



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

A.a. 2025/2026

Sessione di Laurea Marzo 2026

Studio di fattibilità tecnica ed economica per un sistema di teleriscaldamento nella località montana di Claviere

Relatore:

Prof. Michel Noussan

Correlatore:

Ing. Luca Degiorgis

Candidato:

Francesco Caruso

Matricola: 334365

Indice

1	Introduzione	1
1.1	Obiettivi della tesi	1
1.2	Il ruolo del teleriscaldamento nelle strategie di decarbonizzazione e come soluzione per l'autosufficienza energetica locale	3
1.2.1	Evoluzione storica e tecnologica dei sistemi di teleriscaldamento	4
1.2.2	Il teleriscaldamento in Italia: diffusione, criticità ed esempi significativi	5
1.2.3	Tecnologie di generazione e mix energetico del teleriscaldamento in Italia	8
1.3	Caratterizzazione del territorio: aspetti geografici e climatici di Claviere	11
1.4	Analisi dello scenario energetico di riferimento: assenza di infrastrutture per il gas naturale	16
1.5	Quadro normativo e incentivi per il teleriscaldamento e le fonti energetiche rinnovabili	18
2	Stima del Fabbisogno Energetico	21
2.1	Metodologia di Stima Integrata del Fabbisogno Energetico (Catasto e APE)	21
2.1.1	Ricostruzione del Patrimonio Edilizio Comunale tramite Dati Catastali	21
2.1.2	Utilizzo delle Attestazioni di Prestazione Energetica come Base per la Caratterizzazione Energetica	24
2.1.3	Ricostruzione Geometrica e Ipotesi per la Gestione delle Informazioni Mancanti	25
2.1.4	Integrazione dei Dati Catastali e delle Certificazioni APE . . .	26
2.2	Segmentazione della Domanda Termica: Settore Residenziale e Settore Ricettivo	27
2.3	Calcolo del fabbisogno energetico annuo totale	29

2.4	Determinazione del carico di potenza di punta: ruolo del software nPro e analisi della simultaneità	33
2.5	Sintesi dei fabbisogni energetici e della potenza di progetto	36
3	Progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento	38
3.1	Inquadramento progettuale e criteri di progetto	38
3.2	Individuazione del sito della centrale – Analisi dei vincoli e motivazioni della scelta	40
3.3	Progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento	43
3.3.1	Criteri di tracciamento e configurazione generale della rete	43
3.3.2	Assunzioni di progetto e parametri di modellazione	44
3.3.3	Caratteristiche geometriche della rete e distribuzione dei diametri	45
3.3.4	Analisi temporale della domanda termica a supporto della progettazione	47
3.4	Configurazione lato utenza e modalità di fornitura del servizio	49
3.5	Perdite termiche della rete di teleriscaldamento	51
4	Modellazione del sistema di generazione termica	53
4.1	Obiettivi e approccio alla modellazione	53
4.2	Definizione dei parametri tecnici dei sistemi di generazione	55
4.3	Configurazione dei sistemi di generazione	59
4.3.1	Scenario 1 – Sistema ibrido multi-tecnologia	59
4.3.2	Scenario 2 – Sistema semplificato a biomassa	62
4.4	Analisi territoriale e definizione delle aree di installazione	64
4.4.1	Analisi di inclinazione e orientamento	64
4.4.2	Parametri morfologici delle aree selezionate	65
5	Analisi energetica e ottimizzazione del sistema di generazione	67
5.1	Scenario 1 – Caso base	67
5.2	Analisi parametrica delle principali variabili progettuali	69
5.2.1	Variazione della superficie del campo solare termico	70
5.2.2	Variazione del volume del sistema di accumulo	71
5.2.3	Analisi combinata tra superficie solare e volume di accumulo	73
5.2.4	Variazione della potenza dell'impianto fotovoltaico	75
5.2.5	Analisi dei profili operativi settimanali	76
5.3	Confronto energetico tra le configurazioni impiantistiche	81

6	Analisi economica del sistema di teleriscaldamento	83
6.1	Definizione dei costi di investimento	83
6.2	Costi operativi (OPEX)	87
6.3	Riepilogo economico del caso base	89
6.4	Costo livellato del calore (LCOH)	91
6.5	Riduzione delle emissioni di CO ₂	100
6.5.1	Impatto della carbon tax	102
7	Conclusioni	105

Elenco delle figure

1.1	Evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento dalla prima alla quarta generazione, con progressiva riduzione delle temperature di mandata e crescente compatibilità con fonti rinnovabili e calore a bassa temperatura [1].	5
1.2	Distribuzione regionale della volumetria teleriscaldata in Italia nell'anno 2024 [2].	6
1.3	Composizione del mix di generazione del calore nei sistemi di teleriscaldamento in Italia (anno 2020). Fonte: Dati GSE [3].	9
1.4	Composizione percentuale delle tecnologie di generazione del calore nei sistemi di teleriscaldamento in Italia in funzione della produzione annua di energia termica. CHP indica la cogenerazione (Combined Heat and Power), mentre OH indica la produzione separata di calore (Other Heat). Fonte: Dati GSE [3].	10
1.5	Vista del Comune di Claviere.	11
1.6	Profilo medio orario della temperatura dell'aria esterna per il Comune di Claviere, derivato dai dati climatici PVGIS.	13
1.7	Profilo orario Irradianza globale orizzontale (GHI) per il Comune di Claviere, derivata dai dati climatici PVGIS.	14
2.1	Schema della metodologia integrata adottata per la stima del fabbisogno energetico termico a partire dai dati catastali e dalle certificazioni APE.	27
2.2	Profilo temporale della potenza termica richiesta dal sistema nel corso dell'anno, determinato mediante il software nPro.	37
3.1	Inquadramento territoriale e urbanistico dell'area individuata per la localizzazione del centro energetico. La mappa evidenzia il lotto selezionato. Fonte: Piano Regolatore Generale Comunale	40

3.2	Pianificazione preliminare della rete di teleriscaldamento nel centro abitato di Claviere, con indicazione del tracciato delle condotte, delle utenze servite e dei diametri nominali delle tubazioni.	44
3.3	Distribuzione delle lunghezze di rete per diametro nominale.	46
3.4	Profilo medio mensile della domanda termica complessiva.	48
3.5	Curva di durata del carico termico complessivo.	48
3.6	Schema di erogazione dell'acqua calda sanitaria implementato nel software <i>nPro</i> , con produzione centralizzata mediante stazione di scambio termico e priorità di servizio per l'ACS rispetto al riscaldamento degli ambienti.	50
3.7	Andamento temporale della potenza termica dispersa dalla rete nel corso dell'anno, determinato mediante il software <i>nPro</i>	52
4.1	Schema del sistema ibrido multi-tecnologia implementato in <i>EnergyPRO</i>	61
4.2	Schema del sistema a biomassa implementato in <i>EnergyPRO</i>	62
4.3	Individuazione delle aree di installazione e analisi di inclinazione del terreno mediante <i>QGIS</i>	65
5.1	Distribuzione mensile della produzione termica per tecnologia nello Scenario 1	69
5.2	Ripartizione della produzione termica al variare della superficie del campo solare	70
5.3	Ripartizione della produzione termica al variare del volume di accumulo	72
5.4	Quota di energia solare non utilizzata al variare del volume di accumulo	72
5.5	Solar fraction al variare della superficie del campo solare e del volume di accumulo	74
5.6	Quota di energia elettrica autoconsumata al variare della potenza fotovoltaica	75
5.7	Energia elettrica esportata al variare della potenza fotovoltaica	76
5.8	Distribuzione della produzione termica su base settimanale – caso invernale	77
5.9	Andamento del livello di carica dello storage – caso invernale	78
5.10	Distribuzione della produzione termica su base settimanale – caso estivo	79
5.11	Andamento del livello di carica dello storage – caso estivo	80
5.12	Ripartizione percentuale della produzione termica nei due scenari . .	81
6.1	Andamento del valore attuale netto cumulato (NPV) nel tempo . . .	92
6.2	Andamento del LCOH al variare della superficie del campo solare e del volume di accumulo	94

6.3	Andamento del tempo di ritorno semplice (SPBT) al variare della superficie del campo solare e del volume di accumulo	96
6.4	Confronto dell'andamento del valore attuale netto (NPV) tra scenario base e configurazione a biomassa	97
6.5	Confronto del valore attuale netto (NPV) con e senza sistema di accumulo	98
6.6	Sensibilità del valore attuale netto (NPV) al prezzo dell'energia elettrica	99
6.7	Incidenza del prezzo della CO ₂ sull'andamento del NPV	103

Elenco delle tabelle

2.1	Riclassificazione delle categorie catastali secondo le diciture ufficiali del Catasto Fabbricati	23
2.2	Valori dei parametri a e b per la determinazione del volume giornaliero di acqua calda sanitaria negli edifici residenziali. Tabella rielaborata sulla base della UNI/TS 11300-2.	30
2.3	Valori dei parametri a e N_u per la determinazione del volume giornaliero di acqua calda sanitaria negli edifici non residenziali.	31
2.4	Sintesi dei fabbisogni energetici per tipologia di edificio	32
2.5	Sintesi dei fabbisogni energetici e della potenza di punta lato utenze	36
3.1	Parametri di progetto assunti per la modellazione della rete di teleriscaldamento	45
3.2	Caratteristiche geometriche della rete e indicatori di densità	46
4.1	Sintesi delle configurazioni impiantistiche analizzate	54
4.2	Parametri morfologici delle aree analizzate	65
4.3	Parametri del campo solare termico	66
5.1	Bilancio energetico annuale – Scenario 1	68
5.2	Incremento della produzione solare al variare della superficie installata	71
5.3	Confronto energetico tra gli scenari	81
6.1	Costi unitari delle tubazioni in funzione del diametro nominale	84
6.2	Riepilogo dei costi unitari e delle ipotesi economiche	87
6.3	Riepilogo dei costi di investimento per il caso base	89
6.4	Riepilogo dei costi operativi annuali	90
6.5	Risultati dell'analisi di sensibilità al prezzo dell'energia elettrica	99
6.6	Fattori di emissione adottati per il calcolo delle emissioni	100
6.7	Confronto delle emissioni di CO ₂ tra scenario di riferimento e sistema di teleriscaldamento	101
6.8	Risultati dell'analisi di sensibilità al prezzo della CO ₂	104

Abstract

La presente tesi analizza la fattibilità tecnico-economica di un sistema di teleriscaldamento rinnovabile per il Comune di Claviere, contesto alpino non metanizzato caratterizzato da condizioni climatiche severe e da una marcata stagionalità della domanda termica.

La valutazione è stata condotta attraverso una metodologia integrata per la stima del fabbisogno energetico, basata sull'elaborazione congiunta di dati catastali e Attestazioni di Prestazione Energetica (APE), e mediante la modellazione della rete di distribuzione e del sistema di generazione tramite strumenti di simulazione dedicati.

Sono stati analizzati diversi scenari impiantistici, confrontando configurazioni tradizionali basate su biomassa con soluzioni ibride multi-tecnologia. I risultati evidenziano come l'integrazione di solare termico, pompe di calore e sistemi di accumulo consenta di massimizzare l'utilizzo di fonti rinnovabili, garantendo al contempo affidabilità operativa e flessibilità nella gestione del sistema.

Dal punto di vista energetico, le configurazioni ibride permettono di ridurre significativamente il ricorso ai combustibili fossili, mentre dal punto di vista economico il sistema risulta sostenibile nel lungo periodo, pur in presenza di elevati costi iniziali. L'analisi evidenzia inoltre il ruolo determinante di fattori esterni, quali il prezzo dell'energia elettrica e l'introduzione di meccanismi di carbon pricing, nel migliorare la competitività della soluzione.

Sotto il profilo ambientale, l'adozione del teleriscaldamento rinnovabile consente una riduzione sostanziale delle emissioni di CO₂ rispetto ai sistemi di riscaldamento individuali, confermandone il potenziale come strumento efficace per la decarbonizzazione dei territori montani.

Il lavoro evidenzia come un approccio integrato e multi-tecnologia rappresenti una soluzione promettente per lo sviluppo di sistemi energetici sostenibili in aree non metanizzate, fornendo indicazioni utili per la progettazione e la diffusione di progetti analoghi.

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Obiettivi della tesi

L'obiettivo principale della presente tesi è valutare la fattibilità tecnico-economica di un sistema di teleriscaldamento per il Comune di Claviere, piccolo centro alpino caratterizzato da un'elevata domanda di energia termica, da condizioni climatiche severe e dall'assenza di infrastrutture per la distribuzione del gas naturale. Lo studio mira a verificare se una soluzione di riscaldamento centralizzata, basata su fonti energetiche rinnovabili, possa rappresentare un'alternativa tecnicamente ed economicamente sostenibile rispetto ai sistemi di riscaldamento decentralizzati attualmente diffusi, prevalentemente alimentati da combustibili fossili.

Per il raggiungimento di tale obiettivo generale, la tesi si articola in una serie di obiettivi specifici. In primo luogo, viene analizzato lo scenario energetico attuale del Comune al fine di definire una base di riferimento per la fornitura di calore, i consumi energetici e i vettori energetici utilizzati. Questo scenario di riferimento, dominato da sistemi di riscaldamento individuali alimentati a GPL e gasolio, costituisce il termine di confronto per la valutazione delle soluzioni alternative.

In secondo luogo, la domanda di energia termica locale viene stimata tenendo conto delle condizioni climatiche, delle caratteristiche del patrimonio edilizio e dei profili di occupazione stagionale tipici dei comuni alpini a vocazione turistica. L'analisi è finalizzata alla quantificazione sia del fabbisogno energetico annuo sia dei carichi di potenza di punta, parametri essenziali per il dimensionamento preliminare di un sistema di teleriscaldamento.

Successivamente, vengono analizzate diverse configurazioni tecnologiche per il sistema di teleriscaldamento, con particolare attenzione alle soluzioni basate su fonti energetiche rinnovabili e su tecnologie ad alta efficienza. L'analisi si concentra sull'individuazione di opzioni tecnicamente idonee per la produzione centralizzata di

calore, compatibili con la disponibilità di risorse locali, i vincoli climatici e i requisiti operativi del sistema.

Parallelamente, la fattibilità economica del sistema di teleriscaldamento proposto viene valutata attraverso un'analisi comparativa tra lo scenario energetico di riferimento e lo scenario di teleriscaldamento. Tale analisi include la stima dei costi di investimento e di esercizio, nonché la valutazione dell'impatto dei principali meccanismi di incentivazione disponibili, con particolare riferimento ai programmi di supporto regionali e nazionali per le infrastrutture di teleriscaldamento e per la diffusione delle fonti rinnovabili.

Infine, la tesi si propone di fornire un quadro metodologico strutturato e replicabile per la valutazione della fattibilità di sistemi di teleriscaldamento in piccoli comuni alpini e montani. Sebbene l'analisi sia specificamente applicata al caso di studio di Claviere, l'approccio adottato e i risultati principali sono concepiti per essere trasferibili a contesti analoghi, caratterizzati da elevata domanda di riscaldamento, limitato accesso alle infrastrutture per il gas naturale e dalla necessità di soluzioni energetiche sostenibili e resilienti.

1.2 Il ruolo del teleriscaldamento nelle strategie di decarbonizzazione e come soluzione per l'autosufficienza energetica locale

Il settore del riscaldamento riveste un ruolo centrale nel panorama energetico europeo, sia in termini di consumi finali di energia sia per quanto riguarda le emissioni di gas a effetto serra ad esso associate. Secondo i dati Eurostat, il riscaldamento degli ambienti rappresenta il 62,5% dell'energia totale utilizzata nelle abitazioni, mentre la produzione di acqua calda sanitaria contribuisce per un ulteriore 15,1%. Nel complesso, gli usi termici superano i tre quarti del consumo energetico residenziale nell'Unione Europea [4]. Inoltre, il settore residenziale è responsabile di circa il 26,2% del consumo finale totale di energia, confermando il peso strutturale del calore nel bilancio energetico complessivo [5].

A differenza del settore elettrico, che negli ultimi decenni ha beneficiato di una rapida diffusione delle fonti rinnovabili e di politiche di supporto consolidate, il settore del calore presenta una maggiore inerzia tecnologica. La lunga vita utile degli impianti di riscaldamento, la diffusione di sistemi individuali alimentati da combustibili fossili e la frammentazione delle soluzioni tecnologiche rendono complesso il processo di decarbonizzazione. In questo contesto, numerosi studi individuano nel teleriscaldamento una soluzione strutturale in grado di affrontare tali criticità, consentendo la transizione energetica del settore termico a scala territoriale piuttosto che a livello del singolo edificio [6].

Il teleriscaldamento permette infatti di centralizzare la produzione di calore, favorendo l'integrazione di tecnologie ad alta efficienza e di fonti energetiche rinnovabili difficilmente applicabili su scala individuale, quali grandi campi solari termici, impianti a biomassa, sistemi di recupero del calore di scarto da processi industriali o infrastrutture urbane, nonché pompe di calore di grande taglia alimentate da fonti a bassa entalpia.

In particolare, tali pompe di calore consentono di valorizzare sorgenti termiche caratterizzate da temperature relativamente basse ma disponibili in modo continuo e su larga scala, come acque di falda, corpi idrici superficiali, acque reflue urbane, il terreno o il calore residuo di processi antropici, elevandone il livello termico fino a renderlo idoneo alla distribuzione tramite la rete di teleriscaldamento. La possibilità di operare a livello centralizzato permette di superare i limiti tecnici ed economici tipici delle soluzioni individuali, garantendo elevati rendimenti energetici ed economie di scala.

Al contempo, il teleriscaldamento consente una pianificazione coordinata del

sistema energetico locale, migliorando l'efficienza complessiva, riducendo le emissioni e aumentando la resilienza del sistema rispetto alle fluttuazioni dei prezzi dei combustibili fossili, ad esempio attraverso la diversificazione del mix di generazione e l'integrazione di sistemi di accumulo termico centralizzato, che consentono di disaccoppiare temporalmente la produzione dalla domanda di calore.

1.2.1 Evoluzione storica e tecnologica dei sistemi di teleriscaldamento

Le origini del teleriscaldamento risalgono alla fine del XIX secolo, in un contesto caratterizzato da rapida urbanizzazione e da crescenti esigenze di sicurezza e affidabilità nella fornitura di calore agli edifici. Il primo sistema di teleriscaldamento su scala urbana comunemente riconosciuto in letteratura risale al 1882, quando a New York venne realizzata una rete di distribuzione del vapore per il riscaldamento di edifici residenziali e commerciali [6]. Questa soluzione consentì di centralizzare la combustione e di ridurre i rischi associati alle caldaie individuali dell'epoca, sebbene fosse caratterizzata da elevate perdite termiche e da una limitata flessibilità operativa.

Nel corso del XX secolo, l'evoluzione tecnologica portò alla progressiva sostituzione del vapore con acqua calda pressurizzata, migliorando l'efficienza e l'affidabilità delle reti di teleriscaldamento. La diffusione di tali sistemi risultò particolarmente significativa in diverse aree dell'Europa, seppur con modalità e contesti differenti. Nei Paesi dell'Europa settentrionale, come Danimarca, Svezia e Finlandia, le condizioni climatiche rigide e una forte tradizione di pianificazione energetica favorirono lo sviluppo di reti estese e integrate con impianti di cogenerazione ad alta efficienza [1].

Il teleriscaldamento si è progressivamente affermato come soluzione per il riscaldamento urbano in diversi contesti europei. Tra i primi esempi di sviluppo di reti di teleriscaldamento su scala urbana si collocano alcune esperienze in Germania, dove tali sistemi vennero introdotti già nella prima metà del secolo come risposta alla crescente domanda di calore nelle aree urbane. Successivamente, una diffusione significativa del teleriscaldamento si registrò anche in Europa orientale, in particolare in Polonia, dove nel secondo dopoguerra vennero sviluppate estese reti di riscaldamento centralizzato nell'ambito di modelli di pianificazione energetica e urbana [6].

A partire dagli anni Settanta, le crisi energetiche contribuirono a rafforzare il ruolo del teleriscaldamento come strumento di politica energetica, in grado di ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e di migliorare l'efficienza complessiva del sistema energetico. Negli ultimi decenni, gli obiettivi di decarbonizzazione hanno ulteriormente accelerato questa evoluzione, portando allo sviluppo di sistemi multi-fonte capaci di integrare biomassa, geotermia, solare termico, calore di

scarto industriale e pompe di calore di grande scala. Questo percorso ha condotto al concetto di teleriscaldamento a bassa temperatura e, più recentemente, di teleriscaldamento di quarta generazione, caratterizzato da temperature di mandata ridotte, elevata flessibilità operativa e una forte integrazione con il sistema elettrico [7]. La Figura 1.1 riassume in modo schematico l'evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento dalla prima alla quarta generazione, evidenziando la progressiva riduzione delle temperature di mandata e il crescente grado di integrazione con fonti energetiche rinnovabili e calore a bassa temperatura.

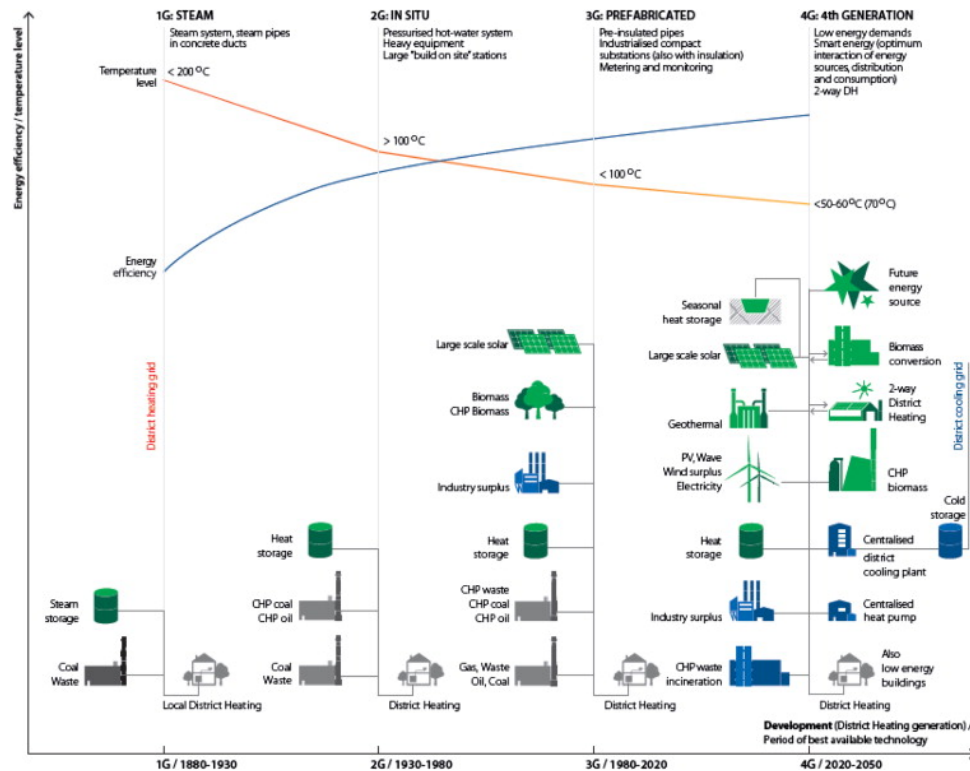


Figura 1.1: Evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento dalla prima alla quarta generazione, con progressiva riduzione delle temperature di mandata e crescente compatibilità con fonti rinnovabili e calore a bassa temperatura [1].

1.2.2 Il teleriscaldamento in Italia: diffusione, criticità ed esempi significativi

Nel contesto italiano, il teleriscaldamento presenta un livello di diffusione inferiore rispetto ai Paesi del Nord Europa, ma costituisce comunque una componente infrastrutturale consolidata in specifiche aree del territorio nazionale. Secondo l'Annuario AIRU 2024, al 31 dicembre 2023 risultano censite complessivamente 434 reti di teleriscaldamento, distribuite in 235 centri urbani, con un'estensione totale della rete

superiore a 5.100 km e una volumetria complessivamente riscaldata pari a circa 400 milioni di m³ [8].

In termini di fabbisogno termico complessivo, il contributo del teleriscaldamento alla domanda di calore in Italia rimane contenuto, coprendo circa il 3 % della domanda di calore nazionale secondo stime recenti basate sul calore generato dalle reti esistenti [9]. Se da un lato questo conferma che il teleriscaldamento non rappresenta la tecnologia predominante nel sistema energetico italiano, dall'altro evidenzia come esso costituisca già una soluzione applicata su una scala tale da non poter essere considerata del tutto marginale, soprattutto in specifiche aree urbane.

La distribuzione territoriale della volumetria servita da reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale è riportata in Figura 1.2. La mappa evidenzia in modo chiaro la forte concentrazione del teleriscaldamento nelle regioni del Nord Italia e una presenza più limitata di reti nel Centro e nel Sud del Paese.

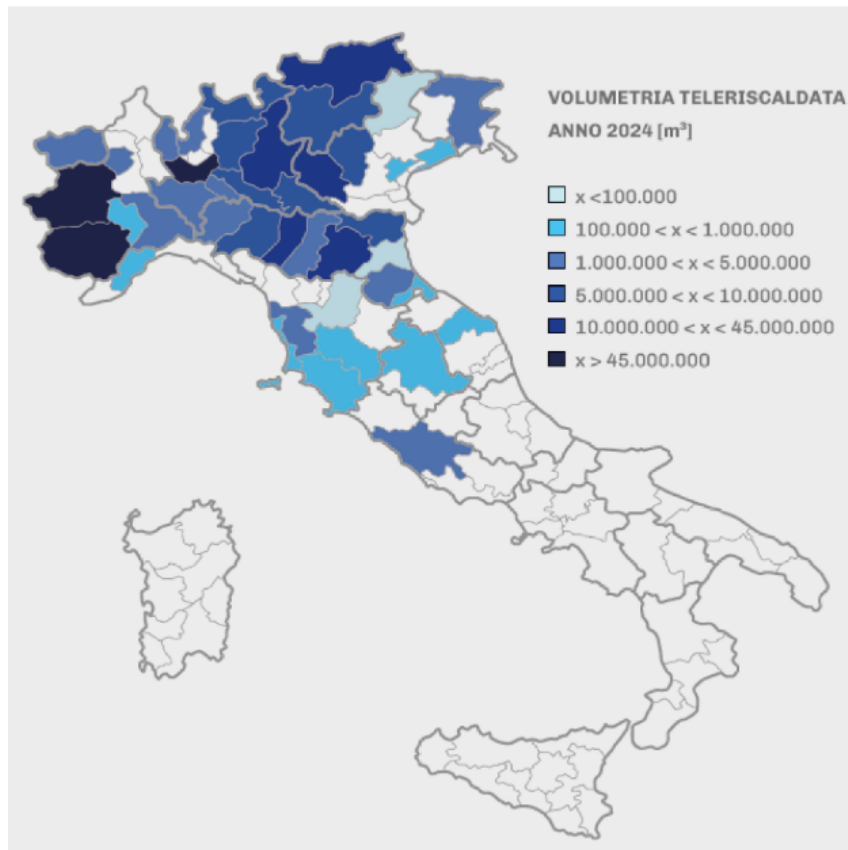


Figura 1.2: Distribuzione regionale della volumetria teleriscaldada in Italia nell'anno 2024 [2].

La diffusione delle reti di teleriscaldamento in Italia è storicamente concentrata nel Nord del Paese, dove si localizza la maggior parte delle reti di maggiore estensione e

capacità. In tale contesto, i sistemi urbani di Torino, Brescia e Milano rappresentano i principali poli di sviluppo del teleriscaldamento a livello nazionale.

Il sistema di teleriscaldamento dell'area metropolitana di Torino si distingue per l'elevata estensione della rete e per la forte integrazione con impianti di cogenerazione a servizio del riscaldamento urbano. Analogamente, la rete di Brescia costituisce un esempio rilevante di integrazione tra teleriscaldamento e recupero energetico da rifiuti, attraverso l'utilizzo del calore prodotto da impianti di termovalorizzazione. Tali caratteristiche rendono questi sistemi particolarmente significativi nel panorama del teleriscaldamento italiano [8].

Accanto a questi grandi sistemi urbani, l'analisi dei dati AIRU evidenzia la presenza di un numero significativo di reti di piccola e media scala. In particolare, solo un numero limitato di reti presenta un'estensione superiore ai 10 km, mentre la maggioranza delle infrastrutture di teleriscaldamento opera su scala locale, spesso servendo piccoli comuni o porzioni limitate del tessuto urbano. Questo modello risulta particolarmente diffuso nei contesti montani e rurali, dove il teleriscaldamento è frequentemente basato sull'impiego di biomassa locale, sul recupero di calore o su configurazioni cogenerative di piccola taglia [8].

Dal punto di vista tecnologico, il settore italiano del teleriscaldamento è caratterizzato da una composizione delle fonti in progressiva evoluzione. Nel 2023, la quota di energia termica prodotta da fonti rinnovabili ha raggiunto circa il 30%, mentre la cogenerazione da fonte fossile rimane ancora predominante, sebbene in lieve riduzione. Risultano tuttavia in forte crescita tecnologie quali il recupero di calore di scarto, il solare termico e l'impiego di pompe di calore, che registrano incrementi percentuali significativi, pur partendo da valori assoluti ancora contenuti [8]. Nel complesso, le reti di teleriscaldamento in esercizio hanno consentito nel 2023 un risparmio di circa 0,5 Mtep di energia primaria fossile e di circa 1,7 milioni di tonnellate di CO₂.

Nonostante questi risultati, il potenziale del teleriscaldamento in Italia risulta ancora largamente non sfruttato. Studi di scenario citati da AIRU indicano che, al 2030, la quota di domanda termica del settore civile coperta dal teleriscaldamento potrebbe aumentare dal valore attuale di circa il 3% fino a valori prossimi al 19%, evidenziando un significativo margine di crescita [8].

Tale potenziale risulta particolarmente rilevante nei contesti in cui il riscaldamento degli edifici è attualmente soddisfatto prevalentemente tramite sistemi individuali alimentati da combustibili fossili, quali gas naturale, gasolio e GPL, indipendentemente dalla presenza o meno di una rete di distribuzione del gas. In molte aree del territorio nazionale, la diffusione di soluzioni individuali comporta una forte dipendenza da fonti fossili e una limitata integrazione di fonti rinnovabili nel settore termico.

Come evidenziato da Eurostat, tali territori sono spesso caratterizzati da una elevata dipendenza dai combustibili fossili per il riscaldamento e da una scarsa diversificazione delle fonti energetiche [10]. In questi contesti, il teleriscaldamento può rappresentare una soluzione strategica per migliorare la sicurezza energetica locale, ridurre le emissioni e valorizzare le risorse disponibili sul territorio. Il teleriscaldamento si configura pertanto come una tecnologia matura, ma ancora ampiamente sottoutilizzata, la cui applicazione richiede valutazioni di fattibilità specifiche e fortemente contestualizzate.

1.2.3 Tecnologie di generazione e mix energetico del teleriscaldamento in Italia

L'analisi delle tecnologie di generazione del calore rappresenta un elemento centrale per comprendere il ruolo attuale e il potenziale evolutivo del teleriscaldamento nel contesto italiano. Secondo la Nota tecnica del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), nel 2020 l'energia termica complessivamente immessa nelle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento in Italia è stata pari a circa 11,9 TWh, a fronte di una potenza termica installata complessiva prossima ai 9,8 GW [3]. Tali valori confermano la rilevanza del settore, pur in un quadro di penetrazione ancora limitata rispetto al potenziale tecnico nazionale.

Dal punto di vista configurativo, il sistema italiano di teleriscaldamento è caratterizzato da una forte prevalenza di impianti di cogenerazione. Circa il 64% dell'energia termica immessa in rete è infatti prodotta da unità cogenerative (CHP), principalmente alimentate a gas naturale. Questo assetto riflette lo sviluppo storico del teleriscaldamento in connessione con grandi impianti termoelettrici e con politiche di promozione della cogenerazione ad alto rendimento, in particolare nei grandi contesti urbani [3].

Considerando il mix di generazione del calore immesso nelle reti di teleriscaldamento, i dati GSE evidenziano una netta predominanza delle fonti fossili, che coprono circa l'80% dell'energia termica complessivamente immessa in rete, con un ruolo dominante del gas naturale [3]. Le fonti rinnovabili contribuiscono per una quota dell'ordine del 10%, mentre la restante parte è riconducibile ai rifiuti e, in misura minore, al recupero di calore di scarto da processi industriali.

All'interno della componente rinnovabile, la biomassa solida rappresenta la fonte principale, seguita dalla geotermia e dalla frazione biodegradabile dei rifiuti, quest'ultima prevalentemente associata a grandi impianti di termovalorizzazione [3]. La composizione del mix di generazione del calore nei sistemi di teleriscaldamento italiani è riportata in Figura 1.3, che evidenzia come, allo stato attuale, la produzione

di calore per il teleriscaldamento sia ancora fortemente basata su fonti fossili, pur in presenza di una quota significativa di fonti rinnovabili e di recupero energetico.

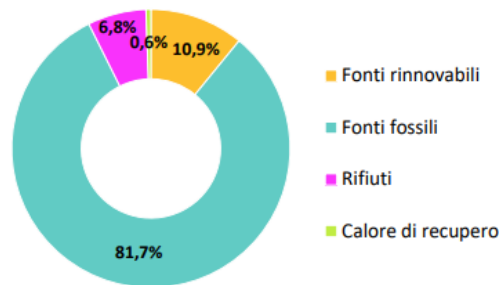


Figura 1.3: Composizione del mix di generazione del calore nei sistemi di teleriscaldamento in Italia (anno 2020). Fonte: Dati GSE [3].

La composizione del mix di generazione mostra tuttavia una marcata variabilità in funzione della dimensione delle reti e del contesto territoriale. Nei grandi sistemi urbani, come quelli localizzati in Lombardia e Piemonte, prevalgono impianti di cogenerazione a gas naturale, spesso integrati con il recupero energetico dai rifiuti. Tali reti concentrano la maggior parte dell'energia termica prodotta, ma presentano una minore incidenza percentuale di fonti rinnovabili rispetto ai sistemi di dimensione più contenuta.

Al contrario, nelle reti di piccola e media scala, frequentemente localizzate in comuni montani e aree rurali, il mix energetico risulta significativamente diverso. In questi contesti, l'utilizzo della biomassa solida come fonte primaria di generazione del calore è particolarmente diffuso, con percentuali di copertura da rinnovabili spesso superiori al 50% della potenza installata. Questo modello risulta particolarmente rilevante nei comuni non serviti dalla rete del gas naturale, nei quali il teleriscaldamento rappresenta una delle poche alternative strutturali ai sistemi individuali alimentati a gasolio o GPL [3].

La Figura 1.4 mostra la composizione percentuale delle tecnologie di generazione del calore nei sistemi di teleriscaldamento italiani in funzione della produzione annua di energia termica. La figura consente di evidenziare come il mix tecnologico vari in modo significativo al crescere della scala del sistema.

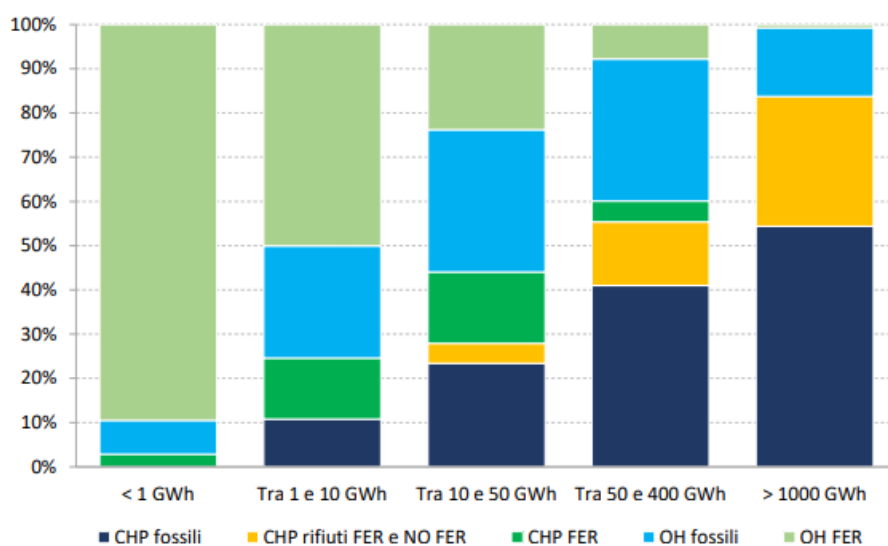


Figura 1.4: Composizione percentuale delle tecnologie di generazione del calore nei sistemi di teleriscaldamento in Italia in funzione della produzione annua di energia termica. CHP indica la cogenerazione (Combined Heat and Power), mentre OH indica la produzione separata di calore (Other Heat). Fonte: Dati GSE [3].

Le percentuali riportate in Figura 1.4 sono calcolate dal GSE sulla base dell'energia termica annua prodotta dalle diverse tecnologie di generazione e immessa in rete, e non sul numero di impianti o sulla potenza installata; pertanto, la presenza di unità utilizzate prevalentemente come backup non incide in modo significativo sulla ripartizione mostrata.

Dal punto di vista territoriale, il GSE evidenzia come oltre il 90% delle reti di teleriscaldamento sia localizzato in comuni appartenenti alle zone climatiche E ed F, caratterizzate da elevati gradi giorno e da un fabbisogno termico annuale significativo. Inoltre, 89 reti risultano operative in comuni non metanizzati, a conferma del ruolo del teleriscaldamento come soluzione privilegiata nei territori caratterizzati da condizioni climatiche severe e da limitata disponibilità di infrastrutture energetiche tradizionali.

Nel complesso, il quadro nazionale evidenzia una forte eterogeneità tecnologica del teleriscaldamento italiano, con una coesistenza di grandi sistemi urbani basati su cogenerazione a gas naturale e di reti di piccola e media scala alimentate da fonti rinnovabili locali. Questa pluralità di modelli rende il teleriscaldamento una tecnologia particolarmente flessibile e adattabile a contesti territoriali differenti. In particolare, i dati GSE mostrano come i sistemi sviluppati in comuni montani e non metanizzati presentino caratteristiche tecnologiche e operative maggiormente allineate agli obiettivi di decarbonizzazione, fornendo un riferimento diretto per l'analisi di fattibilità sviluppata nel caso studio oggetto della presente tesi.

1.3 Caratterizzazione del territorio: aspetti geografici e climatici di Claviere

Le caratteristiche geografiche e climatiche di un territorio rivestono un ruolo fondamentale nel determinare sia l'entità sia la distribuzione temporale della domanda di energia termica. Nel contesto dei sistemi di teleriscaldamento, tali fattori influenzano direttamente la fattibilità dell'intervento, la configurazione della rete e la scelta delle tecnologie di produzione del calore più appropriate. Questo aspetto risulta particolarmente rilevante negli ambienti alpini, dove la severità climatica e la marcata variabilità stagionale incidono in modo significativo sui profili di consumo energetico. Per queste ragioni, una caratterizzazione dettagliata del Comune di Claviere rappresenta un passaggio preliminare essenziale nella valutazione di una potenziale soluzione di teleriscaldamento.

Claviere è un piccolo comune alpino situato nella Regione Piemonte, nel nord-ovest dell'Italia, in prossimità del confine con la Francia. L'abitato si colloca a un'altitudine di circa 1760 m s.l.m. ed è caratterizzato da una morfologia prevalentemente montuosa. Il tessuto urbano risulta relativamente compatto e concentrato nell'area del centro abitato, come mostrato in Figura 1.5. Questa configurazione spaziale è generalmente favorevole all'implementazione di reti di teleriscaldamento, in quanto consente di limitare le distanze di distribuzione e di ridurre le perdite di calore lungo la rete.



Figura 1.5: Vista del Comune di Claviere.

Il comune di *Claviere* è parte dell'alta Val di Susa ed è pienamente esposto alle condizioni climatiche tipiche dell'ambiente alpino. L'elevata altitudine e la posizione geografica determinano inverni lunghi e rigidi, frequenti precipitazioni nevose e periodi prolungati caratterizzati da basse temperature esterne. Tali condizioni influenzano in modo significativo le prestazioni termiche degli edifici e comportano fabbisogni di riscaldamento sensibilmente superiori rispetto a quelli riscontrabili nei comuni di pianura.

Dal punto di vista normativo, Claviere rientra nella *zona climatica F*, caratterizzata dal numero più elevato di Gradi Giorno previsto dalla classificazione climatica nazionale. In base alla normativa vigente, il comune presenta un valore di Gradi Giorno pari a 4 994 GG, che corrisponde a una stagione di riscaldamento particolarmente estesa e, di fatto, priva di limitazioni temporali all'esercizio degli impianti termici [11].

Al fine di descrivere le condizioni climatiche locali con un'adeguata risoluzione temporale, sono stati adottati dati orari di temperatura dell'aria esterna derivati dal *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS), una piattaforma web sviluppata dal Joint Research Centre della Commissione Europea che fornisce dataset climatici di lungo periodo basati su osservazioni satellitari e modelli meteorologici [12].

La Figura 1.6 riporta il profilo medio orario della temperatura dell'aria esterna per il Comune di Claviere, riferito a un anno climatico tipico. Tale profilo è stato ottenuto utilizzando la funzionalità di selezione dell'*Typical Meteorological Year* (TMY) disponibile all'interno della piattaforma PVGIS. L'anno tipico è costruito a partire da serie storiche pluriennali di dati meteorologici e rappresenta, su base statistica, condizioni climatiche medie e rappresentative del sito considerato, evitando l'influenza di anni eccezionalmente caldi o freddi.

Il profilo risultante evidenzia lunghi periodi con temperature inferiori a 0 °C durante i mesi invernali e una limitata escursione termica giornaliera, confermando la severità del clima locale. Le temperature estive risultano generalmente miti, determinando una domanda di raffrescamento trascurabile e confermando il ruolo dominante del riscaldamento degli ambienti come principale utilizzo dell'energia termica.

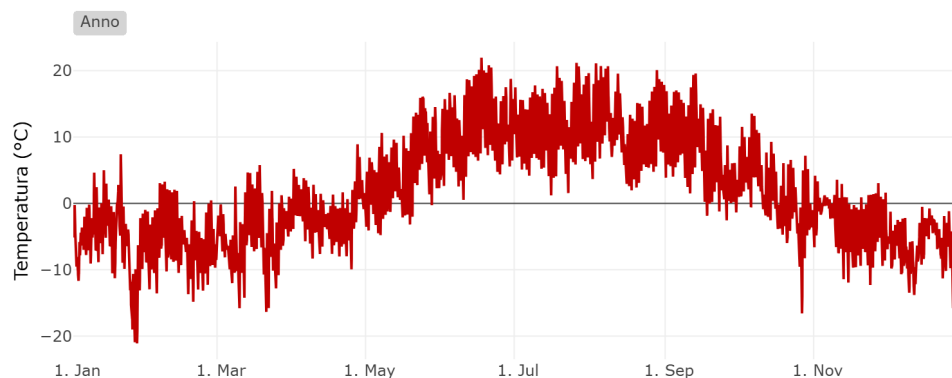


Figura 1.6: Profilo medio orario della temperatura dell'aria esterna per il Comune di Claviere, derivato dai dati climatici PVGIS.

Oltre alla temperatura dell'aria, la disponibilità di radiazione solare rappresenta un parametro ambientale rilevante per la valutazione del potenziale di integrazione di tecnologie solari all'interno di un sistema di teleriscaldamento, in particolare per il solare termico e per eventuali configurazioni ibride come i sistemi PVT. In questa analisi territoriale preliminare, l'irradianza globale orizzontale (Global Horizontal Irradiation, GHI) è stata selezionata come indicatore più appropriato, in quanto fornisce una misura complessiva della risorsa solare disponibile, indipendentemente dall'orientamento e dall'inclinazione dei collettori.

La Figura 1.7 mostra l'andamento del GHI per Claviere, anch'esso ottenuto tramite PVGIS. I risultati indicano una risorsa solare moderata ma non trascurabile, tipica delle località alpine di alta quota. Sebbene i livelli di irraggiamento solare risultino limitati durante i mesi invernali, in corrispondenza del periodo di massimo fabbisogno di riscaldamento, essi aumentano significativamente dalla primavera alla fine dell'estate. Questo andamento stagionale suggerisce che le tecnologie solari termiche possano essere considerate come fonte di calore complementare all'interno di un sistema di teleriscaldamento, in particolare per la produzione di acqua calda sanitaria o per la copertura di carichi parziali durante i periodi di minore domanda di riscaldamento degli ambienti [12].

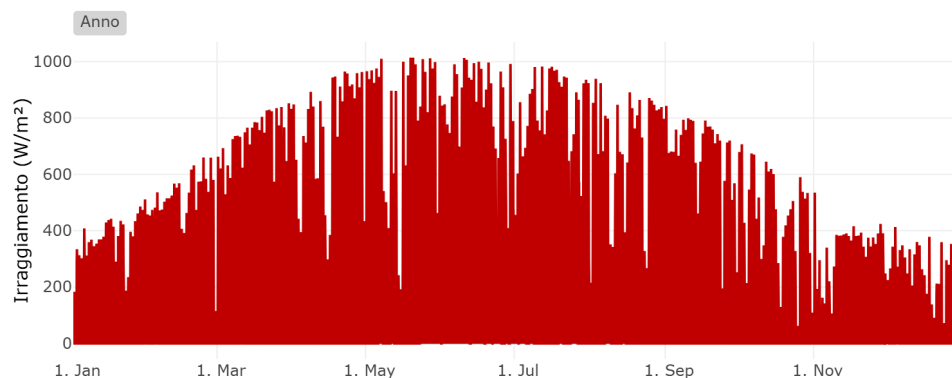


Figura 1.7: Profilo orario Irradianza globale orizzontale (GHI) per il Comune di Claviere, derivata dai dati climatici PVGIS.

Durante il periodo invernale, i valori di GHI rimangono significativamente più bassi e fortemente variabili, a causa della ridotta altezza solare e della frequente copertura nuvolosa, in coincidenza con la fase di massimo fabbisogno di riscaldamento degli ambienti. Al contrario, i livelli di irraggiamento più elevati osservati dalla primavera all'inizio dell'autunno indicano una disponibilità solare non trascurabile nei periodi caratterizzati da una minore domanda di calore.

Nel complesso, tale andamento dell'irradianza suggerisce che il solare termico possa svolgere un ruolo complementare all'interno di un sistema di teleriscaldamento, in particolare per la produzione di acqua calda sanitaria o per la copertura di carichi parziali nelle stagioni intermedie, mentre il fabbisogno termico invernale deve essere soddisfatto principalmente da tecnologie di generazione affidabili e programmabili.

Dal punto di vista progettuale, le caratteristiche climatiche di Claviere comportano diverse implicazioni per lo sviluppo di un sistema di teleriscaldamento. La lunga stagione di riscaldamento e le basse temperature invernali determinano carichi termici di punta elevati, rendendo necessaria l'adozione di tecnologie di produzione del calore robuste e in grado di garantire un funzionamento continuo anche in condizioni climatiche severe. Al contempo, la durata estesa del periodo di domanda di calore può aumentare il fattore di utilizzo annuo dell'impianto, con potenziali benefici in termini di efficienza complessiva e prestazioni economiche.

Oltre agli aspetti strettamente climatici, le caratteristiche socio-territoriali di Claviere influenzano ulteriormente i profili di domanda energetica locale. Il comune rappresenta una consolidata destinazione turistica, in particolare durante la stagione invernale, grazie alla vicinanza a importanti comprensori sciistici e a infrastrutture alpine transfrontaliere. Di conseguenza, il patrimonio edilizio locale comprende una quota significativa di strutture alberghiere, alloggi turistici e seconde case. Ciò determina una marcata stagionalità della domanda di calore, con picchi invernali

associati ai periodi di maggiore affluenza turistica. Tali profili di domanda devono essere attentamente considerati nelle successive analisi di dimensionamento e di esercizio del sistema di teleriscaldamento.

In sintesi, la combinazione di clima alpino di alta quota, morfologia urbana compatta e forte domanda termica invernale rende Claviere un caso di studio rappresentativo e particolarmente adatto all'applicazione di soluzioni di teleriscaldamento in contesti montani. Allo stesso tempo, la severità delle condizioni climatiche impone requisiti stringenti in termini di affidabilità del sistema, flessibilità operativa e scelta delle tecnologie. Queste caratteristiche territoriali costituiscono la base contestuale per l'analisi dello scenario energetico di riferimento e per la valutazione quantitativa della domanda termica sviluppate nelle sezioni successive della presente tesi.

1.4 Analisi dello scenario energetico di riferimento: assenza di infrastrutture per il gas naturale

La valutazione di un sistema di teleriscaldamento richiede la definizione di uno scenario energetico di riferimento chiaro, rispetto al quale confrontare le soluzioni alternative. Tale scenario di base rappresenta l'attuale configurazione della fornitura di calore nel comune e costituisce il termine di paragone per la valutazione dei potenziali benefici energetici, ambientali ed economici associati all'introduzione di un sistema di riscaldamento centralizzato.

Un elemento distintivo del contesto energetico locale di Claviere è l'assenza di collegamento alla rete nazionale di trasmissione e distribuzione del gas naturale. Il comune non è servito da gasdotti gestiti dal gestore nazionale della rete di trasmissione e non è presente alcuna rete di distribuzione del gas naturale all'interno del territorio comunale. Questa condizione è tipica di numerosi piccoli comuni alpini, nei quali i vincoli geografici, la bassa densità abitativa e gli elevati costi infrastrutturali hanno storicamente limitato l'estensione delle reti gas. L'assenza di infrastrutture per il gas naturale può essere verificata attraverso le informazioni pubblicamente disponibili sulla rete di trasmissione del gas fornite dall'operatore nazionale [13].

In assenza di una rete di gas naturale, l'approvvigionamento termico a Claviere è prevalentemente basato su sistemi di riscaldamento individuali alimentati da combustibili fossili liquidi o gassosi. In particolare, il gas di petrolio liquefatto (GPL) e il gasolio da riscaldamento rappresentano i principali vettori energetici utilizzati negli edifici residenziali e del settore terziario situati in aree non metanizzate. Tale situazione risulta coerente con le statistiche nazionali e con i rapporti regolatori, che evidenziano come il GPL e il gasolio siano ampiamente impiegati per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria nei comuni non connessi alla rete del gas [14, 15].

Questi combustibili sono generalmente utilizzati in caldaie decentralizzate installate a livello di edificio, spesso caratterizzate da rendimenti relativamente contenuti e da sistemi di controllo delle emissioni meno avanzati rispetto a quelli adottabili in impianti centralizzati di maggiore scala. Tali considerazioni valgono, in parte, anche per il gas naturale, che rimane ampiamente utilizzato nel riscaldamento individuale degli edifici.

Dal punto di vista economico, tuttavia, la dipendenza da combustibili come GPL e gasolio risulta particolarmente penalizzante, in quanto il loro costo medio per unità di energia è generalmente superiore a quello del gas naturale. Analisi dei prezzi per il settore civile indicano infatti che, su base annua, i costi medi di

approvvigionamento di GPL e gasolio per riscaldamento risultano sistematicamente più elevati rispetto a quelli del gas naturale, anche a parità di contenuto energetico [16]. A ciò si aggiungono oneri legati al trasporto e allo stoccaggio, che incidono in modo significativo sui costi finali per l'utente, soprattutto nelle aree remote e montane.

Dal punto di vista ambientale, la combustione di gas naturale, GPL e gasolio comporta in ogni caso emissioni dirette di gas a effetto serra e di inquinanti atmosferici locali, sebbene con fattori di emissione e prestazioni emissive differenti, che risultano generalmente più difficili da ottimizzare in sistemi individuali rispetto a soluzioni centralizzate.

Accanto ai sistemi alimentati da combustibili fossili, la biomassa solida può rappresentare una possibile fonte energetica rinnovabile per la generazione centralizzata di calore a servizio di sistemi di teleriscaldamento. In tale configurazione, l'impiego di caldaie o impianti a biomassa di media o grande taglia consente di sfruttare economie di scala e di adottare tecnologie di combustione e di abbattimento degli inquinanti più avanzate rispetto a quelle tipicamente disponibili negli impianti di piccola scala a servizio del singolo edificio.

Sebbene la biomassa sia classificata come fonte rinnovabile, il suo utilizzo in ambito di teleriscaldamento richiede comunque un'attenta valutazione delle prestazioni ambientali complessive, della disponibilità e sostenibilità della filiera di approvvigionamento locale e delle condizioni operative dell'impianto. In questo senso, la biomassa può costituire una soluzione tecnicamente valida per l'alimentazione di reti di teleriscaldamento, purché inserita in un contesto progettuale adeguato e supportata da una gestione efficiente della filiera del combustibile.

Alla luce di queste considerazioni, lo scenario energetico di riferimento per il Comune di Claviere può essere definito come un sistema di riscaldamento decentralizzato prevalentemente basato su GPL e gasolio, con contributi marginali da impianti individuali a biomassa. Tale configurazione viene assunta come scenario di base per le analisi sviluppate nei capitoli successivi della presente tesi. In particolare, i sistemi di riscaldamento alimentati a GPL e gasolio sono utilizzati come principali termini di confronto per la valutazione dei consumi energetici, delle emissioni di gas serra e dei costi di esercizio.

La definizione di questo scenario di riferimento mette in evidenza i limiti strutturali dell'attuale configurazione di fornitura del calore e fornisce una chiara motivazione per l'esplorazione di soluzioni alternative. L'assenza di infrastrutture per il gas naturale, combinata con un'elevata domanda di riscaldamento dovuta alle condizioni climatiche severe, crea infatti un contesto nel quale sistemi di teleriscaldamento

basati su fonti energetiche rinnovabili possono offrire vantaggi significativi in termini di sicurezza energetica, prestazioni ambientali e stabilità dei costi nel lungo periodo.

1.5 Quadro normativo e incentivi per il teleriscaldamento e le fonti energetiche rinnovabili

Lo sviluppo di nuovi sistemi di teleriscaldamento è fortemente influenzato dalla disponibilità di meccanismi di supporto pubblico in grado di ridurre gli elevati costi di investimento associati agli impianti centralizzati di produzione del calore e alle reti di distribuzione. Nel contesto italiano, tali strumenti si articolano attraverso una combinazione di programmi di finanziamento europei, nazionali e regionali, ciascuno dei quali interviene su differenti componenti del progetto e contribuisce in modo complementare alla sua fattibilità complessiva.

A livello europeo, il settore del riscaldamento e del raffrescamento è riconosciuto come prioritario all'interno delle strategie di decarbonizzazione, come evidenziato dalla Direttiva sulle Energie Rinnovabili e dalla Direttiva sull'Efficienza Energetica, che promuovono esplicitamente l'integrazione delle fonti rinnovabili e l'adozione di soluzioni ad alta efficienza nei sistemi di fornitura dell'energia termica [17, 18]. Sebbene tali strumenti normativi definiscano il ruolo strategico del teleriscaldamento nella riduzione delle emissioni di gas serra e nel miglioramento dell'efficienza energetica, essi non prevedono un supporto finanziario diretto per gli investimenti infrastrutturali. La traduzione di questi obiettivi in opportunità di finanziamento concrete avviene invece attraverso i quadri finanziari pluriennali e i programmi di recupero implementati a livello nazionale e regionale.

In Italia, un ruolo centrale nel sostegno agli investimenti per la transizione energetica è stato svolto dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che rappresenta l'attuazione nazionale del Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza dell'Unione Europea. All'interno del PNRR, la Missione 2, dedicata alla transizione ecologica, include misure volte a promuovere la diffusione delle fonti rinnovabili, l'efficienza energetica e lo sviluppo di infrastrutture energetiche locali sostenibili [19]. Sebbene i singoli bandi del PNRR siano caratterizzati da criteri di ammissibilità specifici e da orizzonti temporali ben definiti, essi forniscono un rilevante supporto in conto capitale per progetti coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione, inclusi i sistemi di teleriscaldamento basati su fonti rinnovabili o ad alta efficienza.

Accanto ai fondi nazionali per la ripresa, le amministrazioni regionali svolgono un ruolo determinante nel supporto all'implementazione concreta dei progetti di teleriscaldamento. Nel caso della Regione Piemonte, tale ruolo è assolto dal bando

regionale denominato *“Promozione della diffusione del teleriscaldamento efficiente”*. Questo programma rappresenta il principale strumento di riferimento per la realizzazione di nuove infrastrutture di teleriscaldamento, in quanto prevede contributi in conto capitale a fondo perduto destinati a sostenere gli investimenti in impianti centralizzati di produzione del calore, reti di distribuzione, sistemi di accumulo termico e integrazione di fonti rinnovabili o di calore recuperato [20]. Agendo direttamente sulla riduzione dei costi di investimento, l’incentivo regionale affronta la principale barriera economica associata alla realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento, in particolare nei piccoli comuni e nelle aree montane.

Oltre ai meccanismi di supporto focalizzati sulle infrastrutture, gli schemi di incentivazione nazionali per la produzione di energia da fonti rinnovabili possono svolgere un ruolo complementare, in funzione della configurazione tecnologica del sistema di teleriscaldamento. In particolare, i meccanismi di incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) risultano rilevanti nei casi in cui il teleriscaldamento sia associato a unità di cogenerazione alimentate da fonti rinnovabili, come impianti a biomassa per la produzione combinata di calore ed elettricità. In tali configurazioni, gli incentivi sono riconosciuti in funzione dell’energia elettrica prodotta e immessa in rete, contribuendo indirettamente alle prestazioni economiche del sistema di teleriscaldamento attraverso il sostegno alla produzione elettrica [21]. L’applicabilità dei meccanismi FER dipende dalla taglia dell’impianto, dai requisiti normativi e dal bilanciamento tra domanda termica ed elettrica, rendendo necessaria una valutazione caso per caso.

Un ulteriore strumento complementare è rappresentato dal Conto Termico, gestito dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), nella sua versione più recente, Conto Termico 3.0. Tale meccanismo sostiene interventi di efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili a scala di singolo edificio [22]. Pur non finanziando la realizzazione di nuovi impianti o reti di teleriscaldamento, il Conto Termico favorisce la sostituzione dei sistemi di riscaldamento individuali e la connessione degli utenti finali a reti di teleriscaldamento efficienti una volta che l’infrastruttura è disponibile. In questo senso, il Conto Termico contribuisce a migliorare il tasso di penetrazione delle reti di teleriscaldamento e sostiene la sostenibilità di lungo periodo del sistema dal lato della domanda.

Nel complesso, il quadro degli incentivi rilevanti per i nuovi progetti di teleriscaldamento può essere interpretato come una struttura stratificata ed evolutiva. Gli investimenti infrastrutturali sono sostenuti principalmente attraverso programmi di finanziamento regionali ed europei, come il bando regionale piemontese e il PNRR, mentre i meccanismi di incentivazione nazionali intervengono su specifiche

componenti tecnologiche o supportano l'adozione da parte degli utenti finali.

Tali investimenti sono generalmente promossi da operatori energetici specializzati, quali multiutility o società di servizi energetici, spesso in collaborazione con le amministrazioni locali. A seconda del contesto territoriale e del modello di governance adottato, le infrastrutture di teleriscaldamento possono essere di proprietà privata, pubblica o mista; in diversi casi, la rete è di proprietà dell'ente pubblico e viene affidata in gestione a un operatore tramite concessione, mentre in altri è realizzata e gestita direttamente da soggetti industriali.

Sebbene ciascun strumento di finanziamento sia caratterizzato da scadenze temporali e vincoli amministrativi specifici, la ricorrente inclusione del teleriscaldamento e delle infrastrutture termiche rinnovabili nei programmi di sostegno successivi riflette un orientamento politico stabile e consolidato [19, 17]. Di conseguenza, pur essendo ciascun meccanismo incentivante caratterizzato da specifiche finestre temporali e da criteri di accesso definiti, il costante rinnovo di strumenti di sostegno nell'ambito delle politiche energetiche nazionali ed europee consente di affermare che progetti coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione ed efficienza energetica potranno continuare a beneficiare, nel tempo, di forme di supporto pubblico.

Capitolo 2

Stima del Fabbisogno Energetico

2.1 Metodologia di Stima Integrata del Fabbisogno Energetico (Catasto e APE)

La stima del fabbisogno energetico termico del Comune di Claviere è stata sviluppata attraverso una metodologia integrata basata sull'elaborazione congiunta dei dati catastali ufficiali e delle Attestazioni di Prestazione Energetica (APE). Tale approccio è stato adottato al fine di superare la limitata disponibilità di dati di consumo energetico misurati su scala comunale e di garantire che la valutazione del fabbisogno fosse fondata su informazioni reali, omogenee e verificabili a livello di singola unità immobiliare.

La metodologia si articola in una serie di fasi successive, che comprendono la ricostruzione dettagliata del patrimonio edilizio comunale, la caratterizzazione energetica degli edifici a partire dalle certificazioni disponibili e l'introduzione di ipotesi esplicite e motivate per la gestione delle informazioni mancanti. L'intero processo è stato strutturato in modo da risultare coerente, trasparente e replicabile, in linea con le finalità di uno studio di fattibilità preliminare per un sistema di teleriscaldamento in ambito montano.

2.1.1 Ricostruzione del Patrimonio Edilizio Comunale tramite Dati Catastali

Il punto di partenza dell'analisi è costituito dalla ricostruzione completa del patrimonio edilizio presente nel territorio comunale di Claviere, ottenuta attraverso il geoportale catastale regionale messo a disposizione dallo Sportello Unico Digitale per l'Edilizia [23]. Tale piattaforma consente la consultazione delle informazioni catastali

georeferenziate relative a tutti gli edifici presenti nel Comune, fornendo una base dati completa e sistematica per l'analisi.

Ogni edificio risulta identificato univocamente mediante i riferimenti catastali di foglio e particella ed è suddiviso in una o più unità immobiliari (subalterni). Per ciascun subalterno, il catasto rende disponibili informazioni quali la categoria catastale, la classe e la consistenza. Le categorie comprendono diverse destinazioni d'uso principali (residenziale, commerciale, terziario, pertinenze), mentre la consistenza è espressa, a seconda della tipologia, in metri quadrati oppure in numero di vani.

Al fine di rendere espliciti e tracciabili i criteri adottati per l'inclusione o l'esclusione delle unità immobiliari dall'analisi energetica, le categorie catastali dei subalterni sono state ricondotte a macro-classi funzionali sulla base delle diciture ufficiali del Catasto Fabbricati. La classificazione adottata deriva direttamente dalle definizioni normative delle categorie catastali fornite dall'Agenzia delle Entrate, che costituiscono il riferimento istituzionale per l'identificazione della destinazione d'uso degli immobili nel sistema catastale italiano [24].

La Tabella 2.1 riassume la corrispondenza tra categorie catastali, destinazione d'uso e inclusione nell'analisi del fabbisogno energetico.

Tabella 2.1: Riclassificazione delle categorie catastali secondo le diciture ufficiali del Catasto Fabbricati

Categoria catastale	Descrizione ufficiale	Macro-categoria energetica	Inclusione
A/1–A/11 (escl. A/10)	Abitazioni di tipo civile, economico, popolare e assimilabili	Residenziale	Sì
A/10	Uffici e studi privati	Terziario	Sì
B/1–B/6	Collegi, scuole, uffici pubblici, biblioteche, musei	Terziario / collettivo	Sì
B/7	Cappelle e oratori non destinati al culto pubblico	Non riscaldato	No
B/8	Magazzini sotterranei per derrate	Non riscaldato	No
C/1	Negozi e botteghe	Terziario	Sì
C/2	Magazzini e locali di deposito	Non riscaldato	No
C/6	Autorimesse, rimesse, posti auto	Non riscaldato	No
C/7	Tettoie chiuse o aperte	Non riscaldato	No
D/1	Opifici	Terziario / produttivo	Sì
D/2	Alberghi, pensioni, strutture ricettive e rifugi	Ricettivo	Sì
D/3	Teatri, cinema, sale per spettacoli	Terziario	Sì
D/4	Case di cura e ospedali con fine di lucro	Terziario	Sì
D/5	Istituti di credito, cambio e assicurazione	Terziario	Sì
D/6	Fabbricati per esercizi sportivi	Terziario	Sì
D/7	Fabbricati per attività industriali	Terziario / produttivo	Sì
D/8	Fabbricati commerciali	Terziario	Sì
D/9	Edifici galleggianti o sospesi	Non riscaldato	No
E/1–E/9	Infrastrutture di trasporto, impianti speciali	Non riscaldato	No
F/1–F/5	Unità fittizie (aree urbane, fabbricati in corso di definizione o collabenti)	Non riscaldato / non definito	No

Tutte le informazioni catastali disponibili sono state sistematicamente raccolte ed organizzate in un database dedicato, sviluppato in un foglio di calcolo. Questa fase ha consentito di ottenere una rappresentazione dettagliata del patrimonio edilizio comunale a livello di singola unità immobiliare, preservando il legame tra ciascun subalterno e la sua collocazione spaziale.

Il database risultante comprende complessivamente circa 1 100 subalterni. Tuttavia, una quota significativa di tali unità è costituita da locali non riscaldati, quali magazzini, autorimesse, cantine e spazi accessori, che non contribuiscono al fabbisogno termico per la climatizzazione invernale. Tali unità sono state pertanto escluse dall'analisi energetica.

Le unità immobiliari effettivamente considerate nell'analisi risultano pari a circa 780 subalterni riscaldati, includendo sia il settore residenziale sia le strutture ricettive. Nel complesso, tali unità corrispondono a una superficie riscaldata totale pari a circa 56 558 m² e a una volumetria complessiva di circa 203 300 m³.

Questi valori consentono di delineare con maggiore precisione l'ordine di grandezza del patrimonio edilizio effettivamente coinvolto nella stima del fabbisogno termico comunale e costituiscono la base per le successive elaborazioni energetiche sviluppate nei paragrafi seguenti.

2.1.2 Utilizzo delle Attestazioni di Prestazione Energetica come Base per la Caratterizzazione Energetica

Per la caratterizzazione energetica del patrimonio edilizio comunale sono state utilizzate le Attestazioni di Prestazione Energetica disponibili attraverso il portale energetico ufficiale della Regione Piemonte [25]. Le APE rappresentano uno strumento standardizzato e normato, finalizzato alla descrizione delle prestazioni energetiche degli edifici in funzione delle caratteristiche dell'involucro edilizio, dei sistemi impiantistici e delle condizioni climatiche locali.

Dal portale regionale sono state scaricate complessivamente 106 certificazioni APE, ciascuna riferita a una specifica unità immobiliare. La maggior parte delle certificazioni riguarda edifici residenziali, mentre un numero limitato è associato a strutture del settore alberghiero. Sebbene il numero di APE disponibili non copra l'intero patrimonio edilizio riscaldato, il campione copre circa il 15% delle unità riscaldate, sufficientemente ampio e rappresentativo per la derivazione di indici energetici medi riferiti alle principali tipologie edilizie presenti nel Comune.

Da ciascuna certificazione sono state estratte e analizzate le seguenti informazioni: superficie e volume riscaldato, vettori energetici utilizzati per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria, indici di prestazione energetica rinnovabile e non rinnovabile, emissioni specifiche di anidride carbonica per unità di superficie, fabbisogno di energia per la climatizzazione invernale ($EP_{h,nd}$) e tipologia del sistema di generazione del calore. Tali parametri costituiscono la base per la definizione di valori specifici di fabbisogno energetico da associare alle diverse categorie di edificio.

Da ciascuna certificazione sono state estratte e analizzate le principali informazioni utili alla caratterizzazione energetica degli edifici. In particolare, sono stati considerati i seguenti parametri:

- superficie e volume riscaldato dell'unità immobiliare;

- vettori energetici utilizzati per il riscaldamento degli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria;
- indici di prestazione energetica rinnovabile e non rinnovabile;
- emissioni specifiche di anidride carbonica per unità di superficie;
- fabbisogno di energia per la climatizzazione invernale, espresso dall'indice $EP_{h,nd}$;
- tipologia del sistema di generazione del calore.

Tali parametri costituiscono la base informativa per la definizione dei valori specifici di fabbisogno energetico associati alle diverse categorie di edificio considerate nell'analisi.

2.1.3 Ricostruzione Geometrica e Ipotesi per la Gestione delle Informazioni Mancanti

Una delle principali criticità emerse durante l'analisi riguarda l'assenza di informazioni dirette sulla superficie utile riscaldata per molte unità immobiliari residenziali, per le quali il catasto fornisce esclusivamente il numero di vani. Per superare tale limitazione, è stata adottata una procedura di conversione empirica basata sulle unità per le quali erano disponibili sia i dati catastali sia le informazioni geometriche riportate nelle APE.

Attraverso il confronto tra la superficie riscaldata indicata nelle certificazioni e il numero di vani corrispondente, è stato stimato un valore medio pari a circa 15 m² per vano. Inoltre, è stata assunta un'altezza media dei locali pari a 3 m, al fine di ricostruire i volumi riscaldati quando necessario. Tali ipotesi risultano coerenti con le caratteristiche tipiche degli edifici residenziali e consentono una ricostruzione geometrica omogenea dell'intero patrimonio edilizio.

Per il settore ricettivo è stato adottato un approccio specifico. Il numero di camere e posti letto per ciascuna struttura alberghiera è stato ricavato da banche dati ufficiali del turismo, che richiedono obbligatoriamente agli operatori di dichiarare la propria capacità ricettiva. Sulla base di tali informazioni, è stato assunto un volume medio riscaldata pari a 100 m³ per camera, consentendo la stima del volume complessivo riscaldata delle strutture alberghiere. Tale ipotesi riflette le dimensioni maggiori delle camere e la presenza di spazi comuni e di servizio tipici delle strutture ricettive.

2.1.4 Integrazione dei Dati Catastali e delle Certificazioni APE

L'integrazione tra i dati catastali e le informazioni energetiche desunte dalle APE rappresenta l'elemento centrale della metodologia adottata. Per le unità immobiliari dotate di certificazione energetica, i valori di prestazione specifica sono stati direttamente associati ai corrispondenti subalterni catastali. Per le restanti unità riscaldate, sono stati assegnati valori rappresentativi sulla base della destinazione d'uso, della tipologia edilizia e della distribuzione statistica osservata nel campione di APE disponibili.

Questa procedura ha consentito di estendere le informazioni energetiche puntuali fornite dalle certificazioni all'intero patrimonio edilizio riscaldato del Comune, mantenendo coerenza con le caratteristiche locali e riducendo il rischio di errori sistematici di sovrastima o sottostima del fabbisogno energetico. Il risultato finale è un database che fornisce, per ciascuna unità immobiliare riscaldata, una stima delle grandezze geometriche e del fabbisogno energetico specifico, costituendo la base per il calcolo del fabbisogno energetico annuale totale e per le analisi successive sviluppate nel presente capitolo.

Al fine di gestire in modo sistematico l'elevata quantità di informazioni provenienti da fonti eterogenee, è stato sviluppato un processo strutturato di organizzazione ed elaborazione dei dati. In particolare, i dati catastali relativi ai subalterni sono stati raccolti e ordinati in un primo database, contenente le informazioni geometriche e funzionali di ciascuna unità immobiliare. In un secondo database sono state invece organizzate le informazioni desunte dalle Attestazioni di Prestazione Energetica, includendo i principali indicatori di prestazione energetica e le caratteristiche impiantistiche.

Un ulteriore dataset è stato dedicato alle strutture ricettive, per le quali sono state raccolte informazioni specifiche relative alla capacità ricettiva e alle caratteristiche dimensionali. I diversi database sono stati successivamente integrati mediante procedure di associazione, al fine di collegare in modo univoco le informazioni catastali, energetiche e funzionali.

L'elaborazione dei dati e il calcolo degli indicatori medi di fabbisogno energetico per ciascuna tipologia di edificio sono stati effettuati mediante strumenti di calcolo automatico, che hanno consentito di eseguire il matching tra i diversi dataset, di determinare valori medi e pesati per i diversi settori di utenza. Questo approccio ha permesso di garantire coerenza, riproducibilità e trasparenza nell'intero processo di stima del fabbisogno energetico. La Figura 2.1 riassume in forma schematica la metodologia integrata adottata per la stima del fabbisogno energetico termico.

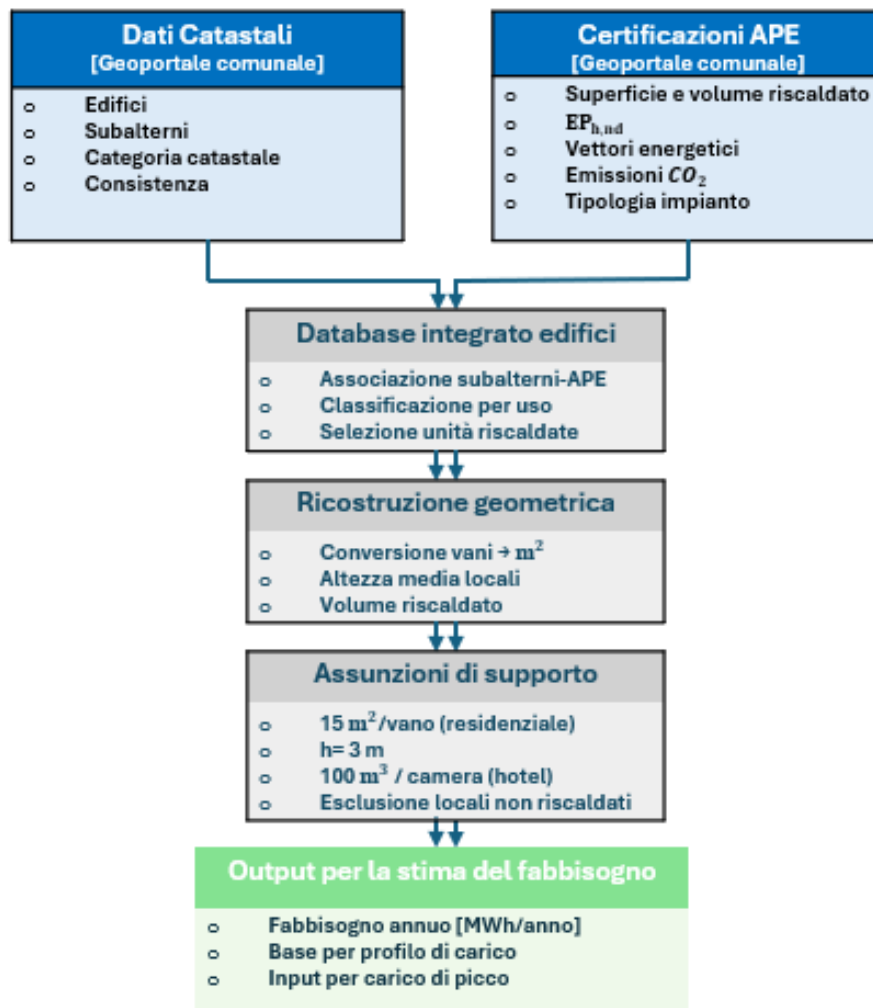


Figura 2.1: Schema della metodologia integrata adottata per la stima del fabbisogno energetico termico a partire dai dati catastali e dalle certificazioni APE.

2.2 Segmentazione della Domanda Termica: Settore Residenziale e Settore Ricettivo

Nel contesto di un comune montano molto turistico come Claviere, la domanda termica risulta caratterizzata da una marcata eterogeneità, che rende poco rappresentativa una stima aggregata e non differenziata del fabbisogno energetico. La compresenza di abitazioni ad uso permanente, seconde case, strutture ricettive ed edifici del settore terziario introduce infatti profili di consumo profondamente diversi non solo in termini di fabbisogno energetico annuo, ma anche in termini di continuità del carico e grado di simultaneità.

Ai fini della stima del fabbisogno energetico e della valutazione di fattibilità del sistema di teleriscaldamento, il patrimonio edilizio comunale è stato pertanto classificato in un numero limitato di categorie funzionali, individuate sulla base della destinazione d'uso prevalente di ciascun edificio. In particolare, sono stati identificati 11 edifici adibiti a strutture ricettive, 4 edifici classificati come uffici o edifici del settore terziario, e 2 edifici dedicati esclusivamente ad attività di vendita al dettaglio. Tutti i restanti edifici sono stati classificati come residenziali.

Nel complesso, l'analisi ha consentito di individuare un totale di 94 edifici potenzialmente allacciabili ai fini della valutazione del fabbisogno termico comunale. Per 10 di questi edifici, tuttavia, non è stato possibile reperire informazioni sufficienti e affidabili in merito alla superficie o al volume riscaldato, né in termini di metri quadrati né di numero di vani. In assenza di dati geometrici minimi, tali edifici non sono stati inclusi nella stima del fabbisogno energetico e sono stati pertanto considerati come non connessi al potenziale sistema di teleriscaldamento.

Sebbene questa scelta sia in parte forzata dalla disponibilità dei dati, essa risulta coerente con un approccio prudentiale tipico degli studi di fattibilità preliminare. In un contesto reale, infatti, è ragionevole assumere che una quota del patrimonio edilizio non venga allacciata alla rete di teleriscaldamento, sia per motivi tecnici sia per ragioni economiche o decisionali da parte dei proprietari. L'esclusione di tali edifici introduce quindi un'ipotesi cautelativa che contribuisce a evitare una sovrastima del potenziale di domanda connessa al sistema.

Nelle successive fasi di modellazione del sistema energetico, gli edifici non inclusi nella rete di teleriscaldamento sono stati comunque rappresentati come utenze servite da sistemi di generazione individuali. In particolare, tali edifici sono stati caratterizzati assumendo l'utilizzo di caldaie alimentate a gasolio per la copertura sia del fabbisogno di riscaldamento sia della produzione di acqua calda sanitaria, in linea con lo scenario energetico di riferimento definito nel Capitolo 1. Questa rappresentazione consente di mantenere la coerenza del bilancio energetico complessivo e di disporre di uno scenario di riferimento realistico per il confronto con lo scenario di teleriscaldamento.

È opportuno sottolineare che, in diversi casi, edifici a prevalente destinazione residenziale presentano al piano terra unità immobiliari adibite ad attività commerciali o di servizio. Tuttavia, poiché la funzione residenziale risulta predominante in termini di superficie e volume riscaldato, tali edifici sono stati classificati complessivamente come residenziali. Questa scelta metodologica consente di mantenere una classificazione coerente a livello di edificio, evitando una frammentazione eccessiva che risulterebbe poco significativa ai fini di uno studio di fattibilità preliminare e non

migliorerebbe in modo sostanziale l'accuratezza della stima del fabbisogno energetico.

Dal punto di vista della stima energetica, la distinzione tra settore residenziale e settore ricettivo è stata mantenuta al fine di cogliere le differenze strutturali tra le tipologie di utenza in termini di intensità del fabbisogno energetico annuo e di incidenza della produzione di acqua calda sanitaria. In particolare, le strutture ricettive presentano valori medi di consumo specifico più elevati rispetto al settore residenziale, coerentemente con la maggiore dotazione di servizi e con l'uso intensivo degli edifici durante i periodi di attività.

In assenza di dati di consumo mensili o orari riferiti al contesto locale, la presente analisi si concentra sulla quantificazione del fabbisogno energetico annuo complessivo associato a ciascuna categoria di utenza, senza introdurre profili temporali dettagliati. La distribuzione temporale dei consumi e le ipotesi relative alla contemporaneità dei carichi vengono pertanto affrontate separatamente nella fase di determinazione del carico di potenza di progetto.

2.3 Calcolo del fabbisogno energetico annuo totale

Il fabbisogno energetico termico annuo è stato stimato a partire dalle informazioni contenute nelle Attestazioni di Prestazione Energetica disponibili e dai dati geometrici ricostruiti per ciascun edificio. L'obiettivo di questa fase è la quantificazione dell'energia termica annua richiesta per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria, costituendo il riferimento per le successive analisi di dimensionamento e valutazione del sistema di teleriscaldamento.

Fabbisogno per la climatizzazione invernale

Per la stima del fabbisogno energetico annuo destinato al riscaldamento degli ambienti è stato utilizzato l'indice di prestazione energetica EPh,nd ricavato dalle certificazioni APE. Tale indicatore rappresenta il fabbisogno annuo di energia utile per il riscaldamento, espresso per unità di superficie riscaldata, e tiene conto delle caratteristiche termo-fisiche dell'involucro edilizio e delle condizioni climatiche di riferimento.

Il fabbisogno annuo di energia utile per il riscaldamento di ciascun subalterno è stato calcolato mediante la seguente relazione:

$$Q_H = EPh,nd \cdot A_{riscaldata}$$

dove Q_H è il fabbisogno annuo di energia utile per il riscaldamento [kWh/anno], $EP_{h,nd}$ è espresso in kWh/m²·anno e $A_{riscaldato}$ rappresenta la superficie utile riscaldata [m²].

Per ciascun edificio, il fabbisogno energetico per il riscaldamento è stato ottenuto aggregando i contributi dei singoli subalterni. Il fabbisogno complessivo a scala comunale è stato infine determinato come somma dei fabbisogni associati a tutti gli edifici inclusi nello studio.

Fabbisogno per la produzione di acqua calda sanitaria

La stima del fabbisogno energetico per la produzione di acqua calda sanitaria è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia di calcolo definita dalla norma UNI/TS 11300-2, che costituisce il riferimento nazionale per la valutazione delle prestazioni energetiche degli edifici e per la redazione delle certificazioni APE. Tale norma prevede una determinazione del fabbisogno di acqua calda sanitaria basata su parametri standardizzati, differenziati in funzione della destinazione d'uso dell'edificio e delle sue caratteristiche dimensionali e funzionali [26].

Per gli edifici residenziali, il volume giornaliero di acqua calda sanitaria richiesto V_w , espresso in litri/giorno, è stato determinato in funzione della superficie utile riscaldata S_u , secondo la seguente relazione:

$$V_w = a \cdot S_u + b$$

dove i parametri a e b dipendono dalla classe dimensionale della superficie utile e sono definiti dalla norma UNI/TS 11300-2. I valori adottati per tali parametri sono riportati nel prospetto normativo di riferimento, riportato in Tabella 2.2.

Tabella 2.2: Valori dei parametri a e b per la determinazione del volume giornaliero di acqua calda sanitaria negli edifici residenziali. Tabella rielaborata sulla base della UNI/TS 11300-2.

Superficie utile S_u [m ²]	$S_u \leq 35$	$35 < S_u \leq 50$	$50 < S_u \leq 200$	$S_u > 200$
Parametro a [l/(m ² ·giorno)]	0	2.667	1.067	0
Parametro b [l/giorno]	50	-43.33	36.67	250

Per gli edifici non residenziali, il fabbisogno di acqua calda sanitaria è stato stimato sulla base di parametri specifici associati alla tipologia di attività svolta. In tali casi, il volume giornaliero richiesto V_w è stato calcolato mediante la relazione:

$$V_w = a \cdot N_u$$

dove a rappresenta il fabbisogno specifico giornaliero per unità funzionale e N_u è un parametro caratteristico della tipologia edilizia, quale il numero di occupanti, di posti letto o di altre unità di riferimento. I valori dei parametri a e N_u adottati per le diverse tipologie di edifici non residenziali sono definiti dalla norma UNI/TS 11300-2 e sono riportati nel prospetto normativo di riferimento, mostrato in Tabella 2.3.

Tabella 2.3: Valori dei parametri a e N_u per la determinazione del volume giornaliero di acqua calda sanitaria negli edifici non residenziali.

Tipo di attività	a	N_u	Categoria DPR 412/93
Dormitori, Residenze e B&B	40	Numero di letti	E.1 (3)
Hotel fino a tre stelle	60	Numero di letti	E.1 (3)
Hotel quattro stelle e oltre	80	Numero di letti	E.1 (3)
Attività ospedaliera con pernottamento	80	Numero di letti	E.3
Attività ospedaliera day hospital	15	Numero di letti	E.3
Scuole e istruzione	0.2	Numero di allievi	E.7
Scuole materne e asili nido	8	Numero di bambini	E.7
Attività sportive / palestre	50	Per doccia installata	E.6 (2)
Spogliatoi di stabilimenti	10	Per doccia installata	E.6 (3)
Uffici	0.2	Sup. netta climatizzata	E.2
Esercizio commerciale senza servizi igienici	0	–	E.5
Esercizio commerciale con servizi igienici	0.2	Sup. netta climatizzata	E.5
Ristoranti – Caffetterie	65	Numero di coperti	E.4 (3)
Catering, self service, bar	25	Numero di coperti	E.4 (3)
Servizio lavanderia	50	Numero di letti	n.d.
Centri benessere	200	Numero di ospiti	n.d.
Altro	0	–	n.d.

Nota: valori rielaborati secondo UNI/TS 11300-2.

In particolare, per le strutture ricettive il fabbisogno di acqua calda sanitaria è stato determinato facendo riferimento al numero di posti letto; analogamente, per gli edifici del settore terziario sono stati adottati i parametri normativi corrispondenti alla specifica destinazione d'uso.

A partire dal volume giornaliero di acqua calda sanitaria così determinato, il fabbisogno energetico annuo per la produzione di ACS è stato calcolato secondo l'impostazione della norma UNI/TS 11300-2. Il volume di acqua calda sanitaria è riferito alla temperatura di utilizzo ai punti di erogazione, assunta pari a 42 °C, mentre la produzione avviene a una temperatura superiore, pari a 60 °C, per motivi igienico-sanitari.

Il volume annuo di acqua calda erogata a 42 °C, indicato con V_{42} , è stato pertanto convertito nel volume equivalente di acqua prodotta a 60 °C, V_{60} , mediante un

bilancio di miscelazione con l'acqua fredda di rete, secondo la relazione:

$$V_{60} = V_{42} \cdot \frac{T_{42} - T_{cold}}{T_{60} - T_{cold}}$$

dove T_{42} è la temperatura di utilizzo dell'acqua calda sanitaria, T_{60} la temperatura di produzione e T_{cold} la temperatura dell'acqua fredda di rete, pari a 10 °C.

Il fabbisogno energetico annuo per la produzione di acqua calda sanitaria è stato quindi determinato applicando il bilancio termico:

$$Q_{ACS} = V_{60} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{60} - T_{cold})$$

dove ρ rappresenta la densità dell'acqua e c_p il suo calore specifico.

La potenza di picco richiesta per la produzione di ACS è stata infine stimata sulla base delle portate istantanee di prelievo e dei fattori di contemporaneità previsti dalla UNI/TS 11300-2.

Riepilogo dei fabbisogni energetici

Al fine di fornire una visione complessiva dei consumi termici dell'area di studio, è stato predisposto un riepilogo dei fabbisogni energetici annuali per le diverse tipologie edilizie considerate. La Tabella 2.4 sintetizza, per ciascun settore, il numero di edifici analizzati, la superficie complessiva riscaldata, il fabbisogno totale di calore e la sua ripartizione tra riscaldamento degli ambienti e produzione di acqua calda sanitaria, oltre ai valori medi specifici per unità di superficie.

Tabella 2.4: Sintesi dei fabbisogni energetici per tipologia di edificio

Tipo di edificio	N. edifici	Sup. catastale [m ²]	Domanda calore [MWh]	Riscaldamento [MWh]	ACS [MWh]
Residenziale	66	39 850	6 301.6	5 615.4	686.2
Hotel	11	15 215	5 750	5 042.9	707.1
Ufficio	4	1 839	621.2	616.2	5
Ristorante	1	779	301.5	288.3	13.2
Produzione	1	857	107.1	85.7	21.4
Vendita al dettaglio	2	466	128.1	127.9	0.3
Totale	85	58 986	13 209.6	11 776.4	1 433.2

Come si osserva dalla tabella, il settore residenziale rappresenta la quota predominante del patrimonio edilizio analizzato, sia in termini di numero di edifici sia di superficie complessiva riscaldata. Tuttavia, il settore ricettivo (hotel) contribuisce in misura comparabile alla domanda termica complessiva, nonostante un numero significativamente inferiore di edifici. Ciò è dovuto alle superfici mediamente più

elevate e ai maggiori fabbisogni energetici associati ai servizi offerti dalle strutture ricettive, in particolare per la produzione di acqua calda sanitaria.

Complessivamente, il fabbisogno termico annuale stimato per gli edifici considerati ammonta a circa 13 210 MWh. Di questi, circa 11 776 MWh (pari a oltre il 95% del totale) sono associati al riscaldamento degli ambienti, mentre circa 1 433 MWh sono legati alla produzione di acqua calda sanitaria. Questo risultato evidenzia come, nel contesto climatico alpino di Claviere, la domanda energetica sia fortemente dominata dal fabbisogno per la climatizzazione invernale.

Il fabbisogno termico totale annuale Q_{tot} è stato determinato come somma del fabbisogno per il riscaldamento degli ambienti Q_{H} e del fabbisogno per la produzione di acqua calda sanitaria Q_{ACS} , secondo la relazione:

$$Q_{\text{tot}} = Q_{\text{H}} + Q_{\text{ACS}}$$

2.4 Determinazione del carico di potenza di punta: ruolo del software nPro e analisi della simultaneità

La determinazione del carico di potenza termica di punta rappresenta una fase centrale nello studio di fattibilità di un sistema di teleriscaldamento, in quanto influenza direttamente il dimensionamento della centrale di produzione, della rete di distribuzione e delle eventuali soluzioni di accumulo. A differenza del fabbisogno energetico annuo, che descrive l'energia complessivamente richiesta nel corso dell'anno, la potenza di punta è associata alle condizioni di massimo carico istantaneo e deve garantire la continuità del servizio anche nelle condizioni climatiche e di utilizzo più gravose.

Nel presente studio, la stima della potenza di punta è stata effettuata mediante il software nPro, uno strumento di simulazione sviluppato per l'analisi e la pianificazione di sistemi di teleriscaldamento a scala territoriale. Il software consente di modellare la domanda termica aggregata integrando i fabbisogni energetici degli edifici, i dati climatici locali e specifici parametri di progetto.

Attraverso tale approccio, nPro ricostruisce il profilo temporale della domanda termica e permette di distinguere il contributo del riscaldamento degli ambienti da quello della produzione di acqua calda sanitaria, aggregando successivamente i carichi a livello di rete e consentendo la determinazione della potenza di picco del sistema [27].

Ricostruzione della potenza di progetto degli edifici

La potenza di progetto del singolo edificio, indicata con $\dot{Q}_{H,i}$, rappresenta la potenza termica necessaria a compensare le dispersioni dell'edificio nelle condizioni climatiche di progetto, ovvero in corrispondenza della temperatura esterna minima di riferimento per la località, mantenendo la temperatura interna ai valori di comfort convenzionali.

In un approccio analitico dettagliato, tale potenza potrebbe essere calcolata a partire dal coefficiente globale di dispersione termica dell'edificio. Tuttavia, nel presente studio di fattibilità preliminare, la potenza di progetto non è stata determinata esplicitamente per ciascun edificio.

Il software nPro ricostruisce invece una potenza di progetto equivalente a partire dal fabbisogno energetico annuo $Q_{H,i}$ e dal profilo climatico locale, assumendo una dipendenza del carico termico dalla temperatura esterna. In questo modo, nPro garantisce la coerenza tra il bilancio energetico annuale e il dimensionamento di potenza, consentendo di individuare la condizione di massimo carico in corrispondenza delle temperature esterne più basse.

Contributo di potenza per la produzione di acqua calda sanitaria

Oltre al riscaldamento degli ambienti, la potenza di punta complessiva include il contributo associato alla produzione di acqua calda sanitaria. Tale contributo viene stimato da nPro a partire dal fabbisogno energetico annuo per ACS, calcolato secondo la metodologia descritta nel paragrafo precedente.

In assenza di dati di consumo orari reali, la potenza richiesta per ACS viene considerata come un carico additivo rispetto al riscaldamento, assumendo una disponibilità continua della potenza necessaria alla copertura del fabbisogno. Questa ipotesi risulta coerente con la natura preliminare dello studio e consente di mantenere un approccio prudentiale nella valutazione della potenza di progetto.

Aggregazione dei carichi e fattore di contemporaneità

La potenza di punta complessiva del sistema di teleriscaldamento è ottenuta aggregando i contributi di riscaldamento e di ACS di tutti gli edifici allacciati alla rete. In forma generale, il valore della potenza di punta può essere espresso come:

$$P_{peak} = f_{cont} \cdot \sum_{i=1}^N (\dot{Q}_{H,i} + \dot{Q}_{ACS,i})$$

dove N è il numero di edifici considerati e f_{cont} è il fattore di contemporaneità, che rappresenta la probabilità che le singole utenze richiedano simultaneamente la massima potenza.

Il software nPro consente di impostare il valore del fattore di contemporaneità come parametro di progetto, permettendo di valutare diversi scenari di simultaneità dei carichi e di analizzarne l'impatto sul dimensionamento complessivo del sistema.

Scelta cautelativa del fattore di contemporaneità

Nel presente studio, il fattore di contemporaneità è stato assunto pari a $f_{cont} = 1$, sia per il riscaldamento degli ambienti sia per la produzione di acqua calda sanitaria. Tale scelta implica l'assunzione di uno scenario di massimo carico, in cui tutti gli edifici allacciati richiedono simultaneamente la potenza di progetto.

Questa impostazione è motivata dalle specificità del contesto analizzato. Il Comune di Claviere è caratterizzato da un'elevata concentrazione della domanda termica durante la stagione invernale, che coincide con le condizioni climatiche più severe e con la massima affluenza turistica. Inoltre, il numero relativamente contenuto di utenze riduce l'effetto di diversificazione statistica tipico dei grandi sistemi urbani, rendendo meno giustificabile l'adozione di fattori di contemporaneità inferiori all'unità.

L'adozione di un fattore di contemporaneità unitario rappresenta quindi una scelta cautelativa e coerente con gli obiettivi dello studio, finalizzata a garantire la continuità del servizio e a prevenire il rischio di sottodimensionamento del sistema.

Implicazioni progettuali

La potenza di punta così determinata costituisce il riferimento per il dimensionamento del centro energetico e della rete di distribuzione, sviluppati nei capitoli successivi. Sebbene l'approccio adottato conduca a una stima prudenziale della potenza installata, esso risulta pienamente coerente con la natura preliminare dello studio di fattibilità e con l'obiettivo di valutare la sostenibilità tecnica del sistema in uno scenario robusto e affidabile.

Applicando la metodologia descritta e assumendo un fattore di contemporaneità unitario, il software nPro consente di determinare il carico di potenza termica di punta del sistema in corrispondenza delle condizioni climatiche e di utilizzo più gravose. La potenza di progetto complessiva, comprensiva dei contributi per il riscaldamento degli ambienti, per la produzione di acqua calda sanitaria e delle perdite di rete,

risulta pari a circa 5,2 MW. Tale valore viene adottato come riferimento per la progettazione preliminare del sistema di teleriscaldamento sviluppata nel Capitolo 3.

2.5 Sintesi dei fabbisogni energetici e della potenza di progetto

Al termine della fase di caratterizzazione della domanda termica e di determinazione del carico di punta, è possibile sintetizzare i principali risultati ottenuti in termini di fabbisogno energetico annuo e di potenza di progetto del sistema di teleriscaldamento.

La Tabella 2.5 riassume i valori di energia annua e di potenza di picco determinati mediante il software nPro, distinguendo tra i contributi del riscaldamento degli ambienti, della produzione di acqua calda sanitaria e delle perdite di rete.

Tabella 2.5: Sintesi dei fabbisogni energetici e della potenza di punta lato utenze

Voce	Energia annua [MWh]	Potenza di picco [kW]
Riscaldamento degli ambienti	11 776	4 892
Acqua calda sanitaria	1 433	336
Totale domanda lato utenze	13 210	5228

I valori riportati in Tabella 2.5 forniscono una sintesi della domanda termica complessiva del sistema, ma non descrivono la variabilità temporale del carico nel corso dell'anno. In particolare, la sola conoscenza del fabbisogno energetico annuo e della potenza di punta non consente di cogliere la distribuzione dei carichi nel tempo, né di valutare per quante ore il sistema opera in prossimità delle condizioni di massimo carico.

Per questo motivo, alla sintesi numerica è affiancata un'analisi del profilo temporale della potenza termica richiesta, che consente di evidenziare la stagionalità della domanda, la durata dei picchi di carico e il funzionamento del sistema a carichi parziali. Tale informazione risulta particolarmente rilevante ai fini della progettazione preliminare del sistema di teleriscaldamento, in quanto influenza le scelte relative alla configurazione del centro energetico, alla modularità degli impianti e alle possibili strategie di esercizio.

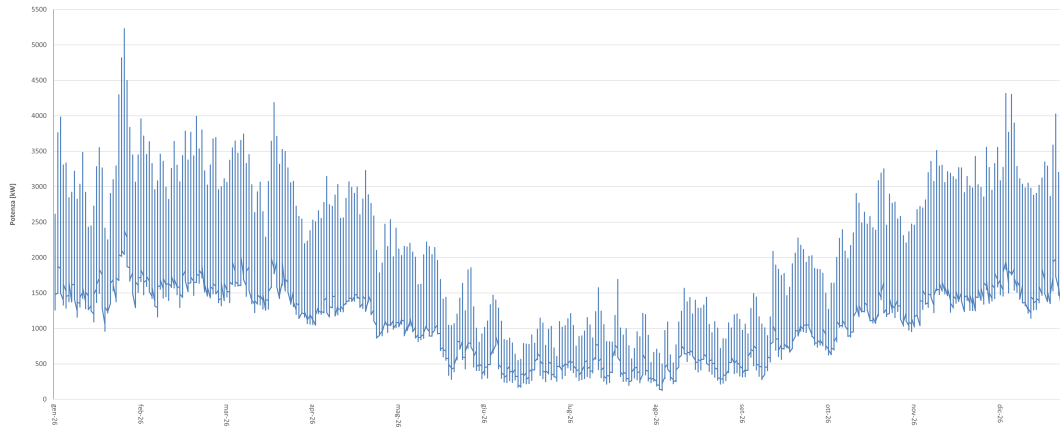


Figura 2.2: Profilo temporale della potenza termica richiesta dal sistema nel corso dell'anno, determinato mediante il software nPro.

La Figura 2.2 mostra l'andamento temporale della potenza termica richiesta dal sistema nel corso dell'anno. Il profilo evidenzia una marcata stagionalità, con valori di potenza elevati durante i mesi invernali e una significativa riduzione del carico nella stagione estiva, quando la domanda è prevalentemente associata alla produzione di acqua calda sanitaria.

È tuttavia interessante osservare come il fabbisogno estivo non si annulli completamente e come la domanda termica rimanga significativa anche durante le mezze stagioni. Questo comportamento è in parte legato alla presenza di strutture ricettive, che garantiscono una domanda relativamente continua nel corso dell'anno, e alla produzione di acqua calda sanitaria.

Rispetto a molti sistemi di teleriscaldamento urbani, caratterizzati da una forte concentrazione della domanda nei mesi più freddi e da carichi estivi molto ridotti, il sistema analizzato presenta quindi un profilo di utilizzo più distribuito nel tempo. Ciò si traduce in un numero potenzialmente più elevato di ore equivalenti di funzionamento degli impianti di generazione, aspetto che può risultare favorevole dal punto di vista tecnico ed economico per il dimensionamento e l'esercizio del sistema.

Si osserva inoltre come la potenza di punta venga raggiunta per un numero limitato di ore, mentre per la maggior parte dell'anno il sistema opera a carichi parziali. Questo aspetto risulta particolarmente rilevante ai fini della progettazione della centrale di produzione e suggerisce la possibilità di adottare soluzioni impiantistiche modulari e strategie di esercizio flessibili, tematiche che verranno approfondite nel capitolo successivo.

Capitolo 3

Progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento

3.1 Inquadramento progettuale e criteri di progetto

Il presente capitolo è dedicato alla progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento, sviluppata a partire dai risultati della stima del fabbisogno energetico e della potenza di punta illustrati nel Capitolo 2. L'obiettivo non è la definizione di un progetto esecutivo, ma la valutazione della fattibilità tecnica del sistema e l'individuazione di una configurazione impiantistica coerente con il contesto territoriale, climatico ed energetico analizzato.

La progettazione è pertanto condotta a un livello di dettaglio tipico degli studi di fattibilità tecnico-economica, nel quale le scelte impiantistiche e infrastrutturali vengono definite in modo preliminare, sulla base di ipotesi esplicitate e motivate, senza entrare nel dettaglio costruttivo o autorizzativo. Tale approccio consente di valutare la sostenibilità tecnica del sistema e di fornire una base solida per eventuali approfondimenti progettuali successivi.

Un aspetto centrale dell'approccio adottato riguarda l'ordine con cui vengono affrontate le diverse componenti del sistema. La progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento viene sviluppata prima del dimensionamento della centrale di produzione, in quanto le caratteristiche della rete — in termini di estensione, densità di carico, livelli di temperatura di esercizio e perdite termiche — influenzano direttamente la potenza richiesta alla centrale e le modalità di esercizio del sistema. Tale impostazione risulta coerente con la pratica progettuale dei sistemi di teleriscaldamento e consente di garantire una maggiore coerenza complessiva del

progetto.

I principali criteri di progetto adottati nello sviluppo del sistema di teleriscaldamento possono essere così sintetizzati:

- **Affidabilità e continuità del servizio:** il sistema è progettato per garantire la copertura della domanda termica anche nelle condizioni climatiche e di utilizzo più gravose.
- **Approccio cautelativo al dimensionamento:** le scelte progettuali sono orientate a evitare il rischio di sottodimensionamento, privilegiando una valutazione prudentiale della potenza richiesta e delle perdite di rete, in linea con la natura preliminare dello studio.
- **Compatibilità con il contesto territoriale:** la progettazione tiene conto delle caratteristiche morfologiche, urbanistiche e climatiche del Comune di Claviere, privilegiando soluzioni tecnicamente compatibili con un contesto alpino.
- **Flessibilità e potenziale evolutivo:** il sistema è concepito in modo da consentire, in prospettiva, l'integrazione di ulteriori utenze o di fonti di calore alternative, qualora le condizioni tecniche ed economiche lo rendano opportuno.

Le scelte progettuali illustrate nei paragrafi successivi sono inoltre influenzate dalla disponibilità e dalla qualità dei dati di input. In assenza di informazioni di dettaglio sui profili orari reali di consumo, l'analisi si basa su modelli di carico semplificati e su parametri convenzionali, adottati in modo coerente e trasparente. Questa impostazione è ritenuta adeguata per uno studio di fattibilità a scala comunale e consente di ottenere risultati robusti e confrontabili.

Nel seguito del capitolo viene quindi sviluppata la progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento, con l'obiettivo di stimarne l'estensione, le perdite termiche e le principali caratteristiche di esercizio. Tali risultati costituiscono la base per la successiva analisi degli scenari tecnologici e per il dimensionamento della centrale di produzione.

3.2 Individuazione del sito della centrale – Analisi dei vincoli e motivazioni della scelta

La progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento richiede l'individuazione di un sito idoneo per la localizzazione della centrale di produzione, che costituisce il nodo di origine della rete e influisce in modo diretto sullo sviluppo del tracciato, sulla lunghezza complessiva delle condotte e sulla configurazione delle diramazioni. Nel presente studio, la scelta del sito del centro energetico è stata definita come ipotesi preliminare, funzionale alla progettazione della rete e suscettibile di ottimizzazione in fasi progettuali successive.

Il lotto individuato è localizzato in prossimità dell'asse viario principale e in posizione relativamente baricentrica rispetto all'area urbana interessata dal potenziale allacciamento al sistema di teleriscaldamento. Questa collocazione consente di ridurre la lunghezza complessiva delle tubazioni e di semplificare la struttura della rete di distribuzione, con benefici diretti in termini di costi di investimento, perdite termiche e gestione operativa del sistema.

La Figura 3.1 mostra l'inquadramento territoriale e urbanistico dell'area selezionata, evidenziando la posizione del lotto rispetto all'asse viario principale, al tessuto edilizio esistente e ai principali vincoli normativi presenti. Tale rappresentazione consente di valutare in modo immediato la coerenza della localizzazione scelta rispetto allo sviluppo previsto della rete di teleriscaldamento.

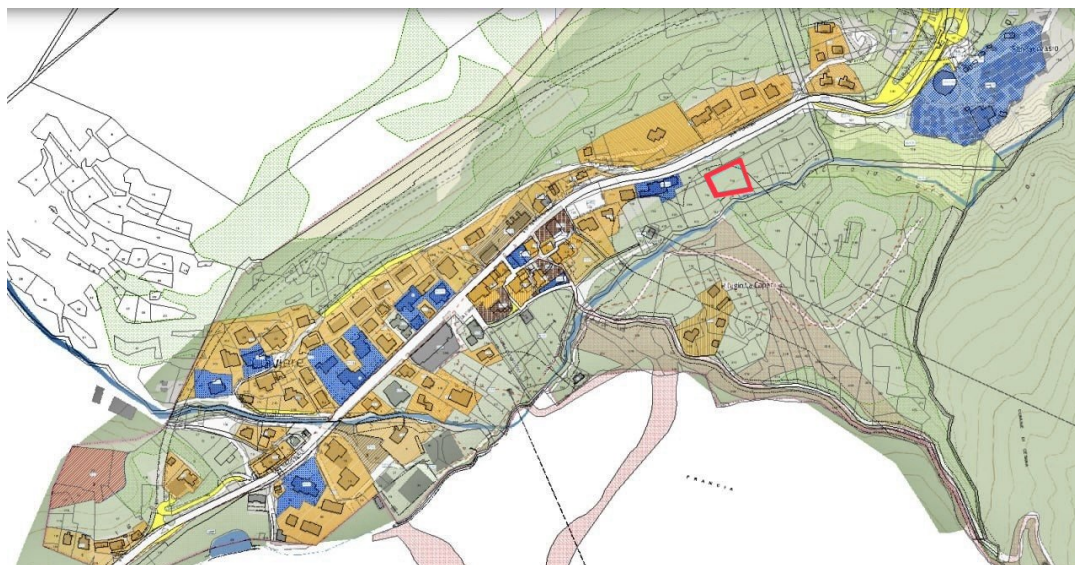


Figura 3.1: Inquadramento territoriale e urbanistico dell'area individuata per la localizzazione del centro energetico. La mappa evidenzia il lotto selezionato. Fonte: Piano Regolatore Generale Comunale

Dal punto di vista urbanistico, l'area ricade in una zona classificata dal Piano Regolatore Generale Comunale come area agricola di salvaguardia. Tale classificazione comporta limitazioni significative alla realizzazione di nuove edificazioni a carattere residenziale o produttivo ordinario; tuttavia, essa non implica una totale inedificabilità del suolo. In particolare, gli strumenti urbanistici comunali ammettono, previa specifica autorizzazione, la realizzazione di opere di pubblica utilità e di impianti tecnologici a servizio del territorio. In questo contesto, un centro energetico destinato all'alimentazione di una rete di teleriscaldamento comunale può essere ricondotto alla categoria delle infrastrutture di interesse pubblico, risultando quindi compatibile con la destinazione urbanistica dell'area, subordinatamente al rispetto delle procedure autorizzative previste.

Il lotto risulta inoltre interessato da una fascia di rispetto legata alla presenza di impianti tecnologici. Tale vincolo non preclude in modo automatico la realizzazione di nuove infrastrutture, ma impone il rispetto di determinate distanze di sicurezza e la verifica della compatibilità dell'intervento con le esigenze di esercizio e manutenzione delle infrastrutture esistenti. In una fase progettuale preliminare, questo vincolo richiede di considerare soluzioni planimetriche che evitino interferenze dirette e che consentano l'accessibilità agli impianti, eventualmente prevedendo arretramenti localizzati o adeguamenti del layout dell'edificio tecnico.

Un ulteriore elemento di attenzione è rappresentato dalla presenza di vincoli di natura idrogeologica, che segnalano una potenziale vulnerabilità del suolo in relazione a fenomeni di instabilità o di deflusso superficiale delle acque. In tali aree, la realizzazione di nuove opere è subordinata alla redazione di specifiche relazioni geologiche e geotecniche, finalizzate a verificare la compatibilità dell'intervento con le condizioni del sottosuolo e a individuare eventuali misure di mitigazione. Pur introducendo un livello aggiuntivo di complessità progettuale, questo vincolo non costituisce un impedimento assoluto alla realizzazione di impianti tecnologici, a condizione che vengano adottate soluzioni costruttive adeguate, quali sistemi di drenaggio, fondazioni idonee e opere di regimazione delle acque.

Dal punto di vista altimetrico, il lotto selezionato si colloca a una quota inferiore rispetto al piano stradale adiacente. Questa condizione comporta alcune criticità progettuali, in particolare per quanto riguarda l'accessibilità e la gestione delle acque meteoriche, ma può al contempo offrire vantaggi in termini di inserimento paesaggistico. La collocazione a quota ribassata consente infatti di ridurre l'impatto visivo della centrale di produzione e di favorirne una migliore integrazione nel contesto territoriale, aspetto particolarmente rilevante in un'area montana a forte valenza ambientale e turistica.

Nel complesso, la scelta del lotto è il risultato di un bilanciamento tra vincoli e opportunità. Sebbene l'area presenti limitazioni urbanistiche e ambientali che richiederebbero approfondimenti specifici in una fase progettuale successiva, essa risulta idonea a ospitare, in linea preliminare, un centro energetico a servizio di un sistema di teleriscaldamento. La localizzazione individuata consente infatti di ottimizzare lo sviluppo della rete di distribuzione e di ridurre le distanze di trasporto del calore, obiettivi centrali nello studio di fattibilità.

È infine opportuno sottolineare che la localizzazione della centrale termica adottata nel presente lavoro non deve essere interpretata come una scelta definitiva, ma come un'ipotesi progettuale coerente con gli obiettivi e il livello di approfondimento dello studio. In una fase progettuale più avanzata, tale ipotesi dovrebbe essere oggetto di ulteriori verifiche tecniche, ambientali e amministrative, nonché di un confronto con eventuali alternative localizzative, al fine di individuare la soluzione ottimale sotto il profilo complessivo.

3.3 Progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento

La progettazione preliminare della rete di teleriscaldamento rappresenta uno dei passaggi più rilevanti dell'intero studio di fattibilità, in quanto consente di tradurre la domanda termica individuata nel Capitolo 2 in un'infrastruttura fisica coerente con il contesto urbano, morfologico e climatico del Comune di Claviere. La rete di distribuzione del calore costituisce infatti l'elemento di collegamento tra il sistema di generazione centralizzata e le utenze finali e influisce in modo diretto sulle perdite termiche, sulle perdite di carico e, di conseguenza, sulle prestazioni complessive del sistema di teleriscaldamento.

In questa fase progettuale, l'obiettivo non è la definizione di un progetto esecutivo della rete, bensì la costruzione di un modello tecnicamente plausibile e sufficientemente dettagliato da consentire una valutazione quantitativa delle principali grandezze energetiche e idrauliche. La progettazione è stata sviluppata mediante il software *nPro*, adottando un livello di dettaglio coerente con uno studio di fattibilità preliminare.

3.3.1 Criteri di tracciamento e configurazione generale della rete

Il tracciamento della rete di teleriscaldamento è stato definito assumendo come criterio guida la posa delle condotte lungo la viabilità esistente, privilegiando la rete stradale principale e le diramazioni secondarie che consentono il collegamento diretto alle utenze incluse nello studio. Tale scelta consente di ridurre le interferenze con proprietà private, limitare gli scavi in aree non urbanizzate e semplificare le operazioni di realizzazione e manutenzione della rete, risultando particolarmente adatta a un contesto montano caratterizzato da vincoli geomorfologici e ambientali.

La configurazione risultante è prevalentemente radiale, con uno sviluppo principale lungo l'asse del centro abitato e diramazioni secondarie verso i nuclei edilizi adiacenti. Questo assetto riflette la morfologia urbana di Claviere, caratterizzata da uno sviluppo lineare e da una buona concentrazione delle utenze lungo l'asse viario principale. La pianificazione preliminare della rete, comprensiva del tracciato, delle utenze servite e dei diametri nominali delle condotte, è riportata in Figura 3.2.

La figura evidenzia come il tracciato principale segua l'asse urbano est-ovest, con diramazioni secondarie di lunghezza contenuta verso gli edifici laterali. La progressiva riduzione dei diametri nominali delle tubazioni allontanandosi dal centro energetico

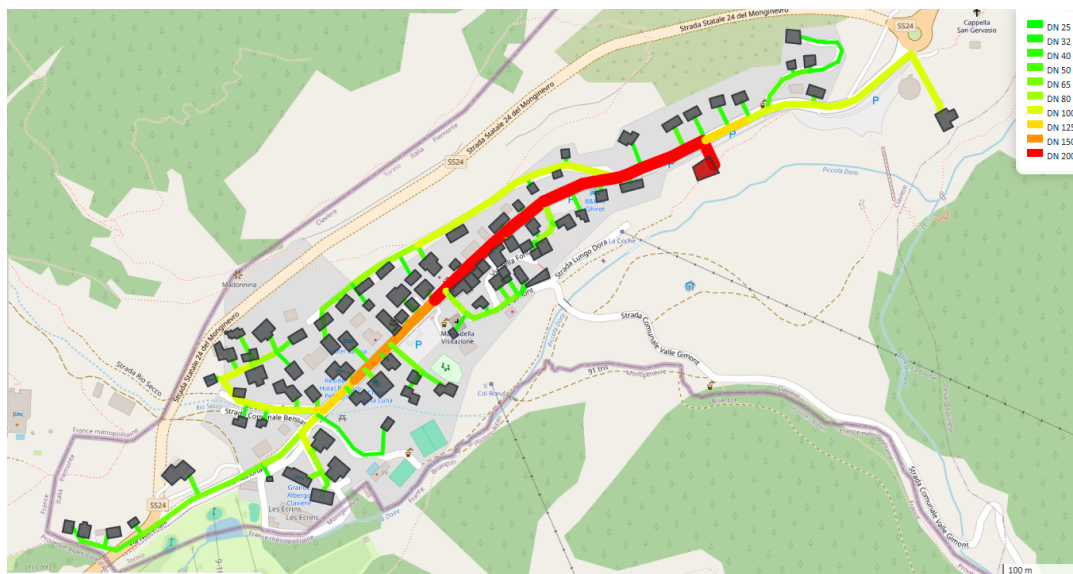


Figura 3.2: Pianificazione preliminare della rete di teleriscaldamento nel centro abitato di Claviere, con indicazione del tracciato delle condotte, delle utenze servite e dei diametri nominali delle tubazioni.

riflette la diminuzione delle portate lungo la rete e costituisce un elemento chiave per il contenimento delle perdite di carico.

Ai fini della modellazione, le utenze prossime tra loro sono state aggregate in nodi rappresentativi, al fine di limitare il livello di dettaglio geometrico a quanto strettamente necessario per uno studio di fattibilità. Tale scelta consente di ottenere una stima affidabile delle lunghezze complessive e delle distanze di trasporto del calore, evitando una frammentazione eccessiva della rete che non apporterebbe benefici significativi in termini di accuratezza dei risultati.

3.3.2 Assunzioni di progetto e parametri di modellazione

La modellazione della rete è stata condotta assumendo un insieme di parametri di progetto coerenti con il contesto climatico e urbanistico analizzato e con il livello di approfondimento dello studio. Le principali assunzioni adottate per la modellazione della rete di teleriscaldamento sono riassunte in Tabella 3.1.

Tabella 3.1: Parametri di progetto assunti per la modellazione della rete di teleriscaldamento

Parametro	Valore
Fluido termovettore	Acqua
Temperatura di mandata	75 °C
Temperatura di ritorno	55 °C
Salto termico ΔT	20 K
Tipologia di tubazioni	Acciaio preisolate, doppia condotta
Profondità media di posa	1,0 m
Conducibilità termica del suolo	1,5 W/(m·K)
Maggiorazione perdite termiche	20%
Configurazione della rete	Prevalentemente radiale

La rete è stata modellata assumendo acqua come fluido termovettore e un regime di funzionamento a temperatura costante, con temperatura di mandata pari a 75 °C e temperatura di ritorno pari a 55 °C.

Le reti di teleriscaldamento tradizionali operano generalmente a temperature di mandata più elevate rispetto ai sistemi di nuova generazione. Tuttavia, l'evoluzione del settore è caratterizzata da una progressiva riduzione dei livelli di temperatura, finalizzata a limitare le perdite termiche di distribuzione e a favorire l'integrazione di tecnologie efficienti quali le pompe di calore.

In questo contesto, la configurazione adottata rappresenta un compromesso progettuale tra la necessità di mantenere la compatibilità con il patrimonio edilizio esistente e l'esigenza di ridurre le temperature di esercizio. In particolare, livelli di temperatura più elevati costituirebbero un limite tecnico per l'impiego delle pompe di calore, che non sarebbero in grado di fornire direttamente temperature di mandata significativamente superiori senza penalizzazioni rilevanti in termini di efficienza o il ricorso a soluzioni impiantistiche più complesse.

La scelta del livello 75/55 °C consente pertanto di garantire la copertura dei carichi di riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria anche nelle condizioni di massimo carico invernale, mantenendo al contempo benefici in termini di efficienza energetica rispetto a configurazioni tradizionali ad alta temperatura.

3.3.3 Caratteristiche geometriche della rete e distribuzione dei diametri

La rete di teleriscaldamento progettata presenta una lunghezza complessiva del tracciato pari a circa 4,0 km, di cui circa 2,7 km riconducibili alle tubazioni di distribuzione principali e circa 1,3 km alle tubazioni di connessione verso le singole

utenze. L'area urbana complessivamente servita dalla rete è pari a circa 26,7 ha. Le principali caratteristiche geometriche della rete e gli indicatori di densità associati sono riportati in Tabella 3.2.

Tabella 3.2: Caratteristiche geometriche della rete e indicatori di densità

Parametro	Valore
Lunghezza totale della rete	4,0 km
Lunghezza rete principale	2,7 km
Lunghezza connessioni utenze	1,3 km
Area urbana servita	26,7 ha
Densità lineare di calore	3,29 MWh/m
Densità termica areale	494 MWh/ha

La distribuzione dei diametri nominali delle tubazioni lungo la rete, distinta tra condotte di distribuzione e condotte di connessione alle utenze, è mostrata in Figura 3.3. I diametri maggiori (DN100–DN200) risultano concentrati lungo il tronco principale della rete, mentre i diametri più ridotti (DN25–DN65) sono prevalentemente adottati nelle diramazioni secondarie e nelle connessioni alle utenze, in coerenza con la progressiva riduzione delle portate allontanandosi dalla centrale di produzione.

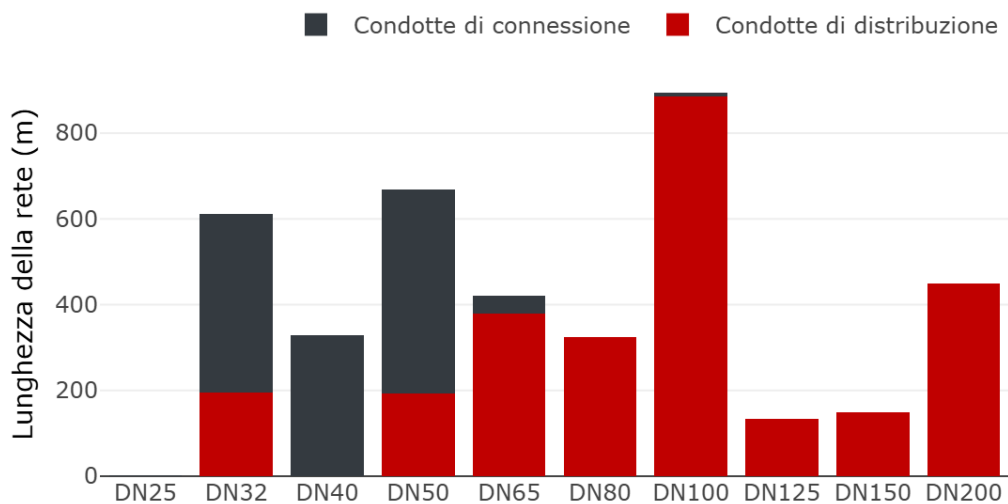


Figura 3.3: Distribuzione delle lunghezze di rete per diametro nominale.

3.3.4 Analisi temporale della domanda termica a supporto della progettazione

Ai fini della progettazione preliminare della rete e della successiva definizione del sistema di generazione, è risultata fondamentale l'analisi dell'andamento temporale della domanda termica complessiva. A tal fine, sono stati considerati il profilo medio mensile della potenza richiesta e la curva di durata del carico termico, che consentono di sintetizzare le principali caratteristiche della domanda nel corso dell'anno.

La Figura 3.4 riporta il profilo medio mensile della domanda termica, affiancando ai valori di energia mensile anche le potenze massime e minime richieste.

Il grafico evidenzia una marcata stagionalità della domanda, con valori di energia mensile massimi nei mesi invernali, compresi tra circa 1,5 e 1,7 GWh, e una significativa riduzione nei mesi estivi, in cui il fabbisogno si attesta su valori inferiori a 0,5 GWh. Tale andamento riflette la predominanza del fabbisogno per il riscaldamento degli ambienti durante la stagione invernale, mentre nei mesi estivi la domanda è principalmente associata alla produzione di acqua calda sanitaria.

L'analisi delle potenze evidenzia come i valori massimi mensili raggiungano circa 5,0–5,5 MW nei mesi più freddi, mentre nei mesi estivi si mantengono su valori significativamente inferiori, dell'ordine di 1,5–2,0 MW. La presenza di una potenza minima non trascurabile, anche nei mesi estivi (circa 0,3–0,5 MW), conferma l'esistenza di un carico di base legato principalmente alla produzione di acqua calda sanitaria e alla domanda delle strutture ricettive.

Questo comportamento evidenzia come il sistema presenti un profilo di domanda non completamente intermittente, ma caratterizzato da una componente di carico continuo nel corso dell'anno. Tale aspetto risulta particolarmente rilevante ai fini della progettazione del sistema di generazione, in quanto consente di individuare una quota di carico di base potenzialmente copribile mediante tecnologie ad elevato numero di ore equivalenti di funzionamento, migliorando l'efficienza complessiva e la sostenibilità economica del sistema di teleriscaldamento.

Un'informazione complementare è fornita dalla curva di durata del carico termico, riportata in Figura 3.5. Tale rappresentazione consente di ordinare i valori di potenza richiesta in funzione del numero di ore annue di funzionamento, evidenziando la frequenza e la durata dei diversi livelli di carico.

Dalla curva di durata emerge come i valori di potenza più elevati, superiori a 4,5 MW, siano richiesti per un numero limitato di ore all'anno, mentre la maggior parte delle ore di funzionamento sia caratterizzata da livelli di carico significativamente inferiori. Una quota rilevante dell'energia annua viene pertanto fornita a potenze

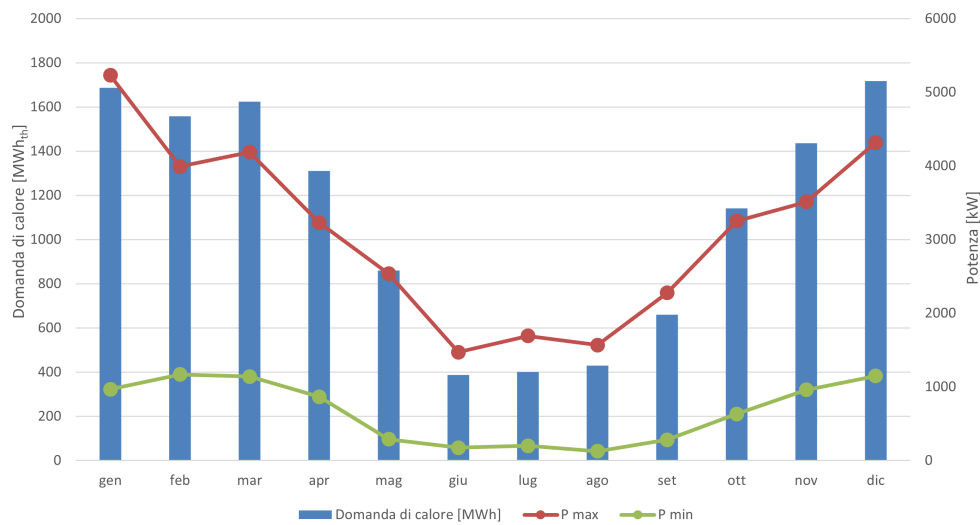


Figura 3.4: Profilo medio mensile della domanda termica complessiva.

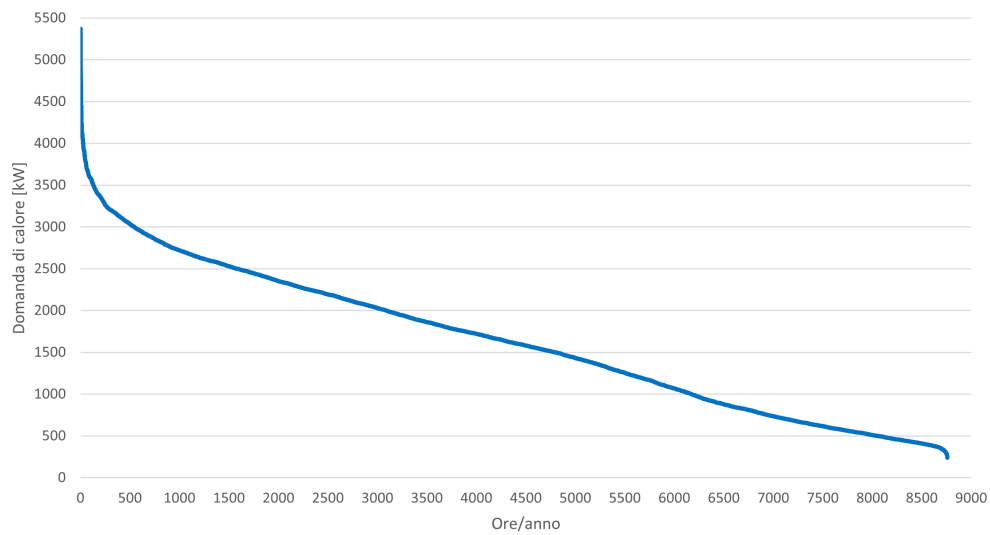


Figura 3.5: Curva di durata del carico termico complessivo.

comprese tra circa 1,0 e 3,0 MW, evidenziando la presenza di un carico di base consistente affiancato da picchi di potenza di durata relativamente ridotta.

Queste informazioni risultano centrali per la progettazione preliminare del sistema di teleriscaldamento, in quanto consentono di valutare in modo consapevole sia il dimensionamento della rete sia le scelte relative alla configurazione della centrale. In particolare, la presenza di picchi di domanda concentrati in un numero limitato di ore suggerisce l'opportunità di adottare soluzioni impiantistiche in grado di coprire in modo efficiente il carico di base, affiancate da sistemi dedicati alla gestione delle punte di potenza, aspetto che verrà approfondito nel capitolo successivo.

3.4 Configurazione lato utenza e modalità di fornitura del servizio

La configurazione del sistema di teleriscaldamento è stata completata definendo in modo esplicito le assunzioni adottate per il lato utenza, con riferimento sia alla fornitura del servizio di riscaldamento degli ambienti sia alla produzione di acqua calda sanitaria. In questa fase progettuale, l'obiettivo non è la definizione impiantistica di dettaglio delle sottostazioni di utenza, bensì l'individuazione di una configurazione funzionale coerente con il contesto edilizio analizzato e con il livello di approfondimento dello studio di fattibilità.

Per il settore residenziale, la fornitura del servizio di riscaldamento degli ambienti è stata modellata assumendo una distribuzione centralizzata del calore mediante la rete di teleriscaldamento, con scambio termico a livello di edificio attraverso sottostazioni di utenza dedicate. In tale configurazione, il fluido termovettore della rete primaria cede calore a un circuito secondario di edificio mediante uno scambiatore di calore, garantendo la separazione idraulica tra la rete di distribuzione e gli impianti interni agli edifici. Dal punto di vista funzionale, il servizio di riscaldamento degli ambienti è stato modellato assumendo un funzionamento modulante in funzione delle condizioni climatiche esterne, coerentemente con l'approccio adottato dal software *nPro*. In particolare, la potenza termica richiesta dagli edifici varia nel tempo in funzione della temperatura esterna, determinando un profilo di carico continuo e non costante nel corso della stagione di riscaldamento.

Dal punto di vista del controllo, si assume implicitamente la presenza di sistemi di regolazione locale (ad esempio valvole termostatiche o sistemi climatici), che modulano la richiesta di calore in funzione delle condizioni interne ed esterne. Questa ipotesi, pur non esplicitamente modellata nel dettaglio, è coerente con il comportamento reale

degli impianti e contribuisce a determinare il profilo di domanda termica utilizzato nelle simulazioni.

La produzione di acqua calda sanitaria è stata anch'essa considerata di tipo centralizzato, con generazione del calore a livello di rete e distribuzione alle utenze finali tramite le sottostazioni. Nel modello è stata adottata una configurazione di erogazione dell'ACS implementata nel software *nPro*, che prevede la produzione centralizzata mediante stazione di scambio termico e la distribuzione dell'acqua calda ai punti di utilizzo finali. Tale configurazione è rappresentativa di una soluzione comunemente adottata nei sistemi di teleriscaldamento a servizio di edifici residenziali, in quanto consente di mantenere la separazione idraulica tra la rete primaria e gli impianti di utenza.

Nel modello è stata assunta una temperatura di erogazione dell'acqua calda sanitaria pari a 42 °C, valore coerente con l'impostazione adottata per il calcolo della potenza richiesta per l'ACS nel Capitolo 2. Tale temperatura rappresenta il livello di servizio lato utenza, mentre le temperature della rete primaria risultano superiori, al fine di garantire il corretto funzionamento dello scambio termico e la copertura delle condizioni di carico più gravose.

La configurazione adottata per la produzione di ACS, schematizzata in Figura 3.6, prevede inoltre la priorità di servizio per l'acqua calda sanitaria rispetto al riscaldamento degli ambienti. Questa ipotesi consente di rappresentare in modo semplificato ma realistico la gestione dei carichi in presenza di richieste simultanee, senza introdurre sistemi di accumulo termico lato utenza, che non sono stati considerati in questa fase di studio di fattibilità.

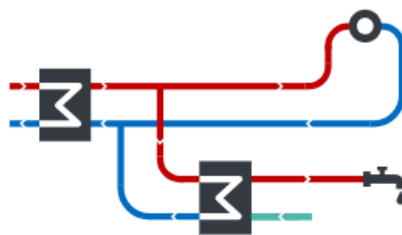


Figura 3.6: Schema di erogazione dell'acqua calda sanitaria implementato nel software *nPro*, con produzione centralizzata mediante stazione di scambio termico e priorità di servizio per l'ACS rispetto al riscaldamento degli ambienti.

Dal punto di vista idraulico, le sottostazioni di utenza sono state modellate in modo semplificato, includendo una perdita di pressione concentrata rappresentativa

pari a 0,3 bar, al fine di tenere conto delle perdite associate agli scambiatori di calore e ai componenti di regolazione. Tale assunzione consente di includere nel bilancio idraulico della rete gli effetti del lato utenza senza entrare nel dettaglio costruttivo delle singole sottostazioni, che risulterebbe non giustificato in questa fase.

Nel complesso, le assunzioni adottate per il lato utenza consentono di rappresentare in modo coerente l'interazione tra rete di teleriscaldamento ed edifici serviti, mantenendo un adeguato equilibrio tra realismo tecnico e semplicità modellistica.

3.5 Perdite termiche della rete di teleriscaldamento

Le perdite termiche della rete di distribuzione rappresentano una componente rilevante del bilancio energetico complessivo di un sistema di teleriscaldamento, in quanto dipendono dalle caratteristiche geometriche e operative della rete, quali la lunghezza delle condotte, i diametri, le proprietà dell'isolamento e le temperature di esercizio del fluido termovettore.

In forma generale, le perdite termiche lineari possono essere espresse come:

$$\dot{Q}_{loss} = U \cdot L \cdot (T_{media} - T_{suolo})$$

dove U è il coefficiente globale di dispersione termica [W/mK], L la lunghezza della tubazione [m], T_{media} la temperatura media del fluido e T_{suolo} la temperatura del terreno.

Nel presente studio, la stima delle perdite è stata effettuata mediante il software *nPro*, che calcola le dispersioni lungo la rete sulla base delle caratteristiche delle condotte e delle condizioni operative definite, mantenendo la coerenza con il modello di domanda termica.

I risultati della simulazione indicano perdite termiche annue pari a 1162 MWh, corrispondenti a una potenza di dispersione di picco pari a circa 143 kW. L'andamento temporale delle perdite nel corso dell'anno è riportato in Figura 3.7.

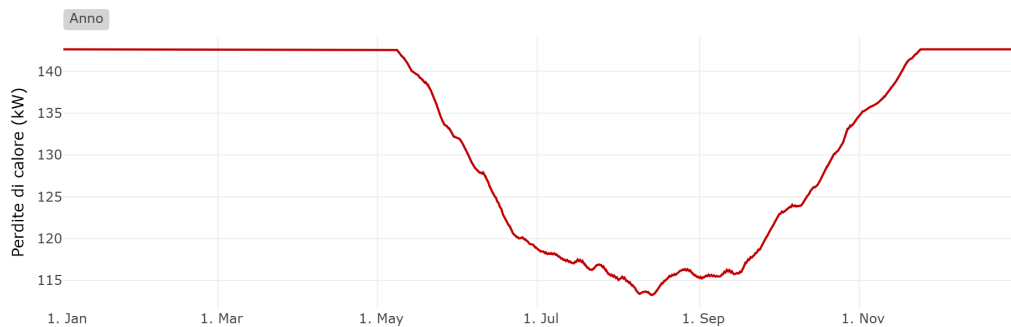


Figura 3.7: Andamento temporale della potenza termica dispersa dalla rete nel corso dell'anno, determinato mediante il software nPro.

Come si osserva dalla figura, le perdite termiche evidenziano una marcata dipendenza stagionale. Durante il periodo di riscaldamento, le dispersioni si mantengono prossime al valore massimo e risultano sostanzialmente costanti, mentre nei mesi estivi si osserva una progressiva riduzione.

Questo comportamento è legato alla modellazione adottata dal software *nPro*, che assume una temperatura del suolo costante e pari a circa 0 °C durante la stagione di riscaldamento, mentre nei mesi estivi la temperatura del terreno viene considerata variabile e crescente, fino a valori dell'ordine di 13 °C. Ne deriva una differenza di temperatura tra fluido e terreno pressoché costante in inverno e progressivamente ridotta in estate, con conseguente diminuzione delle perdite.

L'andamento costante delle dispersioni nel periodo invernale rappresenta una semplificazione del modello, in quanto nella realtà la temperatura del terreno e le condizioni operative della rete presentano una variabilità più graduale. Tuttavia, tale assunzione risulta adeguata ai fini di uno studio di fattibilità preliminare e consente di ottenere una stima coerente e cautelativa delle perdite termiche.

Nel complesso, le perdite di rete rappresentano circa l'8,8% del fabbisogno termico lato utenza, pari a 13 210 MWh/anno. Tenendo conto delle dispersioni, il fabbisogno termico complessivo che deve essere soddisfatto dalla centrale di produzione risulta pari a:

$$Q_{tot,centrale} = Q_{utenze} + Q_{loss} = 13\,210 + 1\,162 = 14\,372 \text{ MWh}$$

Questo valore costituisce il riferimento per il dimensionamento del sistema di generazione, che verrà sviluppato nel capitolo successivo.

Capitolo 4

Modellazione del sistema di generazione termica

4.1 Obiettivi e approccio alla modellazione

La modellazione del sistema di generazione rappresenta una fase centrale dello studio di fattibilità, in quanto consente di definire la configurazione impiantistica della centrale di produzione e di valutarne le prestazioni in termini di copertura della domanda, integrazione tra diverse tecnologie e utilizzo delle fonti rinnovabili.

L'obiettivo principale è la definizione di un sistema in grado di soddisfare il fabbisogno termico complessivo della rete di teleriscaldamento, garantendo al contempo affidabilità di esercizio e flessibilità operativa. In particolare, l'analisi è finalizzata a individuare una configurazione efficace del mix di generazione, valutando il contributo delle diverse tecnologie nella copertura dei carichi di base e di punta.

La modellazione è stata sviluppata mediante un approccio integrato basato sull'utilizzo di due strumenti distinti. In una prima fase, il software *nPro* è stato impiegato per la ricostruzione della domanda termica della rete e per la stima delle perdite di distribuzione. Successivamente, i risultati ottenuti sono stati utilizzati come dati di input per la modellazione della centrale mediante il software *EnergyPRO* [28], che consente di simulare il funzionamento orario degli impianti di generazione.

L'impiego di un ulteriore strumento di simulazione si è reso necessario al fine di ottenere una rappresentazione più accurata del comportamento dinamico del sistema di generazione. In particolare, mentre il modello di rete consente di stimare in modo affidabile i fabbisogni termici e i carichi di progetto, esso non permette di cogliere con sufficiente dettaglio le interazioni tra le diverse tecnologie di generazione, né di valutare il funzionamento orario dell'impianto e le strategie di dispatch. L'utilizzo di

EnergyPRO consente invece di superare tali limitazioni, permettendo una simulazione più realistica delle prestazioni energetiche ed economiche del sistema.

Il fabbisogno termico complessivo da soddisfare, comprensivo delle perdite di rete, risulta pari a 14 372 MWh/anno, mentre il carico di potenza di punta è pari a circa 5 371 kW. Tali valori costituiscono i vincoli progettuali per il dimensionamento del sistema di generazione.

L'approccio adottato si basa sulla definizione di diversi scenari impiantistici, caratterizzati da differenti combinazioni di tecnologie di generazione. In particolare, sono stati sviluppati due modelli principali: un sistema ibrido multi-tecnologia, che integra fonti rinnovabili e sistemi convenzionali, e una configurazione alternativa basata prevalentemente su generatori a biomassa.

In particolare, l'analisi è stata articolata in due fasi. In una prima fase è stata definita una configurazione di riferimento per lo Scenario 1, utilizzata come caso base. Successivamente, sono state condotte analisi parametriche su alcune variabili progettuali rilevanti, tra cui il volume del sistema di accumulo, la superficie del campo solare termico e la potenza dell'impianto fotovoltaico.

Tali analisi hanno consentito di valutare l'influenza dei principali parametri di progetto sulle prestazioni energetiche del sistema e di individuare una configurazione ottimale.

Lo Scenario 2 è stato invece analizzato con finalità comparative, senza condurre analisi parametriche approfondite, al fine di fornire un riferimento semplificato basato su una configurazione a biomassa.

L'analisi così impostata consente di valutare in modo strutturato le prestazioni del sistema di generazione e di individuare le configurazioni più efficaci in relazione agli obiettivi di integrazione delle fonti rinnovabili e di ottimizzazione del funzionamento del sistema di teleriscaldamento.

Le principali caratteristiche delle configurazioni impiantistiche analizzate sono riassunte in Tabella 4.1.

Tabella 4.1: Sintesi delle configurazioni impiantistiche analizzate

Tecnologia	Scenario 1	Scenario 2
Pompa di calore	818 kW _{th}	–
Caldaia a biomassa	1.2 MW	2 × 1.2 MW
Caldaia a gasolio	2 MW	2 MW
Collettori solari termici	6000 m ²	6000 m ²
Impianto fotovoltaico	500 kW	500 kW
Accumulo termico	300 m ³	300 m ³

4.2 Definizione dei parametri tecnici dei sistemi di generazione

Al fine di definire in modo realistico i parametri tecnici dei sistemi di generazione, sono state utilizzate sia informazioni di letteratura sia dati forniti direttamente da produttori di tecnologie energetiche, mediante contatti tecnici e simulazioni preliminari.

Questa scelta si è resa necessaria in particolare per la modellazione della pompa di calore geotermica, per la quale non sono disponibili soluzioni standard direttamente applicabili alle condizioni operative del sistema di teleriscaldamento analizzato, caratterizzato da temperature di mandata elevate (75 °C) e condizioni climatiche estreme.

Pompa di calore geotermica

Per la definizione delle prestazioni della pompa di calore è stata richiesta una simulazione dedicata all'azienda Johnson Controls, azienda operante nel settore delle tecnologie HVAC e dei sistemi energetici su scala industriale. Sono stati forniti come dati di input le condizioni operative del sistema:

- temperatura lato evaporatore: 0–5 °C;
- temperatura lato condensatore: 75–55 °C;
- intervallo di potenza richiesto: 500–1000 kW.

Sulla base di tali condizioni, è stata proposta una soluzione a pompa di calore multistadio, con una potenza termica nominale pari a circa 818 kW, un consumo elettrico di progetto pari a 263 kW e un coefficiente di prestazione (COP) pari a 3.11.

La scelta di una configurazione multistadio risulta necessaria per garantire il raggiungimento delle elevate temperature di mandata richieste dalla rete, mantenendo al contempo livelli di efficienza accettabili. In particolare, la soluzione proposta da Johnson Controls si basa sull'utilizzo del refrigerante R717 (ammoniaca), ampiamente diffuso in applicazioni industriali grazie alle elevate prestazioni termodinamiche e al nullo impatto diretto in termini di Global Warming Potential (GWP), sebbene richieda specifiche attenzioni dal punto di vista della sicurezza.

A fini comparativi, è stata inoltre analizzata una soluzione alternativa proposta da Armstrong, produttore di sistemi energetici e soluzioni integrate per applicazioni industriali e civili, basata su una pompa di calore monostadio. In questo caso, tuttavia, le temperature massime raggiungibili risultano limitate a circa 70 °C,

con valori di COP significativamente inferiori (circa 2). Inoltre, tali prestazioni sono associate a condizioni lato sorgente più favorevoli ($8-3\text{ }^{\circ}\text{C}$), che non risultano facilmente garantibili nel contesto analizzato senza una specifica caratterizzazione geologica del sito. Le soluzioni proposte da Armstrong fanno tipicamente uso di refrigeranti HFO, quali R1233 e R1234, caratterizzati da un basso GWP e da buone proprietà di sicurezza, ma con limiti operativi più stringenti alle alte temperature. Si sottolinea come la scelta del fluido refrigerante rappresenti un tema di ampia complessità, che coinvolge aspetti di sicurezza, impatto ambientale e conformità normativa.

Questo confronto evidenzia come, nel caso di reti di teleriscaldamento ad alta temperatura, le soluzioni monostadio attualmente disponibili possano presentare limitazioni in termini di temperature di mandata raggiungibili e prestazioni complessive, in particolare quando accoppiate a sorgenti a bassa temperatura. Tuttavia, negli ultimi anni il settore delle pompe di calore ad alta temperatura è oggetto di un significativo sviluppo tecnologico, con crescente interesse verso configurazioni avanzate, quali sistemi multistadio, cicli in cascata e soluzioni basate su nuovi refrigeranti.

In questo contesto, è ragionevole ritenere che il mercato possa offrire, già nel breve periodo, soluzioni monostadio più performanti rispetto a quelle analizzate nel presente studio. Un'analisi estesa a un numero maggiore di produttori e tecnologie potrebbe quindi evidenziare alternative progettuali ulteriori, potenzialmente in grado di soddisfare i requisiti delle reti di teleriscaldamento ad alta temperatura.

Caldaie a biomassa e generatore di backup

Per la definizione dei parametri delle caldaie a biomassa e a gasolio sono state utilizzate indicazioni tecniche fornite da Viessmann, azienda attiva nello sviluppo di sistemi di generazione termica per applicazioni residenziali e di teleriscaldamento.

In particolare, per le caldaie a biomassa è stato assunto l'utilizzo di cippato di legna conforme alla norma EN ISO 17225-4, con contenuto idrico tipico pari a M55. Tale combustibile è ampiamente utilizzato nei sistemi di teleriscaldamento di piccola e media scala, in quanto consente un buon compromesso tra disponibilità, costi e prestazioni energetiche.

Le caldaie sono state considerate con tecnologia a griglia mobile, in grado di garantire una combustione stabile anche in presenza di variazioni nelle caratteristiche del combustibile. Dal punto di vista ambientale, sono stati ipotizzati sistemi di abbattimento delle polveri costituiti da multiciclone e successivo elettrofiltro, configurazione per il rispetto dei limiti emissivi [1].

I rendimenti assunti risultano compresi tra 85% e 88% per le caldaie a biomassa, mentre per la caldaia a gasolio è stato considerato un rendimento pari a circa 90%.

Il generatore a gasolio è stato introdotto con funzione di copertura dei carichi di punta e di backup, in quanto caratterizzato da elevata flessibilità operativa, rapidità di avviamento e capacità di modulazione.

Solare termico

Per la modellazione del campo solare termico sono state utilizzate le caratteristiche tecniche di collettori piani commerciali per applicazioni su larga scala, con riferimento a prodotti della serie GK3003 sviluppati da GreenOneTech.

I parametri prestazionali del collettore sono stati definiti sulla base delle schede tecniche del produttore e implementati nel software EnergyPRO [29].

Il comportamento del collettore è descritto mediante la relazione di efficienza:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1(T_m - T_a)}{G} - \frac{a_2(T_m - T_a)^2}{G}$$

dove η_0 rappresenta il rendimento ottico, mentre a_1 e a_2 sono i coefficienti di perdita termica.

Nel modello sono stati utilizzati i seguenti valori, derivati dalla documentazione tecnica del produttore:

- rendimento ottico: $\eta_0 = 0.814$;
- coefficiente di perdita lineare: $a_1 = 2.10 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$;
- coefficiente di perdita quadratico: $a_2 = 0.016 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}^2)$.

Tali valori rappresentano collettori piani ad alte prestazioni utilizzati in applicazioni di teleriscaldamento.

Per quanto riguarda le condizioni operative, sono state considerate temperature di esercizio del fluido termovettore comprese tra 80 °C (mandata) e 50 °C (ritorno).

Tali valori, leggermente differenti rispetto ai livelli di temperatura della rete di teleriscaldamento (75/55 °C), sono stati adottati al fine di incrementare il salto termico nel circuito solare e migliorare l'integrazione con il sistema di accumulo termico. Un maggiore ΔT consente infatti di aumentare la quantità di energia accumulabile a parità di volume, favorendo una gestione più flessibile della produzione solare.

La presenza del serbatoio di accumulo consente inoltre di disaccoppiare le condizioni operative del campo solare da quelle della rete, permettendo di operare a livelli di temperatura differenti senza compromettere l'integrazione complessiva del sistema.

Sono inoltre state considerate perdite nel campo solare pari all'8% della produzione, al fine di tenere conto delle dispersioni nelle tubazioni e nelle connessioni idrauliche.

Nel complesso, i parametri adottati consentono di rappresentare in modo realistico il comportamento di un campo solare termico integrato in una rete di teleriscaldamento.

Sistema fotovoltaico

Per la modellazione del sistema fotovoltaico sono stati adottati parametri tecnici rappresentativi di moduli commerciali attualmente disponibili sul mercato, con riferimento a tecnologie in silicio monocristallino ad alta efficienza.

In particolare, è stato considerato un modulo con potenza nominale pari a circa 540 W. Il coefficiente di temperatura della potenza è stato assunto pari a $0.34\%/^{\circ}\text{C}$, mentre la temperatura nominale di esercizio (NOCT) è stata posta pari a 47°C .

Le perdite complessive di sistema, comprendenti inverter, cablaggi, mismatch e altri effetti, sono state considerate pari al 10%, valore comunemente adottato negli studi di fattibilità per impianti fotovoltaici.

La potenza installata del sistema fotovoltaico è stata considerata come variabile di progetto, al fine di analizzarne l'impatto sulle prestazioni complessive del sistema energetico. In particolare, sono stati valutati diversi scenari con potenze comprese in un intervallo rappresentativo per applicazioni su scala locale.

L'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico è stata destinata principalmente all'alimentazione della pompa di calore, contribuendo alla riduzione dei consumi elettrici prelevati dalla rete e migliorando le prestazioni ambientali complessive del sistema.

Sistema di accumulo termico

L'accumulo termico rappresenta un elemento chiave per l'integrazione del campo solare termico all'interno del sistema di teleriscaldamento, in quanto consente di disaccoppiare temporalmente la produzione solare dalla domanda termica.

In questo studio è stato considerato un accumulo di tipo sensibile ad acqua, modellato come serbatoio stratificato, con temperatura nella parte superiore pari a circa 80°C e nella parte inferiore pari a circa 50°C .

Il volume di accumulo è stato assunto come parametro variabile, con valori compresi tra 0 e 500 m^3 , al fine di valutare l'influenza della capacità di stoccaggio sulle prestazioni energetiche del sistema, in particolare in termini di copertura solare e riduzione dell'utilizzo dei generatori ausiliari.

Le perdite termiche sono state incluse nel modello assumendo una temperatura ambiente costante pari a 18 °C, ipotesi semplificativa ma si ipotizza all'interno dello stabilimento. Tali perdite risultano funzione della differenza di temperatura tra il serbatoio e l'ambiente esterno, nonché delle caratteristiche geometriche e dell'isolamento.

L'introduzione dell'accumulo consente di aumentare significativamente l'autoconsumo dell'energia solare termica prodotta, riducendo le dissipazioni e migliorando l'efficienza complessiva del sistema.

4.3 Configurazione dei sistemi di generazione

Sulla base del fabbisogno termico definito nel Capitolo 3 e dei parametri tecnici descritti nel paragrafo precedente, sono stati sviluppati due differenti scenari impiantistici per la produzione di energia termica.

Le configurazioni sono state modellate mediante il software EnergyPRO, per la simulazione del funzionamento orario del sistema e la gestione integrata di più tecnologie di generazione.

Entrambi gli scenari sono stati progettati con l'obiettivo di massimizzare l'utilizzo del solare termico e ridurre il ricorso ai generatori ausiliari, in particolare durante il periodo estivo, nel quale si è ipotizzato di evitare, per quanto possibile, l'attivazione delle tecnologie convenzionali.

4.3.1 Scenario 1 – Sistema ibrido multi-tecnologia

Il primo scenario è caratterizzato da una configurazione ibrida che integra diverse tecnologie di generazione, al fine di migliorare la flessibilità operativa e incrementare la quota di energia rinnovabile.

Il sistema è composto dai seguenti elementi:

- campo solare termico con superficie pari a 6000 m²;
- sistema di accumulo termico con volume pari a 300 m³;
- pompa di calore geotermica con potenza termica pari a circa 800 kW;
- impianto fotovoltaico, con potenza installata variabile;
- due caldaie a biomassa da 1.2 MW ciascuna;
- due generatori a gasolio da 2 MW ciascuna per copertura dei picchi e backup.

Il dimensionamento dei principali componenti dell'impianto è stato effettuato seguendo criteri differenti in funzione del ruolo operativo di ciascuna tecnologia all'interno del sistema.

La pompa di calore è stata dimensionata per coprire il carico termico di base della rete. In una fase preliminare, è stato individuato un intervallo di potenza plausibile (500–1000 kW) sulla base di indicazioni tecniche fornite dal produttore, selezionando successivamente un valore pari a circa 800 kW in grado di garantire un funzionamento continuativo e stabile.

Le caldaie a biomassa sono state dimensionate per coprire la parte predominante del carico residuo, con l'obiettivo di massimizzare la quota di energia rinnovabile prodotta e ridurre il ricorso ai combustibili fossili.

I generatori a gasolio sono stati invece introdotti per la copertura dei carichi di punta e come sistema di backup, garantendo una potenza installata complessiva superiore al picco di domanda, al fine di assicurare la sicurezza e la continuità del servizio.

Il campo solare termico è stato dimensionato in funzione della domanda termica estiva, con l'obiettivo di massimizzarne lo sfruttamento durante i periodi di maggiore disponibilità della risorsa solare e ridurre il funzionamento delle altre tecnologie.

Infine, l'impianto fotovoltaico è stato introdotto a supporto del funzionamento della pompa di calore, al fine di incrementare l'autoconsumo di energia elettrica e migliorare le prestazioni complessive del sistema. La configurazione del sistema è riportata nello schema implementato in EnergyPRO in Figura 4.1.

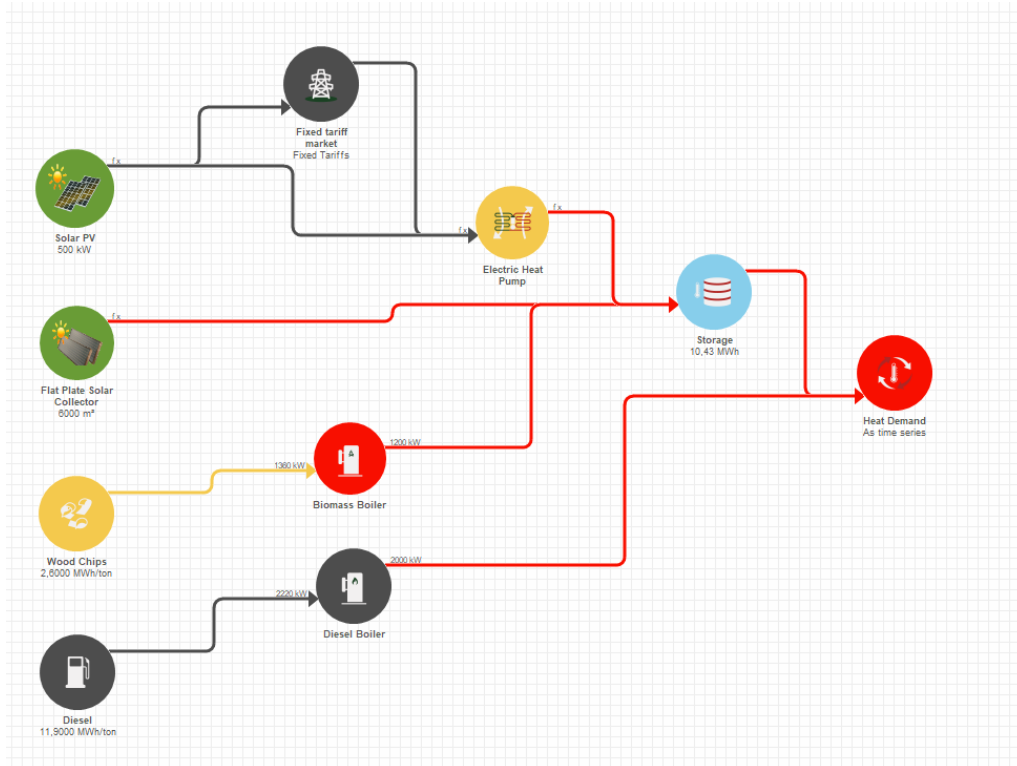


Figura 4.1: Schema del sistema ibrido multi-tecnologia implementato in EnergyPRO

Il sistema di accumulo è stato progettato per essere utilizzato sia dal campo solare termico sia dalla pompa di calore, consentendo una maggiore flessibilità nella gestione dell'energia prodotta.

Dal punto di vista operativo, è stata definita una strategia di dispacciamento basata su priorità tra le diverse tecnologie:

- il solare termico ha priorità assoluta e viene sempre utilizzato per coprire il carico, con eventuale accumulo dell'energia in eccesso;
- la pompa di calore entra in funzione in seconda priorità, con un funzionamento favorito in presenza di produzione fotovoltaica, al fine di massimizzare l'autoconsumo dell'energia elettrica;
- le caldaie a biomassa operano con un ruolo relativamente stabile, garantendo la copertura del carico di base;
- i generatori a gasolio intervengono esclusivamente per la copertura dei picchi di domanda o in condizioni di emergenza.

Per quanto riguarda la configurazione delle caldaie a biomassa, sono state previste due unità da 1.2 MW, di cui una operativa in condizioni normali e una destinata

a backup, al fine di garantire la continuità del servizio durante le operazioni di manutenzione o in caso di guasto.

Analogamente, sono stati considerati due generatori a gasolio, in modo da assicurare un adeguato livello di ridondanza del sistema.

4.3.2 Scenario 2 – Sistema semplificato a biomassa

Il secondo scenario rappresenta una configurazione più tradizionale, basata principalmente sull'utilizzo della biomassa per la produzione di energia termica.

Il sistema è composto dai seguenti elementi:

- campo solare termico con superficie pari a 6000 m²;
- sistema di accumulo termico con volume pari a 300 m³;
- tre caldaie a biomassa da 1.2 MW ciascuna;
- tre generatori a gasolio da 2 MW ciascuna per copertura dei picchi e backup.

La configurazione del sistema è riportata nello schema implementato in EnergyPRO in Figura 4.2.

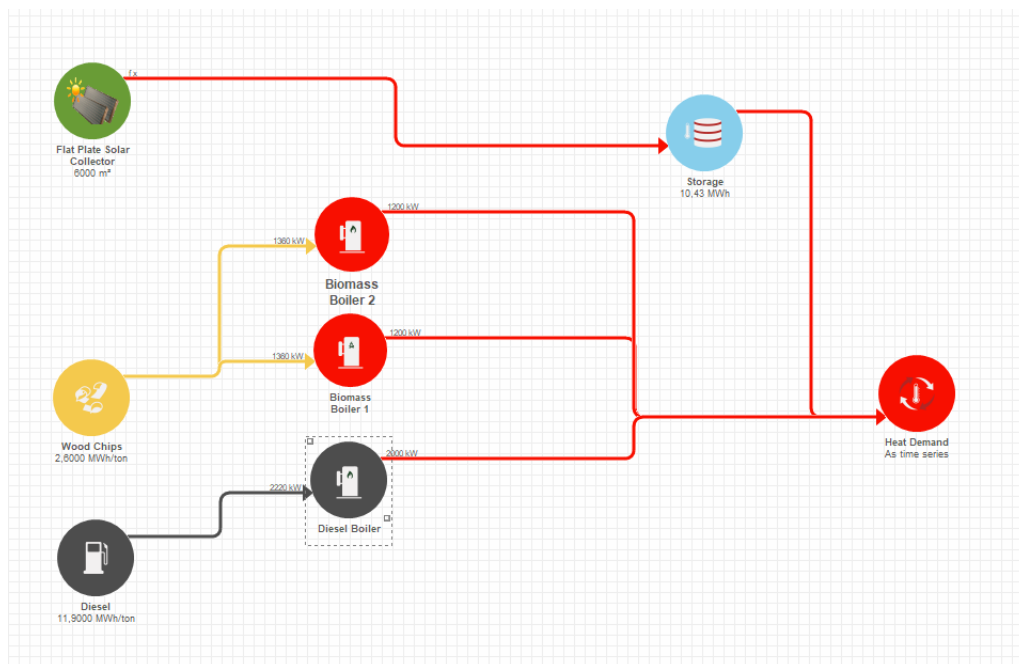


Figura 4.2: Schema del sistema a biomassa implementato in EnergyPRO

In questo scenario non è prevista l'integrazione della pompa di calore né del sistema fotovoltaico, con conseguente maggiore dipendenza dalla produzione termica da biomassa.

Il sistema di accumulo è utilizzato esclusivamente in combinazione con il campo solare termico, al fine di massimizzare l'utilizzo dell'energia solare prodotta.

Dal punto di vista operativo, la strategia di dispacciamento è definita come segue:

- il solare termico ha priorità assoluta;
- le caldaie a biomassa coprono il carico residuo, operando principalmente a carico di base;
- i generatori a gasolio intervengono esclusivamente per la copertura dei picchi o in condizioni di emergenza.

Sono state previste tre caldaie a biomassa da 1.2 MW, di cui due operative in condizioni nominali e una destinata a backup, per garantire la continuità del servizio durante le operazioni di manutenzione.

Anche in questo caso, sono stati considerati due generatori a gasolio per assicurare la ridondanza del sistema.

Analogamente allo Scenario 1, si è ipotizzato di limitare il funzionamento delle tecnologie convenzionali durante il periodo estivo, sfruttando prioritariamente il contributo del solare termico.

4.4 Analisi territoriale e definizione delle aree di installazione

Al fine di individuare le aree idonee all'installazione degli impianti solari e di approfondire le caratteristiche del sito già precedentemente selezionato per la centrale termica, è stata condotta un'analisi territoriale mediante il software QGIS, utilizzando dati altimetrici e strumenti di analisi raster per la valutazione delle caratteristiche morfologiche del terreno.

In particolare, nel capitolo precedente è stata individuata una zona a quota inferiore come possibile sito per la centrale termica. Nel presente paragrafo, tale area è stata ulteriormente analizzata insieme alla zona destinata all'installazione del campo solare, al fine di valutarne in modo quantitativo le caratteristiche di inclinazione e orientamento.

Sono state quindi considerate due aree principali:

- una zona destinata all'installazione del campo solare termico;
- una zona già individuata come sito della centrale termica, analizzata nel dettaglio dal punto di vista morfologico.

La zona destinata al campo solare termico è stata identificata in un'area boschiva con superficie complessiva pari a circa 10 000 m², sufficiente a garantire l'installazione di una superficie netta di collettori pari a 6000 m². Tale differenza tiene conto degli spazi necessari per distanziamento tra le file, accessi e vincoli di installazione.

Analogamente, è stata individuata un'ulteriore area di circa 10 000 m² in prossimità della centrale termica, potenzialmente utilizzabile per l'installazione di un impianto fotovoltaico.

4.4.1 Analisi di inclinazione e orientamento

Per entrambe le aree individuate, sono stati calcolati i parametri di inclinazione (slope) e orientamento (aspect) del terreno mediante strumenti di analisi geospaziale disponibili in QGIS. Tali parametri risultano fondamentali per la valutazione del potenziale solare, in quanto influenzano direttamente la quantità di radiazione incidente sui collettori e sui moduli fotovoltaici.

I valori medi di inclinazione e orientamento sono stati successivamente utilizzati come input nel software PVGIS, al fine di ottenere una stima più accurata della radiazione solare disponibile sul piano inclinato.

In Figura 4.3 è riportata la mappa risultante dall'analisi GIS, con evidenza delle aree selezionate.

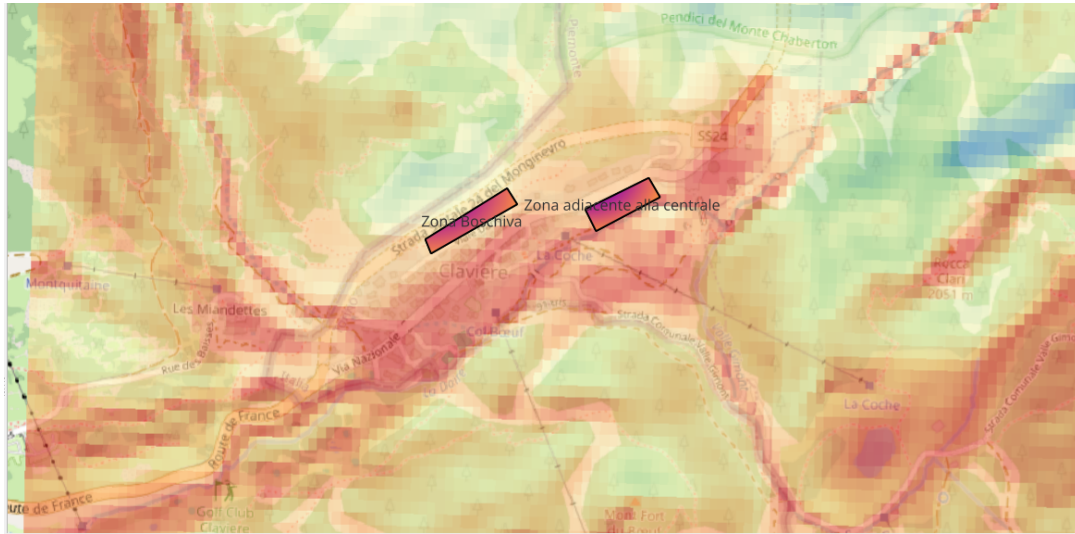


Figura 4.3: Individuazione delle aree di installazione e analisi di inclinazione del terreno mediante QGIS

Dove la scala cromatica rappresenta la pendenza del terreno, espressa in gradi: i valori più elevati sono associati a tonalità fredde (blu-verde), mentre valori decrescenti di pendenza sono rappresentati con tonalità via via più calde, fino ai valori più bassi evidenziati in rosso.

4.4.2 Parametri morfologici delle aree selezionate

Nella Tabella 4.2 sono riportati i principali parametri morfologici ottenuti dall'analisi condotta in ambiente QGIS per le due aree di interesse.

Tabella 4.2: Parametri morfologici delle aree analizzate

Area	Superficie [m ²]	Pendenza media [°]	Orientazione del versante [°]
Zona adiacente alla centrale	10035	13.1	157.8
Zona boschiva	10754	25.6	149.3

Sulla base dei parametri morfologici ottenuti e utilizzando i dati di radiazione forniti da PVGIS, è stata stimata una radiazione globale annua sul piano dei collettori pari a circa 1717 kWh/m²/anno per l'area destinata al campo solare termico.

Considerando le prestazioni dei collettori selezionati e le condizioni operative del sistema, la produzione termica specifica risulta pari a circa 880 kWh/m²/anno, corrispondente a un'efficienza media annua di circa il 50%.

Tale valore rappresenta una stima prossima al limite superiore realisticamente conseguibile, ottenibile in presenza di un elevato grado di sfruttamento dell'energia solare prodotta. In particolare, nelle applicazioni di teleriscaldamento su larga scala, l'integrazione con sistemi di accumulo termico e un adeguato matching tra produzione e domanda consentono di massimizzare l'autoconsumo, riducendo le perdite per sovrapproduzione e permettendo di avvicinarsi a tali livelli di rendimento.

Inoltre, l'orientamento favorevole delle superfici (prossimo al Sud) e l'inclinazione del terreno contribuiscono a migliorare la captazione della radiazione solare, in particolare nei mesi invernali, sebbene richieda una maggiore attenzione nella progettazione delle strutture di supporto.

Al fine di sintetizzare i parametri adottati nella modellazione del campo solare, nella Tabella 4.3 sono riportate le principali caratteristiche geometriche, operative e prestazionali del sistema.

Tabella 4.3: Parametri del campo solare termico

Parametro	Valore	Unità
Superficie totale collettori	6000	m ²
Superficie singolo collettore	13	m ²
Numero di collettori	462	—
Inclinazione media	26	°
Orientamento	-30	° (da Sud)
Radiazione globale annua	1717	kWh/m ² /anno
Produzione specifica	880	kWh/m ² /anno
Efficienza solare media	51	%
Perdite campo solare	8	%
Temperatura mandata	80	°C
Temperatura ritorno	50	°C

L'integrazione tra analisi GIS e modellazione energetica ha consentito di definire in modo coerente e realistico i parametri di input utilizzati nelle simulazioni, migliorando l'affidabilità dei risultati ottenuti.

Capitolo 5

Analisi energetica e ottimizzazione del sistema di generazione

Nel presente capitolo sono presentati i risultati delle simulazioni condotte sui sistemi di generazione definiti nel Capitolo 4, con l'obiettivo di valutare le prestazioni energetiche delle diverse configurazioni impiantistiche.

L'analisi si concentra sullo Scenario 1, assunto come caso di studio principale, per il quale vengono analizzati il comportamento del sistema nella configurazione di riferimento e gli effetti della variazione dei principali parametri progettuali.

I risultati ottenuti sono successivamente utilizzati per individuare una configurazione ottimale e per effettuare un confronto con lo Scenario 2, considerato come configurazione alternativa di riferimento.

5.1 Scenario 1 – Caso base

Al fine di valutare il comportamento del sistema nella configurazione di riferimento, è stato analizzato lo Scenario 1 considerando una combinazione base dei parametri progettuali, corrispondente a una superficie del campo solare termico pari a 6000 m^2 , un volume di accumulo pari a 300 m^3 e una potenza dell'impianto fotovoltaico definita pari a 500 kW .

Il fabbisogno termico complessivo della rete, pari a $14\,372 \text{ MWh/anno}$, è stato interamente coperto dal sistema di generazione, nel rispetto delle priorità di dispacciamento definite nel Capitolo 4.

Bilancio energetico

Nella Tabella 5.1 è riportata la ripartizione dell'energia termica prodotta dalle diverse tecnologie nel caso base.

Tabella 5.1: Bilancio energetico annuale – Scenario 1

Tecnologia	Energia [MWh]	Quota [%]
Solare termico	5309	36,9
Pompa di calore	4948	34,3
Biomassa	4018	28,0
Diesel	113	0,8
Totale	14388	100

Il sistema presenta una quota quasi totale di copertura da fonti rinnovabili, con il solare termico e la pompa di calore che contribuiscono complessivamente per oltre il 70% del fabbisogno.

Il solare termico rappresenta la principale fonte di energia in termini annuali, con una quota pari a circa il 37%. Tuttavia, tale contributo è caratterizzato da una forte variabilità temporale, legata alla disponibilità della risorsa solare, e non può quindi essere considerato come fonte di base del sistema.

La pompa di calore fornisce un contributo pari a circa il 34%, risultando la principale tecnologia programmabile tra quelle rinnovabili. In virtù della sua maggiore flessibilità operativa, essa assume il ruolo di generazione primaria nelle condizioni di funzionamento favorevoli, in particolare in presenza di produzione fotovoltaica.

Le caldaie a biomassa coprono circa il 28% del fabbisogno e svolgono un ruolo di supporto stabile al sistema. In particolare, esse intervengono come generazione di seconda priorità programmabile, contribuendo alla copertura del carico nei periodi in cui la pompa di calore non è sufficiente o non risulta conveniente dal punto di vista energetico.

Il ricorso al gasolio risulta estremamente limitato (inferiore all'1%), confermando l'efficacia della configurazione nel ridurre l'utilizzo di combustibili fossili e nel limitare il funzionamento dei generatori di backup ai soli picchi di domanda.

In Figura 5.1 è riportata la distribuzione mensile della produzione termica tra le diverse tecnologie. Il grafico evidenzia chiaramente la forte variabilità stagionale del contributo delle diverse fonti energetiche, mettendo in luce il comportamento dinamico del sistema.

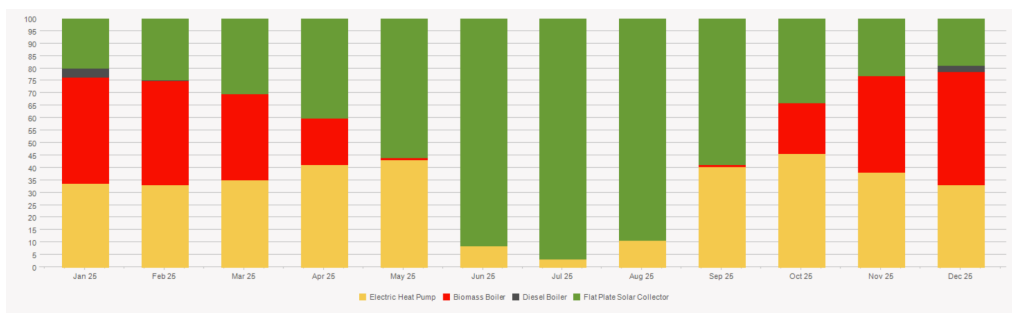


Figura 5.1: Distribuzione mensile della produzione termica per tecnologia nello Scenario 1

Durante i mesi estivi (giugno–agosto), il campo solare termico rappresenta la fonte predominante, arrivando a coprire quasi interamente il fabbisogno. In questo periodo, il contributo delle altre tecnologie risulta estremamente ridotto, con un utilizzo marginale della pompa di calore e una sostanziale assenza di biomassa e gasolio.

Nelle stagioni intermedie (primavera e autunno), si osserva una maggiore diversificazione del mix energetico: il solare continua a fornire un contributo rilevante, ma viene progressivamente affiancato dalla pompa di calore e, in misura variabile, dalla biomassa.

Durante i mesi invernali, caratterizzati da una minore disponibilità della risorsa solare, il sistema si basa prevalentemente su tecnologie programmabili. In particolare, la pompa di calore e le caldaie a biomassa coprono la quota principale del fabbisogno, mentre il ricorso al gasolio rimane limitato ai soli picchi di domanda, confermando il suo ruolo di tecnologia di backup.

Nel complesso, il grafico evidenzia una chiara complementarità tra le tecnologie: il solare termico contribuisce in modo significativo nei periodi di maggiore disponibilità della risorsa, mentre le tecnologie programmabili garantiscono la continuità del servizio nei periodi di maggiore domanda termica.

5.2 Analisi parametrica delle principali variabili progettuali

Al fine di valutare l'influenza dei principali parametri progettuali sulle prestazioni del sistema, è stata condotta un'analisi parametrica sullo Scenario 1.

In particolare, sono state considerate tre variabili principali:

- la superficie del campo solare termico;

- il volume del sistema di accumulo;
- la potenza dell'impianto fotovoltaico.

Per ciascun parametro, sono state analizzate diverse configurazioni, mantenendo costanti gli altri elementi del sistema, al fine di isolarne l'effetto sul bilancio energetico complessivo e sul funzionamento del sistema.

5.2.1 Variazione della superficie del campo solare termico

Al fine di valutare l'influenza della superficie del campo solare termico sulle prestazioni del sistema, sono state analizzate diverse configurazioni con area compresa tra 3000 e 6000 m², mantenendo costanti gli altri parametri di progetto.

In Figura 5.2 è riportata la variazione della quota percentuale di energia coperta dalle diverse tecnologie al variare della superficie installata.

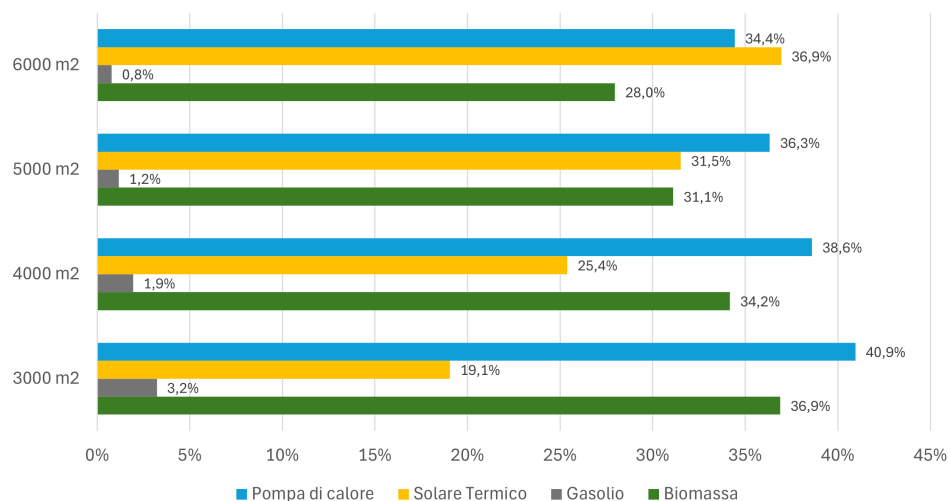


Figura 5.2: Ripartizione della produzione termica al variare della superficie del campo solare

All'aumentare della superficie del campo solare si osserva un incremento significativo della quota di energia coperta dal solare termico, che passa da circa il 19% per 3000 m² fino a circa il 37% per 6000 m².

L'aumento della produzione solare comporta una progressiva riduzione del contributo delle tecnologie programmabili. In particolare, la pompa di calore riduce la propria quota di copertura al crescere della disponibilità di energia solare, mentre la biomassa mantiene un ruolo di supporto stabile nei periodi di minore disponibilità della risorsa.

Il ricorso ai generatori a gasolio rimane trascurabile in tutte le configurazioni analizzate.

L'energia termica prodotta dal campo solare aumenta all'aumentare della superficie installata. Tuttavia, tale incremento non risulta perfettamente proporzionale, suggerendo la presenza di effetti di saturazione del sistema.

Per analizzare in modo più dettagliato questo comportamento, in Tabella 5.2 è riportato l'incremento della produzione solare al variare della superficie installata.

Tabella 5.2: Incremento della produzione solare al variare della superficie installata

Superficie (m ²)	Energia (MWh)	Quota (%)	Δ Energia (MWh)	Δ Quota (%)
3000	2738	19.0	—	—
4000	3649	25.4	+911	+6.4
5000	4529	31.5	+880	+6.1
6000	5309	36.9	+780	+5.4

Dalla Tabella 5.2 si osserva come l'incremento di energia prodotta per unità di superficie installata tenda a ridursi all'aumentare della dimensione del campo solare. In particolare, l'incremento passa da circa 911 MWh tra 3000 e 4000 m² a circa 780 MWh tra 5000 e 6000 m².

Un comportamento analogo si osserva anche in termini percentuali, con una progressiva riduzione dell'incremento della quota solare.

Questo andamento evidenzia la presenza di rendimenti marginali decrescenti, riconducibili alla crescente difficoltà di sfruttare integralmente l'energia prodotta per superfici elevate.

In particolare, nei periodi estivi si verificano condizioni di sovrapproduzione rispetto alla domanda, che limitano l'effettivo utilizzo dell'energia solare disponibile. Tale fenomeno è strettamente legato alla capacità del sistema di accumulo.

Nel complesso, i risultati evidenziano l'esistenza di un compromesso tra dimensionamento del campo solare e capacità di utilizzo dell'energia prodotta. Un eventuale incremento della superficie installata dovrebbe quindi essere valutato congiuntamente a un aumento della capacità di accumulo.

5.2.2 Variazione del volume del sistema di accumulo

Al fine di valutare l'influenza del sistema di accumulo sulle prestazioni energetiche del sistema, sono state analizzate diverse configurazioni con volume compreso tra 0 e 600 m³, mantenendo costante la superficie del campo solare termico pari a 6000 m².

In Figura 5.3 è riportata la ripartizione della produzione termica tra le diverse tecnologie al variare del volume di accumulo.

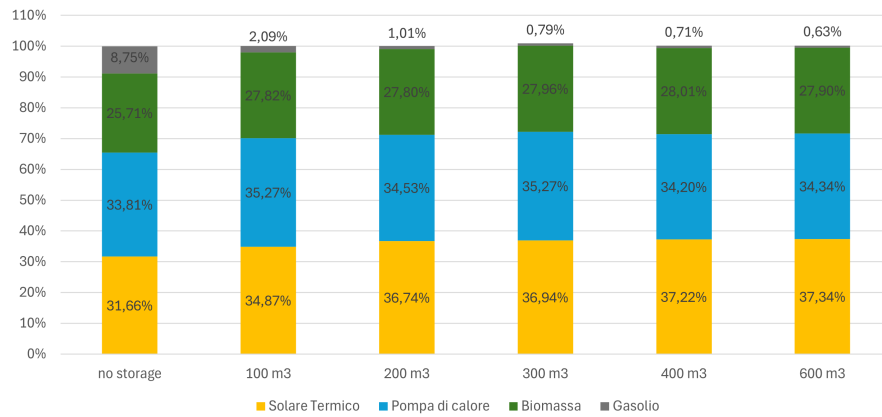


Figura 5.3: Ripartizione della produzione termica al variare del volume di accumulo

I risultati evidenziano come la variazione del volume di accumulo abbia un impatto relativamente limitato sulla ripartizione percentuale della produzione tra le diverse tecnologie. In particolare, la quota di energia coperta dalla pompa di calore e dalla biomassa rimane pressoché costante al variare del volume di accumulo, indicando come il sistema di generazione sia sostanzialmente determinato dalla domanda termica e dalle priorità operative definite nel modello.

L'effetto principale dell'accumulo si manifesta invece nella capacità di incrementare l'utilizzo dell'energia solare prodotta. In Figura 5.4 è riportata la quota di energia solare non utilizzata al variare del volume di accumulo.

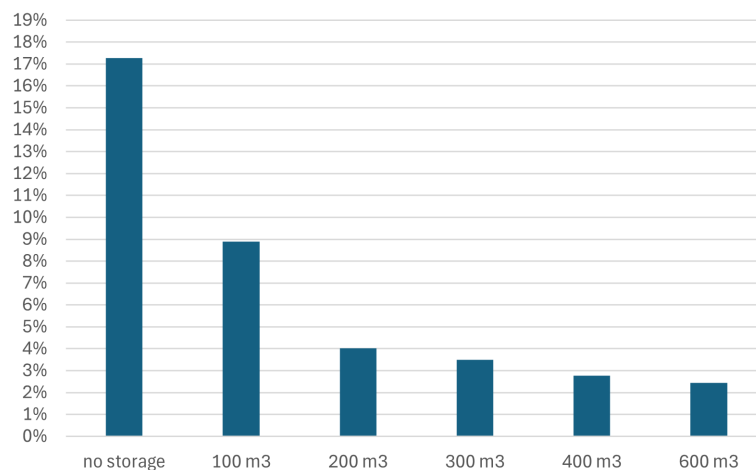


Figura 5.4: Quota di energia solare non utilizzata al variare del volume di accumulo

Si osserva una significativa riduzione delle perdite di energia solare, che passano da circa il 17% in assenza di accumulo a valori inferiori al 3% per volumi superiori

a 400 m³. Questo comportamento evidenzia come il sistema di accumulo consenta di disaccoppiare temporalmente la produzione solare dalla domanda termica, riducendo le condizioni di sovrapproduzione e migliorando lo sfruttamento della risorsa rinnovabile.

Un aspetto particolarmente rilevante riguarda la riduzione dell'efficacia marginale dell'accumulo all'aumentare del volume installato. In particolare, si osserva come il passaggio da configurazioni prive di accumulo a volumi compresi tra 200 e 300 m³ comporti i benefici più significativi in termini di riduzione delle perdite solari.

Al contrario, per volumi superiori, l'incremento della produzione solare effettivamente utilizzata risulta progressivamente più contenuto. In particolare, il passaggio da 200 a 300 m³ determina un miglioramento limitato, mentre ulteriori aumenti fino a 400 e 600 m³ producono variazioni marginali.

Tale comportamento è coerente con l'andamento dell'energia solare non utilizzata, che mostra una forte riduzione nelle prime fasi di incremento dello storage, per poi stabilizzarsi a valori prossimi al minimo.

Questo andamento evidenzia la presenza di rendimenti marginali decrescenti e consente di individuare una soglia ottimale per il volume di accumulo, oltre la quale l'incremento di capacità non si traduce in un beneficio energetico significativo.

Dal punto di vista progettuale, questo risultato suggerisce che un sovradimensionamento del sistema di accumulo non risulta giustificato in termini energetici. Risulta pertanto preferibile una configurazione ottimizzata, in cui il volume di accumulo sia dimensionato in modo da massimizzare l'utilizzo dell'energia solare senza introdurre capacità eccedente rispetto alle reali esigenze del sistema.

5.2.3 Analisi combinata tra superficie solare e volume di accumulo

Al fine di valutare l'interazione tra produzione solare e capacità di accumulo, è stata condotta un'analisi combinata variando simultaneamente la superficie del campo solare termico e il volume del sistema di accumulo.

In Figura 5.5 è riportato l'andamento della solar fraction, definita come la quota di fabbisogno termico coperta dal solare, al variare della superficie dei collettori e per diversi volumi di accumulo.

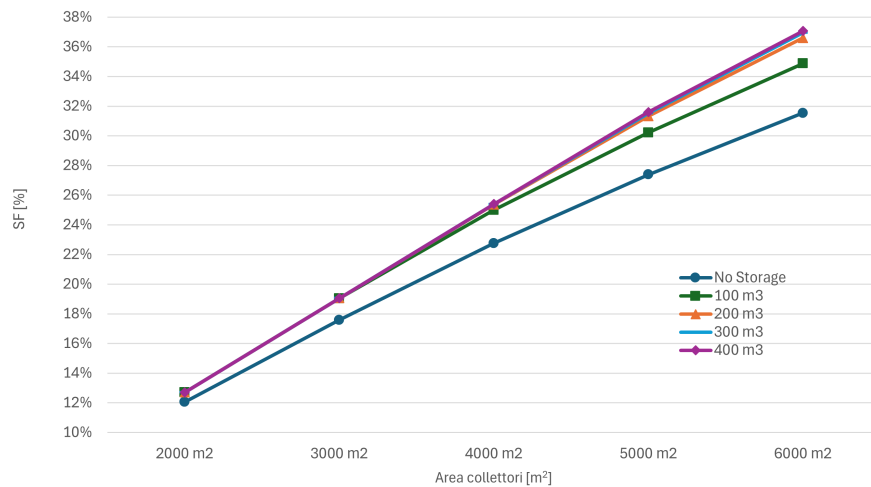


Figura 5.5: Solar fraction al variare della superficie del campo solare e del volume di accumulo

I risultati evidenziano come la solar fraction aumenti in modo significativo all'incremento della superficie del campo solare, passando da valori prossimi al 12% per 2000 m² fino a circa il 37% per 6000 m².

L'introduzione del sistema di accumulo consente di incrementare ulteriormente la quota di energia solare utilizzata, con un miglioramento evidente rispetto alla configurazione priva di accumulo. Tuttavia, l'effetto dello storage non risulta uniforme al variare della superficie installata.

In particolare, si osserva come il beneficio derivante dall'aumento del volume di accumulo sia più marcato per superfici intermedie, mentre tende a ridursi per valori elevati della superficie del campo solare.

All'aumentare simultaneo di superficie e volume di accumulo, le curve di solar fraction tendono progressivamente a convergere, evidenziando una riduzione dell'efficacia marginale sia del solare termico che dello storage.

Questo comportamento è riconducibile a fenomeni di saturazione del sistema, legati alla limitata capacità della domanda termica di assorbire ulteriori incrementi di produzione solare, anche in presenza di accumulo.

In particolare, per volumi di accumulo superiori a 300 m³, l'incremento della solar fraction risulta contenuto, mentre il passaggio da 300 a 400 m³ produce benefici marginali.

Analogamente, l'aumento della superficie del campo solare oltre i 5000–6000 m² non determina incrementi proporzionali della quota solare, confermando la presenza di rendimenti marginali decrescenti.

Dal punto di vista progettuale, i risultati suggeriscono l'esistenza di una configurazione ottimale, in cui il dimensionamento del campo solare e del sistema di accumulo risulta bilanciato, evitando sovradimensionamenti che non si traducono in benefici energetici significativi.

5.2.4 Variazione della potenza dell'impianto fotovoltaico

Al fine di valutare l'influenza dell'impianto fotovoltaico sulle prestazioni del sistema, è stata analizzata una variazione della potenza installata compresa tra 0 e 500 kW.

In Figura 5.6 è riportata la quota di energia elettrica autoconsumata al variare della potenza installata.

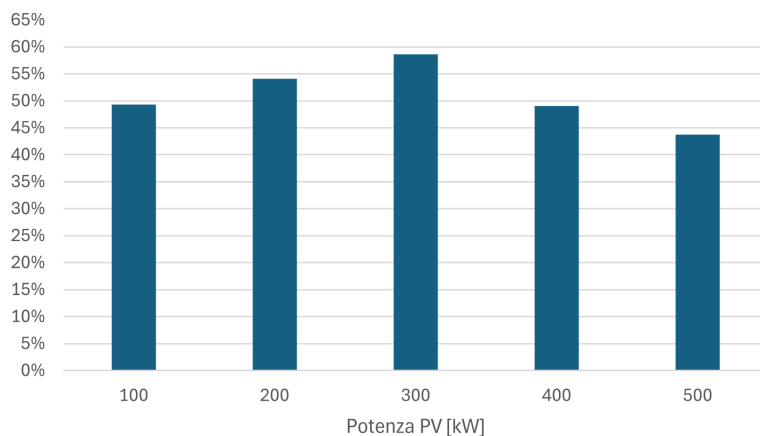


Figura 5.6: Quota di energia elettrica autoconsumata al variare della potenza fotovoltaica

I risultati evidenziano come l'incremento della potenza fotovoltaica non si traduca in un aumento proporzionale dell'energia autoconsumata. In particolare, si osserva un massimo della quota di autoconsumo per potenze comprese tra 200 e 300 kW, mentre per valori superiori si verifica una progressiva riduzione.

Questo comportamento è riconducibile al disallineamento temporale tra produzione fotovoltaica e domanda elettrica del sistema. In particolare, nei mesi estivi la produzione solare termica è sufficiente a coprire la domanda termica, riducendo il funzionamento della pompa di calore e, conseguentemente, il fabbisogno elettrico.

Di conseguenza, una quota crescente dell'energia elettrica prodotta viene esportata in rete, come mostrato in Figura 5.7.

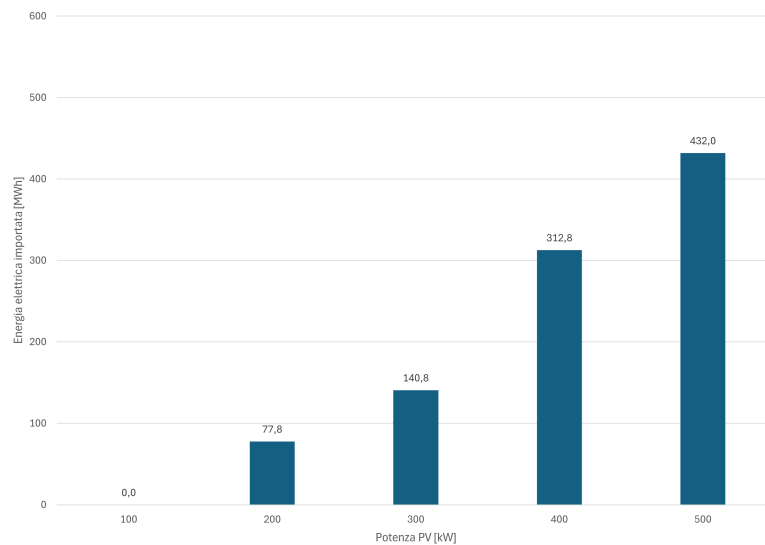


Figura 5.7: Energia elettrica esportata al variare della potenza fotovoltaica

L'incremento dell'energia esportata risulta fortemente non lineare al crescere della potenza installata, evidenziando una progressiva saturazione della capacità di autoconsumo del sistema.

In particolare, per potenze superiori a 300 kW, l'aumento della produzione fotovoltaica si traduce prevalentemente in energia immessa in rete, senza un effettivo incremento dell'utilizzo interno.

Tale comportamento è direttamente riconducibile al disallineamento temporale tra produzione elettrica e domanda del sistema, in quanto nei periodi di maggiore produzione solare la domanda termica è già soddisfatta dal solare termico, limitando il funzionamento della pompa di calore.

Ne consegue che ulteriori incrementi della potenza fotovoltaica non risultano energeticamente efficaci, in assenza di un corrispondente aumento della domanda elettrica o della capacità di accumulo.

5.2.5 Analisi dei profili operativi settimanali

Caso invernale

Al fine di analizzare il comportamento dinamico del sistema in condizioni operative reali, è stato considerato un periodo rappresentativo della stagione invernale, caratterizzato da elevata domanda termica e limitata disponibilità della risorsa solare.

In Figura 5.8 è riportato il profilo orario della produzione termica, con evidenza del contributo delle diverse tecnologie e del ruolo del sistema di accumulo.

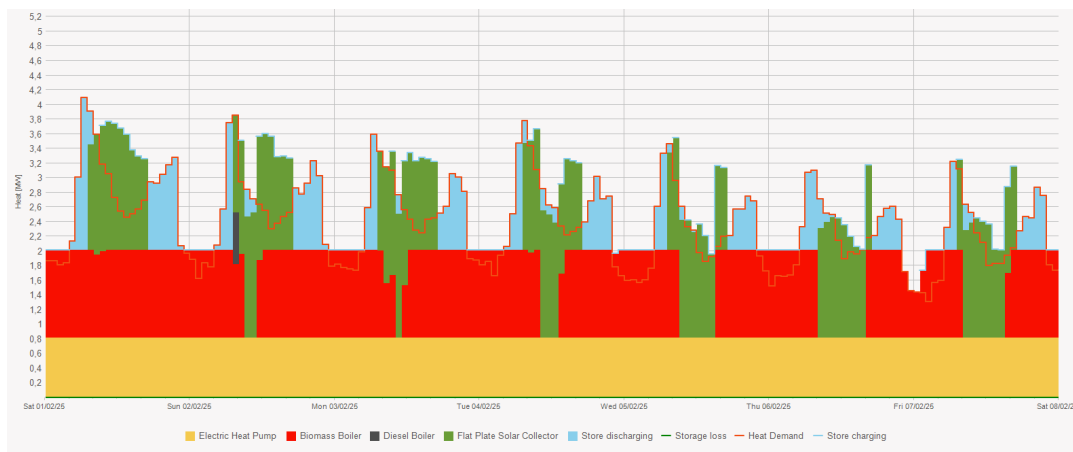


Figura 5.8: Distribuzione della produzione termica su base settimanale – caso invernale

I risultati evidenziano come, durante il periodo invernale, il sistema sia principalmente alimentato da tecnologie programmabili, in particolare dalla pompa di calore e dalla biomassa.

La pompa di calore contribuisce in modo continuo alla copertura del carico, mentre la biomassa interviene per soddisfare la domanda residua, garantendo la copertura dei picchi di richiesta.

Il contributo del solare termico risulta limitato e fortemente variabile, riflettendo la ridotta disponibilità della risorsa solare nel periodo considerato. Tuttavia, anche in queste condizioni, il solare contribuisce alla riduzione del fabbisogno delle tecnologie convenzionali nelle ore centrali della giornata.

Il sistema di accumulo svolge un ruolo di supporto, come evidenziato dalla presenza di cicli giornalieri di carica e scarica, che consentono di attenuare le fluttuazioni della domanda e di migliorare la continuità operativa degli impianti.

In Figura 5.9 è riportato l'andamento del contenuto energetico del sistema di accumulo.

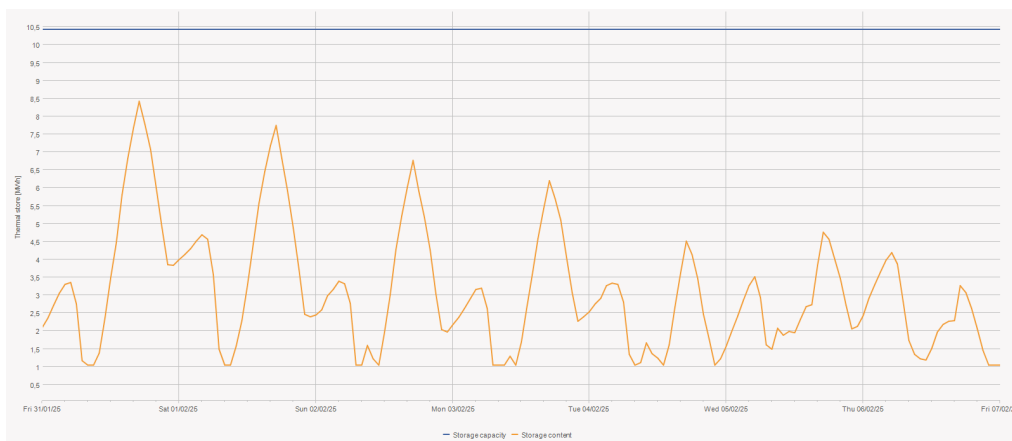


Figura 5.9: Andamento del livello di carica dello storage – caso invernale

Si osserva come, nel periodo invernale, il livello di accumulo presenti variazioni giornaliere contenute, con cicli di carica e scarica limitati. Tale comportamento è coerente con una condizione di funzionamento in cui la produzione termica risulta generalmente allineata alla domanda, riducendo la disponibilità di energia eccedente da accumulare.

In questo contesto, il sistema di accumulo svolge prevalentemente una funzione di regolazione a breve termine, contribuendo a stabilizzare il funzionamento dell'impianto e a gestire le variazioni giornaliere del carico.

Nel complesso, il sistema opera in modo stabile e continuo, con un limitato ricorso al generatore di backup a gasolio, che interviene esclusivamente in condizioni di picco della domanda.

Caso estivo

Al fine di analizzare il comportamento del sistema in condizioni di elevata disponibilità della risorsa solare, è stato considerato un periodo rappresentativo della stagione estiva, caratterizzato da ridotta domanda termica e alta produzione da solare termico.

In Figura 5.10 è riportato il profilo orario della produzione termica, con evidenza del contributo delle diverse tecnologie e del ruolo del sistema di accumulo.

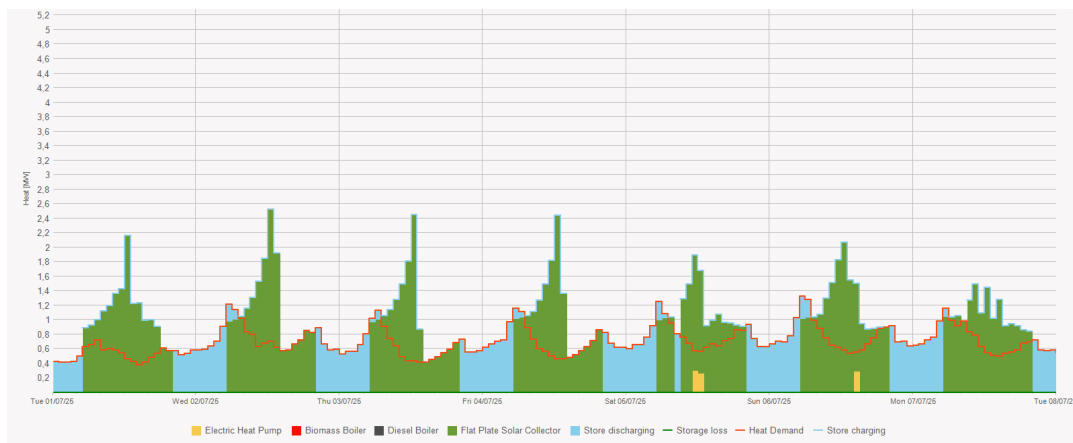


Figura 5.10: Distribuzione della produzione termica su base settimanale – caso estivo

Nel periodo estivo il sistema è chiaramente dominato dalla produzione del campo solare termico, che copre la quasi totalità del fabbisogno nelle ore centrali della giornata. Dall'analisi della settimana rappresentata in Figura 5.10 si osserva come il contributo della biomassa sia assente, mentre la pompa di calore risulti utilizzata solo in misura molto limitata.

Nelle ore diurne, la produzione solare eccede frequentemente il fabbisogno, consentendo la carica del sistema di accumulo, mentre nelle ore serali e notturne l'energia accumulata viene progressivamente restituita per coprire la domanda.

In termini più generali, su scala stagionale, il contributo della pompa di calore e della biomassa può risultare leggermente più rilevante rispetto a quanto osservato nella settimana analizzata, in funzione della variabilità delle condizioni meteorologiche. Tuttavia, il funzionamento del sistema rimane prevalentemente guidato dalla disponibilità della risorsa solare.

Il sistema di accumulo assume in questo contesto un ruolo centrale, come evidenziato in Figura 5.11, dove è riportato l'andamento del contenuto energetico dello storage.

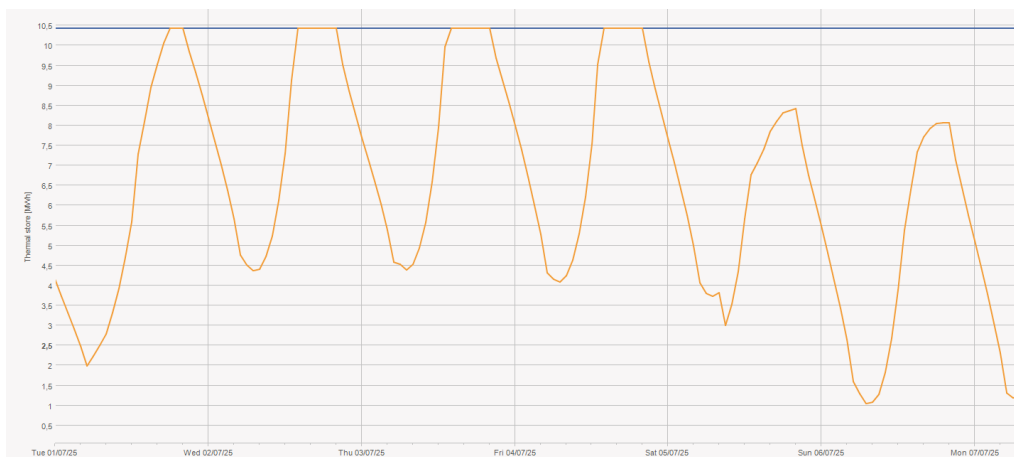


Figura 5.11: Andamento del livello di carica dello storage – caso estivo

Si osservano cicli giornalieri ben definiti di carica e scarica: durante le ore centrali della giornata lo storage si carica rapidamente grazie alla produzione in eccesso del campo solare, raggiungendo frequentemente condizioni di completa carica. Nelle ore serali e notturne, l'energia accumulata viene progressivamente rilasciata per coprire la domanda residua.

La frequente saturazione dello storage evidenzia un limite del sistema nella capacità di assorbire ulteriori incrementi della produzione solare. In tali condizioni, l'energia prodotta in eccesso non può essere completamente utilizzata, dando luogo a fenomeni di sovrapproduzione.

Questo comportamento è coerente con i risultati ottenuti nelle analisi parametriche, in cui è stata evidenziata una riduzione dell'efficacia marginale sia dell'aumento della superficie del campo solare sia del volume di accumulo per valori elevati.

Dal punto di vista sistemico, emerge quindi un lieve disaccoppiamento tra capacità di generazione e capacità di utilizzo dell'energia prodotta, che rappresenta uno dei principali limiti dei sistemi fortemente basati su fonti rinnovabili non programmabili.

Inoltre, la ridotta operatività della pompa di calore nel periodo estivo comporta un basso assorbimento di energia elettrica, contribuendo a spiegare la limitata capacità di autoconsumo dell'energia fotovoltaica osservata nelle analisi precedenti.

Nel complesso, il funzionamento estivo del sistema evidenzia come il corretto dimensionamento dello storage rappresenti un elemento chiave per massimizzare lo sfruttamento della risorsa solare, pur in presenza di limiti strutturali legati alla variabilità della domanda.

5.3 Confronto energetico tra le configurazioni impiantistiche

Al fine di valutare l'efficacia della configurazione multi-tecnologica analizzata nello Scenario 1, è stato effettuato un confronto con una configurazione semplificata basata prevalentemente su biomassa (Scenario 2).

In Tabella 5.3 e in Figura 5.12 sono riportati i risultati del confronto in termini di energia prodotta e ripartizione percentuale tra le diverse tecnologie.

Tabella 5.3: Confronto energetico tra gli scenari

Tecnologia	Scenario 1 [MWh]	Scenario 2 [MWh]
Pompa di calore	4948.3	0.0
Biomassa	4017.9	9041.1
Gasolio	112.8	38.1
Solare termico	5308.6	5308.6

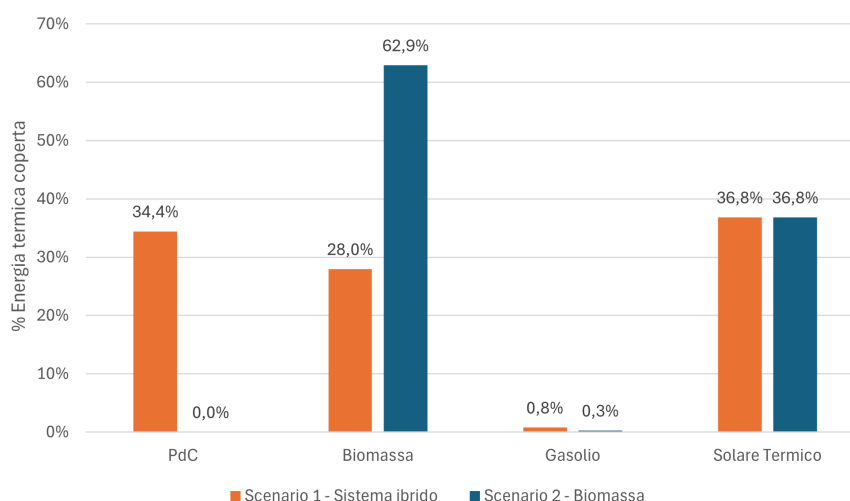


Figura 5.12: Ripartizione percentuale della produzione termica nei due scenari

Dal confronto emerge chiaramente come l'introduzione della pompa di calore consenta una significativa riduzione del contributo della biomassa, che passa da circa il 63% nello Scenario 2 a valori inferiori al 30% nello Scenario 1.

Il contributo del solare termico rimane sostanzialmente invariato nei due scenari, a conferma del fatto che la sua produzione è principalmente vincolata alla disponibilità della risorsa e alla superficie installata, piuttosto che alla configurazione impiantistica.

Si osserva inoltre un leggero incremento dell'utilizzo del gasolio nello Scenario 1, ma il suo contributo rimane trascurabile in entrambi i casi.

Nel complesso, lo Scenario 1 consente una maggiore diversificazione delle fonti di generazione e una riduzione del carico sulle tecnologie a combustione, a fronte di una maggiore complessità impiantistica.

Lo Scenario 2 rappresenta invece una soluzione più semplice e robusta, ma meno efficiente dal punto di vista energetico e con un maggiore utilizzo della biomassa come fonte principale.

Dal punto di vista ambientale, è opportuno evidenziare come entrambe le configurazioni analizzate presentino emissioni associate al loro funzionamento, sebbene con caratteristiche differenti.

La biomassa è generalmente classificata come fonte rinnovabile e considerata neutra dal punto di vista delle emissioni di CO₂, in quanto il carbonio rilasciato durante la combustione è stato precedentemente assorbito durante la crescita della biomassa stessa. Tuttavia, tale assunzione si basa su un bilancio di lungo periodo e non tiene conto delle emissioni locali associate al processo di combustione.

Inoltre, devono essere considerate anche le emissioni indirette legate alla filiera di approvvigionamento della biomassa, quali raccolta, lavorazione e trasporto, che contribuiscono al bilancio complessivo di emissioni e non risultano trascurabili.

In particolare, anche in presenza di sistemi di abbattimento quali multiclioni ed elettrofiltri, gli impianti a biomassa generano emissioni di inquinanti atmosferici quali ossidi di azoto (NO_x), particolato (PM) e monossido di carbonio (CO), che possono avere un impatto sulla qualità dell'aria locale.

D'altra parte, le pompe di calore non producono emissioni dirette nel sito di installazione, ma il loro funzionamento è associato a emissioni indirette legate alla produzione dell'energia elettrica utilizzata. Tali emissioni dipendono fortemente dal mix di generazione elettrica a livello nazionale o locale.

Ne consegue che entrambe le soluzioni presentano un impatto ambientale, sebbene di natura differente: la biomassa è associata principalmente a emissioni locali legate alla combustione, mentre le pompe di calore trasferiscono le emissioni a monte, nel sistema di produzione elettrica.

Questa distinzione risulta fondamentale per una valutazione complessiva delle prestazioni ambientali dei sistemi analizzati. Si precisa che una valutazione quantitativa delle prestazioni ambientali (ad esempio tramite analisi LCA) non rientra negli obiettivi del presente lavoro, che si concentra sugli aspetti energetici ed economici; le considerazioni sopra riportate hanno pertanto carattere qualitativo.

Capitolo 6

Analisi economica del sistema di teleriscaldamento

Nel presente capitolo è stata sviluppata un'analisi economica del sistema di teleriscaldamento proposto, con l'obiettivo di valutarne la sostenibilità economica e supportare il confronto tra le diverse configurazioni impiantistiche considerate.

L'analisi si basa sulla stima dei costi di investimento (CAPEX) e dei costi operativi (OPEX), nonché sulla loro conversione in indicatori economici sintetici. In particolare, i costi di investimento sono stati determinati per le principali componenti del sistema, mentre i costi operativi sono stati valutati sulla base dei risultati della simulazione energetica.

Considerata la natura preliminare dello studio, l'analisi è stata condotta con un livello di dettaglio coerente con uno studio di fattibilità, adottando valori medi e dati provenienti da letteratura, prezziari ufficiali e informazioni fornite da produttori.

6.1 Definizione dei costi di investimento

La stima dei costi di investimento (CAPEX) del sistema di teleriscaldamento è stata effettuata integrando diverse fonti, tra cui risultati di simulazione, prezziari ufficiali e dati forniti direttamente da produttori di tecnologie.

Rete di distribuzione e infrastrutture

I costi relativi alla rete di distribuzione, comprensivi di tubazioni, scavi e opere accessorie, sono stati stimati mediante il software *nPro*, utilizzato anche per la modellazione della rete.

Ai fini della stima economica, sono state considerate tubazioni preisolate in acciaio a doppia condotta, tipicamente impiegate nelle reti di teleriscaldamento. Il

dimensionamento della rete è stato effettuato adottando criteri progettuali standard, con velocità del fluido inferiori a circa 1.5 m/s e gradienti di pressione dell'ordine di 200 Pa/m. Le tubazioni sono state inoltre considerate installate a una profondità media di circa 1.2 m, con caratteristiche di isolamento termico rappresentative di soluzioni commerciali.

I costi unitari delle tubazioni, comprensivi di fornitura e installazione, sono stati determinati mediante *nPro* in funzione del diametro nominale. I valori adottati per i diametri rilevanti ai fini del presente studio (fino a DN200) sono riportati in Tabella 6.1.

Tabella 6.1: Costi unitari delle tubazioni in funzione del diametro nominale

Diametro DN [mm]	Costo tubi [€/m]	Installazione [€/m]	Totale [€/m]
32	79	740	819
50	96	830	926
80	130	970	1100
100	160	1100	1260
150	230	1300	1530
200	320	1500	1820

I costi di installazione includono le operazioni di scavo, posa in opera e ripristino del terreno, e rappresentano una componente significativa del costo complessivo della rete. Si osserva come i costi di installazione risultino predominanti rispetto al costo del materiale, evidenziando l'elevata incidenza delle opere civili nel costo complessivo della rete.

Il medesimo strumento è stato impiegato per la valutazione dei costi delle sonde geotermiche. Tali costi risultano difficili da stimare in modo accurato, in quanto dipendono da parametri progettuali quali profondità, numero di sonde e configurazione del campo geotermico; per questo motivo è stato adottato il valore fornito da *nPro*, pari a circa 1000 €/kW, riferito alla potenza di estrazione dal terreno di 515 kW.

Per quanto riguarda le sottostazioni di utenza, i costi sono stati invece stimati sulla base del prezziario regionale della Regione Piemonte [30]. Tale scelta è motivata dalla maggiore disponibilità di voci specifiche e dettagliate per componenti di piccola scala e installazioni puntuali, che risultano meno rappresentate nei modelli semplificati del software.

A fini di verifica, i valori ottenuti dal prezziario sono stati confrontati con le stime fornite da *nPro*, evidenziando una buona coerenza tra le due fonti e confermando la rappresentatività dei costi adottati.

Tecnologie di generazione

Il costo della pompa di calore geotermica è stato fornito direttamente dal produttore Johnson Controls, sulla base delle specifiche tecniche del sistema analizzato. Il costo unitario risulta pari a 673 €/kW, corrispondente a un investimento complessivo di circa 550 000 € per una potenza installata di 818 kW.

Per quanto riguarda le tecnologie di generazione termica, le informazioni fornite dai produttori sono state utilizzate per derivare costi unitari rappresentativi, espressi in €/kW.

In particolare, sulla base delle indicazioni ricevute da Viessmann per configurazioni impiantistiche di scala analoga a quella in esame, è stato assegnato un costo unitario alle caldaie a biomassa pari a circa 500 €/kW.

Analogamente, per il generatore di backup a gasolio è stato assunto un costo unitario pari a circa 120 €/kW.

Questo approccio consente di mantenere coerenza con il modello energetico sviluppato, permettendo una scalabilità dei costi in funzione della potenza installata. Si sottolinea tuttavia che tale assunzione è ritenuta valida nell'ambito di un intervallo limitato di potenze, coerente con le configurazioni analizzate, mentre per variazioni significative di scala potrebbero emergere effetti di non linearità nei costi specifici.

Sistemi solari e accumulo

Per il campo solare termico è stato assunto un costo unitario pari a 330 €/m², in linea con i valori tipici riportati in letteratura e in studi di settore per impianti di grande scala.

Per il campo solare termico è stato assunto un costo unitario pari a 330 €/m², in linea con i valori riportati in letteratura per impianti di grande scala [31].

Il sistema di accumulo termico è stato valutato con un costo pari a 600 €/m³, coerente con i valori tipici per serbatoi di grande volume impiegati in sistemi di teleriscaldamento [32].

Per l'impianto fotovoltaico è stato assunto un costo unitario pari a 1100 €/kW, rappresentativo di installazioni di media scala in ambito europeo [33].

Tali valori sono stati definiti sulla base di una revisione di fonti tecniche e dati disponibili in letteratura, adottando valori medi al fine di garantire una stima realistica e coerente con il livello di dettaglio dello studio di fattibilità.

Ipotesi economiche generali

Ai fini della valutazione economica, è stata assunta una vita utile dell'impianto pari a 25 anni e un tasso di interesse del 5%. Tale valore riflette condizioni di finanziamento realistiche per infrastrutture energetiche caratterizzate da elevata intensità di capitale e basso rischio operativo, come le reti di teleriscaldamento. Si osserva tuttavia che la vita utile delle diverse componenti del sistema può differire significativamente, risultando generalmente più elevata per la rete di distribuzione rispetto agli impianti di generazione. Nel presente lavoro, al fine di mantenere un approccio omogeneo e semplificato, è stata adottata una vita utile unica pari a 25 anni per tutte le componenti del sistema.

In particolare, esso risulta coerente con un costo medio ponderato del capitale (WACC) moderato, tipico di progetti supportati da enti pubblici o utility locali, e include implicitamente una componente di rischio limitata, legata alla stabilità della domanda termica e alla maturità delle tecnologie impiegate.

Per la conversione dei costi di investimento in costi annuali equivalenti è stato utilizzato il fattore di recupero del capitale (Capital Recovery Factor, CRF), che consente di tenere conto sia della durata dell'investimento sia del costo del capitale.

Il CRF è definito dalla seguente relazione:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

dove i rappresenta il tasso di interesse e n la vita utile dell'impianto.

Nel caso in esame, con $i = 5\%$ e $n = 25$ anni, si ottiene un valore pari a 0.07095.

Tale coefficiente è stato utilizzato per determinare il costo annualizzato degli investimenti (CAPEX), mediante la relazione:

$$C_{\text{ann}} = CAPEX \cdot CRF$$

dove C_{ann} rappresenta il costo annuo equivalente del capitale.

L'introduzione del CRF consente di confrontare in modo coerente costi di natura diversa, trasformando l'investimento iniziale in un flusso economico annuo comparabile con i costi operativi (OPEX), e risulta quindi fondamentale per la valutazione economica complessiva del sistema.

In Tabella 6.2 sono riportati i principali costi unitari e i parametri economici adottati nello studio.

Tabella 6.2: Riepilogo dei costi unitari e delle ipotesi economiche

Voce	Valore	Unità
<i>Tecnologie di generazione</i>		
Pompa di calore	673	€/kW
Caldaia a biomassa	500	€/kW
Caldaia a gasolio	120	€/kW
<i>Sistemi solari e accumulo</i>		
Solare termico	330	€/m ²
Accumulo termico	600	€/m ³
Fotovoltaico	1100	€/kW
<i>Parametri economici</i>		
Vita utile	25	anni
Tasso di interesse	5	%
Fattore di recupero	0.07095	–

6.2 Costi operativi (OPEX)

I costi operativi del sistema sono stati suddivisi in due principali categorie: i costi di esercizio e manutenzione (Operation & Maintenance, O&M) e i costi variabili legati ai vettori energetici utilizzati.

Costi di esercizio e manutenzione I costi di esercizio e manutenzione sono stati stimati come percentuale del costo di investimento (CAPEX), sulla base di valori tipici riportati in letteratura tecnica e derivati da elaborazioni sui dati disponibili per tecnologie analoghe, con riferimento a database tecnologici per sistemi energetici e di teleriscaldamento [34].

Le percentuali adottate sono le seguenti:

- Pompa di calore: 1.0% del CAPEX
- Caldaia a biomassa: 6.0% del CAPEX
- Caldaia a gasolio: 1.3% del CAPEX
- Impianto fotovoltaico: 1.2% del CAPEX
- Solare termico: 0.5% del CAPEX

Per la rete di teleriscaldamento è stato assunto un costo di manutenzione pari al 2% del costo di investimento, valore prudenziale in linea con applicazioni reali.

Costi dei vettori energetici Per quanto riguarda i costi variabili, sono stati considerati i principali vettori energetici impiegati nel sistema: biomassa, gasolio ed energia elettrica.

Il costo del cippato è stato determinato mediante una stima dettagliata delle componenti della filiera di approvvigionamento, sulla base della metodologia proposta in letteratura tecnica per impianti a biomassa [35]. In particolare, sono state considerate le seguenti voci di costo:

- costo di acquisto della materia prima;
- costo di trasporto;
- costo di gestione e smaltimento delle ceneri;
- costo di tracciabilità della filiera.

Il costo di acquisto del cippato è stato assunto pari a circa 70 €/ton, rappresentativo di biomassa legnosa con contenuto idrico compreso tra il 40% e il 50%, in linea con i principali riferimenti di mercato.

Il costo di trasporto è stato stimato applicando la formulazione proposta da RSE, che tiene conto sia dei costi di carburante sia dei costi del personale [35], considerando una distanza di approvvigionamento pari a 15-40 km. Il valore ottenuto risulta pari a circa 13 €/ton.

Sono stati inoltre considerati un costo di gestione e smaltimento delle ceneri pari a 5 €/ton e un costo per la tracciabilità della filiera pari a 10 €/ton, in accordo con le indicazioni riportate in letteratura [35].

Il costo complessivo del combustibile risulta pertanto pari a circa 100 €/ton.

Tale valore corrisponde a circa 34.6 €/MWh in termini energetici, assumendo un potere calorifico inferiore pari a 2.6 MWh/ton.

Il costo del gasolio è stato assunto pari a 1000 €/ton, corrispondente a circa 84 €/MWh, valore coerente con i prezzi medi dei combustibili liquidi per uso energetico.

Per l'energia elettrica è stato assunto un costo pari a 150 €/MWh_{el}, rappresentativo di condizioni di acquisto da rete per utenze energetiche, mentre il prezzo di vendita dell'energia elettrica è stato fissato pari a 50 €/MWh_{el}.

Infine, il prezzo di vendita del calore è stato assunto pari a 120 €/MWh_{th}, valore compatibile con applicazioni di teleriscaldamento in contesti montani, caratterizzati da costi di generazione e distribuzione più elevati rispetto ai contesti urbani.

Si osserva come il costo del trasporto rappresenti una quota non trascurabile del costo totale del combustibile, evidenziando come il sistema risulti particolarmente sensibile alla distanza di approvvigionamento e alla disponibilità locale della risorsa.

Si sottolinea infine che i costi energetici sono stati considerati costanti nel tempo e non sono state incluse dinamiche di volatilità dei prezzi, al fine di mantenere un quadro di analisi semplificato e confrontabile tra le diverse configurazioni impiantistiche.

6.3 Riepilogo economico del caso base

Al fine di sintetizzare i risultati dell'analisi economica, è stato elaborato un riepilogo dei principali costi associati alla configurazione di riferimento.

Il caso base considerato corrisponde alla configurazione caratterizzata da una superficie del campo solare termico pari a 6000 m² e un volume di accumulo pari a 300 m³ e una potenza fotovoltaica installata pari a 500 kW.

Costi di investimento

In Tabella 6.3 sono riportati i costi di investimento (CAPEX) suddivisi per tecnologia.

Tabella 6.3: Riepilogo dei costi di investimento per il caso base

Voce	Descrizione	Costo [€]
Costi fissi	Rete di teleriscaldamento, scavi, tubazioni e sottostazioni	5 545 405
Terreni e stabilimento	Opere civili e area impianto	1 500 000
Pompa di calore	Macchina geotermica (818 kW)	550 514
Sonde geotermiche	Campo sonde	515 000
Caldaie a biomassa	2 × 1.2 MW	1 800 000
Caldaie a gasolio	Backup	240 000
Solare termico	6000 m ²	1 980 000
Accumulo termico	300 m ³	180 000
Impianto fotovoltaico	500 kW	550 000
Costi accessori e imprevisti	5% del CAPEX	568 546
Totale CAPEX		13 428 956

I costi di investimento includono, oltre alle tecnologie di generazione, anche le voci relative all'acquisizione dei terreni, alla realizzazione delle opere civili e ai costi accessori.

In particolare, è stato considerato un costo per terreni e stabilimento pari a circa 1.5 M€, comprendente le opere civili necessarie alla realizzazione della centrale.

È stata inoltre inclusa una quota pari a circa 500 k€ per costi accessori e imprevisti, al fine di tenere conto delle spese di progettazione, direzione lavori e delle incertezze tipiche delle fasi di realizzazione di impianti complessi.

L'inclusione di tali voci consente di ottenere una stima più realistica del costo complessivo dell'investimento.

Si osserva come la quota significativa dell'investimento sia rappresentata dai costi legati alla rete di teleriscaldamento (scavi, tubazioni e sottostazioni), che costituiscono una componente strutturale difficilmente riducibile e indipendente dalla configurazione del sistema di generazione.

Costi operativi

In Tabella 6.4 sono riportati i costi operativi annuali (OPEX) per il caso base.

Tabella 6.4: Riepilogo dei costi operativi annuali

Voce	Descrizione	Costo [€/anno]
Manutenzione rete	2% investimento rete	110 908
Manutenzione centrale	Percentuale su CAPEX	137 175
Costo biomassa	Consumo annuo di cippato	175 268
Costo gasolio	Uso per picchi e backup	10 9534
Costo elettricità	Alimentazione PdC	188 317
Vendita energia elettrica	Energia esportata in rete	-21 599
Totale OPEX		602 604

I costi operativi risultano dominati dal costo della biomassa e dell'energia elettrica, mentre il contributo del gasolio rimane limitato, coerentemente con il suo utilizzo esclusivamente per copertura dei picchi di domanda e condizioni di emergenza.

Indicatori sintetici

A partire dai costi di investimento e operativi, è possibile determinare il costo annuo totale del sistema.

Il costo annualizzato del capitale è stato calcolato mediante il fattore di recupero del capitale (CRF), secondo la relazione:

$$C_{\text{ann,cap}} = CAPEX \cdot CRF$$

Nel caso in esame, si ottiene:

$$C_{\text{ann,cap}} = 13\,019\,465 \cdot 0.07095 \approx 952\,818 \text{ €/anno}$$

Il costo operativo annuo è pari all'OPEX ed è:

$$C_{\text{ann,op}} = 604\,986 \text{ €/anno}$$

Il costo annuo totale del sistema risulta quindi:

$$C_{\text{ann,tot}} = C_{\text{ann,cap}} + C_{\text{ann,op}}$$

$$C_{\text{ann,tot}} \approx 1\,544\,858 \text{ €/anno}$$

Tale valore costituisce la base per il calcolo del costo livellato dell'energia termica (LCOH), analizzato nel paragrafo successivo.

6.4 Costo livellato del calore (LCOH)

Caso base

Il costo livellato del calore (LCOH) rappresenta l'indicatore sintetico principale per la valutazione economica del sistema di teleriscaldamento, in quanto consente di esprimere il costo unitario dell'energia termica fornita all'utenza, tenendo conto sia dei costi di investimento sia dei costi operativi lungo l'intero ciclo di vita dell'impianto.

Il LCOH è stato calcolato come rapporto tra il costo annuo totale del sistema e l'energia termica utile fornita annualmente:

$$LCOH = \frac{C_{\text{ann,tot}}}{Q_{\text{ann}}}$$

Nel caso base analizzato, caratterizzato da un campo solare di 6000 m², un accumulo termico di 300 m³ e una potenza fotovoltaica installata pari a 500 kW, si ottiene un valore di LCOH pari a:

$$LCOH_{\text{base}} = 108.2 \text{ €/MWh}$$

Tale valore risulta coerente con gli intervalli tipici riportati in letteratura per sistemi di teleriscaldamento basati su una combinazione di fonti rinnovabili e generatori di supporto. Nel caso in esame, il risultato evidenzia come l'elevata incidenza dei costi di investimento, in particolare legati alla rete di distribuzione, rappresenti la componente dominante nella determinazione del costo finale del calore.

Si osserva inoltre come il contributo delle tecnologie rinnovabili consenta di contenere i costi operativi, in particolare grazie alla riduzione del consumo di combustibili fossili e dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

Al fine di completare la valutazione economica del sistema, è stata condotta un'analisi dei flussi di cassa, introducendo i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia termica.

La definizione del prezzo di vendita del calore rappresenta un aspetto critico, in quanto dipendente dal contesto locale, dalla struttura tariffaria e dalla tipologia di utenza. Nel presente studio, è stato assunto un valore pari a 120 €/MWh, scelto in modo da risultare coerente con i costi di produzione ottenuti e con le condizioni necessarie a garantire la sostenibilità economica del sistema.

Tale valore risulta inoltre competitivo rispetto alle principali alternative di riscaldamento individuale. In particolare, sulla base dei prezzi medi dei combustibili per utenze finali [36], il costo del gasolio da riscaldamento può essere stimato in un intervallo indicativo di circa 1.2–1.5 €/L. Considerando un potere calorifico inferiore pari a circa 10 kWh/L, si ottiene un costo del calore compreso tra circa 120 e 150 €/MWh.

Analogamente, per il GPL, assumendo un prezzo tipico compreso tra 0.9 e 1.2 €/L e un potere calorifico inferiore pari a circa 6.6 kWh/L, il costo del calore risulta generalmente compreso tra circa 140 e 180 €/MWh. Considerando una produzione annua di energia termica pari a 14 371 MWh, si ottiene un ricavo annuo pari a:

$$R_{\text{ann}} = 120 \cdot 14\,371 \approx 1\,724\,520 \text{ €/anno}$$

Il flusso di cassa netto annuo è stato quindi determinato come differenza tra i ricavi e i costi operativi del sistema.

Sulla base di tali flussi è stato valutato l'andamento del valore attuale netto cumulato (Net Present Value, NPV) nel tempo, ottenuto attualizzando i flussi di cassa annuali mediante il tasso di sconto adottato.

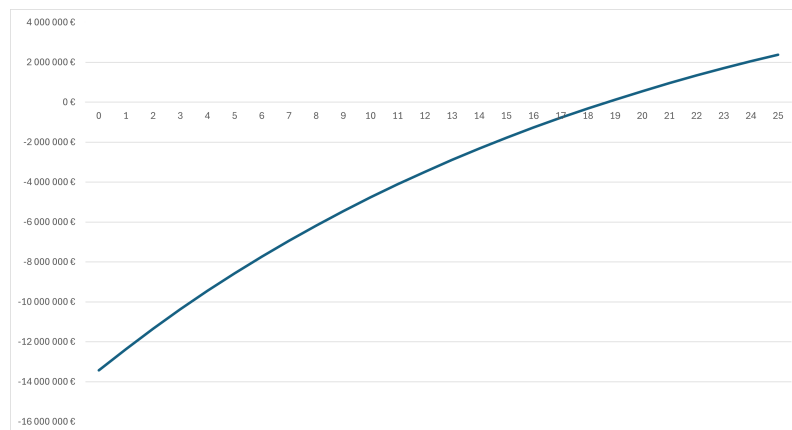


Figura 6.1: Andamento del valore attuale netto cumulato (NPV) nel tempo

Come mostrato in Figura 6.1, l'andamento del valore attuale netto cumulato consente di valutare l'evoluzione dei flussi di cassa attualizzati lungo la vita utile dell'impianto.

Il punto in cui il valore attuale netto si annulla ($NPV = 0$) identifica il tempo necessario a recuperare l'investimento iniziale, tenendo conto dell'attualizzazione dei flussi di cassa (tempo di ritorno attualizzato). Il tempo di ritorno attualizzato risulta pari a circa 19 anni.

Tale valore è principalmente legato all'elevata incidenza dei costi di investimento iniziali, in particolare per la realizzazione della rete di teleriscaldamento, a fronte di flussi di cassa positivi distribuiti su un orizzonte temporale esteso. Si osserva tuttavia che progetti di teleriscaldamento sono frequentemente supportati da meccanismi di incentivazione o finanziamenti pubblici, che possono contribuire a ridurre significativamente l'investimento iniziale. Tali contributi non sono stati considerati, al fine di mantenere un'analisi conservativa e indipendente da specifici schemi di supporto.

Un ulteriore indicatore utilizzato è il tasso interno di rendimento (Internal Rate of Return, IRR), definito come il valore del tasso di sconto r che annulla il valore attuale netto dei flussi di cassa:

$$NPV(r) = \sum_{t=0}^N \frac{F_t}{(1+r)^t} = 0$$

dove F_t rappresenta il flusso di cassa al tempo t e N la vita utile dell'impianto. Nel caso analizzato, si ottiene:

$$IRR = 6.7\%$$

L'IRR fornisce una misura sintetica della redditività dell'investimento, consentendo un confronto diretto con il tasso di sconto adottato. Il valore ottenuto, superiore al tasso di sconto considerato, indica che il progetto è in grado di generare un ritorno economico positivo nelle condizioni analizzate.

Analisi economica dei risultati parametrici

L'analisi economica è stata sviluppata a partire dalle configurazioni già esaminate nel capitolo relativo alle prestazioni energetiche, nelle quali sono state variate la superficie del campo solare termico e la capacità di accumulo.

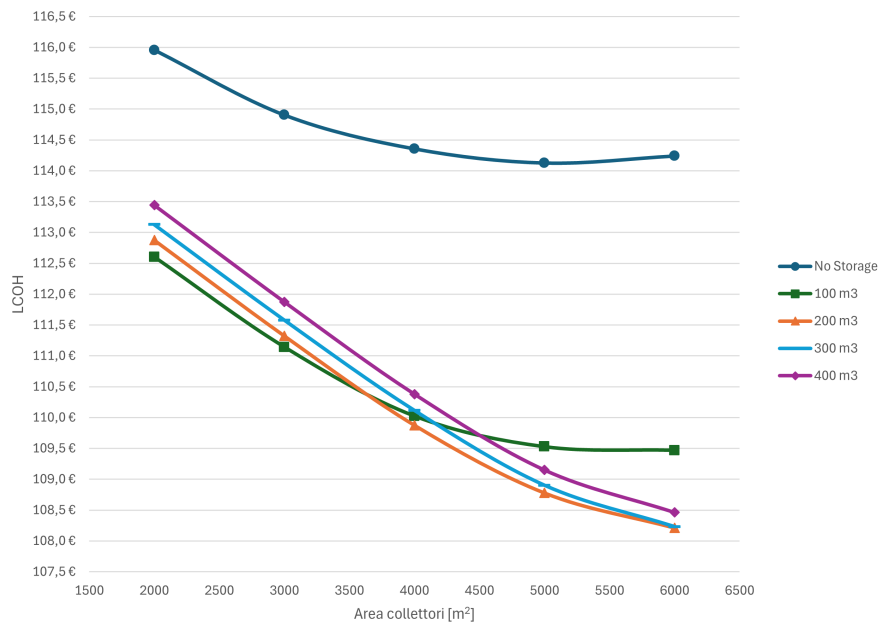


Figura 6.2: Andamento del LCOH al variare della superficie del campo solare e del volume di accumulo

Come mostrato in Figura 6.2, l'andamento del costo livellato del calore riflette direttamente le dinamiche osservate a livello energetico.

In particolare, l'aumento della superficie del campo solare determina una riduzione progressiva del LCOH, grazie all'incremento della quota di energia rinnovabile prodotta e alla conseguente diminuzione del ricorso ai generatori ausiliari. Tuttavia, tale riduzione tende a stabilizzarsi per superfici elevate, evidenziando la presenza di rendimenti marginali decrescenti.

Analogamente, l'introduzione dell'accumulo termico consente di migliorare le prestazioni economiche del sistema, aumentando la quota di energia solare effettivamente utilizzata. Il beneficio risulta particolarmente evidente passando da assenza di accumulo a volumi intermedi (200–300 m³).

Dall'analisi emerge chiaramente l'esistenza di una configurazione ottimale del sistema. In particolare, il valore minimo di LCOH pari a 108.2 €/MWh si ottiene per una superficie del campo solare di circa 6000 m² e un volume di accumulo pari a 300 m³.

Per volumi di accumulo superiori, il beneficio energetico aggiuntivo risulta limitato e non compensa l'aumento dei costi di investimento, determinando un lieve incremento del LCOH. Analogamente, in assenza di accumulo, il sistema risulta meno efficiente a causa della minore capacità di sfruttamento dell'energia solare disponibile.

Nel complesso, i risultati evidenziano come le configurazioni ottimali dal punto di vista economico non coincidano necessariamente con quelle energeticamente più

performanti. In particolare, l'aumento della capacità di accumulo comporta benefici energetici aggiuntivi, sebbene decrescenti, che non risultano tuttavia giustificati dal punto di vista economico a causa dell'incremento dei costi di investimento.

Tempo di ritorno semplice (SPBT)

Al fine di integrare la valutazione economica, è stato introdotto l'indicatore di tempo di ritorno semplice dell'investimento (Simple Payback Time, SPBT), che rappresenta il numero di anni necessari per recuperare l'investimento iniziale attraverso i flussi di cassa netti generati dal sistema.

Il flusso di cassa netto annuo è quindi determinato come differenza tra ricavi e costi operativi:

$$F_{\text{netto}} = R_{\text{ann}} - C_{\text{ann,op}}$$

Lo SPBT è quindi calcolato come:

$$SPBT = \frac{CAPEX}{F_{\text{netto}}}$$

Si sottolinea come il tempo di ritorno semplice rappresenti un indicatore di natura preliminare, in quanto non tiene conto del valore temporale del denaro, né di elementi quali tasso di interesse, inflazione o variazioni dei costi e dei ricavi nel tempo. Tuttavia, esso risulta utile per una prima valutazione della convenienza economica e per il confronto tra diverse configurazioni progettuali, in particolare nell'ambito di studi di fattibilità.

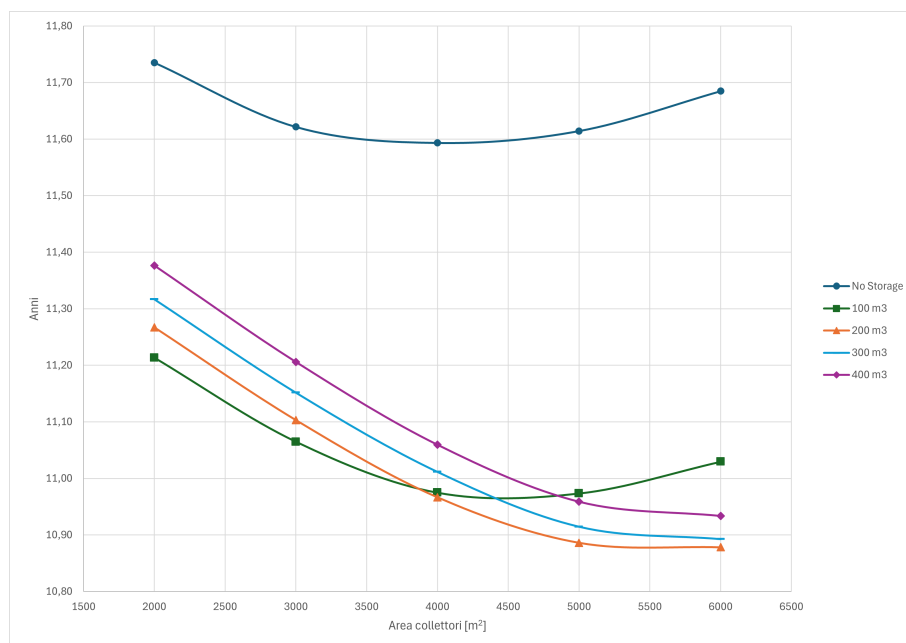


Figura 6.3: Andamento del tempo di ritorno semplice (SPBT) al variare della superficie del campo solare e del volume di accumulo

Come mostrato in Figura 6.3, il tempo di ritorno semplice segue un andamento coerente con quanto osservato per il LCOH.

In particolare, l'aumento della superficie del campo solare e l'introduzione di un accumulo termico consentono una riduzione del tempo di ritorno, grazie all'incremento dei ricavi associati alla maggiore produzione di energia rinnovabile e alla riduzione dei costi operativi.

Anche in questo caso si osserva la presenza di un valore ottimale della capacità di accumulo, oltre il quale il beneficio economico marginale risulta limitato rispetto all'incremento dei costi di investimento.

I risultati evidenziano tempi di ritorno dell'ordine di 11–12 anni, mettendo in evidenza come la sostenibilità economica del sistema sia fortemente influenzata dall'elevato investimento iniziale, compensato solo nel medio-lungo periodo dai risparmi operativi.

Si osserva tuttavia come il tempo di ritorno attualizzato risulti significativamente più elevato (circa 19 anni), evidenziando l'impatto rilevante dell'attualizzazione dei flussi di cassa e, in particolare, del costo del capitale nella valutazione economica complessiva del progetto.

Configurazione a biomassa

La configurazione basata esclusivamente su generatori a biomassa, già analizzata dal punto di vista energetico, è stata valutata anche sotto il profilo economico attraverso

il calcolo del costo livellato del calore.

In tale configurazione si ottiene un valore di LCOH pari a:

$$LCOH_{\text{biomassa}} = 109.2 \text{ €/MWh}$$

Il valore risulta leggermente superiore rispetto a quello della configurazione ibrida multi-tecnologia, evidenziando come l'integrazione della pompa di calore non comporti un aumento significativo del costo del calore.

A fronte di una differenza economica contenuta, la configurazione ibrida consente tuttavia di ottenere prestazioni energetiche e ambientali migliori, grazie alla riduzione del consumo di biomassa e all'incremento della quota di energia rinnovabile non combustibile.

Dal punto di vista dei flussi di cassa, la configurazione a biomassa presenta un investimento iniziale leggermente inferiore rispetto allo scenario base, a fronte però di costi operativi più elevati. Tale comportamento è evidenziato in Figura 6.4, dove si osserva come le curve di valore attuale netto cumulato risultino inizialmente più favorevoli per lo scenario a biomassa, ma vengano successivamente superate dalla configurazione ibrida nel medio-lungo periodo.

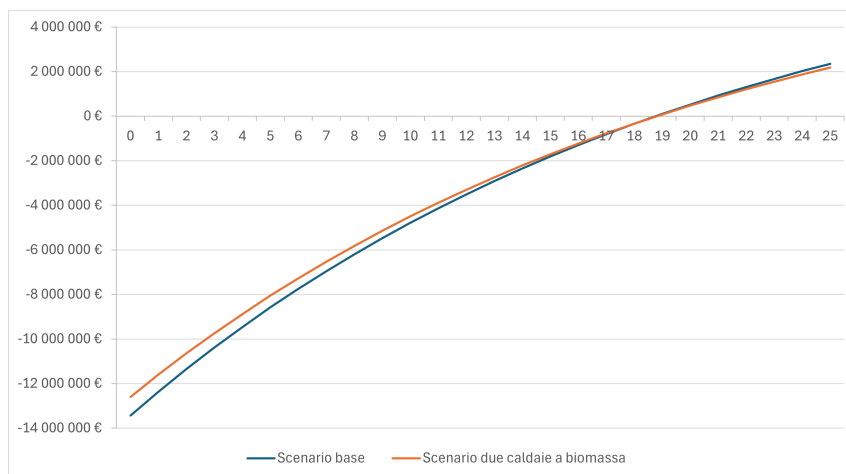


Figura 6.4: Confronto dell'andamento del valore attuale netto (NPV) tra scenario base e configurazione a biomassa

Il punto di intersezione tra le due curve evidenzia il bilanciamento tra minore investimento iniziale e maggiori costi operativi. Nel lungo periodo, la configurazione ibrida risulta leggermente più vantaggiosa, grazie alla riduzione dei costi di esercizio.

In termini di redditività, i due scenari presentano valori di tasso interno di rendimento sostanzialmente equivalenti, pari a circa 6.7%, confermando come la scelta tra le due configurazioni sia guidata principalmente da considerazioni energetiche e ambientali piuttosto che da differenze economiche significative.

Analisi di sensibilità economica

Al fine di valutare la robustezza dei risultati economici, è stata condotta un'analisi di sensibilità sullo scenario 1 considerando sia la presenza del sistema di accumulo termico sia la variazione del prezzo dell'energia elettrica.

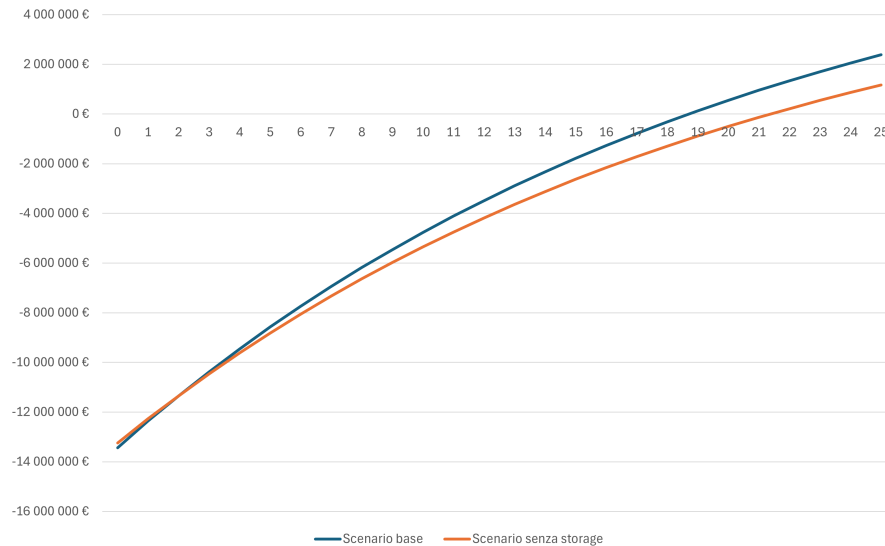


Figura 6.5: Confronto del valore attuale netto (NPV) con e senza sistema di accumulo

Il confronto tra lo scenario base e la configurazione priva di accumulo, riportato in Figura 6.5, evidenzia come l'introduzione dello storage comporti un miglioramento complessivo delle prestazioni economiche del sistema. In particolare, la presenza dell'accumulo consente di anticipare il raggiungimento della condizione di NPV nullo, riducendo il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento.

Tale comportamento è riconducibile alla maggiore capacità del sistema di valorizzare l'energia solare termica prodotta, limitando le perdite e riducendo il ricorso ai generatori ausiliari. L'effetto si traduce in flussi di cassa più favorevoli nel medio-lungo periodo, che compensano l'incremento dei costi di investimento associati all'accumulo.

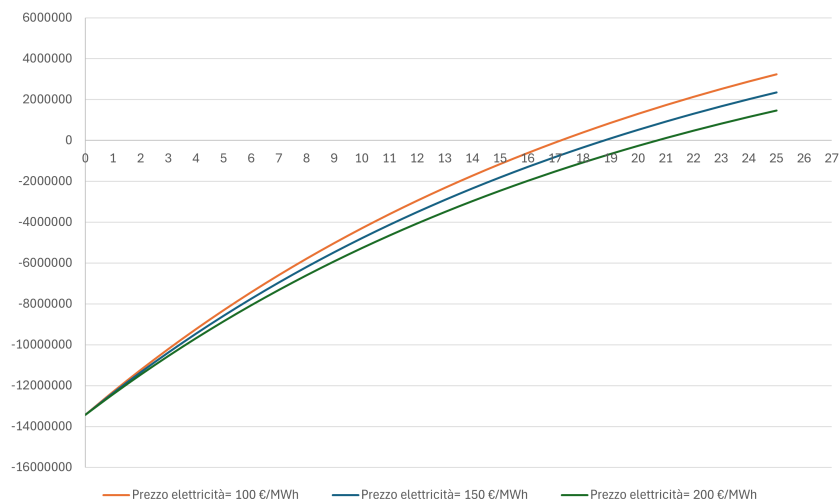


Figura 6.6: Sensibilità del valore attuale netto (NPV) al prezzo dell'energia elettrica

Nel caso della variazione del prezzo dell'energia elettrica (Figura 6.6), si osserva come le diverse curve mantengano una forma simile, ma con pendenze differenti. In particolare, all'aumentare del prezzo dell'elettricità si registra una riduzione della pendenza della curva di NPV, indicativa di una diminuzione dei flussi di cassa netti annuali.

Tale effetto è particolarmente rilevante in sistemi che prevedono l'impiego di pompe di calore, nei quali il costo dell'energia elettrica rappresenta una componente significativa dei costi operativi. Ne consegue che variazioni anche moderate del prezzo dell'elettricità possono avere un impatto rilevante sia sul tempo di ritorno attualizzato sia sul valore finale del NPV.

I principali risultati dell'analisi di sensibilità sono riportati in Tabella 6.5.

Tabella 6.5: Risultati dell'analisi di sensibilità al prezzo dell'energia elettrica

Prezzo elettricità	NPV	Payback attualizzato	IRR
[€/MWh]	[M€]	[anni]	[%]
100	3.24	~17	7.1
150	2.35	~19	6.7
200	1.46	~21	6.1

Si osserva come all'aumentare del prezzo dell'energia elettrica si riducano progressivamente l'NPV e l'IRR, mentre il tempo di ritorno attualizzato aumenta, evidenziando la forte sensibilità economica del sistema a tale parametro.

Dal punto di vista progettuale, questo risultato evidenzia l'importanza di strategie di mitigazione del costo elettrico, quali l'integrazione con sistemi fotovoltaici o l'accesso a condizioni tariffarie favorevoli.

6.5 Riduzione delle emissioni di CO₂

Al fine di valutare i benefici ambientali del sistema proposto, è stata condotta un'analisi delle emissioni di CO₂, confrontando lo scenario di progetto con uno scenario di riferimento (ante operam) basato su tecnologie convenzionali.

La definizione dello scenario di riferimento è stata effettuata sulla base della ricostruzione del patrimonio edilizio e delle tecnologie di generazione attualmente impiegate. In particolare, la ripartizione della produzione termica è stata stimata a partire dai dati raccolti per la caratterizzazione del parco edilizio, considerando la diffusione delle diverse tipologie di impianto nei fabbricati analizzati.

Sulla base di tale analisi, è stata stimata una ripartizione della produzione termica pari a circa il 78% da caldaie a gasolio, il 20% da caldaie a GPL e il restante 2% da impianti solari termici.

Tale configurazione riflette le condizioni tipiche di contesti non serviti da reti di teleriscaldamento, caratterizzati da un'elevata dipendenza da combustibili fossili e da una limitata diffusione di tecnologie rinnovabili. I fattori di emissione utilizzati per il calcolo delle emissioni di CO₂ sono stati determinati sulla base delle linee guida dell'IPCC per gli inventari nazionali dei gas serra, che rappresentano il riferimento internazionale per la stima delle emissioni da combustione stazionaria [37].

In particolare, i valori adottati per i combustibili fossili derivano dai fattori di emissione espressi in kgCO₂/GJ e successivamente convertiti in base all'energia finale espressa in MWh.

Tabella 6.6: Fattori di emissione adottati per il calcolo delle emissioni

Vettore energetico	Unità	Fattore di emissione
Gasolio	t _{CO₂} /MWh	0.267
GPL	t _{CO₂} /MWh	0.227
Energia elettrica (rete)	t _{CO₂} /MWh	0.33
Biomassa	t _{CO₂} /MWh	0
Solare termico	t _{CO₂} /MWh	0
Fotovoltaico	t _{CO₂} /MWh	0

Le emissioni complessive associate allo scenario ante operam risultano pari a:

$$CO_{2,base} = 4509 \text{ t}_{CO_2}/\text{anno}$$

Nel sistema di teleriscaldamento analizzato, le emissioni risultano significativamente ridotte grazie all'integrazione di fonti rinnovabili, all'impiego della pompa di calore e alla conseguente riduzione del consumo di combustibili fossili. Inoltre, è stato considerato il contributo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico

ed immessa in rete, che comporta un credito di emissioni nel bilancio complessivo, riducendo ulteriormente le emissioni nette del sistema.

Nel sistema di teleriscaldamento analizzato (Scenario 1), le emissioni risultano significativamente ridotte grazie all'integrazione di fonti rinnovabili, all'impiego della pompa di calore e alla conseguente riduzione del consumo di combustibili fossili. Inoltre, è stato considerato il contributo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico ed immessa in rete, che comporta un credito di emissioni nel bilancio complessivo, riducendo ulteriormente le emissioni nette del sistema.

In particolare, le emissioni annue stimate sono pari a:

$$CO_{2,TLR} = 313 \text{ t}_{CO_2}/\text{anno}$$

La riduzione complessiva delle emissioni è quindi pari a:

$$\Delta CO_2 = CO_{2,\text{base}} - CO_{2,TLR} \approx 4196 \text{ t}_{CO_2}/\text{anno}$$

Al fine di rendere esplicito il contributo delle diverse tecnologie alla determinazione delle emissioni complessive, si riportano nelle tabelle seguenti i consumi energetici associati a ciascun vettore e le relative emissioni di CO_2 .

Tabella 6.7: Confronto delle emissioni di CO_2 tra scenario di riferimento e sistema di teleriscaldamento

Tecnologia	Energia rif. [MWh]	CO_2 rif. [t]	Energia TLR [MWh]	CO_2 TLR [t]
Collettori solari	718.6	0	5309.0	0
Pompa di calore (el.)	–	–	1255.4	414
Biomassa	–	–	4017.9	0
Caldaie a gasolio	14012.2	3741	153.7	41
Caldaie a GPL	3381.5	768	–	–
Fotovoltaico	–	–	767.6	-142
Totale		4509		313

Il confronto riportato in Tabella 6.7 evidenzia in modo diretto la differente struttura emissiva dei due sistemi.

Nello scenario di riferimento, le emissioni sono interamente dominate dai combustibili fossili, con un contributo prevalente delle caldaie a gasolio, responsabili della quota maggiore delle emissioni complessive.

Nel sistema di teleriscaldamento, la produzione termica è invece largamente coperta da fonti rinnovabili (solare termico e biomassa), con un contributo residuo alle

emissioni associato principalmente al consumo di energia elettrica per l'alimentazione della pompa di calore.

Si osserva inoltre una drastica riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili, limitati al solo funzionamento del generatore di backup, con un impatto marginale sulle emissioni complessive.

La configurazione proposta consente quindi una profonda modifica del mix energetico, con un passaggio da un sistema fossil-based a uno prevalentemente rinnovabile, alla base della significativa riduzione delle emissioni di CO₂.

Il sistema consente pertanto una riduzione delle emissioni superiore al 95%, evidenziando l'elevata efficacia della configurazione proposta in termini di decarbonizzazione del settore termico.

L'analisi delle emissioni per categoria mostra inoltre come il contributo principale alle emissioni residue sia associato al consumo di energia elettrica per l'alimentazione della pompa di calore e, in misura minore, all'utilizzo del generatore di backup a gasolio, mentre il contributo delle fonti rinnovabili risulta nullo.

6.5.1 Impatto della carbon tax

L'introduzione di meccanismi di prezzo del carbonio rappresenta uno degli strumenti principali delle politiche climatiche a livello internazionale, con l'obiettivo di internalizzare il costo ambientale delle emissioni di CO₂ e incentivare la diffusione di tecnologie a basse emissioni.

Nel contesto europeo, il sistema di riferimento è rappresentato dall'EU Emissions Trading System (EU ETS), che negli ultimi anni ha registrato un significativo incremento del prezzo della CO₂, raggiungendo valori dell'ordine di 80–100 €/t_{CO₂}.

Secondo le analisi dell'International Energy Agency (IEA), valori del prezzo del carbonio compresi tra 50 e 200 €/t_{CO₂} risultano coerenti con traiettorie di decarbonizzazione compatibili con gli obiettivi climatici internazionali [38].

Alla luce di tali considerazioni, è stata condotta un'analisi di sensibilità economica considerando tre scenari di prezzo della CO₂ pari a 50, 100, 150 e 200 €/t_{CO₂}.

Sulla base della riduzione annua di emissioni ottenuta dal sistema, pari a:

$$\Delta CO_2 \approx 4195 \text{ t}_{CO_2}/\text{anno}$$

i benefici economici annuali associati risultano pari a:

- 50 €/t_{CO₂}: 209 803 €/anno
- 100 €/t_{CO₂}: 419 607 €/anno

- 150 €/t_{CO₂}: 629 410 €/anno
- 200 €/t_{CO₂}: 839 214 €/anno

Tali valori sono stati integrati nei flussi di cassa del progetto, al fine di valutare l'impatto del carbon pricing sugli indicatori economici.

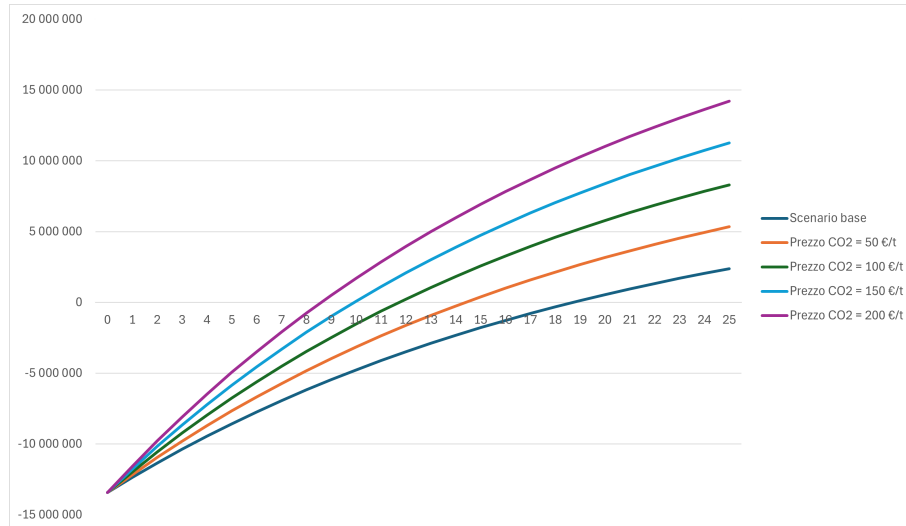


Figura 6.7: Incidenza del prezzo della CO₂ sull'andamento del NPV

Come mostrato in Figura 6.7, l'introduzione di un prezzo della CO₂ determina un incremento significativo del valore attuale netto del progetto, con un effetto crescente all'aumentare del prezzo del carbonio.

In termini di tasso interno di rendimento (IRR), si osserva un incremento progressivo al crescere del prezzo della CO₂. In particolare, il valore di IRR passa da circa 6.7% nello scenario base a 8.7%, 10.5%, 12.3% e 14.1% nei casi caratterizzati rispettivamente da un prezzo della CO₂ pari a 50, 100, 150 e 200 €/t_{CO₂}.

L'introduzione di un prezzo del carbonio si riflette inoltre in una riduzione del tempo di ritorno dell'investimento. Nel caso base, il tempo di recupero attualizzato risulta pari a circa 19 anni, mentre negli scenari con carbon pricing si osserva un anticipo progressivo del punto di pareggio economico, dovuto all'aumento dei flussi di cassa annuali.

I principali risultati dell'analisi sono sintetizzati in Tabella 6.8.

Tabella 6.8: Risultati dell'analisi di sensibilità al prezzo della CO₂

Prezzo CO₂	NPV	Payback attualizzato	IRR
[€/t _{CO₂}]	[M€]	[anni]	[%]
0	2.35	~19	6.7
50	5.34	~15	8.7
100	8.30	~12	10.5
150	11.25	~10	12.3
200	14.21	~9	14.1

Si osserva come all'aumentare del prezzo della CO₂ si registri un miglioramento significativo di tutti gli indicatori economici: l'NPV cresce, l'IRR aumenta e il tempo di ritorno attualizzato si riduce.

Nel complesso, l'analisi mostra come l'introduzione di meccanismi di carbon pricing possa contribuire in modo sostanziale al miglioramento della sostenibilità economica del sistema, riducendo il rischio dell'investimento e favorendo la competitività delle soluzioni basate su fonti rinnovabili. In particolare, mentre nello scenario base il progetto presenta una redditività moderata, l'introduzione di un prezzo della CO₂ trasforma progressivamente il sistema in un investimento economicamente più attrattivo.

Capitolo 7

Conclusioni

Il teleriscaldamento alimentato da fonti rinnovabile rappresenta una soluzione concreta ed efficace per la decarbonizzazione del settore termico in contesti montani non metanizzati.

L'analisi del caso studio di Claviere ha evidenziato come l'adozione di configurazioni ibride multi-tecnologia consenta di superare i limiti dei sistemi tradizionali basati su singole fonti energetiche. In particolare, l'integrazione di solare termico, pompe di calore e biomassa permette di massimizzare l'utilizzo delle fonti rinnovabili, garantendo al contempo affidabilità e flessibilità operativa.

I risultati mostrano come sia possibile raggiungere quote molto elevate di copertura da fonti rinnovabili, riducendo drasticamente il ricorso a combustibili fossili e ottenendo una riduzione delle emissioni di CO₂ superiore al 95%. Questo evidenzia il ruolo strategico del teleriscaldamento nella transizione energetica dei territori alpini e, più in generale, delle aree non metanizzate.

Dal punto di vista economico, il sistema risulta sostenibile nel lungo periodo, sebbene caratterizzato da elevati costi di investimento iniziali. L'analisi ha inoltre evidenziato come la redditività sia fortemente influenzata da fattori esterni, quali il prezzo dell'energia elettrica e l'introduzione di meccanismi di carbon pricing, che possono contribuire in modo significativo a migliorare la competitività del sistema.

Nel complesso, i risultati confermano come un approccio integrato e multi-tecnologia rappresenti una soluzione efficace per la progettazione di sistemi energetici sostenibili in contesti complessi, fornendo indicazioni utili per lo sviluppo di progetti analoghi in ambito montano.

Un aspetto rilevante emerso dall'analisi riguarda il ruolo delle politiche di supporto nell'abilitare la diffusione di tali sistemi. In contesti montani non metanizzati, ancora fortemente dipendenti da gasolio e GPL, l'implementazione del teleriscaldamento rinnovabile è infatti limitata principalmente dagli elevati costi infrastrutturali iniziali.

In particolare, la realizzazione della rete di distribuzione rappresenta la principale barriera economica, assorbendo una quota significativa dell'investimento complessivo e comportando tempi di ritorno attualizzati elevati. In questo contesto, il ricorso a strumenti di supporto pubblico, quali contributi in conto capitale e programmi di finanziamento dedicati, risulta fondamentale per migliorare la sostenibilità economica dei progetti.

Parallelamente, l'introduzione di meccanismi di carbon pricing può contribuire a riequilibrare la competitività rispetto ai combustibili fossili, accelerando la diffusione di sistemi energetici a basse emissioni.

In definitiva, il caso studio analizzato evidenzia come il teleriscaldamento rinnovabile possa rappresentare una soluzione chiave per la transizione energetica dei territori montani, a condizione di un adeguato supporto tecnologico, economico e istituzionale.

Limiti dello studio

I risultati ottenuti, pur coerenti e significativi, sono soggetti ad alcune limitazioni di natura metodologica e modellistica, tipiche delle analisi di fattibilità preliminare, che devono essere considerate in vista di un'eventuale fase progettuale esecutiva.

In primo luogo, la stima dei fabbisogni termici è stata effettuata in assenza di dati di consumo reali e orari, basato su dati catastali e su un campione di Attestazioni di Prestazione Energetica (APE), rappresentativo di circa il 15% delle unità immobiliari. L'estensione dei risultati all'intero patrimonio edilizio ha richiesto l'adozione di conversioni empiriche, che, sebbene statisticamente fondate, non consentono di cogliere le specificità dei singoli edifici. La determinazione della potenza di picco è stata inoltre condotta assumendo un fattore di contemporaneità unitario ($f_{cont} = 1$), ipotesi cautelativa che, se da un lato evita il rischio di sottodimensionamento, dall'altro può portare a una sovrastima della potenza richiesta, non considerando la diversificazione statistica dei carichi.

Dal punto di vista della modellazione, le simulazioni idrauliche e termiche della rete, realizzate mediante il software *nPro*, si basano su alcune assunzioni semplificate. In particolare, il calcolo delle perdite termiche è stato effettuato assumendo una temperatura del terreno costante pari a 0 °C, trascurando le dinamiche termiche transitorie del suolo. Per quanto riguarda il sistema di generazione, una criticità rilevante è associata alla pompa di calore geotermica: il raggiungimento delle temperature di mandata richieste (75 °C) implica l'adozione di una configurazione multistadio con refrigerante ammoniacale (R717). Sebbene tale soluzione garantisca elevate prestazioni, essa comporta vincoli normativi legati alla sicurezza e alla gestione del

refrigerante, che possono tradursi in costi aggiuntivi non esplicitamente considerati nel dimensionamento economico.

Infine, l'analisi economica è stata condotta assumendo condizioni stazionarie per i prezzi dei vettori energetici lungo l'intero orizzonte temporale di vita utile dell'impianto (25 anni). Tuttavia, la volatilità dei mercati energetici rappresenta un elemento di incertezza significativo, che può influenzare in modo rilevante la redditività del progetto. Inoltre, i costi di investimento delle tecnologie sono stati stimati sulla base di dati di letteratura e benchmark di mercato e potrebbero risultare sottostimati in un contesto alpino caratterizzato da possibili criticità morfologiche e logistiche.

Sviluppi futuri

Il presente studio apre la strada a diversi possibili sviluppi futuri.

Un primo ambito di approfondimento riguarda la disponibilità di dati di consumo reali e ad alta risoluzione temporale, che permetterebbero di migliorare la stima dei fabbisogni e di ottimizzare il funzionamento del sistema, in particolare in termini di strategie di dispacciamento.

Dal punto di vista tecnologico, risulta di interesse l'analisi di configurazioni a temperature di esercizio più basse, in linea con i principi del teleriscaldamento di quarta generazione, che consentirebbero di aumentare l'efficienza delle pompe di calore e di ampliare le soluzioni tecnologiche disponibili.

Ulteriori sviluppi potrebbero riguardare l'integrazione di sistemi di accumulo termico stagionale, in grado di valorizzare maggiormente la produzione solare estiva, e l'analisi di soluzioni avanzate per la gestione integrata tra produzione termica ed elettrica.

Infine, un'estensione del lavoro potrebbe includere un'analisi ambientale di tipo LCA e una valutazione più approfondita degli impatti economici e sociali a livello territoriale, al fine di fornire un quadro ancora più completo della sostenibilità del sistema.

Bibliografia

- [1] Henrik Lund et al. 4th generation district heating (4gdh): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 68:1–11, 2014. doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.
- [2] AIRU. Il teleriscaldamento in italia. Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, 2023. URL <https://www.airu.it>.
- [3] Gestore dei Servizi Energetici. Teleriscaldamento e teleraffrescamento in italia – anno 2020, 2022.
- [4] Eurostat. Energy consumption in households by end-use (space heating, water heating, appliances). Statistics Explained, European Commission, 2025. URL https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households.
- [5] Eurostat. Energy use in eu households down second year in a row. Eurostat News Release, 2025. URL <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat>.
- [6] Sven Werner. International review of district heating and cooling. *Energy*, 137: 617–631, 2017. doi: 10.1016/j.energy.2017.04.045.
- [7] Henrik Lund et al. The status of 4th generation district heating. *Energy*, 164: 147–159, 2018. doi: 10.1016/j.energy.2018.08.206.
- [8] AIRU. Il riscaldamento urbano in italia – annuario 2024. Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, 2024. URL <https://www.airu.it>.
- [9] Rinnovabili.it. Teleriscaldamento in italia: diffusione, reti e contributo al fabbisogno di calore, 2025. URL <https://www.rinnovabili.it/energia/infrastrutture/teleriscaldamento-europeo-capacita-reti-fonti/>. Accessed: 2026-01-31.

- [10] Eurostat. Territorial typologies: classification of rural and mountain areas. Statistics Explained, European Commission, 2024. URL https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Territorial_typologies.
- [11] Decreto del presidente della repubblica 26 agosto 1993, n. 412. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 1993. Classificazione climatica dei comuni italiani.
- [12] European Commission, Joint Research Centre. Photovoltaic geographical information system (pvgis), 2024. URL https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [13] SNAM. Rete di trasporto del gas naturale in italia, 2024. URL <https://www.snam.it>.
- [14] ARERA. Relazione annuale sullo stato dei servizi energetici, 2023. URL <https://www.arera.it>.
- [15] Eurostat. Energy consumption in households by fuel type and end-use, 2024. URL <https://ec.europa.eu/eurostat>.
- [16] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 2023. Sezione: prezzi dei combustibili per usi civili.
- [17] European Parliament and Council. Directive (eu) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources, 2018.
- [18] European Parliament and Council. Directive (eu) 2018/2002 on energy efficiency, 2018.
- [19] Presidenza del Consiglio dei Ministri. Piano nazionale di ripresa e resilienza – missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica, 2021. URL <https://www.italiadomani.gov.it>.
- [20] Regione Piemonte. Promozione della diffusione del teleriscaldamento efficiente, 2024. URL <https://bandi.regione.piemonte.it/contributi-finanziamenti/promozione-diffusione-teleriscaldamento-efficiente>.
- [21] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Renewable energy source incentive schemes (fer) for electricity generation, 2019.

- [22] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Regole applicative del conto termico 3.0, 2025.
- [23] Sportello Unico Digitale per l'Edilizia. Geoportale catastale del comune di claviere, 2024. URL <https://geoportale.sportellounicodigitale.it/GisMaster/Default.aspx?IdCliente=001087&IdSer=1>.
- [24] Agenzia delle Entrate. Categorie catastali e destinazioni d'uso degli immobili, 2023. Catasto Fabbricati, Italia.
- [25] Regione Piemonte. Catasto degli attestati di prestazione energetica, 2024. URL <https://energia-energiapt.piemontetu.it>.
- [26] UNI/TS 11300-2: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e la produzione di acqua calda sanitaria, 2019.
- [27] nPro Energy. npro – planning software for district heating systems, 2024. URL <https://www.npro.energy/>. Accessed: 2026.
- [28] EMD International A/S. Energypro - advanced energy system analysis software. <https://www.emd-international.com/software/energypro>, 2026. Accessed: 2026.
- [29] GREENoneTEC. Gk3003 series large-size collector – technical data sheet, 2024. URL https://www.greenonetec.com/wp-content/uploads/2023/04/3003_en_PDB_2024.pdf. Accessed: 2026-03-21.
- [30] Regione Piemonte. Prezzario regionale delle opere pubbliche 2025, 2025. URL <https://www.servizi.piemonte.it/rsr/servizi-sp/dwd/OperePubbliche/prezzario/2025/pdf/sez12.pdf>.
- [31] Solar District Heating. Solar district heating guidelines and cost data, 2017.
- [32] Danish Energy Agency. Technology data for energy storage, 2018. URL <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-energy-storage>. Accessed: 2026-03-22.
- [33] International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs, 2022.
- [34] Technology data catalogue for electricity and district heating, 2019.
- [35] RSE S.p.A. Costo di generazione dell'energia elettrica da biomassa solida, 2024.

- [36] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Prezzi medi dei combustibili energetici, 2024. Dati medi di mercato per combustibili da riscaldamento.
- [37] IPCC. *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy*. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006.
- [38] International Energy Agency. World energy outlook 2023, 2023.