



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare (LM-30)

Progettazione e gestione di impianti energetici

A.A. 2024/2025

Sessione di Laurea Ottobre 2025

Valutazione energetica, economica ed ambientale di scenari energetici per soddisfare la domanda termo- frigorifera di un distretto multifunzionale a Milano

Relatori:

**Prof. Enrico FABRIZIO
Ing. Matteo BILARDO**

Candidato:

**Simone MASSINI
Matricola: 320232**

Supervisor aziendali:

**Ing. Teodoro MAIORANO
Arch. Elisa SIROMBO
Prof. Ing. Marco FILIPPI**

*Alla mia famiglia per il costante e prezioso sostegno,
e a tutti coloro che sono stati parte di questo percorso.*

Abstract

Il settore edilizio è responsabile di circa il 40% del consumo di energia e del 36% delle emissioni di gas a effetto serra in Europa, ciò rende la sua decarbonizzazione cruciale per il raggiungimento degli obiettivi climatici al 2050. Se l'efficientamento del singolo edificio è stata finora la strategia su cui ci si è maggiormente concentrati, la modellazione su scala urbana ha permesso invece di superare i limiti dei sistemi decentralizzati e ha consentito di integrare l'analisi degli scambi energetici tra edifici, come ad esempio quando sono presenti reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a bassa temperatura. In questo contesto, il presente lavoro di tesi si è posto l'obiettivo di simulare la domanda termo-frigorifera di un distretto di edifici nell'area metropolitana di Milano, con lo scopo di effettuare un'analisi energetico-economica e di impatto ambientale per quattro scenari impiantistici: pompe di calore ad aria reversibili decentralizzate a livello di edificio; pompe di calore geotermiche reversibili decentralizzate a livello di edificio; una rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento di quarta generazione; una rete termica di quinta generazione. I fabbisogni termo-frigoriferi del distretto sono stati ricavati attraverso una simulazione dinamica con City Energy Analyst (CEA). Per passare dai fabbisogni termici a quelli elettrici si è modellato il comportamento dinamico delle pompe di calore ed il consumo delle pompe idrauliche attraverso l'uso combinato di Python ed Excel. La simulazione termofluidodinamica della rete di quarta generazione è stata eseguita con un modulo integrato di CEA; mentre, per la rete di quinta generazione si è sviluppato un modello termico ed idraulico usando sinergicamente QGIS, Python ed Excel. Infine, si sono valutati la ripartizione dei costi, il Levelized Cost Of Heat and Cooling (LCOH e LCOC) ed il tempo di rientro dell'investimento rispetto allo scenario con pompe di calore ad aria. L'impatto ambientale è stato analizzato in termini di emissioni di CO₂ equivalente. Entrambe le analisi sono state fatte su un periodo di cinquant'anni. Dai risultati è emerso come lo scenario con rete termica di quinta generazione, a fronte di costi di investimento iniziali elevati, ovvero circa il 53% in più rispetto allo scenario con pompe di calore ad aria, presenti un consumo elettrico totale più basso, con una riduzione del 23% rispetto alle pompe di calore ad aria e del 17% rispetto alla rete di quarta generazione. Dal punto di vista dell'impatto ambientale la rete termica di quinta generazione permette di ridurre le emissioni di circa il 15% rispetto all'utilizzo di pompe di calore ad aria decentralizzate. Si noti che l'analisi ha dimostrato la convenienza di una rete termica di quinta generazione qualora ci sia simultaneità delle domande termica e frigorifera, e ha evidenziato come la componente legata ai consumi elettrici risulti essere la più significativa nella valutazione economica e ambientale. Questo sottolinea ulteriormente l'importanza di associare alla crescente elettrificazione dei consumi una parallela decarbonizzazione della generazione di energia elettrica.

Abstract (English version)

The building sector is responsible for approximately 40% of energy consumption and 36% of greenhouse gas emissions in Europe, thus rendering its decarbonization crucial to achieving the 2050 climate targets. Whilst the efficiency of individual buildings has been the primary focus of strategies to date, urban scale modeling has allowed to overcome the limitations of decentralized systems and to integrate the analysis of energy exchanges between buildings, such as when low-temperature district heating and cooling networks are present. In this context, the aim of this thesis is to simulate the heating and cooling demand of a district of buildings in the metropolitan area of Milan, with the objective of conducting an energy, economic and environmental analysis for four plant scenarios: decentralized reversible air source heat pumps at building level; decentralized reversible geothermal heat pumps at building level; a fourth-generation district heating and cooling network; a fifth-generation thermal network. The district's heating and cooling demands were determined through a dynamic simulation using City Energy Analyst (CEA). In order to convert the thermal demand into electrical demand, a combination of Python and Excel was utilized to model the dynamic behavior of the heat pumps and the consumption of the hydraulic pumps. The thermo-fluid dynamic simulation of the fourth-generation network was performed with a module integrated into CEA; while for the fifth-generation network, a thermal and hydraulic model was developed using QGIS, Python and Excel in synergy. Finally, for each scenario, the cost repartition and the Levelized Cost of Heating and Cooling (LCOH and LCOC) were evaluated. The scenarios' payback period compared to the decentralized air source heat pumps case was also calculated. The environmental impact was analyzed in terms of CO₂ equivalent emissions. Both analyses were conducted over a period of fifty years. The results indicate that the fifth-generation thermal network scenario, despite its high initial investment costs, which is approximately 53% higher than the air source heat pump scenario, exhibited a reduced total electricity consumption, with a 23% decrease compared to air source heat pumps and a 17% decrease compared to the fourth-generation thermal network. From an environmental perspective, the fifth-generation thermal network reduces emissions by approximately 15% compared to the use of decentralized air source heat pumps. The analysis demonstrates the cost-effectiveness of a fifth-generation thermal network in scenarios where simultaneous demand for heating and cooling exists. The study highlights that the electricity consumption component is the most significant in economic and environmental assessment. This further underscores the necessity of integrating the expanding electrification of end energy uses with a concurrent decarbonization of electricity generation.

Sommario

Abstract.....	i
Abstract (English version).....	ii
Indice delle figure.....	v
Indice delle tabelle.....	vii
Nomenclatura.....	viii
1 Introduzione.....	1
2 Stato dell'arte.....	3
2.1 Modellazione energetica su scala urbana.	3
2.2 Tecnologie di generazione	11
3 Metodologia.....	24
3.1 Fabbisogni termici e frigoriferi.....	24
3.1.1 City Energy Analyst.....	24
3.2 Sistemi di generazione, distribuzione e fabbisogni elettrici	32
3.2.1 Pompe di calore condensate ad aria.....	32
3.2.2 Pompe di calore di tipo acqua-acqua.....	36
3.2.3 Sistema 5GDHC	37
3.2.4 Sistema 4GDH e 4GDC.....	41
3.2.5 Energia per gli ausiliari.....	42
3.3 Analisi economica e delle emissioni climalteranti	43
3.3.1 Analisi economica	44
3.3.2 Analisi emissioni climalteranti	46
4 Caso studio e simulazione	48
4.1 Caso studio	48
4.2 Modellazione degli edifici del distretto	50
4.2.1 Geometria	50
4.2.2 Proprietà termofisiche degli edifici	55

4.2.3 Sistemi HVAC	57
4.2.4 Destinazioni d'uso, set-points e carichi endogeni	59
4.3 Simulazione della domanda termo-frigorifera.....	63
4.4 Reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.....	63
5 Risultati.....	67
5.1 Domanda termo-frigorifera del distretto.....	67
5.2 Potenze di picco.....	76
5.3 Consumi elettrici	78
5.3.1 Scenario decentralizzato con pompe di calore condensate ad aria	78
5.3.2 Scenario decentralizzato con pompe di calore geotermiche.....	81
5.3.3 Scenario centralizzato con rete termica 4GDH e 4GDC	84
5.3.4 Scenario centralizzato con rete termica 5GDHC.....	87
5.3.5 Confronto dei consumi	90
5.4 Analisi economica	92
5.5 Analisi delle emissioni climalteranti.....	98
6. Conclusioni.....	103
Bibliografia e sitografia	110
Appendice A	A
Appendice B	F

Indice delle figure

Figura 1. Timeline di sviluppo dei principali software UBEM [7]	8
Figura 2. Evoluzione delle reti termiche [30].....	16
Figura 3. Modello deterministico per le schedules.....	28
Figura 4. Modello stocastico per le schedules	28
Figura 5. Modello Resistivo-Capacitivo 6R1C	29
Figura 6. Prestazione in riscaldamento della pompa di calore ad aria in condizioni di temperatura di mandata e di ritorno del fluido termovettore lato utenza di 40-35 °C....	33
Figura 7. Prestazione in raffrescamento della pompa di calore ad aria in condizioni di temperatura di mandata e di ritorno del fluido termovettore lato utenza di 7-12 °C.....	34
Figura 8. Esempio della struttura di una tabella con le prestazioni invernali ed estive in Excel di una pompa di calore	34
Figura 9. Esempio di curva prestazionale in raffrescamento ed in riscaldamento per una pompa di calore ad acqua.	36
Figura 10. Andamento del fattore di emissione per lo scenario di decarbonizzazione al 2050.	47
Figura 11. Superfici in pianta degli edifici su QGIS	52
Figura 12. Geometria del caso studio	54
Figura 13. Layout della rete termica visualizzato in CEA	65
Figura 14. Domanda termica tipologica residenziale	68
Figura 15. Domanda termica tipologica scuola primaria	69
Figura 16. Domanda termica tipologica complesso universitario	69
Figura 17. Domanda termica tipologica uso misto ufficio-commerciale	70
Figura 18. Domanda termica tipologica teatro	71
Figura 19. Domanda termica tipologica museo	71
Figura 20. Domanda termica tipologica ristorazione	72
Figura 21. Domanda termica tipologica commerciale.....	72
Figura 22. Domanda termica uso misto uffici-commerciale-ristorazione	73
Figura 23. Domanda termica e frigorifera aggregata del distretto	74
Figura 24. EUI per il distretto.....	76
Figura 25. Confronto EUIs modello e EUIs ASHRAE per tipologia di edificio	76
Figura 26. Temperatura di bulbo secco dell'aria esterna	80
Figura 27. Fabbisogni elettrici mensili scenario pompe di calore ad aria	81

Figura 28. Fabbisogni elettrici mensili scenario pompe di calore geotermiche	84
Figura 29. Rappresentazione della rete dopo la simulazione in CEA	85
Figura 30. Fabbisogni elettrici mensili dell'Energy Hub scenario 4G	86
Figura 31. Fabbisogni elettrici mensili a carico dell'Energy Hub scenario 5G	90
Figura 32. Consumi elettrici stimati per uso finale	91
Figura 33. LCOH differenziato	95
Figura 34. LCOC differenziato.....	96
Figura 35. Ripartizione dei costi.....	96
Figura 36. LCOH non differenziato	97
Figura 37. LCOC non differenziato.....	97
Figura 38. Cumulate degli scenari per il calcolo dell'anno di rientro dell'investimento	98
Figura 39. Emissioni di CO2 equivalente in 50 anni.....	100
Figura 40. Ripartizione emissioni operative.....	101
Figura 41. Evoluzione fattori di emissione del mix elettrico italiano	101
Figura 42. Ripartizione emissioni “embodied carbon”. Scenario 4G (sinistra) e scenario 5G (destra).....	102

Indice delle tabelle

Tabella 1. Proprietà geometriche degli edifici.....	52
Tabella 2. Aree degli edifici.....	55
Tabella 3. Assegnazione coefficienti	57
Tabella 4. Impianti HVAC	57
Tabella 5. Destinazione d'uso degli edifici	60
Tabella 6. Set-points di temperatura.	61
Tabella 7. Carichi interni	62
Tabella 8. Potenze termiche e frigorifere di picco per il dimensionamento degli impianti.	77
Tabella 9. Fabbisogni elettrici ed efficienze dello scenario con pompe di calore condensate ad aria.....	79
Tabella 10. Fabbisogni elettrici ed efficienze dello scenario con pompe di calore condensate ad acqua	81
Tabella 11. Parametri per il pompaggio.....	82
Tabella 12. Diametro delle tubazioni utilizzate e lunghezza aggregata 4G.....	85
Tabella 13. Diametro delle tubazioni utilizzate e lunghezza aggregata 5G.....	87
Tabella 14. Fabbisogni elettrici pompe di calore ad acqua decentralizzate 5G.....	88
Tabella 15. Sintesi risultati idraulici 5G	89
Tabella 16. CAPEX	92
Tabella 17. OPEX	93
Tabella 18. GWP dei fluidi refrigeranti [83].....	99

Nomenclatura

UTA	Unità di Trattamento Aria
HVAC	Heating Ventilation and Air Conditioning
CEA	City Energy Analyst
TABS	Thermally Activated Building System
NTU	Number of Transfer Units
GIS	Geographical Information System
CRS	Coordinate Reference System
GFA	Gross Floor Area
IAQ	Indoor Air Quality
UBEM	Urban Building Energy Modeling
BEM	Building Energy Modeling
LCOH	Levelized Cost of Heat
LCOC	Levelized Cost of Cooling
COP	Coefficient of Performance
EER	Energy Efficiency Ratio
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance
SEER	Seasonal Efficiency Ratio
GWP	Global Warming Potential
EUI	Energy Use Intensity
5GDHC	Fifth Generation District Heating and Cooling
4GDH	Fourth Generation District Heating
4GDC	Fourth Generation District Cooling
JRC	Joint Research Centre

CAPEX	CAPital EXpeditures
OPEX	OPERational EXpeditures
EPD	Environmental Product Declaration
GHG	Green House Gases
ACS	Acqua Calda Sanitaria
ASHP	Air Source Heat Pump
GWSHP	Ground Water Source Heat Pump
DEM	Digital Elevation Model
LCA	Life Cycle Assessment
USEM	Urban Scale Energy Modeling
DPP	Discount Payback Period

1 Introduzione

La comunità scientifica internazionale è ormai concorde sul fatto che il pianeta si stia riscaldando ad un ritmo senza precedenti e che le cause siano dovute principalmente alle attività antropiche. L'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) attraverso i suoi rapporti periodici ha evidenziato un aumento delle concentrazioni di gas a effetto serra nell'atmosfera e un incremento della temperatura media globale di circa 1.1°C rispetto al periodo preindustriale [1]. Le principali conseguenze di questo repentino cambiamento sono l'intensificazione di eventi meteorologici estremi, l'innalzamento dei mari ed il rischio per la salute umana legato all'aumento delle concentrazioni di inquinanti in atmosfera. Per far fronte a questa emergenza nel 2015, durante la COP21, sono stati siglati gli Accordi di Parigi: un trattato internazionale che impegna i paesi firmatari a promuovere piani nazionali e politiche di riduzione delle emissioni volte a mantenere l'incremento di temperatura media globale al di sotto di 1.5°C. L'Unione Europea rappresenta uno dei principali protagonisti della lotta al cambiamento climatico, negli anni ha sviluppato un'agenda politica che mira a tradurre in azioni concrete e vincolanti gli obiettivi sanciti dagli Accordi di Parigi. Nel 2019 è stato lanciato il "*Green Deal*", che consiste in un pacchetto di iniziative strategiche per promuovere la transizione energetica e raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, queste coinvolgono vari settori economici tra cui quello energetico, dei trasporti, dell'industria e dell'agricoltura [2]. Una di queste iniziative è il pacchetto "*Fit for 55*", un insieme di atti legislativi che obbliga gli stati europei a ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990; in particolare, sancisce degli obiettivi ambiziosi in termini di riduzione del consumo di energia (-11.7% nel 2030) e di efficientamento degli edifici. Questi ultimi, in Europa, sono responsabili del 40% del consumo energetico e del 36% delle emissioni di gas a effetto serra, l'*"Energy Performance of Buildings Directive"* (EPBD), revisionata nel 2024, mira a far sì che tutti gli edifici di nuova costruzione siano ad emissioni zero entro il 2030 e che quelli esistenti lo diventino entro il 2050. Per gli edifici non residenziali l'obiettivo consiste nel raggiungere una prestazione energetica del 16% e del 26% superiore a quella degli edifici attualmente peggiori, rispettivamente entro il 2030 ed il 2033; mentre per quelli residenziali si deve garantire una riduzione del consumo medio di energia primaria del 16% entro il 2030 e del 20-22% entro il 2035, il 55% della riduzione energetica dovrà avvenire attraverso una ristrutturazione di almeno

il 43% degli edifici con le prestazioni peggiori; inoltre, tutte le caldaie a combustibili fossili dovranno essere eliminate entro il 2040 [3], [4]. Il parco immobiliare europeo, ed in particolare quello italiano, essendo caratterizzato da un'età media molto elevata e da scarse prestazioni energetiche, necessita di interventi sinergici per il raggiungimento degli obiettivi climatici, nello specifico: riduzione della domanda di energia attraverso interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti; elettrificazione degli usi finali, sostituendo gli impianti a combustibili fossili con sistemi alimentati ad energia elettrica; incremento delle quote di energia provenienti da fonti rinnovabili o sistemi innovativi ad alta efficienza, come, ad esempio, impianti fotovoltaici e reti energetiche. L'Italia è allineata al pacchetto "*Fit for 55*" attraverso il "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" (PNIEC), inoltre, il D.Lgs. 199/2021 ha introdotto pratiche di sostegno e semplificazioni per l'installazione degli impianti a fonti rinnovabili; infine, sono stati promossi molteplici meccanismi di incentivazione fiscale per stimolare la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio.

Questa tesi si inserisce nel contesto di efficientamento del settore edilizio attraverso una analisi energetica, economica ed ambientale di quattro scenari impiantistici applicati ad un distretto di edifici con destinazione d'uso mista di una zona metropolitana. A questo capitolo introduttivo segue il secondo capitolo in cui viene discusso lo stato dell'arte della modellazione energetica su scala urbana e delle tecnologie di generazione e distribuzione termo-frigorifera negli edifici. Nel terzo capitolo si descrivono i metodi utilizzati per ricavare la domanda energetica degli edifici del distretto e la modellazione dei sistemi di generazione e distribuzione termo-frigorifera, nonché la metodologia di analisi economica ed ambientale. Il quarto capitolo è dedicato alla descrizione e modellazione del caso studio. Infine, nel quinto capitolo si analizzano i risultati ottenuti.

2 Stato dell'arte

In questo capitolo vengono prima discussi i metodi ed i software attualmente utilizzati per la modellazione energetica degli edifici su scala urbana (UBEM), di cui si analizzano i punti di forza e le criticità, eseguendo anche un confronto con i consolidati strumenti di modellazione a livello di singolo edificio (BEM). In seguito, vengono trattate alcune tecnologie utilizzate per soddisfare la richiesta termica e frigorifera degli edifici in ambienti urbani, contestualmente si analizzano le metodologie di modellazione e simulazione di sistemi energetici su scala urbana (USEM).

2.1 Modellazione energetica su scala urbana.

Dal momento che il settore edilizio è responsabile per una quota significativa del consumo energetico globale e delle emissioni di gas a effetto serra, è stata necessaria l'implementazione di pratiche virtuose che mirano a ridurre i consumi e l'impatto ambientale degli edifici a partire dalla fase di progettazione fino ad arrivare a quella di dismissione. In particolare, è cruciale essere in grado di prevedere realisticamente il comportamento energetico in fase operativa di un edificio o di un insieme di essi. In questo senso gli strumenti di modellazione e simulazione energetica forniscono un supporto decisionale indispensabile per la pianificazione, la progettazione e gli interventi di retrofit nel settore edilizio. Inoltre, si tenga conto che attualmente molti protocolli certificativi riconosciuti a livello internazionale, come ad esempio LEED® e BREEAM® richiedono simulazioni energetiche dinamiche dettagliate per l'ottenimento della certificazione. Anche i fondi di investimento nel settore immobiliare eseguono valutazioni preliminari sulle stime dei consumi operativi ottenuti mediante modelli energetici digitali. Questo, insieme allo sviluppo esponenziale della capacità di calcolo dei sistemi informatici negli ultimi vent'anni, ha permesso lo sviluppo di innumerevoli strumenti e metodi di modellazione energetica degli edifici.

Esistono due diverse metodologie di modellazione energetica: *top-down* e *bottom-up*. La prima, che non verrà trattata nel dettaglio in questo elaborato, in sostanza parte da dei dati fortemente aggregati, come, ad esempio, bollette di consumo energetico, successivamente vengono scomposti verso gli usi finali con un livello di dettaglio crescente in funzione dei dati disponibili e dello scopo dell'analisi. La seconda invece permette di arrivare ad un risultato complessivo partendo dalla conoscenza e dall'aggregazione delle singole

parti che costituiscono il sistema. Quest'ultimo metodo è quello utilizzato da tre diverse tipologie di modellazione [5]:

- *White-box*. Consente di realizzare modelli termo-fisici complessi, che attraverso uno o più set di equazioni matematiche, mettono in relazione i parametri associati alla fisica e i componenti del problema. Questo tipo di approccio richiede la conoscenza di molti dati di input e necessita di essere validato o calibrato per ridurre il *performance gap* con il sistema reale
- *Black-box*. Questa tipologia utilizza metodi statistici ed implementa algoritmi di *machine learning* e di ottimizzazione avanzata per sviluppare e allenare un modello a partire da set di dati storici di un sistema
- *Grey-box*. Questo metodo combina le due tipologie precedenti e permette di creare modelli fisici solidi e dettagliati, ma riducendo la quantità di dati di input richiesti

In questa tesi vengono trattati gli strumenti che afferiscono alla modellazione *white-box* degli edifici. Questi possono essere raggruppati principalmente in due macrocategorie: software di modellazione di tipo BEM (Building Energy Modeling), che si focalizzano su un singolo edificio e strumenti di tipo UBE (Urban Building Energy Modeling), che estendono l'analisi a gruppi di edifici su differenti scale spaziali, da quartieri fino ad intere città.

La modellazione attraverso strumenti BEM è ormai da anni considerata un approccio consolidato per valutare le prestazioni energetiche e stimare in modo approfondito i consumi operativi di singoli edifici. Le fasi principali per la creazione del modello sono le seguenti:

- **Definizione della geometria:** in questa fase viene creato il modello tridimensionale dettagliato dell'edificio, attraverso la modellazione dei componenti di involucro e delle partizioni che dividono gli spazi interni. Si definiscono altresì l'orientamento, gli elementi ombreggianti e il file climatico della zona in cui è situato l'edificio, che contiene tutte le informazioni relative alla temperatura, umidità, velocità e direzione dell'aria esterna e alla radiazione solare
- **Assegnazione delle proprietà termofisiche:** trasmittanza e capacità termica, fattore solare, fattori di riflessione, ponti termici ed altri parametri vengono

definiti univocamente mediante la modellazione delle stratigrafie dei componenti di involucro e dei serramenti

- **Definizione delle zone termiche:** si dividono gli spazi dell'edificio in zone con proprietà termiche simili
- **Definizione dei carichi interni:** si stabiliscono i carichi di occupazione, illuminazione, apparecchiature elettriche, processo e i relativi profili orari di funzionamento (*schedule*)
- **Modellazione degli impianti HVAC:** assegnazione dei set-point di temperatura, delle portate di ventilazione e il tasso delle infiltrazioni, nonché altri parametri operativi dell'impianto
- **Simulazione dinamica:** Vengono utilizzate equazioni di bilancio termico-energetico e di massa per determinare i profili di carico termico ed elettrico e calcolare i fabbisogni energetici

I software esistenti più utilizzati per questo tipo di modellazione sono *Energy Plus*, *Design Builder*, *IES VE* e *TRNSYS*. Per un'analisi più dettagliata di questi strumenti si può fare riferimento al lavoro di Harish e Kumar [6].

I software BEM permettono di modellare dettagliatamente geometrie complesse e di definire tante zone termiche quanti sono gli spazi modellati all'interno dell'edificio. Ciò consente di ottenere risultati accurati che rispecchiano fedelmente il comportamento dell'edificio reale, ma al contempo è necessario disporre di un'enorme quantità di dati di partenza. Ciò rende difficile e dispendioso usare questi strumenti quando si deve modellare un numero elevato di edifici con caratteristiche geometriche e fisiche eterogenee e con pochi parametri a disposizione. Inoltre, questa modellazione spesso considera in modo parziale o nullo l'influenza del contesto in cui l'edificio è inserito.

A differenza degli strumenti BEM, la modellazione di tipo UBEM si è evoluta in tempi più recenti e gli studi in questo campo hanno avuto una crescita esponenziale a partire dagli ultimi quindici anni [7]. L'urgenza di ridurre drasticamente le emissioni climalteranti nei prossimi anni per raggiungere la neutralità climatica al 2050, come sancito dal *Green Deal* europeo, ha fatto emergere la consapevolezza che analizzare singolarmente gli edifici risulti essere un approccio insufficiente a perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione nelle città, che rappresentano un sistema complesso da considerare nella sua interezza. In questo senso, gli strumenti di tipo UBEM rappresentano un

fondamentale mezzo di supporto ai pianificatori urbani e ai decisori politici, permettendo di identificare le priorità di intervento e quantificare l'impatto di opere urbanistiche nel loro insieme. Inoltre, questo tipo di modellazione si è posta l'obiettivo di integrare nelle analisi energetiche il concetto di microclima urbano, l'effetto isola di calore urbana e l'impatto del cambiamento climatico nella analisi di scenari futuri. A tal proposito, un'analisi comparativa degli strumenti che permettono la modellazione microclimatica è stata fatta da E. Badino et al. [8]; mentre, nel lavoro di Jentsch et al. [9] è stata considerata l'influenza dei modelli previsionali del cambiamento climatico sui file meteorologici. Infine, la transizione energetica ha incentivato il passaggio da soluzioni impiantistiche tradizionali a livello di singolo edificio verso sistemi costituiti da infrastrutture complesse che rendono interdipendenti gli edifici, come, ad esempio le reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento e l'integrazione con sistemi a fonte rinnovabile. Questi sistemi non possono essere analizzati con gli strumenti tradizionali di tipo BEM in quanto necessitano di un'analisi multi-scala tra più edifici interconnessi.

Il flusso di lavoro della modellazione UBEEM rappresenta un'evoluzione di quello della tipologia BEM con alcune sostanziali differenze, e si articola nei seguenti passaggi [10]:

- **Modellazione geometrica:** a causa del numero elevato di edifici, una modellazione dettagliata di ogni singolo edificio diventa estremamente difficile e controproducente ai fini dell'analisi. In questo caso la modellazione raggiunge un livello di dettaglio inferiore rispetto ai tool BEM, trascurando forme geometriche complesse e rappresentando gli edifici come parallelepipedi estrusi dalla pianta, mentre la superficie vetrata viene comunemente definita attraverso una percentuale rispetto a quella opaca (*Window Wall Ratio* "WWR"). Inoltre, questa necessità è legata anche al fatto che molti strumenti UBEEM si avvalgono di sistemi di tipo GIS (*Geographic Information System*) per reperire le informazioni e generare le geometrie associate a edifici esistenti, che spesso non sono pensati per consentire di modellare nel dettaglio geometrie complesse
- **Geometria del distretto:** è necessario modellare la geometria degli edifici adiacenti, la topografia del sito, attraverso ad esempio modelli DEM [11], e considerare eventualmente la vegetazione circostante
- **Creazione degli archetipi edilizi:** per gestire la difficoltà che si avrebbe nel modellare le proprietà termo-fisiche di decine o centinaia di edifici con

caratteristiche eterogenee se si utilizzasse lo stesso metodo applicato nei software BEM, in questo caso si definiscono a priori degli archetipi, ovvero categorie rappresentative di edifici simili (anno di costruzione, destinazione d'uso, tipologia di impianti HVAC, caratteristiche geometriche e termiche). Ciascun archetipo caratterizza, con un livello di dettaglio semplificato, una tipologia di edificio dal punto di vista termico ed impiantistico. I carichi interni di occupazione, illuminazione, apparecchiature elettriche e le relative *schedule*, vengono perciò modellati per ogni archetipo e non più per tipologia di singolo spazio a livello di edificio

- **Assegnazione degli archetipi:** ogni edificio del modello viene associato ad un archetipo di riferimento. Questo passaggio talvolta viene fatto in automatico nel caso di modellazione di edifici esistenti per cui si dispone di informazioni derivanti da integrazione con strumenti di tipo GIS
- **Zonizzazione termica:** per motivi computazionali risulta impraticabile definire in modo puntuale tutte le zone termiche all'interno di uno stesso edificio; perciò, la maggior parte degli strumenti di tipo UBEM considera ciascun edificio come una singola zona termica
- **Simulazione dinamica:** viene eseguita per tutti gli edifici modellati, tenendo conto delle interazioni tra di essi, come l'ombreggiamento reciproco e le riflessioni solari. La domanda energetica può inoltre essere aggregata per gruppi di edifici o globalmente

Per quanto riguarda la modellazione geometrica A. Mazaheri et al. [12] hanno eseguito una valutazione dell'impatto delle semplificazioni geometriche sull'accuratezza dei risultati, mostrando la rilevanza della calibrazione per ridurre drasticamente l'errore sui risultati. Un altro aspetto critico dei metodi UBEM, riguarda la possibilità di modellare il comportamento dei solai a contatto con il terreno e delle partizioni tra edifici adiacenti [11]. Nella modellazione BEM la creazione della geometria e delle stratigrafie costituisce circa un terzo del lavoro totale [10]; mentre nella modellazione UBEM la definizione degli archetipi risulta essere la fase più onerosa e complessa. In tal senso la ricerca sta cercando di utilizzare metodi statistici, tecniche di *machine learning* e algoritmi avanzati per creare database di archetipi standardizzati e affidabili [11]. Un database è stato

sviluppato di recente anche per il contesto italiano dal progetto URBEM, al quale hanno preso parte molteplici università italiane [13].

Attualmente esistono diversi software utilizzati per l'analisi UBE, e molti altri sono in fase di sviluppo. Essendo un campo complesso e relativamente recente, questi strumenti a differenza di quelli BE, mancano di standardizzazione ed esistono sostanziali differenze tra un tool ed un altro, in termini di input richiesti, compatibilità con altri software, modelli matematici utilizzati, livello di dettaglio implementato ed output forniti. Di conseguenza la scelta del software più adatto è da valutare caso per caso, in funzione dell'obiettivo che si deve perseguire e dei dati che si hanno a disposizione. In Figura 1 è riportata un'immagine che mostra lo sviluppo dei principali software UBE attualmente esistenti.

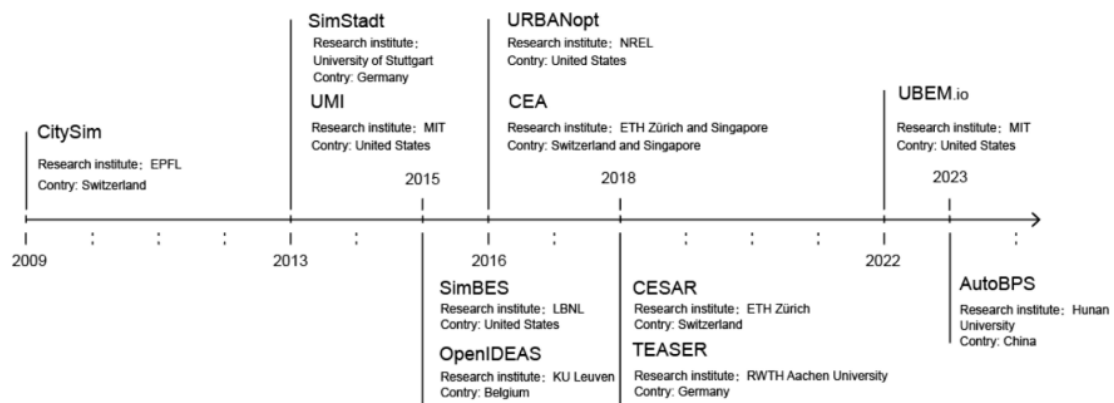


Figura 1. Timeline di sviluppo dei principali software UBE [7]

Una sintesi delle caratteristiche degli strumenti disponibili e un dettagliato confronto è stato fatto da Salvalai et al. [7] e da Ferrando et al. [14]. A questi studi va il merito di aver fornito una panoramica chiara, che permette di valutare le potenzialità ed i limiti dei software UBE, e di valutare inoltre quale strumento sia più consono alle proprie esigenze di modellazione. Di seguito si riportano le principali caratteristiche di alcuni software in funzione di sei parametri:

- **Tipologia di licenza**

I software di tipo *open-source* sono CitySim, SimStadt, CityBES, OpenIDEAS, CEA, URBANopt, TEASER e CESAR; mentre UMI necessita del software commerciale Rhinoceros

- **Semplicità di utilizzo**

Software come CitySim e CEA hanno interfacce grafiche intuitive, URBANopt e CityBES forniscono anche supporto diretto per l'utilizzo di questi strumenti. UMI, OpenIDEAS e TEASER richiedono invece familiarità con Rhinoceros, Python e Modelica

- **Input**

Questi tool supportano diversi formati di file come riportato in [14]. In particolare, si evidenzia che CitySim, CEA, CityBES e TEASER permettono una caratterizzazione maggiore degli archetipi rispetto agli altri software. In tutti gli strumenti analizzati sono parzialmente implementati o in fase di sviluppo modelli stocastici di occupazione, solo OpenIDEAS ha attualmente un modello validato disponibile, che è però applicabile solamente a edifici di tipo residenziale

- **Modello di calcolo della domanda energetica**

CEA, CitySim, SimStadt, OpenIDEAS e TEASER utilizzano diverse tipologie di modelli Resistivo-Capacitivo (RC) per caratterizzare il sistema e risolvere il problema termico. In questi modelli le resistenze rappresentano le trasmittanze termiche, gli elementi capacitivi le masse termiche ed i nodi le temperature, tra cui vengono scambiati i flussi termici. Al contrario UMI, CityBES, URBANopt e CESAR implementano equazioni di bilancio termico dettagliate sfruttando motori di calcolo come EnergyPlus. I modelli RC forniscono un approccio semplificato che privilegia la velocità di calcolo e risulta molto utile in caso di molti edifici da analizzare. Di contro i modelli che utilizzano equazioni di bilancio termico dettagliate sono in grado di fornire risultati in linea teorica più accurati, ma che dipendono strettamente dalla disponibilità e dalla qualità dei dati di input; inoltre, dovendo calcolare tutti i flussi termici per ogni superficie modellata, la simulazione può richiedere molto tempo. La scelta del modello di calcolo influenza anche la possibilità di suddividere gli edifici in più zone termiche [11], non tutti gli strumenti che utilizzano i modelli RC consentono un'uguale discretizzazione degli spazi

- **Risoluzione temporale**

I software con discretizzazione oraria sono CitySim, UMI, OpenIDEAS, CEA, URBANopt, TEASER e CESAR mentre SimStadt consente al massimo un'analisi su base mensile. CityBES invece permette anche una risoluzione sub-oraria

- **Output**

Escluso OpenIDEAS, tutti i software citati sono in grado di simulare la domanda termo-frigorifera, quella per la produzione di acqua calda sanitaria e quella elettrica degli edifici. UMI, CityBES, URBANopt, TEASER e CESAR permettono inoltre di effettuare analisi di *daylighting*. Particolarmente interessante è la possibilità di SimStadt, CEA, CityBES e URBANopt di modellare tecnologie di raffrescamento e riscaldamento a livello di distretto (reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento).

Nei software UBEM il metodo di valutazione del comportamento della radiazione solare ha un impatto non trascurabile sull'accuratezza dei risultati; Johari et al. [11] in un'analisi di confronto hanno riportato anche i modelli radiativi utilizzati dagli strumenti UBEM, evidenziando il tipo di radiazione considerata (corta/lunga) da ciascuno e la possibilità di impostare manualmente il numero di sensori per superficie, il tipo di riflessioni simulate e l'interazione con la volta celeste. Si ricorda inoltre che l'accuratezza della simulazione solare è strettamente legata al livello di dettaglio con cui viene modellata la geometria degli edifici, in quanto le forme delle superfici influenzano direttamente le riflessioni solari.

I software di tipo UBEM sono in continua evoluzione; infatti, esiste un settore di ricerca molto attivo che sta cercando di far fronte a diverse sfide in questo ambito. Per quanto riguarda l'utilizzo degli archetipi, allo stato attuale questo approccio semplifica notevolmente l'eterogeneità ed il comportamento reale degli edifici in un contesto urbano, l'obiettivo è quello di integrare modelli dinamici che permettano di differenziare il comportamento di edifici diversi ma associati allo stesso archetipo [14]. Inoltre, esiste una particolare attenzione rivolta all'effetto che il comportamento degli occupanti ha sui profili di domanda energetica. Questo in un contesto urbano, soprattutto se in presenza di edifici energeticamente interconnessi, si traduce in dover sviluppare modelli in grado di considerare in modo realistico, non solo l'attività umana all'interno di un edificio, ma anche quella tra edifici differenti, introducendo elementi di mobilità urbana e spostando l'attenzione da un approccio *space-based* a *person-based* [11], [14]. Come si è già detto, molti software UBEM utilizzano modelli RC che sfruttano la similitudine con i circuiti elettrici per calcolare la domanda termica, di questi modelli ne esistono di diverse tipologie, che differiscono a seconda dei parametri considerati e di come sono messi in relazione tra loro. Nella revisione effettuata da Yang et al. [15] vengono riportati i modelli

attualmente esistenti, evidenziando come quello maggiormente utilizzato sia il 5R1C¹. Lo studio evidenzia inoltre due aspetti fondamentali: da un lato come la tipologia del modello adottato influenzi fortemente l'accuratezza dei risultati; dall'altro come sia necessario migliorare questi modelli affinché possano integrare il comportamento di sistemi complessi (ad esempio controllori predittivi) sia a livello di edificio che di distretto. Inoltre, Wang et al. [16] hanno sviluppato un modello RC che tiene in considerazione anche l'eterogeneità delle stratigrafie dei componenti dell'edificio, e hanno dimostrato la superiorità di un modello 4R1C rispetto ad uno 3R2C specialmente nel caso in cui ci sia una grossa differenza di massa termica tra i componenti a contatto con l'esterno e le partizioni interne. Un altro aspetto su cui si sta lavorando riguarda i metodi di calibrazione e validazione dei modelli, si sta cercando di sviluppare metodologie innovative che non richiedano i dati di consumo misurati (spesso non disponibili o difficilmente reperibili per tutti gli edifici in questo tipo di analisi). In relazione alla calibrazione, la maggior parte dei gruppi di sviluppo dei diversi software ritiene che il metodo *Bayesian* sia l'approccio più promettente per determinare il range di probabilità degli input responsabili delle maggiori incertezze nel modello [14], [17], [18]. Infine, dal momento che molti protocolli richiedono delle analisi di tipo LCA per valutare l'impatto ambientale di un intervento a livello urbano sul lungo periodo, e che in generale, la crescente attenzione ai temi di sostenibilità implica la necessità di poter valutare, non solo le emissioni associate alla fase operativa, ma anche quelle relative alle fasi di costruzione e di dismissione di un sistema; è evidente che un'ulteriore sfida consiste nell'integrare efficacemente in unico strumento la modellazione UBEM con l'analisi LCA [14], [19].

2.2 Tecnologie di generazione

In questo paragrafo vengono descritte alcune delle tecnologie utilizzate per soddisfare la domanda termo-frigorifera negli edifici. Come si è visto nel Capitolo 1 Introduzione le politiche energetiche stanno favorendo la transizione da sistemi di generazione tradizionali a combustibili fossili, verso soluzioni meno inquinanti e con efficienze di conversione energetica più elevate. In questo contesto ricoprono un ruolo chiave le tecnologie che utilizzano il vettore elettrico come fonte di energia primaria e che permettono di integrare sistemi a fonti rinnovabili. Per questo motivo in questo paragrafo non vengono trattate soluzioni impiantistiche che utilizzano direttamente fonti fossili, ma

¹ Cinque elementi resistivi ed uno capacitivo.

ci si concentra piuttosto sull'analisi sia di tecnologie consolidate ed in continua crescita, come le pompe di calore reversibili e le reti di teleriscaldamento tradizionali; sia di quelle emergenti che mirano a ricoprire un ruolo chiave nella decarbonizzazione, ovvero le reti termiche di quarta e quinta generazione.

Le pompe di calore elettriche sono macchine termiche dotate di un evaporatore ed un condensatore in grado di trasferire, attraverso un fluido termovettore, calore da un ambiente a temperatura inferiore (sorgente termica) ad uno a temperatura più alta (pozzo termico), sfruttando un ciclo termodinamico in cui il lavoro meccanico è fornito, di norma, da un compressore elettrico. Inoltre, la maggior parte delle macchine presenti sul mercato sono dotate di una valvola a quattro-vie che permette di invertire la direzione del ciclo termodinamico, in questo modo quella che prima era la sorgente diventa il pozzo termico e viceversa, queste macchine prendono il nome di pompe di calore reversibili, e sono in grado di funzionare sia in modalità di riscaldamento sia in quella di raffrescamento (refrigeratore o *chiller*). All'interno di questa macrocategoria esistono delle sottocategorie che si differenziano in base a quale sia la sorgente/pozzo termico utilizzato dalla macchina. Vengono di seguito descritte quattro categorie ipotizzando di essere in modalità pompa di calore, ma considerazioni analoghe valgono per la modalità refrigeratore:

- **Aria-Aria**

Queste macchine utilizzano l'aria sia come sorgente che, come pozzo termico, questa tipologia trasporta il calore mediante un gas refrigerante, che fluisce in un circuito chiuso collegante l'unità esterna ai terminali interni in ambiente. Sono macchine molto diffuse soprattutto per applicazioni in contesti in cui non sia già presente o non sia possibile installare un sistema idraulico di distribuzione

- **Aria-Acqua**

Questa tipologia utilizza l'aria esterna come sorgente termica, trasferisce il calore ad un fluido termovettore (tipicamente acqua) che lo distribuisce ai terminali di impianto. Sono macchine molto versatili ed in genere permettono anche di essere utilizzate per la produzione di acqua calda sanitaria

- **Acqua-Acqua**

Le pompe di calore di questo tipo funzionano analogamente a quelle aria-acqua, con la differenza che sfruttano come sorgente termica l'acqua. Questa può provenire da diverse fonti, come, ad esempio, le falde acquifere, i fiumi o i laghi

- **Brina-Acqua**

Queste macchine sfruttano il terreno come sorgente, attraverso sonde geotermiche verticali o collettori orizzontali a seconda delle caratteristiche del sito di installazione.

L'efficienza di queste macchine è valutata mediante due parametri termodinamici: il *Coefficient Of Performance* (COP), quando la macchina funziona in modalità pompa di calore; e l'*Energy Efficiency Ratio* (EER), quando opera come *chiller*. Il primo esprime il rapporto tra l'energia termica ceduta all'ambiente da scaldare e l'energia elettrica fornita alla macchina; mentre il secondo rappresenta il rapporto tra l'energia termica prelevata dall'ambiente da raffreddare e l'energia elettrica utilizzata per farlo. Questi parametri, che spesso vengono riportati nelle schede tecniche come valori puntuali valutati in condizioni di riferimento standard, in realtà dipendono dinamicamente dalla temperatura della sorgente/pozzo termico e dalle caratteristiche tecniche della macchina (funzionamento ai carichi parziali). In linea di massima le pompe di calore che utilizzano l'aria come sorgente/pozzo termico hanno efficienze di funzionamento più basse rispetto alle pompe di calore ad acqua/geotermiche, in quanto le prime risentono fortemente della variabilità della temperatura dell'aria esterna, mentre le seconde beneficiano di un fluido la cui temperatura si mantiene circa costante e di solito vengono progettate per lavorare in un range di temperatura ottimale; tuttavia, queste ultime richiedono soluzioni impiantistiche più complesse, inoltre, dipendono dalla disponibilità della sorgente e dai vincoli normativi che spesso ne limitano l'utilizzo o l'accesso. Ci sono due aspetti fondamentali da tenere in considerazione nelle pompe di calore: uno di carattere prestazionale ed uno di tipo ambientale. Il primo, fatta eccezione per le pompe di calore aria-aria, riguarda l'esigenza di accoppiare queste macchine ad impianti con terminali a bassa temperatura (pannelli radianti o ventilconvettori a 35-45°C in riscaldamento e 15-23°C in raffreddamento), che permettono di massimizzare l'efficienza di funzionamento, questo implica la necessità di adattare gli impianti in edifici di vecchia costruzione, non progettati per funzionare a queste temperature. Il secondo aspetto riguarda l'impiego dei gas refrigeranti; infatti, queste sostanze, che hanno un GWP (potenziale di riscaldamento globale) non nullo e che finiscono in ambiente a causa delle fughe dai componenti del circuito, hanno un impatto

significativo sull'effetto serra, in tal senso non tutte le tipologie di refrigerante hanno lo stesso impatto ambientale, e a causa dei vincoli normativi sempre più stringenti, si stanno studiando e adottando tipologie di refrigerante a basso GWP (ad esempio R32, R290, R515B, R1234ze, R1234yf etc...). La sfida in questo campo è quella di sviluppare fluidi che garantiscano contemporaneamente alte prestazioni, bassa tossicità e bassa infiammabilità [20], [21]. A titolo di esempio, in merito all'aspetto dei refrigeranti, Bani Issa et al. [22] hanno revisionato gli studi riguardanti l'utilizzo del fluido R290, dimostrando la fattibilità d'impiego in sistemi di piccola taglia o mono-split in contesti residenziali, mentre l'utilizzo in sistemi multi-split di media e grossa taglia necessita di ulteriori valutazioni di sicurezza, a causa dell'elevata infiammabilità di questo gas. Zhang e Li [23] hanno analizzato un numero elevato di studi esistenti nel campo dei refrigeranti, riassumendo le principali criticità e potenzialità dei gas refrigeranti attualmente esistenti; in particolare, emerge che i refrigeranti HFO-1234yf e HFO-1234ze mostrino aspetti promettenti in merito all'utilizzo in pompe di calore integrate in reti termiche, in alternativa al gas attualmente più utilizzato per le applicazioni di grossa taglia, ovvero l'HFC-134a. Altri studi, come quello di Xiao et al. [24], stanno valutando invece le performance di mix di gas refrigeranti rispetto all'utilizzo di una sola tipologia negli impianti; tuttavia, risultano da approfondire gli aspetti normativi e di sicurezza.

Sebbene le pompe di calore contribuiscano in maniera importante alla decarbonizzazione degli usi finali di riscaldamento e di raffrescamento negli edifici, nelle aree urbane ad alta densità questa strategia potrebbe non essere pienamente sufficiente. In questo contesto sistemi centralizzati che operano su larga scala, come il teleriscaldamento o il teleraffrescamento, hanno dimostrato di essere in grado di ridurre il fabbisogno di energia primaria e l'emissione di gas inquinanti a livello locale [25]. Attualmente in Europa ci sono circa 17 000 sistemi di teleriscaldamento, prevalentemente al servizio del settore residenziale; mentre i sistemi di teleraffrescamento sono molto meno diffusi e vengono impiegati per lo più nel settore dei servizi. Essi sono principalmente localizzati nel nord Europa ed in particolare in Svezia, la quale detiene la maggiore capacità installata in termini di teleraffrescamento [26]. L'immagine in Figura 2 riporta l'evoluzione delle reti termiche, mostrando le temperature dei fluidi termovettori e le sorgenti in grado di essere sfruttate. Come si può osservare, la prima generazione di queste tecnologie si è sviluppata a partire dal 1880, introdotta per la prima volta negli Stati Uniti, si è poi diffusa in Europa fino al 1930. Questa generazione si caratterizza per l'utilizzo di vapore ad alta

temperatura come fluido termovettore, ciò causa notevoli perdite termiche e pone delle criticità in termini di sicurezza in caso di incidenti. La seconda generazione ha cercato di far fronte a queste problematiche e di incrementare l'utilizzo di sistemi di cogenerazione, ciò ha portato allo sviluppo di reti più complesse a livello impiantistico e con acqua calda pressurizzata come fluido termovettore, questa generazione è cresciuta fino al 1980. Da questo anno fino a circa il 2020 si sono diffuse le reti termiche di terza generazione, che sono tutt'ora molto utilizzate. Il fluido termovettore è sempre acqua calda, ma a temperature inferiore ai 100°C, questo ha permesso di ridurre ulteriormente le perdite termiche, di utilizzare tubazioni pre-isolate più economiche e facili da installare, nonché di integrare fonti di generazione a biomassa, calore industriale di scarto e di massimizzare il rendimento dei sistemi cogenerativi [27]. Analogamente le reti di teleraffrescamento sono state sviluppate a partire dalla prima metà del Novecento, questa prima generazione si caratterizza per la presenza di un grosso condensatore centralizzato e di evaporatori decentralizzati in cui circola un refrigerante. A partire dal 1960 si sono invece diffuse reti dotate di *chiller* di grossa taglia ad adsorbimento o meccanici, sistemi di accumulo e di recupero di calore, ed acqua refrigerata come fluido termovettore [28]. Tuttavia, queste tecnologie sono diffuse principalmente in Medio Oriente, mentre in Europa meno del 1% del settore dei servizi utilizza il teleraffrescamento per soddisfare la propria domanda frigorifera ed è quasi completamente inutilizzato nel settore residenziale, ambito in cui oltretutto i fabbisogni frigoriferi sono in continua crescita [29]. Dal 2020 ad oggi hanno iniziato a svilupparsi due nuove tipologie di reti termiche, che sono state, spesso con qualche ambiguità, denominate di quarta e di quinta generazione (*Fourth Generation District Heating* 4GDH, *Fourth Generation District Cooling* 4GDC e *Fifth Generation District Heating and Cooling* 5GDHC). Di seguito ci si concentra principalmente sulle caratteristiche riguardanti le reti 4GDH e 5GDHC, in quanto rappresentano le più studiate, mentre le reti di solo teleraffrescamento (4GDC), come si è visto, rappresentano una quota attualmente poco significativa di questi sistemi termici.

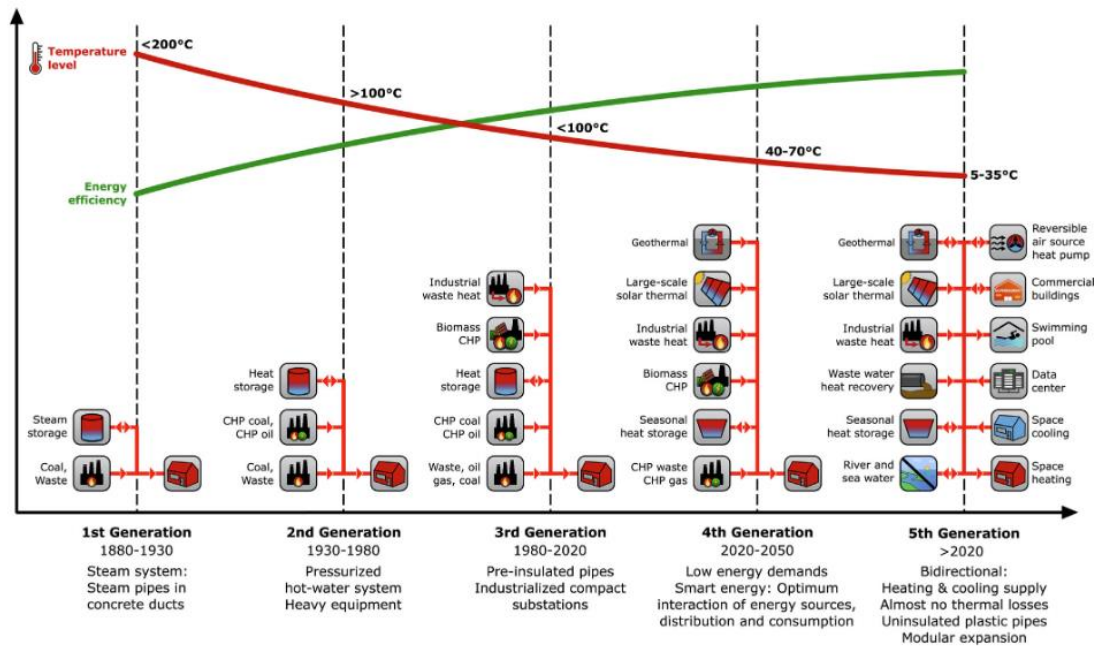


Figura 2. Evoluzione delle reti termiche [30]

Le reti termiche fino alla terza generazione sono state implementate in un contesto energetico caratterizzato dalla presenza di grosse centrali di generazione termica ed elettrica, e per lo più alimentate a combustibili fossili. La crescente diffusione di tecnologie a fonti rinnovabili decentralizzate e l'esigenza di decarbonizzare la domanda termica negli edifici, ha fatto sorgere la necessità di sviluppare delle reti in grado di integrare l'energia termica proveniente da sistemi come il solare termico o il geotermico, nonché di poter recuperare calore di scarto dei processi industriali. L'energia termica proveniente da queste fonti è disponibile a temperature solitamente inferiori ai 100°C , che era tipica delle generazioni precedenti; perciò, per far fronte a queste necessità sono nate le reti termiche di quarta generazione, le cui temperature di esercizio oscillano tra i 40°C e i 70°C . Una definizione di rete 4GDH è stata data da Lund et al. [27], questa generazione rispetto alle precedenti beneficia di perdite termiche nei rami molto più basse; inoltre, le minori temperature del fluido termovettore incrementano l'efficienza dei sistemi di generazione, ed in particolare permettono di integrare i sistemi a pompa di calore e gli accumuli termici, i quali aumentano la flessibilità del sistema in presenza di fonti intermittenti come quelle rinnovabili. In questo caso, la possibilità di utilizzare tubazioni pre-isolate anche flessibili di tipo *twin-pipe* permette di ridurre i costi e le problematiche legate all'installazione e alla manutenzione della rete [31]. Le reti di quarta generazione consentono la produzione di acqua calda sanitaria ACS, attraverso l'utilizzo

di uno scambiatore termico generalmente accoppiato con un *booster* di temperatura (micro-pompa di calore o resistenza elettrica) per eliminare il rischio di proliferazione della Legionella. Infine, le criticità principali legate all'implementazione di questa generazione di reti termiche sono le seguenti: da un lato gli impianti presenti nella maggior parte degli edifici esistenti sono nati per funzionare con temperature elevate dei fluidi termovettori, mentre per massimizzare l'efficienza e il risparmio energetico, il 4GDH dovrebbe essere accoppiato con terminali a bassa temperatura, come, ad esempio, i ventilconvettori o i pavimenti/soffitti radianti, il che può comportare costi aggiuntivi per gli interventi di retrofit impiantistici; dall'altro si evidenzia la necessità di implementare politiche di regolazione e di incentivazione sia lato domanda che lato generazione per agevolare la diffusione di questi sistemi e contribuire a ridurre l'utilizzo di fonti fossili. Come messo in risalto da Lund et al. [32] il 4GDH, oltre che in termini tecnici, rappresenta una sfida in termini giuridici, socioeconomici e di pianificazione urbana.

Seguendo il trend evolutivo che c'è stato tra una generazione e l'altra delle reti di teleriscaldamento, ovvero la tendenza ad abbassare la temperatura operativa del fluido termovettore circolante nella rete e ad integrare un maggior numero di fonti termiche disponibili a bassa temperatura, si è sviluppata l'idea di rete termica di quinta generazione. Essendo un concetto estremamente recente, oltre a mancare degli standard tecnici comuni, c'è stato sin dall'inizio un certo grado di confusione riguardante le differenze tra questa generazione e la quarta; inoltre, mancava una definizione univoca, e di conseguenza terminologie come, ad esempio, "*Bidirectional Low Temperature Networks*", "*Anergy Networks*", "*District heating and cooling*", "*Water loop heat pumps systems*" sono state comunemente utilizzate per riferirsi allo stesso concetto [33]. Buffa et al. [25] hanno eseguito una approfondita revisione delle tipologie e dei casi studio esistenti in Europa, di cui hanno analizzato le peculiarità, al fine di colmare le lacune in questo campo e proporre una definizione chiara di 5GDHC. La prima differenza con le generazioni precedenti risiede nella temperatura del fluido termovettore che circola nella rete, questa è prossima a quella ambiente (generalmente 10-25°C). Questo permette innanzitutto di ridurre significativamente gli scambi termici con il terreno, minimizzando gli sprechi energetici e consentendo di utilizzare tubazioni in materiale plastico flessibile (generalmente Polietilene ad Alta Densità PEAD) e non isolate, di conseguenza si riducono notevolmente le difficoltà ed i costi di installazione della rete. Di contro, rispetto ad una rete 4GDH, il minor salto termico tra l'anello caldo e quello freddo comporta un

aumento delle portate di fluido a parità di domanda termica, ne consegue la necessità di utilizzare tubazioni di diametro maggiore. A causa delle portate più elevate, i consumi delle pompe di circolazione nel 5GDHC sono mediamente circa 2.5 volte quelli delle pompe nel 4GDH e rappresentano il 3-5% dell'energia termica fornita dal sistema, mentre nel 4GDH questa quota è circa l'1-2% [34]. Tuttavia, per reti non troppo estese, il consumo per il pompaggio è una piccola frazione del fabbisogno elettrico totale, perciò la riduzione della temperatura nella rete, comunque, comporta globalmente una riduzione dei consumi [35]. Un'altra sostanziale differenza tra le due generazioni riguarda le sottostazioni di scambio termico: le temperature del fluido termovettore nei sistemi 4GDH permettono di soddisfare direttamente la domanda termica delle utenze, mediante scambiatori di calore e terminali a bassa temperatura (pannelli radianti e fan-coil); mentre le temperature del 5GDHC non sono adatte per uno scambio termico diretto, in questa generazione le sottostazioni sono costituite da sistemi a pompe di calore reversibili acqua-acqua, che utilizzano la rete come sorgente/pozzo termico e permettono, a differenza delle reti termiche tradizionali, di soddisfare simultaneamente la domanda termica e frigorifera. Questo ha portato ad un cambio di paradigma: da sistemi di distribuzione di energia termica o energia frigorifera (fino alla quarta generazione), a sistemi di interscambio di energia caratterizzati da una forte decentralizzazione; l'utenza passa da essere un consumatore passivo ad un *prosumer*, il cui calore di scarto ceduto alla rete può essere utilizzato da un altro edificio. I sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento tradizionali sono caratterizzati da *unidirezionalità* del flusso energetico ed idraulico, dovuta alla presenza di una stazione centralizzata di generazione e di pompaggio; al contrario la quinta generazione si distingue per la *bidirezionalità* del flusso termico, ovvero le utenze possono prelevare il calore dalla rete o cederlo ad essa contemporaneamente; il flusso idraulico può invece essere unidirezionale o bidirezionale a seconda che il sistema di pompaggio sia una pompa di circolazione centralizzata o delle pompe decentralizzate [25]. Ne deriva che le configurazioni possibili delle reti termiche di quinta generazione e la modellazione dei flussi bidirezionali siano notevolmente più complesse rispetto alle reti tradizionali, in tal senso Von Rhein et al. [36] hanno fornito una panoramica dei layout possibili ed hanno condotto un'analisi topologica volta a valutare come i prosumer debbano essere interconnessi alla rete per massimizzare i benefici energetici, economici ed ambientali.

Per quanto riguarda gli scambi termici con la rete, le temperature della quinta generazione consentono di recuperare e riutilizzare fonti di calore disponibile a temperature molto basse, che non era possibile sfruttare nelle precedenti generazioni; ne consegue una potenziale diminuzione dei consumi di energia primaria, una riduzione delle emissioni e degli sprechi energetici. Infatti, il 5GDHC rispetto al 4GDH permette di integrare nella rete anche il calore di scarto fornito da edifici di natura commerciale, acque reflue, edifici residenziali ed uffici, data center etc... Dal momento che la domanda frigorifera crescerà notevolmente nei prossimi anni, risulta evidente che poter recuperare il calore di scarto delle tecnologie di raffrescamento sia un aspetto molto interessante. In tal senso, negli ultimi anni si è assistito ad un rapido sviluppo delle tecnologie informatiche, di analisi dati e di intelligenza artificiale, una tendenza che sembra destinata a crescere. La conseguenza di ciò è stata l'aumento del numero dei data center, questa tipologia di edifici si caratterizza per elevati e costanti consumi elettrici delle apparecchiature informatiche, che vengono convertiti quasi interamente in calore, questo porta alla necessità di un raffrescamento costante H24 per tutte le giornate dell'anno. L'enorme quantità di calore di scarto generata dagli impianti di raffrescamento di questi edifici potrebbe essere potenzialmente riutilizzata all'interno delle reti termiche per poter bilanciare la domanda di riscaldamento di altre tipologie di edifici. Un lavoro riassuntivo al riguardo è stato fatto da Yuan et al. [37], i quali hanno analizzato diversi studi sull'integrazione del calore di scarto dei data center nelle reti termiche per casi studio in Europa e in Cina. I risultati evidenziano la riduzione dei fabbisogni di energia primaria e delle emissioni di CO₂, inoltre valutano la fattibilità economica con tempi di rientro dell'investimento tra i 6 e 15 anni, per alcuni casi studio analizzati. Altre fonti di energia termica a bassa temperatura sono state individuate nella possibilità di sfruttare *geostrutture energetiche* per aumentare la flessibilità e la resilienza della rete; tuttavia, la natura dinamica del comportamento termico, insieme alla complessità impiantistica necessaria ad integrare questi sistemi nelle reti di quinta generazione, impongono studi tecno-economici ulteriori [38]. Alcuni studi di questo tipo sono stati fatti, ad esempio, sul calore di scarto prodotto dai sistemi ferroviari e dai servizi di metropolitana nei tunnel in contesti urbani [39].

Il 5GDHC, come già osservato, si caratterizza per essere un sistema di natura decentralizzata, in cui le pompe di calore reversibili permettono di soddisfare le esigenze termiche e frigorifere delle utenze senza la necessità di una determinata temperatura nella rete. Tuttavia, l'efficienza di queste macchine dipende fortemente dalla temperatura della

sorgente/pozzo termico, che in questo caso è costituita dagli anelli della rete. Perciò, in questa generazione assumono un ruolo rilevante i sistemi e le strategie di bilanciamento termico della rete, in modo tale che la temperatura venga mantenuta in un range ottimale per il funzionamento delle pompe di calore. La maggior parte degli studi su queste reti si focalizza su un approccio *free-floating*, ovvero la temperatura è libera di oscillare in funzione della domanda termo-frigorifera tra un valore massimo ed un valore minimo. Al contrario, Bünning et al. [40] hanno sviluppato e validato un modello di ottimizzazione della temperatura di set-point della rete con un controllo di tipo *agent-based*, i risultati ottenuti dimostrano che è possibile ottenere una riduzione fino al 41% dei fabbisogni elettrici rispetto ad un sistema di tipo *free-floating*. Inoltre, dal momento che il 5GDHC è pensato per essere accoppiato con tecnologie a fonti rinnovabili intermittenti e sistemi di accumulo termico ed elettrico decentralizzati, questi fattori insieme alla bidirezionalità del flusso termico, rendono l'aspetto di controllo e bilanciamento dinamico della rete cruciale. Diversi studi in merito sono riportati nella *review* di Yao et al. [34]. Le caratteristiche delle reti quinta generazione le rendono anche ideali per essere integrate nello sviluppo di *smart-city/smart-grid*, in tal senso Revesez et al. [41] hanno elaborato una nuova metodologia applicata ad un caso studio per analizzare da un punto di vista tecno-economico l'integrazione di aspetti termici, elettrici e di mobilità nel concetto di 5GDHC, applicato in un contesto urbano e con programmi di *demand-side management*.

Riassumendo, le reti termiche di quinta generazione rappresentano un'evoluzione delle generazioni precedenti, guidata da obiettivi di neutralità climatica e di riduzione dei consumi di energia primaria. Le reti 5GDHC, rispetto alle precedenti generazioni, hanno il vantaggio di operare con temperature vicino a quella ambiente, avendo quindi scambi termici con il terreno spesso trascurabili. Utilizzano pompe di calore ad acqua decentralizzate che permettono di soddisfare la domanda termica e frigorifera simultaneamente ed aumentano la resilienza e la flessibilità del sistema, trasformando le utenze da *consumer* a *prosumer*. Inoltre, permettono di integrare fonti di calore disponibile a bassa temperatura, non utilizzabili nelle generazioni precedenti. Gli svantaggi di questa tecnologia, rispetto soprattutto al 4GDH, sono: i maggiori costi di pompaggio, che la rendono più adatta a reti di dimensioni medio-piccole; maggiore complessità impiantistica, associata a maggiori costi di investimento e lunghi periodi di rientro; mancanza di procedure standardizzate e politiche regolatorie e di incentivi; complessità delle strategie di controllo legata alla bidirezionalità dei flussi termici ed

idraulici. Inoltre, come evidenziato da Yao et al. [34], la letteratura scientifica, nel momento in cui si analizzano dei casi reali, riporta risultati contrastanti sull'effettiva superiorità energetica, ambientale ed economica dei sistemi 5GDHC rispetto a quelli 4GDH. Ciò è dovuto principalmente all'influenza di molteplici fattori tecnici e non tecnici, che variano da caso a caso. In particolar modo ci si tiene qui a sottolineare uno dei principali fattori che determinano la convenienza di un sistema 5GDHC rispetto ad uno 4GDHC, ovvero la simultaneità e la magnitudo della domanda termica e frigorifera. Wirtz et al. [30] hanno sviluppato una metrica per quantificare l'efficienza e la convenienza di una rete di tipo 5GDHC chiamata *Demand Overlap Coefficient (DOC)*, questo indice descrive quale proporzione della domanda termica e frigorifera può essere bilanciata direttamente all'interno dell'edificio o tra gli edifici connessi alla rete. La metrica è stata applicata a sessantatré scenari ed i risultati mostrano che per DOC maggiori di 0.45 il 5GDHC ha costi inferiori ed efficienze maggiori rispetto ad un caso di riferimento (*state-of-art heating and cooling system*). Tuttavia, questa metrica non tiene in considerazione la distribuzione spaziale delle sorgenti e dei pozzi termici e trascura il comportamento idraulico della rete, perciò risulta poco adatta per reti termiche molto estese ed in presenza di rilevanti accumuli termici.

Lo sviluppo di modelli digitali e le simulazioni dinamiche sono fortemente condizionati dalla complessità impiantistica del 5GDHC, nonostante esistano degli strumenti pensati per la modellazione e la simulazione di sistemi con reti termiche e sistemi di generazione, come, ad esempio, TRNSYS o Modelica, per citare i più noti, spesso è necessario adottare l'uso combinato di molteplici software o sviluppare modelli personalizzati [34]. Di seguito si riportano alcune metodologie e studi che hanno contribuito a definire lo stato dell'arte nell'ambito della modellazione 5GDHC.

Bilardo et al. [33] hanno sviluppato un modello numerico dinamico utilizzando MATLAB® e Simulink® per simulare il comportamento di una rete di quinta generazione, con l'obiettivo di fornire uno strumento di analisi utile a valutare le prestazioni nelle prime fasi progettuali; in questo modello il pompaggio è solo centralizzato e non considera il tipo di sorgente/pozzo termico dell'impianto di bilanciamento termico centralizzato. Calixto et al. [42], considerando un caso studio in Italia, hanno confrontato i risultati ottenuti utilizzando due modelli: uno semplificato con dati di domanda aggregati mensilmente su un singolo giorno rappresentativo; ed uno

orario dettagliato. I risultati mostrano che il primo modello sottostima di circa il 15% il consumo elettrico totale rispetto a quello dettagliato; lo studio mette in risalto come la scelta del modello più adatto dipenda fortemente dallo scopo dell'analisi, da valutare caso per caso. Calise et al. [43] hanno modellato una rete 5GDHC al servizio di un distretto urbano integrando nell'analisi un impianto fotovoltaico e pompe di calore geotermiche, la modellazione è stata fatta prevalentemente utilizzando TRNSYS, in particolare sono stati definiti in modo dettagliato numerosi componenti (pompe di calore, scambiatori, divertori, pompe, pannelli fotovoltaici, controllori etc...). I risultati di questo lavoro hanno ribadito l'importanza della simultaneità delle domande termica e frigorifera per massimizzare le prestazioni di questa tipologia di rete; inoltre, per il caso studio analizzato emerge che la domanda più elevata si ha nei periodi in cui la produzione fotovoltaica è più bassa, questo rimarca la necessità di integrare sistemi di accumulo e controllori avanzati in presenza di fonti rinnovabili intermittenti. Nonostante un beneficio dal punto di vista ambientale, l'analisi evidenzia come alti costi dell'elettricità penalizzano questo sistema rispetto a sistemi convenzionali a gas naturale.

Gli studi precedentemente citati si focalizzano principalmente sulla domanda ed il bilancio energetico del sistema. Di seguito invece si riportano alcuni lavori che trattano maggiormente anche l'aspetto idraulico della rete. Hirsch e Nicolai [44] hanno sviluppato un modello numerico dettagliato per simulare il comportamento termo-idraulico delle reti 5GDHC; a differenza di molti modelli esistenti, in questo lavoro è stata considerata la dipendenza della viscosità cinematica del fluido termovettore dalla temperatura, che nel range considerato per questa analisi subisce variazioni fino al 200%. I risultati mostrano che questo può comportare deviazioni fino al 65% nelle cadute di pressione. Angelidis et al. [45] hanno proposto e validato un modello idraulico in cui il pompaggio è decentralizzato nelle sottostazioni; tuttavia, il modello è stato testato su una piccola rete termica con solamente due *prosumer* e perciò potrebbe non essere rappresentativo di reti termiche con connesse molte utenze, o con una ramificazione dell'ordine dei chilometri. Un altro lavoro in cui si è effettuata un'analisi termo-idraulica di una rete 5GDHC con una stazione centrale di bilanciamento termico e due sottostazioni è quello di Prétot e Lamaison [46], applicando un processo iterativo tra due modelli termici (sottostazioni e terreno) ed un modello termo-idraulico della rete, hanno valutato l'effetto di imporre una pressione differenziale tra l'anello caldo e quello freddo. Dai risultati emerge che di inverno convenga pressurizzare l'anello freddo anziché quello caldo e che, in presenza di

una domanda uniforme, l'uso di pompe di circolazione decentralizzate può portare a risparmi economici significativi.

In conclusione, in questo capitolo sono stati trattati la modellazione UBEM e le reti termiche, con una particolare attenzione rivolta ai sistemi 4GDH e 5GDHC. Come si è evidenziato, la modellazione energetica su scala urbana è un tema complesso in cui subentrano molti fattori interconnessi tra loro, che richiede spesso un approccio olistico al problema. In questo senso il concetto di UBEM, che si focalizza soprattutto sulla modellazione degli edifici e sul ricavarne la domanda energetica, risulta non essere più sufficiente; ma piuttosto è necessario passare ad un approccio USEM (*Urban Scale Energy Modeling*) [47], questo rappresenta un concetto più ampio ed integra gli altri aspetti coinvolti nell'analisi urbana, come, ad esempio: la modellazione microclimatica; la simulazione della domanda termo-energetica; la modellazione dei sistemi di generazione, accumulo e distribuzione; la modellazione del comportamento degli occupanti e della mobilità urbana; l'integrazione di tecnologie a fonti rinnovabile e l'ottimizzazione dei sistemi. Attualmente esistono e sono in continua evoluzione molteplici strumenti commerciali e non-commerciali per modellare e simulare con diversi livelli di dettaglio questi aspetti, ed in tal senso è possibile trovarne un'approfondita analisi nel lavoro di Allegrini et al. [48]. Tuttavia, emerge l'assenza di una singola piattaforma in grado di analizzare in maniera integrata tutti gli aspetti sopra citati, e l'analisi si basa per lo più su un ecosistema molto frammentato, in cui vengono combinati, non con poche difficoltà, diversi software e modelli sviluppati ad-hoc a seconda delle necessità. Questo aspetto è particolarmente critico, in quanto rende necessario lo sviluppo di flussi di lavoro complessi ed onerosi, che richiedono competenze multidisciplinari e porta spesso allo sviluppo di modelli personalizzati poco scalabili o replicabili. Inoltre, non tutti i modelli operano con lo stesso livello di dettaglio, sia in fase di input che di output, ciò rende necessario avere chiaro fin dall'inizio quale sia l'obiettivo della modellazione e la disponibilità dei dati. Infine, se da un lato nella letteratura scientifica sono ormai presenti un gran numero di articoli che trattano gli aspetti tecnici ed energetici dei sistemi 5GDHC, dall'altro, come evidenziato anche da Saini et al. [49], il numero di studi che integrano aspetti economico-ambientali ed effettuano una comparazione tra diversi scenari energetici è ancora ridotto.

3 Metodologia

In questo capitolo vengono discussi la metodologia e gli strumenti che sono stati utilizzati in questo lavoro di tesi per ricavare la domanda termica e frigorifera di un distretto di edifici ed i metodi implementati per stimare il consumo elettrico delle diverse tecnologie di generazione modellate. Infine, viene illustrato come si è scelto di affrontare l'analisi economica e la valutazione di impatto ambientale.

3.1 Fabbisogni termici e frigoriferi

Il primo obiettivo di questa tesi è stato quello di ricavare i profili caratteristici dei carichi termo-frigoriferi ed i fabbisogni annui di ciascun edificio analizzato e dell'intero distretto. A tale scopo è stato necessario modellare e simulare il distretto attraverso l'ausilio di un software adatto all'analisi energetica dinamica su scala urbana, il software utilizzato è City Energy Analyst, di cui vengono riportate le caratteristiche nel successivo sottoparagrafo.

3.1.1 City Energy Analyst

City Energy Analyst (CEA) è una piattaforma open-source per la modellazione e la simulazione energetica degli edifici su scala urbana, afferisce quindi alla categoria di strumenti di tipo UBEM utilizzati per l'analisi di scenari energetici, la pianificazione urbana, la valutazione di interventi di retrofit [50]. Il tool è stato sviluppato in linguaggio Python v2.7 come estensione del software commerciale ArcGIS v10.3 a partire dal 2013 dal gruppo di ricerca "Architecture and Building Systems" dell'ETH di Zurigo e il rilascio della prima versione ufficiale è avvenuto nel 2016. CEA, poiché è integrato con un software di tipo GIS, opera con tipologie di file che necessitano di essere georeferenziati rispetto ad un sistema di riferimento delle coordinate (ESRI Shapefile, CityGML, gbd file etc...). Ciò lo rende particolarmente adatto ed efficace nella modellazione di edifici esistenti, qualora ad essi siano associate informazioni in formato compatibile con i software di tipo GIS, come ad esempio OpenStreetMap. Attualmente CEA non è più supportato dal software commerciale ArcGIS®, ma si è dotato di una propria interfaccia grafica, denominata "CEA Dashboard", la quale permette un utilizzo rapido e intuitivo del software. La versione utilizzata per questo lavoro di tesi è quella attualmente rilasciata, ovvero *CityEnergyAnalyst v3.39.4* per sistemi operativi Windows [50].

Per poter eseguire i modelli di calcolo presenti al suo interno, CEA richiede l'inserimento di alcuni dati di input. Questi possono essere classificati in input primari – che devono essere inseriti arbitrariamente dall'utente - e input secondari – inseriti manualmente o, in mancanza di informazioni dettagliate, ricavati da database statistici per gli archetipi edilizi [51], [52]. I dati in CEA sono organizzati nella seguente struttura a cartelle:

- **Building-geometry**

Al suo interno è necessario inserire gli Shapefile “*zone.shp*” e “*Surroundings.shp*”. Questi contengono, rispettivamente, le informazioni geometriche necessarie al software per modellare l'edificio oggetto di studio e quelle relative agli edifici presenti nelle immediate vicinanze. Questi ultimi influiscono esclusivamente sulla simulazione della radiazione solare, in particolare sul calcolo della sua riflessione all'interno della zona di analisi

- **Building-properties**

La cartella contiene i database “*air_conditioning.dbf*”, “*architecture.dbf*”, “*indoor_comfort.dbf*”, “*internal_loads.dbf*”, “*supply_systems.dbf*” e “*typology.dbf*” che, in quanto input secondari, possono essere inseriti manualmente dall'utente o reperiti dagli archetipi presenti nelle librerie del software. Da questi è possibile ricavare i parametri termo-fisici degli edifici, le tipologie di impianti HVAC, i set-point e i set-back di temperatura, i set-point di umidità relativa, le portate di ventilazione, i carichi endogeni caratteristici della tipologia di edificio ed i sistemi di generazione dell'energia. È inoltre presente una sottocartella “*Schedules*”, che contiene i profili giornalieri, settimanali e mensili per occupazione, illuminazione, apparecchiature elettriche e funzionamento degli impianti

- **Networks**

La geometria delle strade presenti nel sito analizzato è reperibile nello Shapefile “*streets.shp*” consultabile in questa sottocartella. Risulta particolarmente utile per l'eventuale modellazione geometrica delle reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento

- **Technology**

In questa cartella sono archiviati i file Excel necessari al richiamo dei modelli già presenti in CEA, come ad esempio gli archetipi (sviluppati specificatamente per

il contesto svizzero e di Singapore, ma modificabili), i componenti di generazione, conversione e distribuzione dell'energia, le fonti di energia primaria e i vettori energetici utilizzati dal software

- **Topography**

In questa cartella si devono inserire le proprietà topografiche del sito di analisi attraverso un file di tipo *raster image* denominato “*terrain.tif*”, per permettere al software di calcolare la radiazione solare riflessa dal terreno verso gli edifici

- **Weather**

Al suo interno viene posto il file climatico, in formato “*.epw*”, il quale contiene, sottoforma di *timeseries*, tutte le informazioni meteorologiche necessarie alla simulazione energetica

In CEA sono stati sviluppati una serie di moduli di calcolo che permettono di stimare la domanda termica ed elettrica degli edifici, valutare il potenziale energetico di alcune tecnologie basate su fonti di energia rinnovabile, come, ad esempio, il solare termico, il solare fotovoltaico o il geotermico; inoltre, permette di costruire e simulare una rete termica 4GDH o 4GDC. Infine, è presente anche un modulo per l'ottimizzazione multi-obiettivo, ma che non verrà trattato nel dettaglio, in quanto essendo ancora in fase di test in questa versione del software. Di seguito si riportano in dettaglio le caratteristiche dei moduli utilizzati [51]:

- **Building Solar Radiation:** Il modello di calcolo è basato sul software open-source DAYSIM e permette di calcolare la radiazione incidente sulle superfici orizzontali e verticali degli edifici, tenendo conto delle proprietà dei materiali, così come della topografia e delle caratteristiche del terreno (l'utente può inserire l'albedo² manualmente). Il tool genera una rappresentazione tridimensionale degli edifici, dove su ogni superficie viene creata una griglia di calcolo, le cui dimensioni possono essere specificate dall'utente, il software calcola poi su base oraria la radiazione incidente nel centroide di ogni griglia. DAYSIM considera solamente la radiazione ad onda corta, perciò il modello tiene conto solo della radiazione riflessa dalle superfici in maniera diretta, ma non di quella assorbita e poi riemessa. L'output di questo modulo sono *timeseries* orarie che vengono

² Rappresenta la capacità di riflessione della radiazione luminosa, è espresso come rapporto tra radiazione solare incidente e riflessa su una superficie [53]

utilizzate nei moduli di valutazione del potenziale fotovoltaico e solare termico, e in quello di calcolo della domanda energetica [2][3].

- **Building Occupancy:** CEA contiene al suo interno due modelli di calcolo per definire le *schedules* associate ai carichi endogeni: uno di tipo deterministico ed uno di tipo stocastico. Quello di tipo deterministico segue lo schema riportato in Figura 3, in sostanza ai parametri che definiscono i carichi interni viene associato un relativo profilo giornaliero su base oraria specificato dall'utente o reperito dalle librerie presenti (diverso per i giorni feriali, i sabati, le domeniche e con una percentuale di variabilità durante i mesi dell'anno), questi profili definiscono come variano in maniera dinamica i carichi. La peculiarità delle schedule deterministiche è che, essendo definite separatamente e indipendentemente per i diversi carichi, questi ultimi saranno calcolati senza alcuna interdipendenza. Dal momento che nella realtà i carichi associati all'utilizzo delle apparecchiature elettriche, dei sistemi di produzione di acqua calda, della ventilazione meccanica etc... dipendono fortemente dalla presenza degli occupanti, che non è deterministica, CEA fornisce anche la possibilità di utilizzare un modello statistico basato sul lavoro di Page et al. [54]. Quest'ultimo segue lo schema illustrato in Figura 4, e senza scendere troppo nel dettaglio, si può affermare che questo metodo usa una catena di Markov tra due stati, che, a partire da una distribuzione di probabilità iniziale, per ogni occupante e per ogni ora dell'anno genera una schedule annua probabilistica di occupazione tramite una matrice di transizione tra gli stati "Presente/Assente"; in questo caso il modello oltre ad introdurre una casualità che rispecchia maggiormente la realtà, rende anche dipendenti dall'effettiva presenza degli occupanti i carichi interni ad essi associati, come l'accensione dell'illuminazione o di un apparecchio elettrico [50]. La scelta del modello da utilizzare dipende strettamente dalla disponibilità di dati e dall'obiettivo dell'analisi energetica.

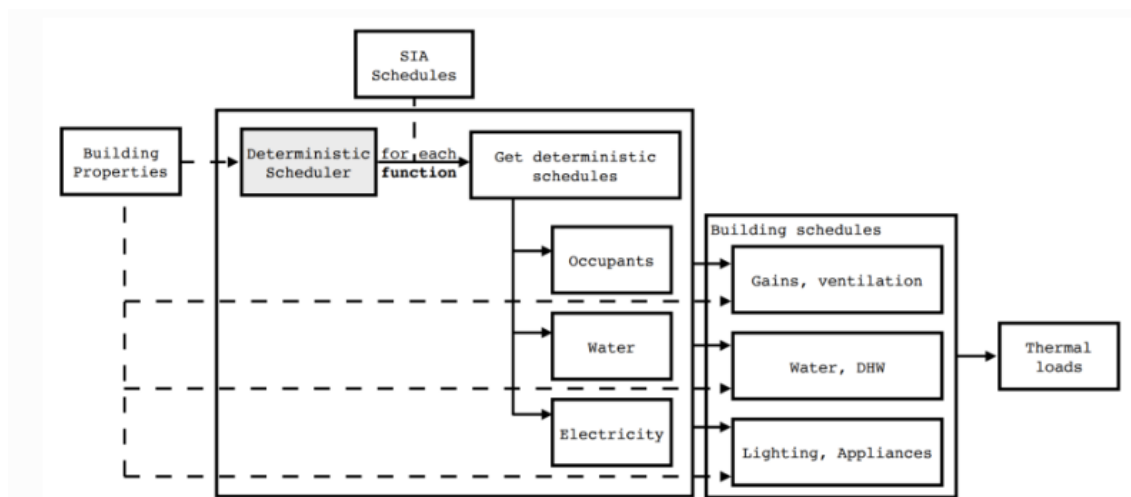


Figura 3. Modello deterministico per le *schedules*

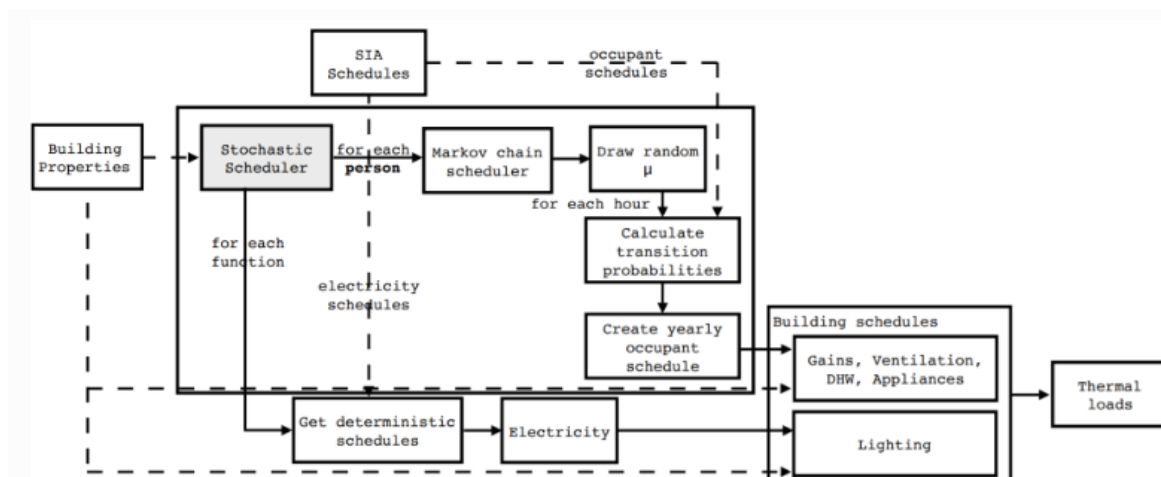


Figura 4. Modello stocastico per le *schedules*

- Building Energy Demand:** CEA dispone di un modello di calcolo che permette di calcolare i profili orari per gli usi finali termici di riscaldamento, raffrescamento, produzione di acqua calda sanitaria, refrigerazione e calore di processo; e per gli usi finali elettrici di illuminazione, apparecchiature elettriche, processo. Il modulo restituisce inoltre le potenze di picco e i consumi totali annui per gli usi finali di ciascun edificio. Per il calcolo della domanda termica sensibile il modello adottato è un adattamento del modello 5R1C illustrato da Jean-Robert Miller in [55], sviluppato a partire dalla norma ISO EN 13790 [56]. Nello specifico, CEA adotta un modello 6R1C del tipo mostrato in Figura 5, dove ogni edificio è una singola zona termica e le proprietà termo-fisiche, le temperature e i

carichi sono espressi tramite l'utilizzo dell'analogia con un circuito elettrico. Come si vede in Figura 5, ci sono sei nodi che rappresentano la temperatura dell'aria esterna $T_{a,out}$, la temperatura dell'aria interna $T_{a,in}$, una temperatura che tiene conto della temperatura media radiante T_s , la temperatura dell'aria di supply $T_{a,sup}$, la temperatura equivalente della massa termica T_m e la temperatura dei TABS³ $T_{TABS,sup}$. Le sei resistenze rappresentano invece il coefficiente di scambio termico dovuto alla ventilazione H_{ve} , i coefficienti di scambio termico per trasmissione attraverso le superfici trasparenti $H_{t,1}$, e attraverso quelle opache $H_{t,2}$ e H_{em} , il coefficiente di scambio termico dovuto a sistemi TABS H_{TABS} ed il coefficiente di scambio termico dell'aria interna H_{is} ; infine, ϕ_{sen} rappresenta il flusso termico da fornire o sottrarre all'ambiente, ϕ_{ia} è il flusso termico dovuto ai carichi endogeni, ϕ_{st} il flusso termico associato agli apporti solari e ϕ_m il flusso termico emesso dalla massa termica dell'edificio. [58], [59].

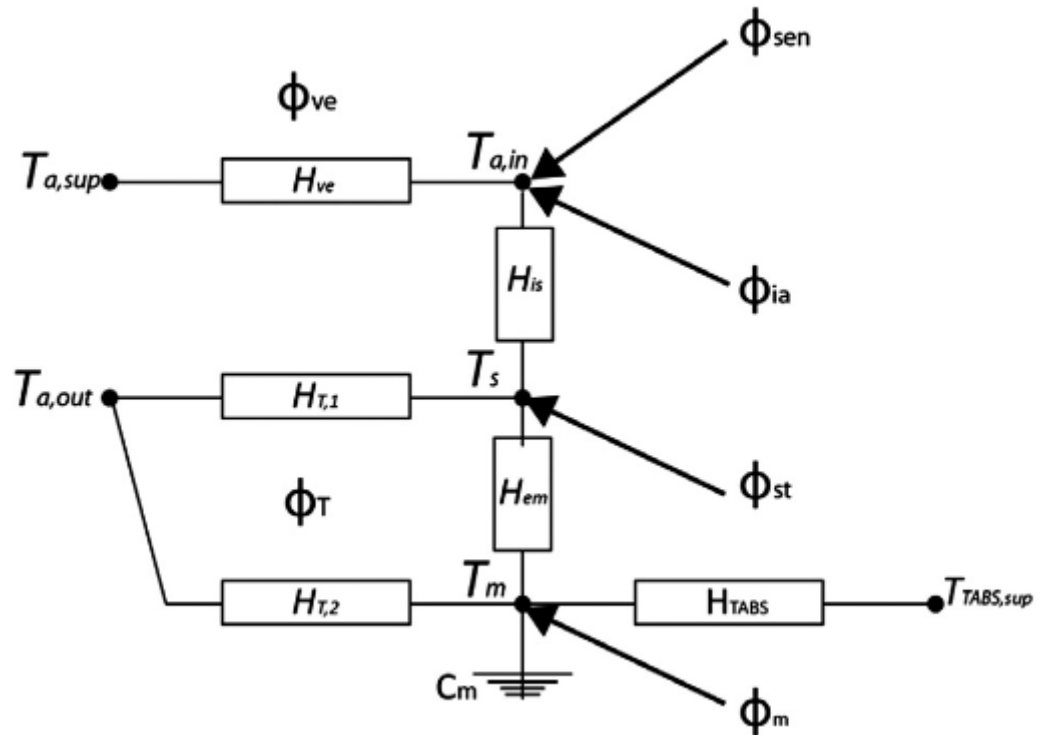


Figura 5. Modello Resistivo-Capacitivo 6R1C

³ *Thermally Activated Building System*. Sono sistemi di riscaldamento o raffreddamento integrati nella struttura dell'edificio, scambiano calore per irraggiamento tramite la massa termica del costruito [57]. In CEA rientrano in questa categoria anche i pavimenti e i soffitti radianti [58].

Il software esegue un bilancio termico tra i nodi del modello resistivo-capacitivo come riportato in Equazione (1), e calcola la potenza termica sensibile Φ_{sen} da sottrarre (in raffrescamento) o fornire (in riscaldamento) all'ambiente in funzione della temperatura di set-point dell'aria interna.

$$f(\Phi_{sen}) = (\Phi_T + \Phi_{ve}) - (\Phi_{st} + \Phi_{ia}) + \Phi_{sen} - \Phi_{m_{t-1}} \quad (1)$$

$\Phi_{m_{t-1}}$ è la potenza termica immagazzinata nella massa termica all'istante di tempo precedente.

CEA è in grado di considerare anche il calore latente qualora sia presente un impianto di climatizzazione di tipo a tutt'aria in grado di gestire l'umidità. Il calcolo del flusso termico latente è basato sul modello sviluppato da Kämpf [60]. In questo caso si tiene conto anche dei set-point di umidità oltre che di quelli di temperatura, e viene eseguito un bilancio di massa e di entalpia.

Il modello di calcolo della domanda stima le perdite termiche nei terminali e nelle linee di distribuzione dei sistemi HVAC per il riscaldamento, il raffrescamento e la produzione di acqua calda, in accordo con le norme EN 15241:2007 ed EN 15316:2007, le perdite dipendono sia dalla tipologia di impianto sia dalla strategia di controllo. È così possibile, partendo dal carico termico netto in ambiente Φ_{sen} , risalire alla potenza termica che il sistema HVAC deve generare per poter soddisfare l'equazione di bilancio termico. Le temperature di mandata e di ritorno operative del fluido termovettore nei terminali di emissione sono calcolate dinamicamente con il modello a scambiatore semplificato di Holst [61] [58].

- **Thermal network:** Il software integra un algoritmo per la modellazione geometrica automatica di una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento a partire da alcuni parametri di input che deve inserire l'utente (tipologia delle sottostazioni⁴ e proprietà termo-fluidodinamiche delle tubazioni). Il layout della rete è generato tramite l'algoritmo "*Steiner minimum spanning tree*", che svolge un'analisi preliminare di tipo GIS del contesto urbano del distretto e in seguito crea una rete con tubazioni di tipo twin-pipe pre-isolate. Ogni edificio è collegato all'anello primario mediante diramazioni ortogonali, con l'obiettivo di ridurre al minimo la lunghezza della rete, che è di tipo "*branch*" (ovvero ramificata senza

⁴ In questo specifico caso verranno utilizzati i termini "sottostazioni" e "edifici" con lo stesso significato, in quanto ogni edificio rappresenta una sottostazione di scambio termico per la rete, mentre in linea generale una sottostazione potrebbe servire un gruppo di più edifici aggregati.

la presenza di loop interni). L'Energy Hub di generazione è situato vicino all'edificio con la domanda più alta (metodo *Anchor load*). In CEA la rete è discretizzata in una serie di *edges* e *node*, i primi rappresentano le tubazioni, i secondi gli edifici connessi o le giunzioni tra le tubazioni [51], [62]. Per quanto riguarda la simulazione termo-fluidodinamica della rete, il modello di calcolo è basato largamente sul lavoro di Oppelt T. et al. [63] e di Rogenhofer L.[64]. Come primo step viene usato il metodo NTU per definire gli scambiatori necessari in ciascuna sottostazione in funzione della domanda termica e delle temperature di mandata del fluido termovettore circolante nella rete; successivamente la simulazione, che è basata su un procedimento iterativo, calcola le perdite termiche e idrauliche concentrate e distribuite. La rete è dimensionata in modo tale da garantire che le portate e le temperature di mandata soddisfino la domanda termica del distretto al netto delle perdite di distribuzione [62].

CEA fornisce per ogni edificio modellato i dati di output in file formato “.csv”, contenenti le *timeseries* con i valori orari dei carichi termici ed elettrici, le portate di ventilazione e dei fluidi termovettori, le temperature interne ed esterne ed i tassi di umidità interni. Vengono generati anche dei file che aggregano, per ciascun uso finale, il consumo sull'intero anno, in questi file è anche disponibile la potenza di picco per gli usi finali di energia, utile al dimensionamento degli impianti. Gli output di tipo termico comprendono le potenze e i consumi per riscaldamento, raffrescamento, produzione di acqua calda sanitaria, refrigerazione e la potenza termica emessa dai server, che è calcolata come il 90% della potenza elettrica assorbita. Gli output di tipo elettrico forniti sono le potenze ed i consumi di illuminazione, apparecchiature elettriche ed IT, sistemi di refrigerazione, impianti di climatizzazione e condizionamento [52].

È bene sottolineare che CEA, così come altri tool per la modellazione su scala urbana, rispetto ai software di modellazione BEM dettagliati, è caratterizzato da alcune semplificazioni, che impattano sul livello di accuratezza dei risultati. Le limitazioni più significative sono dovute all'impossibilità di modellare geometrie architettoniche complesse e di suddividere gli edifici in più zone termiche, quest'ultima limita fortemente la possibilità di modellare dettagliatamente edifici con destinazione d'uso mista; in particolare, è preclusa la possibilità di assegnare più tipologie di sistemi HVAC o parametri di funzionamento differenziati al livello di singolo locale. Anche l'effetto delle

isole di calore urbano non può essere analizzato direttamente tramite CEA, ma deve essere valutato tramite l'utilizzo coordinato con altri software di modellazione e simulazione microclimatica urbana, come, ad esempio, ENVI-met, oppure attraverso la modifica del file climatico utilizzato per la simulazione, in modo tale da tenere in considerazione l'effetto isola di calore [52].

3.2 Sistemi di generazione, distribuzione e fabbisogni elettrici

Sebbene CEA sia in grado di fornire risultati soddisfacenti per i fabbisogni termici degli edifici attraverso la simulazione dinamica, da una valutazione dei risultati preliminari si è osservato che, a causa della modellazione semplificata dei sistemi di generazione implementata dal software, le stime dei fabbisogni elettrici delle macchine vengono significativamente approssimate, ciò è dovuto in particolar modo al fatto che viene trascurato l'andamento dinamico dei coefficienti di prestazione delle pompe di calore, che dipende dalla temperatura della sorgente e del pozzo termico e dal funzionamento ai carichi parziali. Inoltre, CEA non permette di modellare le reti termiche di tipo 5GDHC. Perciò, la modellazione delle pompe di calore e della rete 5GDHC è stata sviluppata esternamente a partire dai risultati termici ottenuti con CEA, e avvalendosi dell'ausilio di Excel, Python e delle schede tecniche dei produttori di componenti impiantistici. Anche la simulazione termica ed idraulica della rete 5GDHC è stata implementata fuori linea. La simulazione termofluidodinamica della rete 4GDH/4GDC è stata invece eseguita parzialmente con City Energy Analyst.

3.2.1 Pompe di calore condensate ad aria

Dalle analisi fatte con CEA si è visto che, nel software, i COP e gli EER delle pompe di calore reversibili assumono un valore circa costante per ogni passo temporale della simulazione e la potenza elettrica assorbita dalle macchine istante per istante in modalità di riscaldamento (W_{el_h}) o di raffrescamento (W_{el_c}) viene ricavata tramite l'Equazione (2) o l'Equazione (3), dove ϕ_h e ϕ_c rappresentano le potenze termiche fornite o sottratte dalle pompe di calore reversibili.

$$W_{el_h} = \frac{\phi_h}{COP} \quad (2)$$

$$W_{el_c} = \frac{\phi_c}{EER} \quad (3)$$

Nel modello utilizzato per questa tesi invece, le Equazioni (2) e (3) sono sempre state utilizzate per ottenere la potenza elettrica dei sistemi di generazione a partire dalla domanda termica, ma i COP e gli EER sono stati modellati in modo tale che variassero dinamicamente in funzione della temperatura di bulbo secco dell'aria esterna e del funzionamento ai carichi parziali; mentre la dipendenza dalle temperature di mandata e ritorno del fluido termovettore lato impianto è stata modellata assumendo queste temperature costanti e definite in funzione della tipologia di terminale in ambiente. Excel è stato utilizzato per creare i file con le curve di prestazione delle pompe di calore, i parametri delle curve sono stati ottenuti a seguito del dimensionamento delle macchine tramite il software di selezione “Magellano” fornito gratuitamente dalla casa produttrice AERMEC: tale software permette di generare tabelle prestazionali per una vasta gamma di pompe di calore reversibili, inserendo le temperature e le proprietà del fluido termovettore lato utenza, così come definito dalle norme UNI EN 14511: 2022 e UNI EN 14825: 2022. Nel dettaglio, per ciascuna macchina si sono ottenuti i valori del COP in funzione di tre temperature dell'aria esterna: -5°C, 5°C e 15°C e delle percentuali di carico della macchina (20%-30%-40%-50%-60%-70%-80%-90%-100%); analogamente si sono ricavati gli EER per le temperature dell'aria esterna di 20°C, 30°C e 40°C e sempre nell'intervallo dei carichi parziali dal 20% al 100%. Un esempio dell'andamento del COP è riportato in Figura 6, mentre in Figura 7 sono riportati gli andamenti dell'EER.

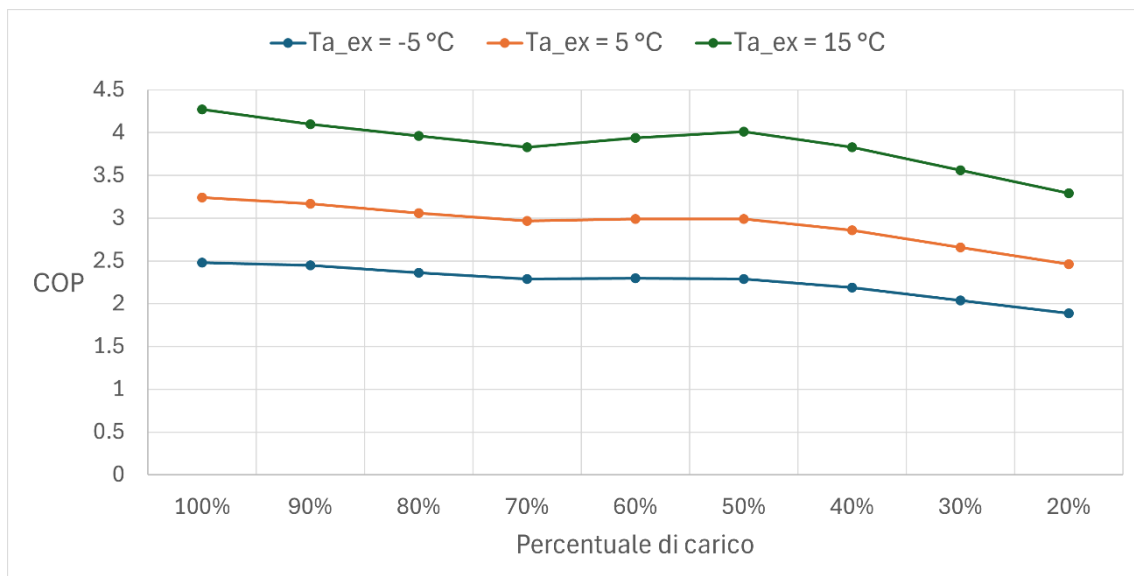


Figura 6. Prestazione in riscaldamento della pompa di calore ad aria in condizioni di temperatura di mandata e di ritorno del fluido termovettore lato utenza di 40-35 °C

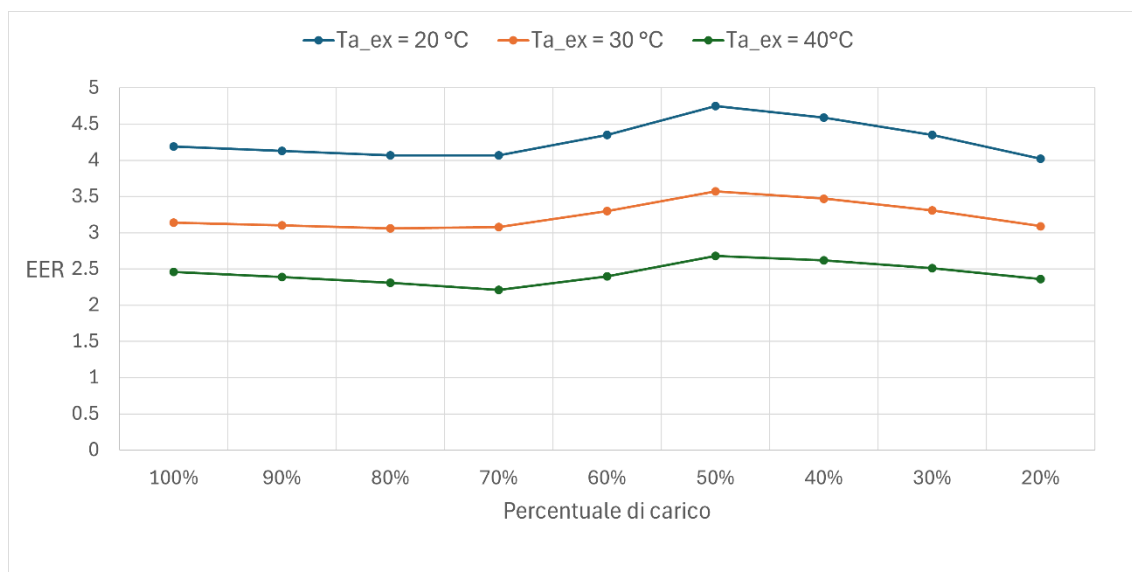


Figura 7. Prestazione in raffreddamento della pompa di calore ad aria in condizioni di temperatura di mandata e di ritorno del fluido termovettore lato utenza di 7-12 °C

I dati delle prestazioni di ogni macchina sono stati riorganizzati in Excel così come mostrato in Figura 8, nelle celle della prima colonna si sono riportate le temperature dell'aria esterna, mentre nelle celle della prima riga le percentuali di carico della macchina, le celle interne della tabella contengono invece i valori dei COP e degli EER per le diverse condizioni di funzionamento⁵.

	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	
-5°C	2.48	2.45	2.36	2.29	2.3	2.29	2.19	2.04	1.89	COP
5°C	3.24	3.17	3.06	2.97	2.99	2.99	2.86	2.66	2.46	COP
15°C	4.27	4.1	3.96	3.83	3.94	4.01	3.83	3.56	3.29	COP
20°C	4.19	4.13	4.07	4.07	4.35	4.75	4.59	4.35	4.02	EER
30°C	3.14	3.1	3.06	3.08	3.3	3.57	3.47	3.31	3.09	EER
40°C	2.46	2.39	2.31	2.21	2.4	2.68	2.62	2.51	2.36	EER

Figura 8. Esempio della struttura di una tabella con le prestazioni invernali ed estive in Excel di una pompa di calore

Il passo successivo è stato preparare per ogni edificio del distretto un file Excel con i valori di potenza termica che le pompe di calore devono fornire o sottrarre ora per ora durante l'anno a partire dai risultati della simulazione con CEA. Ciascuno di questi file ha le seguenti quattro colonne: *timestep* orario della simulazione, potenze di riscaldamento, potenze di raffreddamento e temperatura dell'aria esterna. La struttura di

⁵ I valori di efficienza che fanno riferimento al 20% del carico sono ottenuti tramite cicli di accensione e spegnimento della macchina, come dichiarato da AERMEC

entrambi i file è necessaria alla corretta importazione ed interpretazione del codice Python.

L'obiettivo che ci si è posti è quello di utilizzare i file creati per eseguire un'interpolazione bidimensionale, che calcoli ora per ora il COP o l'EER della pompa di calore, sia in funzione della percentuale di carico a cui sta lavorando la macchina rispetto alla sua potenza nominale, sia in funzione della temperatura dell'aria esterna. Per fare ciò si è utilizzato un codice Python che riceve in input i due file in formato “.x/sx”, quello con la domanda termica dell'edificio e la temperatura dell'aria esterna, e quello con le performance della pompa di calore. In seguito, viene richiesto all'utente di inserire le potenze nominali della macchina in condizioni di riscaldamento e di raffrescamento. In funzione di questi dati inseriti il codice è in grado di calcolare ora per ora a quale percentuale di carico stia lavorando la macchina, facendo il rapporto tra il carico in quell'istante di tempo e la potenza nominale, e contemporaneamente di identificare quale sia la temperatura dell'aria esterna in quell'istante di funzionamento. Successivamente, attraverso l'utilizzo della funzione “*Interpn*” presente nelle librerie di Python, il codice esegue un'interpolazione bidimensionale tra i valori simulati della percentuale di carico e temperatura dell'aria esterna con quelli di riferimento presenti nel file delle performance, determinando così i COP e gli EER dinamici. In situazioni limite che eccedono i confini dei punti di funzionamento riportati nella tabella prestazionale, come ad esempio quando la temperatura dell'aria esterna sia maggiore di 15°C, ma ci sia comunque una richiesta termica, il codice assegna il COP massimo della pompa di calore valutato a quella specifica percentuale di carico a cui sta lavorando la macchina; cosa analoga avviene se è presente una potenza di raffrescamento e la temperatura dell'aria esterna risulta minore di 20°C. Infine, il codice calcola la potenza elettrica oraria della macchina (sia per le condizioni di riscaldamento che di raffrescamento) dividendo ora per ora la potenza termica per il COP o l'EER in quell'istante di tempo. In output viene restituito il file con la domanda termica e frigorifera dell'edificio, aggiornato con le colonne contenenti i valori di COP ed EER orari e con le colonne delle potenze elettriche orarie; nel file vengono anche riportati SCOP e SEER⁶ e i fabbisogni elettrici annui per il riscaldamento e il raffrescamento.

⁶ Le efficienze stagionali sono calcolate secondo la normativa UNI EN 14825:2022 e riflettono in modo più realistico le prestazioni medie delle pompe di calore durante la stagione di riscaldamento (SCOP) e durante quella di raffrescamento (SEER) rispetto a COP ed EER valutati a condizioni di riferimento.

3.2.2 Pompe di calore di tipo acqua-acqua

Anche la modellazione delle pompe di calore reversibili che utilizzano come sorgente o pozzo termico l'acqua di falda o l'acqua della rete termica, come nel caso dello scenario 5GDHC, è stata eseguita con Python ed Excel, in modo tale da creare dei modelli con un comportamento dinamico. Le macchine di questa tipologia sono state prima dimensionate, sempre avvalendosi del software "Magellano", in seguito si sono estratte le curve prestazionali in funzione della temperatura della sorgente/pozzo termico. Questa temperatura nel caso di acqua di falda si è assunta costante durante tutto l'anno, mentre per quanto riguarda l'acqua che circola nella rete termica di quinta generazione, si è fatta l'ipotesi progettuale di mantenere l'anello caldo ad una temperatura costante di 20 °C e l'anello freddo a 15°C. In questo caso, perciò, l'andamento dei coefficienti di prestazione è stato ricavato in funzione dei carichi parziali a queste due temperature. In Figura 9 è riportato un esempio di curve prestazionali per una pompa di calore condensata ad acqua. I consumi elettrici di queste macchine sono stati ricavati creando una variante del codice utilizzato per le pompe di calore condensate ad aria, analogamente inserendo i file Excel con il carico termico/frigorifero e quelli con le prestazioni della macchina è possibile ricavare i consumi elettrici delle pompe di calore in funzione del lavoro ai carichi parziali.

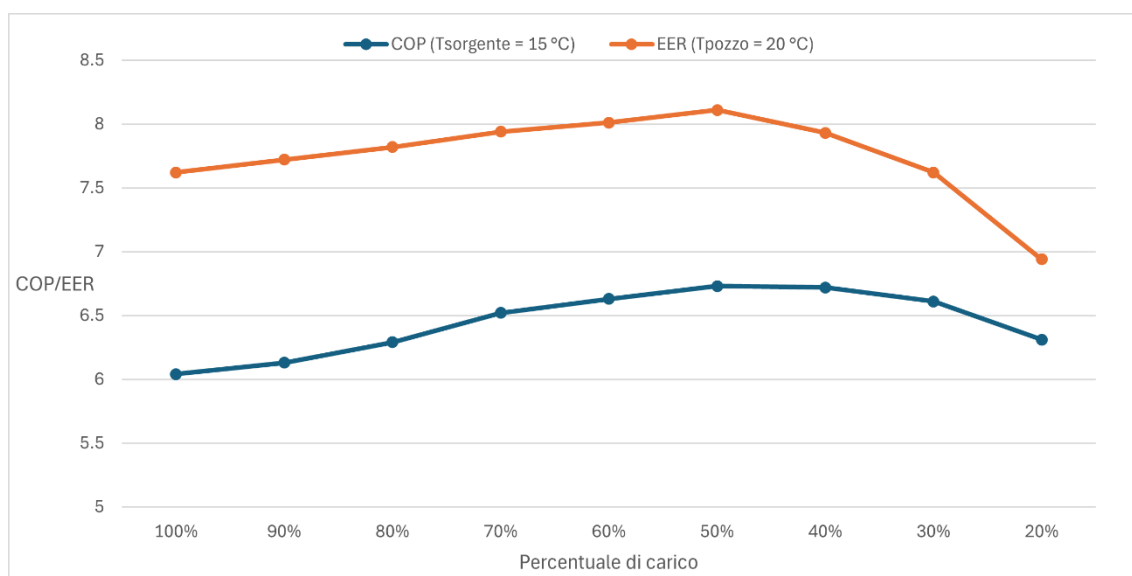


Figura 9. Esempio di curva prestazionale in raffreddamento ed in riscaldamento per una pompa di calore ad acqua.

3.2.3 Sistema 5GDHC

Questo scenario è stato analizzato modellando tutti i componenti impiantistici ed il loro funzionamento utilizzando Python, Excel e QGIS.

Il sistema è costituito da una rete termica, il cui layout è identico a quello utilizzato per la rete di quarta generazione, cambiano invece i diametri ed il materiale delle tubazioni. In questo caso si sono utilizzate delle tubazioni flessibili in polietilene ad alta densità (PEAD) e i diametri sono stati ricavati in funzione delle caratteristiche idrauliche del modello. La rete è costituita da un anello caldo in cui la temperatura del fluido termovettore è costante e fissata a 20°C e un anello freddo a 15°C. I due anelli sono connessi ad un Energy-Hub centralizzato, in cui è presente un sistema a pompa di calore reversibile geotermica ad acqua di falda. Questa è utilizzata per ripristinare la temperatura degli anelli quando il calore prelevato e quello ceduto dalle pompe di calore decentralizzate, che collegano la rete agli edifici, non si auto bilanciano. Nell'Energy-Hub è presente anche una pompa di circolazione centralizzata, il cui compito è garantire la distribuzione delle portate richieste nei rami.

L'analisi per questo scenario è stata fatta disaccoppiando il problema termico da quello idraulico: ovvero, determinando prima le portate d'acqua che circolano nella rete in funzione del carico termo-frigorifero, e di seguito utilizzando queste portate per calcolare le perdite fluidodinamiche e dimensionare la rete.

Come primo passo si è calcolata potenza termica prelevata (Φ_{prel}) dalla rete o ceduta (Φ_{ced}) ad essa tramite l'Equazione (4) e l'Equazione (5), noto ora per ora il valore degli EER e dei COP e conoscendo la potenza termica che la pompa di calore deve fornire (Φ_h) o sottrarre (Φ_c) all'impianto di condizionamento.

$$\Phi_{prel} = \Phi_h \left(1 - \frac{1}{COP} \right) \quad (4)$$

$$\Phi_{ced} = \Phi_c \left(1 + \frac{1}{EER} \right) \quad (5)$$

Si è calcolato poi il bilancio termico orario (Φ_{bil}) a livello di distretto, tra i valori della potenza termica prelevata e quella ceduta alla rete con l'Equazione (6), è stato così possibile determinare quale fosse la potenza termica che la pompa di calore reversibile dell'Energy Hub dovesse fornire o sottrarre alla rete istante per istante; infatti, se Φ_{bil} è

positivo significa che viene prelevato dalla rete più calore di quello che le viene ceduto e in questo caso la pompa di calore deve fornire energia termica per sopperire al deficit, se al contrario ϕ_{bil} è negativo, vuol dire che la potenza termica ceduta è superiore a quella prelevata e la macchina deve bilanciare questo surplus sottraendo calore. In questo bilancio non sono state incluse le perdite termiche, che si è deciso di trascurare, poiché si sta analizzando una rete di quinta generazione in cui le temperature dell'anello caldo e di quello freddo sono prossime alla temperatura del terreno in cui sono installate le tubazioni.

$$\phi_{bil} = \sum_i^n \phi_{prel} - \sum_j^n \phi_{ced} \quad (6)$$

Nota la domanda termica all'Energy Hub, il quale è dotato di un sistema a pompa di calore reversibile, che utilizza l'acqua di falda come sorgente/pozzo termico, si può determinare il consumo elettrico della macchina utilizzando la sua curva prestazionale e il modello di calcolo per le pompe di calore ad acqua. Inoltre, dalla conoscenza della domanda termica e dei COP ed EER orari si può ricavare il calore ceduto o prelevato dalla falda con le Equazioni (4) e (5).

In definitiva, conoscendo la potenza termica prelevata e quella ceduta dalle pompe di calore decentralizzate negli edifici, sono state ricavate le portate massiche ($\dot{m}$) scambiate con la rete da ogni pompa di calore tramite l'Equazione (7). Dove c_p è il calore specifico dell'acqua, che è assunto costante e pari a 4.186 kJ/(kg*K) e ΔT è il salto termico che è stato imposto pari a 5°C.

$$\phi = \dot{m} c_p \Delta T \quad (7)$$

Di seguito si affronta il problema idraulico. Il layout geometrico della rete termica è noto, così come sono note le portate circolanti nei rami primari e secondari; perciò con l'Equazione (8) si sono dimensionate le tubazioni, imponendo un valore limite massimo di velocità pari a $v = 3$ m/s, questo perché velocità troppo elevate causano sollecitazioni alle tubazioni e ai giunti, che con il tempo possono causare usura precoce e danni strutturali; inoltre, le perdite idrauliche sono direttamente proporzionali al quadrato della velocità, di conseguenza velocità troppo elevate causano perdite di pressione che implicano consumo significativo della pompa di circolazione.

$$D_{int} = \sqrt{\frac{4\dot{m}}{\rho\pi v}} \quad (8)$$

Dove ρ è la densità dell'acqua assunta pari a 998.7 kg/m³.

La modellazione e la simulazione idraulica della rete è stata eseguita tramite uno script Python che prende input due file in formato “.xlsx” creati dall'utente: uno con le portate orarie del distretto e uno con le caratteristiche geometriche della rete. Nello specifico il primo file è strutturato come una matrice, in cui ogni riga rappresenta un istante temporale, mentre nelle celle di ogni colonna sono riportati i valori di portata scambiata dalla rete con le pompe di calore decentralizzate degli edifici. Il secondo file invece è costituito dalle seguenti sei colonne:

- “Nome_Tratto”. Questa colonna contiene tutti i nomi dei tratti di tubazione che compongono la rete e identificano univocamente ciascuna ramo
- “Lunghezza”. In questa colonna sono riportate le lunghezze associate a ciascun tratto della rete
- “Diametro_interno”. Ad ogni tratto di tubazione è associato la misura del diametro interno calcolato con l'Equazione (8)
- “Rugosità”. In funzione del materiale di cui sono fatte le tubazioni in questa colonna si riporta il valore della rugosità espresso in metri
- “Nodo_Iniziale”. A ciascun tratto viene associato il nodo da cui parte, che può essere o l'Energy Hub o una giunzione con un'altra tubazione
- “Nodo_Finale”. In questa colonna si riporta, per ogni tratto, il nodo in cui termina la tubazione, che può essere o una giunzione o un edificio del distretto

Lo scopo del codice è quello di determinare le perdite di carico della rete e di calcolare le i consumi del sistema di pompaggio. Il modello è in grado di eseguire una simulazione dinamica e di calcolare per ogni passo temporale: la portata totale richiesta al sistema di pompaggio centralizzato, la prevalenza idraulica necessaria a vincere le perdite di carico distribuite e localizzate, e la potenza elettrica assorbita dalla pompa (ipotizzando un rendimento medio costante definito dall'utente). Il modello permette inoltre di identificare il percorso idraulico più sfavorito in funzione del quale dimensionare la pompa, di evidenziare anomalie nelle velocità dei tratti di tubazione, dovute ad un errato

dimensionamento a monte, ed infine, di determinare il consumo elettrico annuo del gruppo di pompaggio.

Una volta importati i file Excel sopra descritti nel codice, vengono definiti i seguenti parametri: la densità, la viscosità cinematica ed il calore specifico del fluido, il nome del nodo sorgente (associato all'Hub di generazione), il salto termico tra la mandata e il ritorno, il valore della velocità limite, il fattore per la maggiorazione delle perdite di carico distribuite (per tenere in considerazione in modo forfettario della presenza di perdite localizzate dovute a curve, giunti, valvole etc...) e il valore espresso in Pascal della perdita localizzata associata alla sottostazione/utenza termica.

Il calcolo delle perdite di carico (ΔP) per ogni tratto di tubazione avviene mediante l'equazione di Darcy-Weisbach riportata nell'Equazione (9).

$$\Delta P = \frac{1}{2} f \frac{L}{D} \rho v^2 \quad (9)$$

Dove L è la lunghezza del tratto di tubazione, D il diametro interno, ρ la densità del fluido, v la velocità nel tratto ed f è il fattore di attrito. Quest'ultimo dipende dal regime di moto (laminare o turbolento) del fluido, che è definito attraverso il calcolo del numero di Reynolds: se il regime è laminare il fattore di attrito è calcolato con l'Equazione (10), se invece è turbolento viene utilizzata la formula di Swamee-Jain, riportata nell'Equazione (11), ovvero una approssimazione esplicita dell'equazione di Colebrook-White.

$$f = \frac{64}{Re} \quad (10)$$

$$f = \frac{0.25}{[\log(\frac{\epsilon}{3.7D} + \frac{5.74}{Re^{0.9}})]^2} \quad (11)$$

Dove Re è il numero di Reynolds e ϵ la rugosità interna del tubo.

Per calcolare il percorso più sfavorito ci si è avvalsi un algoritmo topologico, che utilizza come input il file Excel con le caratteristiche della rete e che, per ogni nodo finale di tipo "Edificio", identifica a ritroso la sequenza univoca dei tratti che lo connettono all'Energy Hub. L'algoritmo serve anche al codice per determinare le portate che attraversano ogni tratto di tubazione della rete: a partire dalla portata richiesta dalle pompe di calore presenti in ciascun edificio, attraverso un processo di aggregazione viene calcolata la portata nei tratti che sono comuni a più percorsi. Note le portate e i diametri, si ricavano le velocità

orarie, attraverso l'Equazione (9) si calcolano le perdite di carico in ciascun tratto, e di conseguenza quelle in ogni percorso idraulico. La potenza elettrica assorbita (P_{el}) dal sistema di pompaggio si ricava tramite l'Equazione (12). Sommando poi il fabbisogno orario per l'intero anno si ottiene il consumo elettrico per il pompaggio. Il codice è inoltre predisposto per fornire all'utente il valore massimo della prevalenza e della potenza elettrica assorbita, nonché un report di diagnostica per la verifica delle velocità massime raggiunte in ogni tratto di tubazione, al fine di poter constatare anomalie.

$$P_{el} = \frac{\rho \dot{m} \Delta P}{\eta_{pompa}} \quad (12)$$

3.2.4 Sistema 4GDH e 4GDC

Questo scenario è stato modellato utilizzando City Energy Analyst, Excel e Python. Il modulo *Thermal Network* di CEA è stato usato per la simulazione termofluidodinamica, mentre Excel e Python sono stati utilizzati per determinare i consumi elettrici dell'Energy Hub. Come per il caso 5GDHC, all'Energy-Hub è presente una sistema di pompaggio centralizzato e una pompa di calore reversibile condensata ad acqua di falda; la rete è utilizzata sia durante la stagione invernale in modalità di teleriscaldamento a bassa temperatura (4GDH) sia nella stagione estiva in modalità teleraffrescamento (4GDC). Il modello implementato in CEA richiede in input il layout geometrico della rete, le caratteristiche fisiche delle tubazioni, le proprietà del materiale isolante con cui sono rivestite ed un diametro fittizio iniziale. Il modello parte dalla domanda termica/frigorifera richiesta dalle sottostazioni e determina la potenza che deve essere fornita o sottratta dall'Energy Hub, tenendo in considerazione lo scambio termico che avviene con il terreno lungo i tratti di tubazione tramite l'Equazione (13).

$$\Phi_{perdite} = \frac{T_{fluido} - T_{terreno}}{R_{tot}} \quad (13)$$

Dove R_{tot} è la somma delle resistenze termiche tra il fluido ed il terreno, ovvero, la resistenza convettiva interna, la resistenza conduttiva del materiale della tubazione, la resistenza conduttiva dell'isolante e la resistenza conduttiva del terreno.

Il calcolo delle perdite di carico avviene attraverso l'implementazione dell'equazione di Darcy-Weisbach e della formula di Swamee-Jain.

CEA utilizza un procedimento iterativo che calcola i valori dei principali parametri termofluidici della rete, implementando un bilancio termo-idraulico in ciascun nodo della rete. Il procedimento è brevemente qui riportato.

In prima approssimazione vengono trascurate le perdite termiche nella rete, e la portata massica alle sottostazioni è ricavata in funzione della domanda termica degli edifici e del salto di temperatura nominale tra la mandata ed il ritorno della rete. Il passo successivo consiste nel calcolo delle portate e delle perdite di carico in ciascun tratto risalendo dalle sottostazioni verso l'Energy-Hub, contemporaneamente viene calcolato il profilo termico sul ritorno e sulla mandata, considerando che a causa dello scambio termico con il terreno le temperature del fluido nella rete non restano costanti. Le temperature così calcolate sono diverse da quelle nominali definite nell'istante iniziale della simulazione; perciò, la diretta conseguenza delle perdite termiche è che, per soddisfare la potenza termica richiesta dalle sottostazioni, si debba necessariamente aumentare la portata. Con le portate appena aggiornate inizia a questo punto un nuovo ciclo di calcolo, in cui le nuove portate vengono confrontate con quelle dell'iterazione precedente, questo processo prosegue finché il sistema non va a convergenza, ovvero finché la differenza che si ottiene tra una iterazione e l'altra non è più bassa di una soglia di tolleranza o finché non si è raggiunto il numero massimo di iterazioni permesse. A questo punto il software estrae le portate, le temperature e le cadute di pressione, considerando il calore scambiato con il terreno nei rami della rete. Questo processo iterativo viene eseguito per ogni ora dell'anno simulata, ciò implica che una singola simulazione impieghi molteplici ore per giungere al termine se si utilizza un calcolatore standard [51], [64].

3.2.5 Energia per gli ausiliari

Al fine di eseguire un confronto più accurato tra i consumi energetici dei diversi scenari progettuali, si è deciso di includere nell'analisi anche l'energia elettrica assorbita dagli ausiliari, che rappresenta una quota non trascurabile del consumo totale del sistema. Ipotizzando che in tutti gli scenari analizzati la parte di impianto a valle del "sistema edificio" resti pressoché la stessa, gli ausiliari oggetto di analisi si riducono ai ventilatori delle unità condensate ad aria e alle pompe idrauliche nei sistemi con macchine condensate ad acqua di falda e reti termiche. Per le macchine ad aria il consumo dei ventilatori è particolarmente significativo in situazioni in cui la temperatura dell'aria esterna assume valori che si trovano agli estremi del campo di funzionamento della

macchina. Nelle macchine utilizzate in questo lavoro di tesi l'impatto dei ventilatori sulla potenza elettrica totale assorbita è tenuto in considerazione nei COP/EER reperiti dalle schede tecniche. Nelle pompe di calore reversibili di tipo acqua-acqua, invece, il consumo delle pompe di circolazione per il prelievo dell'acqua di falda, che hanno un impatto molto più significativo rispetto al consumo dei ventilatori nelle macchine ad aria, non è direttamente incluso nei coefficienti prestazionali delle macchine ed è stato perciò modellato.

Conoscendo per ciascuna pompa di calore ad acqua il valore della potenza termica oraria fornita o sottratta lato edificio ed il valore del COP/EER dinamico, è stata ricavata la potenza termica/frigorifera lato sorgente/pozzo con le Equazioni (4) e (5). Si è definito poi pari a 5°C il salto termico tra l'ingresso e l'uscita dalla macchina del fluido termovettore, ottenendo così la portata oraria tramite l'Equazione (7). Dopodiché per stimare la potenza elettrica assorbita dalla pompa (P_{el}) in kW si è utilizzata l'Equazione (14).

$$P_{el} = \frac{\dot{m} * H * g}{1000 * \eta_p} \quad (14)$$

Dove g è l'accelerazione di gravità, $\dot{m}$ la portata massica, η_p il rendimento della pompa, assunto costante e pari 0.75, H è la prevalenza totale.

La prevalenza totale è stata calcolata ipotizzando che la quota geodetica tra il punto di prelievo dell'acqua di falda e l'ingresso della pompa di calore sia pari a 30 metri, che dopo aver analizzato altri progetti di pompe di calore ad acqua di falda realizzati nella zona metropolitana di Milano è stata ritenuta una assunzione ragionevole. Le perdite di carico sono state calcolate tramite l'equazione di Darcy-Weisbach e maggiorate per tenere in considerazione anche della presenza di perdite di carico localizzate, come ad esempio valvole e filtri. Aggregando poi i valori orari di potenza si è ottenuto il consumo elettrico annuo per questi ausiliari.

3.3 Analisi economica e delle emissioni climalteranti

In questo lavoro di tesi si è cercato di effettuare una stima dei costi di investimento e di quelli operativi associati agli scenari analizzati. Al contempo si è voluto valutare l'impatto ambientale causato dalle diverse soluzioni di generazione adottate, in termini di emissioni

di CO2 equivalente. Entrambe le analisi sono state fatte su un periodo temporale di cinquant'anni, in cui si è considerata la sostituzione dei principali componenti di impianto a venticinque anni, ovvero alla fine della loro vita utile.

I componenti di cui si è tenuto conto nelle valutazioni sono:

- Le macchine di generazione termica e frigorifera, ovvero le pompe di calore reversibili condensate ad aria o ad acqua.
- I pozzi geotermici per l'estrazione e restituzione dell'acqua di falda.
- Le pompe idrauliche.
- Il sistema di tubazioni per la rete dello scenario 4G.
- Il sistema di tubazioni per la rete 5G.
- Le sottostazioni di scambio termico.

I componenti di cui è prevista la sostituzione a venticinque anni sono le pompe di calore, le pompe idrauliche e gli scambiatori di calore delle sottostazioni.

3.3.1 Analisi economica

La valutazione economica è stata fatta considerando sia i costi di investimento, che quelli operativi. In particolare, gli indici utilizzati per il confronto sono il “*Levelized Cost Of Heat*” (LCOH) ed il “*Levelized Cost Of Cooling*” (LCOC), questi indici economici, che sono riportati nell'Equazione (15), rappresentano il costo medio di un'unità di energia termica o frigorifera prodotta, considerando l'intero periodo di tempo analizzato. Questi parametri permettono di avere una visione chiara e completa sul lungo periodo rispetto la convenienza economica di una soluzione progettuale piuttosto che un'altra. Calcolando il valore dell'LCOH e dell'LCOC di ciascuno scenario è possibile valutare, dal punto di vista dell'utente finale, quale soluzione offra energia termica o frigorifera in modo più economico ed efficiente, tenendo in considerazione sia l'investimento iniziale, sia i costi variabili presenti e futuri, diventando particolarmente utile quando si hanno a disposizione modelli previsionali di questi ultimi.

$$LCOH/LCOC = \frac{\sum_{t=0}^{50} \frac{I_t + O\&M_t + E_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^{50} \frac{Q_t}{(1+i)^t}} \quad (15)$$

Dove I_t sono i costi di investimento (in questo caso specifico presenti nell'anno $t = 0$ e nell'anno $t = 25$), $O\&M_t$ sono i costi operativi e di manutenzione, E_t sono i costi dei

consumi elettrici associati alla generazione termo-frigorifera, Q_t è l'energia termo-frigorifera prodotta e necessaria al soddisfacimento dei fabbisogni del distretto, i è il tasso di sconto del progetto e t il tempo.

Per calcolare i due indici economici, il costo dell'energia elettrica è stato ottenuto considerando i consumi elettrici degli scenari ed un prezzo unitario in €/kWh dell'elettricità acquistata dalla rete elettrica nazionale, su cui sono state fatte alcune assunzioni che verranno discusse nel capitolo dedicato ai risultati. I costi di investimento e di *O&M* sono stati stimati utilizzando dei database europei e alcune schede tecniche di produttori. In particolare, per le pompe di calore decentralizzate a livello di edificio si è fatto riferimento allo studio “*Techno-economic projections until 2050 for smaller heating and cooling technologies in the residential and tertiary sectors in the EU*” eseguito per il Joint Research Centre della Commissione Europea [20]. Questo studio fornisce i dati tecno-economici per molteplici tecnologie di generazione di piccola e media taglia, in particolare i CAPEX, espressi come costo per unità di capacità installata in €/kW, e in cui sono compresi sia i costi del componente sia quelli di installazione, più eventuali costi aggiuntivi specifici per quella determinata tecnologia; gli OPEX rappresentano i costi di manutenzione e gestione e sono riportati in €/kW/anno o €/unità/anno. Per stimare i costi delle macchine di grossa taglia e delle sottostazioni di scambio termico negli scenari centralizzati di generazione (4G e 5G), si è utilizzato uno studio analogo al precedente ma per sistemi di grossa taglia “*Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*” realizzato sempre per il JRC [65]. I CAPEX delle tubazioni che costituiscono le reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento sono stati ottenuti in funzione della lunghezza, del diametro di ciascun tratto e del materiale in cui sono realizzate. Per il sistema 4GDH/4GDC, le tubazioni sono di tipo twin-pipe in materiale metallico e pre-isolate; mentre, per il sistema 5GDHC sono in materiale plastico senza isolamento. Per i costi, espressi per unità di lunghezza, si è fatto riferimento alla documentazione citata in “*nPro*” [66], questi costi sono comprensivi del costo della tubazione e del costo di installazione, il quale dipende dal tipo di terreno e dalla zona in cui vengono installate. Gli OPEX annui per le tubazioni sono stati assunti pari all'1% dei costi di investimento [66]. Per le pompe di circolazione si è fatto riferimento ai cataloghi dei produttori, facendo una stima in funzione della taglia e della tipologia di pompa.

Inoltre, si è deciso di valutare anche quale sarebbe il tempo di rientro attualizzato dell'investimento (*Discount Payback Period* DPP) per i due scenari con rete termica (4GDH/4GDC e 5GDHC) rispetto alla soluzione con pompe di calore ad aria decentralizzate a livello di edificio, che è stata considerata come scenario base. Nel calcolo si è tenuto conto di un tasso di inflazione per i costi O&M e di un tasso di sconto.

3.3.2 Analisi emissioni climalteranti

La valutazione dell'impatto in termini di emissioni di GHG dei diversi scenari modellati è stata analizzata considerando, sul periodo di cinquant'anni, sia le emissioni di tipo "*embodied carbon*" sia quelle di tipo "*operational carbon*", le prime sono associate alle fasi di costruzione e di dismissione del prodotto, le seconde alla fase di utilizzo vera e propria. In base ai dati disponibili, si è scelto di includere, per tutti i componenti oggetto di analisi, le emissioni associate alle fasi di produzione e dismissione. Per quanto riguarda la fase operativa, sono stati considerati gli impatti ambientali derivanti dal consumo di energia elettrica prelevata dalla rete nazionale italiana, nonché le emissioni imputabili alle perdite di refrigerante dal circuito delle pompe di calore.

Facendo riferimento allo standard internazionale UNI EN 15804 per la quantificazione delle emissioni di tipo "*embodied carbon*" si sono considerati gli stadi A1-A3 (relativi alla fase di costruzione del componente) e C (relativo alla fase di fine vita del componente). I dati necessari alla valutazione di queste fasi sono stati ottenuti tramite gli EPD dei prodotti, consultabili in maniera gratuita dalla piattaforma "*EPD International*" [67], oppure avvalendosi del software commerciale OneClick®. Per quanto concerne la fase di utilizzo, sono stati considerati gli stadi B1, in riferimento alle perdite di refrigerante, e B6, per quanto riguarda l'uso di energia elettrica. In merito alle perdite di refrigerante, la letteratura scientifica [68], [69] indica valori medi annuali pari al 2-6% della carica iniziale. Tuttavia, tali valori rappresentano un caso conservativo e possono sovrastimare la perdita in condizioni operative reali e in presenza di macchine nuove. Per tale motivo, nel presente lavoro di tesi è stato adottato un valore più realistico pari all'1,5% annuo, a condizione che il sistema sia progettato secondo gli standard di settore e sottoposto a regolare manutenzione. La quantità annuale di refrigerante dispersa è stata moltiplicata per il relativo *Global Warming Potential* (GWP), specifico per ciascun tipo di refrigerante, al fine di ottenere le emissioni in termini di tonnellate di CO₂ equivalente. Per quanto riguarda lo stadio B6, le emissioni sono state calcolate moltiplicando i

consumi elettrici per il fattore di emissione, questo fattore è specifico per l'elettricità derivante dal mix energetico nazionale italiano. Poiché l'orizzonte temporale dell'analisi è pari a cinquant'anni, e in considerazione delle politiche di decarbonizzazione del settore elettrico previste nei prossimi decenni, il fattore di emissione non è un valore costante. Perciò, il suo andamento è stato stimato utilizzando la proiezione sviluppata da CRREM (*Carbon Risk Real Estate Monitor*) riferita allo scenario di contenimento dell'aumento di temperatura globale entro 1,5°C, in linea con gli obiettivi fissati dagli Accordi di Parigi (Figura 10). Di conseguenza, le emissioni associate allo stadio B6 non sono state assunte come costanti nel tempo, ma tendono progressivamente a ridursi nel corso del periodo di analisi.

Infine, per questa analisi di impatto ambientale si ritiene necessario citare due studi che sono stati particolarmente utili per la fase di impostazione del lavoro e di valutazione dei risultati, ovvero il lavoro di Gjoka et al. [70] ed il lavoro di Seyedabadi et al. [71]

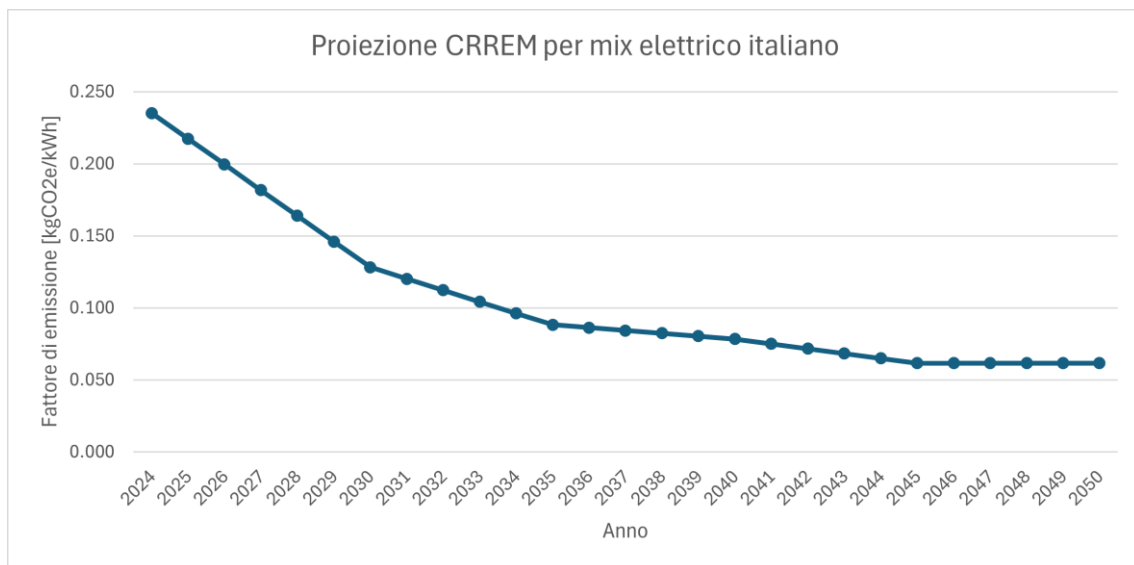


Figura 10. Andamento del fattore di emissione per lo scenario di decarbonizzazione al 2050.

4 Caso studio e simulazione

4.1 Caso studio

Il caso studio che si è utilizzato nel presente lavoro di tesi si riferisce ad un complesso edilizio costituito da edifici di nuova costruzione o parzialmente ristrutturati, situato in un distretto urbano nel comune di Milano, in Italia. Il complesso sorgerà in un'area la cui superficie lorda è di circa 120 000 m². Nel complesso sono presenti 28 edifici che coprono in totale una superficie in pianta lorda di circa 52 000 m², mentre la GFA⁷ totale è circa 300 000 m². Rispetto alla superficie lorda totale il 13% della GFA è ad uso residenziale, il 45% ad uso universitario/scolastico, il 9% ad uso culturale, il 15% ad uso uffici e il restante 18% ad uso commerciale/ristorazione.

Inizialmente si è definito il confine teorico entro il quale si dovesse effettuare l'analisi comparativa, si è assunto che: la geometria, le proprietà termofisiche dei componenti architettonici, i carichi endogeni e le relative *schedule*, così come la tipologia degli impianti HVAC presenti all'interno degli edifici del distretto, restassero sostanzialmente invariati tra i diversi scenari e perciò sono stati modellati in CEA una sola volta. Il confronto è stato fatto unicamente sulle diverse strategie impiantistiche adottate per il soddisfacimento della domanda termica e frigorifera degli edifici del distretto, prendendo in esame i componenti a monte del "sistema edificio".

Dal momento che le politiche energetiche europee e italiane stanno perseguendo l'obiettivo di elettrificare sempre di più gli usi finali di energia, e che in tal senso, per gli edifici di nuova costruzione, i sistemi a pompe di calore reversibile sono ormai la strategia comunemente adottata, poiché offrono prestazioni superiori e impatti ambientali minori rispetto alle convenzionali caldaie a gas; si è deciso di modellare gli scenari in modo tale che l'unica fonte di energia primaria per la produzione termica fosse solamente quella elettrica. Nel distretto non sono presenti sistemi alimentati tramite altre fonti di energia primaria, in particolare, non sono presenti impianti alimentati con fonti fossili. Gli scenari modellati sono:

- *Decentralizzato con pompe di calore reversibili condensate ad aria*

⁷ Area ottenuta dalla somma delle aree di tutti i solai, includendo i muri esterni ed escludendo la superficie del tetto.

In questo scenario il sistema di generazione al servizio delle utenze è costituito da pompe di calore reversibili condensate ad aria. Ogni edificio del distretto ha la propria pompa di calore, che soddisfa i fabbisogni termici per riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria (considerata solo per il residenziale) e raffrescamento. Il raffrescamento costante richiesto dalle sale computer presenti nel modello è soddisfatto mediante refrigeratori condensati ad aria ad alta efficienza. Il modello utilizzato per le pompe di calore è quello descritto nel sottoparagrafo 3.2.1.

- *Decentralizzato con pompe di calore geotermiche*

Analogamente al primo scenario, anche in questo la generazione è indipendente per ogni edificio, ma al posto delle pompe di calore reversibili ad aria, si utilizzano pompe di calore acqua-acqua di tipo geotermico. In questo scenario il modello per le macchine è quello illustrato nel sottoparagrafo 3.2.2 e si sono considerati anche i consumi associati al pompaggio dell'acqua di falda.

- *Centralizzato con rete di distribuzione 4GDH e 4GDC a bassa temperatura ed Energy-Hub e refrigeratori*

In questo caso la generazione termica è completamente centralizzata, tramite la presenza di un Energy Hub, ovvero una stazione dove è installata la pompa di calore geotermica ad acqua di falda di grossa taglia e il gruppo di pompaggio, atto a garantire la circolazione del fluido termovettore nella rete. La rete è responsabile del soddisfacimento della domanda termica di riscaldamento invernale e della domanda di raffrescamento estivo degli edifici, mentre il raffrescamento delle sale informatiche è soddisfatto tramite refrigeratori condensati ad aria. Per la produzione di acqua calda si utilizzano pompe di calore condensate ad aria.

- *Centralizzato con rete di distribuzione 5GDHC a bassissima temperatura ed Energy-Hub*

Questo scenario presenta un sistema di tipo 5GDHC atto a soddisfare i fabbisogni termici di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria. Una parte della domanda è soddisfatta da pompe di calore reversibili ad acqua decentralizzate che collegano la rete e gli edifici, mentre, la restante parte di energia termica che non è bilanciata direttamente all'interno della rete, viene integrata tramite un Energy-Hub, il quale è equipaggiato con una pompa di calore geotermica ad acqua di falda di tipo reversibile. La peculiarità di questa rete è di

poter gestire i carichi termici e frigoriferi contemporaneamente. Inoltre, in questo caso la domanda termica di raffrescamento delle sale IT è soddisfatta interamente da pompe di calore ad acqua connesse alla rete, a differenza dello scenario 4G in cui vengono utilizzate pompe di calore condensate ad aria.

4.2 Modellazione degli edifici del distretto

4.2.1 Geometria

La prima criticità affrontata è stata la modellazione geometrica degli edifici; infatti, dal momento che il tool integrato nel software CEA permette di ottenere la geometria e le caratteristiche solamente degli edifici esistenti tramite OpenStreetMaps [72], in questo caso non è stato possibile utilizzarlo, in quanto il caso studio è costituito interamente da edifici di nuova costruzione non ancora realizzati; perciò, la modellazione è stata fatta manualmente con l'ausilio del software gratuito QGIS. Quest'ultimo è un software open-source di tipo GIS dotato di interfaccia grafica e sviluppato per l'analisi, la manipolazione e la visualizzazione di dati geospaziali. Il software è in grado di leggere e gestire due principali macrocategorie di dati: *vettoriali* (ESRI Shapefile, Geopackage, AutoCAD DXF etc...) e di tipo *raster* (TIFF, GRASS raster, JPEG etc...). I primi si utilizzano per rappresentare gli elementi tramite oggetti geometrici associati ad un sistema di coordinate e a delle tabelle di attributi; i secondi utilizzano immagini o modelli digitali costituiti da una griglia di pixel, a cui sono associate le informazioni specifiche. QGIS permette di importare all'interno di ciascun progetto i file sottoforma di *layers*, a ciascuno di questi è associato un proprio CRS [73]. Un CRS è un sistema di riferimento che permette di localizzare in maniera univoca un oggetto nello spazio reale, le due tipologie principali sono i *CRS geografici* e i *CRS proiettati*: i primi sono utilizzati per definire dove è localizzato un oggetto sulla superficie terrestre, i secondi permettono di passare da una localizzazione su superficie sferica ad una di tipo piatta, come la rappresentazione sullo schermo di un PC [74]. QGIS in questo lavoro di tesi è stato utilizzato per georeferenziare un file di Autocad contenente la geometria in pianta degli edifici, e per assegnare a ciascun edificio le tabelle con gli attributi necessari per essere importato in CEA. Per fare ciò si sono seguiti i passaggi riportati di seguito.

Su QGIS si sono installati due plugin: “*Coordinate Capture*” e “*Another DXF Importer*”, che permettono rispettivamente di catturare le coordinate in differenti sistemi di

riferimento e di importare un file DXF per essere georeferenziato tramite un *worldfile*. Si sono poi aperti due progetti: uno con il *layer* OpenStreetMap, contenente la località del distretto di Milano nel sistema di riferimento delle coordinate EPSG:4326 – WGS 84; ed un secondo progetto con il file DXF privo di sistema di riferimento delle coordinate. Tramite il plugin “*Coordinate Capture*” si sono salvate in un file di testo le coppie di coordinate dei quattro angoli, che definiscono il perimetro del sito del caso studio. Le coppie di coordinate caricate nel file di testo derivano sia dal *layer* di OpenStreetMap sia da quello con il file DXF, il file di testo è stato poi convertito in un *worldfile*. Tramite il plugin “*Another DXF Importer*” si è utilizzato il *worldfile* per trasformare il file DXF in uno *Shapefile*. Successivamente nel progetto con il *layer* OpenStreetMap si è importato lo *Shapefile* geometrico, georeferenziato tramite il sistema di riferimento delle coordinate EPSG:4326 – WGS 84, ottenendo così che le piante dei nuovi edifici del file CAD fossero esattamente geolocalizzate nel distretto del caso studio.

A questo punto si è creato lo *Shapefile* finale del modello da importare in CEA. Per fare ciò si è generato un nuovo *shapefile layer*, utilizzato per disegnare i poligoni da estrarre al fine di generare la geometria tridimensionale degli edifici. Gli attributi di ogni poligono creato in questo *layer* sono “*Name*”, che indica il nome identificativo dell’edificio; “*floor_ag*”, che rappresenta il numero di piani fuori terra; “*floor-bg*”, ovvero il numero di piani sottoterra; “*height_ag*” e “*height_bg*” che indicano rispettivamente l’altezza sopra e sotto il piano terra. Una volta creati tutti i poligoni come mostrato in Figura 11, si è esportata la geometria in formato *Shapefile*, con denominazione “*zone.shp*”.



Figura 11. Superfici in pianta degli edifici su QGIS

Una volta importato il file con la geometria bidimensionale in CEA si è inizializzato un nuovo scenario di analisi.

Come prima cosa, in funzione delle informazioni a disposizione del caso studio, si è definito il numero di piani e l'altezza di ciascun edificio come in Tabella 1.

Tabella 1. Proprietà geometriche degli edifici

Name	Floor_ag	Floor_bg	Height_ag [m]	Height_bg [m]
B001	7	1	25	3
B002	9	1	31	3
B003	9	1	31	3
B004	5	1	18	3
B005	5	1	18	3
B006	9	1	31	3
B007	7	1	25	3
B008	4	1	15	3
B009	7	1	25	3
B010	9	1	31	3
B011	8	1	28	3
B012	7	1	25	3
B013	7	1	25	3

B014	2	1	8	3
B015	6	1	20	3
B016	6	1	20	3
B017	4	1	17	3
B018	4	1	17	3
B019	4	1	17	3
B020	4	1	17	3
B021	1	1	6	3
B022	2	1	12	3
B023	2	1	12	3
B024	2	1	13	3
B025	2	1	13	3
B026	2	1	13	3
B027	2	1	15	3
B028	6	1	22	3

Utilizzando poi il tool “*Surroundings helper*” di CEA si è ottenuta la geometria degli edifici adiacenti, reperita da OpenStreetMaps impostando un raggio di ricerca di 200 m intorno al distretto. Le altezze degli edifici circostanti sono state direttamente rilevate tramite il sistema GIS e, tranne alcune eccezioni, presentano un’altezza media fuori terra di 18 m. Successivamente si sono usati i tool integrati “*Streets helper*” e “*Terrain helper*” per reperire da OpenStreetMaps la geometria delle strade interne o adiacenti il sito di analisi e la topografia del terreno. In Figura 12 è riportato il modello geometrico tridimensionale del caso studio, in grigio scuro gli edifici modellati e oggetto di analisi, mentre in grigio chiaro gli edifici utilizzati per la simulazione della radiazione solare ma non inclusi nell’analisi energetica del caso studio.



Figura 12. Geometria del caso studio

Come si evince dalla Figura 12, la geometria degli edifici modellata è rappresentata mediante parallelepipedi, ed è quindi semplificata rispetto alla geometria reale, soprattutto per quanto riguarda le forme dei tetti. Questo limite è dovuto al livello di dettaglio implementato nel software. Si sottolinea che, come visto, questa è una approssimazione comune presente in molti software UBEM e largamente accettata per questo tipo di analisi. In questo specifico caso si è cercato ugualmente di modellare gli edifici del caso studio in modo tale che rispettassero il più possibile la forma ed il volume degli edifici reali. In Tabella 2 è riportata la GFA e l'area netta occupata di ciascun edificio.

Tabella 2. Aree degli edifici

Edificio	GFA [m ²]	Area netta occupata [m ²]
B001	3759	3195
B002	4536	3855
B003	4330	3681
B004	4190	3561
B005	4262	3623
B006	4457	3788
B007	4627	3933
B008	1746	1484
B009	7687	6534
B010	5941	5050
B011	4132	3512
B012	2374	2018
B013	3678	3126
B014	4808	4087
B015	74329	63180
B016	80383	68325
B017	4096	3481
B018	6903	5867
B019	6626	5632
B020	5471	4650
B021	3151	2679
B022	4916	4179
B023	9584	8146
B024	5217	4434
B025	5130	4360
B026	5192	4413
B027	9737	8277
B028	15081	12819

4.2.2 Proprietà termofisiche degli edifici

Nella tab “*Database Editor*” di CEA si è realizzato un database ad-hoc per il caso studio, con i “*Construction-Standard*”, ovvero gli Archetipi, modellati per ciascuna tipologia di edificio presente. Questi sono gruppi di proprietà riuniti in un unico blocco tipologico. In particolare, si sono creati sette archetipi di riferimento (Residenziale, Uffici, Università/Scuola, Commerciale, Museo, Teatro, Ristorazione) ad ognuno dei quali sono associate le caratteristiche dell’involucro edilizio, le caratteristiche degli impianti HVAC e quelle dei sistemi di generazione.

Poiché al momento della modellazione non si disponeva di informazioni dettagliate sulle stratigrafie e, ad ogni modo, esse sono una costante nei diversi scenari dell’analisi, si è

deciso di modellare i componenti opachi e trasparenti di nuova costruzione tramite le librerie già presenti nel software, affinché i valori di trasmittanza termica delle superfici del modello fossero conformi ai valori limite presenti nell'Appendice A del D.M. del 26 giugno 2015 per la zona climatica E, di cui Milano fa parte. Per tutti gli edifici si sono utilizzati i medesimi componenti, con le seguenti proprietà:

- Capacità termica areica $C_m = 165000 \text{ J/m}^2\text{K}$
- Ricambi d'aria orari dovuti alle infiltrazioni $n_{50}^8 = 3 \text{ h}^{-1}$
- Componenti trasparenti:
 - Trasmittanza termica del serramento $U_g = 1.1 \text{ W/m}^2\text{K}$
 - Fattore di trasmissione solare totale $g_{gl+sh} = 0.3$
 - Coefficiente che esprime la frazione di telaio $F_F = 0.2$
 - Emissività $\epsilon = 0.02$
- Copertura verso l'esterno:
 - Trasmittanza termica $U = 0.15 \text{ W/m}^2\text{K}$
 - Coefficiente di assorbimento solare $a = 0.5$
 - Emissività della superficie esterna $\epsilon = 0.95$
 - Coefficiente di riflessione nell'infrarosso $r = 0.5$
- Pareti verticali verso l'esterno:
 - Trasmittanza termica $U = 0.2 \text{ W/m}^2\text{K}$
 - Coefficiente di assorbimento solare $a = 0.68$
 - Emissività della superficie esterna $\epsilon = 0.92$
 - Coefficiente di riflessione nell'infrarosso $r = 0.32$
- Trasmittanza termica del pavimento a contatto con il terreno e dei solai $U = 0.25 \text{ W/m}^2\text{K}$
- Coefficiente di ombreggiamento quando i dispositivi ombreggianti sono attivi, definito in accordo con la ISO 13790 $rf_{sh} = 0.08$

Inoltre, per i sette standard si sono definiti i seguenti coefficienti: frazione di GFA con carichi elettrici E_s ; frazione di GFA fuori terra condizionata HS_{ag} ; frazione di GFA interrata condizionata HS_{bg} ; frazione di GFA che rappresenta l'area calpestabile al netto di partizioni interne N_s ; frazione di superficie vetrata rispetto alla superficie della facciata

⁸ Riferiti a 50 Pa di pressione differenziale.

WWR. I coefficienti sono frutto di assunzioni fatte in relazione alle informazioni disponibili, un riassunto è visibile in Tabella 3.

Tabella 3. Assegnazione coefficienti

Archetipo	E_s	Hs_{ag}	Hs_{bg}	N_s	WWR
1-Residenziale	0.82	0.85	0	0.85	0.3
2-Uffici	0.82	0.85	0	0.85	0.35
3-Ristorazione	0.82	0.85	0	0.85	0.3
4-University/school	0.82	0.85	0	0.85	0.4
5-Commerciale	0.82	0.85	0	0.85	0.3
6-Museo	0.82	0.85	0	0.85	0.5
7-Teatro	0.82	0.85	0	0.85	0.3

4.2.3 Sistemi HVAC

I sistemi HVAC lato utenza sono stati modellati con i sistemi presenti nelle librerie di CEA come in riportato in Tabella 4. La modellazione di questi impianti serve a stimare quale sia l'effettiva potenza termica e/o frigorifera che il sistema di generazione deve essere in grado di gestire, al netto delle perdite termiche di distribuzione all'interno dell'edificio, le quali dipendono dalla tipologia di impianto e dai parametri di funzionamento.

Tabella 4. Impianti HVAC

STANDARD	Riscaldamento	Raffrescamento	ACS	Ventilazione
1-Residenziale	Pannelli radianti a pavimento	Pannelli radianti a pavimento	Produzione centralizzata a 55°C	Ad aria primaria con recuperatore di calore
2-Uffici	Pannelli radianti a soffitto	Pannelli radianti a soffitto	-	Ad aria primaria con recuperatore di calore
3-Ristorazione	Pannelli radianti a pavimento	Pannelli radianti a pavimento	-	Ad aria primaria con recuperatore di calore
4-Scolastico/universitario	Pannelli radianti a soffitto	Pannelli radianti a soffitto	-	Ad aria primaria con recuperatore di calore
5-Commerciale	Impianto a tutt'aria	Impianto a tutt'aria	-	Impianto a tutt'aria

6-Museo	Pannelli radianti a pavimento	Pannelli radianti a pavimento	-	Ad aria primaria con recuperatore di calore
7-Teatro	Impianto a tutt'aria	Impianto a tutt'aria	-	Impianto a tutt'aria

CEA, essendo uno strumento di tipo UBEM, permette di modellare questi sistemi in maniera semplificata, utilizzando pochi parametri. Inoltre, se si considera che tra gli scenari oggetto di analisi, sono solamente i sistemi di conversione/generazione di energia termica a monte del “sistema edificio” a variare, mentre, gli impianti HVAC a valle e i rimangono pressoché identici in tutti gli scenari, questa modellazione semplificata non influisce sullo scopo della valutazione.

In City Energy Analyst è disponibile un database contenente i modelli base sviluppati per le tipologie di terminali per la climatizzazione mostrati in Tabella 4. In funzione delle informazioni disponibili per il caso studio, si è deciso di procedere utilizzando i modelli già presenti nel software, apportando alcune modifiche ai parametri. Per i pavimenti radianti si è utilizzato il modello “*HVAC_HEATING_AS4*” in condizioni di riscaldamento invernale, e “*HVAC_COOLING_AS5*” in condizioni di raffrescamento estivo; per questa tipologia le temperature di progetto di mandata e di ritorno del fluido termovettore (in questo caso acqua) sono rispettivamente 40-35 °C in modalità di riscaldamento e 18-23 °C in modalità di raffrescamento. La temperatura di emissione è calcolata dal software tenendo conto di un fattore di correzione associato alle perdite caratteristiche di questo sistema HVAC. Per i soffitti radianti sia in modalità di riscaldamento che raffrescamento i parametri sono analoghi a quelli dei pavimenti radianti. Gli impianti a tutt'aria sono stati modellati utilizzando il sistema “*HVAC_HEATING_AS3*” per la modalità di riscaldamento ed il sistema “*HVAC_COOLING_AS3*” per la modalità di raffrescamento; la temperatura di mandata dell'aria in ambiente è 36°C d'inverno e 16°C d'estate, mentre, le temperatura di mandata e di ritorno del fluido termovettore che serve la batteria di riscaldamento sono rispettivamente 40°C e 30°C, analogamente per la batteria di raffrescamento la temperatura di mandata è 7°C, il ritorno è a 12 °C. Per gli edifici dotati di impianti di ventilazione meccanica, che operano per garantire le portate d'aria IAQ si è selezionato il sistema “*HVAC_VENTILATION_AS2*”, ovvero il modello di ventilazione meccanica con *demand control* ed economizzatore presente in libreria. Infine, il software

richiede che vengano assegnate delle tipologie di controllori, al fine di calcolare le perdite termiche del sistema di emissione. Non avendo informazioni precise sulle strategie di controllo e non essendo necessaria una modellazione così dettagliata ai fini di questa analisi, si sono lasciati i controllori di default “*HVAC_CONTROLLER_AS2*” o “*HVAC_CONTROLLER_AS3*”, che rappresentano dei controllori di tipo PI o PI con calibrazione ottimale.

In accordo con il decreto del Presidente della Repubblica n.74 del 16 aprile 2013, che fissa i periodi di accensione del riscaldamento durante l’anno in funzione delle sei zone climatiche italiane, nel software come arco di tempo in cui può funzionare il riscaldamento nella zona climatica E è stato assegnato il periodo compreso tra il 15 ottobre e il 15 aprile.

4.2.4 Destinazioni d’uso, set-points e carichi endogeni

In CEA, come in molti altri software di tipo UBEM, ogni edificio rappresenta una singola zona termica da simulare. Poiché la destinazione d’uso di un edificio reale può non essere univoca, il software permette di modellare parzialmente edifici a destinazione d’uso mista, richiedendo all’utente di inserire per ciascun edificio le destinazioni d’uso presenti e la percentuale d’area ad esse associata rispetto alla GFA totale. In questo modo il software, seppur trattando ciascun edificio come una singola zona termica, è in grado di calcolare i carichi interni associati alle diverse destinazioni facendo una proporzione sulla GFA. Per il caso studio in esame la ripartizione delle destinazioni d’uso non è nota nel dettaglio; perciò, basandosi sui dati a disposizione si sono fatte alcune assunzioni realistiche, che rimangono tuttavia una approssimazione di cui va tenuto conto in fase di analisi dei risultati. Queste sono state assegnate agli edifici come mostrato in Tabella 5. Come si può osservare dalla tabella, agli edifici prevalentemente ad uso residenziale si è aggiunta una quota destinata alla ristorazione o a piccoli negozi di alimenti; analogamente gli edifici dal B017 al B020 hanno una frazione di spazio destinata alla presenza di negozi. Per gli edifici sede degli spazi universitari (B015 e B016) e per i grossi uffici (B024 e B025) si è assunto che ci fossero un insieme di sale IT con un impatto globalmente non trascurabile, che sono state considerate mediante l’assegnazione di una frazione d’area alla tipologia di spazio *Server Rooms*.

Tabella 5. Destinazione d'uso degli edifici

Edificio	Destinazione d'uso 1	Frazione rispetto alla GFA	Destinazione d'uso 2	Frazione rispetto alla GFA	Destinazione d'uso 3	Frazione rispetto alla GFA
B001	Multi Residenziale	1	-	-	-	-
B002	Multi Residenziale	0.8	Ristorazione	0.2	-	-
B003	Multi Residenziale	0.8	Ristorazione	0.2	-	-
B004	Multi Residenziale	0.8	Ristorazione	0.2	-	-
B005	Multi Residenziale	1	-	-	-	-
B006	Multi Residenziale	0.8	Ristorazione	0.2	-	-
B007	Multi Residenziale	0.9	Ristorazione	0.1	-	-
B008	Multi Residenziale	0.9	Negozi di alimenti	0.1	-	-
B009	Multi Residenziale	0.9	Negozi di alimenti	0.1	-	-
B010	Multi Residenziale	0.8	Negozi di alimenti	0.2	-	-
B011	Multi Residenziale	0.8	Negozi di alimenti	0.2	-	-
B012	Multi Residenziale	0.8	Negozi di alimenti	0.2	-	-
B013	Multi Residenziale	0.8	Negozi di alimenti	0.2	-	-
B014	Scuola primaria	1	-	-	-	-
B015	Università	0.99	Stanza Server	0.01	-	-
B016	Università	0.98	Stanza Server	0.02	-	-
B017	Ufficio	0.9	Commerciale	0.1	-	-
B018	Ufficio	0.9	Commerciale	0.1	-	-
B019	Ufficio	0.9	Commerciale	0.1	-	-
B020	Ufficio	0.9	Commerciale	0.1	-	-
B021	Teatro	1	-	-	-	-
B022	Ristorazione	1	-	-	-	-
B023	Commerciale	1	-	-	-	-
B024	Ufficio	0.99	Stanza Server	0.01	-	-
B025	Ufficio	0.99	Stanza Server	0.01	-	-
B026	Commerciale	1	-	-	-	-
B027	Museo	1	-	-	-	-
B028	Ufficio	0.6	Commerciale	0.2	Ristorazione	0.2

I set-points e i set-backs di temperatura in condizioni di riscaldamento e raffrescamento sono stati assegnati a seconda della destinazione d'uso dell'edificio [75] e come riportato in Tabella 6. I set-points di umidità relativa sono stati fissati in modo tale da mantenere un tasso compreso tra il 30% e il 60% di umidità relativa negli ambienti. Le portate di IAQ della ventilazione meccanica sono state definite rispettando le norme della serie UNI EN 16798 per le diverse tipologie di edifici.

Tabella 6. Set-points di temperatura.

Edificio	T_h_set°C	T_c_set°C	T_h_setb°C	T_c_setb°C
Residenziale	20	26	14	32
Scuola	20	26	14	32
Università	20	26	14	32
Museo	21	24	14	30
Commerciale	21	24	14	28
Teatro	22	24	14	30
Uffici	20	26	14	32
Ristorazione	21	24	14	30
Server room	18	26	12	27

Un aspetto fondamentale quando si svolge una simulazione di tipo dinamico consiste nel definire quali carichi endogeni debbano essere presi in considerazione e quali siano i valori numerici da assegnargli. Infatti, i carichi endogeni influenzano in maniera diretta il bilancio termico di un ambiente e di conseguenza hanno un impatto sia sul dimensionamento degli impianti di condizionamento/climatizzazione, sia sull'effettiva potenza che viene da questi erogata o sottratta istante per istante. Perciò, contribuiscono a definire il fabbisogno per il riscaldamento ed il raffrescamento. Essendo carichi di tipo dinamico, se si vuole eseguire una analisi che simuli il più realisticamente possibile il loro impatto sul bilancio energetico, la loro variazione nel tempo deve essere considerata. Per fare ciò, per ogni tipo di carico viene definito un valore nominale o di picco, al quale è associato un profilo temporale di utilizzo, che esprime l'andamento istante per istante del carico. CEA permette di modellare e simulare diverse tipologie di carichi interni, per questa modellazione sono stati presi in considerazione quelli di occupazione, illuminazione, apparecchiature elettriche e apparecchiature IT. Si è deciso di modellare i carichi interni per ciascuna destinazione d'uso degli edifici utilizzando come riferimento lo standard internazionale ASHRAE 90.1. Per i valori di picco dei carichi elettrici si sono utilizzati quelli che la normativa propone per il modello di Baseline ridotti del 20%, per

tenere conto del fatto che il caso studio è costituito da edifici di nuova costruzione, e quindi dotato di sistemi più performanti. I profili di utilizzo sono stati reperiti dall'ASHRAE 90.1 User Manual, a partire da questi, per gli edifici ad uso scuola/università si sono apportate alcune modifiche al fine di essere più allineati al contesto italiano.

Per l'occupazione si sono utilizzati dei valori specifici espressi in metri quadrati disponibili per persona, e ad ogni individuo è stata associata una quota di calore sensibile emessa.

Per l'illuminazione e le apparecchiature elettriche⁹ si sono usati i valori specifici di potenza elettrica per metro quadrato reperiti da ASHRAE.

Le portate di acqua, che servono a determinare il fabbisogno termico della produzione di acqua calda sanitaria sono state definite con l'ausilio dell'ASHRAE Handbook – Fundamentals e di alcuni KPIs ASHRAE, per i profili di utilizzo si è fatto riferimento sempre all'ASHRAE 90.1 User Manual. In Tabella 7 sono riportati i valori dei carichi assegnati per tipologia di edificio. Le schedule utilizzate sono riportate in maniera dettagliata nell'Appendice A.

Tabella 7. Carichi interni

Destinazione d'uso	Occupazione [m²/pers]	Potenza termica sensibile [W/pers]	Illuminazione [W/m²]	Apparecchiature [W/m²]	Servers [W/m²]
Residenziale	23.23	75	5.2	2.15	-
Scuola	6.97	70	8.56	4.30	-
Università	10.00	75	12.5	4.80	215 ¹⁰
Museo	3.00	80	9.12	5.00	-
Commerciale	27.87	90	12.08	2.15	-
Teatro	4.65	75	12	2.15	-
Uffici	25.55	70	7.76	6.46	215
Ristorazione	9.29	80	8.56	2.15	-

⁹ Il software CEA nella fase di simulazione assume che per l'illuminazione e le apparecchiature elettriche tutta la potenza elettrica assorbita venga convertita in energia termica, mentre per i servers è il 90% dell'energia elettrica ad essere convertita in calore [58]. Questo può risultare in una sovrastima del calore generato da questi carichi, soprattutto se si considera che nei moderni sistemi di illuminazione la frazione di energia elettrica convertita in energia termica è inferiore al 30%.

¹⁰ Questo valore è frutto di un'assunzione fatta in seguito alla consultazione delle normative ASHRAE e di un manuale tecnico [75], tuttavia è un dato abbastanza incerto, in quanto il range di potenza al metro quadrato di questi sistemi è molto ampio e dipende fortemente dalla tipologie e dalle dimensioni delle macchine presenti, nonché dal loro utilizzo specifico.

4.3 Simulazione della domanda termo-frigorifera

Una volta completata la modellazione del distretto si è proceduto a definire i parametri per la parte di simulazione. In particolare, si sono impostate ed eseguite due simulazioni, prima quella per l'analisi della radiazione solare e poi quella per il calcolo della domanda energetica, per entrambe l'orizzonte temporale simulato è un anno e il passo di tempo utilizzato è orario.

Per la prima simulazione si è usato il modulo integrato nel software *DAYSIM*. Si sono innanzitutto modificati i parametri di generazione della griglia di calcolo, in modo tale da aumentare al massimo il numero di punti analizzati in ciascuna superficie esposta degli edifici. Si è inoltre definito un'albedo pari a 0.22, ritenuto il più ottimale per la tipologia di suolo del distretto in esame (misto verde e cemento); infine, si è inserito il file climatico della località più vicina al sito di analisi, reperito tramite Climate.OneBuilding.org. Il file è “*ITA_LM_Milano-Linate.AP.160800_TMYx.2009-2023.epw*”.

Prima di eseguire la seconda simulazione è stato necessario impostare il modello di calcolo dell'occupazione (deterministico o stocastico). Dovendo fare un confronto tra più scenari, si è deciso di usare il modello deterministico, al fine di avere la stessa domanda termica anche cambiando lo scenario di generazione, garantendo un'analisi coerente.

Per la seconda simulazione (domanda energetica) si è dovuto definire il metodo di calcolo del tasso di infiltrazioni d'aria, che si è impostato sull'opzione di calcolo dinamico, che tiene in considerazione l'influenza della variabilità della temperatura interna ed esterna e della velocità del vento nel sito di analisi durante il periodo di simulazione [76]. Il modulo di calcolo di CEA esegue per ogni istante di tempo della simulazione un bilancio energetico secondo il modello semplificato della ISO EN 13790 descritto nel sottoparagrafo 3.1.1. In questo modo si è riusciti ottenere dei profili per la domanda termica del distretto con risoluzione oraria. Si è altresì stimato il fabbisogno di energia termica sull'intero anno simulato.

4.4 Reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento

Il layout della rete termica di quarta generazione al servizio del distretto è stato generato tramite il tool interno a CEA, che utilizza l'algoritmo “*Steiner minimum spanning tree*” e la domanda termica degli edifici per determinare la posizione ottimale dell'Energy Hub

di generazione e la geometria dei rami. In prima approssimazione tutte i tratti delle tubazioni hanno un diametro nominale fisso di 150 mm, che viene poi aggiornato e ottimizzato attraverso la simulazione termofluidodinamica. Le tubazioni sono di tipo twin-pipe in acciaio e ricoperte con uno strato di isolante, la conducibilità termica λ dell'acciaio e del materiale isolante è rispettivamente pari a 76 W/mK e a 0.023 W/mK [50], la rugosità interna del tubo è $\varepsilon = 0.00006$ m. Prima di effettuare la simulazione, la geometria della rete è stata modificata per correggere alcune imprecisioni, queste erano intrinseche alla versione generata automaticamente con CEA; le correzioni sono state fatte tramite il software QGIS. Infatti, la rete in CEA è rappresentata mediante elementi georeferenziati di due tipologie: i *nodes* e gli *edges*, entrambi in formato *Shapefile*. I primi sono degli elementi puntuali, mentre i secondi sono polilinee. Dopo aver importato gli *Shapefile* su QGIS si è modificato il layout della rete, conseguentemente si sono rinominati tutti i tratti e i nodi; ed infine, si è aggiornato il CRS, in modo tale che i nuovi file fossero compatibili con il modulo di importazione di CEA e non causassero errori durante la simulazione. In Figura 13 è riportato il layout finale della rete che è stato utilizzato per la simulazione con City Energy Analyst. Il software offre la possibilità di generare due geometrie distinte per la rete di teleriscaldamento e di teleraffrescamento, ma nel caso studio si è ipotizzato di avere una rete unica a commutazione stagionale, che si è dimensionata in funzione del caso più gravoso.



Figura 13. Layout della rete termica visualizzato in CEA

Come si vede dalla Figura 13 a ciascun edificio è associato un nodo (punti bianchi), il quale identifica la sottostazione di scambio termico, in cui è presente uno scambiatore a piastre, che è utilizzato per trasferire il calore tra il circuito lato utenza e quello lato rete. Il punto nero visibile nella parte alta dell'immagine, sopra l'edificio ad uso universitario (B16 nel modello) rappresenta l'Energy Hub di generazione centralizzata, al cui interno sono installate le pompe di calore geotermiche ad acqua di falda e i gruppi di pompaggio.

La simulazione termofluidodinamica è stata eseguita con passo orario e per l'intero anno di riferimento. La temperatura di mandata del fluido termovettore che parte dall'Energy Hub è stata impostata a 55°C, in condizioni di riscaldamento invernale, a 4°C in condizioni di raffreddamento estivo. La scelta è stata effettuata in relazione alle temperature con cui operano le tipologie di impianto installate nelle utenze. Le proprietà termofisiche del terreno sono già presenti nelle librerie di CEA, così come l'efficienza di scambio termico degli scambiatori di calore, che è assunta costante e pari a 0.8.

Il layout della rete di quinta generazione dal punto di vista geometrico è sostanzialmente identico a quello della rete di quarta generazione (Figura 13). Il materiale delle tubazioni utilizzate è polietilene ad alta densità (PEAD), la cui rugosità interna è $\varepsilon = 0.00002$ m. In

questo caso è possibile utilizzare materiale plastico in quanto il fluido termovettore circola nella rete ad una temperatura prossima a quella del terreno.

5 Risultati

5.1 Domanda termo-frigorifera del distretto

In questo paragrafo si discutono i risultati della simulazione dinamica oraria eseguita con CEA. Nonostante il software permetta di stimare anche la domanda elettrica dovuta alla presenza dei sistemi di illuminazione, degli impianti HVAC e delle apparecchiature elettriche di varia natura che incidono sul fabbisogno elettrico; di seguito vengono riportati solo i risultati ottenuti per la domanda termica e frigorifera, in quanto, solo questi ultimi sono stati utilizzati per gli scopi di questa tesi.

Per ognuno dei ventotto edifici del distretto del caso studio si sono analizzati i profili della domanda termica per gli usi finali di riscaldamento invernale, raffrescamento estivo, produzione di ACS (solo per gli edifici residenziali) e raffrescamento delle stanze adibite ad ospitare apparecchiature informatiche, che funzionano in maniera continuativa. Di seguito vengono riportati e brevemente commentati alcuni grafici rappresentativi dei profili termici ottenuti dalla simulazione dinamica in funzione della destinazione d'uso degli edifici.

Il grafico in Figura 14 mostra l'andamento della domanda termica per gli usi di raffrescamento, riscaldamento e di produzione di acqua calda sanitaria (ACS) in un edificio di tipo residenziale. Come si vede dal grafico, la domanda termica per il riscaldamento raggiunge delle potenze di picco più elevate rispetto a quella di raffrescamento, quest'ultima è anche più uniforme. La domanda termica per la produzione di acqua calda sanitaria, coerentemente alla modellazione, è pressoché costante durante tutto l'anno.

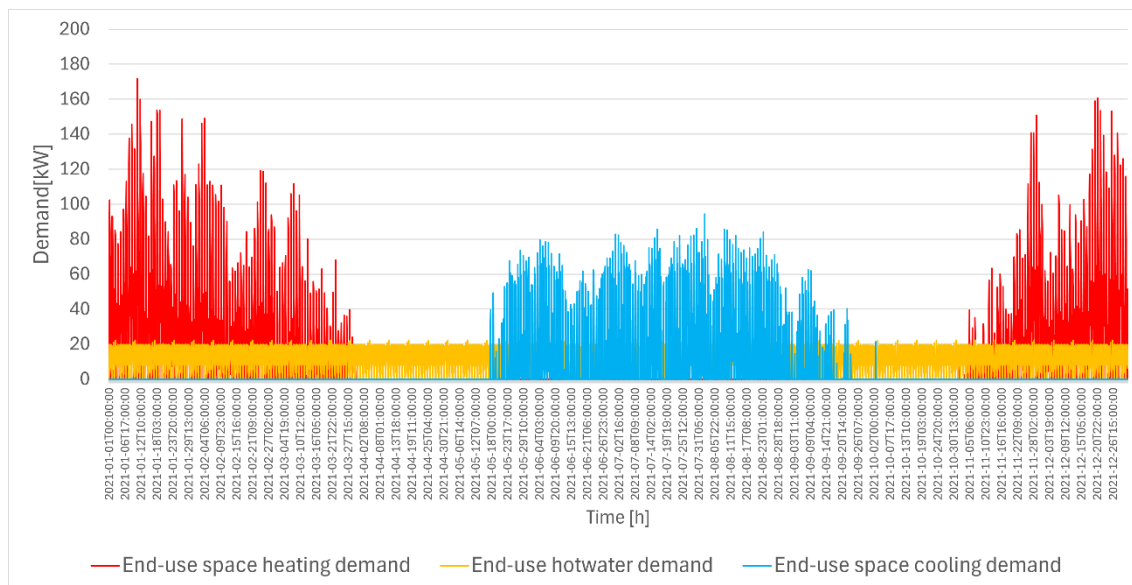


Figura 14. Domanda termica tipologica residenziale

In Figura 15 e in Figura 16 sono riportati i profili di domanda per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici adibiti ad uso scolastico e universitario. Come si vede dai grafici, nelle ore dei sabati e delle domeniche, in cui l'impianto è spento, la potenza è nulla. Nel secondo grafico si può osservare la presenza di una quota pressoché costante di potenza frigorifera dovuta al raffrescamento delle apparecchiature IT (linea blu scura), che è circa costante durante l'intero anno. Inoltre, la potenza di raffrescamento nettamente più bassa nel mese di agosto è coerente con le *schedule* definite; infatti, durante questo mese l'edificio è occupato saltuariamente da una frazione estremamente ridotta rispetto al numero di occupanti massimo. Infine, si può notare come siano presenti dei picchi di potenza nelle prime ore del lunedì mattina, ciò è dovuto al fatto che l'impianto, essendo spento completamente la domenica, la temperatura varia liberamente, e quando il lunedì viene riattivato è costretto a far fronte ad un notevole carico termico per poter riportare la temperatura interna al valore di set-point.

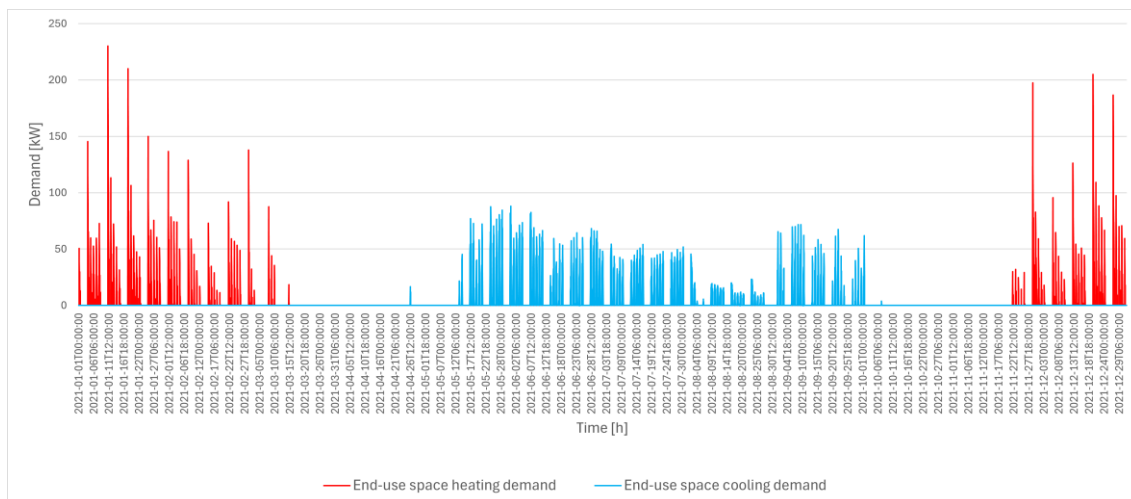


Figura 15. Domanda termica tipologica scuola primaria

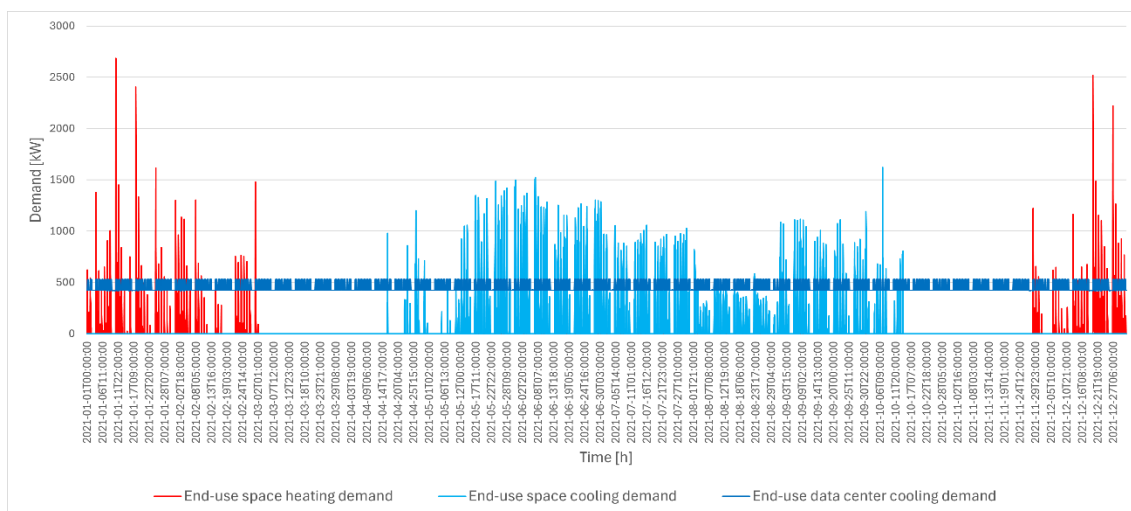


Figura 16. Domanda termica tipologica complesso universitario

In Figura 17 è riportato l'andamento tipologico per la domanda termica di un edificio ad uso misto, in cui sono presenti uffici e locali di ristorazione. Il profilo è simile a quello degli edifici ad uso scolastico, fatta eccezione per il fatto che ad agosto l'occupazione è solo parzialmente ridotta, come visibile dai risultati.

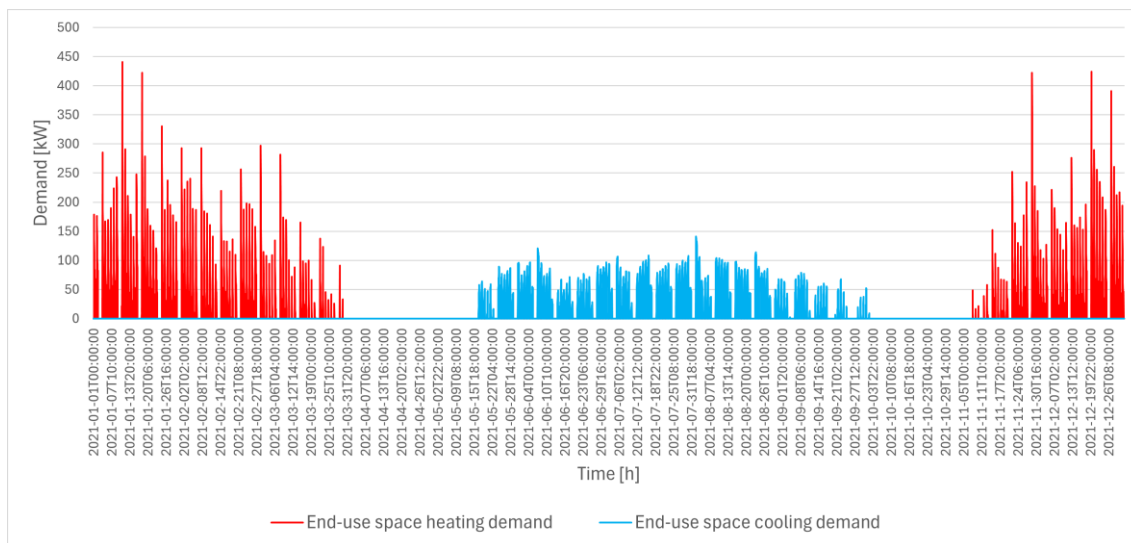


Figura 17. Domanda termica tipologica uso misto ufficio-commerciale

La Figura 18 mostra il profilo della domanda termica ottenuto per l'edificio adibito ad uso teatrale. In questo caso è il raffrescamento estivo a riportare valori di potenza di picco più elevati, al contrario l'andamento della potenza di riscaldamento si attesta uniformemente su valori più bassi. Ciò può essere dovuto principalmente a due fattori: innanzitutto, questa tipologia di edificio ha un set-point di temperatura durante la stagione di raffrescamento pari a 24°C (anziché 26°C); inoltre, ha una frazione elevata di superficie vetrata, perciò, la quota termica associata alla radiazione solare rappresenta una componente significativa nel bilancio termico estivo. Considerazioni analoghe possono essere fatte per il grafico in Figura 19, che riporta il profilo tipologico dell'edificio ad uso museo.

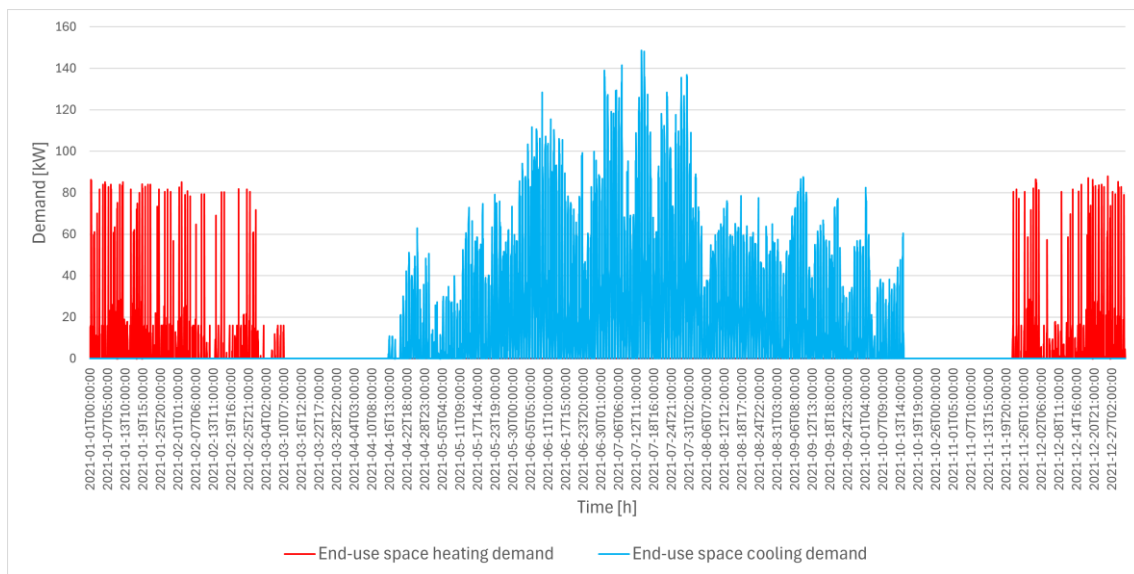


Figura 18. Domanda termica tipologica teatro

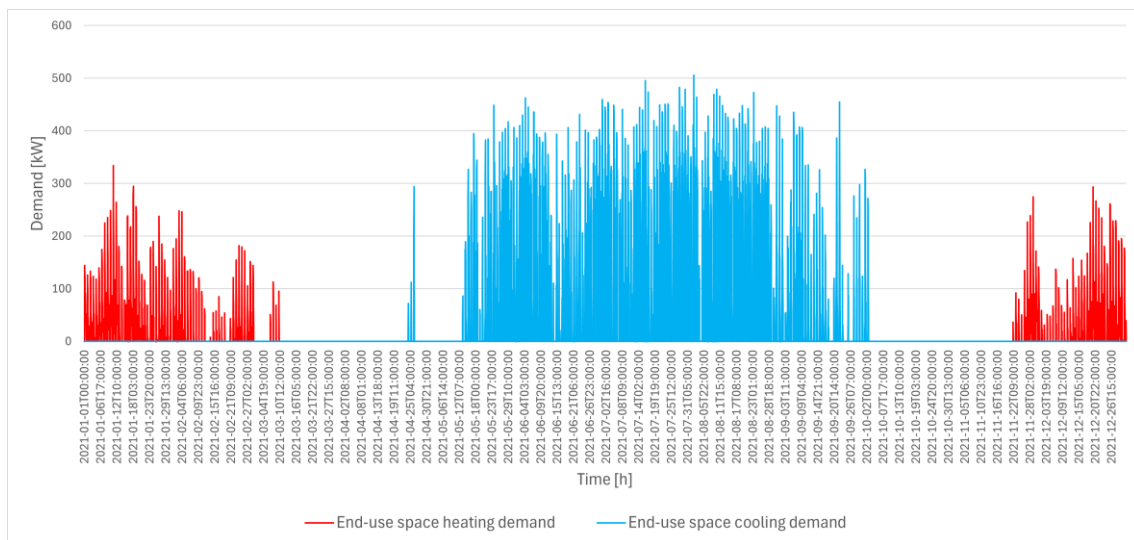


Figura 19. Domanda termica tipologica museo

Infine, in Figura 20, in Figura 21 e in Figura 22 sono riportati i profili della domanda per le tipologie di edifici ad uso ristorazione, commerciale ed uno ad uso misto, che comprende uffici, ristoranti e piccoli negozi.

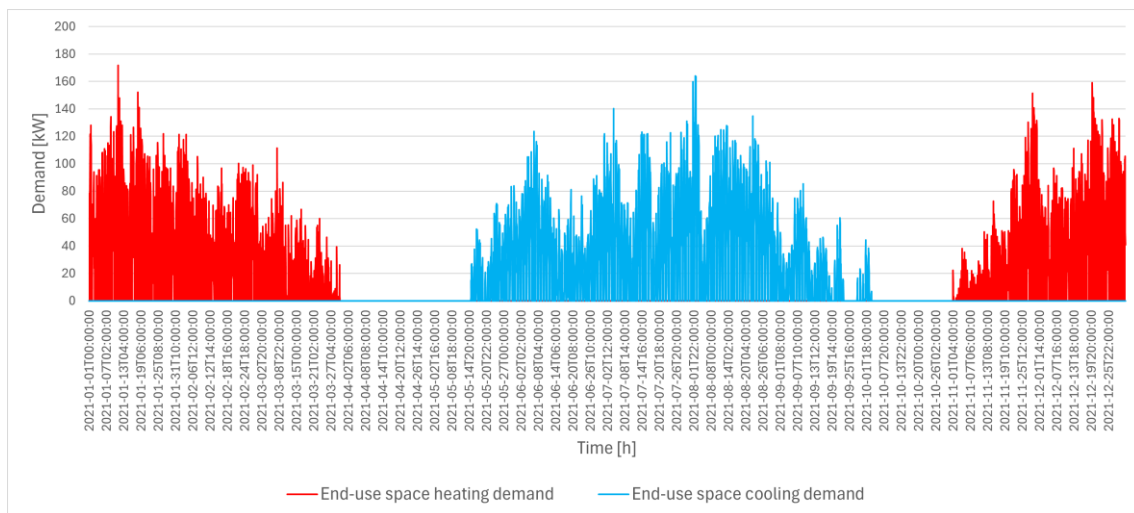


Figura 20. Domanda termica tipologica ristorazione

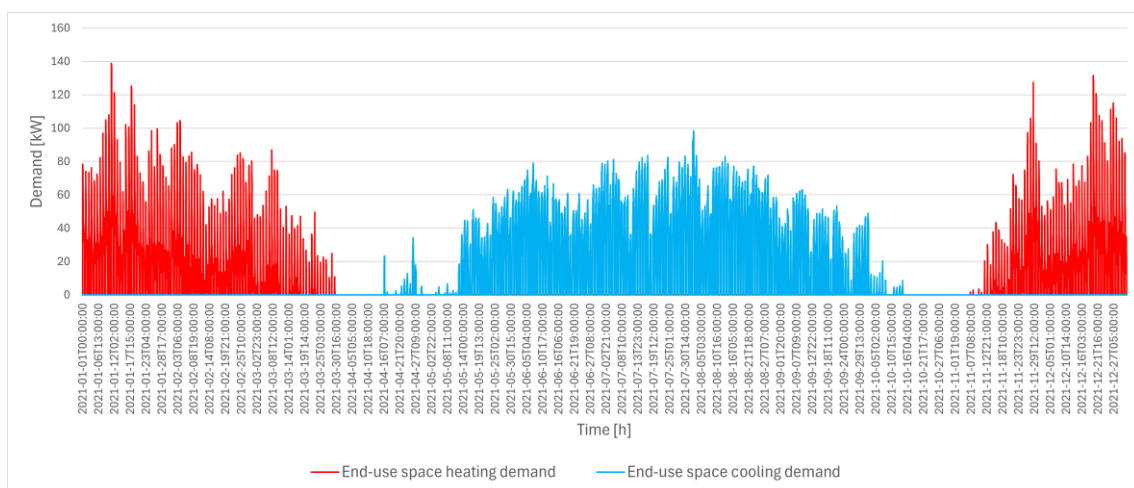


Figura 21. Domanda termica tipologica commerciale

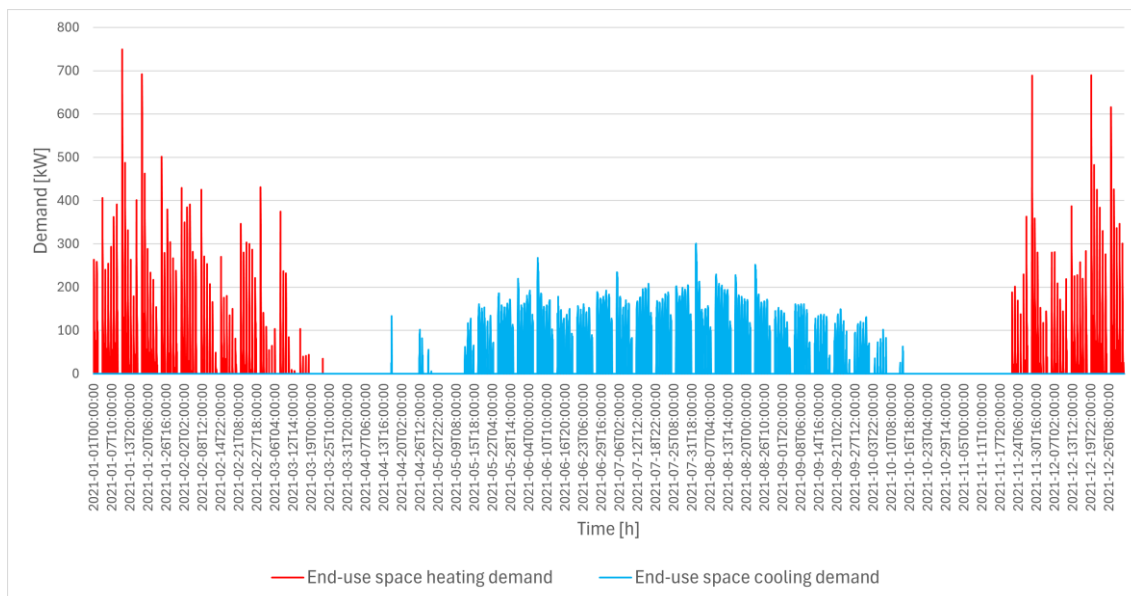


Figura 22. Domanda termica uso misto uffici-commerciale-ristorazione

Dai risultati ottenuti si possono trarre le seguenti considerazioni:

- durante le medie stagioni la potenza termica che l'impianto deve fornire è molto bassa o addirittura nulla per un numero considerevole di ore, ciò denota una certa resilienza del "sistema edificio", che riesce mantenere buone condizioni di comfort termico senza l'ausilio degli impianti durante condizioni climatiche non estreme
- negli edifici in cui l'impianto viene spento durante i giorni festivi, nelle prime ore dopo il riavvio si evidenziano picchi significativi di potenza termica, ciò denota la possibilità di impostare una temperatura di set-back e mantenere in funzione al minimo gli impianti, anziché spegnerli completamente durante le domeniche, in modo tale da abbassare i picchi dei profili di carico.

La domanda termica e frigorifera è stata aggregata a livello di distretto, ottenendo il grafico riportato in Figura 23. Come si può osservare ci sono ore in cui la domanda per il riscaldamento è pari a zero, al contrario per il raffrescamento è sempre presente un carico di base durante tutto l'anno, che è dovuto alla necessità di garantire le temperature di set-point all'interno dei locali adibiti ad ospitare le apparecchiature IT. Un altro aspetto che si può notare è la presenza di molti più picchi di potenza nella stagione di riscaldamento rispetto a quella di raffrescamento, dove invece il carico è più uniformemente distribuito, quest'ultimo aspetto è particolarmente importante in quanto influisce sulle condizioni

operative degli impianti. Infatti, le macchine, dimensionate in funzione della potenza di picco, si troveranno a lavorare frequentemente ai carichi parziali e questo avrà un impatto diretto sul rendimento, e di conseguenza sui consumi. Dalla simulazione risulta altresì che la potenza di picco di riscaldamento a livello di distretto è pari a circa 7 MW termici e quella di raffrescamento a 6 MW termici, mentre la potenza di picco per la produzione di ACS è circa 0.45 MW termici.

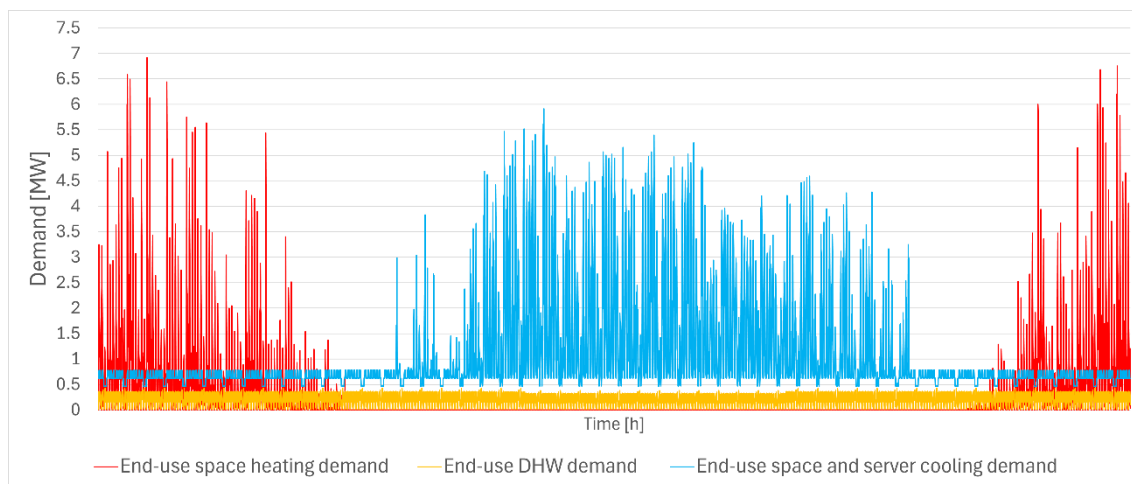


Figura 23. Domanda termica e frigorifera aggregata del distretto

La simulazione effettuata con CEA riporta anche i risultati relativi ai fabbisogni termici annuali, che sono i seguenti: circa 2200 MWh per il riscaldamento invernale e 1650 MWh per la produzione di ACS, per un totale della domanda termica pari a 3850 MWh. I fabbisogni frigoriferi sono circa 3500 MWh per il raffrescamento estivo e 2800 MWh per il raffrescamento delle server rooms per un totale della domanda frigorifera di 6300 MWh. In Figura 24 sono riportati i consumi specifici medi del distretto in kWh/m², calcolati rispetto alla superficie netta del pavimento aggregata a livello di distretto.

Un aspetto critico quando si svolge una modellazione energetica risiede nella disponibilità e qualità dei dati di input, da cui dipende fortemente la qualità di quelli di output, un secondo aspetto rilevante riguarda come poter valutare se i risultati della simulazione possano considerarsi attendibili. Quest'ultimo è decisamente il più complicato; infatti, oltre che dai dati di input disponibili, i risultati dipendono anche dalle semplificazioni del modello di calcolo utilizzato; i software UBEM, come visto, utilizzano dei modelli resistivo-capacitivi per simulare il comportamento degli edifici, il che di per sé comporta notevoli semplificazioni rispetto alla termofisica reale del problema. Un metodo utilizzato per valutare se i risultati prodotti da una simulazione siano coerenti con i consumi reali è

quello della *calibrazione*, ovvero si utilizzano i dati misurati degli edifici esistenti per valutare lo scostamento rispetto a quelli ottenuti dal modello, così da adattare di conseguenza i parametri della simulazione per ridurre tale scostamento. Tuttavia, questa strada non è percorribile quando non si dispone dei dati di consumo reale. In questo caso studio - infatti - si ha che fare con un complesso edilizio di nuova costruzione ancora in fase di progettazione e di cui si dispone di pochi dati, e chiaramente non di quelli di consumo. Una calibrazione in questo caso non è possibile, è necessario invece provare a fare una *validazione* dei risultati, si tratta di verificare se i risultati ottenuti siano totalmente privi di significato o possano invece essere considerati validi, ovviamente il margine di errore dipende da molti fattori e potrebbe anche essere abbastanza elevato. Dal momento che per la modellazione si è fatto principalmente riferimento alla norma ASHRAE 90.1, si è deciso di valutare la bontà dei risultati confrontando gli indici di consumo (EUIs) per riscaldamento e raffrescamento, calcolati a partire dai risultati della simulazione, con valori medi degli EUIs reperiti dall'ASHRAE 90.1 in funzione della tipologia di edificio (Figura 25). Come si vede dalla figura il modello rispecchia abbastanza accuratamente i consumi specifici in funzione della tipologia di edificio, tranne nel caso degli edifici adibiti ad uso scolastico, dove la differenza tra gli indici è abbastanza notevole; tuttavia, questa discrepanza può essere giustificata in ragione di alcune scelte fatte sulla modellazione: nel caso studio sia i valori dei carichi endogeni sia le schedule associate sono significativamente diversi da quelli proposti dall'ASHRAE, questa scelta è stata fatta per rappresentare in maniera più realistica il profilo di utilizzo di questa tipologia di edificio rispetto al contesto italiano. Altri fattori che influenzano lo scostamento possono essere la tipologia di impianto e la metodologia di regolazione, l'inerzia termica dell'involucro edilizio e le condizioni meteo climatiche.

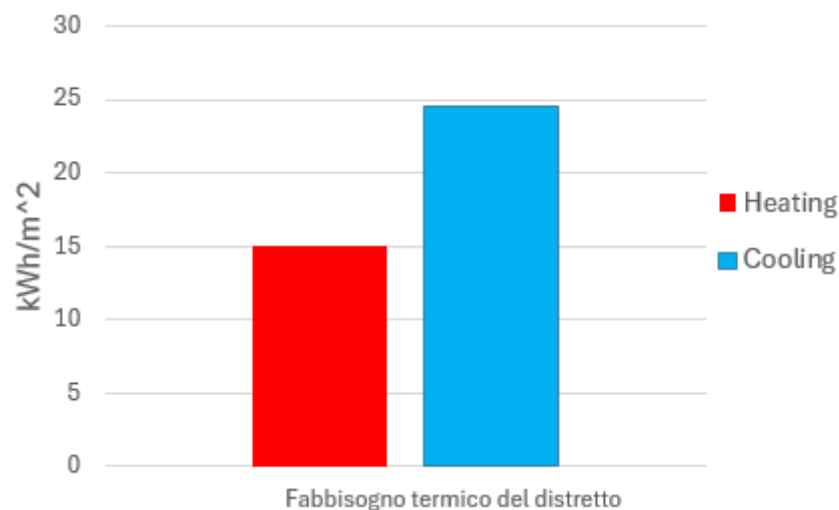


Figura 24. EUI per il distretto

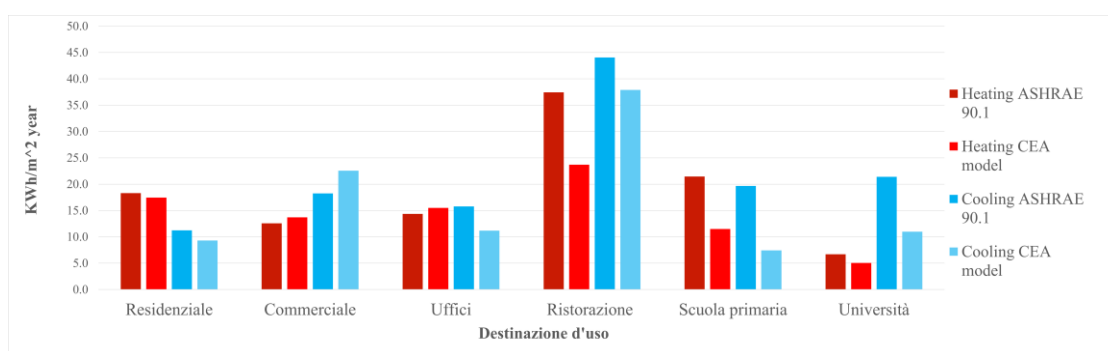


Figura 25. Confronto EUIs modello e EUIs ASHRAE per tipologia di edificio

In Appendice B vengono riportati in allegato anche i profili giornalieri della domanda energetica. Per ciascuna tipologia di edificio, si sono rappresentati i profili caratteristici per una giornata tipo feriale ed una giornata tipo festiva, sia in condizioni di riscaldamento invernale che in quelle di raffrescamento estivo.

5.2 Potenze di picco

Dai risultati della simulazione dinamica sono state estratte anche la potenza termica di picco di riscaldamento e di raffrescamento, ovvero la massima potenza, al lordo delle perdite, che l'unità di generazione deve essere in grado di fornire o sottrarre nella condizione più gravosa. Questo dato è servito per la selezione della taglia delle macchine. La Tabella 8 riporta per ciascun edificio le potenze termiche di riscaldamento e raffrescamento, e solo per gli edifici che ne sono provvisti, quella per il raffrescamento delle apparecchiature IT, considerata qui separatamente. Come si può notare dalla tabella,

per quasi tutti gli edifici la potenza di picco più elevata si ha durante la stagione di riscaldamento, e quindi, il dimensionamento di ciascuna macchina è stato fatto prendendo in esame questa potenza, infatti, le condizioni termiche in ambiente devono essere garantite per la situazione più gravosa. Tuttavia, trattandosi di macchine reversibili utilizzate anche per la produzione frigorifera estiva, è inevitabile che le pompe di calore risultino sovradimensionate nella modalità di raffrescamento estivo e ne conseguirà un funzionamento elevato ai carichi parziali. Sono un'eccezione gli edifici B021 (teatro), B022 (ristorazione), B023 (commerciale) e B027 (museo), i quali presentano potenze di picco più alte per la modalità di raffrescamento, di conseguenza il dimensionamento è stato fatto in funzione di queste, in questo caso il funzionamento ai carichi parziali avverrà principalmente durante la stagione invernale.

I sottoparagrafi che seguono sono dedicati all'analisi dei dimensionamenti delle tecnologie impiegate in ciascuno scenario. Saranno inoltre discussi i fabbisogni elettrici ricavati a partire dalla domanda termo-frigorifera.

Tabella 8. Potenze termiche e frigorifere di picco per il dimensionamento degli impianti.

Edificio	Potenza termica [kW]	Potenza frigorifera [kW]	Potenza frigorifera servers [kW]
B001	133	80	-
B002	173	99	-
B003	167	93	-
B004	121	83	-
B005	122	84	-
B006	171	95	-
B007	160	98	-
B008	49	36	-
B009	250	164	-
B010	208	134	-
B011	143	92	-
B012	82	55	-
B013	122	81	-
B014	230	88	-
B015	2518	1408	492
B016	2684	1621	532
B017	267	84	-
B018	441	141	-
B019	422	138	-
B020	354	112	-
B021	88	155	-
B022	172	164	-

B023	191	208	-
B024	286	83	18
B025	288	81	18
B026	139	98	-
B027	334	506	-
B028	749	301	-

5.3 Consumi elettrici

5.3.1 Scenario decentralizzato con pompe di calore condensate ad aria

Per la selezione delle macchine, tra i diversi cataloghi e software dei produttori disponibili, si è deciso di usare il software di selezione “Magellano” insieme ai cataloghi dei prodotti dell’azienda AERMEC, semplicemente per praticità, in quanto già utilizzato in precedenza. Inoltre, ci si tiene a sottolineare, che la scelta di attingere ai valori di macchine reali è stata fatta solamente per soddisfare l’esigenza di avere delle curve prestazionali di riferimento di partenza, su cui comunque sono state fatte alcune modifiche ed assunzioni ai fini dell’analisi, la scelta è stata effettuata in ragione di scopi puramente accademici, è priva di scopi di diversa natura e in nessun modo si intende eseguire delle valutazioni prestazionali su queste macchine. Le pompe di calore reversibili condensate ad aria sono state selezionate dalle serie NRG 0282/0804 e NRG 0800/3600, queste macchine garantiscono elevate efficienze ai carichi parziali, bassa rumorosità e l’impiego del refrigerante R32 a basso GWP. I fabbisogni elettrici sono stati ottenuti attraverso l’utilizzo del modello in Python per le pompe di calore condensate ad aria descritto nel sottoparagrafo 3.2.1. In Tabella 9 sono riportati, per il gruppo di generazione di ciascun edificio, i fabbisogni elettrici annui di riscaldamento e di raffrescamento e i coefficienti di prestazione stagionale calcolati. Si osserva che i SEER risultino sempre maggiori rispetto agli SCOP. A tal proposito si ricorda che i fluidi termovettori lato utenza lavorano alle seguenti temperature:

- Riscaldamento
 - Batterie UTA - 40/30 °C
 - Pavimenti e soffitti radianti - 40/35°C
- Raffrescamento
 - Batterie UTA - 7/12°C
 - Pavimenti e soffitti radianti - 18/23°C

- Unità raffrescamento apparecchiature IT - 7/12°C

Le prestazioni di una pompa di calore condensata ad aria sono funzione delle temperature del fluido termovettore lato utenza, della temperatura dell'aria esterna e dal funzionamento ai carichi parziali. Nel caso studio analizzato le pompe di calore si trovano a lavorare ad efficienze più alte durante la stagione estiva. Tale risultato risulta essere sensato; infatti, se si considera l'andamento della temperatura dell'aria esterna ricavato dal file climatico e riportato in Figura 26, si evince che, durante il funzionamento estivo, la differenza di temperatura tra evaporatore e condensatore della macchina è mediamente più contenuta rispetto al caso di riscaldamento invernale, questo porta la macchina a lavorare in maniera più efficiente quando funziona come refrigeratore. Inoltre, per gli edifici in cui è presente un sistema di climatizzazione di tipo "a tutt'aria" (edifici B021, B023, B026) si vede che il SEER della pompa di calore è più basso rispetto a quello dove il sistema è a pavimento o soffitto radiante, ciò è coerente con le temperature operative più basse del fluido termovettore che circola nelle batterie fredde delle UTA.

Tabella 9. Fabbisogni elettrici ed efficienze dello scenario con pompe di calore condensate ad aria

Edificio	Fabbisogno elettrico per riscaldamento [MWh/anno]	Fabbisogno elettrico per raffrescamento [MWh/anno]	SCOP	SEER
B001	25.3	8.3	2.75	4.33
B002	31.0	10.0	2.90	4.39
B003	30.0	10.0	2.91	4.41
B004	21.2	8.2	2.90	4.36
B005	21.2	8.4	2.89	4.36
B006	30.6	10.3	2.91	4.41
B007	29.3	9.4	2.93	4.33
B008	8.2	3.7	3.16	4.78
B009	37.4	16.9	3.36	4.68
B010	33.8	17.7	2.73	4.33
B011	24.8	11.5	2.70	4.53
B012	12.8	6.1	3.01	4.72
B013	21.2	10.8	2.71	4.51
B014	6.1	4.8	3.12	4.80
B015	63.1	138.1	2.95	5.04
B016	64.5	150.0	2.95	5.06
B017	17.5	7.9	3.32	4.85
B018	26.5	14.1	3.41	4.73
B019	25.0	13.9	3.40	4.74
B020	22.1	10.5	3.40	5.17
B021	7.4	32.7	2.48	3.86

B022	34.2	22.4	2.97	4.70
B023	22.4	46.0	2.59	4.00
B024	18.5	8.2	3.34	4.72
B025	20.1	7.7	3.36	4.68
B026	22.5	24.4	2.71	3.87
B027	20.5	61.2	3.21	4.77
B028	30.6	34.5	3.35	5.10

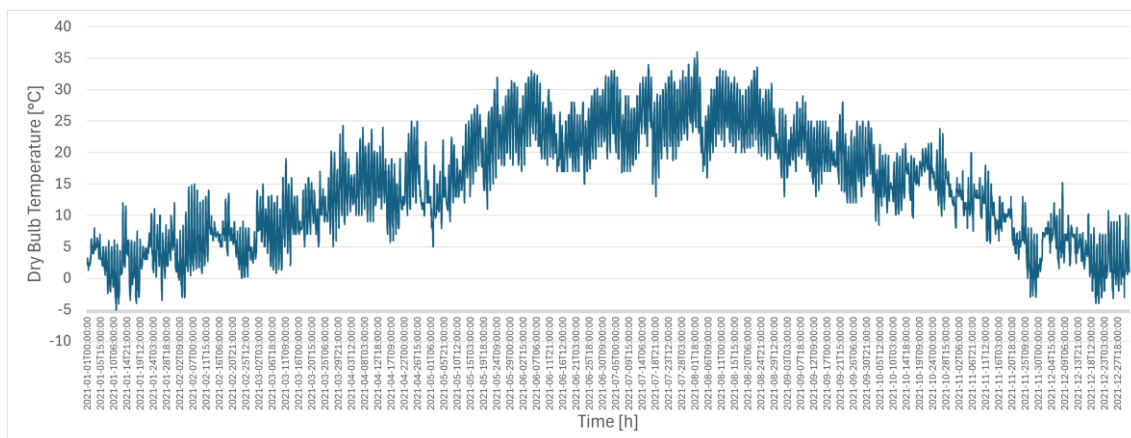


Figura 26. Temperatura di bulbo secco dell'aria esterna

Per il raffrescamento delle stanze adibite ad ospitare le apparecchiature IT si sono selezionati dei refrigeratori condensati ad aria, silenziati e ad alta efficienza della serie “NRB 0800/2406” e “NRB 0282/0754” della AERMEC. Il SEER calcolato è circa 5.56 ed il consumo elettrico stimato complessivo è pari a 910 MWh all’anno. Per la produzione di ACS sono state scelte delle pompe di calore condensate ad aria della serie “NRG 0282/0804” della AERMEC. Tutte le macchine utilizzano come refrigerante il fluido R32. Dalla simulazione risulta un fabbisogno elettrico annuo di 524 MWh e un SCOP medio calcolato pari a 3.2. Che è coerente con l’assunzione che l’acqua venga prodotta a temperatura di 55°C. Si ricorda che questo sistema decentralizzato con pompe di calore condensate ad aria per il raffrescamento delle sale IT e per la produzione di ACS, è lo stesso adottato negli scenari con pompe di calore geotermiche decentralizzate e in quello centralizzato con rete termica 4GDH e 4GDC.

In questo scenario il fabbisogno elettrico totale per il riscaldamento e la produzione di ACS è pari a 1254 MWh, mentre quello per il raffrescamento è di 1550 MWh. In Figura 27 viene riportata la ripartizione dei fabbisogni su base mensile, si tenga conto che la potenza dei ventilatori delle macchine è inclusa in questi consumi.

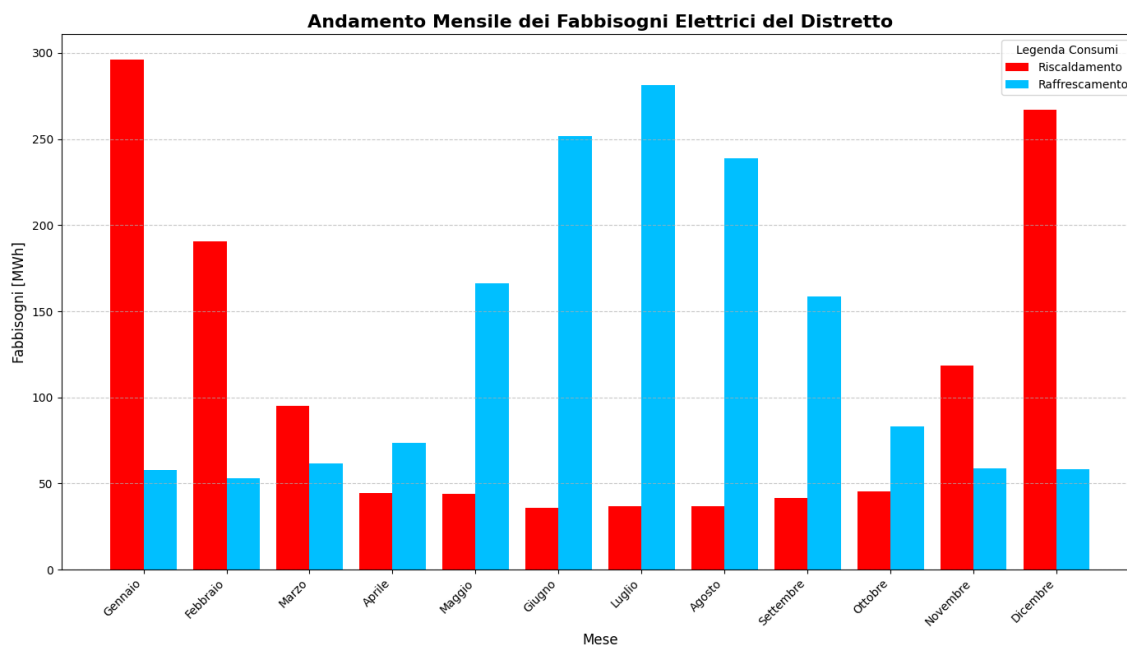


Figura 27. Fabbisogni elettrici mensili scenario pompe di calore ad aria

5.3.2 Scenario decentralizzato con pompe di calore geotermiche

Lo scenario è stato modellato selezionando le pompe di calore reversibili condensate ad acqua dalla serie “WRK” e dalla serie “NGW” della AERMEC, e assumendo di utilizzare il refrigerante R32. Attraverso il software “Magellano” si sono ricavate le curve prestazionali di ogni macchina. In seguito, con il codice Python usato per la modellazione delle pompe di calore ad acqua (sottoparagrafo 3.2.2), si sono calcolati i fabbisogni elettrici per la climatizzazione delle macchine a servizio degli edifici, che sono riportati in Tabella 10 insieme ai valori delle prestazioni stagionali. Le temperature del fluido termovettore lato utenza sono le stesse considerate nello scenario con pompe di calore condensate ad aria, mentre per la temperatura dell’acqua di falda si è considerato un valore medio costante pari a 13.5°C.

Tabella 10. Fabbisogni elettrici ed efficienze dello scenario con pompe di calore condensate ad acqua

Edificio	Fabbisogno elettrico per riscaldamento [MWh/anno]	Fabbisogno elettrico per raffrescamento [MWh/anno]	SCOP	SEER
B001	14.4	5.9	4.85	5.14
B002	17.7	8.8	4.85	5.04
B003	17.1	8.7	4.85	5.04
B004	12.0	7.1	4.85	5.14
B005	13.2	5.9	4.85	5.14

B006	17.4	9.0	4.85	5.04
B007	16.8	7.9	4.85	5.04
B008	6.2	3.9	4.00	4.2
B009	23.3	14.5	5.00	5.33
B010	18.6	14.8	4.75	4.97
B011	13.4	9.9	4.85	5.14
B012	7.7	5.5	4.75	4.85
B013	11.5	9.1	4.85	5.14
B014	4.3	6.0	4.75	4.97
B015	36.5	78.5	5.75	7.80
B016	35.1	87.2	5.69	7.90
B017	10.8	7.3	5.00	5.33
B018	16.7	12.7	5.00	5.30
B019	15.7	12.2	5.00	5.30
B020	13.8	9.9	5.05	5.30
B021	3.8	22.2	5.03	5.04
B022	20.6	31.3	4.85	5.04
B023	12.4	38.3	4.75	5.04
B024	11.5	7.4	5.00	5.30
B025	12.6	6.9	5.00	5.30
B026	12.6	19.8	4.85	5.14
B027	13.2	74.5	5.04	5.30
B028	14.6	19.4	5.78	6.22

Ciascun edificio è dotato di un pozzo geotermico dimensionato per soddisfare la domanda termica e frigorifera gestita dalla pompa di calore ad acqua di falda. Per questo scenario è stato ricavato anche il fabbisogno elettrico del sistema di pompaggio, simulato con il modello descritto nel sottoparagrafo 3.2. In Tabella 11, per ogni edificio, vengono riportate le portate massime dell'acqua di falda estratta e reimpressa, la potenza elettrica di picco delle pompe di circolazione e il diametro nominale delle tubazioni, dimensionato per limitare la velocità del fluido a un massimo di 3 m/s.

Tabella 11. Parametri per il pompaggio

Edificio	Portata massima [kg/s]	Potenza elettrica di picco [kW]	DN [mm]
B001	5.0	1.2	50
B002	6.6	1.5	50
B003	6.3	1.2	50
B004	4.8	1.1	50
B005	4.8	1.1	50
B006	6.5	1.5	50
B007	6.1	1.4	50
B008	2.1	0.5	32

B009	9.5	2.2	65
B010	7.9	1.9	50
B011	5.4	1.3	50
B012	3.2	0.7	32
B013	4.6	1.1	50
B014	8.8	2.1	65
B015	100.1	23.6	200
B016	106.9	25.2	200
B017	10.1	2.4	65
B018	16.7	3.9	80
B019	16.0	3.8	80
B020	13.4	3.0	80
B021	8.9	2.1	65
B022	9.4	2.2	65
B023	11.9	2.8	65
B024	10.8	2.5	65
B025	10.9	2.6	65
B026	5.6	1.3	50
B027	28.9	6.8	100
B028	29.8	7.0	100

In Figura 28 è riportato l'andamento mensile dei fabbisogni elettrici, se si confrontano questi risultati con quelli presenti in Figura 27 (pompe di calore ad aria), si può osservare un consumo per il riscaldamento significativamente inferiore in questo scenario, infatti, le macchine ad acqua lavorano con efficienze più alte, non essendo influenzate dalla variabilità della temperatura dell'aria esterna, particolarmente rigida in inverno a Milano.

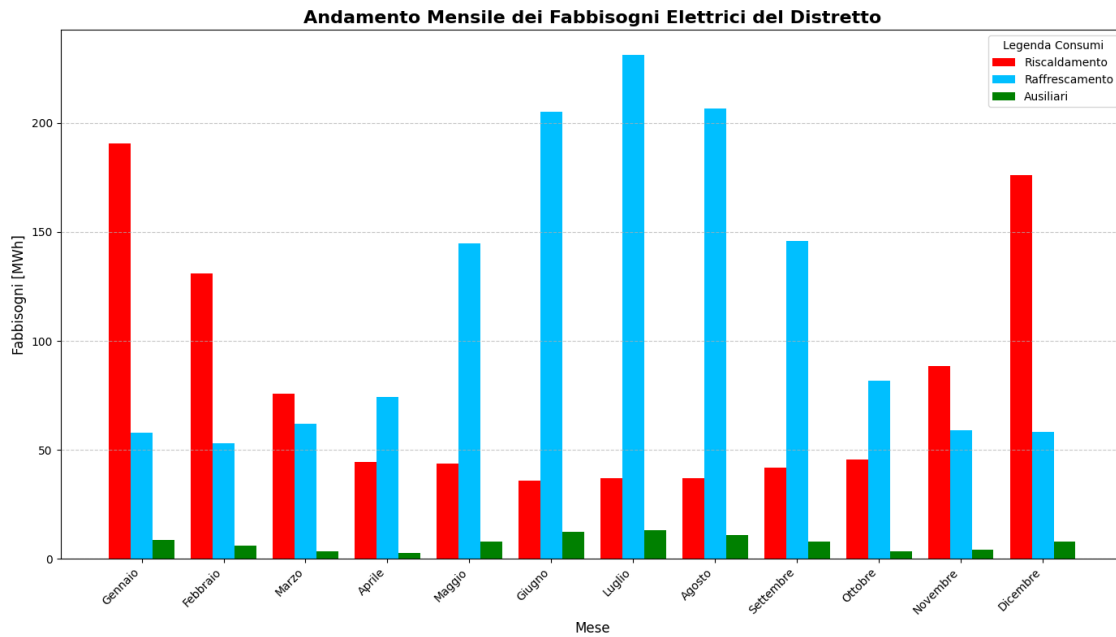


Figura 28. Fabbisogni elettrici mensili scenario pompe di calore geotermiche

5.3.3 Scenario centralizzato con rete termica 4GDH e 4GDC

La simulazione termofluidodinamica della rete di quarta generazione, eseguita tramite il software CEA, genera in output i dati orari delle portate, delle velocità e delle perdite termo-idrauliche dell'acqua che circola nei diversi rami e nodi della rete. Il modello determina i diametri che devono avere i vari tratti delle tubazioni come visto nel sottoparagrafo 3.2.4.

In Tabella 12 sono riportati i diametri nominali delle tubazioni e la lunghezza aggregata dei tratti con lo stesso diametro, la lunghezza totale della rete è pari a 3167 m. Il dimensionamento è stato fatto in funzione del caso più gravoso tra la domanda energetica estiva ed invernale, proprio quest'ultima ha determinato le proprietà della rete. La Figura 29 mostra una rappresentazione grafica, generata con City Energy Analyst, che permette di visualizzare il layout della rete in funzione delle dimensioni dei tratti di tubazione. Per quanto riguarda diametro nominale delle tubazioni del pozzo geotermico, dai calcoli è risultato essere pari a 450 mm, questo valore è stato ottenuto in funzione delle portate ed imponendo una velocità massima di transito del fluido, al fine di limitare le perdite fluidodinamiche e le sollecitazioni strutturali.

Tabella 12. Diametro delle tubazioni utilizzate e lunghezza aggregata 4G

DN [mm]	Lunghezza [m]
32	121
50	1310
80	468
100	312
150	238
200	716
250	2

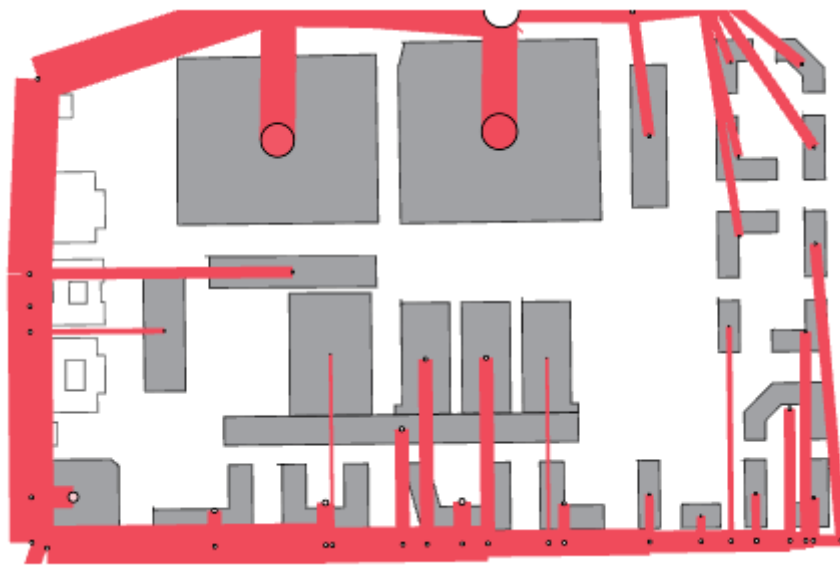


Figura 29. Rappresentazione della rete dopo la simulazione in CEA

Le ulteriori informazioni estratte dai risultati sono le perdite termiche per unità di lunghezza pari a circa 4.1- 4.5 W/m per le tubazioni di diametro più piccolo e 4.9- 5.5 W/m per quelle con un diametro maggiore, e l'energia termica totale dispersa durante l'anno, che risulta pari a circa il 4% dell'energia termica prodotta dall'Energy Hub.

In questo scenario la domanda termica e frigorifera viene soddisfatta dalla pompa di calore reversibile alimentata ad acqua di falda dell'Energy Hub. La simulazione fornisce la potenza di picco che l'Energy Hub deve essere in grado di soddisfare al netto delle perdite, questa potenza equivale a circa 8 MW; in funzione di ciò è stata modellata una pompa di calore ad acqua di grossa taglia, che utilizza come refrigerante il fluido R513A. Lo SCOP e il SEER calcolati sono rispettivamente 4.81 e 6.65, il consumo elettrico annuo per il riscaldamento invernale ammonta a circa 650 MWh, mentre quello per il

raffrescamento estivo a 440 MWh. A questi consumi vanno sommati quelli per la produzione di acqua calda sanitaria e la refrigerazione delle sale IT, questi sono dovuti alle pompe di calore ad aria decentralizzate installate negli edifici e corrispondono rispettivamente a 524 MWh e 910 MWh.

Il consumo elettrico degli ausiliari è dato dalla somma dell'energia assorbita dai due sistemi di pompaggio modellati, quello predisposto alla circolazione del fluido nella rete e quello per l'emungimento dell'acqua di falda. Il primo deve essere in grado di fornire una portata di picco di 720 kg/s, invece il secondo una portata massima di 565 kg/s. Il fabbisogno elettrico annuo per la pompa di circolazione della rete risulta circa pari a 50 MWh, mentre quello per la pompa di circolazione dell'acqua di falda si attesta intorno a 175 MWh. In Figura 30 è riportato l'andamento mensile dei consumi elettrici dell'Energy Hub per il riscaldamento, il raffrescamento e per il pompaggio; sono esclusi i consumi per l'ACS e il raffrescamento delle sale IT, che vengono soddisfatti mediante pompe di calore decentralizzate ad aria.

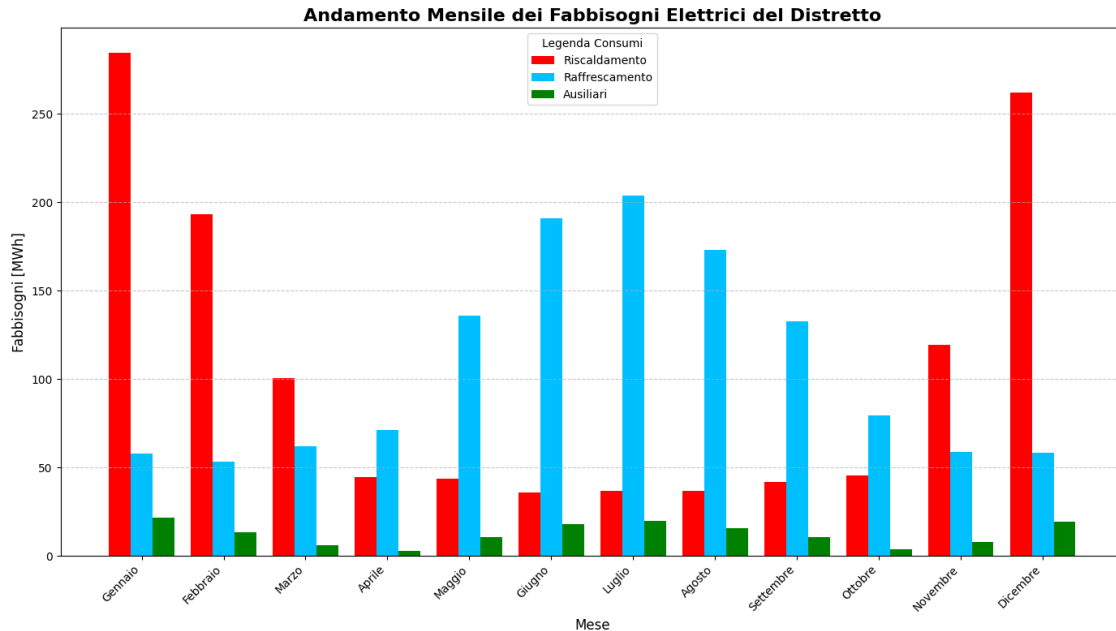


Figura 30. Fabbisogni elettrici mensili dell'Energy Hub scenario 4G

5.3.4 Scenario centralizzato con rete termica 5GDHC

In questo scenario si ricorda che il layout geometrico della rete idraulica è identico a quello dello scenario 4G, cambiano però, oltre al materiale, anche i diametri delle tubazioni; infatti, le portate d'acqua che circolano nella rete sono maggiori rispetto al caso 4G, e quindi sono necessarie tubazioni più grandi, se si mantiene la condizione di limitare la velocità del fluido a massimo 3 m/s. In Tabella 13 si può osservare quali siano i diametri nominali delle tubazioni, e la lunghezza aggregata dei tratti con il medesimo diametro. Il diametro nominale delle tubazioni di mandata e ritorno del pozzo geotermico è invece risultato essere pari a 350 mm.

Tabella 13. Diametro delle tubazioni utilizzate e lunghezza aggregata 5G

DN [mm]	Lunghezza [m]
50	549
80	1226
100	124
150	264
200	286
300	718

La domanda termica e frigorifera è soddisfatta interamente (compresa la produzione di ACS e il raffrescamento delle sale IT) mediante una rete termica di tipo 5GDHC. I sistemi che implicano un consumo elettrico sono: le pompe di calore reversibili ad acqua decentralizzate, che collegano ciascun edificio con l'anello caldo e con quello freddo; la pompa di calore reversibile ad acqua di falda centralizzata, che bilancia gli squilibri tra la domanda termica e quella frigorifera; il gruppo di pompaggio centralizzato, che garantisce la circolazione del fluido termovettore nella rete e quello per l'emungimento dell'acqua di falda dal pozzo geotermico.

L'Energy Hub mantiene l'anello caldo a 20°C e quello freddo a 15°C, queste sono le temperature con cui scambiano energia termica le pompe di calore a livello di edificio: in modalità di riscaldamento le macchine prelevano calore dalla sorgente a 20°C e il fluido viene reimpresso nell'anello a 15°C; quando invece funzionano come refrigeratori l'anello a 20°C diventa il pozzo termico a cui viene ceduto il calore estratto dagli edifici. A queste due temperature l'efficienza di funzionamento delle pompe di calore risulta essere massimizzata, con un conseguente impatto positivo sui consumi elettrici. Le

pompe di calore utilizzano il refrigerante R32 e sono state selezionate dalla serie NGW, dalle schede tecniche sono state ricavate le curve di performance. In seguito, con la metodologia illustrata nel sottoparagrafo 3.2.2 si sono ricavati i consumi elettrici delle macchine ad acqua che collegano gli edifici alla rete ed i valori delle efficienze stagionali, che sono riportati in Tabella 14. In questo scenario la produzione di ACS e il raffrescamento delle sale IT è gestito da pompe di calore e refrigeratori condensati ad acqua, che sono collegati agli anelli della rete termica. La rete 5GDHC è infatti in grado di gestire contemporaneamente sia i fabbisogni termici che quelli frigoriferi. Il consumo elettrico totale delle macchine decentralizzate è pari a 571 MWh per il riscaldamento e la produzione di ACS, e 657 MWh per il raffrescamento degli ambienti e delle sale IT.

Tabella 14. Fabbisogni elettrici pompe di calore ad acqua decentralizzate 5G

Edificio	Fabbisogno elettrico per riscaldamento [MWh/anno]	Fabbisogno elettrico per raffrescamento [MWh/anno]	SCOP	SEER
B001	29.9	4.7	6.09	7.18
B002	21.1	5.8	6.44	7.20
B003	40.6	5.8	6.44	7.18
B004	41.0	4.7	6.08	7.17
B005	30.9	4.8	6.08	7.18
B006	43.8	5.3	6.44	7.21
B007	44.0	5.3	6.44	7.21
B008	32.7	2.3	6.10	7.35
B009	48.4	10.2	6.30	7.42
B010	33.8	10.7	5.99	6.82
B011	23.8	6.6	6.44	7.36
B012	14.2	3.7	6.08	7.42
B013	21.5	6.2	6.08	7.23
B014	3.2	4.2	5.93	6.62
B015	15.9	198.6	6.50	10.15
B016	15.5	193.4	6.75	11.9
B017	8.9	5.1	6.25	7.23
B018	13.8	9.1	6.21	7.05
B019	13.0	8.9	6.21	7.04
B020	11.6	7.3	6.06	6.92
B021	3.0	19.9	6.35	5.71
B022	15.3	13.1	6.50	7.54
B023	9.3	28.5	6.25	6.05
B024	6.7	12.1	6.39	10.20
B025	8.6	7.2	6.40	9.20
B026	9.6	14.7	6.11	5.86
B027	10.6	36.1	5.99	7.36

B028	14.8	23.4	6.32	7.04
------	------	------	------	------

La simultaneità dei carichi termici e frigoriferi fa sì che la rete funzioni contemporaneamente come sorgente e pozzo termico; se si esegue un bilancio termico dinamico complessivo tra i due fabbisogni, si può definire quando l'Energy Hub debba intervenire per ripristinare le temperature degli anelli; nel caso in cui, in un determinato istante, la potenza termica prelevata dalla rete sia maggiore di quella immessa, si ha un deficit termico (le temperature si abbassano) e l'Energy Hub deve fornire calore; nel caso opposto, ovvero quando la potenza termica immessa è maggiore di quella prelevata, si ha un surplus (le temperature si alzano) e il sistema centrale deve estrarre calore. Da queste considerazioni e dai calcoli eseguiti si è ottenuto che il calore annuale fornito dall'Energy Hub alla rete è pari a 1354 MWh, mentre quello sottratto è pari a 5963 MWh. Dalla simulazione si è ricavata inoltre la potenza di picco con cui dimensionare la pompa di calore centralizzata, che è pari a circa 5.5 MW (in modalità di riscaldamento). Il sistema centralizzato è una pompa di calore reversibile condensata ad acqua di grossa taglia, che utilizza il refrigerante R515B. Attraverso l'utilizzo del codice Python per le macchine ad acqua è stato ricavato il consumo elettrico della macchina, che è pari a 140 MWh per il fabbisogno termico e 618 MWh per quello frigorifero.

Il modello per la simulazione idraulica della rete (descritto nel sottoparagrafo 3.2.3) ha permesso di stimare le perdite di carico orarie, il percorso più sfavorito, la portata e la prevalenza massima che deve garantire il gruppo di pompaggio centralizzato. Infine, si sono ricavati i consumi elettrici per gli ausiliari (pompaggio acqua di falda e circolazione nella rete). I valori numerici sono riportati in Tabella 15.

Tabella 15. Sintesi risultati idraulici 5G

Prevalenza Max [bar]	Edificio percorso più sfavorito	Portata massima dalla falda [kg/s]	Portata massima verso la rete [kg/s]	Consumo elettrico pompa pozzo [MWh]	Consumo elettrico pompa circolazione rete [MWh]
9.6	B008	348	1370	99	176

La Figura 31 mostra l'andamento mensile dei consumi elettrici stimati dell'Energy Hub (nel grafico non sono considerati quelli delle pompe di calore decentralizzate a livello di edificio). Confrontando questo grafico con quello riportato in Figura 30 (consumi mensili

Energy Hub rete 4G), si possono formulare le seguenti considerazioni: i fabbisogni elettrici per il riscaldamento sono significativamente più bassi durante i mesi invernali e assenti durante i mesi estivi, questo è dovuto al fatto, che a livello di rete, la domanda frigorifera per il raffrescamento delle sale IT, che è pressoché costante durante tutto l'anno, bilancia parzialmente la domanda termica di riscaldamento e produzione di ACS, quest'ultima, durante i mesi estivi, è interamente compensata dal calore di scarto immesso in rete dai refrigeratori; il fabbisogno frigorifero estivo è invece nettamente più alto, ciò è dovuto al fatto che si stanno considerando anche i consumi di raffrescamento per le sale IT, quest'ultimo impatta fortemente sul totale del raffrescamento. Si può concludere che, nel caso specifico analizzato, durante i mesi invernali, la simultaneità di carichi termici e frigoriferi, che hanno un ordine di grandezza simile, permette di ridurre fortemente i consumi elettrici; d'estate al contrario, i carichi frigoriferi sono nettamente maggiori rispetto a quelli termici e questo si traduce in una riduzione poco significativa dei consumi rispetto ad un sistema di teleraffrescamento 4GDC.

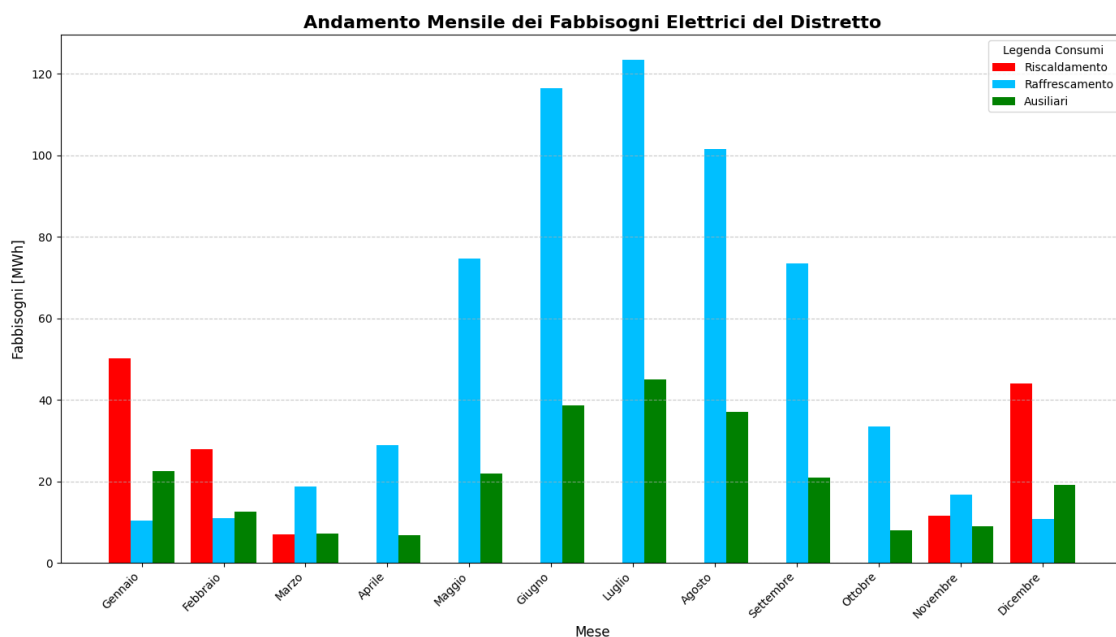


Figura 31. Fabbisogni elettrici mensili a carico dell'Energy Hub scenario 5G

5.3.5 Confronto dei consumi

Per i quattro scenari analizzati in questo lavoro di tesi, in Figura 32 si riportano i fabbisogni elettrici per la produzione termica, frigorifera e degli ausiliari lato impianto di generazione. Come si può osservare, a livello di consumo globale, lo scenario a pompe di calore ad aria (ASHP) è quello più energivoro, ciò è dovuto in gran parte alla minor

efficienza di queste macchine. Lo scenario con pompe di calore geotermiche decentralizzate (GWSHP) ha un fabbisogno globale più basso sia di quello ad aria sia di quello 4G, in particolare, i consumi per la produzione termica sono più bassi rispetto al 4G (-18%); infatti, nonostante un'efficienza più alta della pompa di calore centralizzata di grossa taglia rispetto a quelle di piccola e media taglia decentralizzate, lo scambio termico tra la rete ed il terreno nello scenario 4G impone all'energy Hub una produzione termica maggiore rispetto all'effettiva domanda degli edifici del distretto. Lo scenario 5G è quello più conveniente dal punto di vista dei consumi energetici, soprattutto si nota una forte riduzione dei consumi per i fabbisogni termici, il 45% in meno di quelli dello scenario ASHP ed il 38% in meno di quelli del 4G; invece, i consumi frigoriferi, sebbene inferiori, lo sono in maniera meno marcata, essi corrispondono ad una riduzione del 20% rispetto allo scenario con pompe di calore condensate ad aria e del 6% rispetto al 4G. Infine, se si pone l'attenzione sui consumi elettrici per gli ausiliari di sistema, si osserva che i più alti si hanno per lo scenario 5G, seguiti dal 4G; ciò è giustificato dal fatto che nello scenario 5G le portate che circolano nella rete sono maggiori di quelle che circolano nel 4G; infatti, lavorando con salti termici più bassi, parità di domanda termo-frigorifera, è necessario far circolare una portata di fluido maggiore, come si evince anche dall'Equazione (7). L'impatto degli ausiliari di pompaggio sul totale dei consumi elettrici è circa il 12% per lo scenario 5G, l'8% per lo scenario 4G e 5% per lo scenario decentralizzato geotermico.

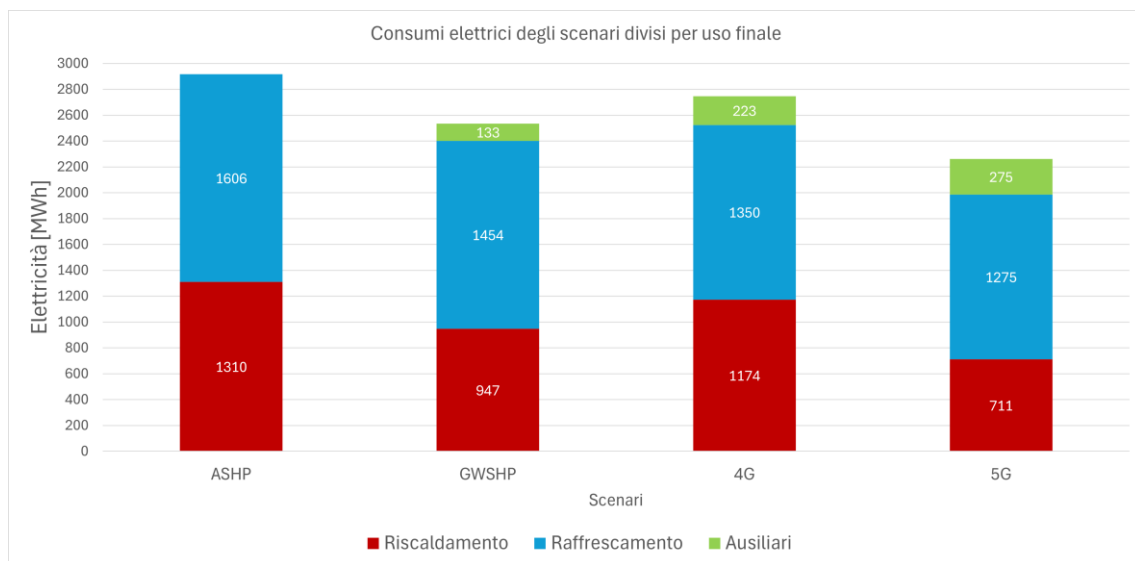


Figura 32. Consumi elettrici stimati per uso finale

5.4 Analisi economica

Per tutti gli scenari analizzati sono stati dimensionati i componenti impiantistici principali. Avendo inoltre reperito in letteratura i prezzi unitari medi per i componenti, è stato possibile eseguire delle stime economiche. Ovviamente, ci si tiene a sottolineare come tali stime derivino dalla scelta e dalla disponibilità dei dati utilizzati, che sono valori medi statistici e, inoltre, l'obiettivo dell'analisi è stato quello di dare priorità ad un confronto coerente tra gli scenari e valido per il contesto europeo, piuttosto che concentrarsi su un'analisi molto dettagliata di ogni scenario. Infatti, i costi reali per la realizzazione e la conduzione di un impianto dipendono da innumerevoli fattori (costo dei componenti, ubicazione, progettazione, manodopera, infrastrutture, normative e procedure amministrative, tasse etc...), che nel caso studio specifico non è stato possibile stimare con un valido grado di certezza per tutti gli scenari.

In Tabella 16 e in Tabella 17 sono riportati i CAPEX e gli OPEX [20], [65], [66] utilizzati in questa analisi. Come si può osservare, i costi unitari di investimento e di manutenzione per le macchine di grossa taglia sono minori rispetto a quelli per le macchine di piccola e media taglia, questo risultato è riconducibile all'economia di scala.

Tabella 16. CAPEX

Scenario Componente	Aria	Geotermico	4G	5G
Pompe di calore decentralizzate	769 €/kW	1200 €/kW ¹¹	-	1090 €/kW
Pompe di calore centralizzate	-	-	660 €/kW ¹²	660 €/kW ¹³
Pompe di circolazione	-	-	200 €/kW	200 €/kW
Refrigeratori ad aria	599 €/kW	599 €/kW	599 €/kW	-
Tubazioni in acciaio con isolante	-	-	1656 €/m ¹⁴	-
Tubazioni PEAD	-	-	-	435 €/m ¹⁵

¹¹ Comprende i costi del componente e di installazione, i costi di perforazione e realizzazione del pozzo sono stati considerati utilizzando i dati disponibili dello stesso database ma non sono qui riportati.

¹² Considerazione analoga alla nota 11

¹³ Considerazione analoga alla nota 11

¹⁴ Il costo dipende dal diametro della tubazione e dal tipo di area in cui vengono installate, qui si è riportato il valore medio calcolato per il caso studio. Il valore comprende anche i costi di installazione.

¹⁵ Considerazione analoga alla nota 14

Sottostazioni di scambio termico	-	-	252 €/kW	-
----------------------------------	---	---	----------	---

Tabella 17. OPEX

Scenario	Aria	Geotermico	4G	5G
Componente				
Pompe di calore decentralizzate	15 €/kW/a	22 €/kW/a	-	18 €/kW/a
Pompe di calore centralizzate	-	-	2.7 €/kW/a	2.7 €/kW/a
Pompe di circolazione	-	-	2% CAPEX/a	2% CAPEX/a
Refrigeratori	12 €/kW/a	12 €/kW/a	12 €/kW/a	-
Tubazioni in acciaio con isolante	-	-	1% CAPEX/a	-
Tubazioni PEAD	-	-	-	1% CAPEX/a
Sottostazioni	-	-	7 €/kW/a	-

Per il calcolo dell’LCOH e dell’LCOC gli altri parametri considerati sono:

- Il tasso di sconto pari a 4%
- L’inflazione sui costi di O&M è pari al 2% annuo [77]
- La domanda termica totale del distretto, che è stata ricavata dalla simulazione
- Il prezzo dell’energia elettrica. Questo valore non è un parametro fisso e dipende da molteplici fattori; il costo considerato in questa analisi è un valore medio valido per il mercato italiano e che si riferisce al prezzo finale in bolletta, comprensivo dei costi di trasporto e degli oneri aggiuntivi. I dati sono stati reperiti dall’Eurostat per la seconda metà del 2024. Un’ulteriore distinzione è stata effettuata in funzione dell’utente finale: infatti, negli scenari decentralizzati, l’elettricità è acquistata a livello di macchina per singolo edificio, mentre nei sistemi con reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento, gli edifici ricevono l’energia termica acquistata dall’operatore della rete ed il consumo elettrico avviene a livello centralizzato. Perciò, in prima analisi, si è deciso di utilizzare per gli scenari con pompe di calore decentralizzate un prezzo unitario pari a 0.30 €/kWh, e 0.15 €/kWh per gli scenari con teleriscaldamento e teleraffrescamento; in questo modo si è valutato il costo medio unitario per la produzione di 1 MWh di energia termo-

frigorifera dal punto di vista del consumatore finale (scenari decentralizzati) e da quello dell'operatore (sistema centralizzato), spetterà poi a quest'ultimo fissare un prezzo di vendita dell'energia termica all'utente finale per generare un profitto; in tal senso, al fine di una convenienza economica, ci si aspetta un LCOH e un LCOC dei sistemi 4G e 5G più basso rispetto a quello degli altri due scenari. Successivamente si è effettuata invece un'analisi ipotizzando di utilizzare un costo dell'elettricità uguale in tutti gli scenari per valutarne l'impatto.

La Figura 33 mostra i valori dell'LCOH calcolati per i quattro scenari, su un periodo di cinquant'anni e considerando un costo dell'energia differenziato tra gli scenari centralizzati e quelli decentralizzati. Dal grafico si evince come lo scenario con un LCOH più basso sia il 5G, seguito dal 4G, che tuttavia non è significativamente diverso. Quello con un LCOH più alto è lo scenario con pompe di calore geotermiche decentralizzate (GWSHP), seguito da quello con pompe di calore ad aria (ASHP). Questo è giustificato da due principali fattori: a fronte di costi di investimento più alti, i costi operativi per gli scenari a livello di distretto (4G e 5G) beneficiano sia dell'economia di scala, che permette di abbassare i costi di manutenzione per singola macchina, sia di un'efficienza di funzionamento maggiore che consente di ridurre i consumi, in particolare nel caso 5G. Il secondo aspetto riguarda le tariffe per l'elettricità più basse per sistemi centralizzati di grossa taglia. Inoltre, come si evince dai risultati, lo scenario con pompe di calore geotermiche (GWSHP), nonostante abbia consumi elettrici più bassi, sia rispetto a quello con pompe di calore ad aria (ASHP), sia al 4G; i costi di investimento e di manutenzione sono tali da renderlo meno conveniente sull'arco temporale considerato. Se invece si analizza l'aspetto economico dal punto di vista della produzione frigorifera, quindi valutando LCOC (Figura 34), emerge sempre una convenienza degli scenari con rete termica, ma il 4G risulta avere un LCOC più basso del 5G. In questo caso il risparmio sul fabbisogno elettrico per la produzione frigorifera dello scenario 5G non è sufficiente a bilanciare i maggiori costi di investimento e di energia per il pompaggio. Il valore dell'LCOH calcolato per il 5G, che è pari a 115 €/MWh, sembra essere in linea con il range ottenuto nell'analisi di sensitività presente in uno studio in cui è stato valutato l'LCOH di uno scenario con sistema 5GDHC, in questa analisi i valori minimo e massimo trovati sono pari rispettivamente a 58.8 €/MWh e 117 €/MWh [49]. Tuttavia, non è presente il calcolo dell'LCOC e bisogna tenere in considerazione che le assunzioni fatte sui costi sono differenti tra questo lavoro di tesi e lo studio citato.

La Figura 35 mostra la ripartizione dei costi totali sull'intero periodo di analisi. Come si può vedere, dal punto di vista dell'investimento iniziale, il 5G è quello con i costi più alti (+53% rispetto allo scenario ASHP), mentre lo scenario con pompe di calore condensate ad aria risulta essere il più economico. Dal punto di vista dei costi per l'energia elettrica, tenendo conto delle considerazioni sopra discusse per il prezzo, si osserva un forte risparmio per gli scenari 4G e 5G, quest'ultimo ha il costo più basso in assoluto. In termini di costi di manutenzione ordinaria è lo scenario 4G ad essere il più economico, persino rispetto allo scenario con pompe di calore ad aria. Ciò si può giustificare tenendo presente che si sta analizzando il distretto nella sua interezza, quindi, negli scenari decentralizzati c'è un numero maggiore di macchine su cui eseguire manutenzione, ed in particolare quelle ad aria sono esposte agli agenti atmosferici. Nel 4G invece i componenti con costi di manutenzione più alti si riducono alla pompa di calore e al gruppo di pompaggio centralizzati. Nello scenario 5G la maggior complessità delle sottostazioni, costituite da pompe di calore ad acqua, giustifica i costi di manutenzione più elevati.

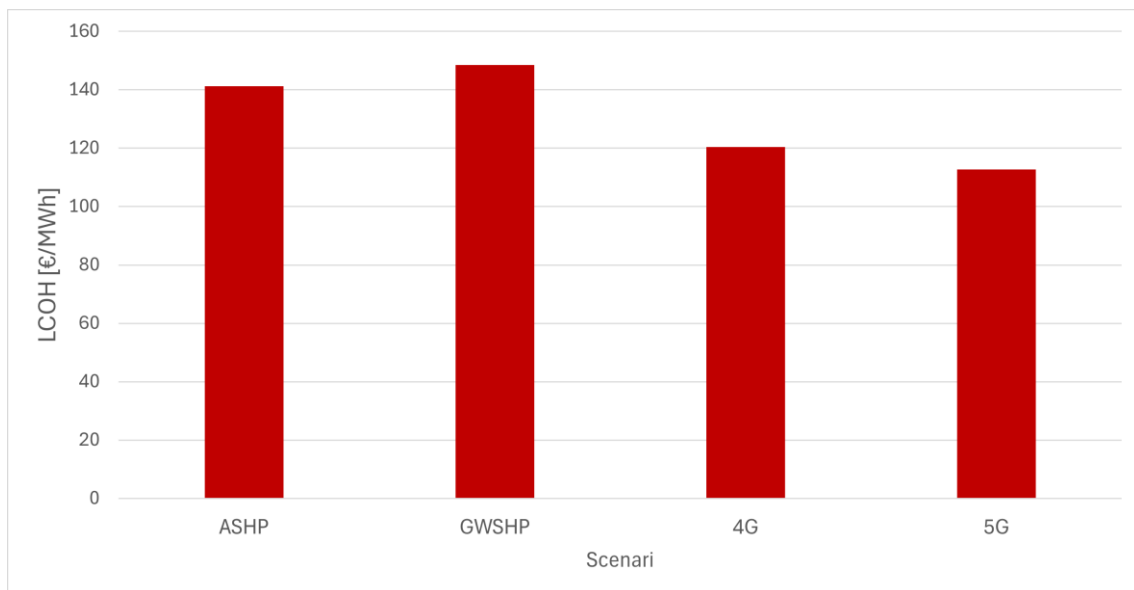


Figura 33. LCOH differenziato

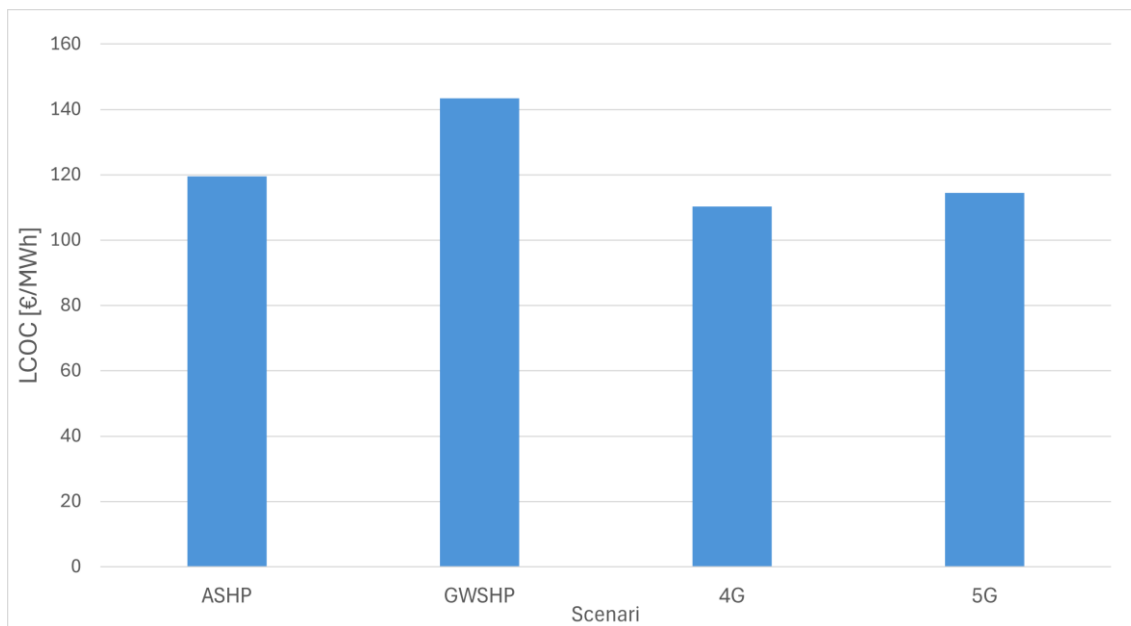


Figura 34. LCOC differenziato

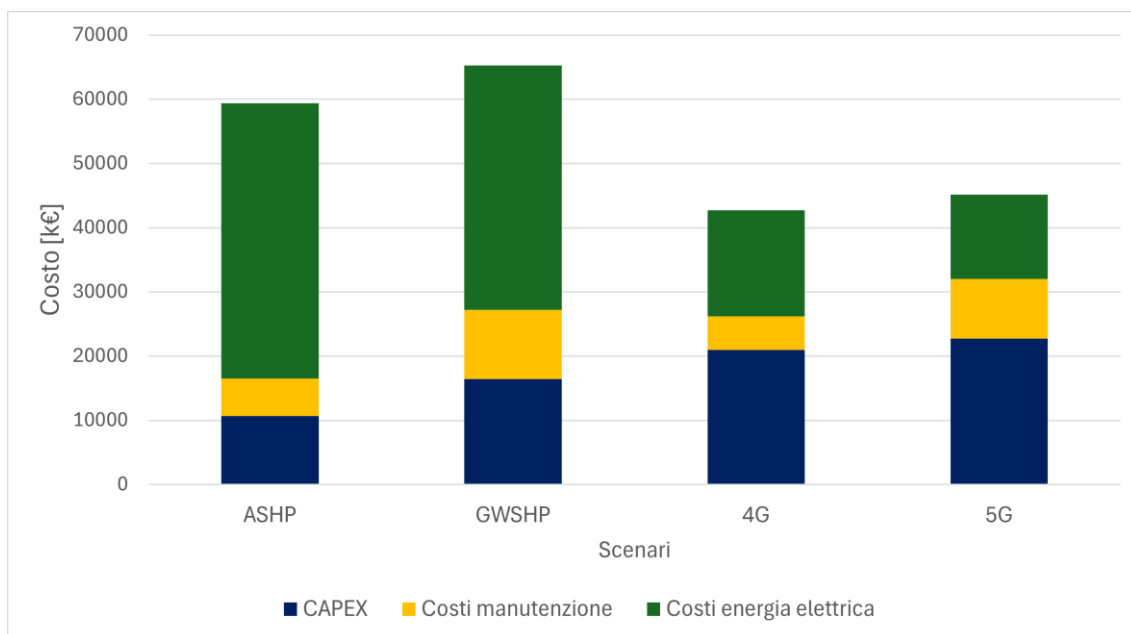


Figura 35. Ripartizione dei costi

Nel caso in cui, lasciando tutti gli altri parametri invariati, si assuma che il prezzo dell'elettricità sia uguale in tutti gli scenari e pari a 0.3 €/kWh, per l'LCOH e l'LCOC si ottengono i risultati riportati in Figura 36 e in Figura 37. Rispetto al caso precedente la situazione risulta essere ribaltata e a sfavore degli scenari 4G e 5G. Questo denota ulteriormente come, in un arco temporale ampio come quello analizzato, il prezzo

dell'elettricità e i consumi elettrici siano i fattori maggiormente impattanti sul valore dell'LCOH e dell'LCOC. Questa evidenza è confermata anche dallo studio tecnico-economico effettuato da Saini et al. [49], in cui il costo associato all'energia elettrica è risultato impattare per più del 50% sul valore totale dell'LCOH.

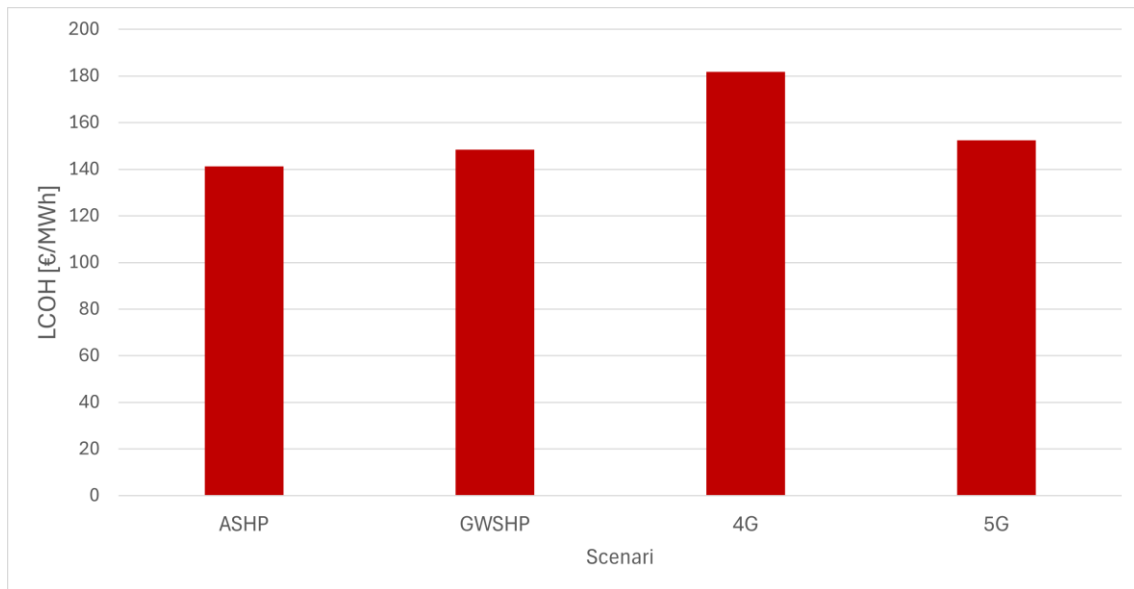


Figura 36. LCOH non differenziato

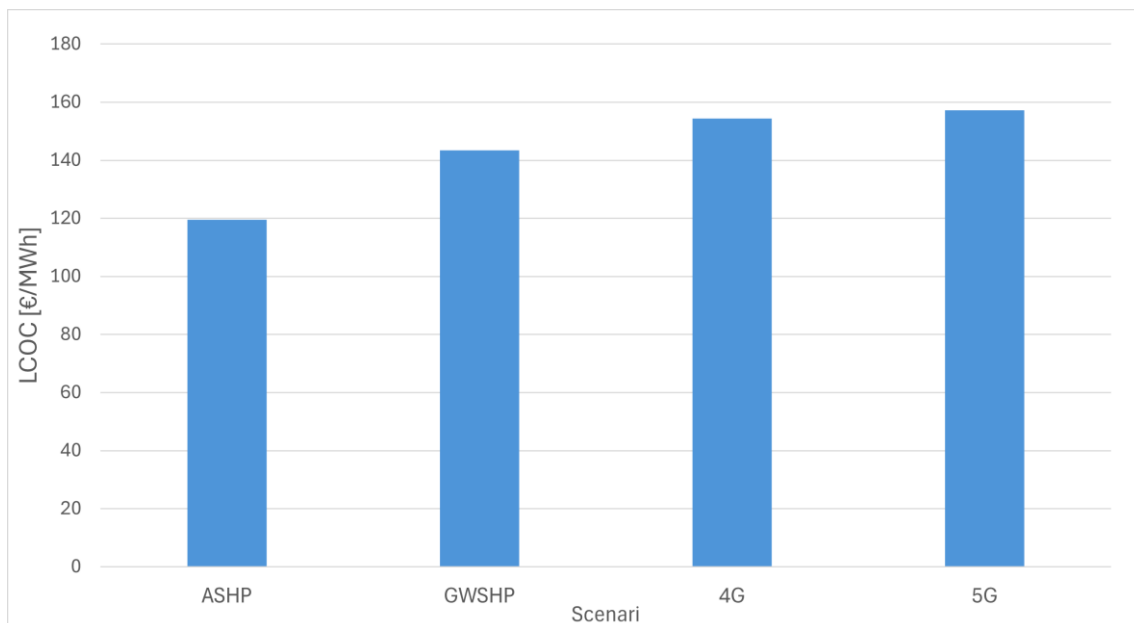


Figura 37. LCOC non differenziato

Infine, per la casistica con il prezzo dell'energia differenziato tra scenari con rete termica e scenari con macchine decentralizzate, si è valutato il tempo di rientro dell'investimento

degli scenari 4G e 5G rispetto allo scenario base con pompe di calore ad aria. Per questa analisi si sono calcolati: gli extra costi di investimento; i flussi di cassa differenziali annui attualizzati, che tengono in considerazione sia il tasso di inflazione sui costi di O&M pari al 2%, sia il tasso di sconto pari al 4%. Tramite l'analisi della cumulata dei flussi di cassa si sono ottenuti i seguenti tempi di rientro: 42 anni per il 4G e 61 anni per il 5G (Figura 38). Questa differenza è dovuta sia ai più alti costi di investimento iniziale dello scenario 5G, sia al fatto che questa soluzione impiantistica, come si può osservare anche dalla Figura 35, nonostante abbia i costi energetici più bassi in assoluto, presenta dei costi di O&M più alti di quelli del 4G; inoltre, dal momento che si sta considerando l'inflazione su questi costi, il loro peso diventa di anno in anno più significativo rispetto al costo energetico, che si mantiene invece costante. Perciò, per questo caso studio specifico, risulta evidente che il risparmio sui costi energetici del 5G rispetto al 4G non sia sufficiente a ripagare più velocemente di quest'ultimo gli extra costi di investimento rispetto allo scenario base.

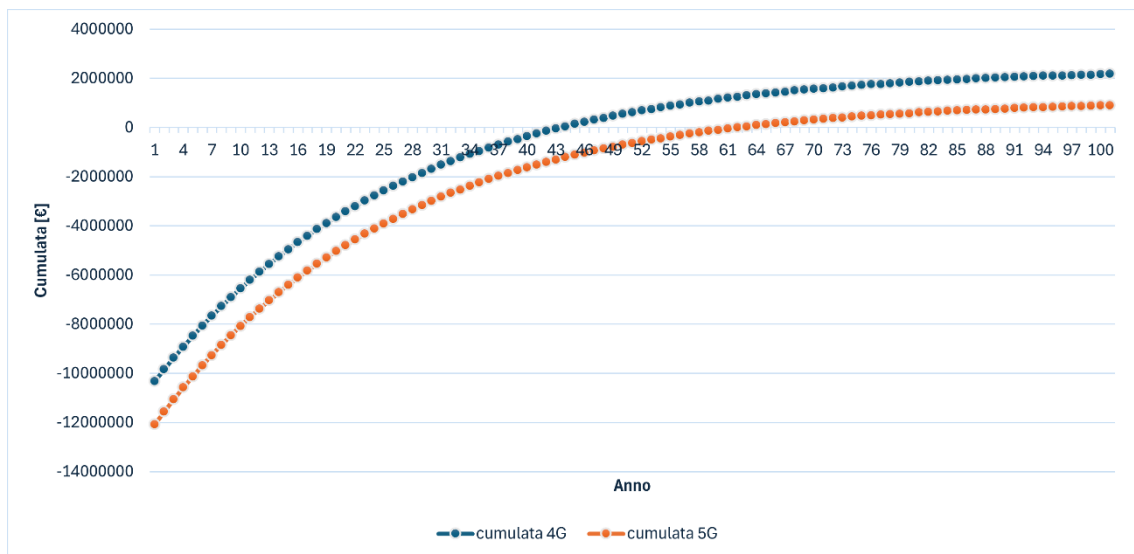


Figura 38. Cumulate degli scenari per il calcolo dell'anno di rientro dell'investimento

5.5 Analisi delle emissioni climalteranti

Il confronto dal punto di vista dell'impatto ambientale è stato svolto utilizzando la metodologia proposta nel sottoparagrafo 3.3.2, ritenuta la più adatta in funzione dei dati disponibili e della coerenza di analisi tra i diversi scenari. Si sono reperiti gli EPD di riferimento per i principali componenti oggetto di analisi, al fine di stimare le emissioni di tipo “*embodied carbon*”; in seguito, conoscendo il consumo elettrico, i fattori di

conversione per il mix elettrico italiano e le perdite di refrigerante si sono valutate le emissioni operative.

Per le pompe di calore si sono scelti due EPD di riferimento, uno per le macchine condensate ad aria ed uno per quelle condensate ad acqua [78], [79]. Gli EPD delle pompe di circolazione sono stati selezionati tramite il software OneClick® in funzione della tipologia e della taglia. Per le tubazioni idrauliche delle reti termiche si sono selezionati gli EPD in funzione del materiale (metallico pre-isolato o plastico), e si è stimata la quantità di materiale, espressa in chilogrammi, di ciascun tratto [80], [81]. Per le sottostazioni di scambio termico si è fatto riferimento agli EPD per le “*District heating transfer station*” trovati su OneClick® [82]. La stima dell’impatto “*embodied carbon*” dei pozzi geotermici è stata fatta sempre attraverso l’utilizzo di OneClick®, dopo aver determinato la quantità di cemento presente nello spazio tra la parete del foro di perforazione e le tubazioni, che è stata calcolata in funzione del diametro, della lunghezza e del materiale delle tubazioni. Tra la tubazione e la parete del foro si è ipotizzata la presenza di uno spessore pari a circa 5 cm.

In Tabella 18 sono riportati i GWP dei fluidi refrigeranti di cui sono dotate le pompe di calore reversibili presenti in questa modellazione, e che sono stati utilizzati per il calcolo dell’impatto ambientale legato alle perdite di questi gas in ambiente.

Tabella 18. GWP dei fluidi refrigeranti [83]

Gas refrigerante	GWP
R32	675
R513A	629
R515B	288

Il grafico in Figura 39 rappresenta le emissioni in tonnellate di CO₂ equivalente, suddivise in “*embodied*” e “*operational*”, prodotte dai quattro scenari oggetto di analisi, e valutate lungo l’intero orizzonte temporale (cinquant’anni). Dai risultati appare evidente che la soluzione con la rete termica 5G sia la più virtuosa dal punto di vista ambientale. Questo scenario, rispetto a quello peggiore (pompe di calore condensate ad aria), mostra una riduzione di circa il 15% delle tonnellate di CO₂ equivalente emessa.

Come si può inoltre notare, in tutti gli scenari, la componente maggiormente impattante è quella operativa, emerge perciò come, sul lungo periodo, sia cruciale sviluppare sistemi

energeticamente efficienti ed al contempo operare una decarbonizzazione dei sistemi di generazione dell'energia elettrica. Questo risulta ancora più evidente se si osserva il grafico in Figura 40, dove si vede chiaramente che, per questa analisi, l'impatto maggiore sulle emissioni operative è dovuto al consumo elettrico; quello invece dovuto alle perdite di refrigerante ha un impatto decisamente minore, anche grazie al fatto che i refrigeranti considerati hanno un GWP relativamente basso. Una precisazione va fatta per le emissioni operative legate ai consumi elettrici: dal momento che l'evoluzione nell'arco temporale dei fattori di conversione del mix elettrico nazionale è basato sullo scenario di decarbonizzazione sviluppato da CRREM, queste emissioni subiscono una progressiva riduzione di anno in anno, fermo restando l'ipotesi di un consumo elettrico annuale pressoché costante.

La Figura 41 mostra una riduzione stimata del fattore di emissione per il mix elettrico italiano tra lo stato attuale e quelli al 2035 e al 2050 pari rispettivamente al 62% e al 74%, in base allo scenario di decarbonizzazione. Ciò denota che, se attualmente l'aspetto operativo è ancora quello più impattante sulla riduzione delle emissioni, in futuro, a seguito della decarbonizzazione del vettore elettrico, il peso delle emissioni “*embodied carbon*” è destinato a diventare progressivamente più rilevante, con la necessità di investire in materiali, metodi di produzione e di trasporto a basso impatto ambientale.



Figura 39. Emissioni di CO2 equivalente in 50 anni

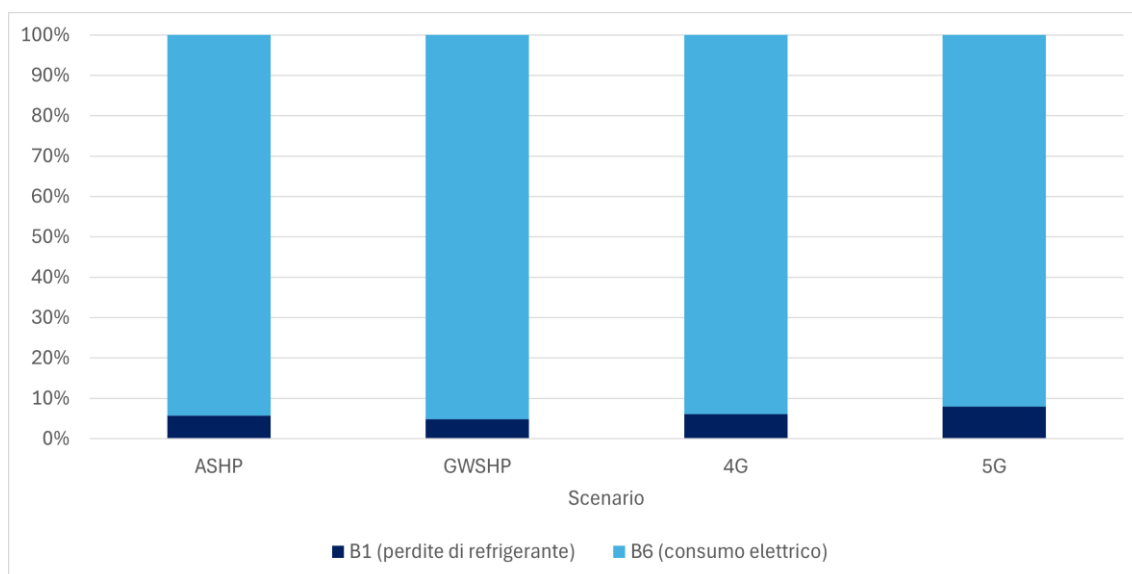


Figura 40. Ripartizione emissioni operative

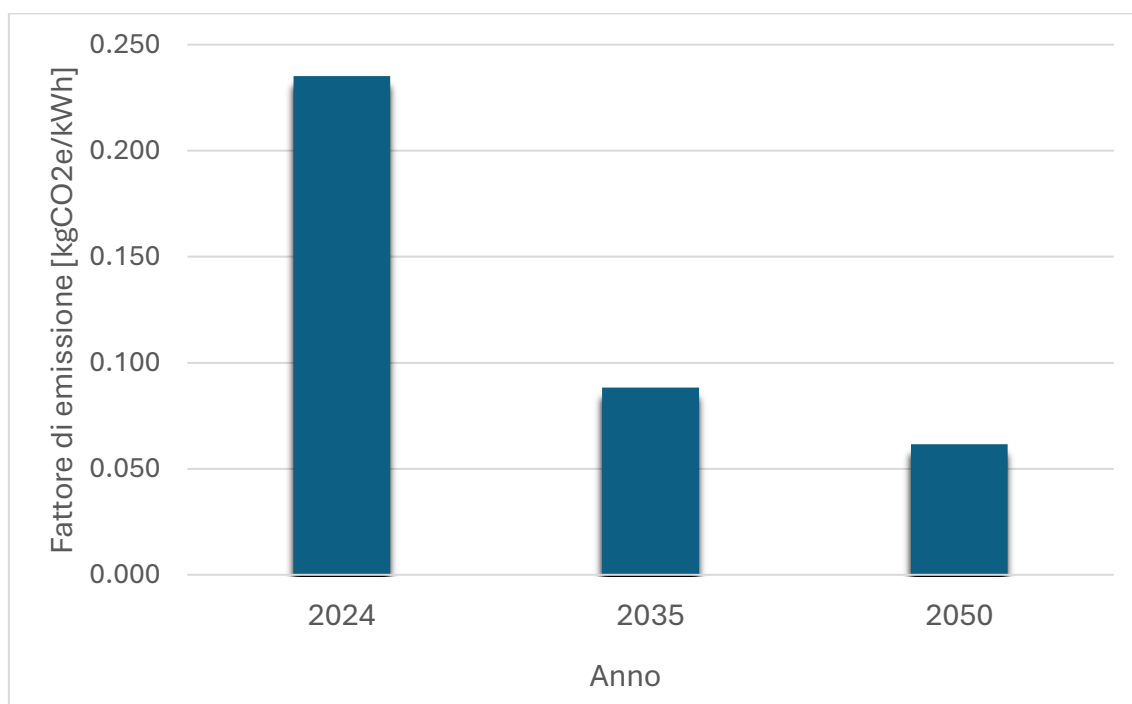


Figura 41. Evoluzione fattori di emissione del mix elettrico italiano

Sempre osservando la Figura 39, le emissioni “*embodied carbon*” più alte sono presenti nello scenario 5G, ciò è giustificato dalla maggior complessità impiantistica di una rete termica di quinta generazione; inoltre, lo scenario con pompe di calore decentralizzate ad acqua di falda ha un impatto leggermente superiore rispetto al 4G, il che è plausibile considerando la moltitudine di pozzi geotermici decentralizzati. Infine, la Figura 42, per

gli scenari 4G e 5G, mostra quale sia l'influenza di ciascuna componente impiantistica sul totale delle emissioni “*embodied carbon*” analizzate. Si osserva che in entrambi gli scenari le macchine di generazione termica e frigorifera pesano significativamente sul totale. L'altra considerazione rilevante è che la rete di distribuzione termoidraulica ha un impatto molto maggiore nella soluzione di tipo 4G rispetto al 5G; infatti, la prima richiede tubazioni metalliche pre-isolate al fine di limitare lo scambio termico con il terreno, mentre nel 5G, lavorando a temperature ambiente, le tubazioni sono in materiale plastico non isolato.

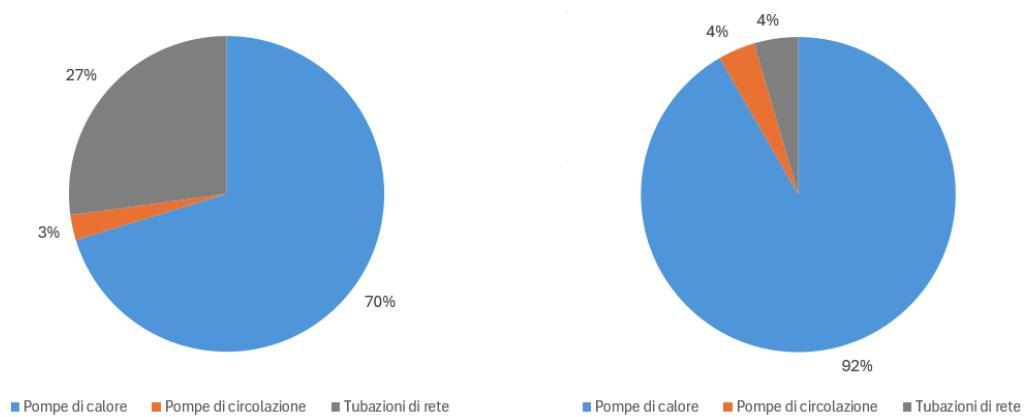


Figura 42. Ripartizione emissioni “*embodied carbon*”. Scenario 4G (sinistra) e scenario 5G (destra)

6. Conclusioni

Questo lavoro di tesi si inserisce nel contesto della modellazione e simulazione energetica degli edifici, ed in particolare, si concentra sulla modellazione ed analisi degli edifici su scala urbana (UBEM). Questo tipo di modellazione permette di simulare efficacemente il comportamento di un gran numero di edifici, anche avendo a disposizione un numero ridotto di parametri iniziali. Nello specifico, la capacità di stimare i fabbisogni energetici e la distribuzione spazio-temporale dei carichi termici e frigoriferi di interi distretti, si rivela fondamentale al fine di valutare l'efficacia di diverse strategie di approvvigionamento energetico. Inoltre, l'esigenza di efficientare e decarbonizzare fortemente il settore edilizio ha fatto emergere la necessità, nel contesto urbano, di valutare la transizione da sistemi di generazione decentralizzati a livello di edificio verso soluzioni avanzate a livello di distretto, come le reti termiche di quarta e quinta generazione.

L'obiettivo che ci è posto è stato quello di valutare, in termini tecno-economici e di impatto ambientale, quattro scenari di approvvigionamento energetico di un distretto: due decentralizzati a livello di edificio (con pompe di calore condensate ad aria "ASHp" o ad acqua di falda "GWSHP"); una rete termica di quarta generazione a bassa temperatura "4G" con generazione centralizzata mediante pompa di calore geotermica (55°C in condizioni di riscaldamento e 4°C in condizioni di raffrescamento), e pompe di calore ad aria decentralizzate per produzione di ACS e *chiller* per la refrigerazione della sala IT; una rete termica di quinta generazione a bassissima temperatura "5G" (anello caldo a 20°C e anello freddo a 15°C) con pompe di calore ad acqua decentralizzate ed Energy-Hub con pompa di calore geotermica per bilanciamento termico. Al fine di poter confrontare in termini numerici i risultati, le metodologie di modellazione e di analisi sono state applicate ad un caso studio, ovvero un distretto di 28 edifici con differenti destinazioni d'uso situato nell'area metropolitana di Milano.

Essendo il caso studio un complesso edilizio in fase di masterplan; quindi, privo attualmente dei dati di consumo reali, il punto di partenza è stato simulare la domanda termo-frigorifera del distretto. Per fare ciò si sono utilizzati City Energy Analyst (CEA), un software di tipo UBEM, e QGIS. Attraverso l'uso combinato di questi strumenti è stato possibile: modellare la geometria tridimensionale e le caratteristiche del distretto,

assegnare le proprietà termo-fisiche ai componenti d'involucro edilizio e attribuire le destinazioni d'uso ai diversi edifici. Inoltre, per ogni destinazione d'uso, si sono definiti i carichi interni di occupazione, illuminazione e apparecchiature elettriche e IT, seguendo la normativa ASHRAE 90.1, che è stata utilizzata anche per definire le schedule orarie dei carichi. Successivamente, si sono assegnate le tipologie di impianto HVAC in ambiente, definendo i set-point di temperatura e le portate di ventilazione. Infine, si è eseguita la simulazione dinamica e si sono ottenuti sia profili di carico orari, sia i fabbisogni termo-frigoriferi annui del distretto: 2200 MWh per il riscaldamento invernale, 1650 MWh per la produzione di ACS, 3500 MWh per il raffrescamento estivo e 2800 MWh per il raffrescamento delle sale IT.

Una volta stimati i consumi termici e frigoriferi, si è proceduto a dimensionare, modellare e simulare le tecnologie di generazione termo-frigorifera, al fine di passare ai fabbisogni elettrici. Per modellare il comportamento dinamico delle pompe di calore condensate ad aria o ad acqua ci si è avvalsi di Python, Excel e del software Magellano: si sono sviluppati degli script in grado di definire, istante per istante, il coefficiente di prestazione con cui sta lavorando la macchina, in funzione delle curve prestazionali delle pompe di calore e delle reali condizioni di funzionamento. Nota la domanda termo-frigorifera e avendo modellato i coefficienti di prestazione dinamici, si è ricavata la domanda elettrica delle macchine. Per modellare lo scenario con la rete termica di quarta generazione si è utilizzato QGIS per generare il layout della rete, ed un modulo integrato di CEA per la simulazione termofluidodinamica, tramite il quale si è dimensionata la rete e ottenuto il consumo elettrico per il pompaggio. Dai fabbisogni termo-frigorifera della pompa di calore geotermica si è poi passati a quelli elettrici tramite lo script Python sviluppato per le pompe di calore ad acqua. Per quanto riguarda lo scenario con la rete termica di quinta generazione, la modellazione e la simulazione termofluidodinamica è stata fatta interamente utilizzando Python ed Excel, avendo come dati di input noti la domanda termo-frigorifera del distretto ottenuta con CEA ed il layout della rete termica modellata con QGIS. Il primo passo è stato calcolare il consumo elettrico delle pompe di calore ad acqua che collegano la rete agli edifici, e successivamente, il calore che queste scambiano con la rete. A questo punto si è disaccoppiato il problema termico da quello idraulico e, trascurando lo scambio termico con il terreno, si è impostato un bilancio termico orario tra la potenza termica immessa e prelevata dalla rete. Attraverso questo bilancio è stato possibile risalire alla potenza termica che la pompa di calore centralizzata deve fornire o

sottrarre per bilanciare la rete istante per istante, e di conseguenza si sono calcolati i fabbisogni termici e frigoriferi dell'Energy-Hub, da questi si è ricavato il consumo elettrico della pompa di calore geotermica. Conoscendo il salto termico tra l'anello caldo e quello freddo e la domanda termo-frigorifera, si sono calcolate le portate di fluido che circolano nella rete, le quali hanno permesso, insieme ad altre considerazioni di carattere idraulico, di sviluppare un modello fluidodinamico per il calcolo delle perdite di pressione nella rete. Dalla simulazione fluidodinamica è stato possibile dimensionare la pompa di circolazione e calcolarne i consumi elettrici. Infine, facendo delle assunzioni sui pozzi geotermici, si sono stimati i consumi dei gruppi di pompaggio dell'acqua di falda.

I fabbisogni elettrici sono stati raggruppati, per ogni scenario, nei seguenti usi finali: riscaldamento (comfort termico in ambiente e produzione di ACS), raffrescamento (comfort termico in ambiente e refrigerazione dei locali IT) ed ausiliari (pompaggio di acqua di falda e circolazione del fluido nella rete). Lo scenario con pompe di calore ad aria ha un consumo elettrico per il raffrescamento pari a 1606 MWh e per il riscaldamento pari a 1310 MWh. Quello con pompe di calore decentralizzate geotermiche presenta un consumo di 947 MWh per il riscaldamento, 1454 MWh per il raffrescamento e 133 MWh per gli ausiliari. I consumi stimati per la rete di quarta generazione risultano essere pari a 1174 MWh per il riscaldamento, 1350 MWh per il raffrescamento e 223 MWh per il pompaggio. Infine, per lo scenario con rete di quinta generazione per riscaldamento, raffrescamento e ausiliari si hanno rispettivamente i seguenti fabbisogni elettrici: 711 MWh, 1275 MWh e 275 MWh. I risultati mostrano che, per il caso studio analizzato, lo scenario con il consumo globale più basso sia quello con la rete 5G, seguito da geotermico decentralizzato, 4G e pompe di calore ad aria decentralizzate. In particolare, lo scenario 5G mostra una riduzione dei consumi totali del 23% rispetto allo scenario con macchine ad aria e del 17% rispetto al 4G. L'analisi dei risultati mette in luce due elementi fondamentali. Da un lato, si conferma che le pompe di calore ad acqua offrono prestazioni più elevate e costanti nel tempo rispetto alle macchine ad aria, con una conseguente riduzione dei consumi. Dall'altro, emerge il potenziale delle reti termiche di quinta generazione, le quali dimostrano la loro massima efficienza in contesti caratterizzati da simultaneità dei carichi termici e frigoriferi. In tali condizioni operative, l'integrazione di pompe di calore idroniche e temperature di sorgente e pozzo ottimizzate per il loro funzionamento consente efficacemente di recuperare e riutilizzare il calore di scarto a bassa temperatura. Questo processo consente di utilizzare un'energia che andrebbe

altrimenti dispersa e permette di ottenere una notevole diminuzione del fabbisogno energetico globale.

Una volta analizzati gli scenari dal punto di vista dei consumi si è proceduto ad elaborare un modello economico e uno di impatto ambientale, nell'ottica di fornire una valutazione più ampia da integrare a quella dei consumi. Per l'analisi si è deciso di prendere in considerazione i seguenti componenti impiantistici: le pompe di calore, i refrigeratori, gli scambiatori delle sottostazioni di scambio termico, i pozzi geotermici, le pompe idrauliche e le tubazioni delle reti termiche. La valutazione è stata fatta su un arco temporale di cinquant'anni e si è ipotizzata una sostituzione dopo venticinque anni delle pompe di calore, dei refrigeratori, degli scambiatori e delle pompe idrauliche.

Per l'analisi economica sono stati valutati il *Levelized Cost Of Heat* (LCOH) ed il *Levelized Cost Of Cooling* (LCOC), che rappresentano il costo medio di produzione di un'unità termica o frigorifera lungo l'intera vita utile del progetto. Questi indici consentono di tenere in considerazione i costi di investimento, di manutenzione e di acquisto dell'energia elettrica. I primi due costi sono stati calcolati attraverso l'utilizzo di database europei o cataloghi dei produttori; il costo dell'elettricità è stato ricavato in funzione dei consumi degli scenari e del prezzo dell'energia elettrica proveniente dalla rete, quest'ultimo ottenuto dai dati dell'Eurostat. I risultati hanno messo in luce alcuni aspetti chiave. A fronte di costi di investimento più alti, gli scenari 5G e 4G presentano costi operativi inferiori rispetto agli scenari decentralizzati. Considerando un periodo di cinquant'anni, i costi operativi sono risultati essere di notevole rilevanza sul totale, in particolar modo, sono i costi associati all'acquisto di energia elettrica a determinare fortemente la convenienza economica di uno scenario rispetto ad un altro.

Per l'analisi di impatto ambientale si è effettuata una valutazione considerando alcune categorie di emissioni di CO₂ equivalente sia di tipo “*embodied carbon*” che “*operational carbon*”. In particolare, per la prima tipologia si sono considerate le emissioni associate alla fase di costruzione e dismissione degli impianti attraverso l'utilizzo di EPD. Per la fase operativa si è tenuto conto sia delle emissioni dovute ai consumi elettrici, sia di quelle dovute alle perdite di refrigerante delle macchine di generazione. Per le prime si è fatto riferimento ai fattori di emissione del mix elettrico italiano, valutati secondo lo scenario di decarbonizzazione proposto da CRREM e conforme agli Accordi di Parigi. I risultati mostrano che lo scenario 5G sia il più virtuoso dal punto di vista ambientale, le cui

emissioni sono circa il 15% in meno rispetto allo scenario con pompe di calore ad aria. Anche in questo caso, si evince come le emissioni operative associate al consumo energetico siano quelle di maggiore impatto. Inoltre, considerando una riduzione dei fattori di emissione nel tempo, risulta evidente la crescente importanza delle emissioni “*embodied carbon*” rispetto a quelle operative nel lungo periodo.

In sintesi, i risultati per questo caso studio evidenziano come lo scenario con rete termica di quinta generazione rappresenti la soluzione più conveniente sia dal punto di vista dei consumi sia da quello di impatto ambientale. Tuttavia, tale convenienza è condizionata alla presenza nel distretto di una simultanea domanda di riscaldamento e raffrescamento. Inoltre, si sottolinea come, nonostante costi di investimento iniziali più elevati, le tecnologie a livello di distretto abbiano efficienze molto elevate, dovute alla taglia dei sistemi di generazione e alle condizioni di funzionamento ottimali. Tuttavia, il nodo centrale da discutere è la fonte di approvvigionamento elettrico. In questa analisi si è ipotizzato di soddisfare i fabbisogni elettrici esclusivamente utilizzando energia elettrica prelevata dalla rete nazionale, senza considerare sistemi di generazione alternativi come, ad esempio, il fotovoltaico o il micro-eolico. È emerso però che il consumo di energia elettrica costituisca l'elemento più incisivo, sia in termini economici che ambientali, nel determinare la convenienza di uno scenario rispetto ad un altro. Da questa considerazione risulta chiaro un primo possibile sviluppo di questo lavoro di tesi, ovvero integrare una valutazione di impatto economico-ambientale di un impianto fotovoltaico che soddisfi i fabbisogni elettrici del distretto in uno o più scenari.

In ultima analisi, ci si tiene a mettere in luce alcune limitazioni e criticità presenti nei metodi e nei modelli utilizzati in questa tesi, al fine di suggerire ed evidenziare possibili miglioramenti e sviluppi futuri. Per quanto riguarda l'analisi con City Energy Analyst, il software obbliga a fare delle semplificazioni di tipo geometrico, impiantistico e di zonizzazione, che influiscono sulla stima dei consumi. Inoltre, CEA non permette di considerare accuratamente le isole di calore urbane, di conseguenza specialmente la domanda di raffrescamento estivo potrebbe risultare sottostimata. In relazione ai modelli matematici utilizzati per la stima dei consumi elettrici, quello per il fabbisogno delle pompe idrauliche è stato sviluppato ipotizzando un rendimento costante della pompa, ciò rappresenta una riduzione di complessità del modello, in quanto il rendimento dipende dal punto di funzionamento della macchina. Un'altra semplificazione che si è resa

necessaria è stata trascurare lo scambio termico con il terreno nella simulazione della rete di quinta generazione. Sebbene questo scambio sia molto ridotto in ragione delle temperature con cui opera questo tipo di rete, il che rende questa semplificazione ammissibile, resta aperta la possibilità di essere integrato per un'analisi più realistica, o nell'ottica di valutare il terreno come accumulo termico stagionale. Riguardo la valutazione economica-ambientale, si sottolinea come questo tipo di analisi sia estremamente complessa, poiché dipende da innumerevoli variabili e fattori. In questo lavoro di tesi, non avendo a disposizione tutte le informazioni necessarie ad eseguire un'analisi estremamente dettagliata dei costi e delle emissioni, si è cercato di effettuare delle stime sui sistemi e sui componenti di maggior rilievo, cercando di focalizzarsi sulla coerenza metodologica tra gli scenari. Dal punto di vista economico, un possibile sviluppo di questo lavoro di tesi potrebbe consistere nel valutare anche politiche di incentivi ed i costi associati agli iter autorizzativi e amministrativi, nonché approfondire l'impatto dei componenti secondari. In aggiunta, in questa tesi le strategie di regolazione non sono state modellate in modo dettagliato. In virtù della crescente diffusione dei sistemi di gestione avanzata dell'energia e di strategie di regolazione in tempo reale, potrebbe essere rilevante valutare l'impatto della regolazione della temperatura di mandata nelle reti termiche, che qui è stata assunta costante; o ad esempio, esaminare i benefici della riduzione dei picchi di domanda negli edifici. Infine, negli scenari in cui sono state modellate le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, si è fatta l'ipotesi che ogni edificio fosse connesso alla rete, in futuro si potrebbe invece, per un distretto di questo tipo, analizzare se sia più conveniente connettere solamente alcuni edifici alla rete anziché tutti.

In conclusione, questo elaborato ha permesso di comprendere le principali sfide nella modellazione energetica di edifici su scala urbana, in particolare modo in presenza di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento di ultima generazione. Infatti, se da un lato gli strumenti BEM consentono oggi di eseguire analisi molto dettagliate a livello di singolo edificio; dall'altro i software UBEM/USEM mostrano ancora limiti significativi in termini di dettaglio della modellazione, potenza computazionale e possibilità di eseguire tutte le analisi all'interno dello stesso software. Emerge di conseguenza, la mancanza di uno strumento in grado gestire in unico ambiente la modellazione geometrica, la stima della domanda energetica e la simulazione di una rete 5GDHC. Se nel contesto della transizione energetica, l'importanza della pianificazione

urbana e lo sviluppo di reti termiche bidirezionali a livello di distretto sono destinate a crescere, diventa prioritario migliorare l'interoperabilità tra i software. L'obiettivo è sviluppare modelli integrati che permettano di analizzare in modo dettagliato ed efficiente la complessa interazione tra le caratteristiche del distretto, la domanda termica e il comportamento dinamico delle reti energetiche, sia termiche che elettriche; al fine di poter fornire ai progettisti, ai pianificatori urbani e ai decisori politici strumenti più robusti ed efficaci per la progettazione di distretti a zero emissioni.

Bibliografia e sitografia

- [1] K. Calvin *et al.*, «IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.», Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), lug. 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [2] «Green Deal europeo», Consiglio europeo Consiglio dell'Unione europea. [Online]. Disponibile su: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/european-green-deal>
- [3] «Pronti per il 55%», Consiglio europeo Consiglio dell'Unione europea. [Online]. Disponibile su: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/fit-for-55/>
- [4] «Verso edifici a emissioni zero entro il 2050: il Consiglio adotta norme per migliorare la prestazione energetica», Consiglio europeo Consiglio dell'Unione europea. [Online]. Disponibile su: <https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2024/04/12/towards-zero-emission-buildings-by-2050-council-adopts-rules-to-improve-energy-performance/>
- [5] O. Vera-Piazzini e M. Scarpa, «Building energy model calibration: A review of the state of the art in approaches, methods, and tools», *Journal of Building Engineering*, vol. 86, p. 108287, giu. 2024, doi: 10.1016/j.jobbe.2023.108287.
- [6] V. S. K. V. Harish e A. Kumar, «A review on modeling and simulation of building energy systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1272–1292, apr. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.040.
- [7] G. Salvalai, Y. Zhu, e M. Maria Sesana, «From building energy modeling to urban building energy modeling: A review of recent research trend and simulation tools», *Energy and Buildings*, vol. 319, p. 114500, set. 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2024.114500.
- [8] E. Badino, M. Ferrara, L. Shtrepi, E. Fabrizio, A. Astolfi, e V. Serra, «Modelling mean radiant temperature in outdoor environments: contrasting the approaches of different simulation tools», *J. Phys.: Conf. Ser.*, vol. 2069, fasc. 1, p. 012186, nov. 2021, doi: 10.1088/1742-6596/2069/1/012186.
- [9] M. F. Jentsch, P. A. B. James, L. Bourikas, e A. S. Bahaj, «Transforming existing weather data for worldwide locations to enable energy and building performance simulation under future climates», *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 514–524, lug. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.12.049.
- [10] C. F. Reinhart e C. Cerezo Davila, «Urban building energy modeling – A review of a nascent field», *Building and Environment*, vol. 97, pp. 196–202, feb. 2016, doi: 10.1016/j.buildenv.2015.12.001.
- [11] F. Johari, G. Peronato, P. Sadeghian, X. Zhao, e J. Widén, «Urban building energy modeling: State of the art and future prospects», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 128, p. 109902, ago. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109902.
- [12] A. Mazaheri, M. Sula, B. Mainali, A. Moazami, e K. Mahapatra, «Assessing the impact of building geometry detail levels on the accuracy of calibrated urban building energy models», *Energy and Buildings*, vol. 347, p. 116339, nov. 2025, doi: 10.1016/j.enbuild.2025.116339.
- [13] «Database di edifici», URBEM. [Online]. Disponibile su: <https://www.urbem.polimi.it/>
- [14] M. Ferrando, F. Causone, T. Hong, e Y. Chen, «Urban building energy modeling (UBEM) tools: A state-of-the-art review of bottom-up physics-based approaches»,

- Sustainable Cities and Society*, vol. 62, p. 102408, nov. 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102408.
- [15] J. Yang, H. Wang, L. Cheng, Z. Gao, e F. Xu, «A review of resistance–capacitance thermal network model in urban building energy simulations», *Energy and Buildings*, vol. 323, p. 114765, nov. 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2024.114765.
 - [16] X. Wang, S. Tian, J. Ren, X. Jin, X. Zhou, e X. Shi, «A novel resistance–capacitance model for evaluating urban building energy loads considering construction boundary heterogeneity», *Applied Energy*, vol. 361, p. 122896, mag. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.122896.
 - [17] J. Sokol, C. Cerezo Davila, e C. F. Reinhart, «Validation of a Bayesian-based method for defining residential archetypes in urban building energy models», *Energy and Buildings*, vol. 134, pp. 11–24, gen. 2017, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.10.050.
 - [18] M. Braulio-Gonzalo, P. Juan, M. D. Bovea, e M. J. Ruá, «Modelling energy efficiency performance of residential building stocks based on Bayesian statistical inference», *Environmental Modelling & Software*, vol. 83, pp. 198–211, set. 2016, doi: 10.1016/j.envsoft.2016.05.018.
 - [19] Y. Li e H. Feng, «Integrating urban building energy modeling (UBEM) and urban-building environmental impact assessment (UB-EIA) for sustainable urban development: A comprehensive review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 213, p. 115471, mag. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2025.115471.
 - [20] European Commission. Joint Research Centre. e Planenergi Fond., *Techno-economic projections until 2050 for smaller heating and cooling technologies in the residential and tertiary sectors in the EU*. LU: Publications Office, 2017. Consultato: 13 giugno 2025. [Online]. Disponibile su: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/110433>
 - [21] A. Hepbasli e Y. Kalinci, «A review of heat pump water heating systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, fasc. 6–7, pp. 1211–1229, ago. 2009, doi: 10.1016/j.rser.2008.08.002.
 - [22] A. A. Bani Issa, C. Liang, E. A. Groll, e D. Ziviani, «Residential heat pump and air conditioning systems with propane (R290) refrigerant: Technology review and future perspectives», *Applied Thermal Engineering*, vol. 266, p. 125560, mag. 2025, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2025.125560.
 - [23] X. Zhang e Y. Li, «A review of recent research on hydrofluoroolefin (HFO) and hydrochlorofluoroolefin (HCFO) refrigerants», *Energy*, vol. 311, p. 133423, dic. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.133423.
 - [24] B. Xiao, H. Chang, L. He, S. Zhao, e S. Shu, «Annual performance analysis of an air source heat pump water heater using a new eco-friendly refrigerant mixture as an alternative to R134a», *Renewable Energy*, vol. 147, pp. 2013–2023, mar. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.143.
 - [25] S. Buffa, M. Cozzini, M. D’Antoni, M. Baratieri, e R. Fedrizzi, «5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 504–522, apr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.059.
 - [26] V. Munćan, I. Mujan, D. Macura, e A. S. Anđelković, «The state of district heating and cooling in Europe - A literature-based assessment», *Energy*, vol. 304, p. 132191, set. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.132191.
 - [27] H. Lund *et al.*, «4th Generation District Heating (4GDH)», *Energy*, vol. 68, pp. 1–11, apr. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.

- [28] S. Werner, «International review of district heating and cooling», *Energy*, vol. 137, pp. 617–631, ott. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.04.045.
- [29] M. Jakubcionis e J. Carlsson, «Estimation of European Union residential sector space cooling potential», *Energy Policy*, vol. 101, pp. 225–235, feb. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.11.047.
- [30] M. Wirtz, L. Kivilip, P. Remmen, e D. Müller, «Quantifying Demand Balancing in Bidirectional Low Temperature Networks», *Energy and Buildings*, vol. 224, p. 110245, ott. 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110245.
- [31] H. Lund *et al.*, «Perspectives on fourth and fifth generation district heating», *Energy*, vol. 227, p. 120520, lug. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120520.
- [32] H. Lund *et al.*, «The status of 4th generation district heating: Research and results», *Energy*, vol. 164, pp. 147–159, dic. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.08.206.
- [33] M. Bilardo, F. Sandrone, G. Zanzottera, e E. Fabrizio, «Modelling a fifth-generation bidirectional low temperature district heating and cooling (5GDHC) network for nearly Zero Energy District (nZED)», *Energy Reports*, vol. 7, pp. 8390–8405, nov. 2021, doi: 10.1016/j.egy.2021.04.054.
- [34] S. Yao, J. Wu, e M. Qadrdan, «A state-of-the-art analysis and perspectives on the 4th/5th generation district heating and cooling systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 202, p. 114729, set. 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114729.
- [35] A. Maccarini, A. Sotnikov, T. Sommer, M. Wetter, M. Sulzer, e A. Afshari, «Influence of building heat distribution temperatures on the energy performance and sizing of 5th generation district heating and cooling networks», *Energy*, vol. 275, p. 127457, lug. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.127457.
- [36] J. Von Rhein, G. P. Henze, N. Long, e Y. Fu, «Development of a topology analysis tool for fifth-generation district heating and cooling networks», *Energy Conversion and Management*, vol. 196, pp. 705–716, set. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.05.066.
- [37] X. Yuan *et al.*, «Data center waste heat for district heating networks: A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 219, p. 115863, set. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2025.115863.
- [38] S. S. Meibodi e F. Loveridge, «The future role of energy geostructures in fifth generation district heating and cooling networks», *Energy*, vol. 240, p. 122481, feb. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122481.
- [39] H. Lagoeiro *et al.*, «Opportunities for Integrating Underground Railways into Low Carbon Urban Energy Networks: A Review», *Applied Sciences*, vol. 9, fasc. 16, p. 3332, ago. 2019, doi: 10.3390/app9163332.
- [40] F. Bünnig, M. Wetter, M. Fuchs, e D. Müller, «Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: Performance comparison and operation optimization», *Applied Energy*, vol. 209, pp. 502–515, gen. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.072.
- [41] A. Revesz *et al.*, «Developing novel 5th generation district energy networks», *Energy*, vol. 201, p. 117389, giu. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117389.
- [42] S. Calixto, M. Cozzini, e G. Manzolini, «Modelling of an Existing Neutral Temperature District Heating Network: Detailed and Approximate Approaches», *Energies*, vol. 14, fasc. 2, p. 379, gen. 2021, doi: 10.3390/en14020379.
- [43] F. Calise, F. L. Cappiello, M. Dentice d'Accadia, F. Petrakopoulou, e M. Vicidomini, «A solar-driven 5th generation district heating and cooling network

- with ground-source heat pumps: a thermo-economic analysis», *Sustainable Cities and Society*, vol. 76, p. 103438, gen. 2022, doi: 10.1016/j.scs.2021.103438.
- [44] H. Hirsch e A. Nicolai, «An efficient numerical solution method for detailed modelling of large 5th generation district heating and cooling networks», *Energy*, vol. 255, p. 124485, set. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124485.
- [45] O. Angelidis *et al.*, «Development and experimental validation of a hydraulic design and control philosophies for 5th generation district heating and cooling networks», *Energy*, vol. 308, p. 132835, nov. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.132835.
- [46] C. Prétot e N. Lamaison, «Methodology for Fifth Generation District Heating and Cooling Network Simulation», *Int Sustain Ener Conf Proc*, vol. 1, apr. 2024, doi: 10.52825/isec.v1i.1123.
- [47] A. Sola, C. Corchero, J. Salom, e M. Sanmarti, «Simulation Tools to Build Urban-Scale Energy Models: A Review», *Energies*, vol. 11, fasc. 12, p. 3269, nov. 2018, doi: 10.3390/en11123269.
- [48] J. Allegrini, K. Orehounig, G. Mavromatidis, F. Ruesch, V. Dorer, e R. Evins, «A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1391–1404, dic. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.123.
- [49] P. Saini, P. Huang, F. Fiedler, A. Volkova, e X. Zhang, «Techno-economic analysis of a 5th generation district heating system using thermo-hydraulic model: A multi-objective analysis for a case study in heating dominated climate», *Energy and Buildings*, vol. 296, p. 113347, ott. 2023, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.113347.
- [50] «City Energy Analyst». [Online]. Disponibile su: <https://www.cityenergyanalyst.com/>
- [51] J. A. Fonseca, T.-A. Nguyen, A. Schlueter, e F. Marechal, «City Energy Analyst (CEA): Integrated framework for analysis and optimization of building energy systems in neighborhoods and city districts», *Energy and Buildings*, vol. 113, pp. 202–226, feb. 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2015.11.055.
- [52] D. Maiullari, M. M. Romero, R. de Koning, A. van Timmeren, A. van Nes, e A. Schlueter, «Space-Energy Patterns for smart energy infrastructures, community reciprocities and related governance», *Final Report*.
- [53] Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima, CNR, «Radiazione e suolo: Albedo».
- [54] J. Page, D. Robinson, N. Morel, e J.-L. Scartezzini, «A generalised stochastic model for the simulation of occupant presence», *Energy and Buildings*, vol. 40, fasc. 2, pp. 83–98, gen. 2008, doi: 10.1016/j.enbuild.2007.01.018.
- [55] Jean-Robert Millet, «The simple hourly method of prEN 13790: a dynamic method for the future».
- [56] *Energy performance of buildings. Calculation of energy use for space heating and cooling*, Withdrawn. 2008.
- [57] Joaquim Romaní , Alvaro de Gracia , Luisa F. Cabeza, «Simulation and control of thermally activated building systems (TABS)», *Energy and Buildings*, pp. 22–42, mag. 2016.
- [58] J. A. Fonseca e A. Schlueter, «Integrated model for characterization of spatiotemporal building energy consumption patterns in neighborhoods and city districts», *Applied Energy*, vol. 142, pp. 247–265, mar. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.068.
- [59] «Dynamic Demand Forecast»,

- [60] Jérôme Henri KäMPF, «On the Modelling and Optimisation of Urban Energy Fluxes», ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE.
- [61] S.Holst, «TRNSYS - Model for Radiator Heating Systems». 23 aprile 1996.
- [62] M. Mosteiro-Romero, E. Riegelbauer, S. Hsieh, e A. Schlueter, «District-scale lake water free cooling in Zurich, Switzerland: System performance simulation and techno-economic feasibility», p. 11 p., set. 2020, doi: 10.3929/ETHZ-B-000426953.
- [63] Thomas Oppelt, Thorsten Urbanek, Ulrich Gross, e Bernd Platzer, «Dynamic thermo-hydraulic model of district cooling networks», *Applied Thermal Engineering*, pp. 336–345, 5 giugno 2016.
- [64] Lennart Rogenhofer, «Thermal and hydraulic modelling and optimization of thermal networks in districts in the CEA framework», ETH Zurich, 2018.
- [65] European Commission. Joint Research Centre., ILF Consulting Engineers Austria GmbH., e AIT Austrian Institute of Technology GmbH., *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*. LU: Publications Office, 2017. Consultato: 13 giugno 2025. [Online]. Disponibile su: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/24422>
- [66] Marco Wirtz, «Technologies: Cost and price overview», nPro. [Online]. Disponibile su: <https://www.npro.energy/main/en/help/technology-costs>
- [67] «EPD Library», EPD International. [Online]. Disponibile su: <https://www.environdec.com/library>
- [68] «DAIKIN-EPD_Focus topic_ECPEN25-227_English».
- [69] «EMI_Impacts from Refrigerants_DRAFT_d1_distributed».
- [70] K. Gjoka, R. H. Crawford, e B. Rismanchi, «A comparative life cycle assessment of fifth-generation district heating and cooling systems», *Energy and Buildings*, vol. 323, p. 114776, nov. 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2024.114776.
- [71] M. R. Seyedabadi, S. Samareh Abolhassani, e U. Eicker, «Developing a systematic framework for integrating life cycle carbon emission assessment in urban building energy modeling», *Building and Environment*, vol. 260, p. 111662, lug. 2024, doi: 10.1016/j.buildenv.2024.111662.
- [72] «What is GIS?», esri. Consultato: 9 maggio 2025. [Online]. Disponibile su: <https://www.esri.com/it-it/what-is-gis/overview>
- [73] «QGIS Web Site». Consultato: 10 maggio 2025. [Online]. Disponibile su: <https://qgis.org/>
- [74] Heather Smith, «Geographic vs Projected Coordinate System», esri. Consultato: 12 maggio 2025. [Online]. Disponibile su: https://www.esri.com/arcgis-blog/products/arcgis-pro/mapping/gcs_vs_pcs
- [75] Luca Stefanutti, *La climatizzazione sostenibile. Soluzioni progettuali e casi studio*. Tecniche nuove.
- [76] G. Happle, J. A. Fonseca, e A. Schlueter, «Effects of air infiltration modeling approaches in urban building energy demand forecasts», *Energy Procedia*, vol. 122, pp. 283–288, set. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.323.
- [77] «Inflation and consumer prices», European Central Bank - eurosystem. [Online]. Disponibile su: https://www.ecb.europa.eu/stats/macroeconomic_and_sectoral/hicp/html/index.en.html
- [78] «PEP ecopassport® ARMC-00002-V01.01-EN».
- [79] «PEP ecopassport®| CARR-00018-V01.01-EN».
- [80] Isoplus Fernwärmetechnik GmbH, «Pre-insulated pipe systems DISCONTI for local and district heating supply».

- [81] Vinindex by aliaxis, «Environmental Product Declaration - Polyethylene Pipes».
- [82] Sphera Solutions GmbH, «District heating transfer station; 1 kW».
- [83] «Tabella riassuntiva valori GWP gas refrigeranti e TonCO₂eq. per tipologia di confezione, secondo nuovo Reg. (EU) 2024/573», GeneralGAs. [Online].
Disponibile su: <https://www.generalgas.it/gwptoc2.html>

Appendice A

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	1	1	1	1	1	1	0.6	0.4	0	0	0	0	0.8	0.4	0	0	0	0.4	0.8	0.8	0.8	1	1	1
SATURDAY	1	1	1	1	1	1	0.6	0.4	0	0	0	0	0.8	0.4	0	0	0	0.4	0.8	0.8	0.8	1	1	1
SUNDAY	1	1	1	1	1	1	0.6	0.4	0	0	0	0	0.8	0.4	0	0	0	0.4	0.8	0.8	0.8	1	1	1

Figura A1. *Schedule* occupazione residenziale

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.8	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.8	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.8	1	0.2	0.2	0.2	0.1
SATURDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.8	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.8	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.8	1	0.2	0.2	0.2	0.1
SUNDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.8	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.8	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.8	1	0.2	0.2	0.2	0.1

Figura A2. *Schedule* illuminazione e apparecchiature elettriche residenziale

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.08	0.04	0.01	0.01	0.02	0.38	1	0.81	0.67	0.51	0.45	0.42	0.63	0.56	0.32	0.28	0.32	0.56	0.79	0.8	0.62	0.45	0.25	0.19
SATURDAY	0.09	0.1	0.06	0.02	0.02	0.12	0.33	0.56	0.91	0.9	0.81	0.87	0.88	0.7	0.56	0.44	0.56	0.72	1	0.79	0.44	0.43	0.35	0.21
SUNDAY	0.11	0.08	0.06	0.02	0.02	0.06	0.2	0.41	0.65	0.86	0.95	1	0.86	0.74	0.58	0.51	0.29	0.55	0.72	0.78	0.4	0.37	0.34	0.19

Figura A3. *Schedule* acqua calda sanitaria residenziale

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.6	0.8	0.8	0.8

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0
SATURDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	0.2	0
SUNDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.2	0.2	0

Figura A4. *Schedule* occupazione teatro

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.6	0.8	0.8	0.8

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.4	0.4	0.4	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.25	0.05
SATURDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.05
SUNDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.05	0.05

Figura A5. Schedule illuminazione e apparecchiature elettriche teatro

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0	0	0	0	0	0	0	0.2	0.6	1	1	0.2	0.2	1	1	0.6	0.6	0.6	0.6	1	1	0.6	0.2	0
SATURDAY	0	0	0	0	0	0	0	0.2	0.6	1	1	0.2	0.2	1	1	0.6	0.6	0.6	0.6	1	1	0.6	0.2	0
SUNDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0.6	1	1	1	0.6	1	1	1	1	0.6	0.6	0.4	0.4	0	0	0

Figura A6. Schedule occupazione museo

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.6	1	1	0.2	0.2	1	1	0.6	0.6	0.6	0.6	1	1	0.6	0.2	0.1
SATURDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.6	1	1	0.2	0.2	1	1	0.6	0.6	0.6	0.6	1	1	0.6	0.2	0.1
SUNDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Figura A7. Schedule illuminazione e apparecchiature elettriche museo

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0	0	0	0	0	0	0.1	0.2	0.95	0.95	0.95	0.95	0.5	0.95	0.95	0.95	0.95	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.05	0.05
SATURDAY	0	0	0	0	0	0	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.05	0.05	0	0	0	0	0
SUNDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura A8. Schedule occupazione uffici

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.1	0.1	0.3	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.5	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.05
SATURDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
SUNDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

Figura A9. Schedule illuminazione e apparecchiature elettriche uffici

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.15	0.15	0.05	0	0	0	0	0.05	0.05	0.05	0.2	0.5	0.8	0.7	0.4	0.2	0.25	0.5	0.8	0.8	0.8	0.5	0.35	0.2
SATURDAY	0.3	0.25	0.05	0	0	0	0	0	0	0.05	0.2	0.45	0.5	0.5	0.35	0.3	0.3	0.3	0.7	0.9	0.7	0.65	0.55	0.35
SUNDAY	0.2	0.2	0.05	0	0	0	0	0	0	0.05	0.1	0.2	0.25	0.25	0.15	0.2	0.25	0.35	0.55	0.65	0.7	0.35	0.2	0.2

Figura A10. Schedule occupazione ristorazione

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.2	0.4	0.4	0.6	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.5	0.3
SATURDAY	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.3	0.3	0.6	0.6	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.5	0.3
SUNDAY	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.3	0.3	0.5	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.3

Figura A11. Schedule illuminazione e apparecchiature elettriche ristorazione

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0	0	0	0	0	0	0	0.1	0.2	0.5	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7	0.5	0.5	0.3	0.3	0	0	0
SATURDAY	0	0	0	0	0	0	0	0.1	0.2	0.5	0.6	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.2	0.2	0.2	0.1	0	0
SUNDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.1	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	0.1	0	0	0	0	0

Figura A12. Schedule occupazione commerciale

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.2	0.5	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.6	0.6	0.5	0.2	0.05	0.05
SATURDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.1	0.3	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.5	0.3	0.3	0.1	0.05	0.05
SUNDAY	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.1	0.1	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.4	0.2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

Figura A13. *Schedule* illuminazione e apparecchiature elettriche commerciale

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.4	0	0.8	0.9	0.9	0.8

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0	0	0	0	0	0	0	0.4	0.6	1	1	0.8	0.2	0.6	1	0.8	0.8	0.4	0	0	0	0	0	0
SATURDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUNDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura A14. *Schedule* occupazione scuola primaria

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.4	0	0.8	0.9	0.9	0.8

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	0.6	0.8	1	0.8	0.2	0.6	1	0.8	0.8	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SATURDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SUNDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Figura A15. *Schedule* illuminazione e apparecchiature elettriche scuola primaria

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.6	0.9	0.9	0.9	0.8	0.6	0.2	0.7	0.9	0.9	0.6

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0	0	0	0	0	0	0	0.4	0.6	1	1	0.8	0.2	0.6	1	0.8	0.8	0.4	0	0	0	0	0	0
SATURDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0	0	0	0	0	0
SUNDAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura A16. *Schedule* occupazione università

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.6	0.9	0.9	0.9	0.8	0.6	0.2	0.7	0.9	0.9	0.6

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	0.6	0.8	1	0.8	0.2	0.6	1	0.8	0.8	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SATURDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SUNDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Figura A17. *Schedule* illuminazione università

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	0.8	0.6	0.9	0.9	0.9	0.8	0.6	0.2	0.7	0.9	0.9	0.6

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	0.6	0.8	1	0.8	0.2	0.6	1	0.8	0.8	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SATURDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SUNDAY	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Figura A18. *Schedule* apparecchiature elettriche università

Schedules

Yearly/Month

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MONTHLY_MULTIPLIER	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Day/Hour

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
WEEKDAY	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
SATURDAY	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
SUNDAY	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6

Figura A19. *Schedule* funzionamento servers

Appendice B

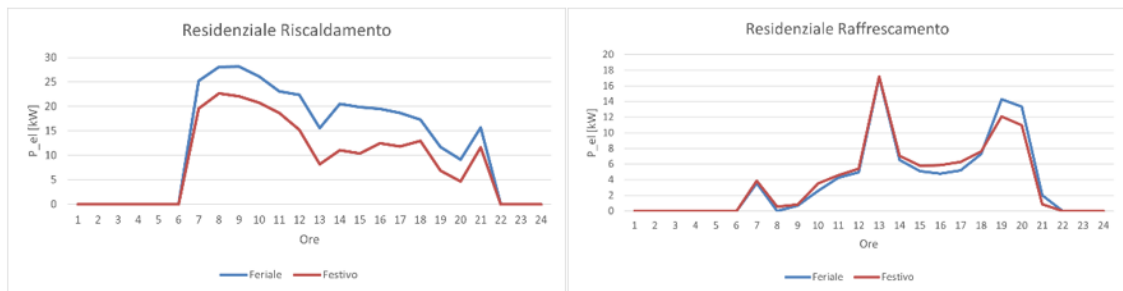


Figura B1. Profili residenziale: riscaldamento invernale (sinistra) e raffrescamento estivo (destra)

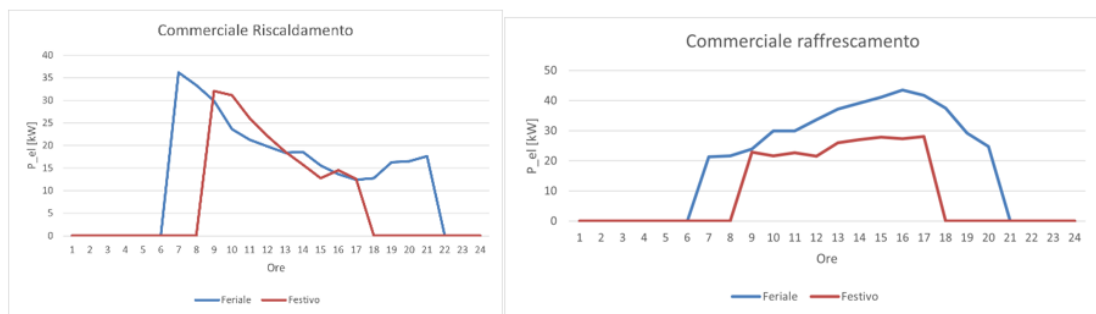


Figura B2. Profili commerciale: riscaldamento invernale (sinistra) e raffrescamento estivo (destra)

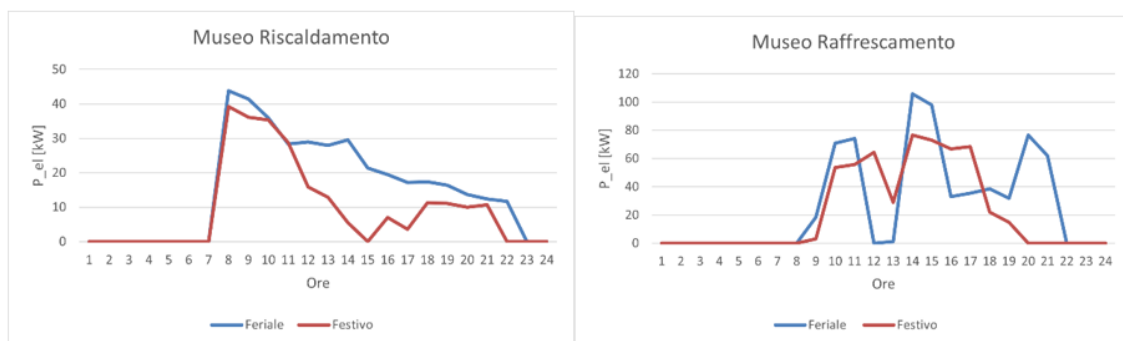


Figura B3. Profili museo: riscaldamento invernale (sinistra) e raffrescamento estivo (destra)

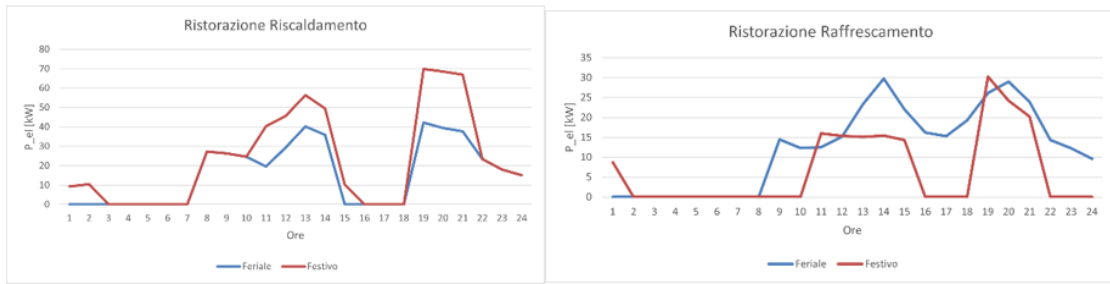


Figura B4. Profili ristorazione: riscaldamento invernale (sinistra) e raffrescamento estivo (destra)

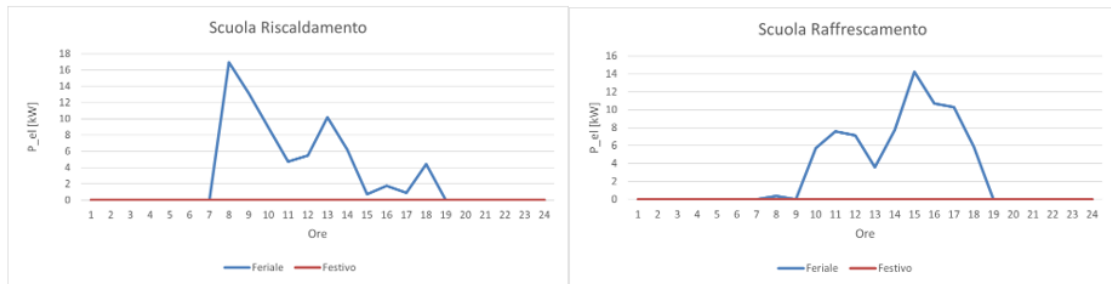


Figura B5. Profili scuola primaria: riscaldamento invernale (sinistra) e raffrescamento estivo (destra)

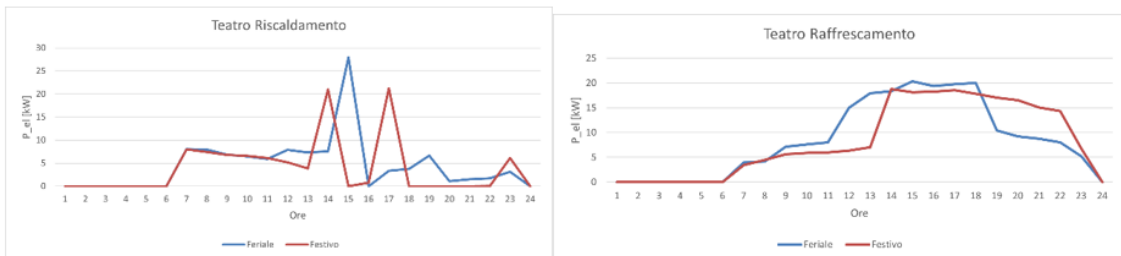


Figura B6. Profili teatro: riscaldamento invernale (sinistra) e raffrescamento estivo (destra)

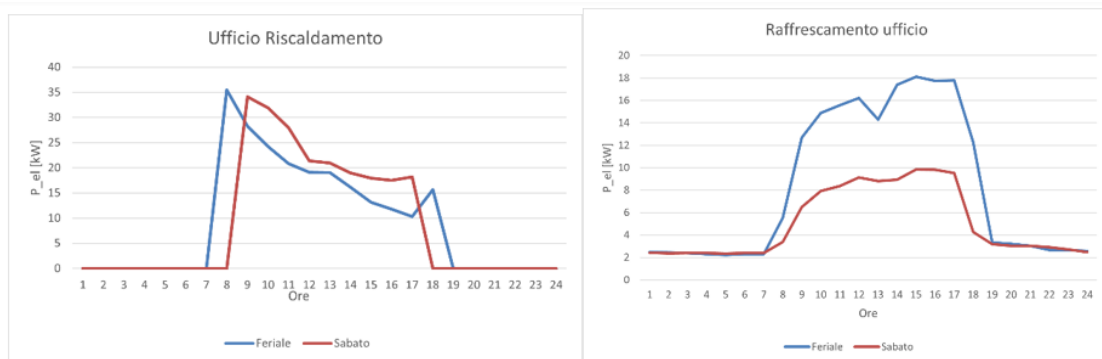


Figura B7. Profili ufficio: riscaldamento invernale (sinistra) e raffrescamento estivo (destra)

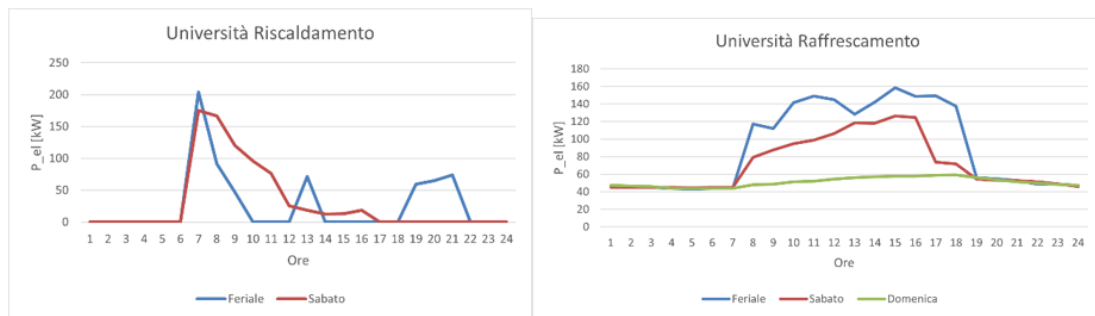


Figura B8. Profili università: riscaldamento invernale (sinistra) e raffrescamento estivo (destra)