tre reti dello scenario 2:

Rete	1a	1b	1c	2a	2b	2c
Costo [€]	1'864'218	3'256'437	4'234'702	831'008	886'165	901'962

Tabella 5.1 – Costo di pompaggio delle reti

Si riporta inoltre il confronto tra i due casi di copertura totale della città fittizia nello scenario 1 e nello scenario 2, così da evidenziare la differenza in termini di costo di investimento necessario alla realizzazione delle reti:

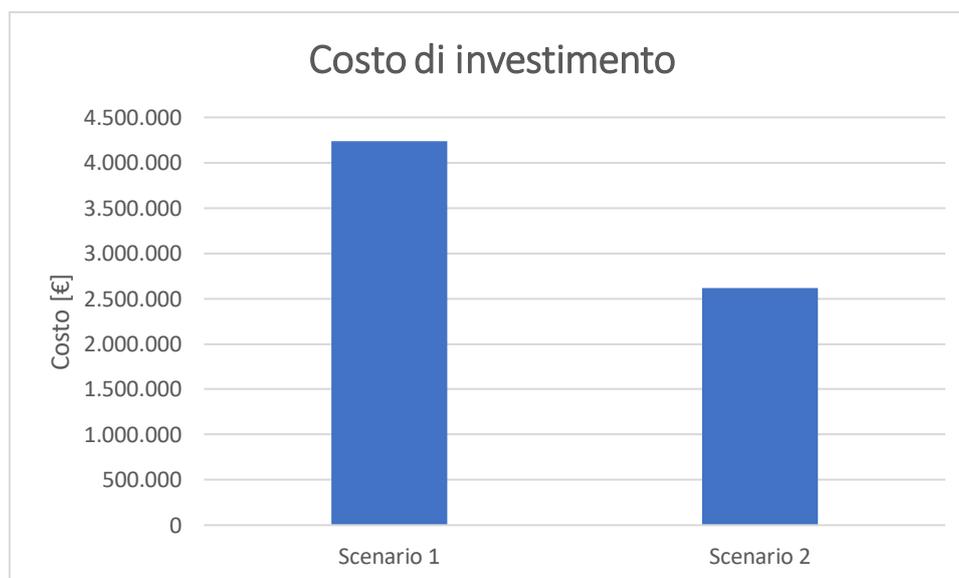


Figura 5.2 – Costo di investimento dei due scenari

5.3 Calcolo delle perdite termiche

A questo punto, sono state calcolate le perdite termiche generate durante il funzionamento delle reti, tra le tubazioni e il terreno. È nota la temperatura di mandata delle reti, 120 °C, mentre la temperatura del terreno è stata ipotizzata di 13 °C. È noto, inoltre, che tale temperatura sia circa costante durante tutto l'anno. Dalla scheda tecnica delle tubazioni scelte, presentata nel paragrafo 4.5, è nota anche la conducibilità termica dell'isolante, pari a 0.027 W/(m·K).

Per il calcolo delle perdite termiche è stata usata la legge di Fourier per sistemi radiali, così da calcolare il flusso uscente dalla superficie dei tubi. Sono state trascurate le resistenze tra fluido e parete del tubo, nella parete del tubo e tra isolante e terreno. Si riporta la legge di Fourier:

$$q_r = \frac{2\pi L\lambda(T_m - T_t)}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}. \quad (5.3)$$

Nella formula q_r rappresenta il flusso termico disperso dal singolo tratto di tubazione, L la relativa lunghezza, λ la conducibilità termica dell'isolante, T_m la temperatura di mandata e T_t la temperatura del terreno. I valori di r_1 e r_2 sono i valori del raggio interno ed esterno dell'isolante; per ricavarli sono stati usati i valori dello spessore dell'isolante riportati sulla scheda tecnica. Si riportano i valori di r_1 e r_2 e dello spessore dell'isolante e si riportano, inoltre, i valori del flusso termico disperso:

Rami	Spessore isolante [m]	Raggio est. isolante [m]	Raggio int. isolante [m]	Potenza dispersa [kW]
1	0.06	0.39	0.33	28
2	0.06	0.16	0.10	20
3	0.06	0.39	0.33	54
4	0.04	0.17	0.13	39
5	0.04	0.14	0.10	51
6	0.04	0.14	0.10	43
7	0.04	0.14	0.10	30
8	0.06	0.36	0.30	131
9	0.06	0.21	0.15	19
10	0.04	0.14	0.10	22
11	0.06	0.19	0.13	34
12	0.06	0.31	0.25	22
13	0.06	0.21	0.15	36
14	0.04	0.14	0.10	34
15	0.04	0.14	0.10	31
16	0.06	0.26	0.20	36
17	0.06	0.21	0.15	16
18	0.04	0.14	0.10	22
19	0.04	0.14	0.10	54
20	0.06	0.21	0.15	14
21	0.04	0.14	0.10	27
22	0.04	0.14	0.10	36

Tabella 5.2 – Perdite termiche dello scenario 1c

Rami	Spessore isolante [m]	Raggio est. isolante [m]	Raggio int. isolante [m]	Potenza dispersa [kW]
1a	0.04	0.16	0.12	16
2a	0.04	0.10	0.06	18
3a	0.05	0.15	0.10	23
4a	0.04	0.13	0.09	29
5a	0.04	0.10	0.06	35
6a	0.04	0.10	0.06	28
7a	0.02	0.08	0.06	30

Tabella 5.3 – Perdite termiche della rete A

Rami	Spessore isolante [m]	Raggio est. isolante [m]	Raggio int. isolante [m]	Potenza dispersa [kW]
1b	0.04	0.13	0.09	26
2b	0.04	0.10	0.06	15
3b	0.04	0.10	0.06	18
4b	0.04	0.13	0.09	60
5b	0.04	0.10	0.06	25
6b	0.04	0.10	0.06	37

Tabella 5.4 – Perdite termiche della rete B

Rami	Spessore isolante [m]	Raggio est. isolante [m]	Raggio int. isolante [m]	Potenza dispersa [kW]
1c	0.06	0.19	0.13	14
2c	0.04	0.10	0.06	36
3c	0.04	0.11	0.07	20
4c	0.04	0.13	0.09	21
6c	0.04	0.10	0.06	47
7c	0.04	0.11	0.07	55

Tabella 5.5 – Perdite termiche della rete C

A seguito di ciò, sono stati calcolati i valori di energia termica dispersa durante l'intera stagione di riscaldamento nei due scenari alternativi.

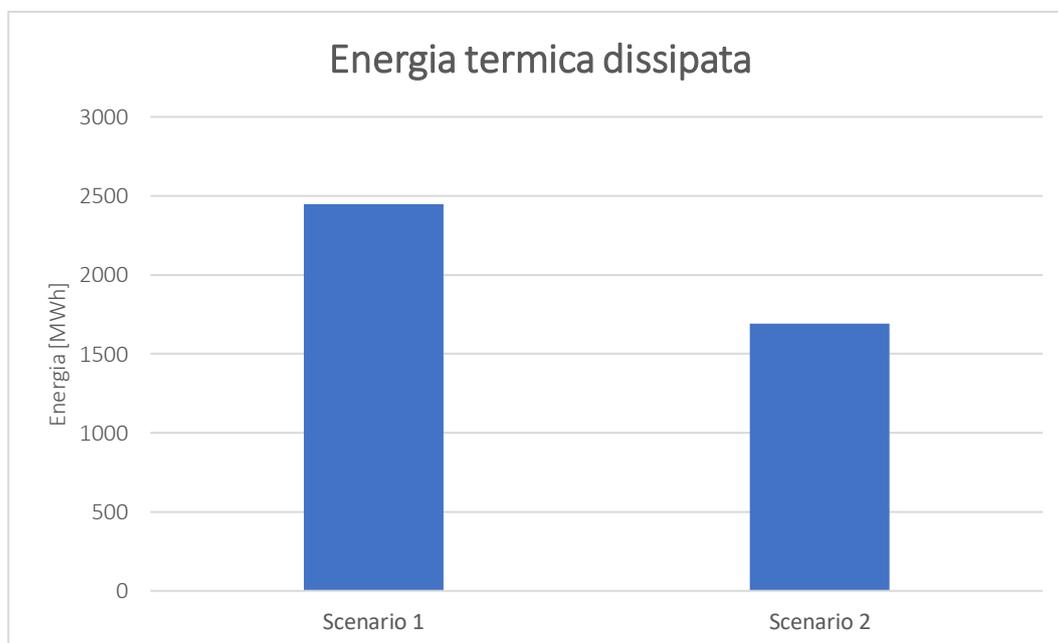


Figura 5.3 Energia termica dissipata nei due scenari

Dal grafico si nota come l'energia dissipata dallo scenario 2, 1'690 MWh, sia nettamente minore a quella persa nello scenario 1, 2'447 MWh. Se si riportano questi dati in percentuale sull'energia totale di cui necessita la città modello in esame, si ottiene una percentuale del 5.51% per il primo scenario contro una del 3.94% per il secondo. Ciò dimostra come una suddivisione del fabbisogno termico della città su tre reti diverse sia conveniente dal punto di vista termodinamico; avendo delle tubazioni di minore lunghezza, infatti, l'energia termica persa a causa dello scambio termico con il terreno risulta minore.

5.4 Curva di domanda della città nei due scenari

In questo paragrafo viene descritta la curva di domanda delle sottostazioni poste in ciascuna zona della città fittizia, viene poi ricavata la curva di domanda di ogni impianto. È stato ipotizzato il funzionamento degli impianti dalle 6:00 alle 23:00 di ogni giorno della stagione di riscaldamento. Come descritto nel capitolo 2, la curva presenta un tratto costante con un valore di potenza pari alla potenza nominale della zona, un picco alle 7:00 pari a 2.5 volte la potenza del tratto costante, un tratto linearmente crescente tra l'accensione e il picco e un tratto linearmente decrescente tra il picco e il tratto costante. Si riporta, a titolo di esempio, la curva di domanda della zona 1:

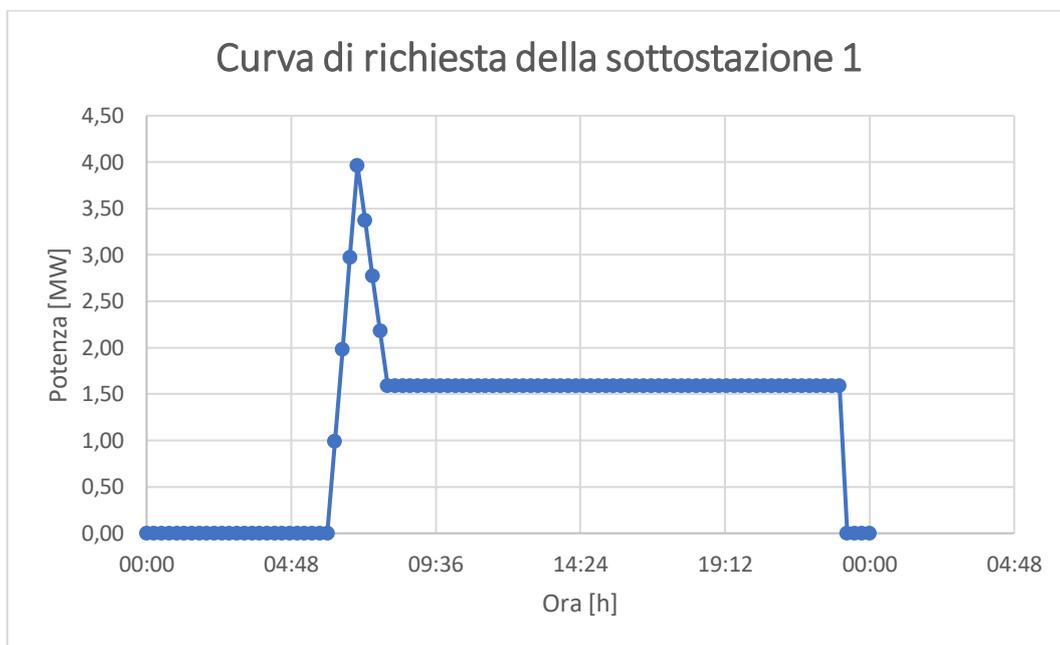


Figura 5.4 – Curva di richiesta della sottostazione 1

Per ricavare la curva di domanda dell'intera rete, le curve di ciascuna zona sono state sommate punto per punto. È stato trascurato lo sfasamento temporale dovuto alle diverse distanze di ciascuna zona dalla centrale. Come per lo scenario in cui erano presenti le caldaie, la stagione di riscaldamento è stata suddivisa in cinque intervalli di temperatura; la potenza di picco è stata considerata uguale per tutte le giornate della stagione, mentre il tratto costante è stato ridotto del 20% nelle giornate del secondo intervallo, del 40% in quelle del terzo, del 60% in quelle del quarto e dell'80% in quelle del quinto. Si riportano le curve di domanda delle reti degli scenari 1 e 2 per ogni intervallo di temperatura:

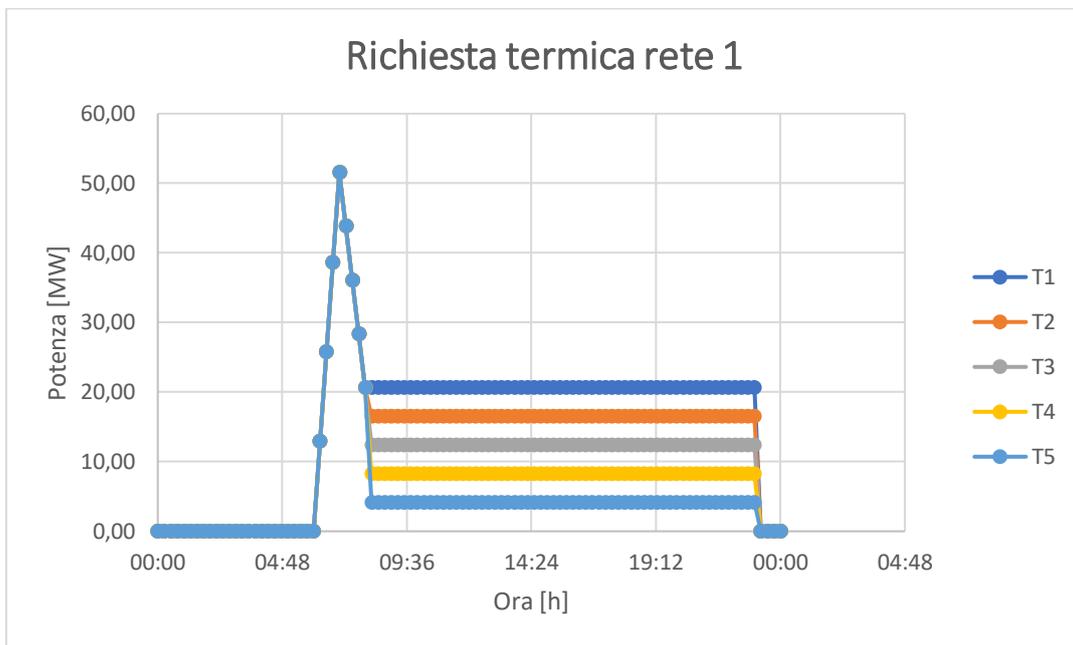


Figura 5.5 – Curva di richiesta della rete 1c

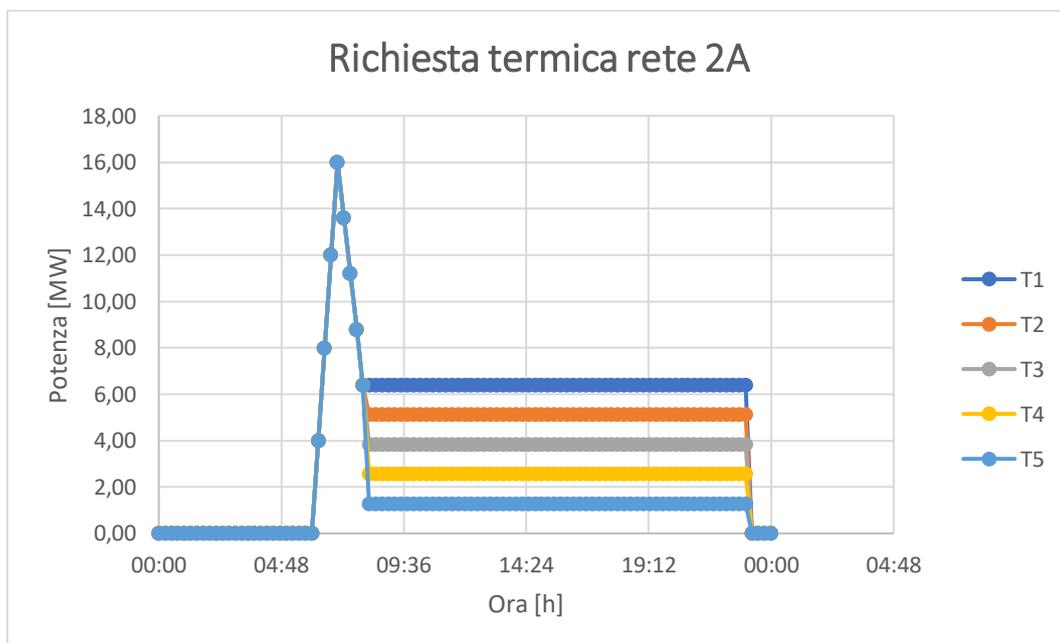


Figura 5.6 – Curva di richiesta della rete A

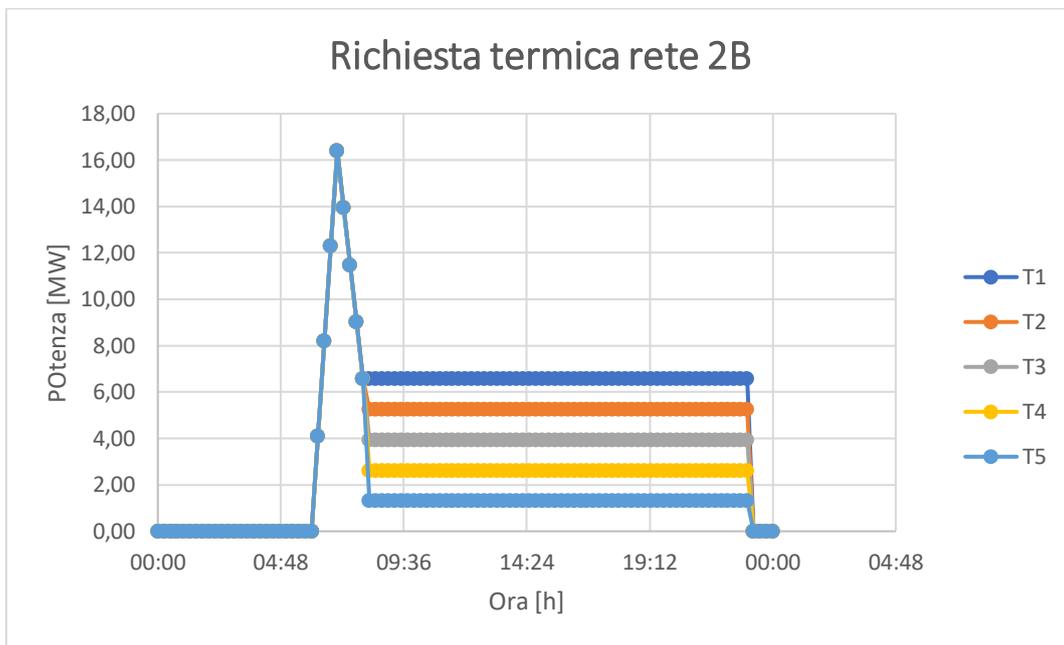


Figura 5.7 – Curva di richiesta della rete B

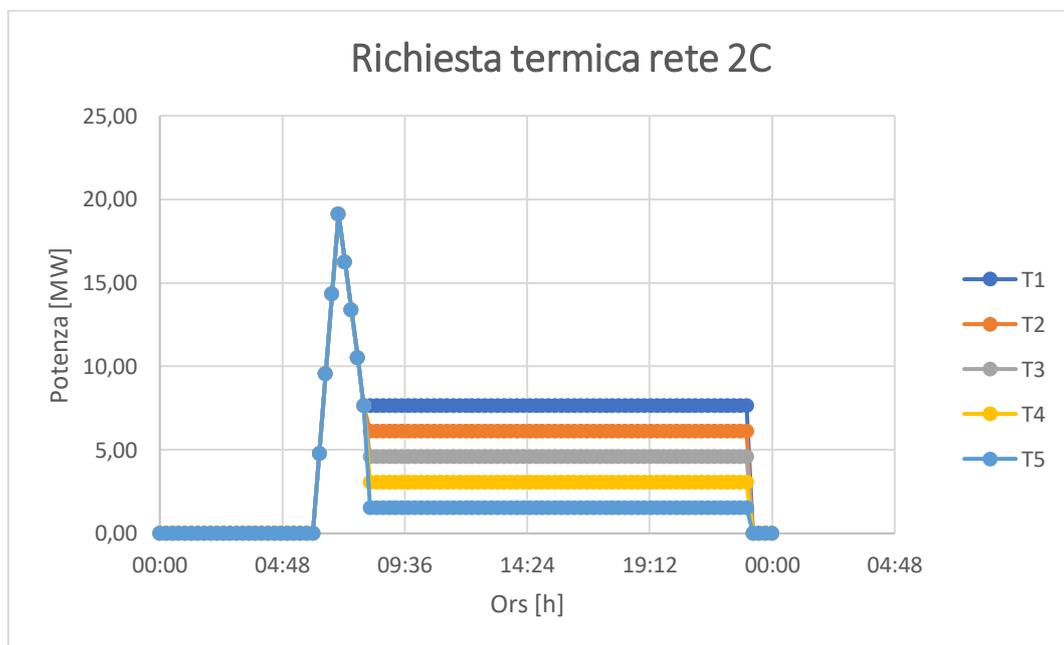


Figura 5.8 – Curva di richiesta della rete C

5.5 Curva cumulata delle reti e calcolo delle emissioni

Mettendo insieme le curve di domanda ottenuta e conoscendo il numero di giorni per ogni intervallo di temperatura, sono state ricavate le curve cumulate delle reti di teleriscaldamento. Per lo scenario 1 è stata ottenuta una sola curva, in quanto la rete è alimentata da una sola centrale. Per lo scenario 2, invece, sono state ottenute tre curve, in quanto le reti A, B e C sono alimentate da tre centrali diverse. Vengono presentate di seguito le curve cumulate ottenute:

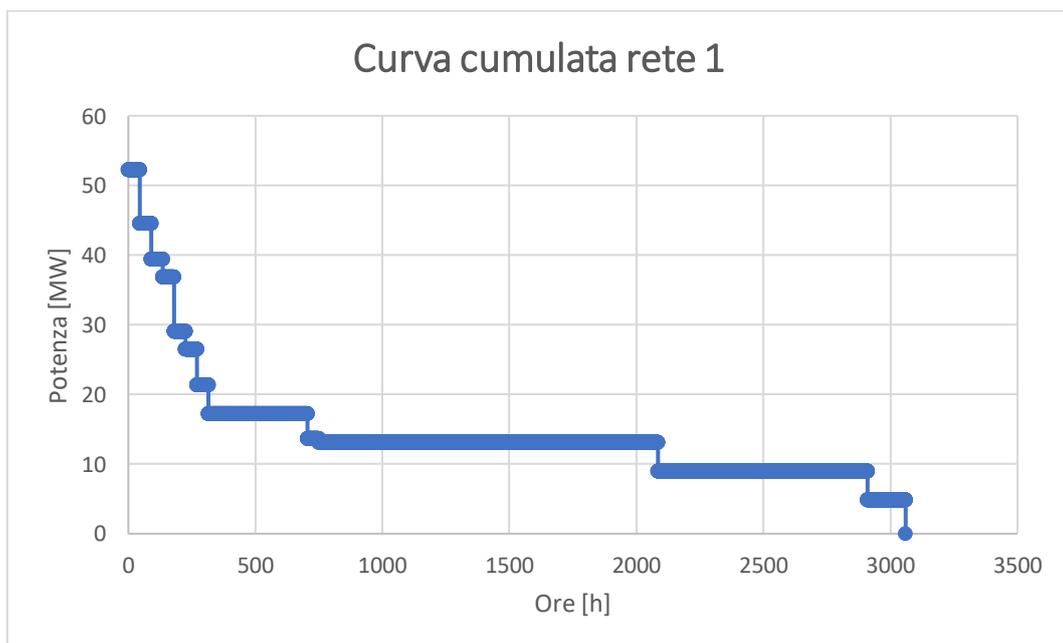


Figura 5.8 Curva cumulata della rete 1c

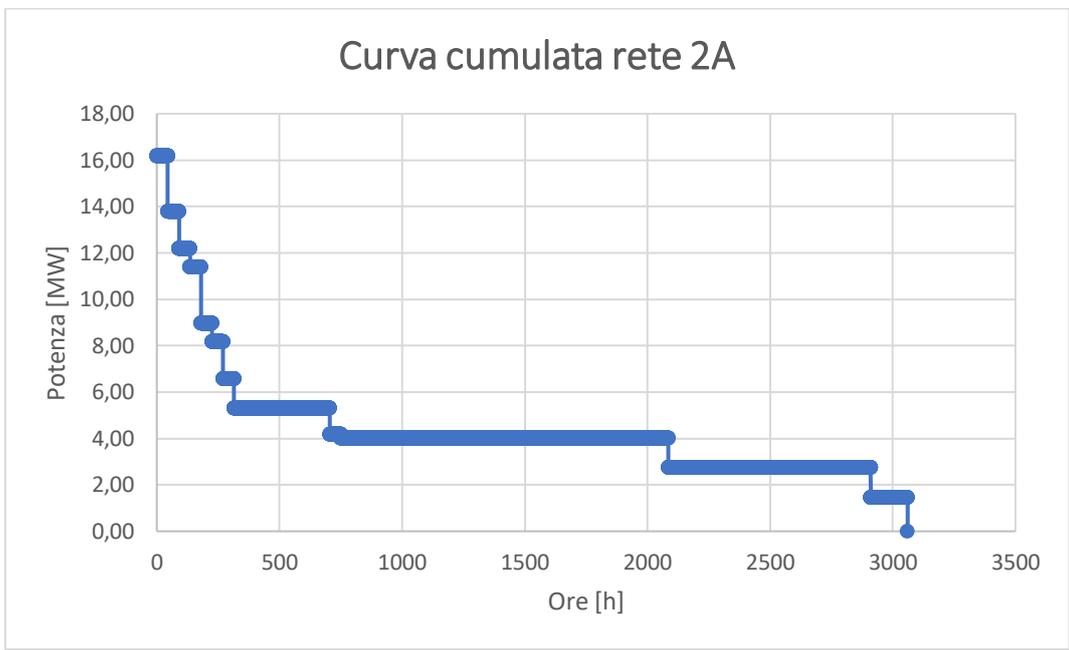


Figura 5.9 – Curva cumulata della rete A

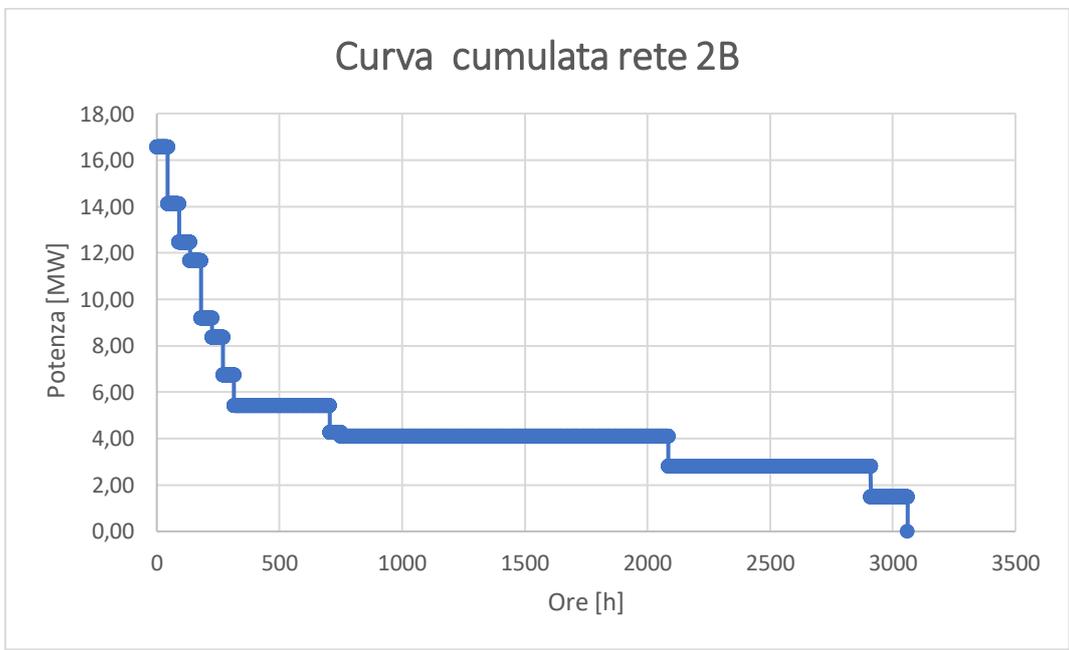


Figura 5-10 – Curva cumulata della rete B

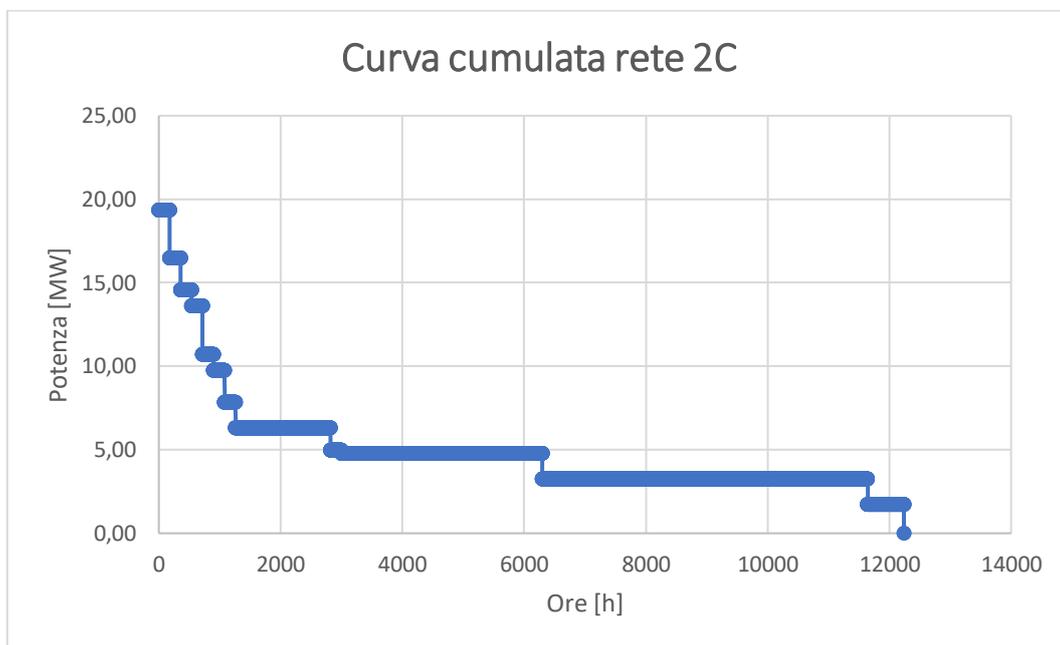


Figura 5.11 – Curva cumulata della rete C

Per effettuare il calcolo delle emissioni nei due nuovi scenari teleriscaldati, è stato ipotizzato di utilizzare una centrale di cogenerazione nel primo caso, tre diverse centrali nel secondo caso. La potenza termica di picco è stata scelta pari al 50% delle potenze al picco della richiesta ed è stato deciso di coprire la restante parte di energia necessaria con dei boiler ausiliari [14]. È stato perciò effettuato il calcolo dell'energia fornita da cogenerazione e di quella fornita dai boiler, in modo da calcolare le emissioni dei principali inquinanti e di anidride carbonica, per poi confrontarli con lo scenario precedente la sostituzione.

Si riportano i valori di energia da cogenerazione, di energia da caldaie ausiliarie e le emissioni totali degli scenari 1 e 2:

	Scenario 1	Scenario 2
Energia da boiler [GWh]	3.28	2.99
Energia da cogeneratori [GWh]	41.13	39.89
Emissioni CO [ton/y]	4.77	3.26
Emissioni NOx [ton/y]	4.48	3.00
Emissioni SOx [ton/y]	0.27	0.18
Emissioni PM [kg/y]	3.93	2.66
Emissioni CO2 [ton/y]	9122	6080

Tabella 5.6 – Energia ed emissioni nei due scenari

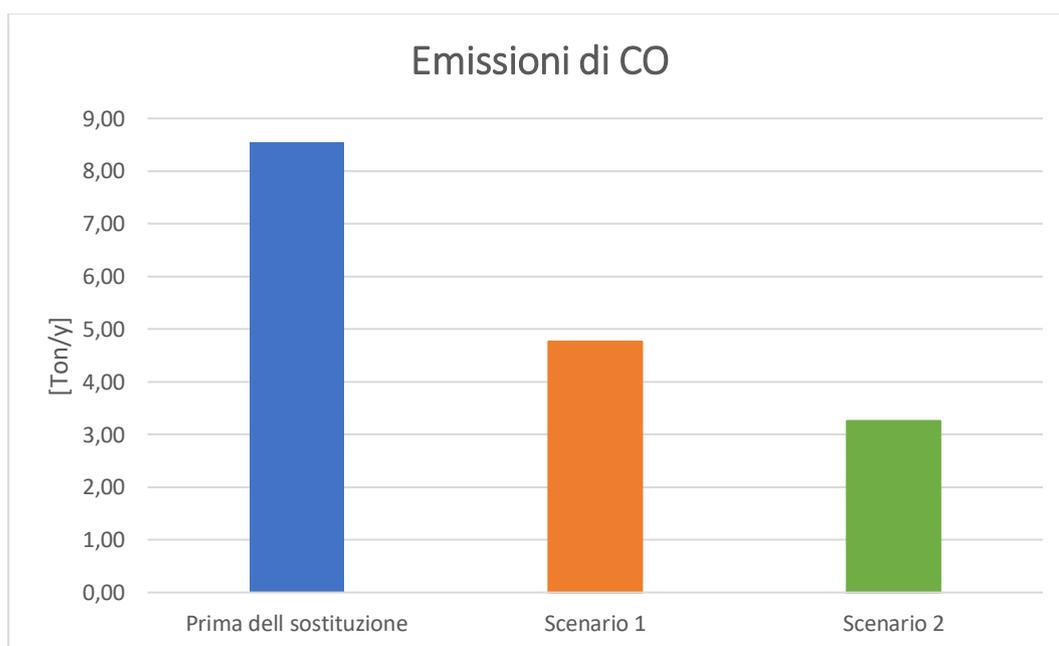


Figura 5.12 – Emissioni di monossido di carbonio

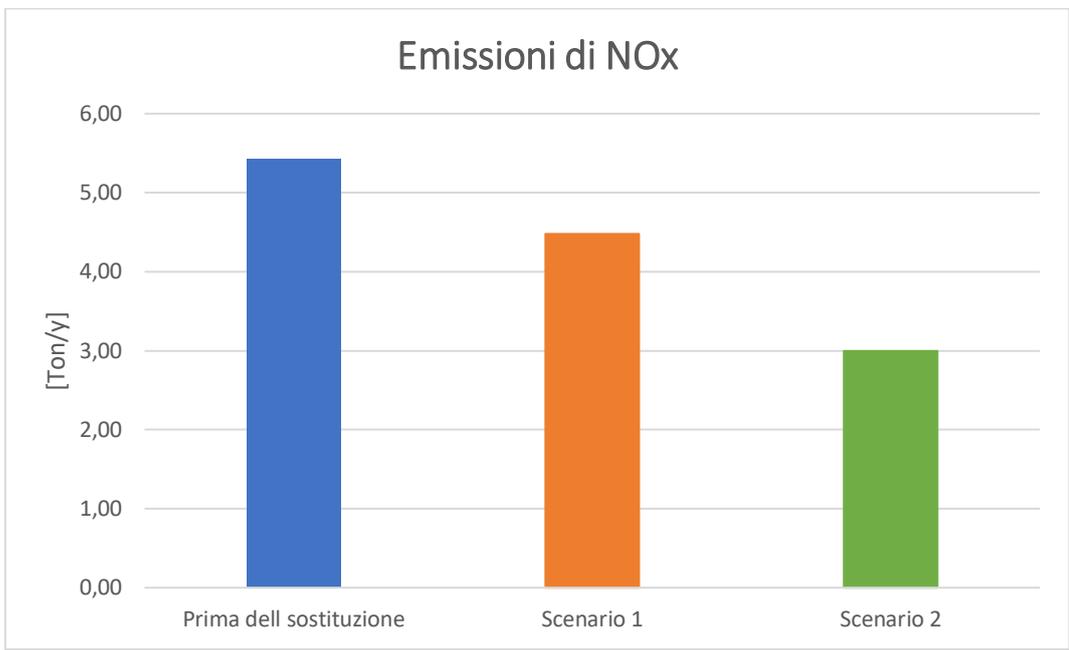


Figura 5.13 – Emissioni degli ossidi di azoto

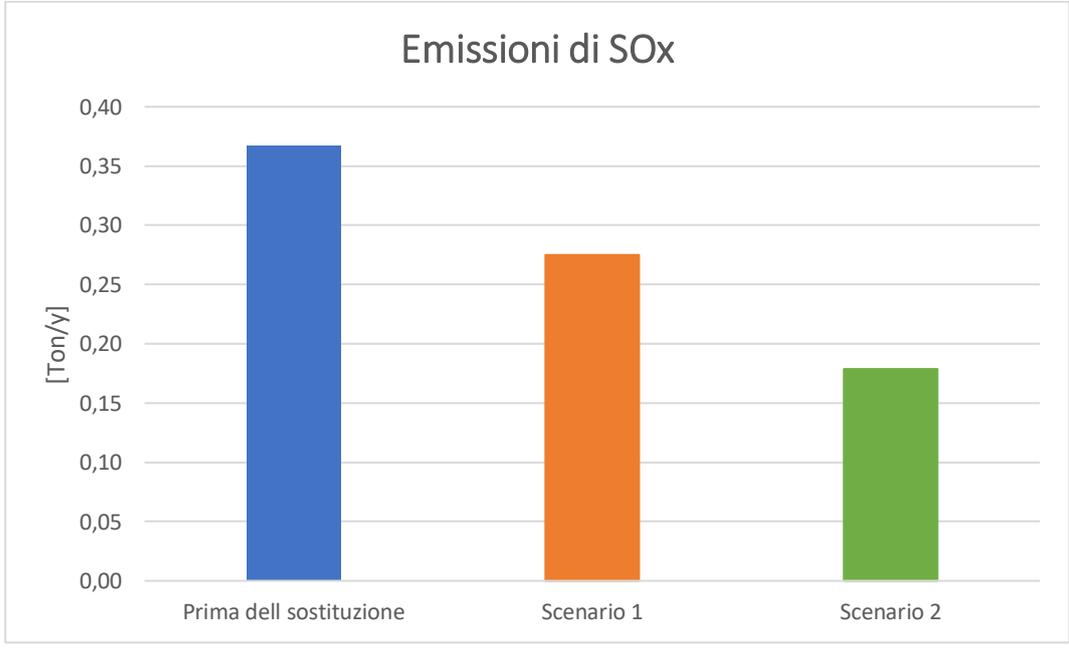


Figura 5.14 – Emissioni degli ossidi di zolfo

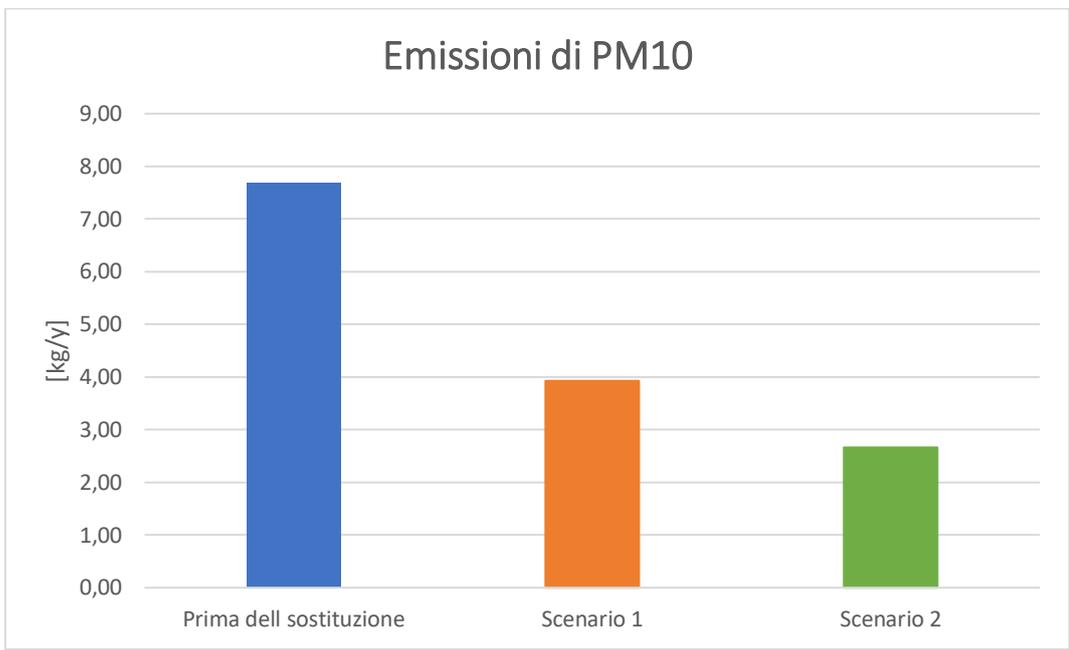


Figura 5.15 – Emissioni di PM10

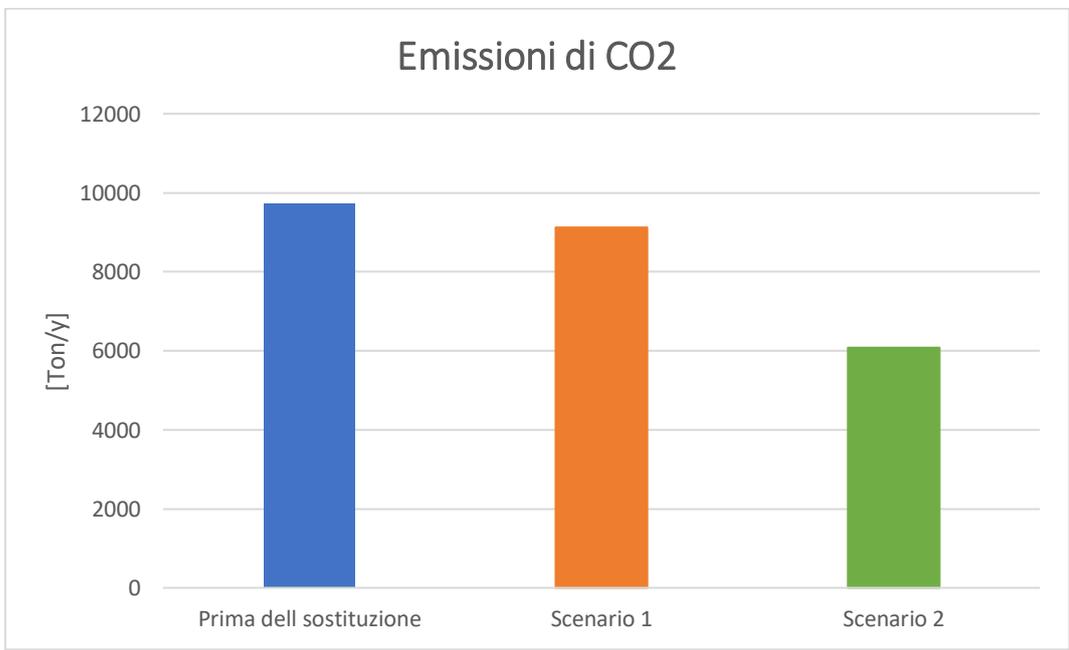


Figura 5.16 – Emissioni di anidride carbonica

Dai grafici si vede come in entrambi gli scenari ci sia una riduzione delle emissioni di inquinanti rispetto allo scenario precedente la sostituzione. In particolare, la riduzione di monossido di carbonio è del 44% nel primo scenario e del 62% nel secondo; la riduzione di ossidi di azoto è del 17% nel primo caso e del 45% nel secondo; gli ossidi di zolfo si riducono del 25% nel primo scenario e del 51% nel secondo, mentre il particolato del 49% nel primo scenario e del 65% nel secondo; infine, l'anidride carbonica si riduce del 6,3% nel primo scenario e del 38% nel secondo.

6. CONCLUSIONI

Dal presente lavoro di tesi si traggono due principali conclusioni. In primo luogo, si nota come la sostituzione degli impianti caldaia in favore di un impianto di teleriscaldamento sia decisamente vantaggiosa dal punto di vista dell'inquinamento atmosferico e dell'effetto serra. Dal capitolo 5, infatti, risulta una diminuzione delle emissioni di tutte le sostanze analizzate. Questi risultati sono stati ottenuti ipotizzando l'utilizzo di centrali di cogenerazione a gas, il che può far ipotizzare miglioramenti ancora maggiori nel caso di centrali a fonti rinnovabili.

In secondo luogo, dal confronto dei due scenari ipotizzati, risulta che il secondo, ossia quello che prevede l'uso di tre reti di minore estensione per la copertura del fabbisogno della città, rappresenti una soluzione migliore sia in termini di costi che in termini di inquinamento atmosferico. Nello scenario 2, infatti, risultano decisamente minori i costi di gestione e i costi di investimento nonché la quantità di sostanze emesse in atmosfera.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

- [1] *IPCC Fourth Assessment Report*, 2007
- [2] *Accordo di Parigi*, ec.europa.eu, 2015
- [3] *XIV Rapporto Qualità dell'ambiente urbano* - Edizione 2018
- [4] Rezaie B., Rosen M.A., *District heating and cooling: review of technology and potential enhancement*, *Applied Energy* 93, 2012
- [5] *Heat Roadmap Europe 2050*, Aalborg University, Halmstad University, Plan Energy, 2012
- [6] Euroheat & Power, *District Heating and Cooling, Country by Country, 2015 Survey*, 2015
- [7] Gestore Servizi Energetici, *Assessment of the national and regional potential for the application of high-energy efficiency cogeneration and efficient district heating*, 2016
- [8] Verda V., *Lezioni del corso "Complementi di energetica"*, 2016
- [9] Badami M., Portoraro A., *Studio e caratterizzazione di reti termiche distribuite*, Politecnico di Torino, 2013
- [10] www.arpa.piemonte.it
- [11] Munson B. R., *Fluid Mechanics*, Wiley, 2013

[12] www.zinchitalia.amendunitubi.it

[13] Incropera F.P., Dewitt D. P., Bergman T. L., Lavine A. S., *Foundations of heat transfer*, Wiley, 2013

[14] Comini G., Croce G., Savino S., *Energetica generale*, SGE, 2011.