

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale
Ingegneria Energetica e nucleare
A.A. 2023/2024
Sessione di ottobre 2024



Progettazione preliminare di una pompa di calore geotermica a servizio di una rete di teleriscaldamento: processi autorizzativi e sfide tecniche

Relatore accademico:

Prof. Davide Papurello

Relatore aziendale:

Ing. Alessandro Bertonasco

Candidato:

Valerio Passeri

Indice

Abstract	4
Capitolo 1 – Introduzione	5
1.1 - Politiche energetiche europee e nazionali	5
1.2 – Direttiva sulle prestazioni energetiche degli edifici	6
1.3 – Introduzione alle pompe di calore	6
1.3.1 – Prestazioni di una pompa di calore	8
1.4 – Introduzione alle reti di teleriscaldamento	9
Capitolo 2 – Potenziale geotermico	11
2.1 – Energia geotermica	11
2.2 – Studio del potenziale geotermico	12
2.2.1 – Studio del potenziale geotermico superficiale	15
2.3 – Pompe di calore geotermiche	16
2.3.1 – Pompe di calore geotermiche a circuito chiuso	16
2.3.2 – Pompe di calore geotermiche a circuito aperto	17
2.4 – <i>Teleriscaldamento geotermico</i>	19
Capitolo 3 – Focus sugli impianti a pompa di calore geotermica open loop	21
3.1 – Aspetti autorizzativi e stato dell’arte della normativa	21
3.1.1. - Normativa europea	21
3.1.2. - Normativa nazionale	21
3.1.3. - Normativa regionale del Piemonte	22
3.1.4. - Autorizzazioni e concessioni	23
3.2 – Sfide tecniche	23
Capitolo 4 – Presentazione del progetto Edison Next Teleriscaldamento	25
4.1 – Presentazione generale e censimento	25
4.2 – Focus sul lotto 1	26
4.2.1 – Inquadramento generale	27
4.2.2 – Identificazione sito idoneo per la realizzazione della Centrale di generazione	27
4.2.3 – Descrizione del ciclo produttivo	28
4.3 – <i>Opportunità di inserimento di una pompa di calore geotermica open-loop</i>	29
4.4 - <i>Studio idrogeologico</i>	30
4.4.1 – <i>Stratigrafie pozzi</i>	30
Capitolo 5 – Progettazione preliminare della pompa di calore geotermica e iter autorizzativo	35
5.1 - <i>Analisi del potenziale geotermico</i>	35
5.2 – <i>Normativa di riferimento per la derivazione di acqua tramite pozzo</i>	35
5.3 – <i>Simulazione dell’emungimento di acqua dalla falda acquifera</i>	38
5.3.1 – <i>Descrizione dei software utilizzati: Qgis e ModelMuse</i>	38
5.3.2 – <i>Dati di input</i>	39

5.3.3 – Definizione dell’area	47
5.3.4 – Trasformazione del modello su ModelMuse	48
5.3.5 – Setting delle condizioni al contorno	49
5.3.6 – Definizione dei pozzi di presa	50
5.3.7 – Setting dei pozzi di presa su ModelMuse e tempi di simulazione	50
5.4 – Normativa di riferimento per lo scarico di acqua in corpo idrico superficiale	51
5.5 – Completamento dell’iter autorizzativo	51
5.6 – Analisi dei componenti del ciclo produttivo	52
5.6.1 - Cogeneratore a gas	52
5.6.2 - Serbatoio di accumulo termico	52
5.6.3 - Caldaia a biomassa	53
5.7 – Scelta della macchina	55
5.7.1 – Principali modelli presenti sul mercato	55
5.7.2 – Individuazione della pompa di calore geotermica	56
5.8 – Simulazioni di funzionamento dell’impianto	58
5.8.1 – Dati di partenza	58
5.8.2 – Impostazione delle logiche di funzionamento	63
Capitolo 6 – Risultati delle simulazioni	65
6.1 – Impatto della pompa di calore sul bilancio idrico locale	65
6.2 – Risultati delle simulazioni di funzionamento in condizioni operative	69
Capitolo 7 – Conclusioni	72
7.1 – Discussione dei risultati	72
Bibliografia e sitografia	74
Ringraziamenti	76

Abstract

L'obiettivo della presente tesi è la progettazione preliminare di una pompa di calore geotermica a circuito aperto, destinata a piccole utilizzazioni locali. In particolare, la pompa di calore geotermica è da integrare all'interno di una centrale di generazione del calore, a servizio di una rete di teleriscaldamento per il quartiere di Sant'Agabio, nel comune di Novara. Lo studio è stato sviluppato a partire da una revisione della normativa vigente in materia di geotermia, distinguendo vari livelli, ovvero dapprima quello europeo, poi nazionale, regionale e comunale. È stato condotto uno studio idrogeologico, a cura di un geologo, per valutare le caratteristiche del sottosuolo e preparare un corretto studio di fattibilità. È stato quindi simulato l'emungimento di acqua di falda, valutando l'entità del cono di depressione prodotto a seguito della captazione della portata di progetto. Successivamente sono state condotte delle analisi di funzionamento, sia relativamente alla singola pompa di calore geotermica, sia relativamente al suo inserimento all'interno della centrale di generazione. Infine, è stato simulato il funzionamento della pompa di calore in condizioni operative, valutando l'apporto energetico che questa fornisce se accoppiata con un cogeneratore ad alto rendimento ed una caldaia a biomassa, con la presenza di un serbatoio di accumulo termico, nonché di caldaie a gas di backup.

Capitolo 1 – Introduzione

1.1 - Politiche energetiche europee e nazionali

La direttiva sulle energie rinnovabili costituisce il quadro giuridico per lo sviluppo di energia pulita in tutti i settori dell'economia dell'UE, sostenendo la cooperazione tra i paesi verso questo obiettivo.

Di seguito si riporta la cronologia delle direttive europee in tema di energie rinnovabili:

- *Novembre 2016* - Clean energy for all european packages: insieme di misure legislative che impone a ciascun Paese dell'UE di elaborare piani nazionali integrati decennali per l'energia e il clima (PNIEC) per il periodo 2021-2030. (1)
- *Dicembre 2019* - European Green Deal: piano strategico lanciato dalla commissione europea che ha fra i suoi obiettivi principali la neutralità climatica entro il 2050, il sostentamento delle imprese nella produzione di tecnologie sostenibili e lo sviluppo di una transizione inclusiva e giusta (2).
- *Maggio 2020* - Next Generation EU: piano di rilancio economico per sostenere la ripresa post-COVID dell'UE con il 30% delle risorse finanziarie dedicate alla transizione sostenibile (3).
- *Luglio 2021* - Fit For 55: pacchetto di proposte legislative che ambisce a mettere l'UE sulla strada della neutralità climatica entro il 2050. Fra le principali componenti del pacchetto si trovano la revisione del sistema di scambio di quote di emissione (ETS), il meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM) e l'introduzione del Social Climate Fund. (4)

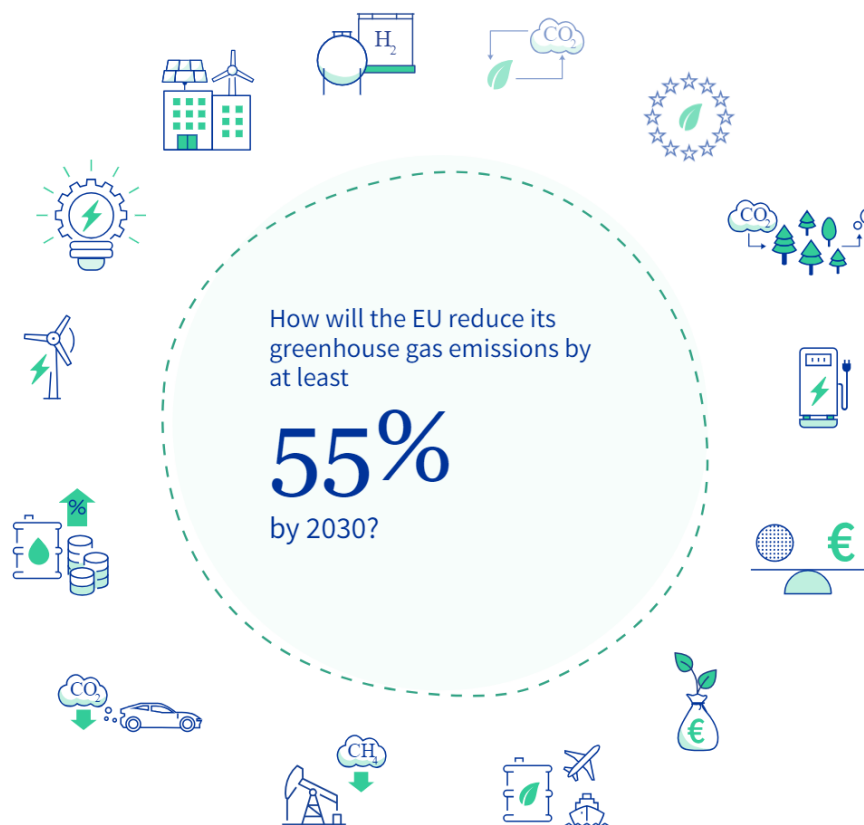


Figura 1: Infografica relativa alle azioni del pacchetto Fit for 55

- *Maggio 2022* - REPowerEU Plan: iniziativa europea lanciata per affrontare la crisi energetica e la dipendenza dalle importazioni di gas russo, accelerando in tal modo la transizione verso fonti di energia pulita (5).
- *Febbraio 2023* - Green Deal Industrial Plan: si inserisce nel più ampio contesto del Green Deal europeo e del piano REPowerEU, complementando queste iniziative con focus specifico sull'industria,

rendendola più verde, competitiva e resiliente. Esso è composto dalle iniziative Net-Zero Industry Act (NZIA), Critical Raw Materials Act e Reform of Electricity Market Design (6).

- *Ottobre 2023* - Approvazione ufficiale della direttiva RED III: fornisce nuovi strumenti di mappatura delle aree idonee alla costruzione di impianti FER (7).
- *Fine 2023* - Apertura dei negoziati con il Parlamento Europeo per la riforma del mercato elettrico: con l'obiettivo di accelerare la crescita e gli investimenti in FER tramite i Power Purchasing Agreements (PPA) e i contratti bilaterali per differenza (CFD).

A livello nazionale, l'Italia, in linea con le diverse misure adottate dall'Unione Europea, ha adottato le seguenti principali iniziative:

- Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)
- Superbonus 110%
- Conto Termico

1.2 – Direttiva sulle prestazioni energetiche degli edifici

L'85% degli edifici dell'UE è stato costruito prima del 2000 e tra questi, il 75% ha una scarsa prestazione energetica. Agire sull'efficienza energetica degli edifici è quindi fondamentale per risparmiare energia, ridurre i costi per cittadini e piccole imprese e raggiungere un parco edilizio a zero emissioni e completamente decarbonizzato entro il 2050. Questi dati provengono dai bilanci energetici di Eurostat e dall'inventario dei gas serra dell'EEA, 2023 (8):

- circa il 40% dell'energia consumata nell'UE viene utilizzata negli edifici
- oltre 1/3 delle emissioni di gas serra legate all'energia dell'UE provengono dagli edifici
- circa l'80% dell'energia utilizzata nelle case dell'UE è destinata al riscaldamento, al raffreddamento e alla produzione di acqua calda

Per migliorare la prestazione energetica degli edifici, l'UE ha istituito un quadro legislativo che include la direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia EPBD (UE/2024/1275) e la direttiva sull'efficienza energetica (UE/2023/1791). Insieme, le direttive promuovono politiche che aiutano a:

- raggiungere un parco immobiliare altamente efficiente dal punto di vista energetico e decarbonizzato entro il 2050
- creare un contesto stabile per le decisioni di investimento
- consentire ai consumatori e alle aziende di fare scelte più consapevoli per risparmiare energia e denaro
- migliorare la qualità dell'aria, la digitalizzazione dei sistemi energetici per gli edifici e implementare infrastrutture per una mobilità sostenibile.

La direttiva sulle prestazioni energetiche degli edifici funziona di pari passo con altre politiche europee del Green Deal, come il sistema di scambio delle emissioni per i combustibili utilizzati negli edifici e il regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi.

1.3 – Introduzione alle pompe di calore

Nella transizione verso un'energia più pulita le pompe di calore svolgono un ruolo fondamentale. Sempre maggiormente sono riconosciute come una tecnologia critica per la decarbonizzazione del calore, ricevendo un crescente supporto politico in diversi paesi negli ultimi anni. Uno studio dell'IEA (International Energy Agency) organizzazione internazionale intergovernativa che si occupa di facilitare il coordinamento delle politiche energetiche dei paesi membri, stima che le pompe di calore a livello globale abbiano il potenziale per ridurre le emissioni globali di anidride carbonica (CO₂) di almeno 500 milioni di tonnellate nel 2030, pari alle emissioni annuali di CO₂ di tutte le auto in Europa oggi (9).

Tuttavia, le pompe di calore soddisfano allo stato attuale solo circa il 10% del fabbisogno globale di riscaldamento degli edifici. Per essere in linea con lo scenario Net Zero Emissions by 2050 (NZE), lo stock

globale di pompe di calore dovrebbe quasi triplicare entro il 2030, per coprire almeno il 20% del fabbisogno globale di riscaldamento (9).

Le pompe di calore sono macchine che trasferiscono calore da una sorgente a bassa temperatura a una sorgente ad alta temperatura, sfruttando le trasformazioni termodinamiche del fluido refrigerante che vi scorre all'interno. La loro principale funzione consiste nel riscaldamento o nel raffreddamento degli edifici e in alcuni casi prevedono anche il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria. Poiché la maggior parte del calore viene trasferita anziché generata, le pompe di calore sono molto più efficienti delle tecnologie di riscaldamento convenzionali, come le caldaie a gas, e possono essere anche più economiche da gestire.

In base al tipo di sorgente da cui il calore viene prelevato o trasferito, le pompe di calore si distinguono in diverse tipologie:

- Aria-Aria
- Aria-Acqua
- Acqua-Acqua
- Terra-Acqua

Le pompe di calore sono costituite principalmente da quattro componenti in cui avvengono le quattro trasformazioni termodinamiche che caratterizzano il processo di trasferimento dell'energia:

- Compressore: comprime il fluido refrigerante, aumentandone la temperatura e la pressione
- Condensatore: il fluido refrigerante rilascia calore all'ambiente esterno (nel caso del raffreddamento) o all'ambiente interno (nel caso del riscaldamento)
- Valvola di espansione: riduce la pressione del fluido refrigerante, abbassandone la temperatura
- Evaporatore: il fluido refrigerante assorbe calore dall'ambiente esterno (nel caso del riscaldamento) o dall'ambiente interno (nel caso del raffreddamento).

Di seguito si riporta uno schema funzionale di pompa di calore con relativo ciclo termodinamico sul piano (logP,h):

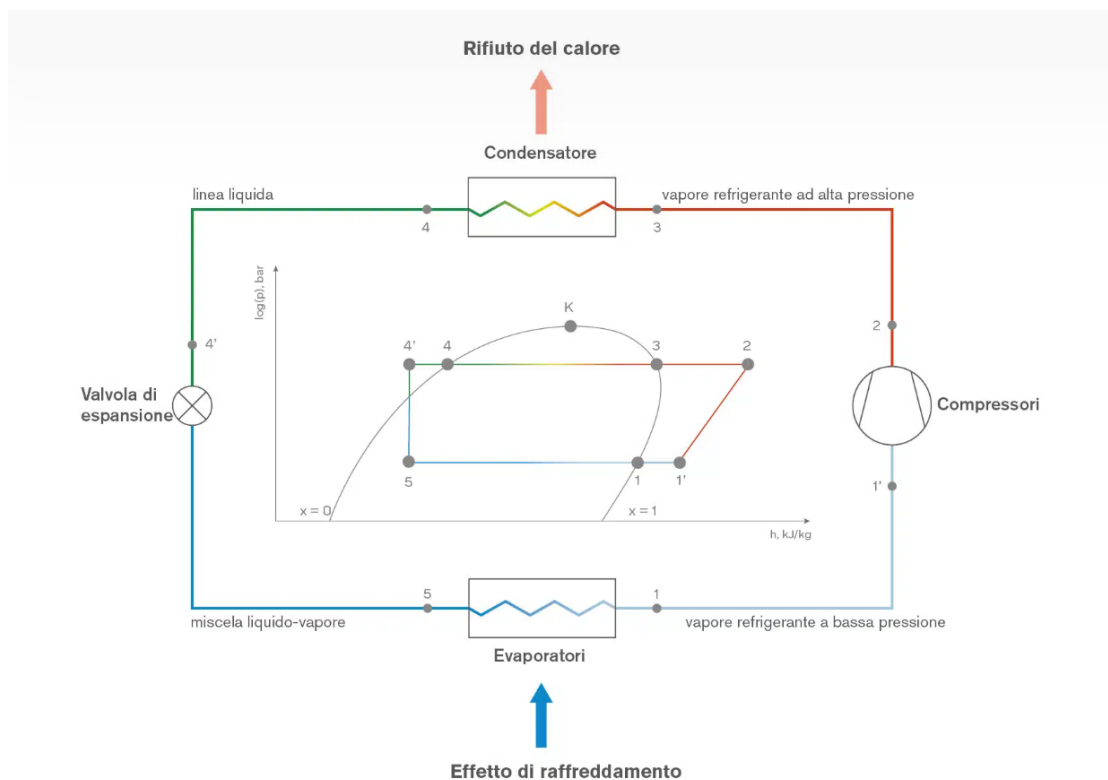


Figura 2: Ciclo termodinamico del fluido refrigerante in una pompa di calore e schema funzionale (10)

1.3.1 – Prestazioni di una pompa di calore

Se si dispone di due sorgenti a differenti temperature, si può estrarre lavoro meccanico: l'effetto netto è un flusso di calore dalla sorgente a temperatura più alta alla sorgente a temperatura più bassa. Carnot studiò la teoria della macchina termica ideale e dimostrò che il lavoro fornito era determinato dalla differenza di temperatura fra le due sorgenti. Kelvin poi dimostrò che l'efficienza massima riferita al ciclo ideale di Carnot è definito come il rapporto fra il lavoro assorbito dalla fase di compressione e il calore ricevuto dalla sorgente ad alta temperatura. Dunque, l'efficienza massima di una macchina termica corrisponde a:

$$E_{max} = \frac{W}{H_{in}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1}$$

Dove:

- W : Lavoro meccanico ottenuto (J)
- H_{in} : Flusso di calore entrante (J)
- T_1 e T_2 : Temperature delle due sorgenti (°C)

La pompa di calore ideale è l'opposto di una macchina termica: il suo obiettivo è quello di trasferire calore da una sorgente più fredda ad una più calda spendendo una determinata quantità di lavoro. Pertanto, l'efficienza massima di una pompa di calore, detta anche Coefficient of Performance (COP_H) è data da:

$$COP_H = \frac{H_{in}}{W} = \frac{T_1}{T_1 - T_2}$$

Dove:

- COP_H : coefficiente di performance riferito al calore fornito allo spazio da riscaldare (-)

Dalla formula sopra riportata si intuisce che:

- esiste un massimo teorico per il COP, che dipende da T_1 e T_2
- l'efficienza della pompa di calore diminuisce all'aumentare della temperatura di mandata e al diminuire della temperatura della sorgente
- una pompa di calore non ha COP fisso, ma dipende dalle condizioni di funzionamento e dalle temperature

Come regola generale, per riassumere, maggiore è il differenziale di temperatura fra le sorgenti, meno efficiente sarà la pompa di calore.

Il COP_H reale è minore rispetto al COP_H massimo (formula) per una serie di ragioni:

- la temperatura di evaporazione è solitamente inferiore alla temperatura ambiente per garantire il trasferimento rapido di calore dall'ambiente al refrigerante. Allo stesso modo la temperatura di condensazione è superiore alla temperatura dell'ambiente da riscaldare.
- la compressione non è isoentropica o adiabatica.
- sono presenti perdite di carico negli scambiatori di calore (evaporatore e condensatore).

Ogni modello di pompa di calore presenta prestazioni diverse. Le schede tecniche solitamente riportano una serie di curve relative alla potenza termica e al COP_H parametrizzati in funzione della temperatura della sorgente, della temperatura di erogazione del riscaldamento e delle portate del fluido attraverso l'evaporatore e il condensatore.

Il COP_H rimane comunque un valore istantaneo, che dipende dalle condizioni di temperatura al momento della misurazione. Per valutare l'efficienza di un sistema, può essere più appropriato prendere in considerazione un COP_H medio di un periodo: nel caso di macchine destinate alla climatizzazione, si fa riferimento al COP medio all'intera stagione di riscaldamento, spesso indicato come fattore di prestazione stagionale della pompa di calore (SPFH).

In tale fattore sono compresi anche tutti gli ausiliari necessari all'ottenimento dell'effetto: se ad esempio si utilizza una pompa elettrica per pompare l'acqua da un pozzo in superficie, che consuma una quota di energia in alimentazione elettrica E_{pump} , volendo valutare l'efficienza dell'intero sistema di pompe di calore, occorrerà prendere in considerazione anche il relativo consumo di energia.

Il fattore di prestazione stagionale della pompa di calore, quindi, tiene conto del calore totale fornito nel corso di una stagione di riscaldamento, l'energia elettrica consumata dal compressore della pompa di calore nello stesso periodo (E) e l'energia elettrica utilizzata dall'impianto ausiliario di pompaggio (E_{pump}).

1.4 – Introduzione alle reti di teleriscaldamento

Per teleriscaldamento si intende il trasporto a distanza di calore ad uso riscaldamento e acqua calda sanitaria. Si tratta di un sistema di distribuzione del calore centralizzato, che fornisce un vettore termico – tipicamente acqua calda o acqua surriscaldata - tramite una rete di tubazioni coibentate. Il calore viene prodotto in una centrale di generazione in cui possono essere presenti varie tecnologie e fonti di energia, fra cui:

- combustibili fossili (gas naturale, olio combustibile)
- fonti rinnovabili (biomassa, geotermia, solare termico)
- valorizzazione energetica di RSU e FORSU
- recupero di calore da processi industriali
- cogenerazione

Una volta che il calore è stato prodotto in centrale termica e trasferito al fluido termovettore, viene pompato attraverso una rete di doppia tubazione coibentata alle varie utenze allacciate. All'interno delle utenze, ovvero dei singoli edifici, avviene lo scambio di calore dal fluido termovettore ai sistemi di riscaldamento dell'edificio attraverso scambiatori di calore e relativi dispositivi ausiliari (contatori di calore, valvole, bypass, valvole di regolazione), il cui insieme costituisce la sottostazione del teleriscaldamento. Il fluido termovettore, dopo aver ceduto calore all'utenza, ritorna in centrale termica per essere scaldato nuovamente.

Il teleriscaldamento offre un grande potenziale per un'integrazione su larga scala efficiente, conveniente e flessibile di fonti energetiche a basse emissioni nel mix energetico per il riscaldamento. Tuttavia, il suo potenziale di decarbonizzazione è ancora ampiamente inutilizzato, poiché i combustibili fossili dominano ancora le forniture di reti distrettuali a livello globale (circa il 90% della produzione totale di calore), soprattutto nei due mercati più grandi di Cina e Russia (11).

Nella figura seguente si riporta una rappresentazione generica di una rete di teleriscaldamento, costituito principalmente da tre parti:

- sistema di generazione
- sistema di distribuzione
- sottostazioni e utenze



Figura 3: Rappresentazione concettuale di una rete di teleriscaldamento

Fra i principali vantaggi che le reti di teleriscaldamento presentano, si evidenziano:

- efficienza energetica nella produzione: la generazione centralizzata consente rendimenti più elevati ad impianti locali più piccoli.
- riduzione delle emissioni: l'implementazione di sistemi di abbattimento delle emissioni risulta più semplice ed efficace.
- convenienza economica: avere un sistema di generazione centralizzato riduce notevolmente i costi di manutenzione complessivi.
- flessibilità: le centrali termiche possono integrare diverse fonti di energia (soprattutto rinnovabile), adattandosi più rapidamente a nuovi combustibili e nuove tecnologie.

I sistemi di teleriscaldamento presentano ovviamente anche alcuni svantaggi:

- La distribuzione interrata a lunga distanza dell'energia termica calore, anche operata con sistemi efficacemente coibentati, comporta perdite di calore, tanto più elevate quanto elevato è il differenziale tra la temperatura della rete e il terreno
- le reti di teleriscaldamento presentano dei costi elevati, in particolare relativamente alla costruzione dell'infrastruttura necessaria alla distribuzione del calore.
- la progettazione e la costruzione di una rete di teleriscaldamento prevede adempimenti autorizzativi importati, con enti e amministrazioni locali, dunque la necessità di una pianificazione urbana accurata, che richiede l'interlocazione con diversi attori, tra cui i Comuni, i costruttori, i cittadini e i fornitori di energia.
- la centralizzazione della produzione di calore può infatti diventare un aspetto negativo nel momento in cui la centrale presenta dei problemi di qualsiasi genere. In tal caso, problemi con la generazione di calore o eventuali periodi di stop per manutenzione, influenzerebbero tutte le utenze allacciate alla rete. Per questo motivo, in genere, nelle centrali termiche sono sempre previste delle tecnologie di generazione di backup.

A livello nazionale già con il Decreto legislativo n. 28/2011 è stato riconosciuto al teleriscaldamento un ruolo determinante nell'efficientamento energetico e nella tutela della qualità dell'aria delle aree urbane. Nell'ambito più ampio della più recente normativa europea, il Clean Energy Package del 30/11/16 annovera tra i punti di azione «la riqualificazione degli edifici per renderli efficienti sotto il profilo energetico e il pieno utilizzo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento sostenibile, per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e ridurre i costi dell'energia per le famiglie e le imprese» (1).

A livello regionale, in Piemonte con la Deliberazione del Consiglio Regionale n. 200 - 5472 del 15/03/22 è stato approvato il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR). Il PEAR assolve all'obiettivo fondamentale di orientare le politiche regionali a quelle del pacchetto Clima Energia e del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC). Il PEAR è indirizzato a raggiungere gli obiettivi discendenti dal Clean Energy Package, tra i quali è annoverato quello di «promuovere la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento efficiente nelle aree urbane, anche valorizzando il calore prodotto in cogenerazione da impianti alimentati a biomasse e rifiuti già esistenti» (12).

Capitolo 2 – Potenziale geotermico

2.1 – Energia geotermica

L'energia geotermica è una forma di energia che ha origine dal calore immagazzinato all'interno della crosta e del mantello terrestre e la sua presenza in una particolare area dipende da fattori geologici, compresi i meccanismi coinvolti nel trasporto del calore.

Il trasferimento di calore avviene nelle rocce e nel magma attraverso due meccanismi principali: conduzione e convezione.

La convezione è il trasporto di calore che avviene attraverso il movimento di un fluido. Questo meccanismo di trasporto di calore si distingue in:

- convezione libera: il trasferimento di calore convettivo può verificarsi da un corpo caldo a un fluido inizialmente statico, senza forze imposte dall'esterno.
- convezione forzata: il trasferimento di calore convettivo può verificarsi grazie al pompaggio di un corpo caldo: il calore scorre a causa di una forza imposta esternamente al fluido termovettore.

Nel meccanismo di conduzione invece il calore tende a passare da un corpo a temperatura maggiore ad un corpo a temperatura minore, secondo la legge di Fourier.

Si ritiene che il trasferimento di calore al di sotto della litosfera, la quale è la parte solida più esterna della Terra che comprende la crosta terrestre e la porzione più superficiale del mantello superiore, avvenga principalmente per convezione e nella litosfera per conduzione. Le fonti di calore sono principalmente i processi di decadimento di isotopi radioattivi di alcuni elementi come il potassio, il torio e l'uranio.

Quando si parla dello studio della presenza, del movimento e dello sfruttamento del calore a bassa entalpia nella geosfera, che comprende la litosfera e l'idrosfera, relativamente superficiale si fa riferimento alla termogeologia. Quest'ultima implica lo studio del cosiddetto calore proveniente dal suolo e si occupa principalmente di due parametri che descrivono la capacità di un corpo roccioso di immagazzinare e condurre il calore:

- Conducibilità termica: capacità del materiale di trasferire calore per conduzione, come descritto dalla legge di Fourier.
- Capacità termica volumetrica: calore ceduto da un'unità di volume di roccia come il risultato di una diminuzione della temperatura di 1 Kelvin.

In una forma semplicistica, il tasso di calore estraibile dalla Terra può essere calcolato mediante la legge di Fourier:

$$Q = -\lambda \frac{\Delta T}{\Delta z}$$

- Dove:
 - Q : flusso di calore superficiale [W/m^2]
 - λ : conducibilità termica del materiale [$W/^\circ C \cdot m$]
 - $\frac{\Delta T}{\Delta z}$: gradiente di temperatura (geotermico) [$^\circ C/m$]

La temperatura di un volume di roccia è funzione del flusso di calore e della conducibilità termica delle rocce e/o dei fluidi, e la variazione di temperatura in funzione della profondità è detta gradiente geotermico.

La distribuzione della temperatura (gradiente geotermico) può variare a livello regionale e nel corso del tempo geologico. I gradienti geotermici tipici nella Crosta sono solitamente compresi fra 25-30 $^\circ C/km$. In molte aree del mondo questo gradiente è più elevato e la temperatura aumenta a un ritmo più rapido con la profondità del

suolo. Con un gradiente di temperatura compreso tra 50 e 100 °C/km le risorse geotermiche, ovvero i fluidi geotermici presenti all'interno della litosfera, sono più facilmente accessibili.

Il gradiente geotermico dipende dalla conducibilità termica del materiale: nelle rocce con bassa conducibilità termica, come pietre di fango e scisti, i gradienti saranno elevati, mentre nelle rocce altamente conduttive i gradienti geotermici saranno più bassi, come nelle salgemme e anidriti.

In tabella 1 si riportano i valori di conducibilità termica e capacità termica volumetrica delle principali rocce e minerali (13).

	Conducibilità termica (W m ⁻¹ K ⁻¹)	Capacità termica volumetrica (MJm ⁻³ K ⁻¹)
Rocce		
Carbone	0,3	1,8
Calcere	1,5 – 3	1,9 – 2,4
Basalto	1,3 – 2,3	2,4 – 2,6
Diorite	1,7 – 3	2,9 – 3,3
Arenaria	2 – 6,5	2,0 – 2,1
Arcose	2,3 – 3,7	2
Granito	3 – 4	1,6 – 3,1
Quarzite	5,5 – 7,5	1,9 – 2,7
Minerali		
Plagioclasio	1,5 – 2,3	1,6 – 2,2
Olivine	3,1 – 5,1	2,0 – 3,6
Quarzo	7,7 – 7,8	1,9 – 2,0
Calcite	3,4 – 3,6	2,2
Pirite	19,2 – 23,2	2,58
Galena	2,3 – 2,8	1,59
Altri		
Aria	0,024	1,29*10 ⁻³
Vetro	0,8 – 1,3	1,6 – 1,9
Cemento	0,8 – 1,7	1,8
Ghiaccio	1,7 - 2	1,9
Acqua	0,6	4,18
Rame	390	3,5
Freon	0,073	1,3

Tabella 1: Valori di conducibilità termica e capacità termica volumetrica delle principali rocce e minerali

Nelle aree urbane, dove 1/3 della domanda energetica è destinata al riscaldamento e al raffreddamento degli edifici, i sistemi Ground Water Heat Pump (GWHP) sono in aumento, guidati anche da 2 dei 7 progetti NGEU Flagship (energia e ristrutturazione) su cui ha scommesso il governo italiano.

2.2 – Studio del potenziale geotermico

Per valutare il potenziale geotermico di una specifica zona geografica, il primo passo è l'analisi qualitativa, cercando di identificare l'entità di due parametri principali: il gradiente geotermico e il flusso di calore.

Esistono diversi database e risorse che possono essere consultati per ottenere queste informazioni, come ad esempio:

- Geothopica – Banca dati nazionale
- ISPRA – Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale
- Geothermal Atlas of Europe

A scopo di esempio metodologico si valuta il potenziale geotermico dell'area geografica di interesse del seguente elaborato, che fa riferimento al territorio della provincia di Novara. Consultando la banca dati

nazionale Geothopica è possibile valutare il flusso di calore superficiale scegliendo nel database di dati disponibili.

In particolare, è possibile risalire ad una mappa del flusso di calore superficiale risalente al 1986 e tratta dall'Inventario delle Risorse Geotermiche Italiane (42). In figura 4 viene mostrata la zona investigata e la legenda con i valori di flusso di calore.

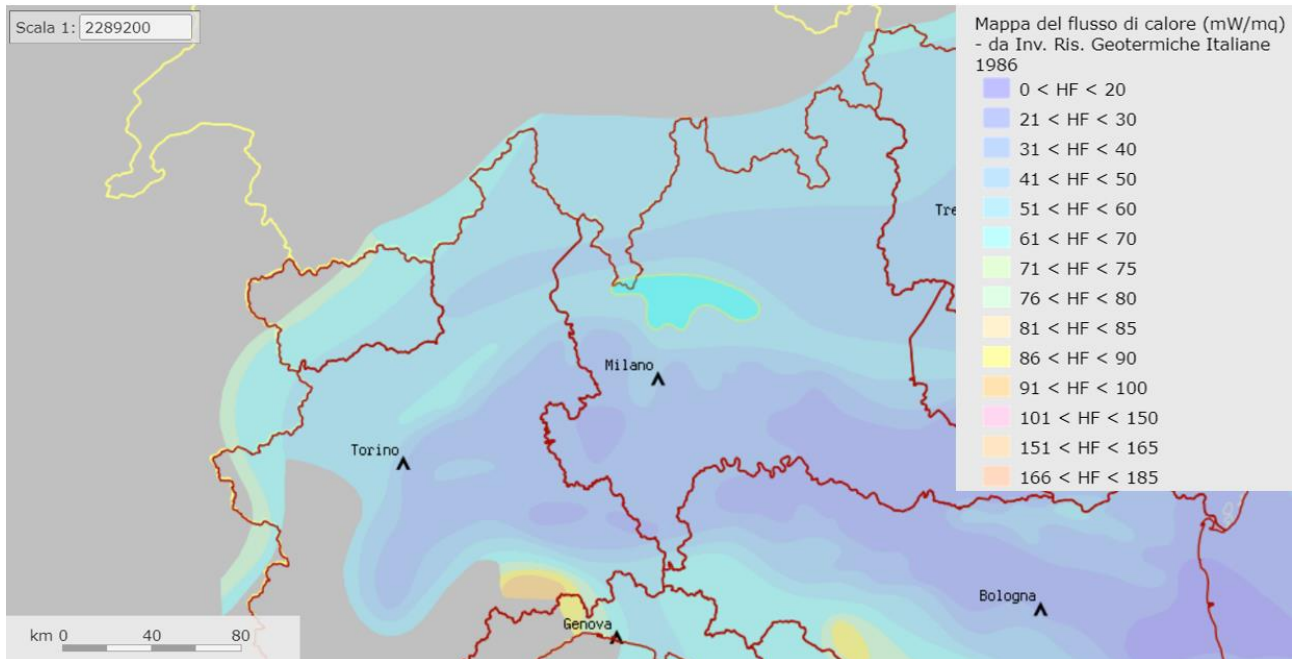


Figura 4: Mappa del flusso di calore superficiale nelle zone del Piemonte e Lombardia (42)

Inoltre, è possibile valutare il gradiente geotermico della zona in esame. Scegliendo sul catalogo di oggetti della banca dati, le isoterme a 1000, 2000 e 3000 metri di profondità, è possibile conoscere le temperature del sottosuolo relative alle profondità citate, e calcolare facilmente il gradiente.

Nelle figure 5a, 5b e 5c sono mostrate le isoterme relative ad una grande porzione di territorio del nord Italia, comprendente anche l'area di Novara. In particolare, sono mostrate le isoterme a 1000, 2000 e 3000 metri di profondità.

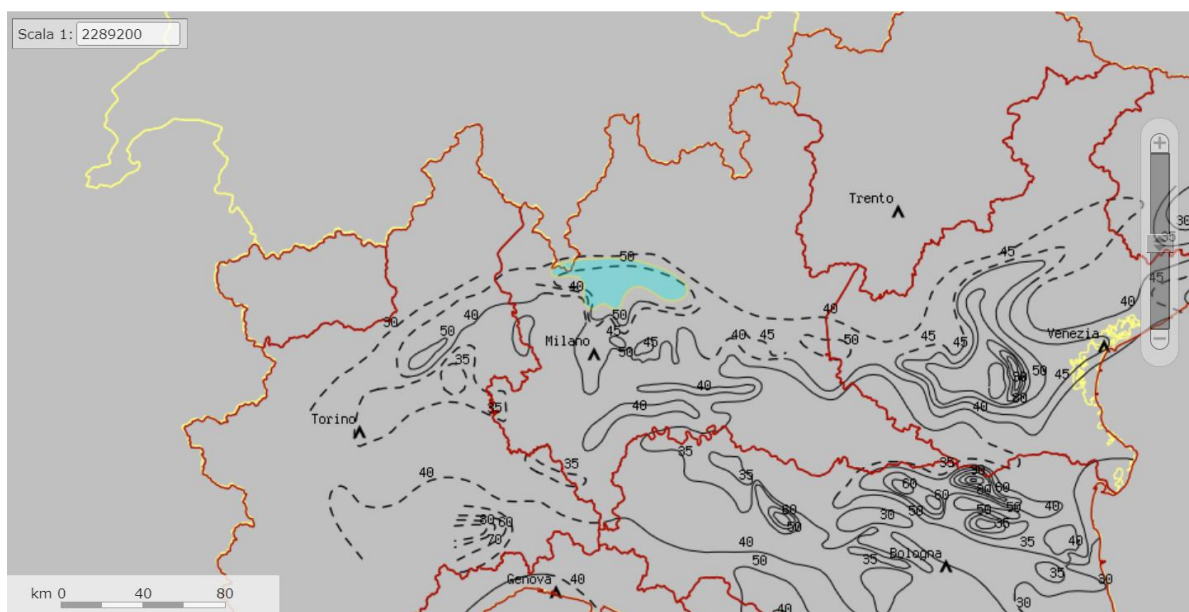


Figura 5a: Curve isoterme a 1000 metri di profondità nel nord Italia

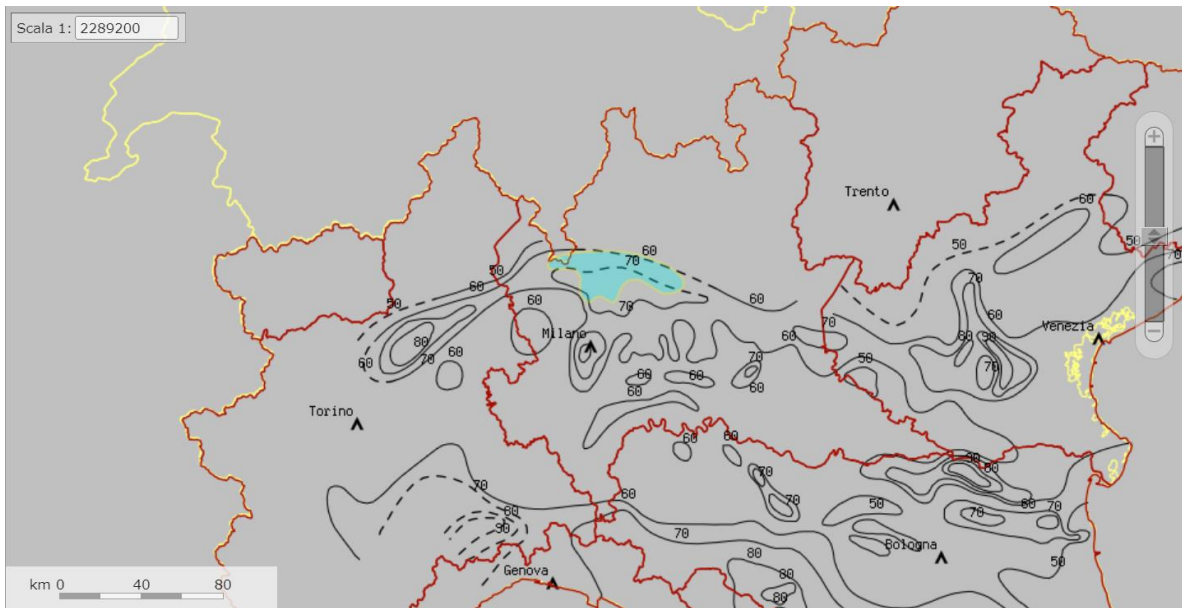


Figura 5b: Curve isoterme a 2000 metri di profondità nel nord Italia

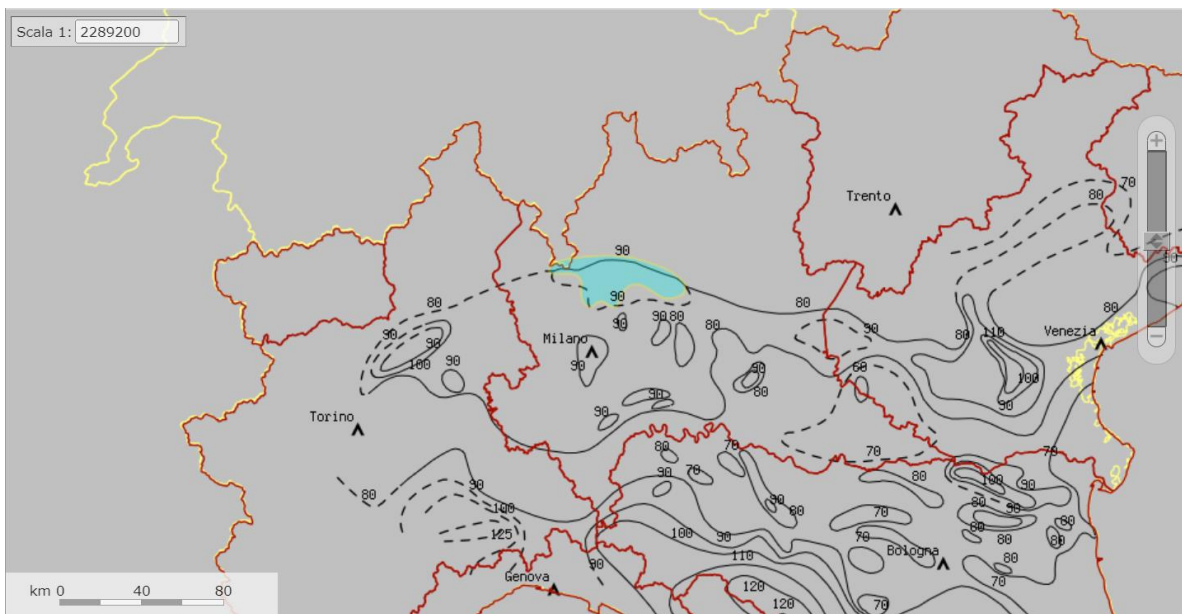


Figura 5c: Curve isoterme a 3000 metri di profondità nel nord Italia

Dalla mappa del flusso di calore superficiale, relativamente alla provincia di Novara si ricava un valore di 40 mW/m². Per quanto riguarda il gradiente geotermico, avendo a disposizione i dati di temperatura a 1000, 2000 e 3000 metri di profondità, si può procedere al calcolo con la seguente formula:

$$\text{Gradiente geotermico} = \frac{\Delta T}{\Delta z}$$

Con:

- ΔT : variazione di temperatura tra due livelli di profondità (°C)
- Δz : variazione fra i due livelli di profondità (m)

In tabella 2 si riportano i valori di temperatura per le tre profondità e la stima del gradiente geotermico.

Profondità (m)	Temperatura (°C)
1000	30
2000	50
3000	80

Δ Profondità (m)	Gradiente geotermico (°C/m)
1000 – 2000	0,02
2000 – 3000	0,03
1000 – 3000	0,025

Tabella 2: Valori di temperatura e stima del gradiente geotermico fra diversi livelli di profondità

2.2.1 – Studio del potenziale geotermico superficiale

Il calcolo del gradiente geotermico appena riportato è fatto a scopo di esempio. Infatti, il progetto di cui si discute nel seguito fa riferimento all'utilizzo di energia geotermica a bassa profondità (circa 7 metri rispetto al piano campagna), dunque a bassa entalpia.

Il gradiente geotermico nei primi metri di profondità del suolo dipende dagli scambi di energia che avvengono a livello superficiale. In particolare, le fluttuazioni della temperatura nei primi metri di profondità del suolo dipendono da:

- Flusso di radiazione solare: essa comprende sia la radiazione diretta che quella assorbita.
- Fluttuazioni di temperatura stagionali: durante l'estate e l'inverno la temperatura della superficie cambia, e queste variazioni influenzano la temperatura del terreno fino ad una certa profondità. Arrivati ad una determinata quota nel sottosuolo, la temperatura rimane circa costante durante tutto l'anno.
- Flusso di calore geotermico: rappresenta il calore proveniente dall'interno della Terra e ha valori molto bassi, compresi tra 0,04 e 0,09 W/m².

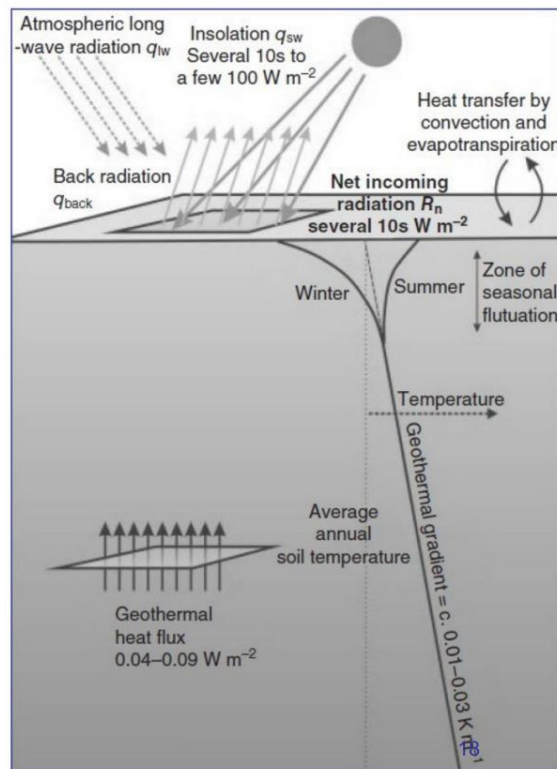


Figura 6: Rappresentazione degli scambi di energia del terreno a livello superficiale

In media la temperatura aumenta di 2-3 °C ogni 100 metri di profondità, ma l'aumento può variare da 1 fino a 5°C/100 m. La figura 7 mostra l'andamento della temperatura del terreno in funzione della profondità del suolo nei mesi estivi e invernali.

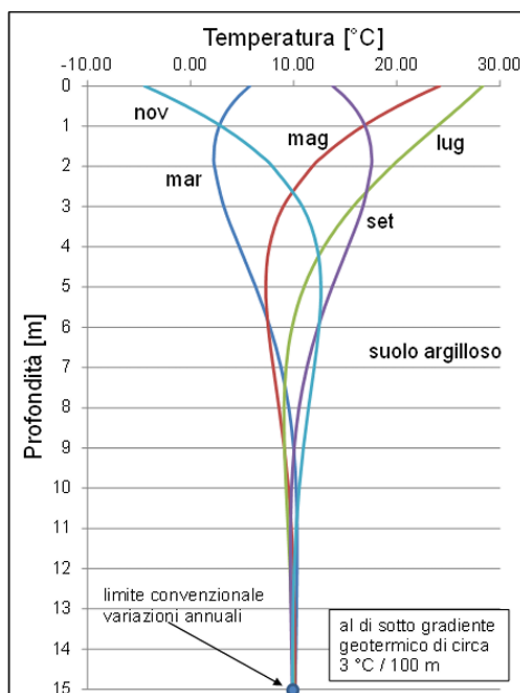


Figura 7: Andamento della temperatura del terreno in funzione della profondità del suolo

2.3 – Pompe di calore geotermiche

Le pompe di calore geotermiche, anche dette GWHP (Ground Water Heat Pump) sono macchine che utilizzano il calore proveniente dal sottosuolo per riscaldare o raffreddare gli ambienti di un edificio. Nel caso di riscaldamento, il terreno viene utilizzato come fonte di calore, mentre nel caso di raffreddamento viene sfruttato come dissipatore di calore.

Le pompe di calore geotermiche sono principalmente di due tipologie:

- A circuito chiuso
- A circuito aperto

2.3.1 – Pompe di calore geotermiche a circuito chiuso

In questo tipo di sistemi, il calore viene scambiato col terreno attraverso dei tubi interrati, che possono essere orizzontali, verticali o immersi in un corpo idrico superficiale, in cui circola una miscela di acqua e fluido antigelo. Le pompe di calore geotermiche a circuito chiuso non richiedono l'estrazione e la reimmissione di acqua proveniente dalla falda acquifera.

Il tubo interrato in cui circola la miscela di acqua e fluido antigelo corrisponde allo scambiatore di calore a contatto con il terreno. Esso viene chiamato Borehole Heat Exchange (BHE) o Downhole Heat Exchange (DHE).

Le prestazioni dello scambiatore di calore sono influenzate da diversi fattori:

- la configurazione strutturale e geometrica dello scambiatore stesso
- la distribuzione della temperatura del suolo
- contenuto di umidità del suolo e sue proprietà termiche
- movimento delle acque sotterranee e possibile congelamento nel suolo

Sebbene questo tipo di sistemi siano di grande importanza nel panorama delle GWHP, nella trattazione non si scende nel dettaglio in quanto il progetto si focalizza su una pompa di calore geotermica a circuito aperto.

2.3.2 – Pompe di calore geotermiche a circuito aperto

In una pompa di calore geotermica a circuito aperto, l'acqua viene prelevata da una fonte naturale, utilizzata per trasferire calore e poi reimpressa nella falda acquifera o in un corpo idrico superficiale. Dunque, l'acqua può essere prelevata e reimpressa nello stesso corpo o in due corpi diversi, a seconda delle esigenze tecniche. In particolare, le possibilità sono:

- falda acquifera
- corpo idrico superficiale (lago, fiume, canale ecc...)

Una volta che l'acqua è stata emunta da falda acquifera o corpo idrico superficiale, con questa viene effettuato uno scambio di calore attraverso uno scambiatore di calore. Quest'ultimo, in particolare, può essere l'evaporatore (se si è in modalità riscaldamento) o il condensatore (se si è in modalità raffreddamento) della pompa di calore.

In alcuni casi, quando si parla di pompe di calore geotermiche a circuito aperto, si prende in considerazione la possibilità di inserire uno scambiatore di calore di disaccoppiamento. La sua funzione è quella di separare il sistema in due circuiti:

- Circuito primario: in cui circola l'acqua proveniente dalla fonte naturale
- Circuito secondario: in cui circola il fluido refrigerante della pompa di calore

Lo scopo principale dello scambiatore di disaccoppiamento è quello di evitare che i componenti della pompa di calore vadano incontro a malfunzionamento dato dalla presenza di impurità all'interno dell'acqua emunta. Esso permette inoltre di utilizzare un fluido secondario controllato, con lo scopo di migliorare l'efficienza. Infine, permette di ridurre il rischio di contaminazione dell'acqua, che dovrà essere reimpressa in una fonte naturale. Il suo utilizzo dunque aumenta l'efficienza energetica, riduce la manutenzione aumentandone la longevità e rende il sistema più flessibile.

La potenza che può essere estratta da un flusso d'acqua è data da:

$$G = Z * \Delta\theta * S_{V_{Cwat}}$$

Dove:

- G : potenza estraibile dal flusso d'acqua (W)
- Z : portata d'acqua (L/s)
- $\Delta\theta$: variazione di temperatura (°C)
- $S_{V_{Cwat}}$: capacità termica volumetrica dell'acqua = 4,18 kJ/kgK

La falda acquifera deve produrre acqua sufficiente per supportare il carico di riscaldamento o raffreddamento richiesto dal sistema. Accertata l'esistenza di una falda acquifera e valutata la disponibilità di acqua, è necessario sapere:

- La profondità di progetto del pozzo: dipende dalla profondità dello strato acquifero, dal livello delle acque sotterranee nella falda acquifera e, in una certa misura, dalla conducibilità idraulica della falda acquifera. I pozzi possono essere profondi pochi metri in depositi alluvionali poco profondi o estendersi fino a diverse centinaia di metri.
- Il diametro di progetto del pozzo: questo dipende in ultima analisi dalla resa del pozzo, il che a sua volta influenza il diametro della pompa richiesta.
- La resa di progetto del pozzo: questa è vincolata dalle proprietà idrauliche della falda acquifera e dal carico di riscaldamento/raffreddamento desiderato.
- Litologia dell'acquifero: determina il tipo di pozzo richiesto, il metodo di perforazione e quindi il costo.

Dopo l'emungimento dell'acqua e il suo utilizzo all'interno della pompa di calore o dello scambiatore, occorre procedere alla restituzione in ambiente. In generale le opzioni sono le seguenti:

- restituzione in un corpo idrico superficiale
- reiniezione nella falda acquifera emunta
- restituzione in una falda acquifera diversa
- convogliamento in sistema fognario

Il progetto su cui si concentra l'elaborato di tesi fa riferimento ad una pompa di calore geotermica a circuito aperto con smaltimento dell'acqua emunta in un corpo idrico superficiale, per questo motivo si approfondisce solo la prima delle sopra citate opzioni.

Per lo smaltimento in un corpo idrico superficiale è necessario eseguire una valutazione del rischio: ai sensi del Decreto Legislativo n.152/2006 bisogna infatti considerare:

- in che modo la temperatura dell'acqua scaricata influenza l'ecologia del corpo idrico superficiale. L'acqua calda solitamente è più problematica rispetto all'acqua fredda, poiché la solubilità dei gas disciolti, come l'ossigeno, diminuisce all'aumentare della temperatura.
- le acque sotterranee possono essere povere di ossigeno disciolto, ricche di ferro disciolto o piuttosto saline. Tutti questi fattori potrebbero avere un impatto significativo sulla vita in un corso d'acqua.
- se e quanto lo scarico di acque sotterranee nel corpo idrico superficiale aumenta il rischio di esondazione del corpo idrico stesso.

Di solito è necessario il permesso di un'autorità responsabile della regolamentazione dello scarico. Di questo aspetto si discute successivamente.

I sistemi di riscaldamento e raffreddamento a circuito aperto basati sull'acqua sotterranea presentano numerose caratteristiche vantaggiose:

- utilizzano un mezzo sotterraneo (acqua di falda) che si trova a temperatura costante nel sottosuolo e ha un'enorme capacità termica specifica.
- estraggono il calore per convezione forzata delle acque sotterranee anziché per conduzione, dunque, tendono ad estrarre più calore rispetto ai sistemi a circuito chiuso
- la qualità delle acque sotterranee estratte non è critica poiché può essere gestito mediante disaccoppiamento dei circuiti.
- i sistemi a circuito aperto possono anche basarsi su acque sotterranee saline naturali, ad esempio nelle zone costiere.

Per quanto riguarda gli svantaggi, si evidenzia che:

- dipendono dalla geologia, ovvero richiedono che il sito sia soprastante ad una falda acquifera, capace di fornire un rendimento adeguato.
- richiedono un elevato numero di dati di input durante la progettazione, da parte del geologo e dell'ingegnere del sottosuolo.
- Il costo di realizzazione di uno o più pozzi adeguati e durevoli è elevato, necessitano di manutenzione per preservarne l'integrità e necessitano dell'installazione di pompe, meccanismi di monitoraggio e controllo.
- i costi di pompaggio associati all'estrazione delle acque sotterranee dal pozzo, in relazione alla profondità e alla portata, possono essere molto elevati.
- l'acqua utilizzata deve essere restituita secondo normativa vigente.
- comportano qualche rischio di incrostazione/intasamento dello scambiatore di calore.

2.4 – Teleriscaldamento geotermico

Di seguito si riporta uno schema funzionale di pompa di calore in modalità riscaldamento, in cui è presente la fonte di calore, il ciclo del fluido refrigerante e la distribuzione del calore in varie applicazioni:

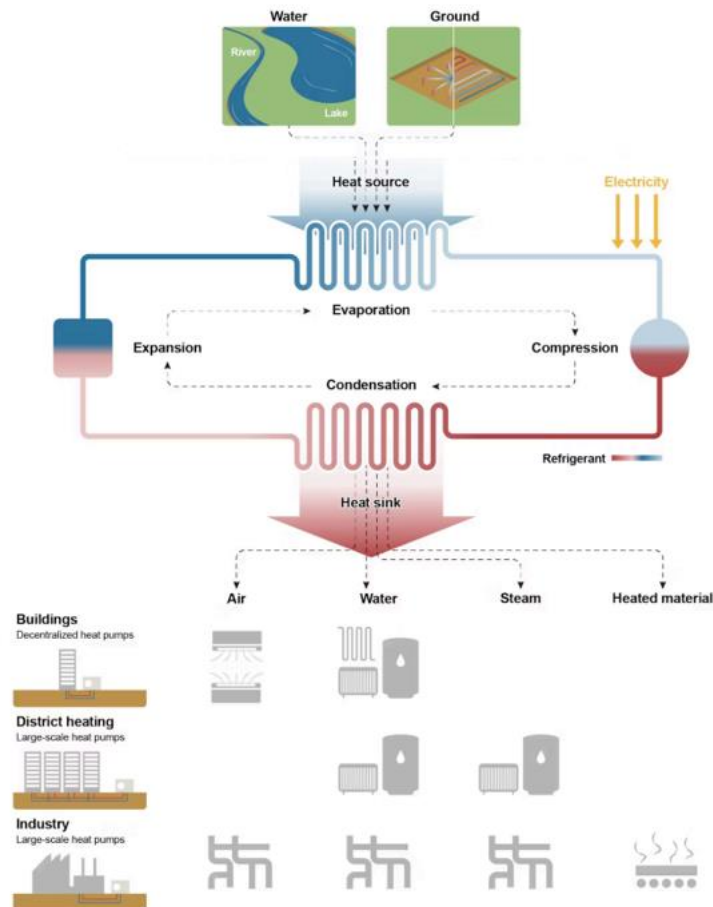


Figura 8: Utilizzo delle GWHP in varie applicazioni (14)

Come si nota anche dalla figura 8, una volta che il calore è stato prelevato dalla fonte geotermica, è possibile utilizzare quel calore in maniera efficiente in diverse applicazioni, fra cui:

- riscaldamento domestico e industriale
- utilizzo del calore in processi industriali
- teleriscaldamento

Tra i vantaggi del teleriscaldamento geotermico vi sono:

- riduzione del consumo di combustibili fossili
- costi di riscaldamento ridotti grazie all'uso dell'energia geotermica
- miglioramento della qualità dell'aria
- riduzione del rischio di incendio negli edifici, grazie all'uso del calore proveniente dal sottosuolo

I sistemi geotermici di teleriscaldamento e teleraffreddamento (DHC) hanno registrato una crescita costante nel 2023, con un notevole aumento di progetti in preparazione. Alla fine del 2023, in Europa esistevano 401 sistemi geotermici DHC. La capacità totale di riscaldamento e raffreddamento geotermico installata in Europa ha raggiunto i 6 GWth in 29 paesi, con una maggiore capacità prevista man mano che entreranno in funzione progetti in Bosnia, Irlanda, Lettonia, Lussemburgo e Malta.

Otto nuovi sistemi sono stati messi in servizio nell'UE, aggiungendo 33,9 MWth alla capacità di riscaldamento e raffreddamento geotermico europea. Sono poi stati annunciati circa 64 nuovi progetti, con sviluppi significativi in Germania, nei Paesi Bassi e in Croazia. La Francia rimane il leader della capacità di teleriscaldamento geotermico nell'UE, secondo solo all'Islanda in Europa (15).

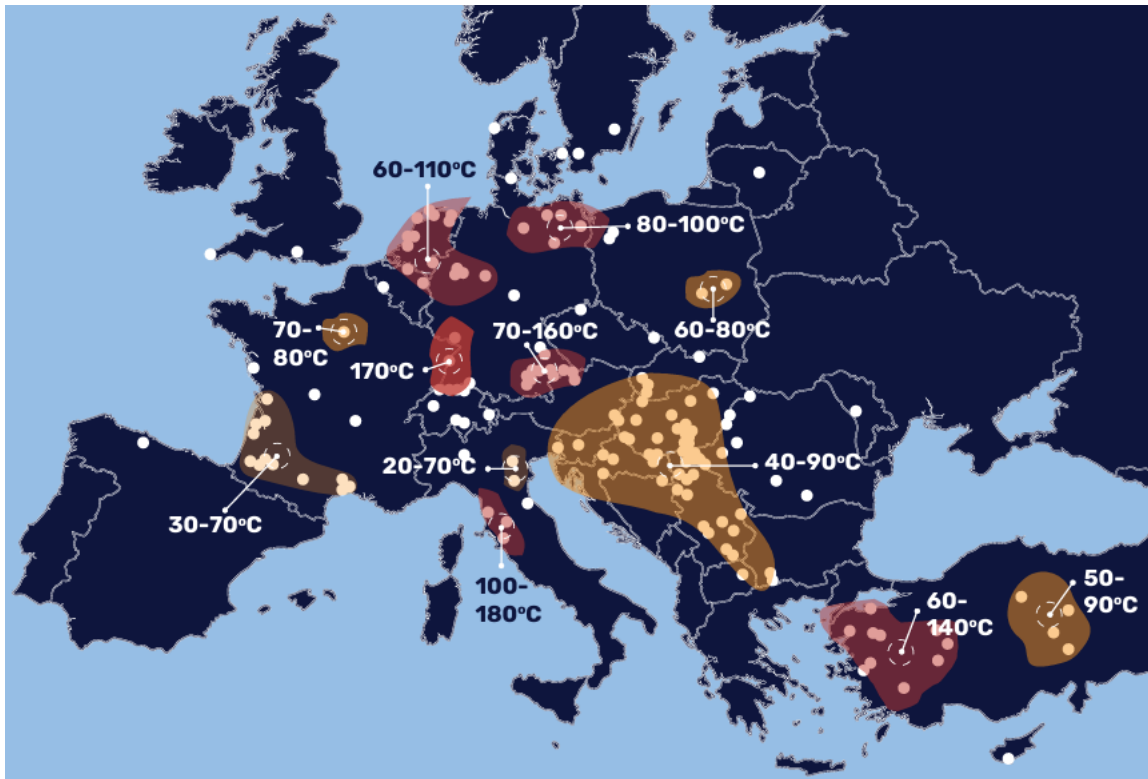


Figura 9: Mappa dei progetti del teleriscaldamento geotermico in Europa (15)

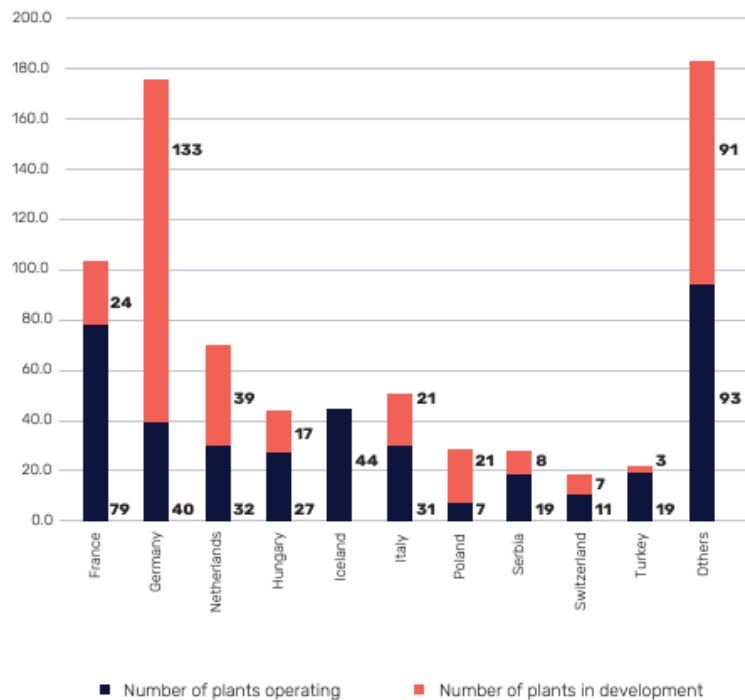


Figura 10: Numero di impianti operativi e in progetto in Europa (15)

Capitolo 3 – Focus sugli impianti a pompa di calore geotermica open loop

3.1 – Aspetti autorizzativi e stato dell'arte della normativa

Per progettare un impianto a pompa di calore geotermica open loop con emungimento da falda freatica, e in particolare per una piccola utilizzazione locale, esistono diversi riferimenti normativi a livello regionale, nazionale ed europeo che regolano l'uso delle risorse idriche, la gestione ambientale e gli aspetti tecnici del sistema. Nel seguito si menzionano i principali riferimenti che bisogna considerare.

3.1.1. - Normativa europea

A livello europeo, due direttive sono particolarmente rilevanti:

- *Direttiva Quadro sulle Acque (2000/60/CE)*: stabilisce un quadro comunitario per la protezione delle acque interne, costiere e sotterranee. Disciplina il controllo dei prelievi e delle immissioni in corpi idrici e impone alle regioni e agli Stati membri di adottare misure per garantire che tali pratiche non causino un degrado degli ecosistemi acquatici. Con la DQA viene introdotta la gestione a scala di bacino il cui coordinamento è garantito da un unico soggetto competente, che in Italia è rappresentato dalle Autorità di bacino distrettuali. Il Piano di Gestione di bacino idrografico costituisce lo strumento di riferimento per raggiungere il principale obiettivo ambientale del buono stato/potenziale di tutti i corpi idrici entro precise scadenze (17).
- *Direttiva sulle Energie Rinnovabili (2009/28/CE e successiva 2018/2001/UE)*: promuove l'uso di energia rinnovabile, incluse le tecnologie geotermiche, e stabilisce gli obiettivi di efficienza energetica e sostenibilità che devono essere rispettati (18).

3.1.2. - Normativa nazionale

Il recepimento della Direttiva quadro sulle Acque all'interno dell'ordinamento nazionale è avvenuto attraverso la Parte Terza del Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. L'Autorità di bacino distrettuale competente in provincia di Novara è il Bacino idrografico del fiume Po. Esso interessa, oltre al Piemonte, anche il territorio della Liguria, Valle d'Aosta, Emilia-Romagna, Toscana, Lombardia, Provincia Autonoma di Trento, Marche, Veneto e si estende anche a porzioni di territorio francese e svizzero.

A livello nazionale, l'Italia ha diverse leggi e decreti che regolano l'uso delle risorse idriche e l'installazione di impianti geotermici, tra cui:

- *Decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22*: secondo l'art.1, sono risorse geotermiche a bassa entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido reperito inferiore a 90 °C. Secondo l'Art. 10., sono piccole utilizzazioni locali di calore geotermico quelle per le quali sono soddisfatte congiuntamente le seguenti condizioni:
 - a) consentono la realizzazione di impianti di potenza inferiore a 2 MW termici, ottenibili dal fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15 gradi centigradi;
 - b) *ottenute* mediante l'esecuzione di pozzi di profondità fino a 400 metri per ricerca, estrazione e utilizzazione di fluidi geotermici o acque calde, comprese quelle sgorganti da sorgenti per potenza termica complessiva non superiore a 2.000 kW termici, anche per eventuale produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario ad emissione nulla (19).
- *Decreto Legislativo n. 152/2006*: stabilisce i principi di tutela dell'ambiente e delle acque in Italia. In particolare, disciplina l'emungimento di acqua sotterranea e la sua reimmissione in corpi idrici superficiali, oltre a regolamentare l'uso di risorse idriche per scopi energetici e ambientali. Il decreto stabilisce anche le condizioni per il rilascio di autorizzazioni per piccole e grandi utilizzazioni di acque sotterranee. Nell'Allegato IV del suddetto decreto sono determinati i requisiti dei progetti da sottoporre a verifica di assoggettabilità. In particolare, al punto 7 "Progetti di infrastrutture", la direttiva inserisce fra questi la derivazione di acque sotterranee che prevedono derivazioni superiori a 50 litri al secondo, nonché le trivellazioni finalizzate alla ricerca per derivazioni di acque sotterranee superiori a 50 litri al secondo (20).

- *Decreto Legislativo n. 30/2009*: recepisce la direttiva europea 2006/118/CE (22) sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento, disciplinando le modalità di monitoraggio della qualità delle acque utilizzate per sistemi geotermici open loop (21).
- *Decreto Ministeriale 30/03/2015* - Linee Guida per la verifica di assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale dei progetti di competenza delle Regioni: considerata la significatività dei potenziali impatti sull'ambiente e sulla salute umana derivanti dai rischi di incidenti, per i progetti elencati nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 è prevista una riduzione del 50% delle soglie (23).

3.1.3. - Normativa regionale del Piemonte

In Piemonte, l'utilizzo di acque sotterranee per piccoli impianti geotermici è regolamentato da leggi specifiche regionali che riguardano sia la gestione delle risorse idriche che la salvaguardia ambientale. Alcuni dei principali riferimenti includono:

- *Legge Regionale 29 dicembre 2000, n. 61*: disciplina la tutela e l'uso delle acque pubbliche e regola l'uso delle risorse idriche sotterranee in Piemonte. La legge stabilisce il quadro normativo per le concessioni e autorizzazioni per prelievi idrici per utilizzi geotermici. In particolare, per le piccole utilizzazioni locali, bisogna ottenere una concessione di derivazione o un'autorizzazione semplificata in base alla portata d'acqua richiesta (24).
- *Regolamento Regionale 15/R dell'11 dicembre 2006*: attua la legge regionale n. 61/2000 e dettaglia le procedure per la concessione e l'autorizzazione all'uso delle acque sotterranee. Specifica le condizioni per prelevare e reimmettere l'acqua nel corpo idrico e le modalità di controllo della quantità e della qualità dell'acqua (25).
- *Regolamento regionale 29 luglio 2003, n. 10/R (e successive modifiche)*: secondo tale regolamento l'utilizzazione di acqua sotterranea destinata all'alimentazione di impianti geotermici per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici è da considerarsi per uso domestico, purché tale uso sia a servizio di insediamenti di tipo residenziale e non si configuri come un'attività economica, produttiva o con finalità di lucro. Secondo lo stesso articolo è possibile far rientrare nell'utilizzo civile tutti gli utilizzi che non rientrano nelle altre categorie presenti. La differenza fra i due tipi di uso dell'acqua risiede nel rilascio della concessione di derivazione, non necessaria in caso di uso domestico, il quale pone un limite alla portata massima di prelievo pari a 2 L/s.
Secondo l'art. 34., riguardo i prelievi assoggettati a procedura semplificata, sono concessi i prelievi di acqua sotterranea esclusivamente destinati all'alimentazione di impianti geotermici a circuito aperto con portata massima non superiore a 20 litri al secondo e con reimmissione delle acque nella stessa falda dalla quale sono state prelevate (26).
- *Legge regionale n. 6 del 07 aprile 2003*: in base all'art.14 lo scarico è classificato come domestico se avviene ad opera di un insediamento in cui si svolgono attività di produzione di beni e prestazioni di servizi che diano origine a scarichi terminali assimilabili a quelli provenienti dagli insediamenti abitativi (37).
- *Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Piemonte*: redatto in attuazione del Decreto Legislativo 152/2006, definisce le modalità di gestione e protezione delle risorse idriche regionali. Il PTA stabilisce le regole per le zone in cui l'emungimento di acqua da falda è consentito o vietato e le condizioni per il rilascio dell'acqua utilizzata in un corpo idrico superficiale. Inoltre, regola la protezione delle falde acquifere, compresa la gestione delle aree di ricarica e dei rischi di inquinamento (27).
- *Decreto presidenziale n. 59 del 13 marzo 2013*: introduce l'Autorizzazione Ambientale Unica (AUA), con l'obiettivo di razionalizzare i requisiti per le piccole e medie imprese, nonché tutte le strutture non soggette all'autorizzazione ambientale integrata (AIA).

A livello provinciale, il Piano di Coordinamento provinciale Territoriale - PTC2 contribuisce al raggiungimento dei livelli qualitativi e quantitativi per acque sotterranee e di superficie, attraverso una strategia articolata di comportamenti mirati a controllare l'inquinamento puntuale e diffuso. A livello

comunale, il Piano territoriale generale metropolitano - PTGM promuove la protezione e l'uso sostenibile delle risorse idriche come patrimonio e diritto comune dell'umanità e di tutte le specie viventi. In figura 11 è mostrato un diagramma di analisi multilivello degli strumenti di regolamentazione (29).

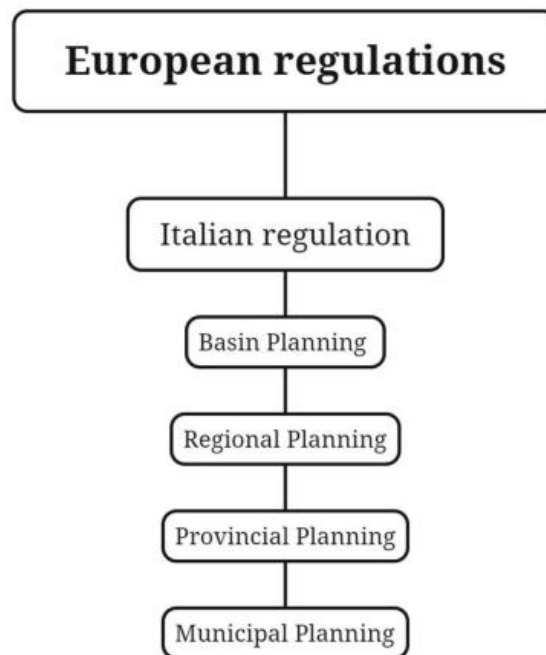


Figura 11: Analisi multilivello della regolamentazione vigente (29)

3.1.4. - Autorizzazioni e concessioni

Dunque, per installare un impianto geotermico open loop, è necessario ottenere le seguenti autorizzazioni e concessioni:

- Autorizzazione per l'emungimento di acque sotterranee: per piccoli impianti geotermici, è possibile ottenere un'autorizzazione semplificata nel caso in cui si rientri nelle soglie previste dalla normativa regionale. Tuttavia, è necessario fare richiesta presso la Città Metropolitana o Provincia competente, che valuterà l'impatto sull'ambiente e sulla falda acquifera locale.
- Autorizzazione per lo scarico delle acque: dal momento che l'acqua utilizzata viene reimpressa in un corpo idrico superficiale, è necessaria un'autorizzazione per lo scarico rilasciata dall'ente gestore del canale, che sarà concessa solo se la temperatura e la qualità dell'acqua rispettano i limiti fissati dalle norme ambientali.

3.2 – Sfide tecniche

Oltre tutti gli aspetti legati all'idrogeologia e termogeologia, nel progettare una pompa di calore geotermica a servizio di una rete di teleriscaldamento vi sono ulteriori aspetti tecnici da tenere in considerazione. Alcuni di questi riguardano:

- circuitazione idraulica
- allungamento dei tempi di lavoro della macchina
- scelta della macchina
- filtrazione (filtri centrifughi, a maglie, non a maglie ecc..).

Il problema della circuitazione idraulica fa riferimento alla progettazione del circuito di distribuzione dell'acqua che collega la pompa di calore al sistema di captazione del calore. Un errore nell'installazione del circuito potrebbe portare a perdite di carico elevate, problemi di bilanciamento tra i vari rami dell'impianto e flussi disomogenei. Questi si traducono in un abbassamento dell'efficienza del sistema.

Un altro aspetto critico è il tempo di funzionamento della pompa di calore. Se la pompa di calore lavora con un grande numero di cicli on/off, questo può influire negativamente sull'attività della macchina. Cicli troppo brevi e frequenti indicano sovradimensionamento della macchina e possono portare ad un'usura prematura e una perdita di efficienza.

Una parte fondamentale nella progettazione della pompa di calore è proprio la scelta della macchina più appropriata alla specifica applicazione, fra quelle presenti in commercio. In questo caso vengono valutati il dimensionamento della macchina, la qualità (in termini di certificazioni e standard) e il facile adattamento alle condizioni climatiche.

Il sistema di filtrazione del fluido termovettore è essenziale per evitare che impurità, detriti o particelle sospese possano accumularsi nei circuiti idraulici o nello scambiatore di calore della pompa. La presenza di incrostazioni può ridurre significativamente il rendimento degli scambiatori, aumentando la resistenza al flusso e riducendo la capacità di trasferire calore.

Capitolo 4 – Presentazione del progetto Edison Next Teleriscaldamento

4.1 – Presentazione generale e censimento

Novara è un comune italiano del Piemonte orientale sito a confine con la Lombardia. Ha una superficie di 103,05 km² e con 102.734 abitanti è la seconda città più popolosa della Regione. Grazie alla sua posizione strategica, sull'asse Torino-Milano, è un importante polo commerciale ed industriale. Secondo il rapporto annuale di Legambiente “Mal’Aria”, Novara risulta nella lista dei capoluoghi di provincia che hanno superato la soglia limite di polveri sottili. Il comparto del riscaldamento è sicuramente quello con il più grande impatto nelle emissioni di particolato ed è quindi quello sul quale concentrare maggiormente l’attenzione al fine di ridurre le emissioni inquinanti. Una soluzione a questo problema è data dal teleriscaldamento.

Edison Next Teleriscaldamento ha effettuato un censimento sul campo con lo scopo di individuare potenziali utenze allacciabili alla rete di teleriscaldamento. Con “potenziali utenze allacciabili” si intende quelle di volumetria riscaldata superiore ai 1500 m³ e dotate di un riscaldamento condominiale centralizzato.

Per ogni possibile utenza sono stati rilevati i seguenti dati:

- Indirizzo, posizione, sagoma esatta tramite cartografia comunale e altezza dell’immobile
- Volumetria scaldata e/o numero di unità abitative
- Posizionamento della attuale Centrale Termica (ove possibile da suolo pubblico)
- Stima del fabbisogno energetico di ogni utenza

Dal censimento sono state individuate 1094 utenze, con più di 8/10 unità abitative, distribuite in modo uniforme sul territorio, per un fabbisogno termico annuo stimato pari circa a 224 GWh.

Questi valori vengono utilizzati come parametro di riferimento per il dimensionamento degli impianti di generazione:

- fabbisogno termico per riscaldamento/acqua calda sanitaria di 224 GWh/anno
- dispersioni termiche della rete interrata pari a 24,890 GWh/anno
- gli impianti di produzione di energia termica devono essere in grado di coprire un fabbisogno termico della rete di circa 248,92 GWh/anno

Il risultato del censimento ha permesso di ripartire le utenze in 7 aree energeticamente equilibrate con raggruppamenti in lotti aventi fabbisogno termico variante tra i 13 ai 36 GWh annui (6 lotti raggruppati radialmente attorno al centro storico). L’unica eccezione riguarda il lotto 7, corrispondente al centro storico, il quale ha un fabbisogno termico nettamente superiore (84,6 GWh).

Nella figura 12 sono segnati con il colore verde gli edifici residenziali, in azzurro gli edifici del settore terziario/industriale e in rosso gli edifici comunali. Questa suddivisione permette di creare una rete di teleriscaldamento secondo il concetto di “anello caldo”, il cui schema prevede l’adozione di una rete centrale chiusa ad anello, avente una funzione simile a quella di un collettore, dalla quale si diramano le dorsali principali, una per singolo lotto. Per ogni lotto, eccetto quello relativo al centro storico, è prevista una centrale di generazione diversa, che va a soddisfare il carico termico delle utenze del lotto stesso.

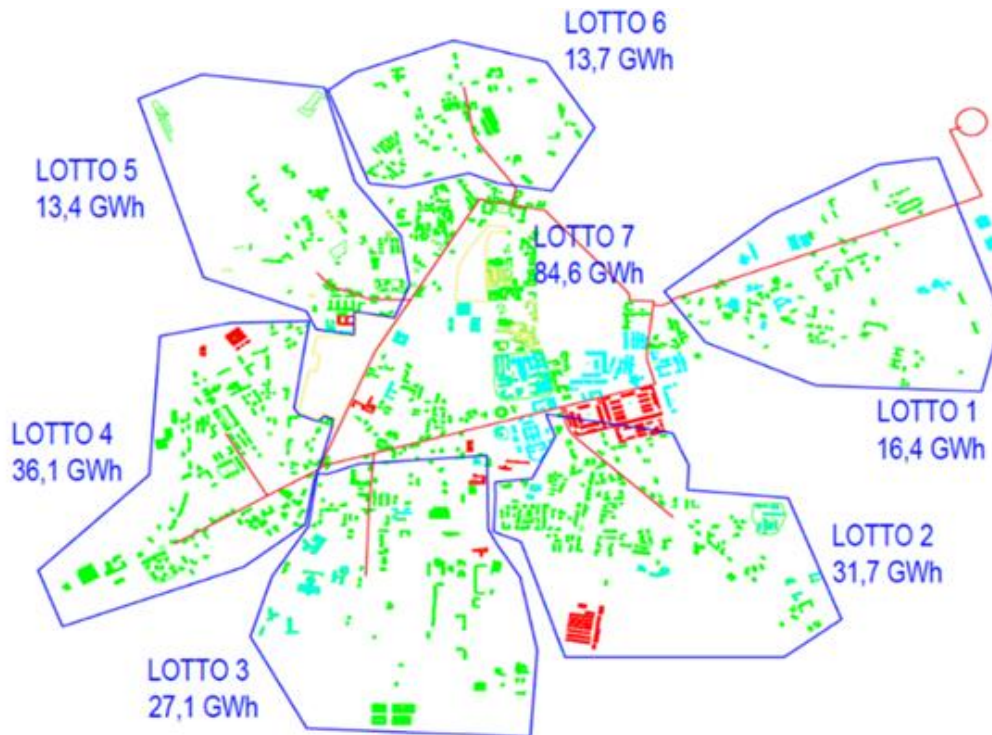


Figura 12: Suddivisione delle utenze censite in 7 lotti secondo lo schema ad “anello caldo”

La rete di teleriscaldamento, progettata in questa fase, consente di coprire un fabbisogno termico di 248 GWh ma è stata dimensionata in modo tale da poter sostenere un carico termico nella situazione più critica di 300 GWh.

Alcuni accorgimenti sono stati presi in fase progettuale al fine di rendere l’impianto maggiormente modulabile:

- Le dorsali primarie sono state dimensionate con diametri congrui ad una richiesta termica di 300 GWh, i quali si mantengono costanti dalla centrale di generazione fino all’innesto con l’anello caldo; quest’ultima scelta progettuale è stata adottata al fine di permettere il flusso del fluido termovettore in entrambe le direzioni qualora si richieda l’erogazione dell’energia termica dall’anello
- La sezione del collettore circolare (anello caldo) è stata anch’essa dimensionata con un diametro adeguato al carico termico nella condizione più critica (sia sul lato caldo che su quello freddo)
- Le 6 centrali di generazione, poste in posizioni strategiche e periferiche rispetto alla rete di teleriscaldamento, sono state progettate in modo tale da prevedere le dovute superfici in pianta per l’integrazione dei futuri sistemi di alimentazione.

4.2 – Focus sul lotto 1

Il seguente elaborato di tesi si concentra sulla progettazione preliminare della pompa di calore geotermica da integrare nella centrale di generazione di uno dei sette lotti individuati nella fase preliminare. In particolare, ci si concentra sulla centrale di generazione relativa al lotto 1, di cui se ne riporta la planimetria ed una prima idea di sviluppo della rete di distribuzione, in figura 13.

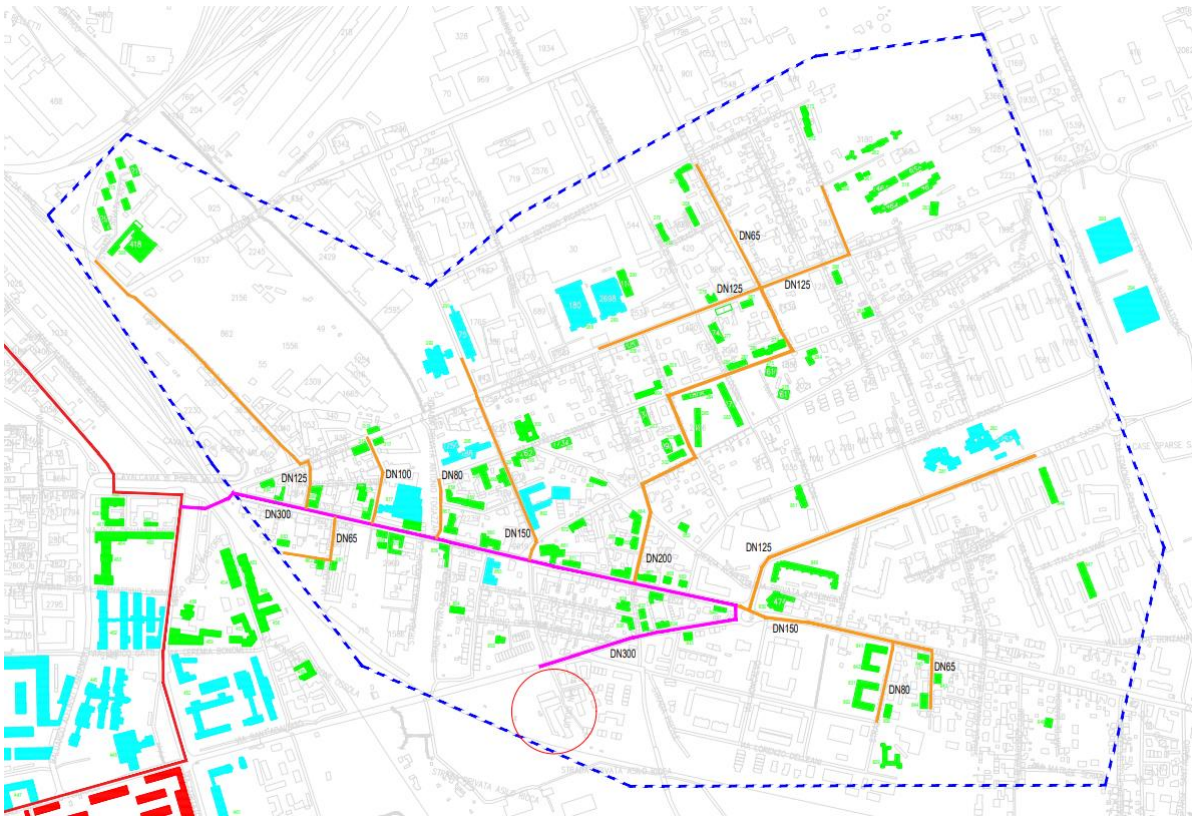


Figura 13: Planimetria e prima idea di sviluppo della rete di distribuzione del lotto 1

4.2.1 – Inquadramento generale

Il Lotto 1 si trova in una porzione di territorio localizzata nella parte est della città avente un'area di circa 1.734,7 km². Dal censimento effettuato in loco sono risultate circa 110 utenze, per un volume totale riscaldabile superiore a 0,5 milioni di m³ che comporta un fabbisogno termico delle possibili utenze allacciabili di circa 16 GWh.

4.2.2 – Identificazione sito idoneo per la realizzazione della Centrale di generazione

La localizzazione della centrale di produzione a progetto per questo lotto è stata identificata in una zona periferica. Il sito in questione si trova in una porzione di territorio delimitata da un'area scarsamente abitata, dai binari della rete ferroviaria e da terreni ad uso agricolo. Il progetto prevede la riqualificazione di un edificio produttivo al momento in completo stato di abbandono e la riconversione e bonifica dell'area circostante avente in totale una superficie di circa 4.200 mq.

A progetto è prevista la realizzazione di un'unica centrale al servizio di questo lotto, scelta progettuale considerata a causa del basso carico termico. La centrale termica, con relative opere accessorie, verrà realizzata in un nuovo fabbricato, avente un ingombro complessivo indicativo di circa 600 m², una parte sostanziale destinata al locale pompaggi e pompa di calore geotermica, in parte alla sezione cogenerativa e alla caldaia a biomassa e per la restante parte alla sezione backup. Il serbatoio di accumulo, previsto per ogni centrale, di capacità pari a 1.000 m³ verrà posizionato in adiacenza alla centrale termica esistente, il tutto per agevolare i collegamenti idraulici dello stesso.

Di seguito si riporta un'immagine satellitare del sito individuato per la realizzazione della centrale di generazione a servizio della futura rete di teleriscaldamento.



Figura 14: Sito di localizzazione della futura centrale di teleriscaldamento

4.2.3 – Descrizione del ciclo produttivo

La centrale di generazione, prevista per questo lotto, è composta da diversi corpi macchina che interagiscono secondo una logica precisa. L'impianto di generazione è costituito da:

- Un cogeneratore alimentato a gas naturale con potenza in uscita pari a 2,05 MW termici e 2,02 MW elettrici. Il cogeneratore preleva l'acqua sul circuito di ritorno della rete di teleriscaldamento ad una temperatura di 60 °C e la restituisce ad una temperatura di 90 °C. Parte della produzione elettrica (≈ 600 MWe) è predisposta per l'alimentazione di un sistema con pompa di calore geotermica avente una potenza lato secondario (condensatore) di circa 1,5 MW termici.
- L'impianto geotermico, che prevede l'installazione di una pompa di calore (con potenza $\approx 1,63$ MWt) che opera per innalzare la temperatura del fluido termovettore sulla rete di ritorno del teleriscaldamento da 60 °C a 75 °C.
- Un impianto a biomassa a garantire il restante salto termico necessario (75 °C - 90 °C), con una caldaia a cippato di legno di una potenza termica pari a 1,5 MWt.
- Un accumulo termico di 1000 m³.
- Una caldaia a gas di backup di 7 MWt.

L'insieme dei vari contributi permette di ottenere in uscita dalla centrale di generazione una potenza totale pari a 5,25 MWt e 1,407 MWe. Tutta l'energia prodotta risulta essere energia utile: l'energia termica viene immessa nella rete di teleriscaldamento, mentre l'energia elettrica generata dal sistema di cogenerazione viene utilizzata per il soddisfacimento degli autoconsumi di centrale, per l'alimentazione delle pompe di calore geotermiche e, per la restante parte, ceduta alla rete elettrica.

In caso di guasto o manutenzione della totalità o parte dell'impianto è prevista l'attivazione dei generatori di backup. Essi consistono in una caldaia a gas con potenza complessiva pari a 7 MWt sovradimensionata in

modo tale da soddisfare le richieste dell'utenza in qualsiasi situazione. Si tratta di un sistema affidabile, consolidato e in grado di rispondere con tempi brevi in caso di emergenza.

4.3 – Opportunità di inserimento di una pompa di calore geotermica open-loop

Nel sito è previsto l'inserimento di una pompa di calore geotermica a circuito aperto (open-loop). In particolare, si vuole sfruttare il calore proveniente dall'acqua di falda, emunta dalla falda superficiale, per riscaldare l'acqua della rete di teleriscaldamento permettendo un salto termico parziale da 60 a 75 °C, precedente al salto 75-90°C realizzato ad opera della caldaia a biomassa. Successivamente l'acqua che è stata emunta, viene reimpressa in un corpo idrico superficiale.

È stata valutata questa opzione dal momento che sono presenti, adiacenti al sito due canali nei quale è possibile reimmettere l'acqua emunta, senza la necessità di costruire un secondo pozzo. I canale in oggetto sono la Roggia Olengo e il Cavo Prella, facenti parte dell'antica infrastruttura irrigua della zona e mostrati in figura 15.

Nei pressi del sito considerato, in particolare, sono presenti tre canali:

- Cavo Prella
- Quintino Sella
- Roggia di Olengo

Questi tre canali sono gestiti dall'Associazione Irrigazione Est Sesia, consorzio di irrigazione e bonifica. Quest'ultima è l'autorità con cui sarà necessario interfacciarsi per ottenere la concessione allo scarico di acque in corpo idrico superficiale ai sensi del decreto legislativo n.152/200.

I tre canali sopra citati, e mostrati in figura 15, vengono utilizzati principalmente a scopo irriguo.

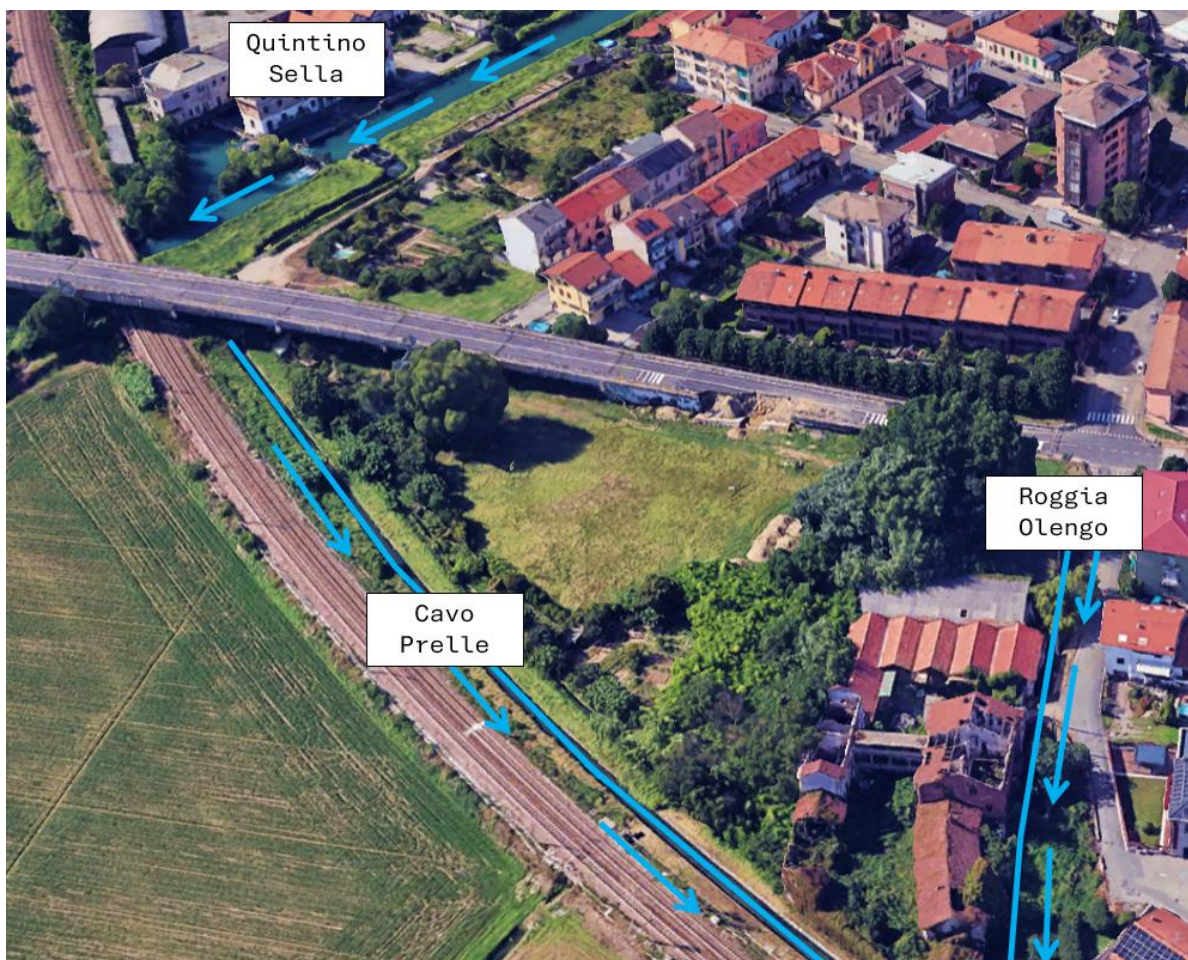


Figura 15: Sito della centrale del teleriscaldamento e nomenclatura dei canali limitrofi

4.4 - Studio idrogeologico

Lo studio di fattibilità dell'impianto di geotermico a circuito aperto serve a evidenziare eventuali problematiche legate all'utilizzo della falda che possono essere riassunte in:

- l'acqua deve trovarsi naturalmente a profondità facilmente raggiungibili;
- la permeabilità dei terreni deve essere adeguata ai quantitativi richiesti;
- la possibilità di estrarre acqua in quantità sufficiente;
- il corpo acquifero deve essere in grado di assorbire acqua reimpressa;
- durante la reimmissione l'innalzamento del livello della falda deve essere limitato in modo da evitare possibili allagamenti ai piani interrati (nel caso di edifici limitrofi con scantinati);
- evitare eventuale circuitazione dell'acqua di falda fra il pozzo di presa e quello di resa o con altri pozzi esistenti;

Nella fase di progettazione è importante conoscere la portata necessaria per il buon funzionamento della pompa di calore. In alternativa, ma non è prassi, è possibile progettare la pompa di calore dalle capacità produttive del pozzo.

Lo studio idrogeologico, redatto da un geologo, è costituito da alcuni punti fondamentali:

- Stratigrafie pozzi
- Ricostruzione piezometrica e caratteristiche dell'acquifero
- Dati sulle portate dei pozzi
- Modello matematico

4.4.1 – Stratigrafie pozzi

Per la definizione delle caratteristiche litologiche del sottosuolo è stato preso in considerazione il censimento dei pozzi presenti nel comune di Novara. Dalla disamina delle stratigrafie note, grazie allo Studio "Proposta ridefinizione della base dell'acquifero superficiale in comune di Novara S. Agabio" (33) è stato possibile distinguere un primo acquifero superficiale costituito da ghiaie e sabbie con locali lenti argilloso limose, sorretto da un orizzonte argilloso che funge da acquicludo, presente tra circa 30 e 34 metri di profondità.

Al di sotto del suddetto livello impermeabile è presente un secondo acquifero con caratteristiche di semiartesianità. Sono state individuate 6 sezioni litografiche principali, che vengono mostrate in figura 16:

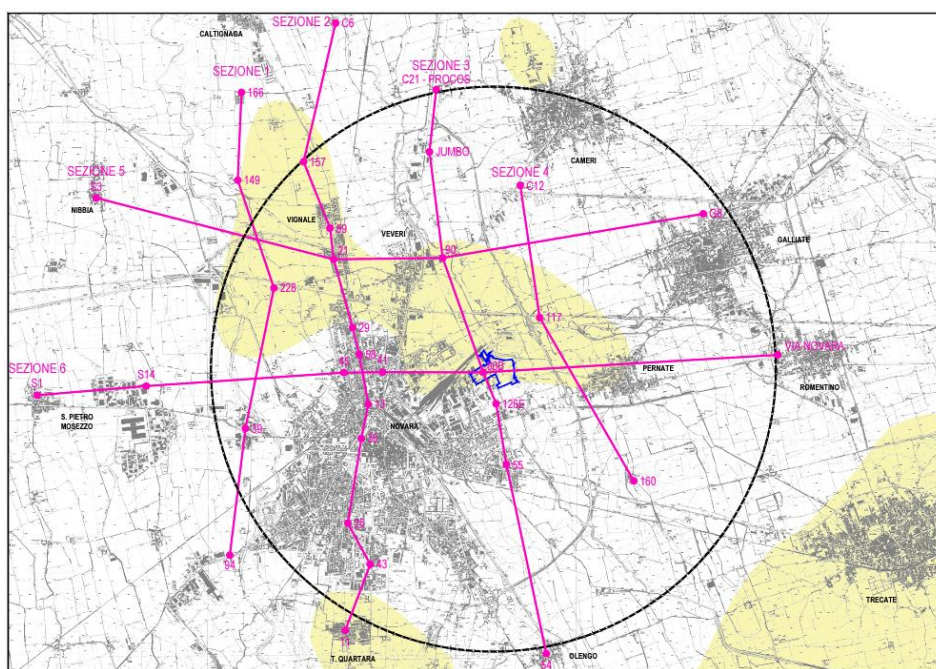


Figura 16: Divisione dell'area di Novara in 6 sezioni litografiche principali

Attraverso gli spessori dello strato argilloso riportati nelle stratigrafie, è stata ricostruita la carta mostrata nella figura 17, che riassume la variazione dello spessore del livello argilloso che sorregge la prima falda. È possibile osservare che l'orizzonte argilloso in questa porzione di territorio presenta spessori compresi mediamente tra 3,0 e 5,0 metri.

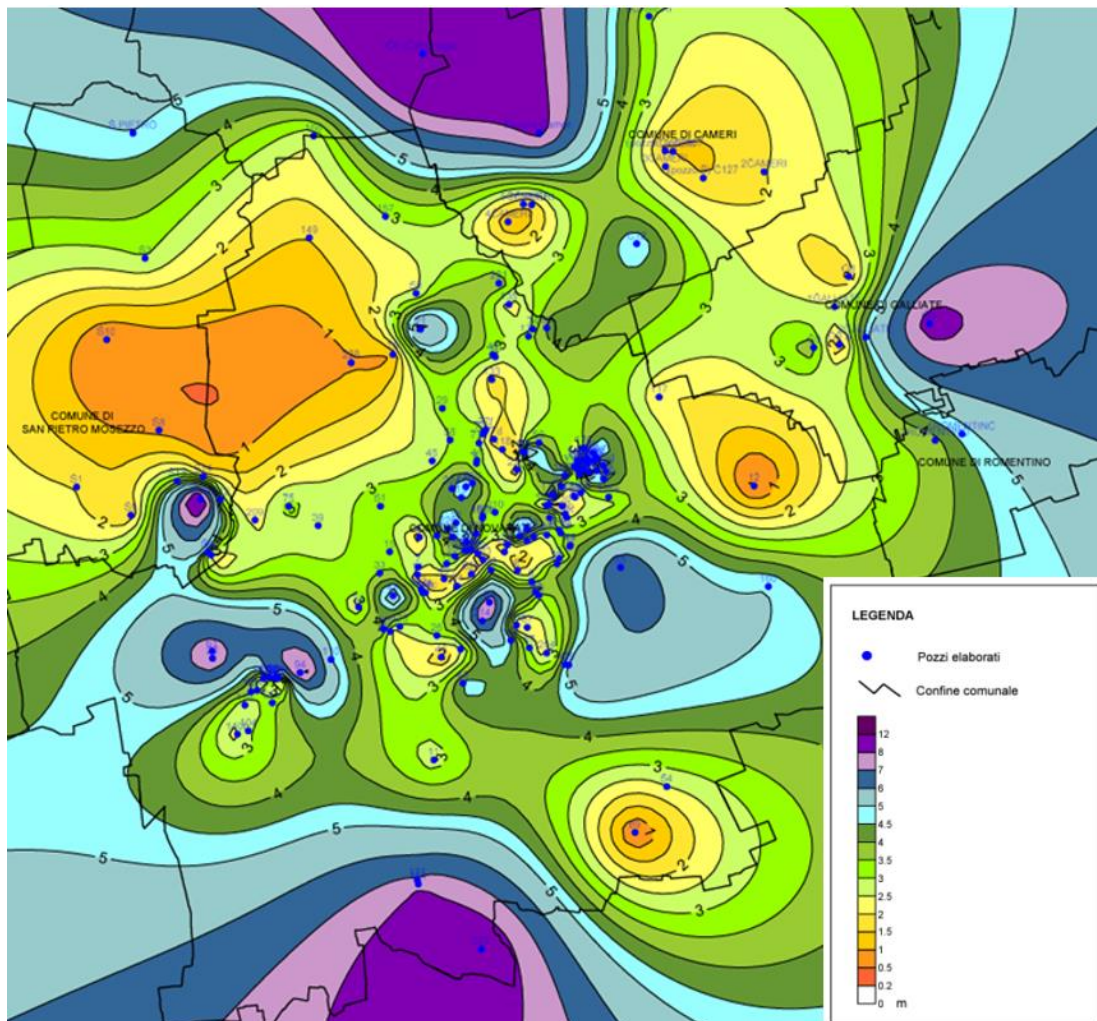


Figura 17: Variazione dello spessore del livello argilloso che sorregge la prima falda

Il database regionale assegna al primo acquifero una permeabilità dell'ordine di $10^{-2}/10^{-3}$ cm/s.

La falda freatica è posta alla profondità media di 5,0 metri dal piano campagna, con un dislivello piezometrico da nord a sud che varia da 160 a 136 metri s.l.m. (piano campagna da 164 a 140 m s.l.m.). La direzione preferenziale del flusso è da NNW verso SSE con un gradiente che va dal 3‰ nella porzione nord del comune, al 2‰ nella zona sud.

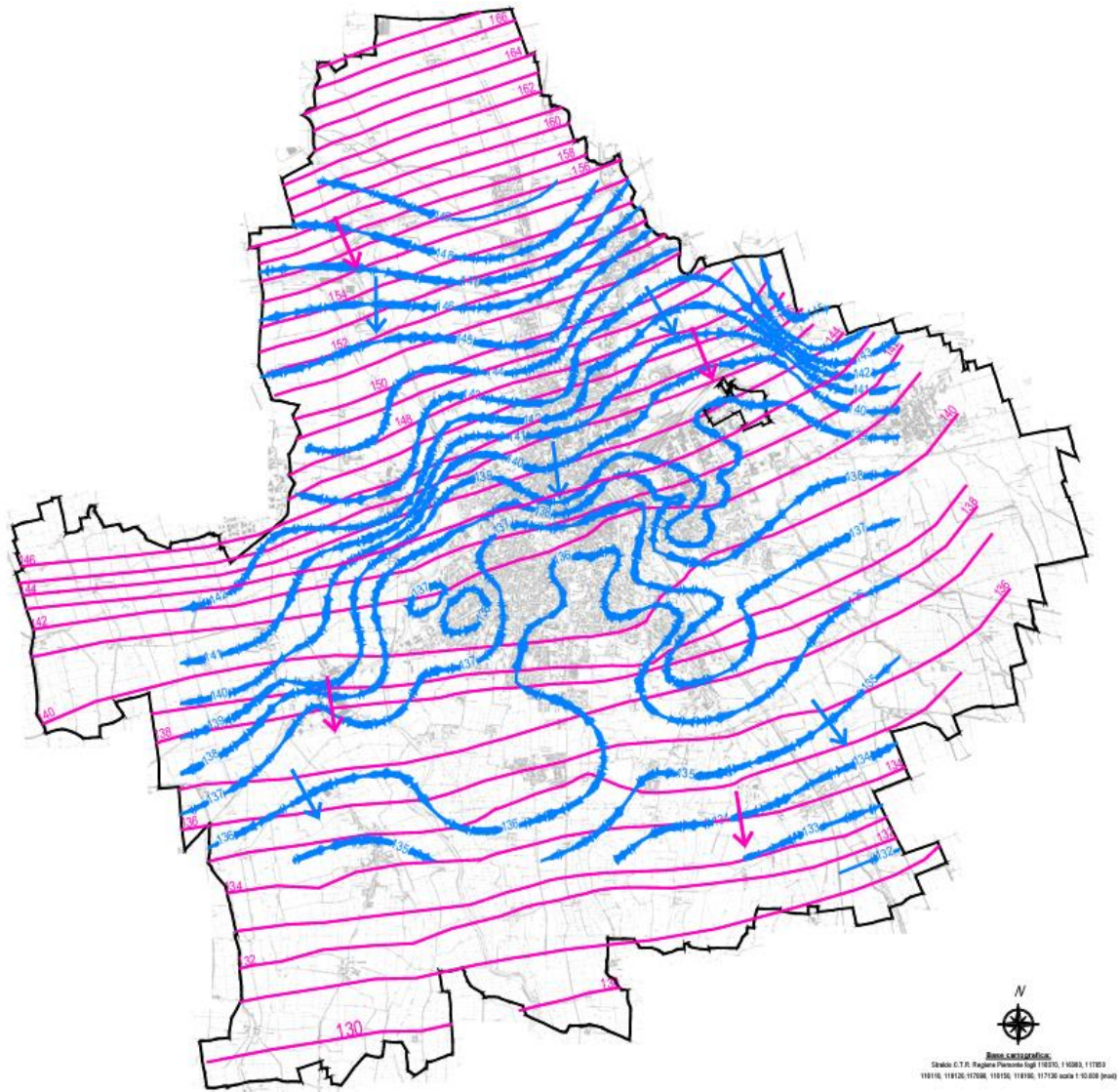


Figura 18: Andamento del livello piezometrico dell'area considerata

Un aspetto rilevante al fine del posizionamento dei nuovi pozzi geotermici è il fatto che questi sono esterni alla fascia di rispetto dei pozzi comunali. Nella figura che segue è riportata la carta idrologica tratta dal PRG comunale, in cui sono evidenziati in rosso i pozzi attivi comunali con le rispettive fasce di rispetto, mentre in verde è evidenziata la posizione della centrale di generazione, dunque del pozzo geotermico.

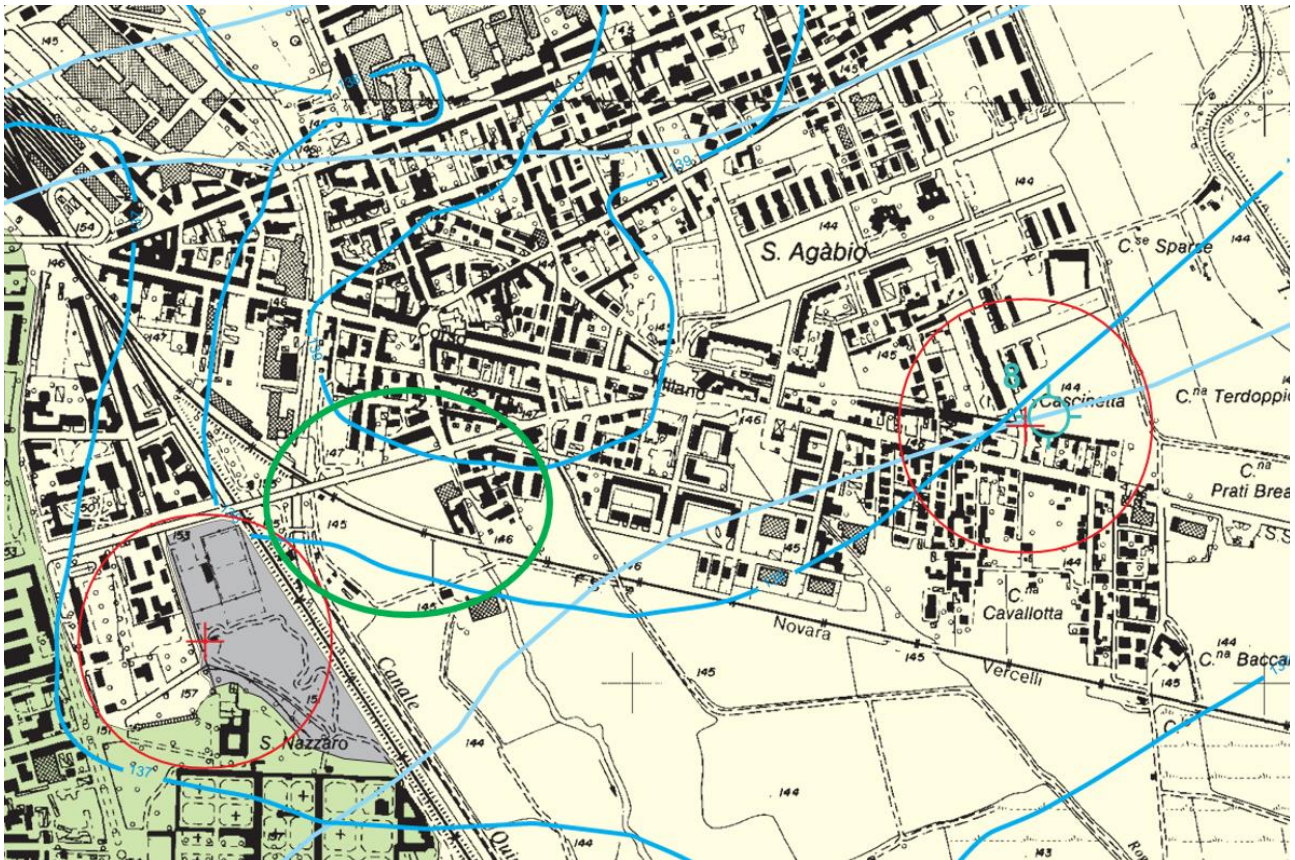


Figura 19: Rilevazione di pozzi attivi comunali con le rispettive fasce di rispetto

Per caratterizzare la capacità produttiva di un pozzo e per la determinazione dei parametri idrogeologici dell'acquifero (trasmissività, permeabilità), nonché del raggio di influenza, è necessario eseguire una prova di portata.

La prova serve a stabilire anche la capacità produttiva dell'acquifero, cioè il quantitativo in L/s che si può estrarre dal sottosuolo senza creare problemi all'acquifero stesso. Normalmente la prova di portata a gradini viene eseguita partendo da portate basse per aumentare gradualmente la portata ogni qualvolta la soggiacenza della falda si stabilizza. Se questa non si stabilizza significa che si sta estraendo più acqua di quanto l'acquifero sia in grado di fornire.

Si dispone di una sola prova di portata eseguita in un pozzo posto poco fuori il confine comunale nord-est. Si tratta di un pozzo industriale, la cui prova è stata spinta sino ad una portata massima di 6 L/s (secondo le esigenze dell'utenza) senza che sia stata raggiunta la portata critica. Tale dato non è sufficiente per stabilire la portata massima dell'acquifero ma associato alle informazioni descritte nei capitoli precedenti è stato possibile allestire un modello matematico per ricostruire il comportamento dell'acquifero in varie situazioni di prelievo.

Sono stati utilizzati dei modelli di flusso matematici, ai fini di una preliminare valutazione dei potenziali effetti sull'andamento piezometrico e sulle temperature della falda oggetto di reimmissione, in caso di prelievo tramite pozzo di presa e restituzione in pozzo di resa, in ragione sia delle portate reimmesse previste che della trasmissività dell'acquifero.

Nella tabella di seguito riportata vengono inseriti i dati di INPUT del modello idrogeologico che possono essere inseriti in un'eventuale simulazione.

Parametri	Valori
Tipologia di acquifero	Libero
Quota piano campagna m s.l.m.	146 m s.l.m.
Livello statico della falda freatica libera	142 m s.l.m.
Permeabilità dell'acquifero	$5,0 \cdot 10^{-4}$ m/s
Spessore dell'acquifero	30 m
Gradiente idraulico	0,002
Direzione falda	NNO-SSE
Porosità efficace	0,25
Portata di emungimento di progetto	25 L/s

Tabella 3: Dati di input idrogeologici caratteristici della zona in esame

Capitolo 5 – Progettazione preliminare della pompa di calore geotermica e iter autorizzativo

5.1 - Analisi del potenziale geotermico

La valutazione del potenziale geotermico, come accennato nel capitolo 2, parte dall'identificazione di due parametri fondamentali: il gradiente geotermico e il flusso di calore superficiale.

Pertanto, dall'Ufficio Risorse Idriche della provincia di Novara, tramite il Servizio di Conoscenze Ambientali (34), è stata comunicata una temperatura della falda superficiale pari a 15°C. Questo è un parametro che ci si aspettava, facendo seguito a quanto riportato in figura 7, la quale mostra come a profondità che variano fra i 3 e i 7 metri, la temperatura del terreno varia fra i 10 e i 15 °C.

Questo dato, insieme alle informazioni idrogeologiche reperite, informa sulla presenza dell'acquifero ad una profondità non elevata, ad una temperatura che non eccede i 15°C e che è in grado di fornire una portata d'acqua costante.

5.2 – Normativa di riferimento per la derivazione di acqua tramite pozzo

Le simulazioni di emungimento di acqua dalla falda acquifera costituiscono una parte fondamentale e imprescindibile dell'attività di analisi descritte nel seguito. Queste, infatti, sono state realizzate non solo per ragioni tecniche, ma soprattutto per ottemperare alle richieste dettate dalla normativa vigente in materia di gestione e utilizzo delle risorse idriche.

Facendo seguito a quanto scritto nel capitolo 3, paragrafo 3.1.3, riguardante la normativa regionale in Piemonte, si sa che il Regolamento regionale 29 luglio 2003, n. 10/R (26) disciplina l'utilizzazione di acqua sotterranea destinata all'alimentazione di impianti geotermici per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici.

Esso non è soggetto a procedura semplificata in quanto la portata di emungimento dalla falda acquifera è di 25 L/s, maggiore dei 20 L/s prescritti dalla normativa. Il limite dei 25 L/s per il progetto di Novara deriva anch'esso dalla normativa vigente, questa volta però in ambito nazionale.

Secondo quanto riportato nell'Allegato IV del Decreto Legislativo n.152/2006 (20), la “derivazione di acque superficiali ed opere connesse che prevedono derivazioni superiori a 200 litri al secondo o di acque sotterranee che prevedono derivazioni superiori a 50 litri al secondo, nonché le trivellazioni finalizzate alla ricerca per derivazioni di acque sotterranee superiori a 50 litri al secondo” rientra fra i progetti sottoposti a verifica di assoggettabilità per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).

Per evitare di rientrare nella sopra indicata categoria si è scelto di limitare il potenziale emungimento ad una portata inferiore ai 50 L/s.

Inoltre, sempre a livello nazionale, facendo riferimento al *Decreto Ministeriale 30/03/2015* “Linee Guida per la verifica di assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale dei progetti di competenza delle Regioni” (23), considerata la significatività dei potenziali impatti sull'ambiente e sulla salute umana derivanti dai rischi di incidenti, per i progetti elencati nell'allegato IV del decreto legislativo n. 152/2006, è prevista una riduzione del 50% delle soglie. Questo dimezzamento trova ragione nel cumulo con altri progetti presenti nello stesso contesto ambientale e territoriale. Il decreto stabilisce che l'ambito territoriale è definito da una fascia di un chilometro per le opere lineari.

Conseguentemente alla verifica, tramite opportuna documentazione bibliografica, riportata nel seguito, della presenza di altri pozzi di presa, nel raggio di 1 Km dall'ubicazione dell'impianto in questione, si è ritenuto di dover dimezzare la portata di emungimento dai 50 L/s a 25 L/s.

Nell'Allegato A del Regolamento regionale 29 luglio 2003, n. 10/R (26) sono riportati in maniera dettagliata i contenuti della domanda di concessione e la documentazione da allegare alla stessa.

La domanda deve contenere a pena di improcedibilità:

1. i dati anagrafici del richiedente completi di codice fiscale e partita IVA;
2. il domicilio legale eletto dal richiedente ai fini della domanda, se diverso dalla residenza;
3. il tipo e il nome del corpo o dei corpi idrici dai quali si intende derivare ed eventualmente restituire o scaricare l'acqua, dedotto dalla Carta Tecnica Regionale;
4. l'indicazione del Comune e della Località in cui sono ubicate le opere di presa e quelle di eventuale restituzione o scarico;
5. la portata massima istantanea e media annua di acqua da derivare, espressa in litri al secondo, e il corrispondente volume massimo annuo espresso in metri cubi ed il modo di prelievo dell'acqua;
6. le eventuali capacità di accumulo che si intendono realizzare;
7. la portata minima da rilasciare a valle della presa da acque superficiali e le sue eventuali modulazioni temporali;
8. l'intervallo di tempo in cui si chiede di esercitare il prelievo dell'acqua e le relative regole operative specificando i valori massimi riferiti a ciascun periodo nel caso di portate massime differenziate durante l'anno;
9. gli usi cui si intende destinare l'acqua prelevata, nonché le portate massime istantanee e medie annue ed i volumi massimi annui destinati a ciascun utilizzo.

Successivamente bisogna fare riferimento alla Parte III dell'Allegato A "Allegati tecnici alla domanda di concessione di derivazione da acque sotterranee tramite pozzi", in cui viene specificato che il progetto dell'opera di captazione di acque sotterranee tramite pozzi deve essere redatto sulla base di un'accurata indagine idrogeologica e deve essere finalizzato ad ottenere il miglior utilizzo della falda con le massime garanzie a livello ambientale.

Alla domanda di concessione di derivazione da acque sotterranee tramite pozzi devono essere allegati:

- A1. Lo studio idrogeologico
- A2. Il progetto dell'opera di captazione
- A3. La scheda del catasto derivazioni idriche
- A4. Documentazione del versamento dell'acconto delle spese istruttorie

Lo studio idrogeologico descrive l'assetto idrogeologico e fornisce indicazioni sugli aspetti geologici e geomorfologici del territorio nel quale è prevista la captazione. Tale studio idrogeologico interessa un'area avente indicativamente il raggio di almeno un chilometro dall'opera di captazione e comunque di ampiezza tale da consentire le caratterizzazioni richieste.

Lo studio idrogeologico è schematizzato, per l'uso previsto nel presente elaborato, come segue nei sottoparagrafi "Lineamenti geologici e geomorfologici" e "Caratterizzazione idrogeologica".

Lineamenti geologici e geomorfologici

Vengono descritti i lineamenti geologici e geomorfologici della zona indagata, indicando i corpi idrici superficiali e precisamente laghi, fiumi, torrenti, rii, invasi e canali artificiali nonché, per quanto possibile, le eventuali interazioni con le acque captate. La descrizione geologica e geomorfologia comprende:

- la litologia superficiale;
- la morfologia della superficie topografica;
- i processi geomorfologici;
- i fenomeni di erosione;
- la descrizione degli usi prevalenti del suolo.

Caratterizzazione idrogeologica

Lo studio della struttura idrogeologica deve permettere di individuare il comportamento idrodinamico dell'acquifero da captare e il rapporto di quest'ultimo con altri livelli produttivi più o meno separati idraulicamente da esso. Allo scopo occorre:

- caratterizzare la geometria degli acquiferi captati;
- verificare eventuali interazioni fra corpi idrici superficiali, sotterranei e profondi;
- definire il modello concettuale di circolazione idrica sotterranea.

La struttura idrogeologica studiata deve essere schematizzata tramite sezioni idrogeologiche costruite attraverso l'ausilio di dati litostratigrafici ricavati dalla raccolta, sistemazione e analisi critica dei dati esistenti (pubblicazioni scientifiche e letteratura bibliografica) ed eventualmente da indagini dirette e indirette.

Per quanto riguarda invece il progetto dell'opera di captazione, essa deve garantire la massima funzionalità del pozzo, valutando correttamente i rapporti tra il diametro delle colonne, il completamento (filtro/dreni) e l'equipaggiamento da un lato, e le caratteristiche granulometriche dell'acquifero e la potenzialità della falda da captare dall'altro, al fine di evitare perdite di carico eccessive ed insabbiamenti del pozzo.

Gli elaborati specifici a corredo del progetto dell'opera di captazione devono contenere:

- il comune;
- la mappa catastale e l'ubicazione del pozzo;
- la quota misurata del piano-campagna dove verrà costruito il pozzo (in metri s.l.m.) e le coordinate U.T.M.;
- la profondità del pozzo espressa in metri;
- il metodo di trivellazione previsto;
- le modalità di allontanamento degli scarichi liquidi e solidi;
- i diametri, i materiali, gli spessori, le saldature e le modalità di giunzione delle tubazioni;
- la granulometria e la posizione del dreno prevista rispetto al piano di campagna;
- il tipo di cementazione, il materiale usato e la posizione prevista rispetto al piano di campagna;
- il tipo di filtri e la posizione prevista delle finestre drenanti.

Il progetto di massima deve inoltre contenere indicazioni sull'utilizzazione prevista e precisamente i tipi d'uso previsti delle acque sotterranee captate e la durata di esercizio della captazione (continua o periodica), in particolare deve essere documentata la congruità dei volumi di prelievo richiesti in relazione agli utilizzi previsti;

- la portata massima che si intende derivare;
- la durata giornaliera del prelievo;
- le principali caratteristiche delle apparecchiature elettromeccaniche;
- i tracciati, il materiale ed i diametri delle condotte, la presenza di serbatoi di accumulo;
- campionamento e, per pozzi che attingono da falde profonde, prove di logs geofisici in pozzo quando le tecniche di perforazione (a rotazione con distruzione di nucleo) non consentono di determinare chiaramente la stratigrafia dei terreni attraversati;
- prova di pozzo a portata variabile.

I parametri idrogeologici desunti dalla prova di falda sono inoltre utilizzati per determinare il cono di depressione indotto dal pompaggio alla portata massima di esercizio del pozzo, per definire le linee isocrone e individuare le aree di salvaguardia. Il fronte di alimentazione con il quale definire le isocrone si determina simulando un regime permanente o di equilibrio oppure un regime transitorio o di non-equilibrio con un pompaggio del pozzo per almeno sette giorni alla portata massima di prelievo prevista. Al fine di poter verificare il dimensionamento delle aree di salvaguardia devono essere riportati in relazione oltre ai parametri idrodinamici sopraelencati anche il gradiente idraulico e le direzioni di flusso della falda utilizzato per il dimensionamento delle stesse.

5.3 – Simulazione dell'emungimento di acqua dalla falda acquifera

Avendo già riportato, nel capitolo 4.4, lo studio idrogeologico redatto sia a cura di un geologo, sia tramite la registrazione di dati bibliografici, si riporta nel seguente capitolo una parte fondamentale dell'Allegato alla domanda di concessione riguardante il progetto dell'opera di captazione. In particolare, si vuole simulare il pompaggio dell'estrazione di acqua alla portata massima di esercizio al fine di determinare il cono di depressione indotto. Il cono di depressione serve per definire le linee isocrone e individuare le aree di salvaguardia. Come si vedrà nel seguito, la simulazione è stata condotta simulando dapprima un regime permanente e successivamente un regime transitorio, per 14 giorni alla portata massima di prelievo prevista, ovvero pari a 25 L/s.

5.3.1 – Descrizione dei software utilizzati: Qgis e ModelMuse

Per poter sviluppare la simulazione dell'emungimento di acqua dalla falda acquifera è stato necessario sviluppare un modello di falda acquifera. L'allestimento del modello e le equazioni utilizzate verranno spiegate nel capitolo successivo. Nel seguente ci si limita a descrivere i software usati per la modellazione:

- Qgis
- ModelMuse

Qgis (Quantum Gis) è un software open-source che permette di visualizzare, organizzare, analizzare e rappresentare dati spaziali. Esso è stato sviluppato da una comunità internazionale di utenti e sviluppatori al fine di renderlo compatibile con una grande varietà di formati di dati spaziali (31).

Qgis è dunque un software multiplatforma di Sistemi Informativi Geografici (GIS), che permette di:

- Gestire dati vettoriali e raster: nel progetto in esame, è stato fatto largo uso del software per poter importare, gestire e convertire shapefiles. Lo shapefile è un file di tipo vettoriale geospaziale, che memorizza informazioni geografiche sotto forma di punti, linee e poligoni. Nel seguito si mostrerà come l'utilizzo di shapefile sia stato fondamentale per rappresentare l'area di interesse (in forma poligonale) e il pozzo geotermico (in forma puntuale). Un file raster invece è un formato di file utilizzato per memorizzare dati geospaziali sotto forma di griglia regolare di celle (o pixel), nelle quali vengono contenute informazioni fondamentali relative a valori di una variabile di interesse. In questo progetto sono stati utilizzati file di tipo raster per definire il modello digitale del terreno (DTM), necessario per definire l'elevazione dell'acquifero superficiale, e la base dello stesso.
- Georeferenziare: il software è comodo per poter lavorare con dati provenienti da diversi sistemi di riferimento spaziale.
- Visualizzare: alla fine della simulazione il Qgis si rivela un ottimo appoggio dove proiettare i risultati ottenuti in ModelMuse, come ad esempio le linee del cono di depressione a seguito dell'emungimento di acqua dalla falda acquifera.
- Importare mappe e report grafici.

Quelle sopra riportate sono solo alcune delle funzionalità di cui dispone il software Qgis, che sono anche quelle strettamente utilizzate per la simulazione condotta. Pertanto, esso dispone di ulteriori funzioni di analisi spaziale avanzata, di geoprocessing e di plugin, che fanno del software in questione un potente strumento di analisi e gestione di dati geospaziali.

ModelMuse è un'interfaccia grafica avanzata (33) ideata per creare, editare ed eseguire modelli numerici di flusso e trasporto dell'acqua sotterranea, mediante il modello delle differenze finite. Esso è basato sul software MODFLOW, sviluppato dall'US Geological Survey (USGS). Nel seguente elaborato si è utilizzata la versione MODFLOW6, per la quale ModelMuse risulta maggiormente ottimizzata, facilitando la costruzione di modelli idrogeologici e la gestione di variabili spaziali e temporali.

La modellazione del flusso d'acqua sotterranea è di fondamentale importanza se si pensa che spesso è richiesto in complesse procedure amministrative come Valutazioni di Impatto Ambientale. Esso viene infatti utilizzato per modellare e prevedere gli effetti delle attività umane, come l'emungimento da pozzi, sull'equilibrio idrologico di un'area geografica. In combinazione con altri due pacchetti di simulazione, ovvero MT3DMS e SEAWAT, ModelMuse viene spesso impiegato per la simulazione del trasporto di contaminanti in un sistema

idrogeologico, utile nella gestione della qualità dell'acqua, nella bonifica di siti contaminati e nel monitoraggio ambientale.

5.3.2 – *Dati di input*

La parte più importante nell'allestimento di un modello di flusso di acqua sotterranea è la raccolta delle informazioni.

Le informazioni necessarie per poter arrivare a gestire il modello in maniera corretta ed efficace sono le seguenti:

- Caratteristiche litologiche del sottosuolo
- Caratteristiche dell'acquifero
- Presenza di altri pozzi nell'area di interesse e relative portate di emungimento
- Soggiacenza e andamento del livello piezometrico relativo all'area di interesse

Le sopra citate informazioni di input al modello di flusso, vengono di seguito riportate. Esse sono state estratte dalla documentazione fornita dal geologo e riportata nel capitolo 4.4 relativo allo studio idrogeologico, arricchite con dati bibliografici o reperiti da ulteriori siti e database.

Caratteristiche litologiche del sottosuolo

Dallo studio “Proposta ridefinizione della base dell'acquifero superficiale in comune di Novara S. Agabio” (33) venivano distinte 6 sezioni stratigrafiche, riportate in figura 16.

Considerando che il punto di interesse, per il posizionamento della pompa di calore geotermica, si colloca ad una distanza media fra la sezione 2 e la sezione 3, e ad una distanza non troppo elevata dalla sezione 6, si è scelto di analizzare queste tre sezioni in particolare per poter definire meglio le caratteristiche litologiche del sottosuolo.

Si riportano dunque le caratteristiche stratigrafiche relative alla sezione 2, 3 e 6.

La Sezione 2, avente orientamento N-S, si sviluppa nella porzione Centrale del territorio comunale di Novara a partire dal confine con il Comune di Caltignaga, sino alla frazione Torrion Quartara. Il profilo del piano campagna risulta avere un dislivello da Nord a Sud pari a circa 23 metri, mentre il tetto dell'orizzonte argilloso che costituisce la separazione delle due porzioni di acquifero, presente con continuità lungo tutto lo sviluppo della sezione, risulta localizzato ad una quota pari a circa 27 m dal piano campagna (p.c.) nella porzione Nord e ad una quota pari a circa 36 m da p.c. nella porzione Sud della sezione. Lo spessore del livello argilloso oggetto di studio va da un massimo di 11 metri ad un minimo di circa 2 metri nella porzione centrale della sezione, mentre mantiene uno spessore medio pari a 3-4 metri per tutto lo sviluppo della sezione. Ad esso risulta come sempre associato inferiormente un orizzonte ghiaioso grossolano, ben riconoscibile in tutte le colonne stratigrafiche dei pozzi analizzati.

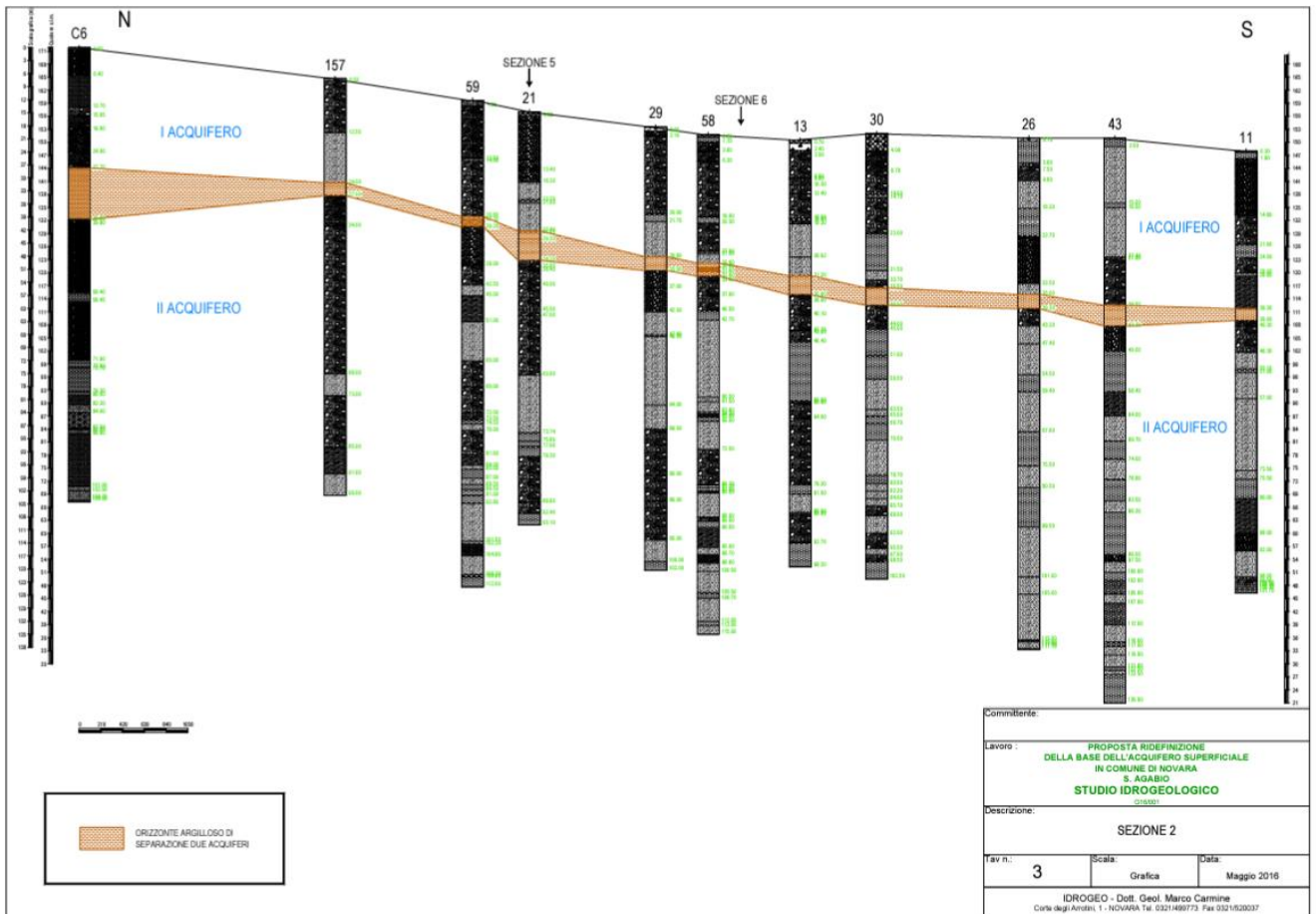


Figura 20: Sezione litografica n.2 dell'elaborato idrogeologico (33)

La Sezione 3, avente anch'essa orientamento N-S, si sviluppa nella porzione Est del territorio comunale di Novara a partire dal confine con il Comune di Cameri, sino alla frazione Olengo. Il profilo del piano campagna risulta avere un dislivello da Nord a Sud pari a circa 16 metri, mentre il tetto dell'orizzonte argilloso che costituisce la separazione delle due porzioni di acquifero, presente con continuità lungo tutto lo sviluppo della sezione, risulta localizzato ad una quota pari a circa 30 m da p.c. in tutta la sezione, approfondendosi sino a circa 43 metri in corrispondenza dell'estremità Sud. Lo spessore del livello argilloso oggetto di studio in questa sezione risulta mediamente pari a 4 metri, con un minimo di 2,5 metri all'estremità Sud.

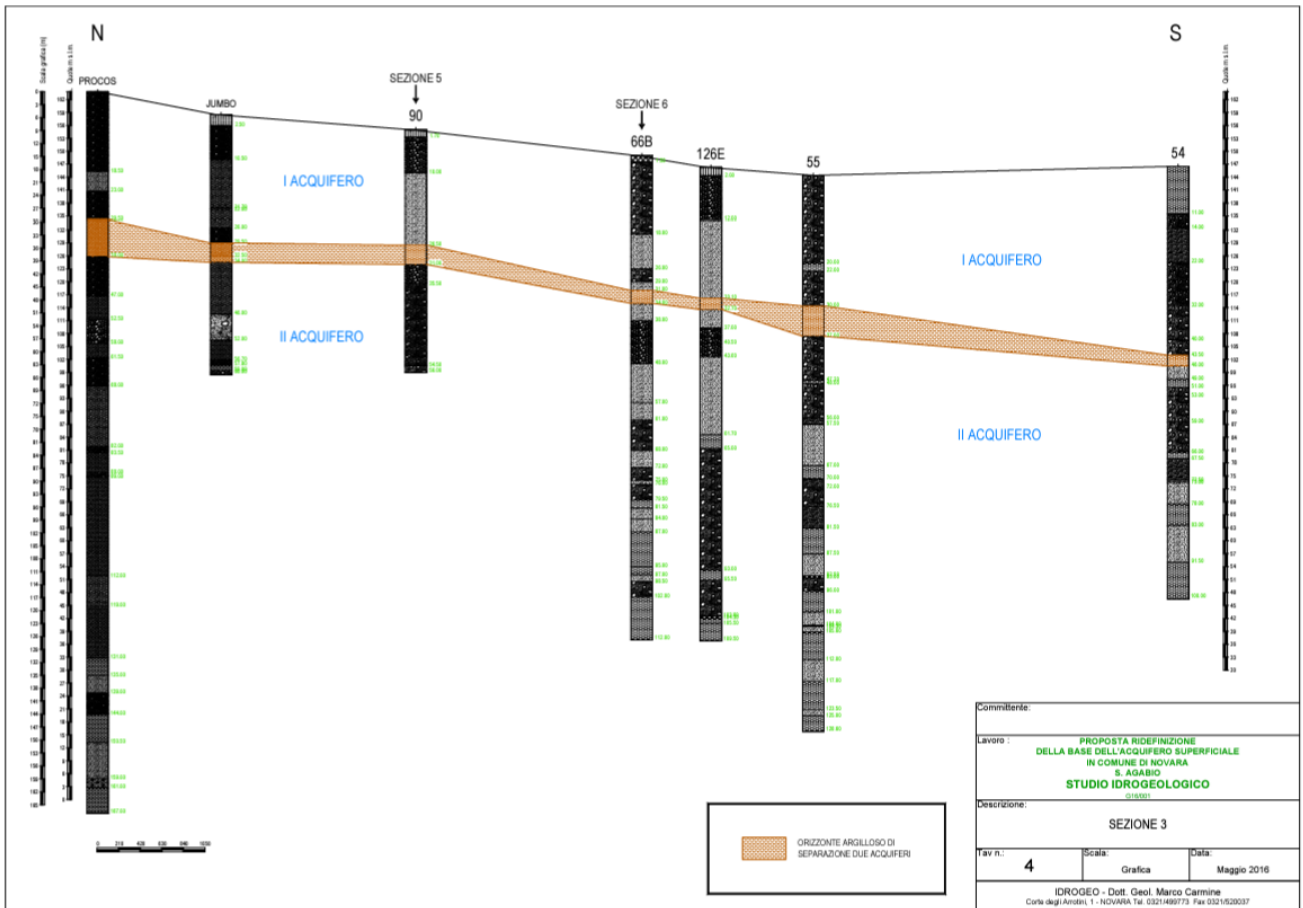


Figura 21: Sezione litografica n.3 dell'elaborato idrogeologico (33)

La Sezione 6, avente orientamento W-E, si sviluppa nella porzione centrale del territorio comunale di Novara, a partire dal centro abitato di San Pietro Mosezzo, sino al centro abitato di Romentino. Il piano campagna risulta avere un dislivello limitato, pari a circa 7 metri, mentre la porzione superficiale dell'acquifero risulta avere una potenza compresa tra 26 e 31 metri da piano campagna, quote a cui si individua il tetto dell'orizzonte argilloso che separa i due acquiferi. Il livello argilloso oggetto di studio in quest'area risulta avere uno spessore compreso tra 2 e 4 metri ed è dotato di continuità lungo tutto lo sviluppo della sezione, come osservato in tutte le altre sezioni analizzate.

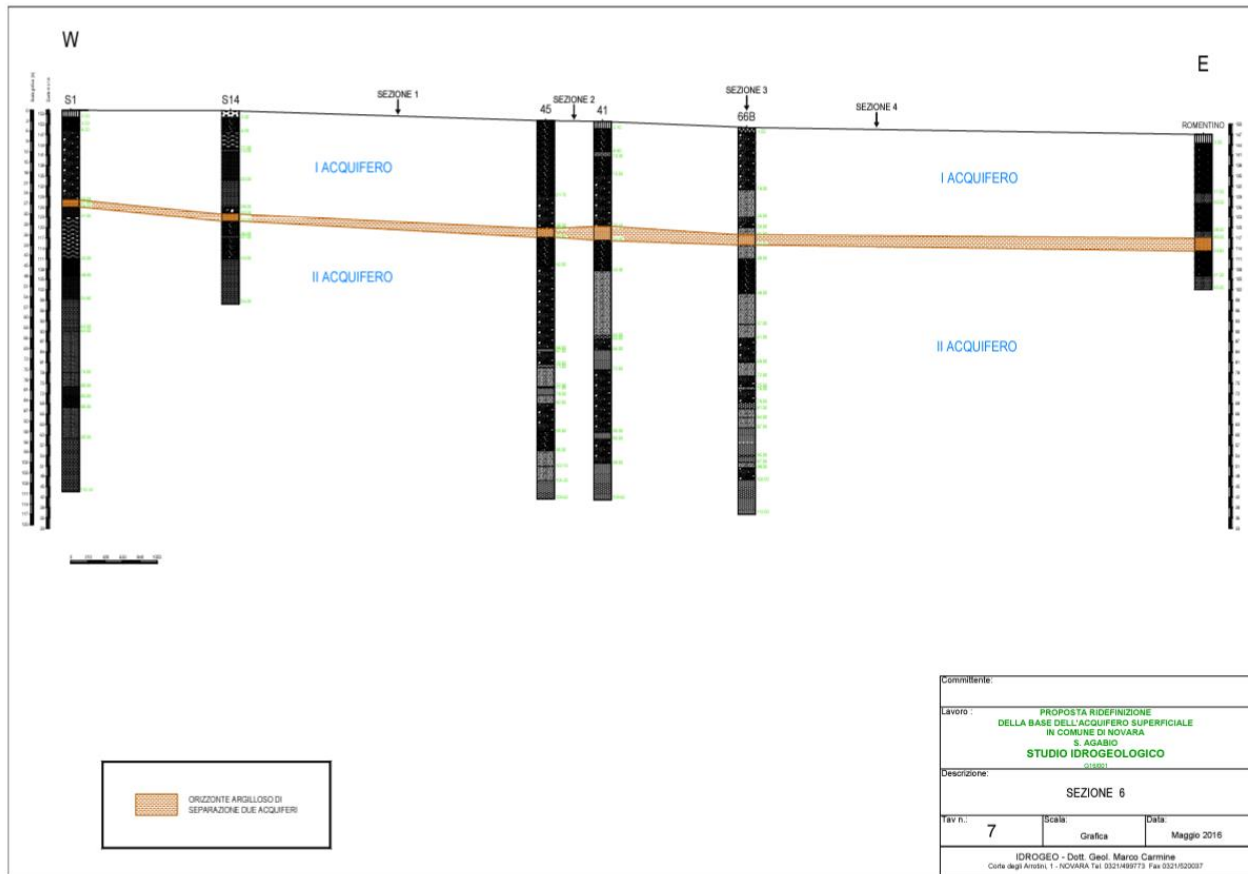


Figura 22: Sezione litografica n.6 dell'elaborato idrogeologico (33)

A partire dai dati relativi alle 3 sezioni citate è stato possibile ricostruire la stratigrafia dell'area di interesse.

In particolare, il pozzo geotermico è posizionato fra le sezioni 2 e 3 e a sud rispetto alla sezione 6. Le sezioni 2 e 3 presentano rispettivamente un dislivello da Nord a Sud di 23 e 15 metri, mentre la sezione 6 presenta un dislivello da Ovest ad Est pari a circa 7 metri. Considerando pertanto i punti 30 e 50, relativi all'ubicazione dei pozzi rilevati nello studio sopra riportato, rispettivamente della sezione 2 e della sezione 3, si può dire che questi si trovino agli estremi di un'ipotetica linea che congiungerebbe le precedenti sezioni e passerebbe per l'area di interesse. In particolare, questi due punti si trovano ad un'altezza rispettivamente di 153 e 145 metri s.l.m., andando a confermare il dislivello della sezione 6 da ovest ad est di circa 8 metri.

Considerando che fra i punti 30 e 50 rispettivamente della sezione 2 e 3, viene misurata una distanza, grazie all'utilizzo di Google Earth, pari a 2,5 km, il dislivello di 7-8 metri distribuito sulla distanza menzionata, è stato considerato trascurabile. Dunque, la zona presa in esame per il posizionamento del pozzo di emungimento è stata considerata pianeggiante nello sviluppo da Ovest ad Est, così come il dislivello da nord a sud, considerando la differenza di altezza presentata dai punti 55 e 54 della sezione 3, che sono quelli più vicini all'area di interesse.

Caratteristiche dell'acquifero

Per quanto riguarda le caratteristiche idrauliche dell'acquifero, queste possono essere valutate mediante delle prove di portata.

Da un'analisi dei dati bibliografici e dei dati forniti dal geologo sono stati rilevati alcuni valori di permeabilità idraulica relativa all'area di interesse. In particolare, secondo quanto riportato dallo studio idrogeologico, la permeabilità del primo acquifero è assegnata dal database regionale sull'ordine di $10^{-2}/10^{-3}$ cm/s. La prova di portata eseguita dallo stesso, presso un sito industriale presente nell'area Nord-Est di Novara, rileva un valore di permeabilità pari a 10^{-1} cm/s.

Facendo invece riferimento ad un'altra fonte (33), i parametri idraulici risultano diversi. In questo caso, essi sono stati ricavati dall'interpretazione delle prove a gradini di portata eseguite su vari pozzi superficiali, cioè con profondità massime di 30 metri, realizzati nel corso degli anni 1996-1997, tramite il metodo di Cooper-Jacob (prove a portata costante).

I valori ottenuti tramite tale interpretazione evidenziano i seguenti parametri idrogeologici:

- Trasmissività media pari a $T = 6,1 \cdot 10^{-2}$ m²/s
- Permeabilità media di $K = 1,7 \cdot 10^{-3}$ m/s.

Pertanto, per la costruzione del modello relativo alla successiva simulazione di emungimento, sono stati utilizzati gli ultimi parametri citati, in quanto lo studio preso in considerazione è relativo alla zona di Sant'Agabio, in cui si trova il pozzo in progetto.

Presenza di altri pozzi nell'area di interesse e relative portate di emungimento

In corrispondenza della zona di interesse è necessario sapere se ci sono altri pozzi di estrazione dell'acqua da falda acquifera superficiale. Questa informazione è necessaria in primo luogo per sapere, in fase preliminare, se è necessario dimezzare la soglia di portata da 50 a 25 L/s, secondo quanto detto nel capitolo 5.2 relativo alla normativa vigente in materia di derivazione di acque sotterranee. In secondo luogo, è importante sapere quali sono le portate di emungimento relative ai pozzi presenti almeno nel raggio di 1 km, al fine di inserire quei pozzi all'interno del modello e simularne il funzionamento in condizioni di portata massima, per verificare che non ci siano interferenze con il pozzo in progetto.

Dallo studio del geologo è stata rilevata la presenza di 325 pozzi, di cui circa 64 di proprietà dell'acquedotto comunale, e di questi ultimi solo circa la metà in attività. Inoltre, è stata anche fornita una mappatura delle portate derivabili da ogni pozzo rilevato.

Informativo messo a disposizione dalla Regione Piemonte, e dal quale è possibile rilevare molte informazioni utili, tra cui pozzi e concessioni di acqua pubblica (34).

Facendo uno zoom sulla zona presa in considerazione (figura 26), si possono osservare i pozzi e le concessioni di derivazioni di acqua pubblica. In particolare, i quadratini di colore blu mostrano la presenza di pozzi di derivazione, mentre le croci celesti mostrano la presenza di una concessione.

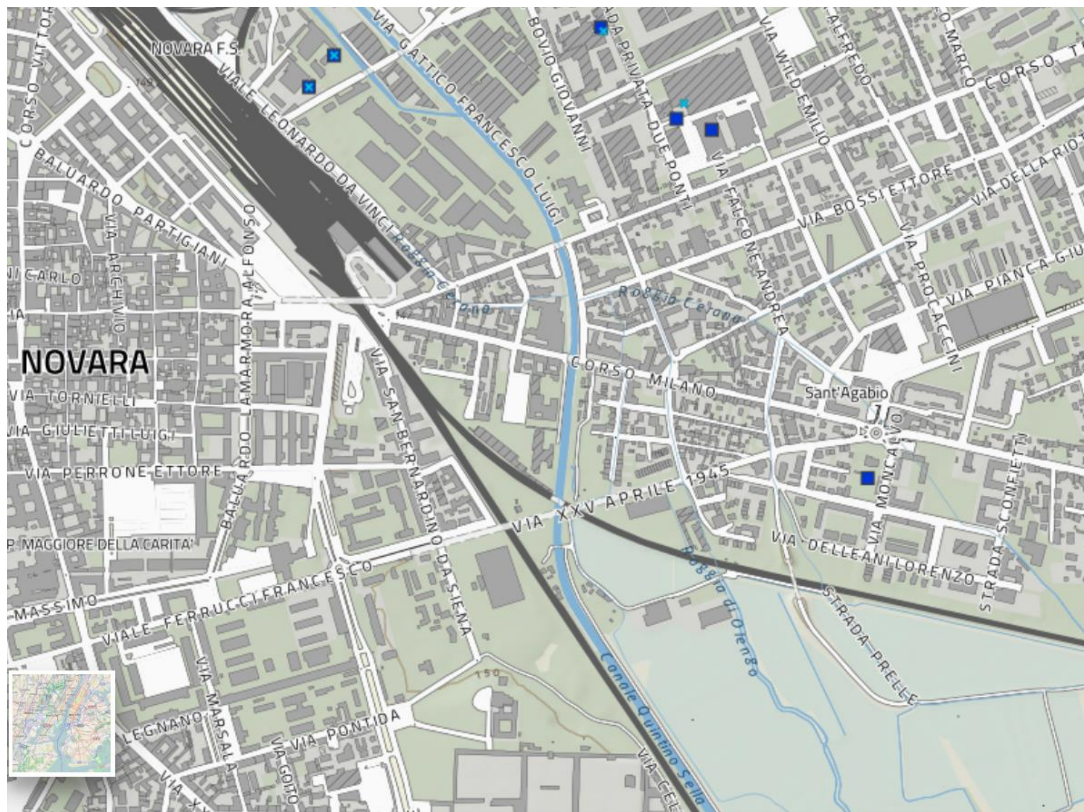


Figura 25: Censimento dei pozzi mediante il Sistema di Conoscenze Ambientali

Prima di tutto si nota come il Sistema di Conoscenza Ambientale non riporta esattamente tutti i pozzi rilevati grazie allo studio del geologo. In figura, infatti, si osserva la presenza di sei pozzi.

Cliccando sulle feature è possibile ottenere tutte le informazioni relative ai pozzi rilevati. Questi dati vengono dunque riportati in tabella 4.

Codice rilievo	Codice ROC	Comune	Portata max derivabile (L/s)	Tipo di falda	Profondità (m)
NO00733PZZ002	NOP01030	NOVARA	NDS	FALDA SUPERFICIALE	32
NO00830PZZ002	NOP00992	NOVARA	6	FALDA PROFONDA	102,1
NO01096	NOP01301	NOVARA	5	FALDA SUPERFICIALE	27
NO00842PZZ001	NOP00399	NOVARA	13	FALDA SUPERFICIALE	33
NO00727PZZ001	NOP01011	NOVARA	4,6	NDS	7
NO00730PZZ001	NOP00996	NOVARA	45	FALDA SUPERFICIALE	27,50

Tabella 4: Informazioni relative ai pozzi dal Sistema di Conoscenze Ambientali

A completamento della presente analisi, bisogna indicare anche la presenza di ulteriori pozzi, rilevati grazie alla Carta Geoidrologica del Piano Regolatore Generale del Comune di Novara, elaborato 3B (35), il quale

riporta nelle vicinanze della zona di interesse, la presenza di due pozzi comunali attivi, come mostrato in figura 19.

Si ha informazione, grazie allo studio del geologo, della portata di esercizio del pozzo comunale che si trova sulla sinistra in basso della figura 19, che corrisponde a 20,6 L/s. Nonostante questi due pozzi non siano presenti nel Sistema di Conoscenze Ambientali, è comunque cautelativo tenerli in considerazione durante la successiva fase di simulazione.

Soggiacenza e andamento del livello piezometrico relativo all'area di interesse

Per la preparazione del modello di flusso d'acqua sotterranea una delle parti fondamentali è proprio il rilievo della soggiacenza della falda freatica e l'andamento delle isopieze nel territorio di interesse.

La falda freatica è posta alla profondità media di 5,0 metri dal piano campagna, con un dislivello piezometrico da nord a sud che varia da 160 a 136 metri s.l.m. (piano campagna da 164 a 140 m s.l.m.). La direzione preferenziale del flusso è da NNW verso SSE con un gradiente che va dal 3‰ nella porzione nord del comune, al 2‰ nella zona sud.

In particolare, si rileva che il punto in cui sarà collocato il pozzo geotermico si trova tra due linee piezometriche, corrispondenti a 140 e 137 m s.l.m.

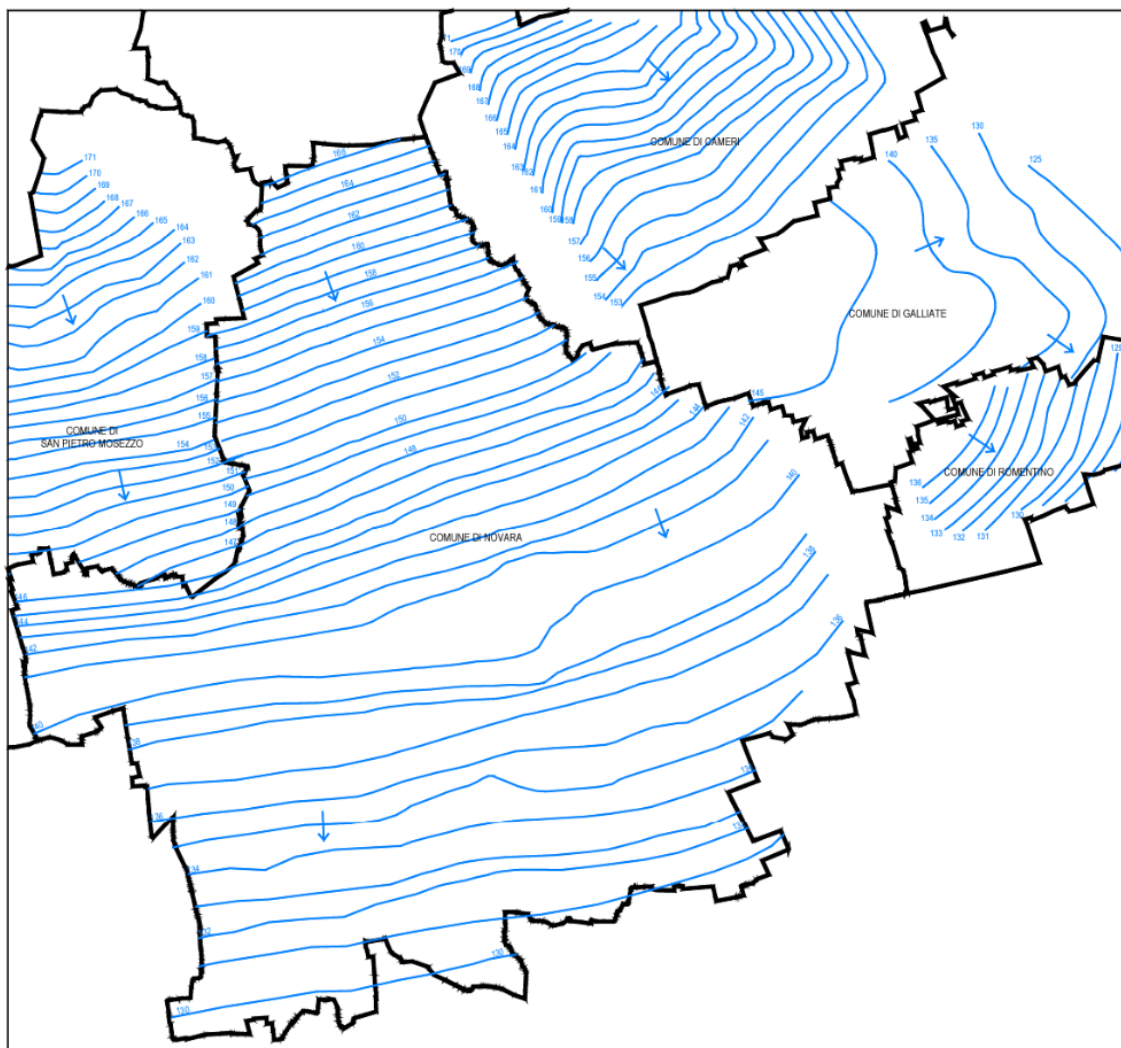


Figura 26: Andamento del livello piezometrico nella provincia di Novara (33)

5.3.3 – Definizione dell'area

Avendo tutti i dati di input a disposizione, si va su Qgis e si definisce l'area di interesse.

Prima di fare questo passaggio è necessario importare sul software alcune mappe geospaziali fondamentali per poter svolgere tutto il processo.

In particolare, vengono importate, a partire da shapefile disponibili sul sito web Geoportale Piemonte (36) oppure direttamente dal software, i seguenti file raster:

- OpenStreetMap: necessaria per avere una base cartografica per sviluppare l'intero progetto. Questa mappa è stata importata direttamente tramite il software Qgis.
- piezo_100: rappresenta l'andamento delle linee isopieze nel territorio di Novara. Questo shapefile di tipo lineare è stato scaricato tramite il Geoportale Piemonte.
- DTM_116: acronimo di Digital Terrain Model, è una rappresentazione tridimensionale della superficie del terreno, che serve per descrivere la morfologia del suolo in maniera accurata. Questo file raster è stato scaricato tramite il Geoportale Piemonte.
- Base_acq_2022: è uno shapefile di tipo lineare, successivamente trasformato in un file raster (base_raster2), rappresentante i valori di elevazione della base dell'acquifero. Questo file è stato scaricato tramite il Geoportale Piemonte.
- Sogg_100: è uno shapefile di tipo lineare, che rappresenta la soggiacenza della falda acquifera nella provincia di Novara. Anche quest'ultimo file è stato ottenuto tramite la consultazione del Geoportale.

Arrivati a questo punto, la situazione che si presenta sul software è quella mostrata in figura 27.

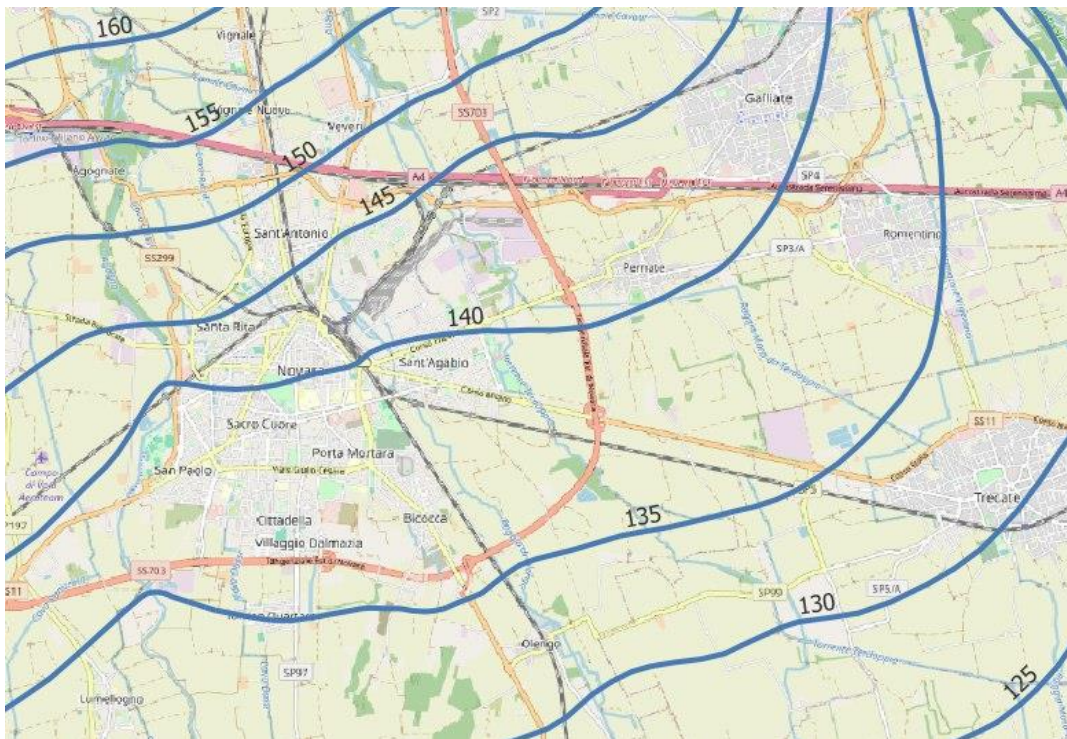


Figura 27: Rappresentazione delle isopieze su Qgis

Per sviluppare un modello di emungimento da pozzo, è necessario definire un'area in cui questo pozzo sarà collocato. Dal momento che nel seguito si vuole simulare, oltre all'emungimento del pozzo singolo, anche la situazione di possibile interferenza con altri pozzi, si tende a fare quest'area più grande.

Una linea guida fondamentale nel disegno dell'area rettangolare è quella di far coincidere i lati lunghi con le isopieze. Ciò facilita di gran lunga la simulazione di emungimento nel seguito, in particolare per impostare

meglio le condizioni al contorno. In sostanza, sapendo che le isopieze hanno un andamento da NNW a SSE, bisogna disegnare i confini dell'area in modo che a NNW e a SSE il flusso risulti perpendicolare ai confini stessi.

A partire da questa considerazione, è stata quindi disegnata l'area, mostrata in figura 28.

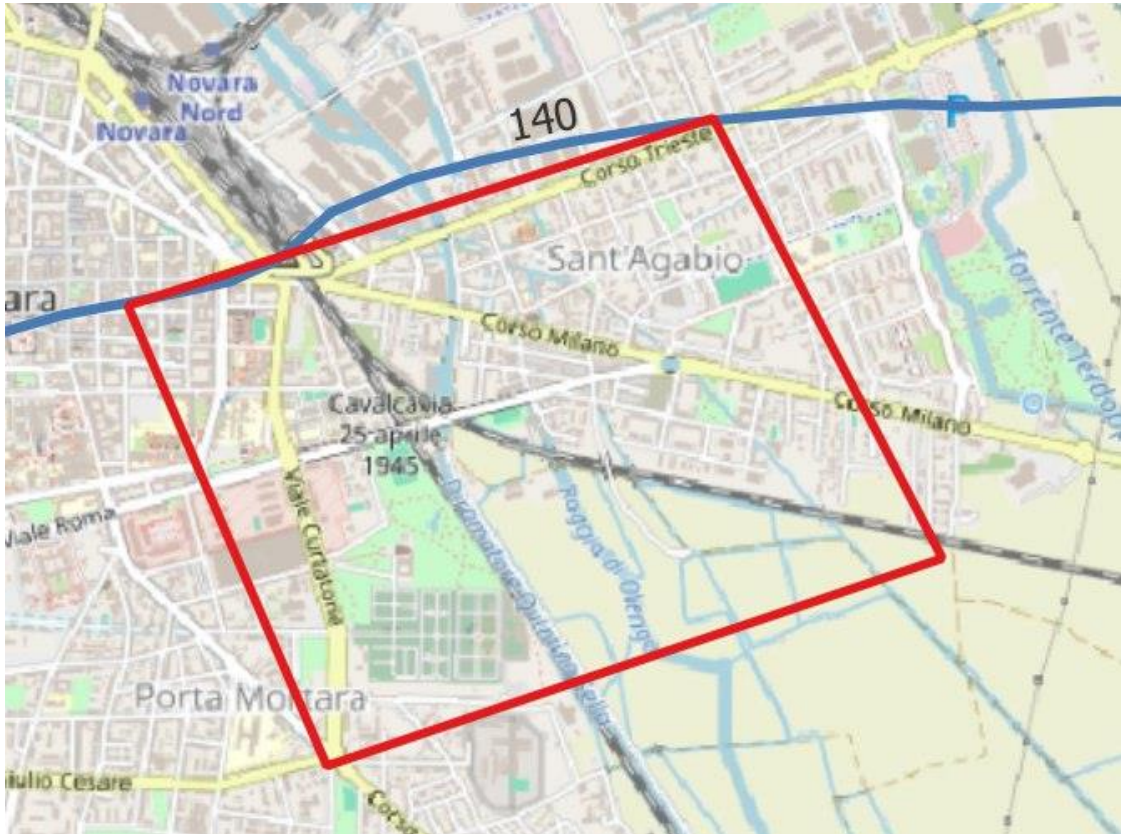


Figura 28: Definizione dell'area di interesse su Qgis

5.3.4 – Trasformazione del modello su ModelMuse

L'area, così definita su Qgis, viene poi importata sull'interfaccia grafica ModelMuse. In questo software viene impostato lo stesso sistema di riferimento settato sul GIS (32632) e lo shapefile viene trasformato da una forma poligonale ad una griglia di celle. La trasformazione è mostrata nella figura 29:

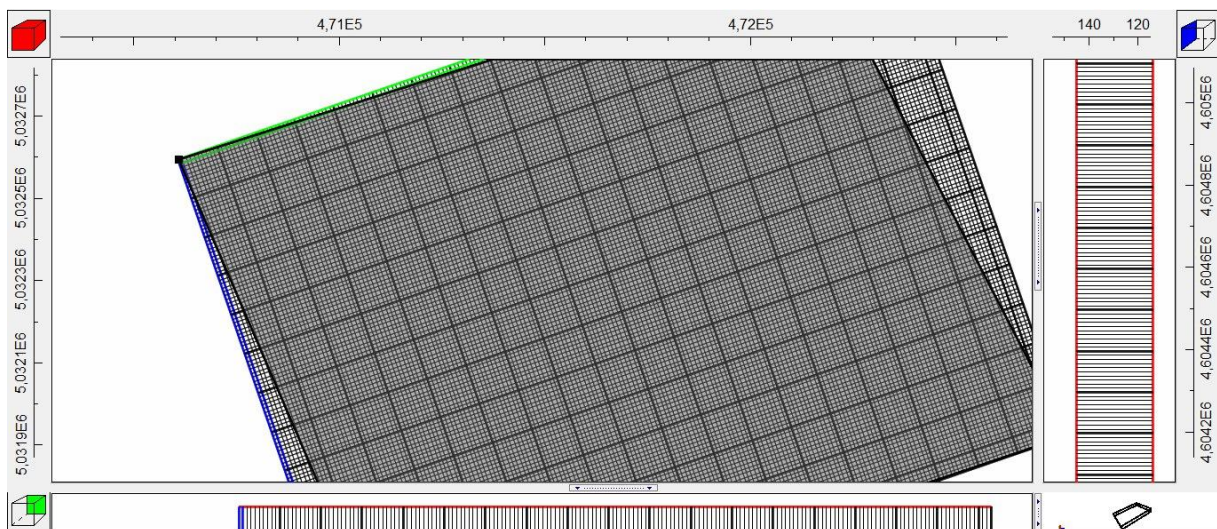


Figura 29: Trasformazione dell'area del modello da poligono a griglia di celle

Senza scendere nel dettaglio dei passaggi svolti con lo shapefile, si specifica che lo stesso è stato sottoposto ad un'ulteriore fase su Qgis, in cui con la griglia risultante da ModelMuse, sono stati campionati i valori raster dei file DTM5_116 e base_raster, per avere a disposizione sul file i valori di elevazione del terreno e della base dell'acquifero per ogni punto della griglia. In questo modo si passa da una struttura bidimensionale ad una struttura tridimensionale.

5.3.5 – Setting delle condizioni al contorno

Successivamente, sul software ModelMuse è stato attivato il pacchetto GHB (General Head Boundary). Questo pacchetto permette di impostare delle condizioni al contorno in un modello idrogeologico. Infatti, per poter simulare il flusso di acqua sotterranea in un preciso punto della mappa, è necessario comunicare al software quali sono le condizioni di ingresso e di uscita.

In particolare, sapendo che sul lato lungo del rettangolo, a nord, si è ad un livello piezometrico pari a 140 m s.l.m., mentre a sud, in corrispondenza di un livello piezometrico circa pari a 137 m s.l.m., sono state impostate queste come condizioni al contorno per simulare il flusso.

Già solo attivando questo pacchetto è possibile far partire la simulazione, in assenza dei pozzi, che verranno inseriti nel seguito. In figura 30 viene mostrato il flusso di acqua sotterranea con il solo settaggio delle condizioni al contorno, dunque è rappresentata la condizione statica. Come si può osservare anche dalla figura, inizialmente si ha un flusso d'acqua da nord ovest verso sud est con un dislivello che varia dai 140 ai 137 metri s.l.m.

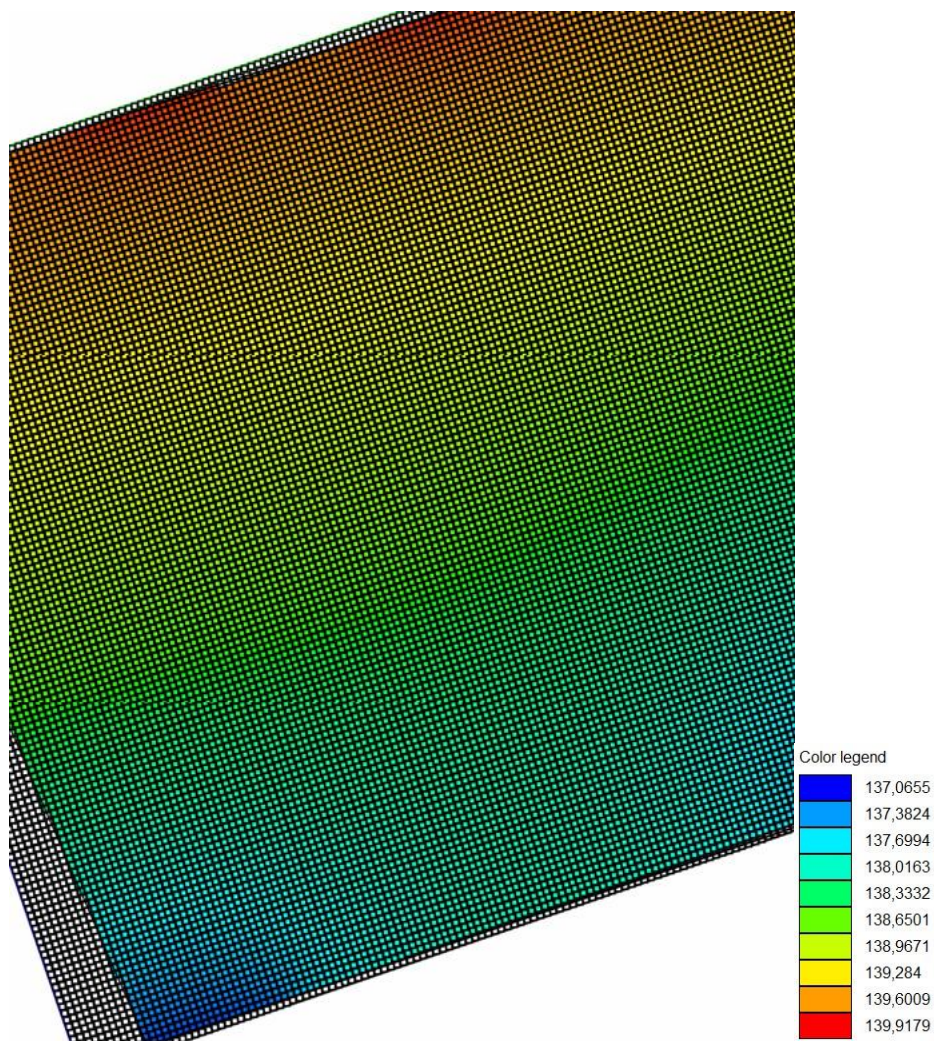


Figura 30: Condizione statica del flusso di acqua sotterranea del modello

5.3.6 – Definizione dei pozzi di presa

La simulazione del flusso di acqua sotterranea è mirata a capire qual è l'entità del cono di depressione prodotto a causa dell'emungimento di 25 L/s dal pozzo geotermico in questione. Non solo, svolgere queste simulazioni è necessario anche per capire se tale cono di depressione, possa andare ad influire sul bilancio idrico locale, interferendo con l'esercizio di captazione di pozzi vicini.

Per le motivazioni di cui sopra, sono state svolte due simulazioni:

- la prima è una simulazione di estrazione di acqua di falda in cui è presente il solo pozzo in progetto
- la seconda simulazione coinvolge anche un pozzo limitrofo. Tra quelli che sono stati rilevati e riportati nel paragrafo 5.3.2, quello che poi è stato considerato ai fini della suddetta simulazione è solo uno. Il motivo di questa scelta risiede in una eccessiva lontananza degli altri pozzi rilevati oppure una portata ad essi associata molto bassa. In particolare, è stata simulata la possibile interferenza con il pozzo attivo comunale rilevato in figura 19, avente portata di emungimento massima di esercizio pari a 21 L/s.

Per la definizione dei suddetti pozzi di presa è stato utilizzato il software Qgis, come mostrato in figura 31. Ad ognuno di loro è stata associata un'etichetta con l'entità della portata emunta.

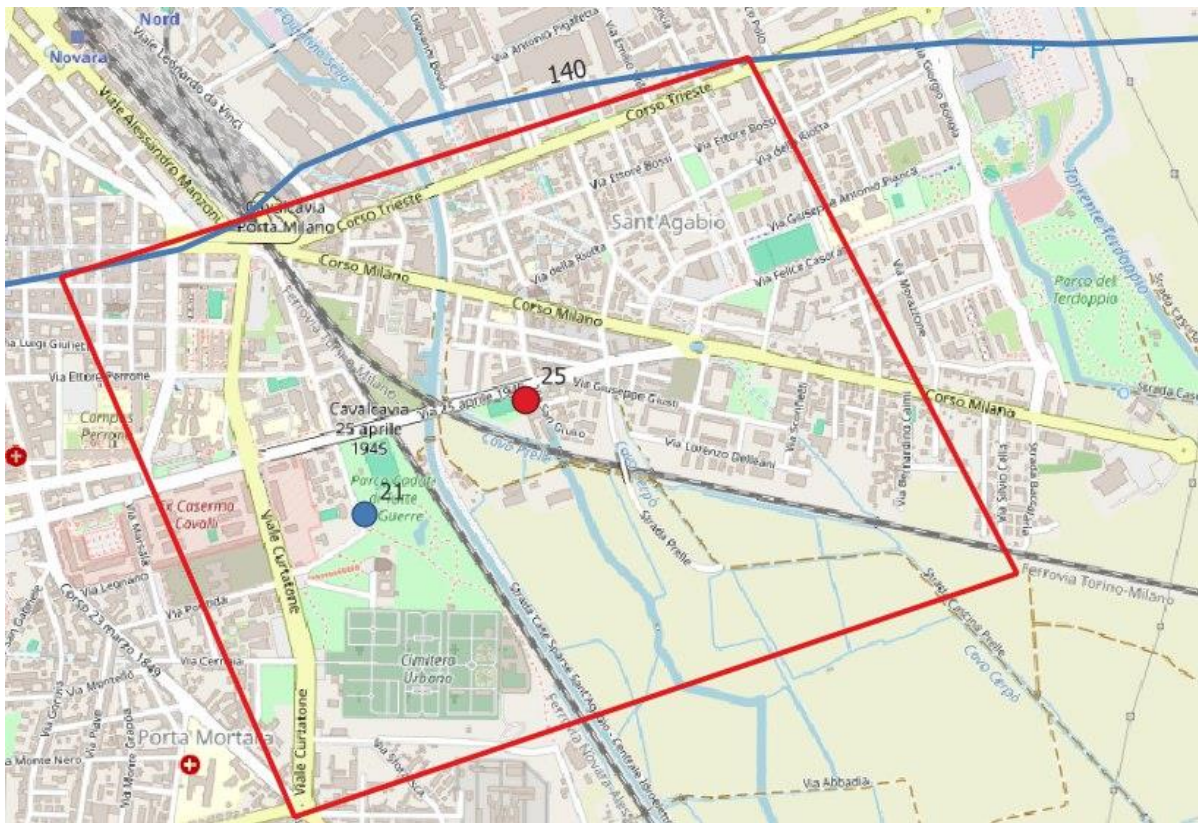


Figura 31: Definizione dei pozzi di presa all'interno dell'area del modello in Qgis

5.3.7 – Setting dei pozzi di presa su ModelMuse e tempi di simulazione

Una volta definiti i pozzi di estrazione ed ottenuti due shapefile puntuali, questi vengono importati in ModelMuse.

A questo punto vengono attivati i pacchetti:

- WEL (Well Package): agisce a livello di celle del modello e consente di impostare un tasso di estrazione e di iniezione.
- IMS (Iterative Model Solution): è un pacchetto utile per risolvere le equazioni di flusso d'acqua sotterranea utilizzando metodi iterativi. In particolare, viene attivato il calcolo lineare con BCGSTAB.

Quando viene attivato anche quest'ultimo, il pacchetto è in grado di risolvere sistemi di equazioni lineari grandi caratteristici di modelli idrogeologici su larga scala, come quello in esame.

Cliccando sul pozzo, che a questo punto appare come una cella sopra il modello preimpostato, è possibile settare le impostazioni per il tasso di estrazione. Questo è stato imposto pari a $-0,025 \text{ m}^3/\text{s}$. Si osservi che non va inserito un pozzo di reimmissione in quanto l'acqua emunta viene restituita in un corpo idrico superficiale.

Successivamente viene impostato il tempo di simulazione: si parte da una situazione statica, per arrivare a simulare ogni secondo relativo a 14 giorni di funzionamento alla massima portata di captazione.

I risultati di questa simulazione vengono riportati nel capitolo 6.

5.4 – Normativa di riferimento per lo scarico di acqua in corpo idrico superficiale

Per quanto concerne lo scarico di acqua in corpo idrico superficiale, bisogna far riferimento al Decreto Legislativo n.152 del 3 aprile 2006 (20). Secondo l'Art.101 del citato decreto, tutti gli scarichi sono disciplinati in funzione del rispetto degli obiettivi di qualità dei corpi idrici e devono rispettare i valori limite previsti nell'Allegato 5 alla parte terza del decreto.

Secondo l'art. 124 tutti gli scarichi devono essere preventivamente autorizzati e l'autorizzazione è rilasciata al titolare dell'attività da cui origina lo scarico. Il regime autorizzatorio degli scarichi di acque reflue domestiche e di reti fognarie, servite o meno da impianti di depurazione delle acque reflue urbane, è definito dalle regioni.

Secondo la Legge regionale n. 6 del 07 aprile 2003 (37), lo scarico è classificato come civile se avviene ad opera di un insediamento in cui si svolgono attività di produzione di beni e prestazioni di servizi i cui scarichi terminali sono assimilabili a quelli provenienti dagli insediamenti abitativi.

In figura 32 sono riportati i passaggi che vengono eseguiti nella domanda e successivo rilascio di autorizzazione allo scarico in acque superficiali.

Rilascio di autorizzazione allo scarico in acque superficiali, sul suolo e nel sottosuolo (strati superficiali del sottosuolo)
(D.Lgs 152/06 - L.R. 13/90 - L.R. 48/93)

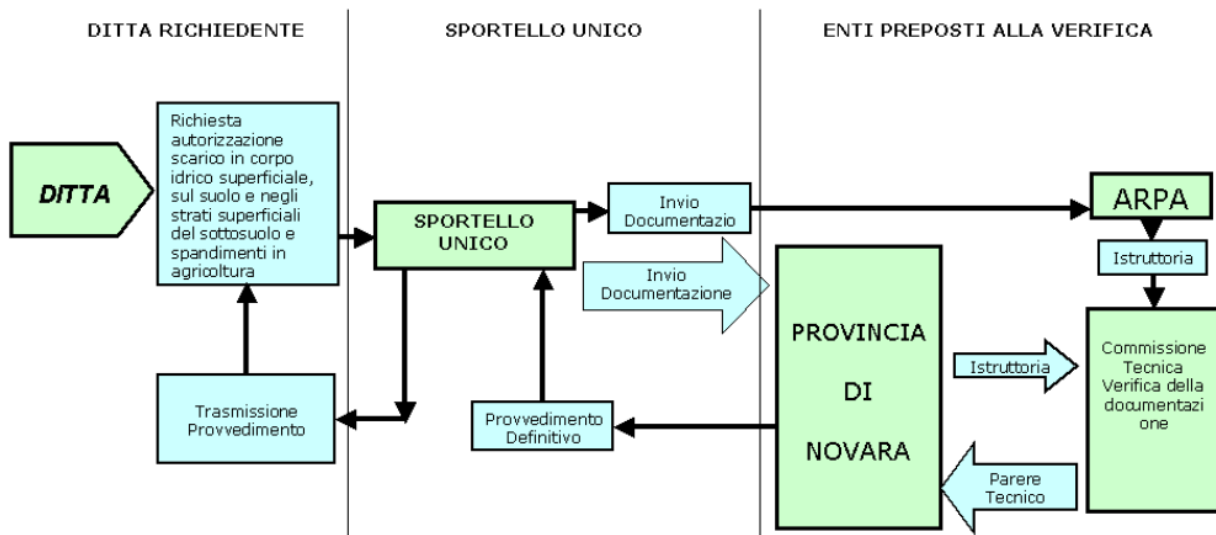


Figura 32: Infografica dell'iter autorizzativo relativo alla domanda di scarico in acque superficiali in Provincia di Novara (38)

5.5 – Completamento dell'iter autorizzativo

A livello provinciale, a Novara, l'ente preposto alla gestione delle domande di concessione di derivazione da falda acquifera e autorizzazione allo scarico è l'Ufficio Risorse Idriche. Quest'ultimo riceve una documentazione unica, contenente sia la derivazione che lo scarico. Questa documentazione, sotto forma di istruttoria, deve vedere l'approvazione da parte dell'ente preposto alle verifiche tecniche, il quale è Arpa

Piemonte, che può approvare o negare le autorizzazioni richieste oppure chiedere integrazioni tecniche nel caso in cui valuti la documentazione insufficiente.

5.6 – Analisi dei componenti del ciclo produttivo

A valle della simulazione dell'emungimento di acqua dalla falda acquifera, ci si è posti un altro obiettivo, ovvero quello di simulare il funzionamento della pompa di calore geotermica in condizioni operative per ottimizzarne l'efficienza. Per farlo è imprescindibile conoscere il funzionamento degli altri componenti del ciclo produttivo, dunque, il contesto all'interno del quale è la pompa è inserita, al fine di ottimizzarla nella sua interazione con gli altri componenti.

La centrale in cui è inserita la pompa di calore geotermica è a servizio di una rete di teleriscaldamento, che soddisfa un fabbisogno annuo pari a circa 17 GWh; dunque, si parla di macchinari di taglia elevata.

Nel seguito si riportano i dati tecnici relativi ad ogni componente.

5.6.1 - Cogeneratore a gas

Per quanto riguarda il cogeneratore a gas, è stato scelto un cogeneratore della Rolls Royce che presenta i seguenti parametri:

	%	100	75	50
Bilancio di energia				
Potenza termica prodotta	kW	2055	1605	1191
Potenza elettrica prodotta	kW	2032	1524	1016
Input di potenza	kW	4583	3499	2465
Efficienza elettrica	-	44,3	43,5	41,2
Efficienza totale	-	89,2	89,4	89,5
Aria di combustione/gas esausti				
Temperatura aria di combustione	°C		25	
Portata di aria di combustione	kg/h	9752	7317	4925
Portata di gas esausti, secca	kg/h	10088	7573	5106
Temperatura gas esausti	°C		431	
Combustibile di riferimento				
Gas naturale			CH ₄ > Vol. 95%	
Temperatura acqua (in/out)	°C		78/91	
Voltaggio/frequenza	V /Hz		10500 / 50	
Dimensioni				
Lunghezza	mm		5500	
Larhezza	mm		2100	
Altezza	mm		2300	

Tabella 5: Parametri tecnici del cogeneratore a gas

5.6.2 - Serbatoio di accumulo termico

Il serbatoio di accumulo termico è stato dimensionato per contenere un volume d'acqua pari a 1000 m³.

Di seguito vengono riportati i dati significativi relativi al serbatoio di accumulo termico.

Componente	Serbatoio di accumulo termico
Materiale di costruzione	EN-10025-2 S355JR
Diametro nominale	12000 mm
Altezza nominale	8850 mm
Volume nominale	1000 m ³
Volume utile	950 m ³
Fluido contenuto	Acqua
Stato del fluido	Liquido
Densita'	1000 kg/m ³
Temperatura di progetto	95 °C

Temperatura di esercizio	-10/95 °C
Coibentazione	100 mm

Tabella 6: Parametri tecnici del serbatoio di accumulo termico

In figura 33 è riportato un esempio di serbatoio di accumulo termico più piccolo. In particolare, questo è caratterizzato da un volume totale pari a 565 m³, ma ha le stesse caratteristiche progettuali del serbatoio da 1000 m³, per questo motivo se ne riporta un esempio a scopo illustrativo.

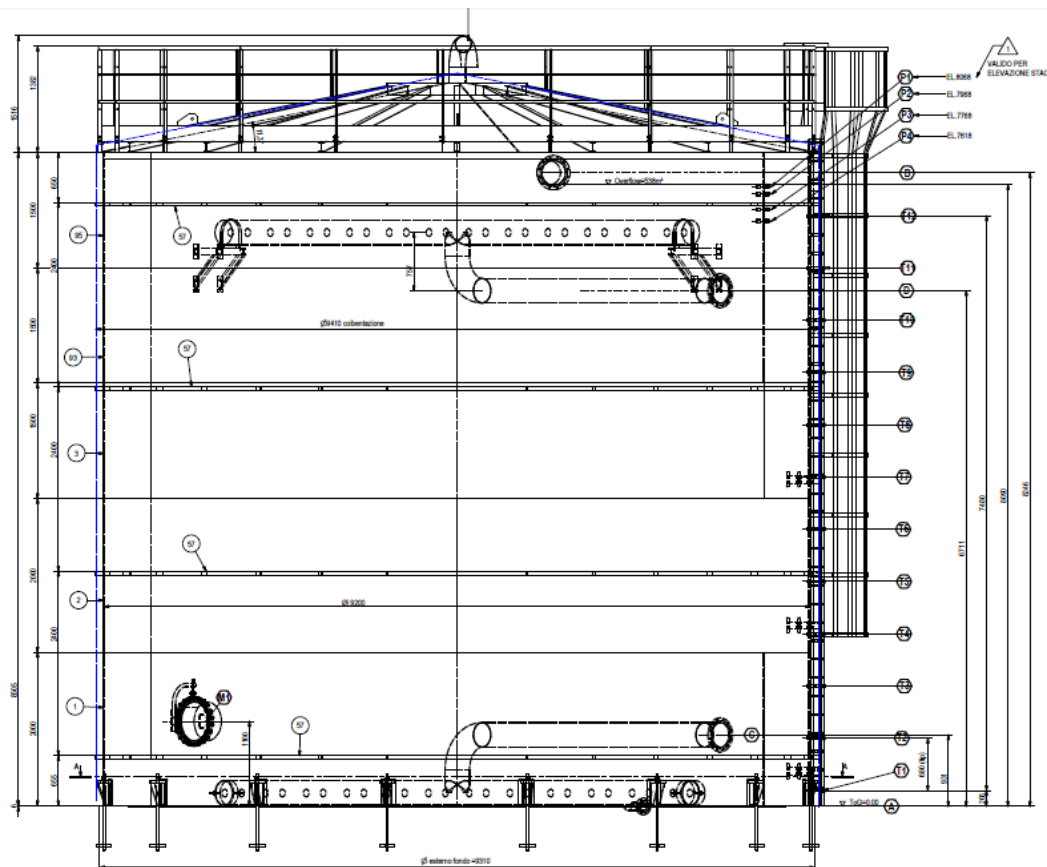


Figura 33: Serbatoio di accumulo termico

5.6.3 - Caldaia a biomassa

Per quanto riguarda la caldaia a biomassa, è stato scelto un modello di caldaia della Herz, già impiegato in altri progetti Edison Teleriscaldamento, dunque già testata sul campo ed operativamente efficiente.

Si riportano i dati fondamentali relativi alla caldaia a biomassa:

Dimensioni		
Lunghezza	mm	5880
Profondità	mm	2795
Altezza	mm	2470
Dati tecnici		
Potenza resa dal cippato	kW	1500
Potenza resa dal pellet	kW	1500
Peso totale della caldaia	kg	10003
Pressione di esercizio min/max	bar	1,5 / 5
Temperatura di esercizio max	°C	102
Portata minima con $\Delta T = 20^{\circ}\text{C}$ e carico parziale	kg/s	19347
Consumo elettrico a carico parziale	kW	1,6

Consumo elettrico a carico nominale	kW	3,8
Emissioni		
Temperatura fumi	°C	150
Portata fumi	kg/s	0,967
Contenuto CO ₂	%Vol.	12,56
Rendimento	%	92,6 / 92,8

Tabella 7: Parametri tecnici della caldaia a biomassa

Nelle figure 34 e 35 sono riportate rispettivamente la vista laterale e la vista dall'alto.

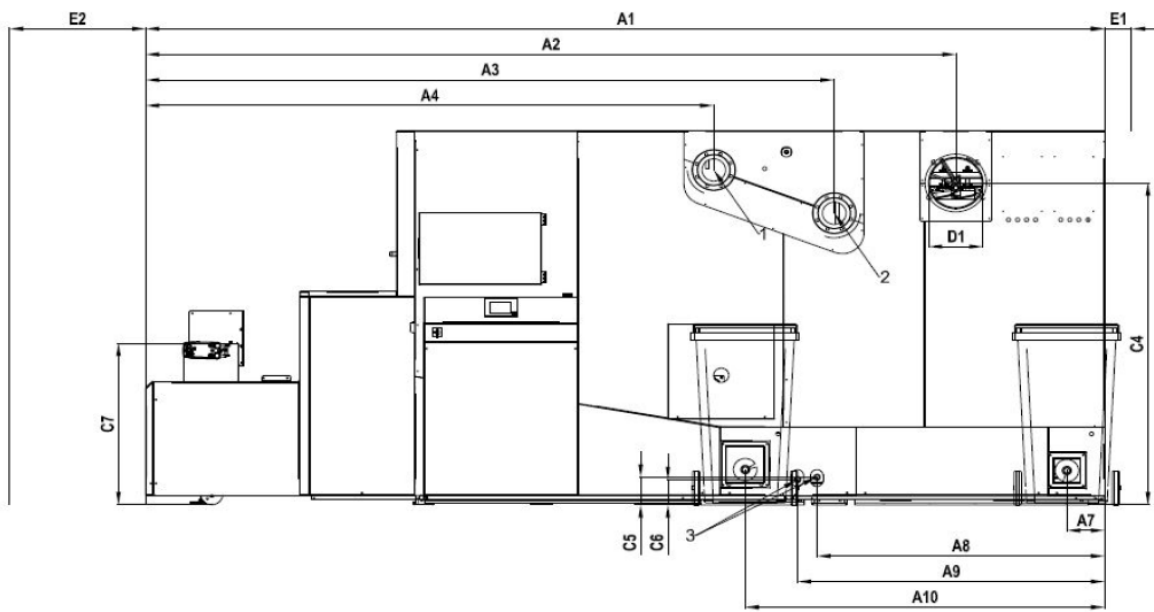


Figura 34: Vista laterale della caldaia a biomassa

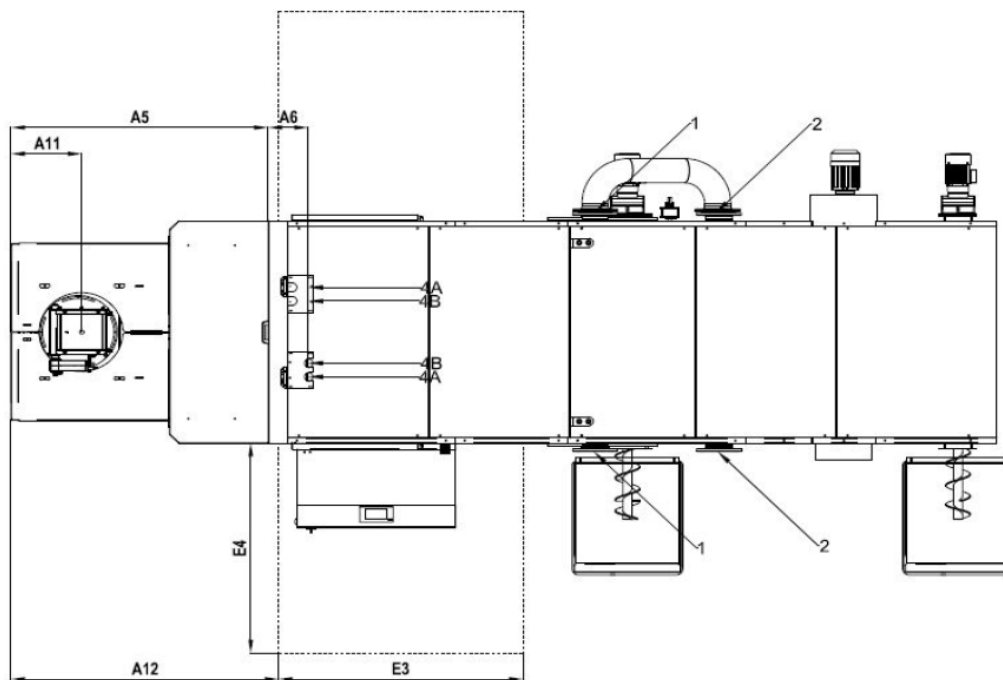


Figura 35: Vista dall'alto della caldaia a biomassa

5.7 – Scelta della macchina

Facendo seguito a quanto scritto nel capitolo 3.2, la scelta della macchina è fondamentale per avere, in condizioni operative, una pompa di calore che assicuri sempre rendimenti elevati.

In particolare, la pompa di calore che si cerca si configura come Large Heat Pump, ovvero una macchina di grandi dimensioni.

Uno studio della piattaforma tecnologica DHC (District Heating Cooling) (39) conferma che, soprattutto nella regione scandinava (in particolare in Svezia), le grandi pompe di calore sono già fortemente integrate nei sistemi di teleriscaldamento e talvolta assumono una parte significativa dell'approvvigionamento di calore. La tabella 8 riporta i risultati delle analisi di mercato in 13 paesi europei, compresa la capacità installata e il numero di sistemi nonché di unità HP.

Paese	Potenza termica totale (MWth)	Numero di impianti	Numero di unità HP
Norvegia	84,5	8	15
Svezia	1022,3	13	43
Danimarca	45	9	11
Finlandia	154,6	4	9
Italia	36,6	5	9
Svizzera	35,4	9	13
Austria	10,1	2	3
Lituania	15	1	1
Slovacchia	1,8	1	1
Repubblica Ceca	6,4	1	1
Polonia	3,7	1	2
Francia	5,5	2	3
Paesi Bassi	1,2	1	1

Tabella 8: Analisi di mercato in 13 paesi europei sul numero di impianti a pompa di calore geotermica

5.7.1 – Principali modelli presenti sul mercato

Si è proceduto dunque a svolgere una ricerca dei fornitori e delle aziende produttrici di pompe di calore acqua-acqua, che potessero essere le più adatte per la specifica applicazione geotermica con output termico elevato.

Pertanto, sono stati raccolti dati relativi a:

- Nome produttore
- Modello di pompa di calore
- Tipologia di sorgente/fluido
- Tipologia di fluido refrigerante
- Potenza termica in uscita

Questi dati sono riportati in tabella 9:

Produttore	Modello	Sorgente/Fluido	Refrigerante	Potenza termica in uscita [kW]
Carrier	AquaForce	Acqua / Acqua	R1234ze	2000
Combitherm	HWW	Acqua / Acqua	R1234ze	1500 / 2000
Enerblue	Black HT WW	Acqua / Acqua	R513A	250
Friotherm	Uniturbo 23	Acqua / Acqua	R134a	2000
GEA	REDGenium	Acqua / Acqua	R717	1800
HiRef	KVW	Acqua / Acqua	R134a/R1234ze	1630
Johnson	YVWH	Acqua/Acqua	R1234ze	1800
Ochsner	IWWHS	Acqua / Acqua	/	850
PureThermal	PLUS SO	Acqua / Acqua	/	/
StarRefrigeration	NeatPump	Acqua / Acqua	R717	/

Swegon	Omega SKy	Acqua / Acqua	R134a	888
Teon	T350	Acqua / Acqua	R600a	350
Trane	XStream™ RTWF	Acqua / Acqua	R1234ze/R513a	2020
Turboden	/	Acqua / Acqua	/	/
Viessmann	Vitocal 350 GPRO	Acqua / Acqua	R134a	350

Tabella 9: Analisi di mercato dei principali produttori di GWHP adatte ad applicazioni su larga scala

5.7.2 – Individuazione della pompa di calore geotermica

La pompa di calore scelta è una macchina che permette di ottenere un salto termico dell'acqua passante nelle tubazioni del teleriscaldamento di 15°C (60-75 °C). Essa successivamente passa all'interno della caldaia a biomassa per completare il ciclo ed arrivare a 90 °C, pronta per essere distribuita in rete.

La macchina individuata è il modello KVV della HiRef, la quale si configura come pompa di calore ad alta temperatura con compressore bistadio. Essa permette di ottenere acqua a 75 gradi con un'ottima efficienza (pari a 2,65), ma è in grado di produrre acqua anche a 90 gradi con efficienza più bassa. Questa caratteristica di flessibilità rende la pompa adeguata alla sua applicazione a servizio di una rete di teleriscaldamento. Di seguito sono riportati i parametri principali della pompa di calore:

Modello		KVV1351KS
Temp.Acqua In/Out Lato Evaporatore	°C	15 / 5
Glicole etilenico	%	0
Temp.Acqua In/Out Lato Condensatore	°C	60 / 75
Glicole etilenico	%	0
Potenza Frigorifera	kW	1045
Portata Acqua Lato Evaporatore	L/s	25
Perdita di carico Acqua Lato Evaporatore	Pa	25000
Potenza termica	kW	1630,4
Portata Acqua Lato Condensatore	L/s	39
Perdita di carico Acqua Lato Condensatore	Pa	65000
Potenza Assorbita Totale	kW	615,7
Refrigerante		R134a
COP _H	-	2,65

Tabella 10: parametri tecnici della pompa di calore geotermica scelta

In figura 36 e 37 sono illustrate due viste della pompa di calore HiRef individuata.



Figura 36: Pompa di calore HiRef – Prima vista



Figura 37: Pompa di calore HiRef – Seconda vista

5.8 – Simulazioni di funzionamento dell'impianto

Per avere a disposizione una buona base per simulare il funzionamento dell'impianto, si è partiti dal censimento effettuato e mostrato nel capitolo 4.1. In particolare, sono state rilevate circa 111 utenze allacciabili alla rete di teleriscaldamento, ovvero circa 111 edifici con riscaldamento centralizzato. Queste sono mostrate in figura 13.

Grazie alle informazioni riguardanti la volumetria totale e, ipotizzando per ogni tipologia di edificio (chiese, scuole, condomini, impianti sportivi, ecc...) grazie a considerazioni provenienti dall'esperienza pratica, un coefficiente C/V (consumo /volume), è stato possibile fare una stima, per ogni utenza, del fabbisogno annuale di riscaldamento.

Questa stima ha portato ad un risultato di fabbisogno pari a circa 16 GWh di energia termica annuale. Questo fabbisogno non corrisponde però al fabbisogno di energia termica a bocca di centrale, il quale è il vero carico che la centrale di generazione deve riuscire a soddisfare. La differenza fra il fabbisogno di energia termica da parte delle utenze e l'energia termica a bocca di centrale consiste nelle perdite di rete, ovvero alle dispersioni termiche dovute al trasporto di acqua calda nella rete di distribuzione. Per conoscere l'entità delle perdite di carico della rete, è necessario ipotizzare un layout in base alle utenze rilevate, cercando di far passare le dorsali primarie e secondarie lungo percorsi favorevoli.

Pertanto, una volta ipotizzato un layout della rete di distribuzione sono stati individuati:

- il fabbisogno di energia termica da parte di ogni singola utenza
- il diametro delle tubazioni dipendente dal fabbisogno delle singole utenze
- la lunghezza delle tubazioni aventi uno specifico diametro, la cui somma porta alla lunghezza della rete finale

Grazie a questi dati è stato possibile calcolo in via preliminare le possibili perdite di rete, dunque il rendimento del sistema di distribuzione.

Dispersioni di energia termica	Rendimento di rete	Fabbisogno energia termica annuale	Energia termica a bocca di centrale
kWh	%	GWh	GWh
478.953	97,09	16	16,478

Tabella 11: Calcolo del fabbisogno di energia termica a bocca di centrale

La simulazione di funzionamento riguarda tutta la stagione di riscaldamento. Pertanto, si è voluto simulare l'andamento del fabbisogno di riscaldamento a livello orario per tutta la stagione invernale.

5.8.1 – Dati di partenza

Partendo da una stima di fabbisogno di energia termica a bocca di centrale, si è arrivati ad una stima del fabbisogno di riscaldamento orario. Per ottenere queste stime, sono state rilevate le temperature medie esterne giornaliere dell'anno 2021. I dati relativi alle temperature esterne sono stati presi dal sito di Arpa Piemonte (40), il quale raccoglie, oltre all'archivio dei dati metereologici, altri dati ambientali utili relativi ad acqua, aria, clima e geologia.

Partendo dalle temperature medie esterne giornaliere, si è potuto assegnare ad ogni giorno dell'anno un valore di Grado Giorno. Il Grado Giorno è la differenza positiva fra la temperatura media interna convenzionale (impostata pari a 20 °C) e la temperatura media esterna giornaliera.

I Gradi Giorno di una località sono invece la sommatoria estesa a tutti i giorni della stagione di riscaldamento, dei gradi giorno i-esimi prima definiti. Se ne riportano le formule di seguito:

$$GG_i = T_0 - T_{e,i}$$

$$GG = \sum_i GG_i$$

Dove:

- T_0 : temperatura media interna giornaliera convenzionale assunta pari a 20°C
- $T_{e,i}$: temperatura media esterna giornaliera rilevata [°C]
- GG_i : grado giorno riferito all'i-esimo giorno della stagione di riscaldamento [°C]
- GG : gradi giorno riferiti all'intera stagione di riscaldamento [°C]

I gradi giorno relativi alla stagione di riscaldamento dell'anno 2021 per la Provincia di Novara sono risultati pari a 2207, i quali fanno ricadere la località in zona climatica E.

Pertanto, avendo ottenuto un'indicazione dei gradi giorno a livello giornaliero per tutta la stagione di riscaldamento, si è voluto sfruttare la relazione del calcolo del fabbisogno di energia termica per il riscaldamento invernale, dato dalla Norma Uni TS 11300 Parte 1 (41):

$$E_H = GG * \alpha * (H_T + H_V) - \mu * (E_i + E_S)$$

Dove:

- E_H : fabbisogno di energia termica per la stagione di riscaldamento [kWh]
- GG : gradi giorno relativi alla località [K]
- α : fattore di maggiorazione della dispersione termica adimensionale [-]
- H_T : coefficiente globale di scambio termico per trasmissione [kWh/K]
- H_V : coefficiente globale di scambio termico per ventilazione [kWh/K]
- μ : coefficiente di utilizzazione degli apporti gratuiti [-]
- E_i : apporti gratuiti interni [kWh]
- E_S : apporti solari attraverso i componenti di involucro trasparenti [kWh]

Se vengono trascurati gli apporti gratuiti e l'apporto solare attraverso i componenti di involucro trasparenti, allora è possibile stabilire una relazione di tipo lineare tra i gradi giorno e il fabbisogno di energia termica totale, con una costante di proporzionalità che dipende unicamente dai dati fisici e dimensionali degli edifici.

Dunque, è possibile ottenere un fabbisogno di riscaldamento giornaliero in proporzione ai gradi giorno ottenuti a livello giornaliero.

Per passare dal fabbisogno di riscaldamento giornaliero a quello orario, è necessario impostare delle frazioni di riscaldamento orarie, caratteristiche di ogni mese, riferite all'intera stagione di riscaldamento. Successivamente il fabbisogno di riscaldamento verrà dunque scalato in base ai gradi giorno giornalieri e alla frazione oraria assegnata.

In particolare, grazie all'esperienza sul campo, sono state assegnate le frazioni orarie di riscaldamento alle varie ore del giorno per ogni mese della stagione:

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
1° ora	0.0017	0.00146	0.00111	0.00083	0.000104	0.000104	0.000104	0.000104	0.000104	0.00059	0.00098	0.0016
2° ora	0.0018	0.001636	0.001281	0.000913	0.000114	0.000114	0.000114	0.000114	0.000114	0.000639	0.001098	0.0017
3° ora	0.002	0.001636	0.001281	0.000913	0.000114	0.000114	0.000114	0.000114	0.000114	0.000639	0.001098	0.0019
4° ora	0.0022	0.002164	0.001794	0.001162	0.000145	0.000145	0.000145	0.000145	0.000145	0.000786	0.001452	0.0021
5° ora	0.0028	0.003396	0.002991	0.001743	0.000218	0.000218	0.000218	0.000218	0.000218	0.001129	0.002278	0.0027
6° ora	0.0068	0.007092	0.006582	0.003486	0.000436	0.000436	0.000436	0.000436	0.000436	0.002158	0.004756	0.0067
7° ora	0.0138	0.013076	0.012396	0.006308	0.000789	0.000789	0.000789	0.000789	0.000789	0.003824	0.008768	0.0137
8° ora	0.0148	0.013252	0.012567	0.006391	0.000799	0.000799	0.000799	0.000799	0.000799	0.003873	0.008886	0.0147
9° ora	0.0128	0.01202	0.011137	0.00581	0.000726	0.000726	0.000726	0.000726	0.000726	0.00353	0.00806	0.0127
10° ora	0.0115	0.0109	0.010002	0.005146	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.003138	0.007116	0.0114
11° ora	0.0098	0.00938	0.008805	0.004565	0.000571	0.000571	0.000571	0.000571	0.000571	0.002795	0.00629	0.0097
12° ora	0.0098	0.0085	0.00795	0.00415	0.000519	0.000519	0.000519	0.000519	0.000519	0.00255	0.0057	0.0097

13° ora	0.008952	0.007444	0.006924	0.003652	0.000457	0.000457	0.000457	0.000457	0.000457	0.002256	0.004992	0.008852
14° ora	0.0078	0.007092	0.006582	0.003486	0.000436	0.000436	0.000436	0.000436	0.000436	0.002158	0.004756	0.0077
15° ora	0.0083	0.006916	0.006411	0.003403	0.000425	0.000425	0.000425	0.000425	0.000425	0.002109	0.004638	0.0082
16° ora	0.0088	0.007972	0.007437	0.003901	0.000488	0.000488	0.000488	0.000488	0.000488	0.002403	0.005346	0.0087
17° ora	0.010824	0.009028	0.008463	0.004399	0.00055	0.00055	0.00055	0.00055	0.00055	0.002697	0.006054	0.010724
18° ora	0.0098	0.00938	0.008805	0.004565	0.000571	0.000571	0.000571	0.000571	0.000571	0.002795	0.00629	0.0097
19° ora	0.011032	0.009204	0.008634	0.004482	0.00056	0.00056	0.00056	0.00056	0.00056	0.002746	0.006172	0.010932
20° ora	0.010616	0.008852	0.008292	0.004316	0.00054	0.00054	0.00054	0.00054	0.00054	0.002648	0.005936	0.010516
21° ora	0.009368	0.007796	0.007266	0.003818	0.000477	0.000477	0.000477	0.000477	0.000477	0.002354	0.005228	0.009268
22° ora	0.007288	0.006036	0.005556	0.002988	0.000374	0.000374	0.000374	0.000374	0.000374	0.001864	0.004048	0.007188
23° ora	0.00396	0.00322	0.00282	0.00166	0.000208	0.000208	0.000208	0.000208	0.000208	0.00108	0.00216	0.00386
24° ora	0.002088	0.001636	0.001281	0.000913	0.000114	0.000114	0.000114	0.000114	0.000114	0.000639	0.001098	0.001988

Tabella 12: frazioni orarie di riscaldamento caratteristiche di ogni mese dell'anno

In particolare, i vari mesi nel periodo di riscaldamento, presentano delle percentuali di fabbisogno sul fabbisogno totale di riscaldamento, ovvero:

Gennaio	18.86%
Febbraio	16.91%
Marzo	15.66%
Aprile	8.30%
Maggio	1.04%
Giugno	1.04%
Luglio	1.04%
Agosto	1.04%
Settembre	1.04%
Ottobre	5.14%
Novembre	11.32%
Dicembre	18.62%

Da questo punto è stato eseguito il calcolo del fabbisogno di riscaldamento orario come di seguito:

$$E_g = \frac{E_{tot} * GG_i}{GG}$$

Da cui:

$$E_{h,i} = \frac{E_g * f_h}{f_m}$$

Dove:

- E_g : fabbisogno di energia termica giornaliera [kWh]
- E_{tot} : fabbisogno di energia termica totale della stagione di riscaldamento [kWh] (=16 GWh)
- GG_i : gradi giorno relativi all'i-esimo giorno della stagione di riscaldamento [°C]
- GG : gradi giorno totali relativi alla località pari a 2207 °C
- f_h : frazione oraria di riscaldamento sul fabbisogno totale della stagione [-]
- f_m : frazione mensile di riscaldamento sul fabbisogno totale della stagione [-]

A partire da queste ipotesi sono stati ottenuti fabbisogni di energia termica orari relativi all'intera stagione di riscaldamento, sui quali è stato possibile allestire una simulazione di funzionamento dell'impianto di generazione in condizioni operative.

Nelle figure 38a, 38b, 38c, 38d, 38e e 38f si riportano i grafici relativi all'andamento del fabbisogno di energia termica a livello orario, per la terza settimana del mese di gennaio, febbraio, marzo, ottobre, novembre e dicembre.

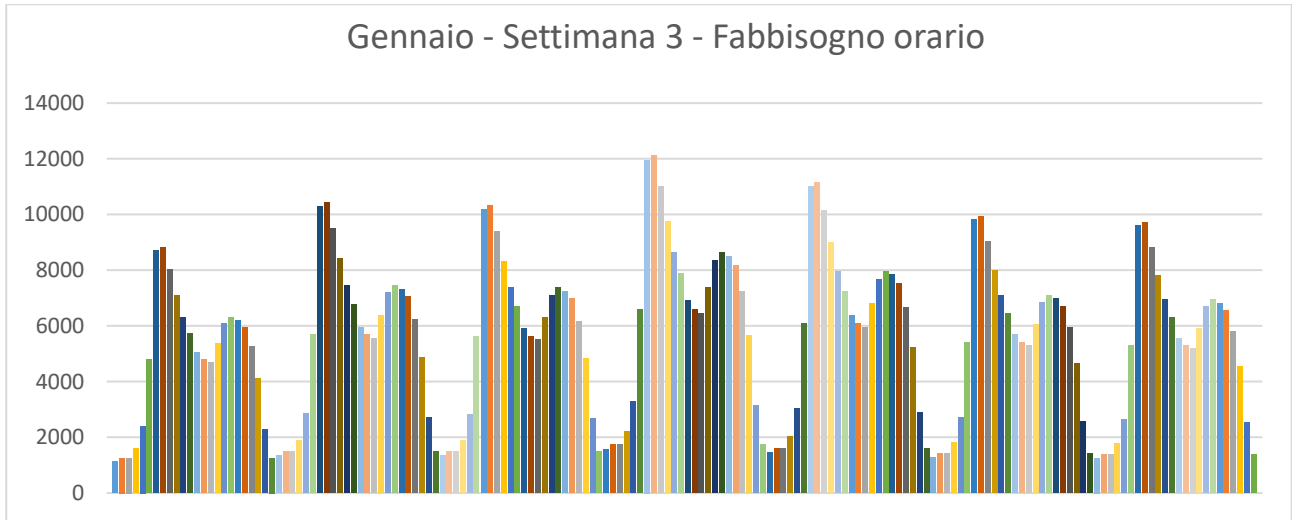


Figura 38a: Fabbisogno di energia termica oraria a bocca di centrale nella terza settimana di gennaio

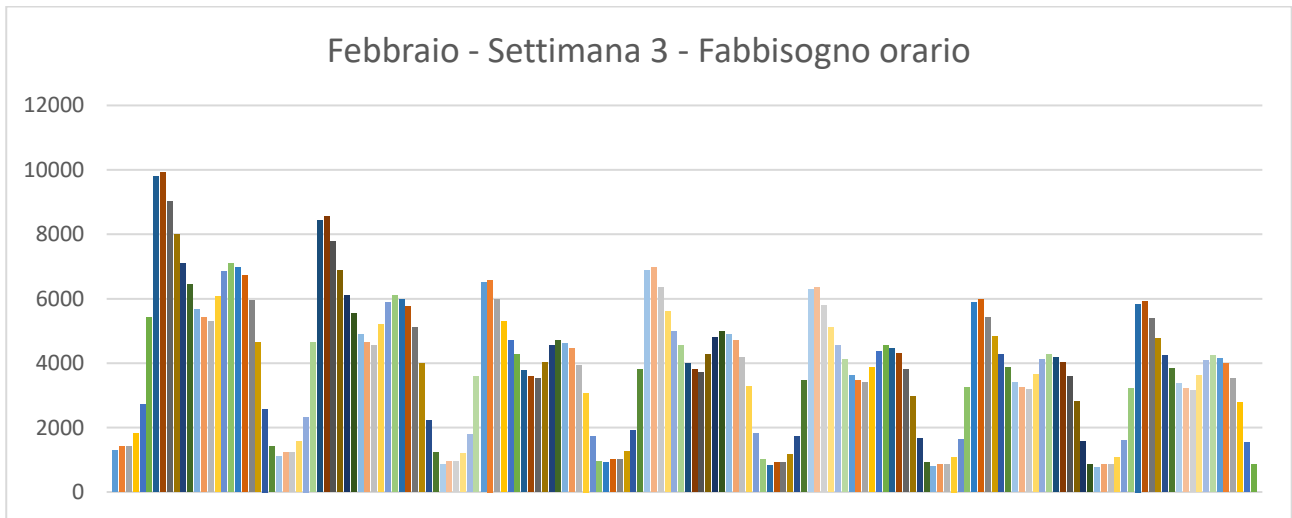


Figura 38b: Fabbisogno di energia termica oraria a bocca di centrale nella terza settimana di febbraio

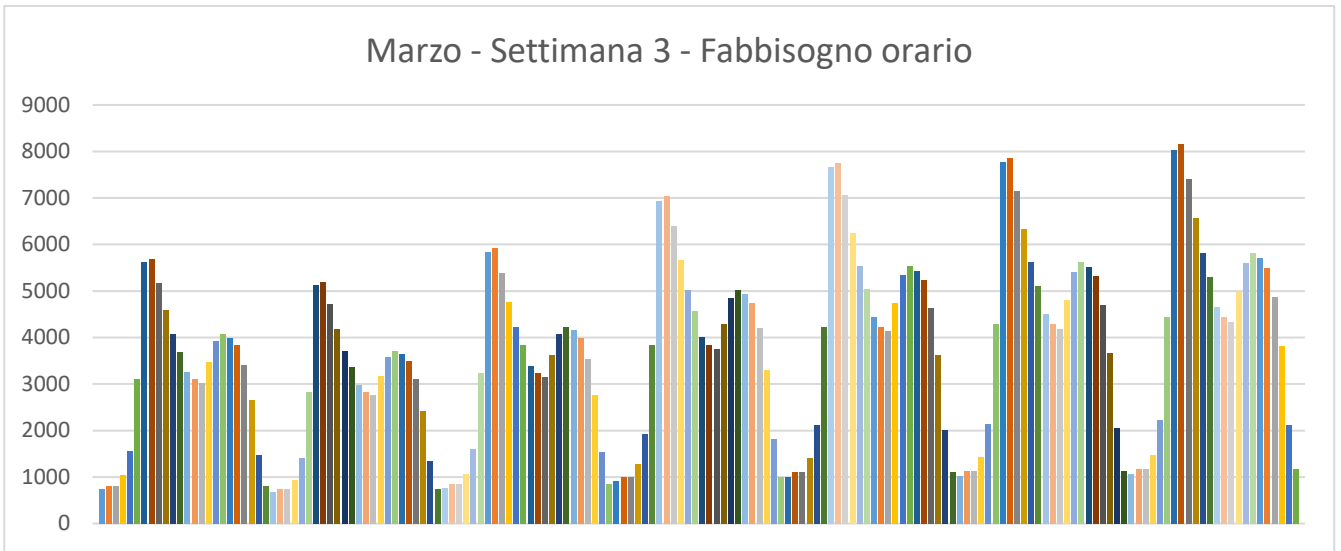


Figura 38c: Fabbisogno di energia termica oraria a bocca di centrale nella terza settimana di marzo

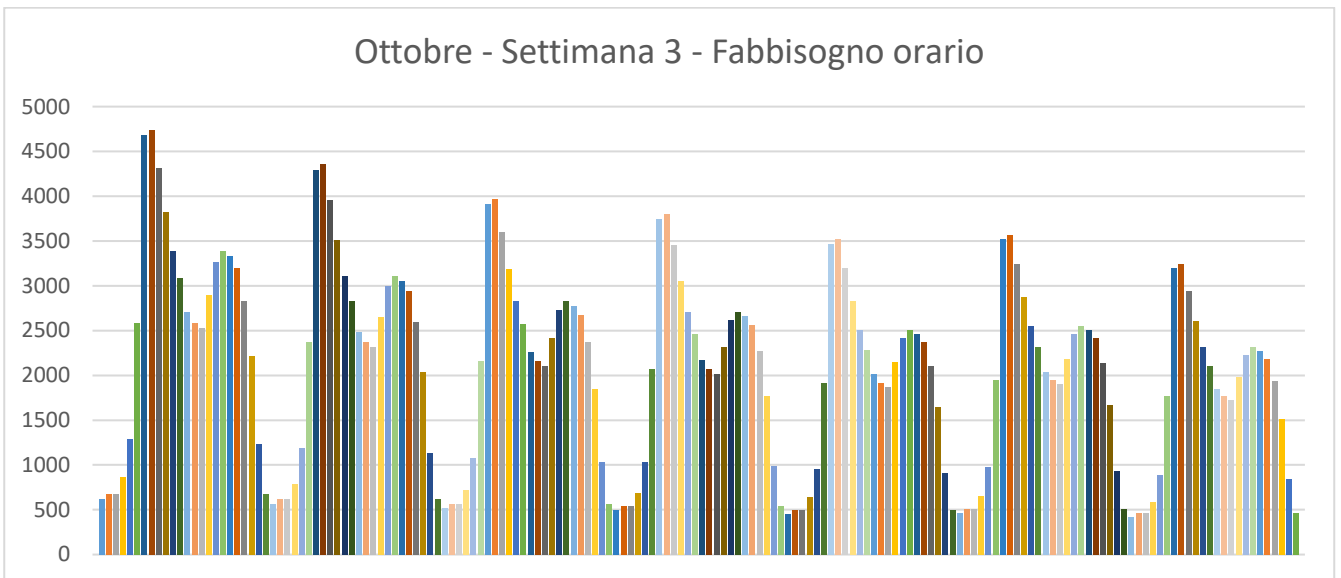


Figura 38d: Fabbisogno di energia termica oraria a bocca di centrale nella terza settimana di ottobre

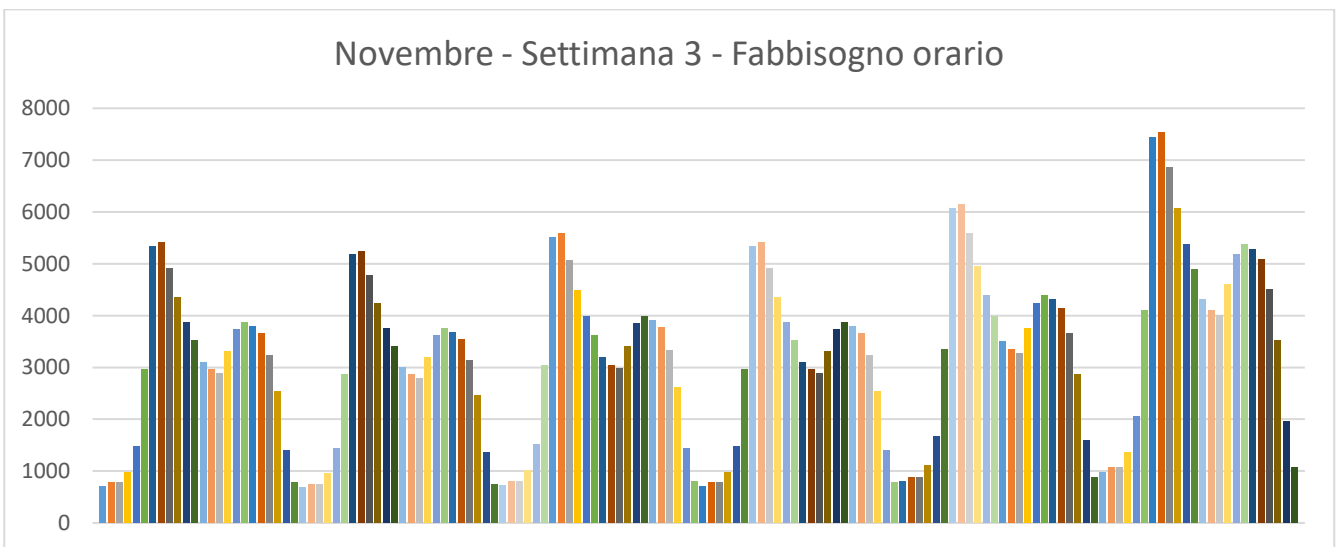


Figura 38e: Fabbisogno di energia termica oraria a bocca di centrale nella terza settimana di novembre

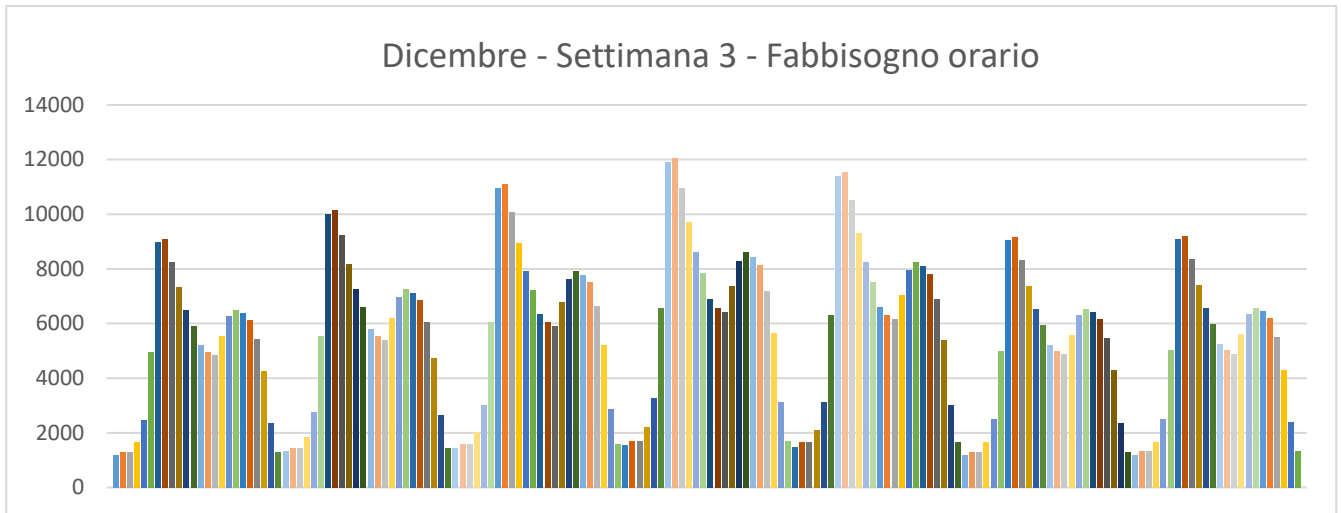


Figura 38f: Fabbisogno di energia termica oraria a bocca di centrale nella terza settimana di dicembre

5.8.2 – Impostazione delle logiche di funzionamento

La simulazione è stata eseguita utilizzando il software di calcolo Excel, sul quale è stato importato il dataset dei fabbisogni di riscaldamento orari. Successivamente è stato creato un foglio di lavoro in cui erano presenti le logiche di generazione dei diversi componenti.

In particolare, per questo impianto si è scelto di dare priorità di generazione al cogeneratore a gas. Questa scelta è scaturita dal fatto che il gas naturale rappresenta una scelta più economica rispetto a quella della biomassa, con la quale invece si andrebbe a preferire la sostenibilità.

Ad ogni modo il cogeneratore a gas è stato impostato per funzionare 22 ore al giorno su 24. Quindi per 22 ore al giorno il cogeneratore produce energia termica in condizioni nominali, oppure in condizioni di carico parziale nelle prime ore del giorno, quando il fabbisogno non è molto elevato.

A seconda che il cogeneratore stia lavorando al 50%, al 75% o al 100%, esso riuscirà a fornire alla pompa di calore geotermica una diversa quota parte di energia elettrica, necessaria per il funzionamento del compressore.

La pompa di calore assorbe energia elettrica unicamente dal cogeneratore; dunque, se il cogeneratore è in funzione e riesce a produrre energia elettrica, allora funziona anche la pompa di calore geotermica, che sarà quindi in grado di fornire una quota di energia termica nella rete del teleriscaldamento oppure produrre acqua calda da immagazzinare nel serbatoio di accumulo termico.

Nonostante la pompa di calore scelta per questo progetto sia una macchina in grado di garantire un salto termico da 60 a 75 °C, con un COP pari a 2,65, in questa simulazione si è ipotizzato che con una maggiore fornitura di energia elettrica da parte del cogeneratore, dunque con un COP più basso, la pompa di calore sia in grado di fornire acqua alla rete di teleriscaldamento, garantendo anche un salto termico da 60 a 80-85°C.

Questa considerazione nasce dal fatto che, avendo svolto una ricerca di mercato, mostrata nel paragrafo 5.7.1 esistono comunque pompe di calore che sono in grado di garantire quel salto termico con COP abbastanza elevati.

Successivamente è stata impostata una logica di funzionamento anche per la caldaia a biomassa. In particolare, dato che si sta parlando di una caldaia di taglia elevata, la migliore scelta progettuale consiste nel farla funzionare per più tempo possibile, per riuscire a garantire un'elevata efficienza. Pertanto, quando inizia la stagione di riscaldamento, non si può accendere la caldaia per 24 ore sin da subito, perché una simile scelta comporterebbe problemi meccanici legati alle elevate temperature raggiunte all'interno del bruciatore. Dunque, su Excel è stato impostato che la caldaia a biomassa funzioni:

- per i primi 15 giorni di ottobre la caldaia funzioni per 12 ore

- fino al 1° novembre per 16 ore
- fino al 15 novembre per 20 ore
- dal 16 novembre per 24 ore ininterrottamente fino alla fine della stagione di riscaldamento.

Inoltre, nella centrale è presente un serbatoio di accumulo termico. La modellazione di un serbatoio di accumulo termico richiederebbe l'utilizzo di software specifici, in quanto componente il cui funzionamento dipende dalla portata e dalla temperatura dell'acqua in ingresso e in uscita e nel quale si crea una stratificazione. In questo elaborato di tesi il serbatoio di accumulo termico è stato considerato come:

- Ulteriore sistema di generazione quando il fabbisogno termico non è soddisfatto dal cogeneratore, dalla pompa di calore e caldaia a biomassa.
- Utenza in grado di accumulare energia termica quando questa, prodotta dagli altri componenti presenti in centrale, risulta in surplus rispetto al fabbisogno di riscaldamento.

Capitolo 6 – Risultati delle simulazioni

6.1 – Impatto della pompa di calore sul bilancio idrico locale

In riferimento alle simulazioni di emungimento di acqua proveniente dalla falda acquifero, è necessario capire l'entità degli effetti che questi può avere sul bilancio idrico locale. In particolare, è necessario dimostrare con i modelli numerici e di flusso descritti, che l'impatto che l'estrazione di acqua dalla falda superficiale ha sul bilancio locale è ridotto al minimo.

Da questa considerazione, si vogliono mostrare i risultati della simulazione di flusso di acqua sotterranea in specifiche condizioni:

- I pozzi di presa sono inattivi: condizione statica iniziale
- È attivo il solo pozzo di presa di portata pari a 25 L/s: prima condizione dinamica
- È attivo il solo pozzo di presa di portata pari a 20,6 L/s: seconda condizione dinamica
- In presenza di entrambi i pozzi descritti ai punti precedenti, per capire se c'è interferenza: terza condizione dinamica

Nelle figure 39, 40a e 40b ,41a e 41b, 42a e 42b sono rispettivamente riportati i risultati sopra descritti.

Condizione statica iniziale



Figura 39: Condizione statica iniziale del flusso d'acqua sotterraneo

Seconda condizione dinamica



Figura 41a: Condizione dinamica del livello piezometrico a seguito della captazione ad opera del solo pozzo di 21 L/s



Figura 41b: Dislivello radiale prodotto ad opera del solo pozzo di 21 L/s

Terza condizione dinamica



Figura 42a: Condizione dinamica del livello piezometrico a seguito della captazione di entrambi i pozzi

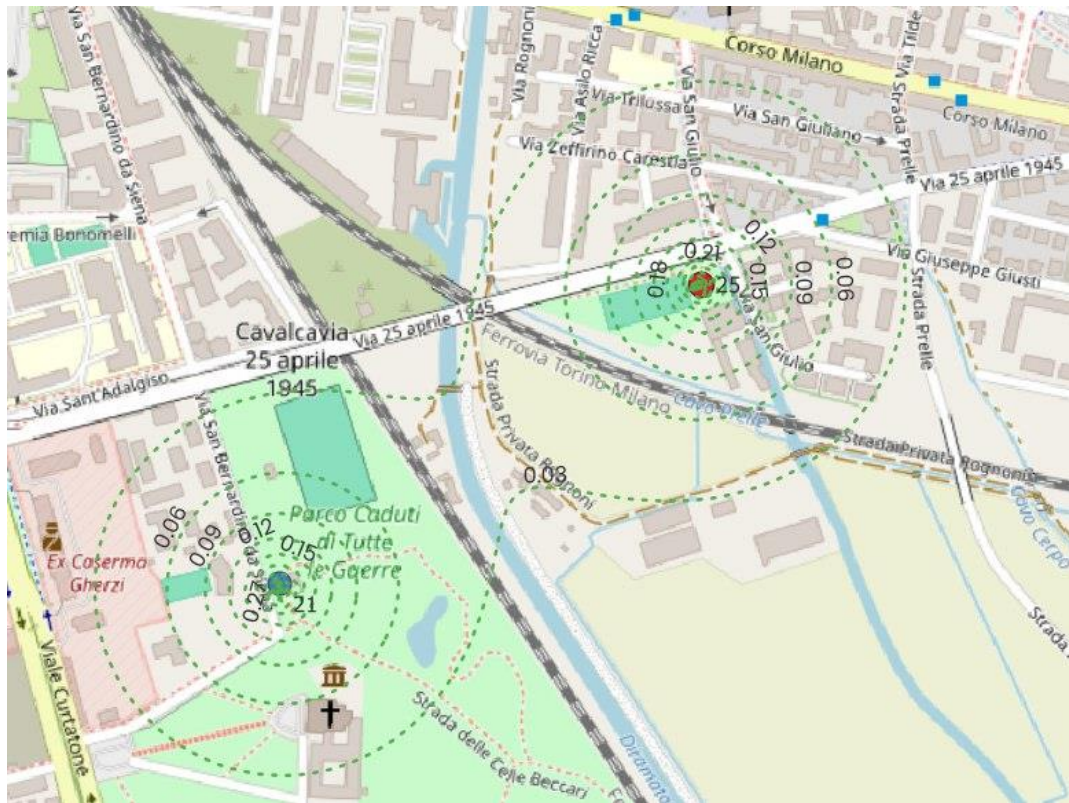


Figura 42b: Dislivello radiale prodotto da entrambi i pozzi e interferenza

6.2 – Risultati delle simulazioni di funzionamento in condizioni operative

L'obiettivo della simulazione di funzionamento dell'impianto in condizioni operative è mirato a capire in primo luogo se l'impianto, progettato in questo modo, riuscirebbe a soddisfare il carico di riscaldamento per tutta la stagione. In secondo luogo, la simulazione si pone l'obiettivo di mostrare se la scelta della pompa di calore in termini di taglia della stessa è una scelta corretta o meno. In terzo luogo, si vuole anche valutare il contributo energetico apportato dalla pompa di calore in condizioni operative. Chiaramente, si preferisce in ogni caso aumentare la quota di energia rinnovabile all'interno del mix di generazione, sia da un punto di vista ambientale, che da un punto di vista economico, garantendo in tal senso sostenibilità e produttività all'intero progetto.

Avendo importato i dati di partenza in termini di fabbisogno termico orario e impostato le logiche di funzionamento dell'intero impianto, si può fare una simulazione del funzionamento dello stesso. Per mostrare i risultati di questa analisi si prende in considerazione il giorno più gravoso della stagione di riscaldamento.

In particolare, si mostrano i risultati relativi al 18 gennaio, giorno in cui si raggiunge un picco di fabbisogno di energia termica pari a 12.712 kWh alle ore 7 del mattino:

- Figura 43a: mostra l'andamento orario del fabbisogno di energia termica
- Figura 43b: mostra l'andamento orario della percentuale di carico del cogeneratore a gas. Ad esempio, il 100% del carico vuol dire che sta lavorando a potenza nominale.
- Figura 43c: mostra la percentuale di fabbisogno di energia termica soddisfatta dalla pompa di calore geotermica, nel caso in cui questa non stia caricando il serbatoio di accumulo termico nelle fasce orarie di surplus nella generazione.
- Figura 43d: percentuale di carico soddisfatta fabbisogno di energia termica soddisfatta dalla caldaia a biomassa, nel caso in cui questa non stia caricando il serbatoio di accumulo termico nelle fasce orarie di surplus nella generazione.
- Figura 43e: andamento orario dello stato di carica di energia termica del serbatoio di accumulo.

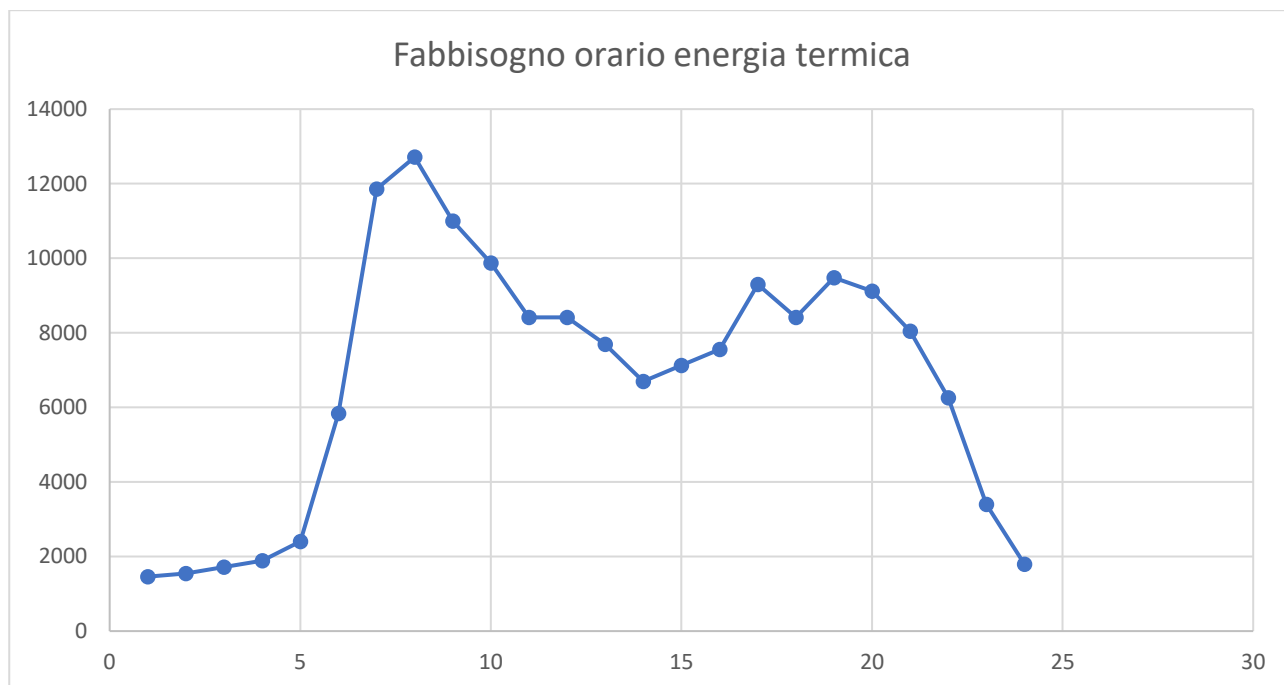


Figura 43a: Andamento orario del fabbisogno di energia termica nel giorno più gravoso della stagione

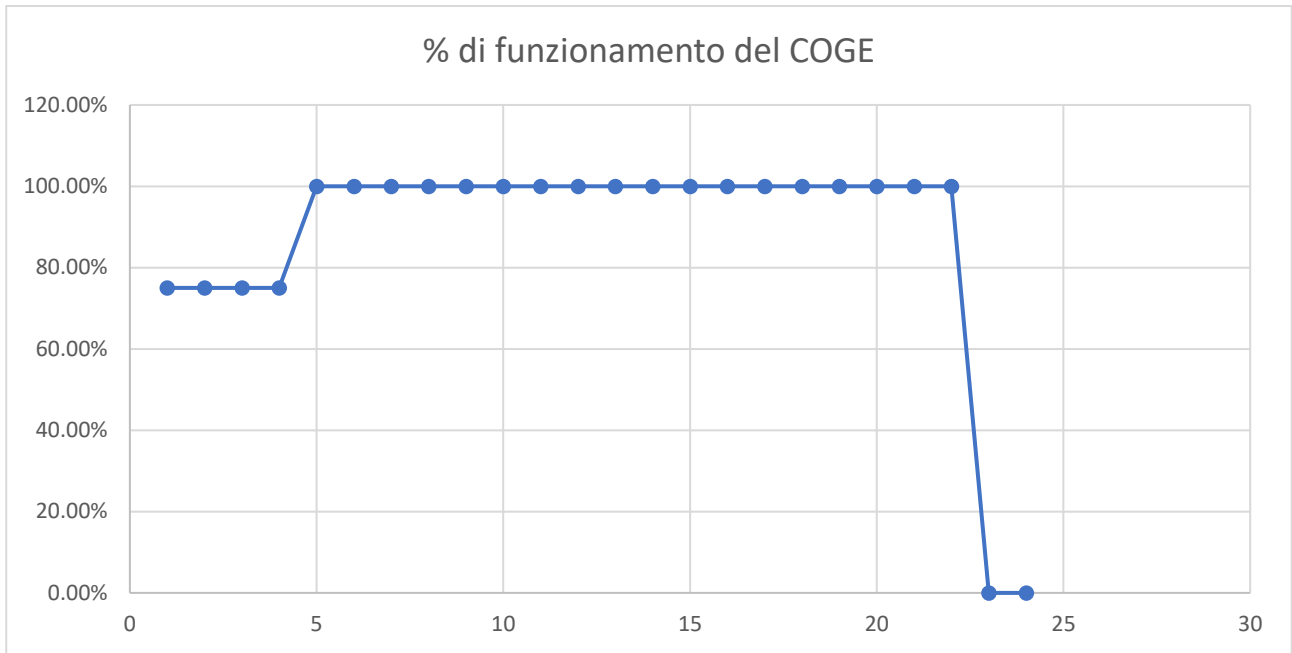


Figura 43b: percentuali orarie di carico del cogeneratore a gas

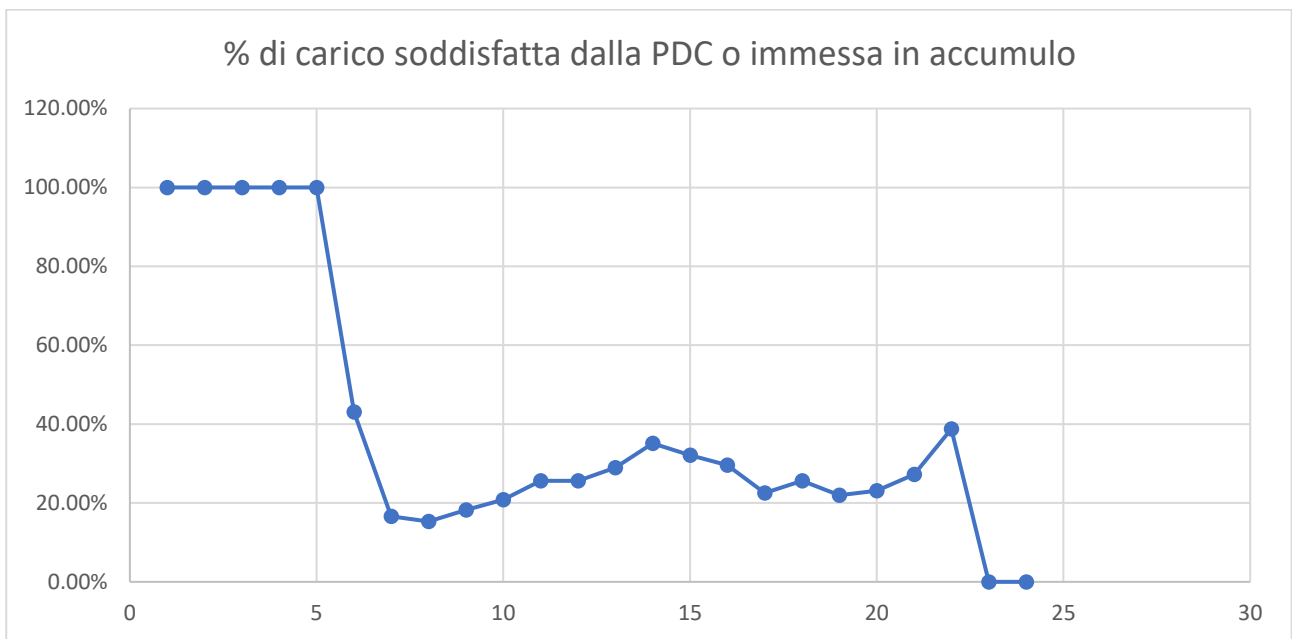


Figura 43c: percentuali orarie di fabbisogno di energia termica soddisfatto dalla pompa di calore geotermica quando non carica il serbatoio di accumulo termico

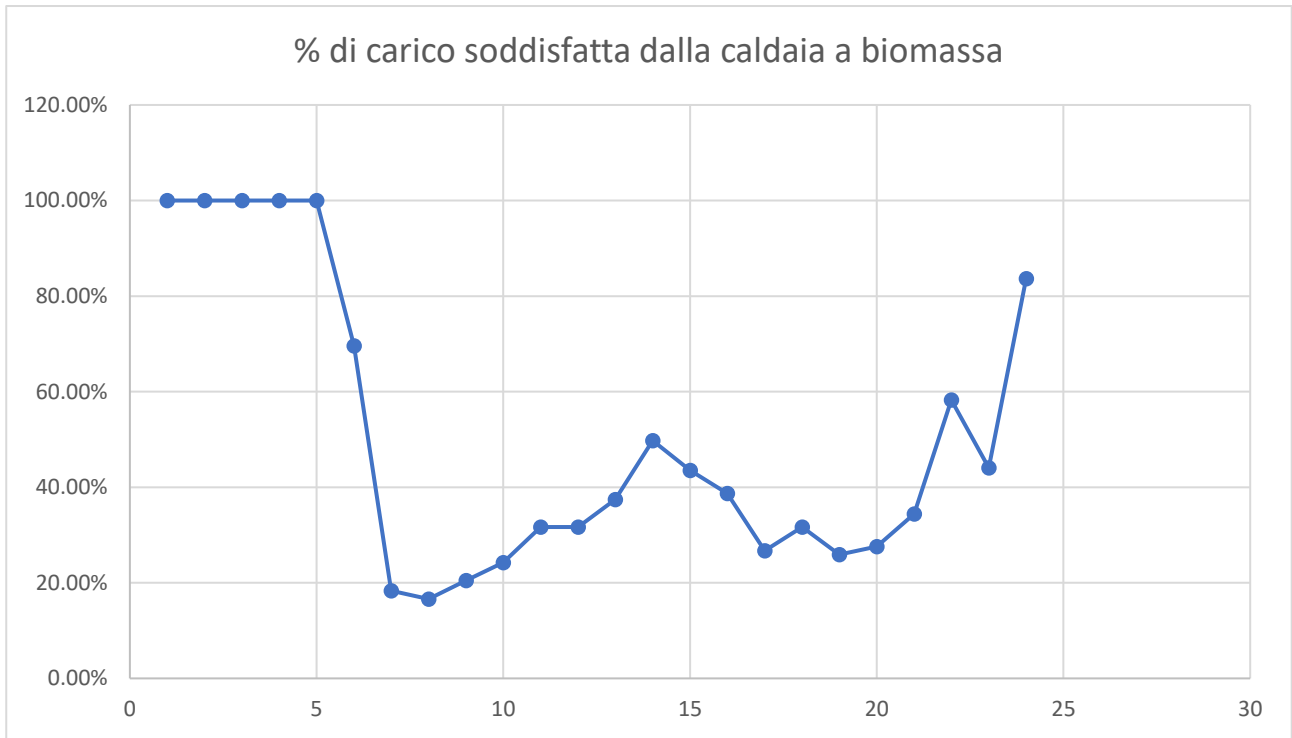


Figura 43d: percentuali orarie di fabbisogno di energia termica soddisfatto dalla pompa di calore geotermica quando non carica il serbatoio di accumulo termico

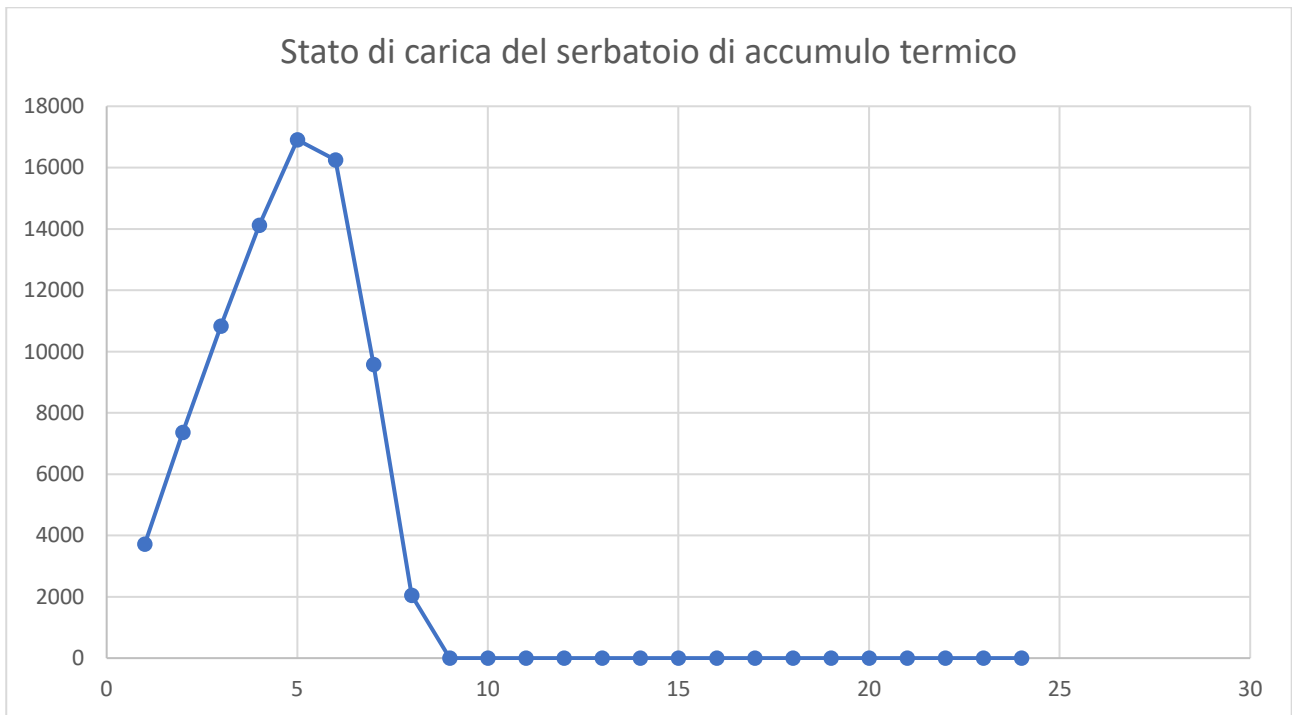


Figura 43e: andamento orario dello stato di carica del serbatoio di accumulo termico

Capitolo 7 – Conclusioni

7.1 – *Discussione dei risultati*

I risultati ottenuti in entrambe le simulazioni sono in linea confermano quanto ipotizzato in fase preliminare. In primo luogo, riguardo la simulazione di emungimento dell'acqua sotterranea, realizzata grazie a ModelMuse e Qgis, risulta evidente come la presenza di un'opera di captazione quale il pozzo geotermico in progetto, non vada ad impattare in maniera significativa sul bilancio idrico locale.

Per riassumere i risultati ottenuti e mostrati nelle figure 39-42, bisogna rimarcare che in condizioni statiche, il livello piezometrico della zona presa in considerazione varia da 140 a 137 m s.l.m. da NNW a SSE, con una variazione che è mostrata in figura 39. Nel momento in cui è attivo un pozzo di estrazione di acqua di falda da 21 L/s, il dislivello che questo produce è di circa 0,3-0,4 metri in corrispondenza del pozzo, e si va ad annullare ad una distanza di circa 400 metri, come mostrato in figura 40b. Quando è invece attivo solo il pozzo da 25 L/s (che è quello in progetto), il dislivello prodotto è di circa 0,5 metri in corrispondenza del pozzo e si va ad annullare completamente ad una distanza di circa 430 metri, come mostrato in figura 40b. Quando sono attivi entrambi i pozzi è possibile che fra i due si crei una lieve interferenza di 30 centimetri, così come mostrato in figura 42b.

Pertanto è necessario fare delle precisazioni; innanzitutto il pozzo simulato da 21 L/s, rilevato come pozzo attivo comunale, non è presente sul Servizio di Conoscenze Ambientale, dunque non si ha la certezza che quel pozzo esista ancora ad oggi. In questo caso, l'impatto ambientale dovuto all'opera di captazione da 25 L/s sarebbe nullo o quasi. Infatti, nel seguente elaborato non è stata presa in considerazione la presenza del vicino canale Quintino Sella, più grande rispetto al Cavo Prella e alla Roggia Olengo, che dal primo hanno origine. Per simulare completamente l'impatto che il pozzo geotermico avrebbe durante l'esercizio a portata massima, è necessario raccogliere dati su quel canale in termini di portata e profondità, simularne il flusso e come l'acquifero possa interferire con lo stesso durante l'esercizio.

In ogni caso si può concludere che l'impatto della pompa di calore geotermica sulla falda acquifera locale, a seguito di tutte le considerazioni fatte, è marginale e trascurabile.

Riguardo i risultati delle simulazioni di centrale in condizioni operative, riportati nelle figure 43, è possibile da subito osservare che il carico di riscaldamento supera la capacità produttiva dell'impianto. In particolare, con riferimento al giorno più gravoso della stagione di riscaldamento, è possibile notare che per le prime 5 ore del mattino il fabbisogno non supera i 3000 kWh. In queste ore il fabbisogno viene soddisfatto unicamente dal cogeneratore, che lavora al 75% del carico nelle prime 4 ore e al 100% alla 5° ora. Contemporaneamente alla produzione di energia termica, il cogeneratore produce energia elettrica, che va ad alimentare la pompa di calore. Questa infatti lavora nelle prime 5 ore del giorno non per soddisfare il carico di riscaldamento, ma per caricare il serbatoio di accumulo termico, come mostrato nel suo andamento di carica in figura 43e. Dalle 6 del mattino fino alle 22, la situazione è invece diversa: il fabbisogno termico orario varia in un range fra i 6000 e i 12.712 kWh. In questo intervallo temporale, il cogeneratore lavora sempre in condizioni nominali, così come la pompa di calore e la caldaia a biomassa. Il carico non può essere soddisfatto da questi tre componenti nella giornata più gravosa dell'anno, ma c'è necessità delle caldaie a gas di backup, le quali coprono picchi di richiesta come in questo caso. Facendo un'analisi globale sull'intera stagione di riscaldamento, il funzionamento delle caldaie di backup non supera il 7 %, ciò significa che su 4368 ore della stagione di riscaldamento, ci sono 322 ore in cui il carico non viene pienamente soddisfatto dai componenti principali, se scelti con queste taglie e considerate le ipotesi fatte. In genere, infatti, il funzionamento delle caldaie di backup deve servire a coprire meno ore di carico rispetto a quelle citate, ed essere utili in caso di guasti o malfunzionamenti. Fra le 23 e le 24 del 18 gennaio, preso in considerazione in questa analisi, il carico di riscaldamento si abbassa, attestandosi fra i 2000 e i 4000 kWh. In questa fascia oraria il cogeneratore, e quindi la pompa di calore risultano spenti, mentre la caldaia a biomassa è in funzione e soddisfa una parte del carico.

Ripetendo la stessa analisi su altri giorni dell'anno, e concentrandosi solamente sull'apporto della pompa di calore, è possibile capire, in base alla taglia della pompa di calore scelta e alle logiche di funzionamento

impostate, quali sono le percentuali di carico soddisfatte dalla stessa nei vari giorni della stagione di riscaldamento.

In particolare, sono stati presi dei giorni a campione, i cui risultati sono riportati in tabella 13.

	18 gen	2 feb	15 mar	9 ott	14 nov	27 dic
1° ora	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*
2° ora	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*
3° ora	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*
4° ora	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*
5° ora	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%*	100.00%	100.00%*
6° ora	43.05%	49.39%	100.00%*	100.00%	100.00%	79.32%
7° ora	16.63%	20.85%	41.02%	100.00%	47.39%	25.67%
8° ora	15.29%	20.50%	40.18%	100.00%	46.40%	23.41%
9° ora	18.23%	23.21%	46.91%	100.00%	54.41%	28.42%
10° ora	20.84%	26.39%	58.02%	100.00%*	67.80%	33.01%
11° ora	25.62%	32.42%	73.19%	100.00%*	86.41%	41.84%
12° ora	25.62%	37.36%	89.99%	100.00%*	100.00%	41.84%
13° ora	28.93%	45.71%	100.00%*	100.00%*	100.00%	48.29%
14° ora	35.09%	49.39%	100.00%*	100.00%*	100.00%	61.08%
15° ora	32.12%	51.46%	100.00%*	100.00%*	100.00%	54.79%
16° ora	29.61%	41.11%	100.00%*	100.00%*	100.00%	49.67%
17° ora	22.51%	34.23%	79.09%	100.00%*	93.76%	36.03%
18° ora	25.62%	32.42%	73.19%	100.00%*	86.41%	41.84%
19° ora	21.96%	33.30%	76.03%	100.00%*	89.93%	35.05%
20° ora	23.08%	35.21%	82.42%	100.00%*	97.92%	37.08%
21° ora	27.20%	42.54%	100.00%*	100.00%*	100.00%	44.90%
22° ora	38.76%	65.13%	100.00%*	100.00%*	100.00%	69.23%
23° ora	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
24° ora	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Tabella 13: Percentuali di carico soddisfatte dalla pompa di calore nelle fasce orarie in vari giorni della stagione di riscaldamento

*la pompa di calore produce energia termica, in surplus, che viene immagazzinata nel serbatoio di accumulo termico

Come si può desumere dalla tabella 13, la pompa di calore durante l'anno soddisfa una percentuale di carico termico che varia dal 15,3 % al 97%, fino ad arrivare a fasce orarie in cui ciò che produce viene immagazzinato nel serbatoio di accumulo termico.

Bibliografia e sitografia

- 1) https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en
- 2) https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it
- 3) https://next-generation-eu.europa.eu/index_en
- 4) <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55/>
- 5) <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-recovery-plan/repowerEU/>
- 6) https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan_it
- 7) <https://www.europarl.europa.eu/news/it/press-room/20230911IPR04926/energie-rinnovabili-obiettivo-45-del-consumo-totale-nell-ue#:~:text=L'aggiornamento%20della%20direttiva%20sulle,obiettivo%20di%20raggiungere%20il%2045%25.>
- 8) <https://www.eea.europa.eu/publications/annual-european-union-greenhouse-gas-2>
- 9) <https://www.iea.org/energy-system/buildings/heat-pumps>
- 10) <https://areacooling.com/areacademy/it/ciclo-di-refrigerazione-di-base/>
- 11) <https://www.iea.org/energy-system/buildings/district-heating>
- 12) <https://www.regione.piemonte.it/web/temi/sviluppo/sviluppo-energetico-sostenibile/piano-energetico-ambientale-regionale-pear>
- 13) Clauser, Christoph & Huenges, Ernst. (1995). Rock Physics and Phase Relations. A Handbook of Physical Constants.
- 14) IEA (2024), Il futuro delle pompe di calore in Cina, IEA, Parigi <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps-in-china>, Licenza: CC BY 4.0
- 15) EGEC Report 2023
- 16) LUND, John W.; LIENAU, Paul J. Riscaldamento geotermico distrettuale. *Sessione della scuola estiva internazionale*, 1997, 2.
- 17) <https://www.mase.gov.it/pagina/direttiva-200060ce#:~:text=La%20Direttiva%20sulle%20acque%202000,sociale%20della%20gestione%20della%20risorsa.>
- 18) <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- 19) <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2010/02/24/010G0037/sg>
- 20) <https://www.gazzettaufficiale.it/dettaglio/codici/materiaAmbientale>
- 21) <https://www.cngeologi.it/2009/04/04/decreto-legislativo-16-marzo-2009-n-30/>
- 22) <https://eur-lex.europa.eu/IT/legal-content/summary/protection-of-groundwater-against-pollution.html>
- 23) <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2015/04/11/15A02720/sg>
- 24) <http://arianna.consiglioregionale.piemonte.it/base/leggi/l2000061.html>
- 25) <http://arianna.cr.piemonte.it/regolafo/dettaglioRegolamento.do?urnRegolamento=urn:nir:regione.piemonte:regolamento:2006-12-11;15@2018-12-11&tornaIndietro=true>
- 26) https://www.gse.it/normativa_site/GSE%20Documenti%20normativa/PIEMONTE_RR_n10__29_07_2003_e_smi.pdf
- 27) <https://www.regione.piemonte.it/web/temi/ambiente-territorio/ambiente/acqua/piano-regionale-tutela-delle-acque-pta-2021-aggiornamento-pta-2007>
- 28) https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2013-05-29&atto.codiceRedazionale=13G00101
- 29) Berta et. al. The role of standards and regulations in the open-loop GWHPs development in Italy: The case study of the Lombardy and Piedmont regions, *Renewable Energy*, Volume 223, 2024.
- 30) <http://arianna.consiglioregionale.piemonte.it/base/leggi/l1996022.html>
- 31) <https://www.qgis.org/>
- 32) <https://www.usgs.gov/software/modelmuse-a-graphical-user-interface-groundwater-models>
- 33) https://www.regione.piemonte.it/web/sites/default/files/media/documenti/2018-12/allegato_1_relazione.pdf

- 34) <https://servizi.regione.piemonte.it/catalogo/sistema-conoscenze-ambientali>
- 35) <https://www.comune.novara.it/it/aree-tematiche/urbanistica-ed-edilizia/urbanistica/piano-regolatore-elaborati-geologici>
- 36) <https://geoportale.igr.piemonte.it/cms/>
- 37) <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2003/07/12/003R0394/s>
- 38) <https://www.provincia.novara.it/Ambiente/RisorseIdriche/ScarichiSpandimenti/domestiche.php>
- 39) <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/>
- 40) <https://www.arpa.piemonte.it/>
- 41) <https://store.uni.com/uni-ts-11300-1-2014>
- 42) <https://geothopica.igg.cnr.it/index.php/it/>

Ringraziamenti