



**Politecnico
di Torino**

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di laurea magistrale

A.A. 2025/2026

Sessione di Laurea marzo 2026

SCENARI PER LA PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO GEOTERMICO AD ACQUA DI FALDA PER IL NUOVO EDIFICIO PER LA DIDATTICA DEL POLITECNICO DI TORINO

Relatore:

Prof. Federico Vagnon

Candidato:

Giuseppe Montagno

Correlatori:

Prof.ssa Martina Gizzi

Prof.ssa Glenda Taddia

INDICE

ABBREVIAZIONI	6
ABSTRACT	7
1 INTRODUZIONE	8
2 IMPIANTI GEOTERMICI A POMPA DI CALORE PER LA CLIMATIZZAZIONE DI EDIFICI	9
3 SISTEMI GEOTERMICI A POMPA DI CALORE AD ACQUA DI FALDA (GWHP)	13
3.1 DIMENSIONAMENTO	15
4 CASO STUDIO	17
5 METODOLOGIA	21
6 SCENARI SIMULATI	28
6.1 SCENARI MODULATI	28
6.2 SCENARIO IMPIANTO DI VALLE	31
6.3 SCENARIO REALE SPINA	31
7 RISULTATI	32
7.1 SCENARIO “PICCO SPINA”	32
7.2 SCENARIO “PICCO TORRE”	36
7.3 SCENARIO “PICCO SPINA + TORRE”	40
7.4 SCENARIO “POZZI VALLE”	44
7.5 SCENARIO “REALE SPINA”	46
8 ANALISI ECONOMICA	49
9 CONCLUSIONE	52
BIBLIOGRAFIA	54

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1: Schema generico del circuito frigorifero di una pompa di calore convenzionale (ciclo estivo di raffrescamento).....	9
Figura 2: Schema generico del circuito frigorifero di una pompa di calore convenzionale (ciclo invernale di riscaldamento)	10
Figura 3: Sistema a pompa di calore geotermica a circuito aperto (GWHP)	11
Figura 4: Sistema a pompa di calore geotermica a circuito chiuso (GSHP)	12
Figura 5: Quota Piezometrica della falda acquifera	13
Figura 6: GWHP nel dettaglio (caso estivo)	15
Figura 7: Area di interesse.....	17
Figura 8: Stratigrafia Arpa.....	18
Figura 9: Configurazione a 4 pozzi.....	19
Figura 10: Configurazione a 3 pozzi.....	20
Figura 11: Confronto tra moto ideale e moto reale dell'acqua di falda	21
Figura 12: Effetto di discretizzazione dei pozzi	23
Figura 13: Discretizzazione pozzi di reimmissione.....	24
Figura 14: Discretizzazione del dominio	25
Figura 15: Rappresentazione 3D del dominio	26
Figura 16: Serie Temporale portata di prelievo scenario "Picco Spina"	29
Figura 17: : Serie Temporale portata di prelievo scenario "Picco Torre"	30
Figura 18: Serie Temporale portata di prelievo scenario " Picco Spina + Torre".....	30
Figura 19: Serie Temporale portata di prelievo scenario "Pozzi Valle".....	31
Figura 20: Simulazione in regime stazionario scenario Picco Spina.....	32
Figura 21: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 45)	33
Figura 22: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 128)	34
Figura 23: Simulazione in transitorio fase raffrescamento (giorno 233).....	34
Figura 24: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 359)	35
Figura 25: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 730)	35
Figura 26: Simulazione in regime stazionario scenario Picco Torre.....	36
Figura 27: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 44)	37
Figura 28: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 127)	37
Figura 29: Simulazione in transitorio fase raffrescamento (giorno 232).....	38
Figura 30: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 358)	38
Figura 31: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 730)	39
Figura 32: Simulazione in regime stazionario scenario Picco Torre.....	40
Figura 33: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 43)	41
Figura 34: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 126)	41
Figura 35: Simulazione in transitorio fase raffrescamento (giorno 238).....	42
Figura 36: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 364)	42
Figura 37: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 730)	43
Figura 38: Simulazione in regime stazionario scenario Pozzi Valle	44
Figura 39: Simulazione in transitorio (giorno 281).....	45
Figura 40: Simulazione in transitorio (giorno 730).....	45
Figura 41: Simulazione in regime stazionario scenario Reale Spina	46
Figura 42: Simulazione in transitorio 2 pozzi di resa (giorno 298)	47
Figura 43: Simulazione in transitorio 1 pozzo di resa (giorno 298)	47
Figura 44: Simulazione in transitorio 2 pozzi di resa (giorno 730)	48
Figura 45: Simulazione in transitorio 1 pozzo di resa (giorno 730)	48
Figura 46: NPV, scenario 4 pozzi	51
Figura 47: NPV, scenario 3 pozzi	51

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 1: Analisi dati per la fase di raffrescamento	18
Tabella 2: Analisi dati per la fase di riscaldamento	18
Tabella 3: Portate modulate riscaldamento	28
Tabella 4: Portate modulate raffrescamento	29

LISTA DELLE EQUAZIONI

Equazione 1: Efficienza della pompa di calore	10
Equazione 2: Potenza utile della falda acquifera, caso invernale	10
Equazione 3: Legame potenza termica della falda e COP, caso invernale	10
Equazione 4: Potenza utile della falda acquifera, caso estivo	11
Equazione 5 : Legame potenza termica della falda e COP, caso estivo	11
Equazione 6: Lunghezza critica	14
Equazione 7: Numero di Peclet termico	22
Equazione 8: Numero di Peclet ad elevata velocità	22
Equazione 9: Raggio numerico equivalente	22
Equazione 10: Equazione di advezione-dispersione	23
Equazione 11: Equazione del Flusso Idrico Sotterraneo	23
Equazione 12: NPV	49
Equazione 13: Costo annuo dell'elettricità	49
Equazione 14: Potenza elettrica nominale consumata	50
Equazione 15: Ore equivalenti di utilizzo	50

ABBREVIAZIONI

COP	Coefficient Of Performance
GWHP	Groundwater Water Heat Pump
GSHP	Ground Source Heat Pump
s.l.m.	Sopra il livello del mare
NPV	Net Present Value
pH	Potenziale di idrogeno
Pe	Peclet
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operating Expenditure

ABSTRACT

Il presente lavoro di tesi analizza diverse configurazioni per l'integrazione di un sistema geotermico a bassa entalpia a circuito aperto, volto a soddisfare il fabbisogno termo-frigorifero del nuovo complesso universitario 'Spina della Didattica' del Politecnico di Torino.

L'elaborato descrive lo stato dell'arte dei sistemi a pompa di calore, con un focus specifico sulle applicazioni ad acqua di falda (GWHP - Groundwater Heat Pumps), delle quali vengono approfondite peculiarità tecniche, i criteri di dimensionamento e i benefici ambientali.

La sezione centrale è dedicata alla definizione del caso studio, per il quale sono stati analizzati i parametri termofisici e idrogeologici di input. La metodologia si avvale dell'implementazione di un modello numerico mediante il software FEFLOW (© DHI Group). Viene fornita una descrizione dettagliata del framework matematico, basato sulle equazioni di bilancio di massa e trasporto di calore nei mezzi porosi, nonché della successiva modellizzazione spaziale e temporale necessaria a simulare l'operatività dell'impianto.

L'analisi dei risultati mette a confronto i diversi scenari simulati, valutando l'efficienza termodinamica del sistema e l'estensione del plume termico nel sottosuolo. Un aspetto cardine della valutazione riguarda la verifica di non-interferenza: è stata infatti modellizzata la possibile interazione termica con un impianto esistente situato a valle, nella direzione del flusso idrogeologico, al fine di garantire la sostenibilità dell'opera e il rispetto degli equilibri termici locali.

In ultima istanza, viene condotta una valutazione tecnico-economica che pone a confronto le due configurazioni geotermiche (ad un pozzo e a due pozzi di resa), basate sul profilo di carico reale annuo, con una soluzione impiantistica convenzionale. I risultati evidenziano la validità dell'intervento, quantificando i vantaggi in termini di prestazioni energetiche, riduzione delle emissioni e tempi di ritorno dell'investimento.

Le due configurazioni analizzate presentano un comportamento analogo. Tuttavia, il sistema composto da due pozzi di prelievo e un singolo pozzo di resa risulta preferibile: a parità di prestazioni, garantisce costi iniziali inferiori ed un rientro dall'investimento stimato pari a 12 anni, a fronte di una vita utile dell'impianto prevista di 50 anni. Tale assetto richiede la realizzazione dei pozzi fino ad una profondità di circa 50 metri, valore cautelativo che garantisce una buona penetrazione nell'acquifero.

I risultati evidenziano una contenuta perturbazione spaziale dell'acquifero, concentrata prevalentemente lungo la direzione del deflusso idrico, e un impatto temporale ridotto, a conferma di una rapida capacità di rigenerazione termica

1 INTRODUZIONE

Il presente studio analizza diversi scenari per l'installazione di un impianto a pompa di calore geotermica ad acqua di falda (circuito aperto) a servizio del nuovo edificio didattico denominato "Spina della Didattica" del Politecnico di Torino.

La nuova infrastruttura ospiterà spazi adatti a una didattica moderna, innovativa ed esperienziale: 4000 m^2 di aree per la didattica, più di 1500 m^2 di spazi per lo studio, laboratori sperimentali, spazi per l'interazione tra studenti e team, 500 m^2 di ristoro e soft spaces, uno spazio eventi flessibile, 2500 m^2 di spazi depermeabilizzati e 25 nuove alberature, che saranno terminati entro il 2029 [1].

L'aumento del prezzo dei combustibili fossili, unito ai crescenti costi ambientali, ha reso particolarmente popolari i sistemi energetici rinnovabili, in special modo quelli ad alta efficienza come le pompe di calore geotermiche. Rispetto ad altre soluzioni rinnovabili, i sistemi a pompa di calore, finalizzati alla climatizzazione di edifici, garantiscono una maggiore costanza operativa: la temperatura della falda, infatti, rimane pressoché invariata durante l'anno, eliminando le criticità legate alla stagionalità e garantendo prestazioni elevate in ogni condizione climatica.

Il presente studio si pone l'obiettivo di dimostrare l'efficienza termodinamica e la sostenibilità economica nel medio - lungo periodo di un impianto a pompa di calore geotermica ad acqua di falda (GWHP) situato in un'area geografica favorevole. Attraverso l'analisi dei dati raccolti, si intende evidenziare come tali sistemi non rappresentino solo una scelta tecnicamente vantaggiosa, ma siano asset indispensabili per raggiungere gli obiettivi della transizione energetica in corso.

2 IMPIANTI GEOTERMICI A POMPA DI CALORE PER LA CLIMATIZZAZIONE DI EDIFICI

Prima di entrare nella fase di dettaglio, è fondamentale fornire una panoramica sui sistemi a pompa di calore geotermici, per poi concentrarsi sugli impianti ad acqua di falda (circuito aperto). L'acquifero sotterraneo non è solo una riserva idrica, ma si configura come un corpo geologico saturo ad alto potenziale energetico. Grazie alla sua elevata inerzia termica, l'acqua di falda mantiene una temperatura costante durante tutto l'anno, agendo come un volano termico ideale. L'impiego di questa risorsa permette agli impianti a pompa di calore di operare con un elevato COP (Coefficient Of Performance), fino a valori anche superiori a 6, minimizzando il salto termico necessario. La conseguente drastica riduzione della domanda elettrica facilita l'integrazione con fonti rinnovabili intermittenti, abbattendo l'impronta carbonica del sistema fino a valori prossimi allo zero.

In Figura 1 è riportato lo schema generico del circuito frigorifero di una pompa di calore convenzionale, in particolare, nella fase di raffrescamento (estiva) [2]. Di seguito viene fornita una breve descrizione del ruolo dei componenti:

- **Compressore:** dopo aver assorbito calore nell'evaporatore, il fluido refrigerante gassoso passa al compressore. Questo componente svolge la duplice funzione di aumentare la pressione per garantire la circolazione nel circuito e, simultaneamente, di innalzare la temperatura del fluido al di sopra della temperatura del mezzo esterno (ad esempio l'aria, in estate) per consentire la cessione di calore;
- **Condensatore:** il fluido refrigerante, sotto forma di gas ad alta pressione e temperatura (carico del calore prelevato dall'ambiente interno), attraversa lo scambiatore esterno. Il calore viene ceduto all'aria esterna, permettendo al refrigerante di condensare e tornare allo stato liquido per ricominciare il ciclo;
- **Valvola di laminazione:** questo componente riceve il refrigerante liquido ad alta pressione. La valvola crea una brusca espansione del fluido che ne riduce drasticamente la pressione e, di conseguenza, la temperatura. Questo abbassamento termico è essenziale per portare il refrigerante al di sotto della temperatura dell'ambiente interno, consentendogli di assorbire calore nell'evaporatore;
- **Evaporatore:** il fluido refrigerante (ormai freddo e a bassa pressione) entra nell'evaporatore. In questa fase, il fluido assorbe il calore dall'aria (o acqua) dell'ambiente interno, evaporando e tornando allo stato gassoso. È questo scambio che raffredda l'aria che viene poi immessa nella stanza.

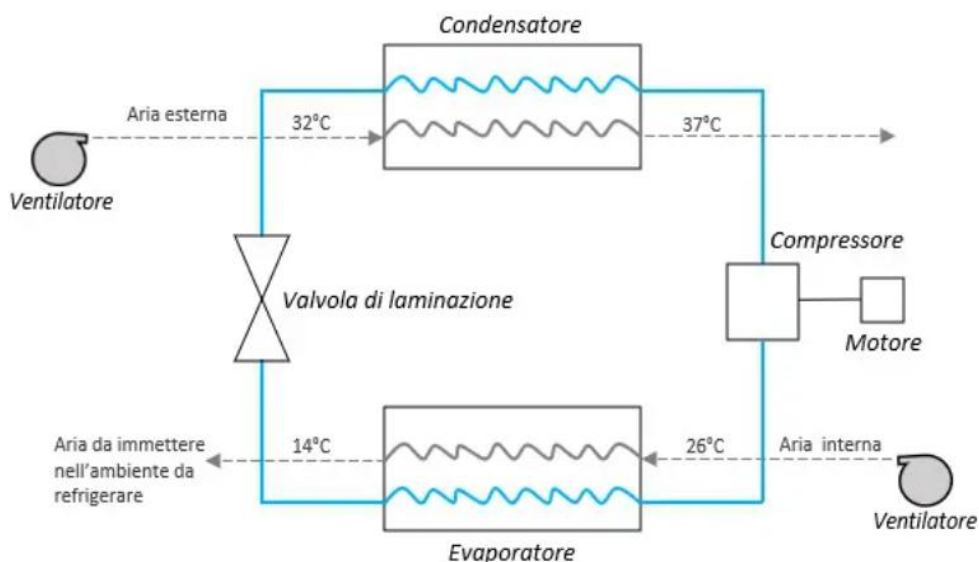


Figura 1: Schema generico del circuito frigorifero di una pompa di calore convenzionale (ciclo estivo di raffrescamento)

Nella fase di riscaldamento (invernale), la funzione degli scambiatori si inverte. Lo scambiatore esterno opera come evaporatore, assorbendo calore dall'aria esterna, mentre lo scambiatore interno funge da condensatore, cedendo il calore all'ambiente interno. Lo schema completo è riportato in Figura 2 [2].

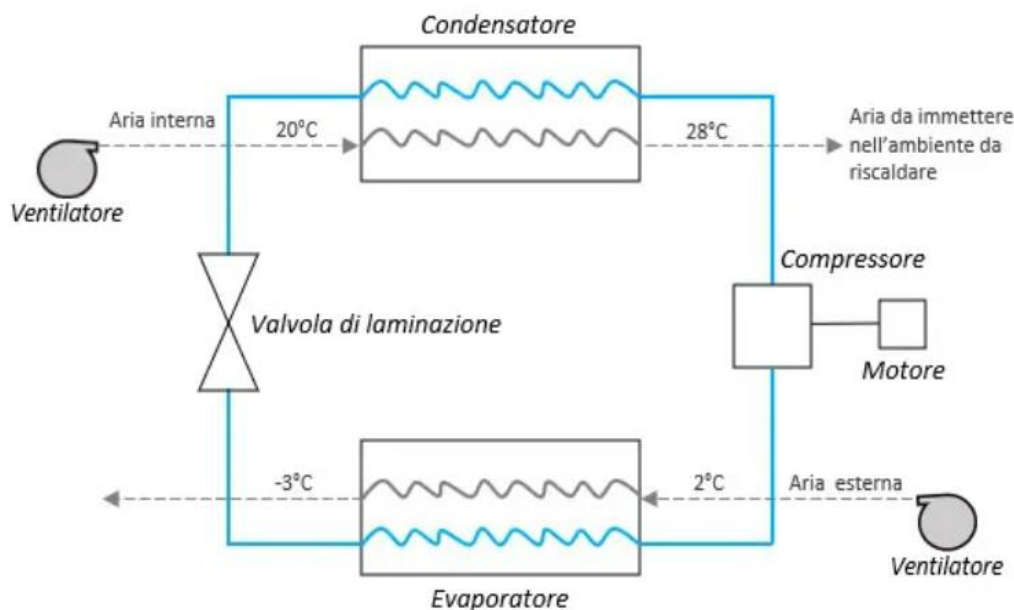


Figura 2: Schema generico del circuito frigorifero di una pompa di calore convenzionale (ciclo invernale di riscaldamento)

Il parametro che descrive l'efficienza della pompa di calore è il COP (Coefficiente di Prestazione), riportato in Equazione 1.

Equazione 1: Efficienza della pompa di calore

$$COP = \frac{P_{utile}}{P_{elettrica}}$$

dove la P_{utile} rappresenta il calore ceduto (in riscaldamento) o assorbito (in raffrescamento) dallo scambiatore di calore interno, mentre la $P_{elettrica}$ indica la potenza elettrica richiesta dal compressore. Nelle pompe di calore convenzionali (aria-aria, aria-acqua), il COP varia tipicamente tra 2,0 e 4,0, riflettendo la sensibilità dell'efficienza alle condizioni climatiche esterne.

A differenza delle pompe di calore convenzionali che usano l'aria esterna, nei sistemi geotermici, il fluido di lavoro scambia calore direttamente con l'acqua di falda, attraverso lo scambiatore esterno. Questa funge, da pozzo termico per dissipare calore in estate e da sorgente da cui prelevarlo in inverno. Il principale vantaggio delle pompe di calore geotermiche risiede nell'elevato Coefficiente di Prestazione (COP), che si attesta tipicamente tra 4,5 e 6,5 e, in condizioni ottimali, può raggiungere picchi di 7 o 8. Questo notevole rendimento è direttamente attribuibile alla stabilità termica dell'acqua di falda. Mantenendo un salto termico ridotto tra sorgente e sistema, la falda minimizza il lavoro richiesto al compressore e, di conseguenza, la potenza elettrica consumata. In particolare, in estate, la falda funge da pozzo termico più freddo rispetto all'aria esterna calda, facilitando l'espulsione del calore, mentre in inverno, opera come sorgente termica più calda rispetto all'aria esterna fredda, riducendo così lo sforzo del compressore.

Durante la modalità invernale (o fase di riscaldamento), la falda fornisce la quota principale della potenza termica utile erogata dall'impianto all'ambiente interno, come riporta l'Equazione 2.

Equazione 2: Potenza utile della falda acquifera, caso invernale

$$P_{utile} = P_{falda} + P_{elettrica};$$

Tale quota è legata all'efficienza della pompa di calore, come riportato dall'Equazione 3.

Equazione 3: Legame potenza termica della falda e COP, caso invernale

$$P_{falda} = P_{utile} \cdot \left(1 - \frac{1}{COP}\right)$$

Durante la modalità estiva (o raffrescamento), la relazione si inverte, la falda funge da pozzo termico, assorbendo sia il calore sottratto all'ambiente interno per il raffrescamento, sia la potenza termica equivalente al lavoro del compressore, come riporta l'Equazione 4.

Equazione 4: Potenza utile della falda acquifera, caso estivo

$$P_{falda} = P_{utile} + P_{elettrica};$$

In questo caso, la potenza di falda risulta essere maggiore della potenza utile sottratta all'ambiente interno, come riportato in Equazione 5

Equazione 5: Legame potenza termica della falda e COP, caso estivo

$$P_{falda} = P_{utile} \cdot \left(1 + \frac{1}{COP}\right)$$

Le pompe di calore geotermiche si suddividono in due categorie principali:

- Pompe di calore a circuito aperto (GWHP - Groundwater Heat Pump);
- Pompe di calore a circuito chiuso (GSHP- Ground Source Heat Pump).

Di seguito, viene fornita una descrizione per ciascuna modalità operativa.

In Figura 3 è raffigurata la modalità a circuito aperto, che è caratterizzata da un pozzo di presa ed un pozzo di reiniezione [3].



Figura 3: Sistema a pompa di calore geotermica a circuito aperto (GWHP)

La Figura 4 presenta, invece, uno schema qualitativo della modalità a circuito chiuso (GSHP) [4]. Questa configurazione prevede la perforazione e l'immissione di sonde geotermiche all'interno delle quali circola un fluido termovettore (spesso acqua glicolata) che scambia calore con il terreno circostante. A differenza del sistema GWHP, il circuito chiuso non preleva direttamente l'acqua di falda, ma utilizza questo fluido separato per la captazione dell'energia termica.



Figura 4: Sistema a pompa di calore geotermica a circuito chiuso (GSHP)

In conclusione, vengono analizzati i principali vantaggi e svantaggi a confronto tra le due modalità operative.

GWHP:

- Vantaggi : COP massimo, intervento di perforazione più contenuto e costo iniziale potenzialmente inferiore;
- Svantaggi: dipendenza dalla presenza e dalla qualità della falda acquifera, rischio di incrostazioni e corrosione nello scambiatore e rischio di cortocircuito idro-termico (se pozzi non accuratamente distanziati).

GSHP:

- Vantaggi: immunità a incrostazioni e corrosione (circuito sigillato), Indipendenza dalla falda acquifera (flessibilità geologica);
- Svantaggi: costo di installazione iniziale più elevato (a causa delle sonde), COP mediamente inferiore (rispetto al GWHP), rischio di saturazione termica del sottosuolo (se impianto sottodimensionato).

Pertanto, in presenza di una falda acquifera idonea, è generalmente preferibile adottare la modalità GWHP (circuito aperto), in quanto garantisce un COP significativamente più elevato e può comportare costi di perforazione inferiori.

I sistemi a pompe di calore geotermiche (GSHP/GWHP) rappresentano una soluzione chiave per la transizione energetica, offrendo prestazioni termiche e stabilità superiori rispetto alle pompe di calore convenzionali. Lo scoglio principale è il costo iniziale più elevato. Tuttavia, questo costo si configura come un investimento a lungo termine per ottenere la massima efficienza, dato che la componente interrata (sonde o pozzi) vanta una vita utile eccezionalmente lunga, che spesso supera i 50 - 100 anni ([5], [6]).

3 SISTEMI GEOTERMICI A POMPA DI CALORE AD ACQUA DI FALDA (GWHP)

Data la specificità del caso studio, si ritiene fondamentale analizzare in dettaglio i sistemi a pompa di calore geotermici GWHP. Tali impianti prevedono, come descritto nella sezione 1, l'installazione di un sistema di prelievo ed un sistema di reimmissione.

Prima di addentrarsi nella fase progettuale, è fondamentale definire i concetti di quota piezometrica e di soggiacenza in un punto dell'acquifero, illustrati in Figura 5 [7]. Misurata da un piezometro, la quota piezometrica (h) rappresenta l'energia potenziale totale per unità di peso del fluido in quel punto. Essa è la somma di due componenti principali:

- Altezza piezometrica (o carico di pressione, $P/\rho g$): legata alla pressione della falda in quel punto; è l'altezza della colonna d'acqua all'interno del piezometro rispetto al punto di misura (spesso indicata con Ψ);
- Componente geodetica (z): rappresenta la quota del punto di misura rispetto a un piano di riferimento convenzionale (detto *datum*). In presenza di acquiferi superficiali, il piano di riferimento utilizzato coincide generalmente con la base dell'acquifero..

Per completare il quadro idrogeologico, si fa inoltre riferimento alla soggiacenza, che rappresenta la profondità del livello della falda rispetto al piano campagna (ovvero la distanza verticale tra la superficie topografica e il pelo libero dell'acqua nel piezometro)

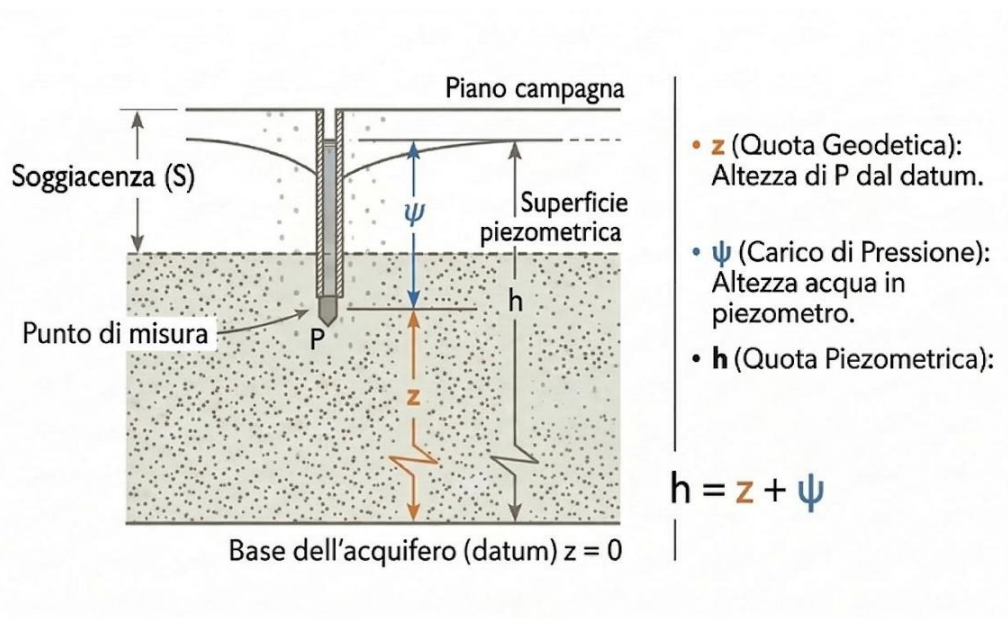


Figura 5: Quota Piezometrica della falda acquifera

Di seguito vengono descritti i parametri idrogeologici fondamentali per la progettazione di sistemi geotermici a pompa di calore ad acqua di falda:

- $Q [m^3/s]$: rappresenta la portata volumetrica prelevata e reimpressa dai pozzi;
- $b [m]$: è lo spessore effettivo (saturato) della porzione di acquifero che fornisce l'acqua e in cui i pozzi sono installati;
- i : rappresenta il gradiente idraulico naturale dell'acquifero. È il rapporto tra il dislivello del livello piezometrico della falda (o quota piezometrica) tra due punti e la distanza tra di essi ($\Delta h/\Delta L$). Determina la velocità naturale con cui l'acqua si muove nell'acquifero;
- $K [m/s]$: rappresenta la conducibilità idraulica, ovvero è una misura della facilità con cui l'acqua può muoversi attraverso il terreno o la roccia (permeabilità);

- ϕ : rappresenta la porosità, ovvero il rapporto tra il volume dei vuoti e il volume totale di un campione di roccia o terreno. Rappresenta la capacità intrinseca di un corpo geologico saturo di immagazzinare acqua. In ambito energetico, una porosità elevata si traduce in una maggiore quantità di fluido termovettore disponibile per lo scambio termico;
- α_L [m]: rappresenta la dispersività longitudinale. È un parametro che quantifica la capacità di un acquifero di "spalmare" o distribuire un soluto (o il calore) lungo la direzione principale del flusso. Dipende dalle eterogeneità della struttura geologica (diverse velocità dell'acqua nei pori) e determina quanto velocemente il "pennacchio" termico o di contaminazione si estende longitudinalmente.

Qualora i pozzi fossero allineati lungo la direzione naturale di flusso della falda acquifera, con il sistema di prelievo posizionato a valle rispetto a quello di reimmissione, si potrebbe avere una potenziale interferenza tra i sistemi, ovvero un corto circuito termico, che comprometterebbe l'efficienza del sistema, pertanto la progettazione assume un ruolo fondamentale. L'Equazione 6 definisce la lunghezza critica, ovvero la distanza minima adottabile tra i due sistemi al fine di evitare potenziali interferenze termiche.

Equazione 6: Lunghezza critica

$$L_{critica} = \frac{2 \cdot Q}{b \cdot K \cdot \pi \cdot i}$$

Dove:

- Q [m^3/s] è la portata volumetrica prelevata e reimpressa dai pozzi;
- b [m] è lo spessore effettivo (saturato) della porzione di acquifero che fornisce l'acqua e in cui i pozzi sono installati;
- i rappresenta il gradiente idraulico naturale dell'acquifero;
- K [m/s] rappresenta la conducibilità idraulica orizzontale isotropa.

3.1 DIMENSIONAMENTO

Il calcolo della portata volumetrica (Q) di acqua necessaria si basa sul carico termico dell'edificio da soddisfare (fabbisogno termico). Tale dimensionamento è vincolato dalla necessità di mantenere una differenza di temperatura (ΔT) sufficientemente ridotta tra la falda naturale e l'acqua reimmissa, per garantire la sostenibilità della falda a lungo termine (evitando l'alterazione termica), e per massimizzare il Coefficiente di Prestazione (COP) della pompa di calore. Infatti, la pompa di calore lavora in modo ottimale (massimo COP) quando il ΔT richiesto è minimo ($3^{\circ}\text{C} - 7^{\circ}\text{C}$). Di seguito vengono elencati i passaggi chiave per il dimensionamento:

1. Conoscere, stabilire i possibili fabbisogni termici dell'ambiente da riscaldare o raffrescare, in modo da creare diversi scenari plausibili;
2. Imporre un valore di salto termico (ΔT) ottimale, scelto per non causare l'alterazione termica della falda nel tempo (tipicamente $3^{\circ}\text{C} - 7^{\circ}\text{C}$) e stimare un valore di progetto del COP della pompa di calore, esempio un valore pari a 6;
3. Calcolare la potenza termica (P_{falda}) che deve essere scambiata con la falda per soddisfare il fabbisogno dell'edificio (tenendo conto della potenza elettrica del compressore, stimata tramite il COP di progetto);
4. Calcolare la portata massica volumetrica (Q) necessaria per lo scambio termico, tramite la formula inversa: $Q = \frac{P_{falda}}{\rho \cdot c_p \cdot \Delta T}$;
5. Conoscendo i dati della falda acquifera, come il valore di b , i e K , calcolare, se necessario, la lunghezza critica per i vari scenari con le portate volumetriche ricavate al punto 4.

Lo schema dettagliato del sistema GWHP (Groundwater Heat Pump) nel caso estivo, è riportato in Figura 6 [8].

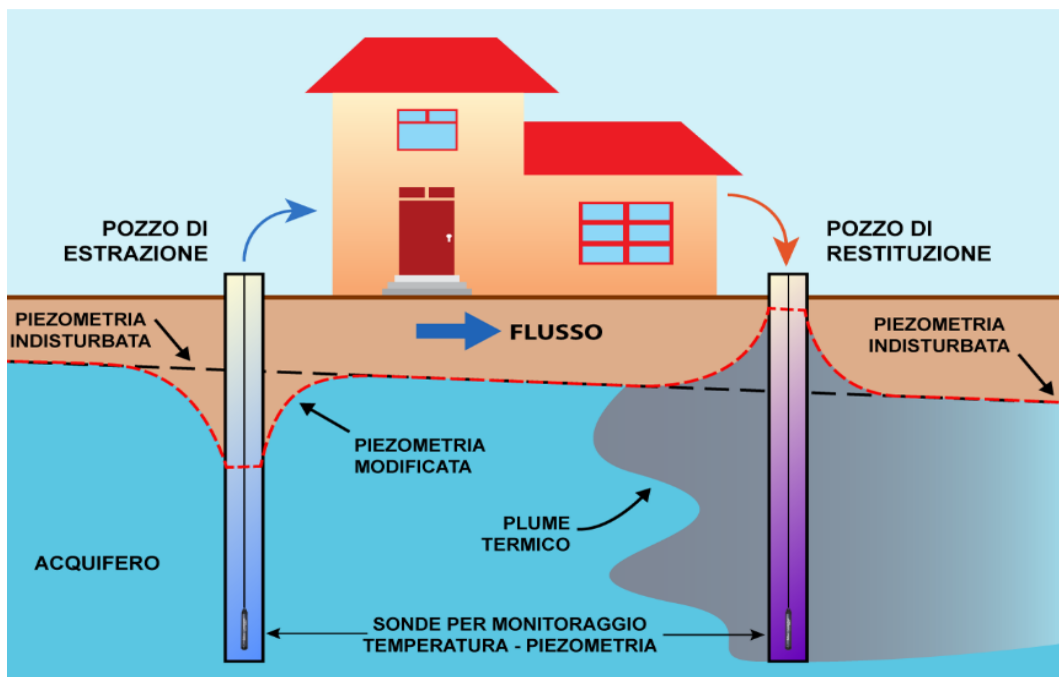


Figura 6: GWHP nel dettaglio (caso estivo)

Come illustrato, l'operazione di pompaggio nel pozzo di presa (estrazione) altera la piezometria della falda, creando un abbassamento del livello dinamico (cono di depressione). Questo fenomeno è causato dalla depressione che si genera all'ingresso della pompa, la quale costringe l'acqua a fluire verso il pozzo per differenza di pressione. Estrahendo una portata volumetrica costante, il cono di depressione si espanderà nel tempo. La fase di espansione del cono (la fase transitoria) è necessaria affinché il pozzo possa "catturare" abbastanza acqua per mantenere la portata costante (Q). In Figura 6 viene schematizzato il caso estivo,

durante il quale il calore estratto dall'edificio viene dissipato nella falda attraverso il pozzo di reimmissione. A causa della temperatura più elevata dell'acqua reimpressa, si forma un'area termicamente influenzata, nota come *plume termico* (o pennacchio). Se la distanza tra i pozzi è adeguata (superiore alla lunghezza critica), il *plume termico* si stabilizza ad una dimensione tale da non raggiungere né interferire con l'acqua prelevata dal pozzo di presa nel tempo.

Una peculiarità operativa dei sistemi a circuito aperto è la necessità di una manutenzione regolare che va oltre la normale manutenzione dell'unità pompa di calore. La manutenzione è richiesta principalmente per mitigare i problemi legati al contatto diretto con l'acqua di falda, di seguito elencati:

- **Rischio di Intasamento (Clogging):** l'acqua sotterranea contiene gas e minerali disciolti (come i carbonati di calcio e il ferro). Quando l'acqua viene prelevata e le sue condizioni di temperatura e pressione vengono alterate (ad esempio, all'interno dello scambiatore di calore o del pozzo di reimmissione), questi minerali possono precipitare. Questo fenomeno, chiamato clogging o fouling, intasa i filtri, la superficie dello scambiatore e soprattutto le fessure (schermature) del pozzo di reimmissione, riducendone drasticamente l'efficienza idraulica;
- **Rischio di Corrosione:** in presenza di acque aggressive (ad esempio, con alto contenuto di cloruri o basso pH), i componenti metallici dei pozzi e degli scambiatori possono subire corrosione, compromettendo l'integrità del sistema.

Per contrastare questi effetti, la manutenzione regolare include il controllo chimico e fisico della qualità dell'acqua e interventi periodici di spurgo, pulizia (sviluppo) e, se necessario, trattamenti chimici di rigenerazione sui pozzi per rimuovere i depositi.

4 CASO STUDIO

La presente sezione descrive il caso oggetto di analisi, introducendo i dati di input, e i risultati che costituiscono la base della relativa modellizzazione.

Il caso studio riguarda la progettazione di un sistema GWHP per un nuovo edificio didattico del Politecnico di Torino, destinato sia al raffrescamento sia al riscaldamento. In Figura 7 è riportata l'area di interesse.

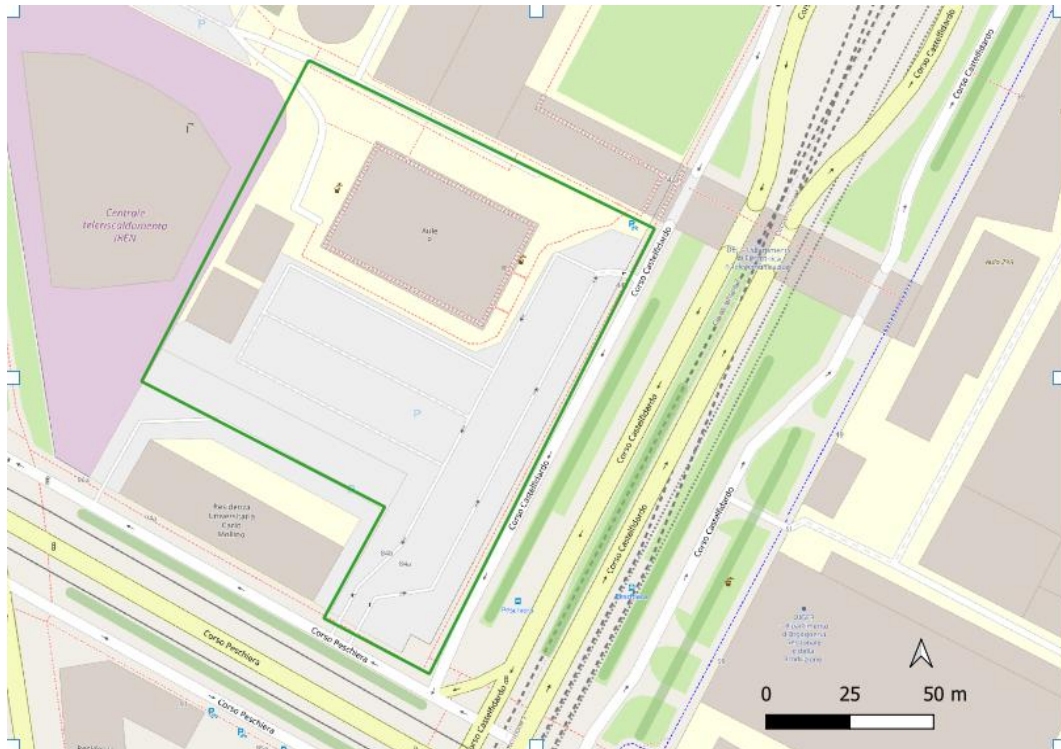


Figura 7: Area di interesse

Il nuovo edificio didattico denominato “Spina della Didattica” sarà costituito dal un locale denominato “Spina” ed un locale designato “Torre”. I fabbisogni di picco nominali sono i seguenti:

- 1200 [kWt], carico di picco di progetto raffrescamento/riscaldamento Spina;
- 1700 [kWt], carico di picco di progetto raffrescamento/riscaldamento Torre.

Dai seguenti dati di input, sono stati ipotizzati tre scenari, descritti nel paragrafo 6, tenendo conto sia della fase di raffrescamento che di riscaldamento. In Tabella 1 e in Tabella 2 vengono riportati i fabbisogni nominali di picco considerati e la relativa portata totale, ricavata seguendo gli step elencati nel paragrafo 3.1.

I fabbisogni sopra riportati rappresentano i carichi di progetto calcolati sulla base delle condizioni climatiche più gravose del sito. Allo stato attuale, è stato fornito il profilo termico reale orario annuale per il solo locale Spina (pari a 777,12 MWh/anno); al contrario, per il locale Torre, non è ancora disponibile un fabbisogno reale orario. Pertanto, nel paragrafo 6 verranno analizzati altri due scenari (rispettivamente con uno e due pozzi di restituzione) basati sul fabbisogno medio giornaliero reale del locale Spina. La successiva analisi economica si fonderà su tali scenari, ritenuti i più rappresentativi dell'effettivo esercizio.

Le indagini geognostiche e idrogeologiche condotte nell'area di analisi, oltre che le informazioni disponibili a livello bibliografico ([9], [10]), evidenziano un gradiente idraulico medio (i) pari a 0,003, una conducibilità idraulica orizzontale isotropa ($K_x = K_y$) pari a $0,0025 \text{ m s}^{-1}$, una porosità efficace pari a 0,2 e uno spessore della falda acquifera di circa 24 m. Il pelo libero della falda si trova a 20 m dalla superficie.

In Figura 8 viene illustrato il profilo stratigrafico derivante dal sondaggio cod. 10026482 [11], situato in prossimità dell'area di studio, che permette di caratterizzare la successione dei depositi nel sottosuolo.

Codice perforazione	Profondità (m)	Descrizione
10026482	15.30	ghiaia e conglomerato
10026482	16.20	trovanti
10026482	22.00	conglomerato con strati di ghiaia
10026482	23.50	trovanti
10026482	24.50	ghiaia e sabbia
10026482	28.50	conglomerato
10026482	33.00	sabbia , ghiaia e ghiaietto
10026482	36.50	ghiaia e sabbia
10026482	40.20	conglomerato
10026482	42.00	ghiaietto sciolto
10026482	45.00	argilla

Figura 8: Stratigrafia Arpa

Tabella 1: Analisi dati per la fase di raffrescamento

RAFFRESCAMENTO					
Codice sottoscenario	Nome del sottoscenario	Carico termico edificio [kWt]	Carico termico falda [kWt]	COP/EER	Portata totale - delta T=7K- [kg/s]
1	Peak cooling Spina	1200	1400	6	47,78
2	Peak cooling Torre	1700	1983,33	6	67,69
3	Peak cooling Torre+Spina	2900	3383,33	6	115,46

Tabella 2: Analisi dati per la fase di riscaldamento

RISCALDAMENTO					
Codice sottoscenario	Nome del sottoscenario	Carico termico edificio [kWt]	Carico termico falda [kWt]	COP/EER	Portata fornita -delta T=7K- [kg/s]
1	Peak heating Spina	1200	1000	6	34,13
2	Peak heating Torre	1700	1416,67	6	48,35
3	Peak heating Torre+Spina	2900	2416,67	6	82,47

Per gestire il caso peggiore (portata più elevata), e tenendo conto delle taglie tipiche delle pompe in commercio, l'analisi è stata svolta considerando due pozzi di presa e due di resa. Si è inoltre assunto un COP pari a 6, un valore tipico per questa tipologia di pompe di calore.

A valle della zona di analisi è presente un impianto (due pozzi di presa e uno di reimmissione) che utilizza acqua di falda in estate. Di conseguenza, nel paragrafo 6 verrà analizzato un ulteriore scenario specifico che tiene conto di tale utenza. L'obiettivo è dimostrare che l'interazione termica (plume) con l'impianto a valle, durante la fase di raffreddamento dell'impianto a monte, sia trascurabile.

La Figura 9 illustra la configurazione scelta per l'installazione dei nuovi pozzi (rappresentati dai puntini neri). La disposizione dell'impianto proposto prevede:

- Due pozzi di prelievo (a Sud-Ovest del dominio);
- Due pozzi di reimmissione (a Nord-Est del dominio).

I puntini blu rappresentati fanno riferimento invece all'impianto di valle preesistente, che opera esclusivamente durante i mesi estivi.

La sua configurazione prevede:

- Due pozzi di prelievo;
- Un pozzo di reimmissione.

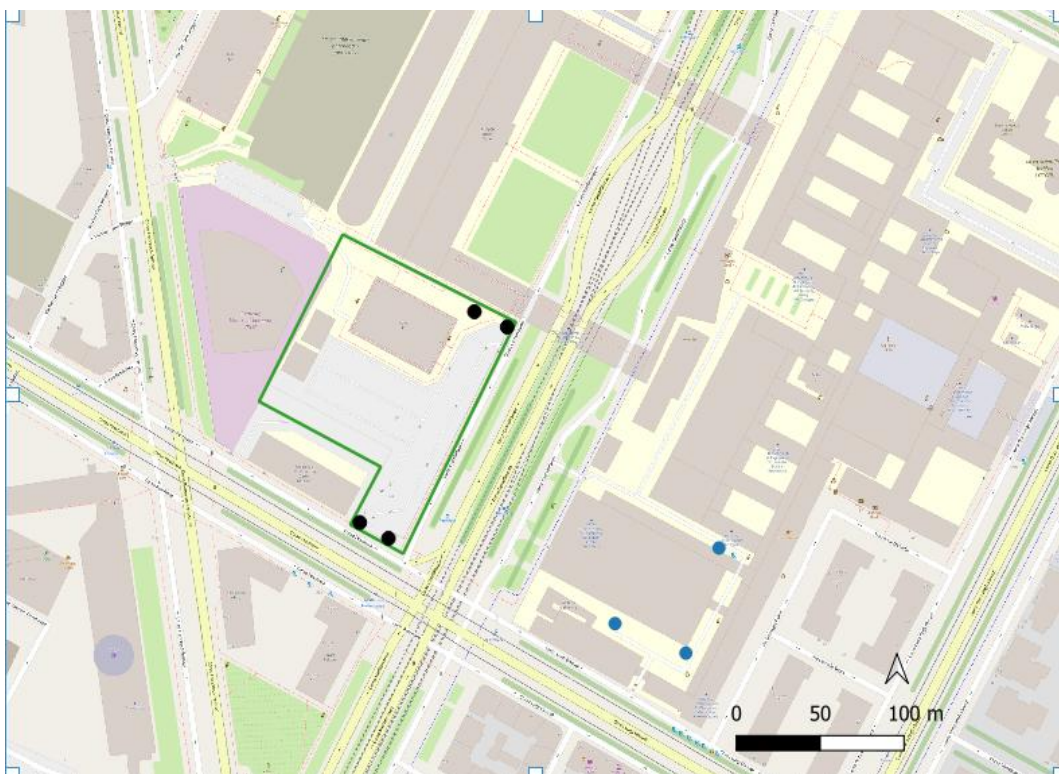


Figura 9: Configurazione a 4 pozzi

Come precedentemente descritto, oltre all'assetto già illustrato, per il fabbisogno reale del locale Spina, viene analizzata anche una soluzione alternativa caratterizzata da un unico pozzo di restituzione. Tale variante può offrire vantaggi significativi in termini di riduzione dei costi di trivellazione e di installazione delle pompe sommerse. Il confronto economico tra i due assetti verrà approfondito nel paragrafo 8. La Figura 10 ne illustra il relativo layout.

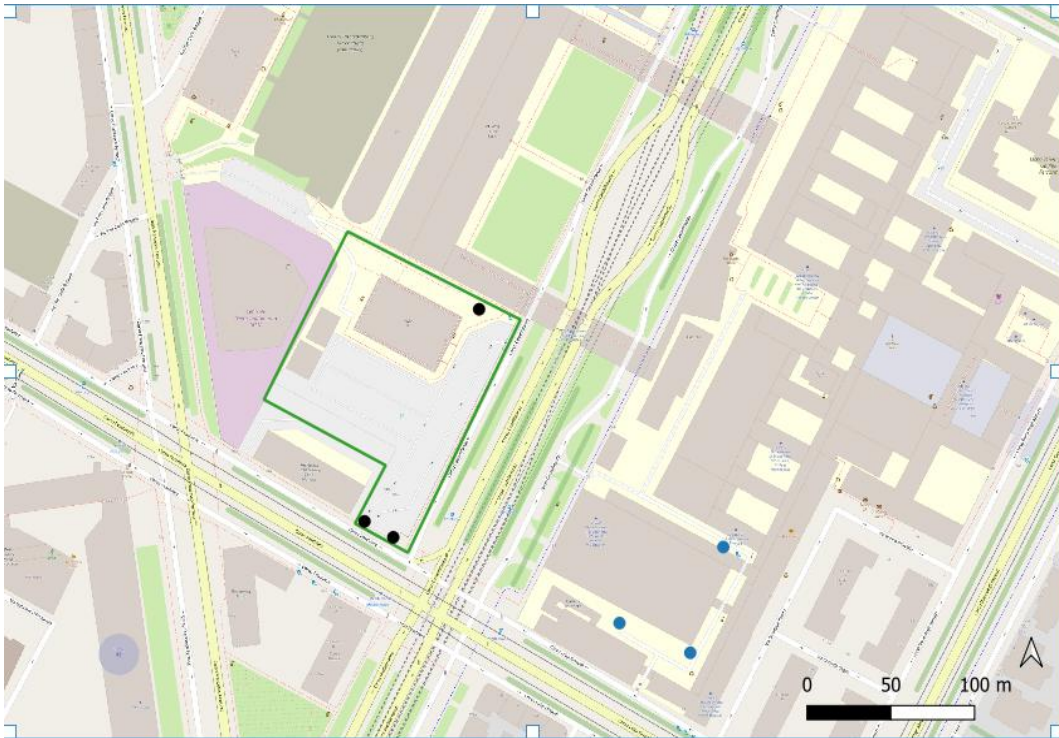


Figura 10: Configurazione a 3 pozzi

5 METODOLOGIA

La seguente sezione descrive dettagliatamente l'analisi svolta, esplicitando i principi teorici che ne sono alla base.

Il movimento della falda acquifera e quindi il trasporto di contaminanti e di calore è influenzato da vari fenomeni, descritti di seguito:

- **Avvezione:** costituisce il processo più importante e veloce nelle acque sotterranee. Esso consiste nel movimento di massa e calore insieme al flusso dell'acqua stessa;
- **Diffusione molecolare:** rappresenta un processo lento, dovuto al movimento casuale delle molecole, da un'area a più alta concentrazione ad una a più bassa. Tale processo diventa rilevante nel sottosuolo soltanto dove il flusso risulta trascurabile (bassa velocità);
- **Dispersione:** rappresenta un processo di trasporto meccanico e di mescolamento. Avviene a causa delle irregolarità del mezzo poroso (sabbia, ghiaia, roccia). Le molecole d'acqua non seguono un percorso lineare, ma si dividono e ricombinano lungo i percorsi tortuosi. Tale fenomeno fa sì che l'acqua si diffonda in zone più ampie e larghe rispetto al caso di sola avvezione.

In Figura 11 [12] è riportata la differenza tra il moto ideale, che considera soltanto il fenomeno dell'avvezione, ed il moto reale, che tiene conto anche della dispersione e diffusione dell'acqua di falda.

Dispersion and Diffusion

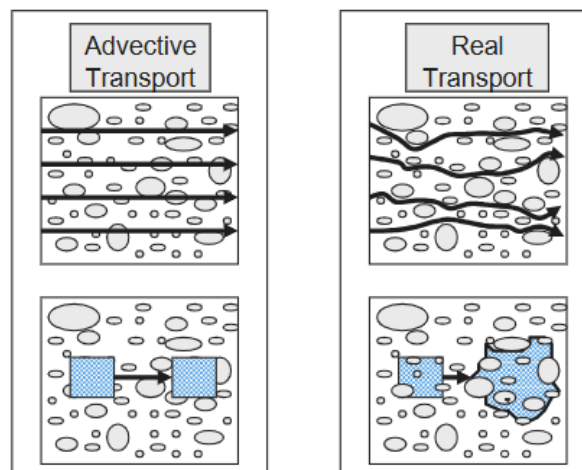


Figura 11: Confronto tra moto ideale e moto reale dell'acqua di falda

Come descritto in precedenza, ad elevate velocità la diffusione molecolare diventa trascurabile. Essendo un processo intrinsecamente lento, viene sopraffatta dal trasporto avveztivo, che agisce su scale temporali molto più brevi.

La modellizzazione del caso studio è stata effettuata tramite il software Feflow 10.0. Prima di descrivere le principali equazioni che il software utilizza, occorre riportare il problema delle potenziali oscillazioni del modello dal punto di vista termico.

Il Numero di Peclet termico (Pe_t) è il parametro adimensionale che esprime il rapporto tra il trasporto avveztivo e quello dispersivo/diffusivo dal punto di vista termico. La sua analisi è fondamentale per garantire la stabilità numerica del modello e prevenire la generazione di oscillazioni. La forma completa del Numero di Peclet termico è descritta dall'Equazione 7

Equazione 7: Numero di Peclet termico

$$Pe_t = \frac{v * \Delta}{D_t}$$

Dove:

- v [m/s], rappresenta la velocità Darcyniana dell'acquifero;
- Δ [m], rappresenta la lunghezza caratteristica dell'elemento di discretizzazione;
- D_t [m²/s], rappresenta il coefficiente di dispersione termica, e tiene conto dei fenomeni di diffusione e dispersione;
- Pe_t , rappresenta il Numero di Peclet termico.

Per garantire la stabilità numerica del modello, che dipende da una discretizzazione accurata, è prassi comune mantenere il Numero di Peclet (Pe) basso. Si adotta tipicamente un limite cautelativo di $Pe < 2$, un vincolo che, sebbene non universale, previene l'insorgere di oscillazioni nella soluzione. Tali oscillazioni sono dovute alla rapida transizione termica, non adeguatamente risolta dalla discretizzazione spaziale o temporale.

Il valore più critico del Numero di Peclet termico si ha nelle vicinanze immediate dei pozzi, dove la velocità è maggiore. Per tale condizione l'espressione si semplifica a causa della diffusione molecolare che diviene trascurabile. L'Equazione 8 descrive la semplificazione su citata.

Equazione 8: Numero di Peclet ad elevata velocità

$$Pe_t = \frac{\Delta}{\alpha_L}$$

Dove α_L [m] rappresenta la dispersività termica longitudinale. Tale parametro dipende dalle proprietà del mezzo poroso ed è fortemente influenzato dalla scala del dominio. Considerando un mezzo poroso costituito prevalentemente da sabbia e ghiaia e tenendo conto della scala del caso studio, descritta nel paragrafo 4, si è adottato un valore di dispersività termica longitudinale (α_L) pari a 5 m. Di conseguenza, la dimensione degli elementi nelle vicinanze dei pozzi è stata mantenuta inferiore a 10 m (ossia $2\alpha_L$).

Poiché la discretizzazione triangolare utilizzata da Feflow approssima la geometria circolare reale del pozzo con una forma poligonale, si generano errori di discretizzazione. Per minimizzare tali errori e garantire un'analisi più vicina al caso reale, la dimensione (Δ) degli elementi che rappresentano il pozzo viene calcolata tramite la formula del raggio numerico equivalente (Equazione 9).

Equazione 9: Raggio numerico equivalente

$$\frac{\ln \Delta}{\ln Rb} = \frac{2\pi}{n \tan\left(\frac{\pi}{n}\right)}$$

Dove:

- Δ [m], rappresenta la lunghezza caratteristica degli elementi di discretizzazione che rappresentano i pozzi;
- Rb [m], rappresenta il raggio del pozzo, nel nostro caso è pari a 0,4 m;
- n , rappresenta il numero di nodi che circonda il pozzo.

Utilizzando 6 nodi per discretizzare il pozzo, si ottiene una dimensione (Δ) calcolata pari a 2,45 m. La verifica di stabilità del modello, eseguita con tale parametro, restituisce un numero di Peclet di 0,49. Poiché questo valore è inferiore al limite assunto ($Pe < 2$), il modello risulta termicamente stabile e molto vicino al comportamento reale. In Figura 12 [12] è rappresentato l'effetto di discretizzazione dei pozzi.

Discretization Effects

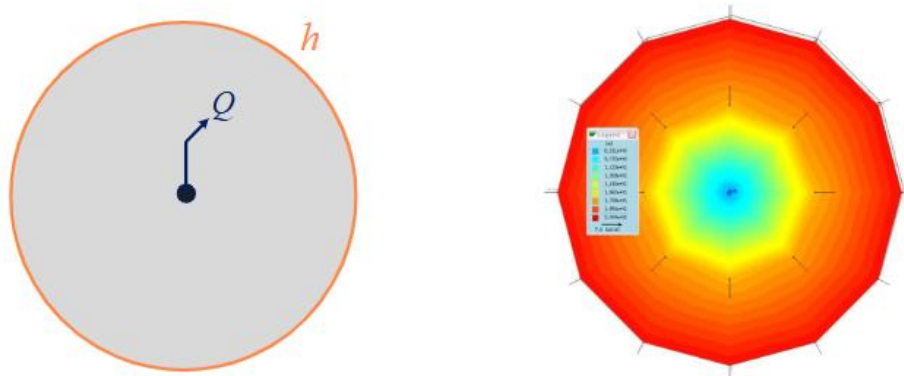


Figura 12: Effetto di discretizzazione dei pozzi

Per predire come l'estrazione e la reiniezione di acqua a diverse temperature influenzeranno la distribuzione termica nel sottosuolo nel tempo, FEFLOW utilizza il metodo degli elementi finiti (FEM). Questo metodo risolve un sistema di equazioni basato principalmente sull'equazione di advezione-dispersione (Equazione 10) e sull'equazione del Flusso Idrico Sotterraneo (Equazione 11), riportate di seguito.

Equazione 10: Equazione di advezione-dispersione

$$(cp)_b \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (\Lambda_b T \nabla) - \nabla \cdot ((cp)_f v_f T) + H_T$$

Dove:

- $(cp)_b \frac{\partial T}{\partial t}$ (Termine di Accumulo), rappresenta l'accumulo (o la perdita) di energia nel tempo nel mezzo poroso (sia acqua che matrice solida);
- $\nabla \cdot (\Lambda_b T \nabla)$ (Termine di Conduzione/Dispersione), rappresenta il flusso di calore per conduzione (attraverso la matrice solida e il fluido) e per dispersione (miscelazione meccanica dovuta al flusso);
- $\nabla \cdot ((cp)_f v_f T)$, rappresenta il trasporto di calore causato dal movimento fisico dell'acqua;
- H_T (Termine Sorgente/Pozzo), rappresenta le sorgenti o i pozzi di calore, come l'acqua reiniettata a una temperatura diversa (ad esempio dal pozzo di reiniezione della pompa di calore).

Equazione 11: Equazione del Flusso Idrico Sotterraneo.

$$S_s \frac{\partial h}{\partial t} = \nabla \cdot (-K \nabla h) + Q_w$$

Dove:

- $S_s \frac{\partial h}{\partial t}$ (Termine di Immagazzinamento), rappresenta la variazione del volume d'acqua immagazzinato nel mezzo poroso;
- $\nabla \cdot (-K \nabla h)$ (Termine di Flusso Darcyano), descrive il movimento dell'acqua attraverso il mezzo poroso;
- Q_w (Termine Sorgente/Pozzo), rappresenta i pozzi di estrazione e iniezione della pompa *open loop* (portate di massa d'acqua).

Di seguito si descrivono le fasi di modellazione e le simulazioni numeriche condotte, valide indipendentemente dallo specifico scenario operativo analizzato.

Il modello 2D è stato realizzato discretizzando il dominio di studio. Nello specifico, i pozzi di prelievo e reimmissione sono stati posizionati lungo una direttrice perpendicolare al flusso idrico naturale della falda (direzione Ovest-Est). Questa configurazione riduce l'interferenza con il gradiente idraulico regionale, eliminando la preoccupazione per una 'distanza critica' tra i pozzi dovuta all'influenza del campo di moto di fondo (Equazione 6).

Come mostrato in Figura 13, i pozzi sono stati rappresentati mediante l'introduzione di nodi satelliti disposti attorno al nodo centrale. La distanza tra i nodi è stata fissata a 2,452 m, un valore che corrisponde al raggio numerico equivalente (Δ), come calcolato in precedenza.

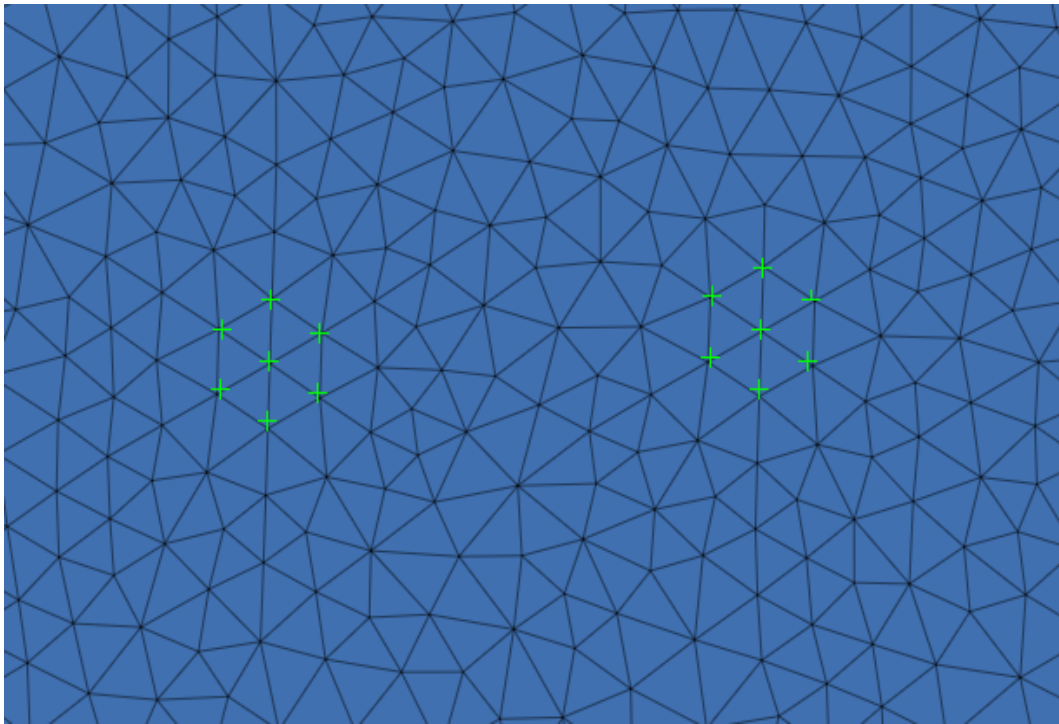


Figura 13: Discretizzazione pozzi di reimmissione

La discretizzazione del modello è stata progettata per ottimizzare l'accuratezza numerica nell'area critica dei pozzi e, al contempo, contenere il costo computazionale complessivo. A tal fine, la dimensione degli elementi del dominio aumenta gradualmente man mano che ci si allontana dalla zona di interesse (dove la velocità di flusso sarà minore), come rappresentato in Figura 14.

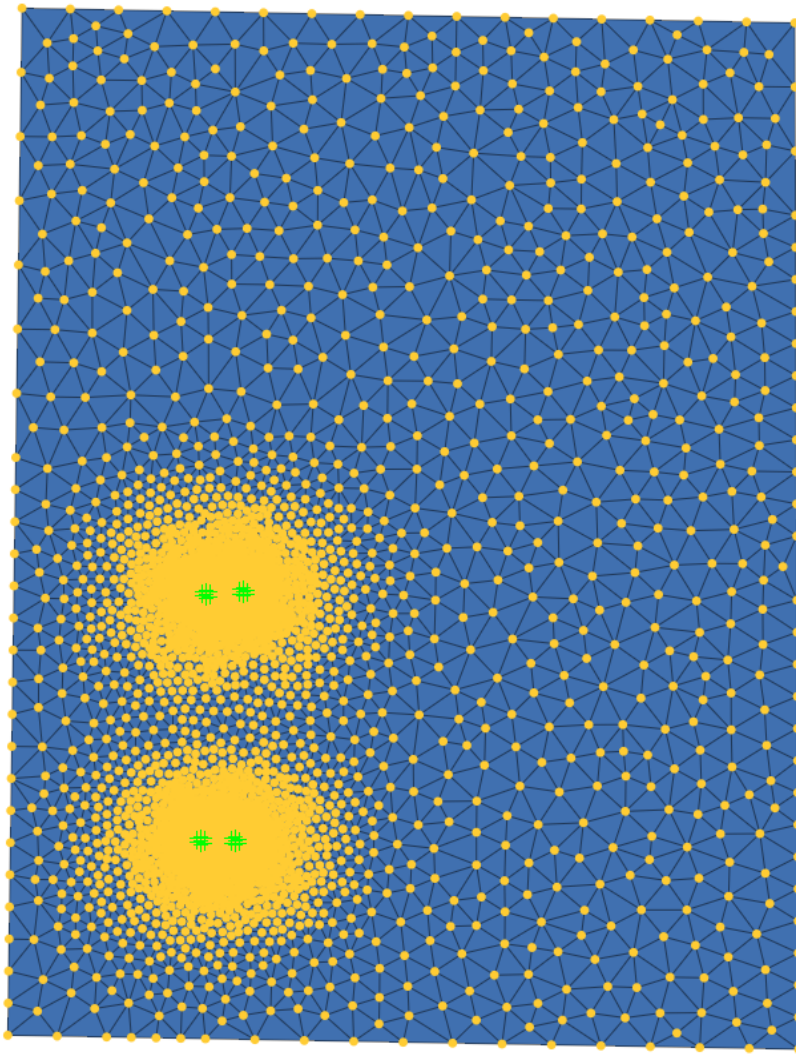


Figura 14: Discretizzazione del dominio

A seguito della discretizzazione del dominio 2D, è stato modellizzato il dominio 3D, caratterizzato dalle seguenti elevazioni verticali (rappresentazione fornita in Figura 15):

- Slice 1 (Tetto del Dominio): situato ad una quota di 239 m s.l.m. (riferimento alla quota di Torino).
- Slice 10 (Base del Dominio): situato ad una quota di 200 m s.l.m., tale quota integra lo spessore e la profondità della falda con un offset di 5 metri. L'obiettivo è includere la porzione permeabile dei pozzi per riflettere con precisione le condizioni di campo.

Per i due scenari analizzati nel paragrafo 7.4, al fine di garantire la stabilità del modello e mitigare le oscillazioni causate dalle variazioni istantanee giornaliere, la discretizzazione verticale è stata strutturata in 18 slice.

- Slice 1 (Tetto del Dominio): situato ad una quota di 239 m s.l.m.;
- Slice 18 (Base del Dominio): situato ad una quota di 200 m s.l.m.

La falda acquifera è stata suddivisa verticalmente in più slice per garantire una rappresentazione tridimensionale più accurata e una migliore risoluzione verticale delle eterogeneità idrogeologiche.

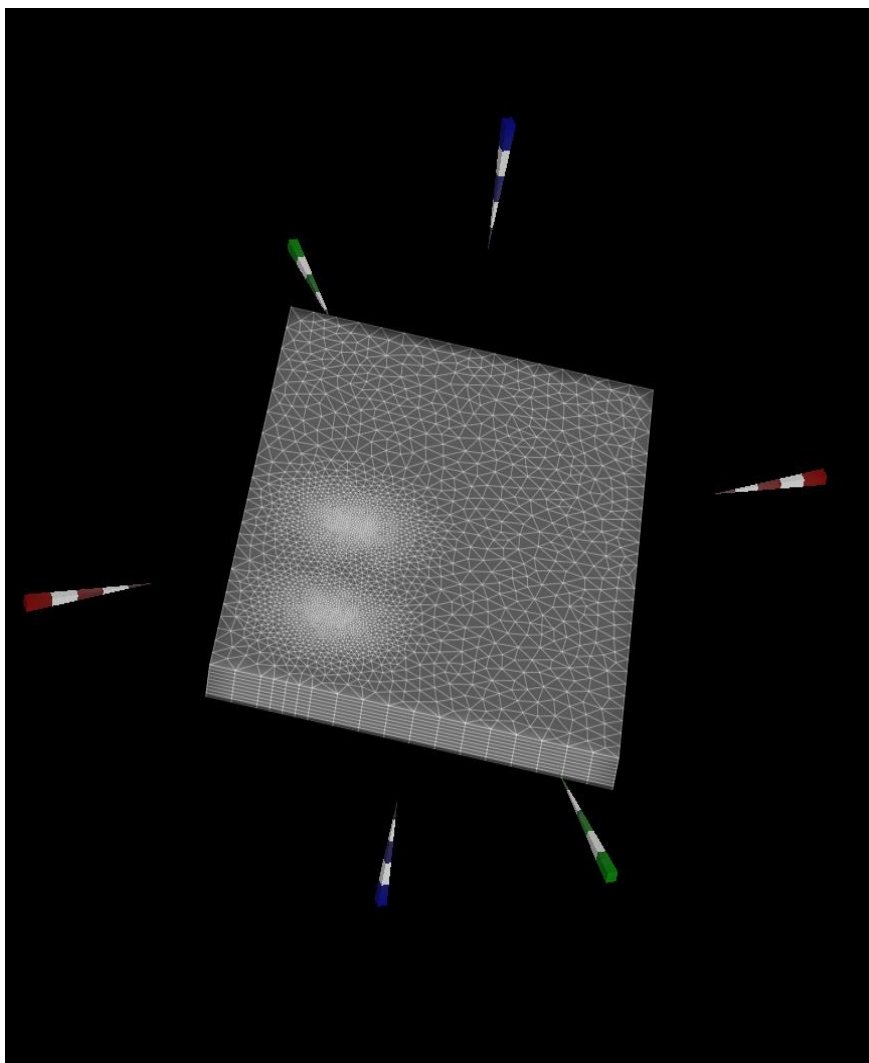


Figura 15: Rappresentazione 3D del dominio

Il passaggio successivo consiste nella definizione delle condizioni al contorno per ogni slice del dominio. Nello specifico, sono state impostate condizioni di Dirichlet (o di primo tipo) sia per le variabili spaziali (quota piezometrica e temperatura) che per quelle temporali (temperatura iniziale). Tali condizioni prevedono l'imposizione di valori puntuali e costanti sui bordi del dominio. Per quanto riguarda la quota piezometrica, i valori sono stati così determinati:

- Bordo sinistro (Monte): 219 m, calcolati come differenza tra la quota di Torino (239 m s.l.m.) e la soggiacenza della falda (20 m);
- Bordo destro (Valle): 217,65 m, valore ricavato in funzione della lunghezza del dominio e del gradiente idraulico regionale (pari a 0,003).

Analogamente, per la temperatura spaziale e temporale sono state imposte condizioni di Dirichlet, fissando i valori ai confini del sistema sulla base dei dati misurati o attesi. Nello specifico, è stata impostata una temperatura costante di 15 °C sia sui bordi laterali (sinistro e destro) del dominio, sia come condizione iniziale per l'intero volume d'indagine.

L'ultima fase della modellazione riguarda l'implementazione dei pozzi di prelievo e reimmissione. Per ogni scenario sono state definite specifiche serie temporali delle portate, riflettendo i volumi emunti o reimmessi dai singoli pozzi.

Al fine di simulare l'anisotropia idraulica tipica dei depositi sedimentari stratificati, è stato adottato un rapporto tra conducibilità orizzontale e verticale pari a 10:1; pertanto, la conducibilità verticale (K_z) è stata impostata come un decimo di quella orizzontale ($K_x = K_y$).

Inoltre è stata stimata una capacità termica volumetrica della falda acquifera (acqua e mezzo poroso) pari a $1,3 \text{ MJ/m}^3/\text{K}$; ed una conducibilità termica del fluido pari a 56160 J/m/d/K .

Per quanto concerne la gestione termica, è stato imposto un differenziale di temperatura (ΔT) di $7 \text{ }^\circ\text{C}$ tra i pozzi di prelievo (presa) e quelli di restituzione (resa). Questa configurazione ottimizza il sistema consentendo l'uso di portate inferiori, con una conseguente riduzione del numero di pozzi e dei relativi costi di perforazione. Tale valore rappresenta, inoltre, il limite massimo cautelativo consentito al fine di preservare l'equilibrio termico della falda nel lungo periodo.

6 SCENARI SIMULATI

La presente sezione descrive in dettaglio gli scenari presi in esame, e le considerazioni legate agli stessi.

6.1 SCENARI MODULATI

Come descritto in precedenza, il nuovo edificio del politecnico sarà composto da due zone e due fabbisogni indipendenti. Pertanto, si è ritenuto opportuno analizzare tre casi base per ciascuna fase operativa, descritti in Tabella 3 e Tabella 4.

Al fine di riflettere realisticamente il fabbisogno energetico istantaneo, i carichi di riscaldamento e raffrescamento sono stati modulati su base mensile, utilizzando fattori percentuali sul carico di picco. In particolare, per la fase di riscaldamento (gennaio – 15 aprile / 15 ottobre – dicembre):

- Gennaio – febbraio: carico pari al picco (100%);
- Marzo: carico pari al 65% del picco;
- Primo aprile-metà aprile: carico pari al 30% del picco;
- Metà ottobre – primo novembre: carico pari al 30% del picco;
- Novembre: carico pari al 65% del picco;
- Dicembre: carico pari al picco (100%).

In riferimento alla fase di raffrescamento (15 giugno – 15 settembre):

- Metà giugno – primo luglio: carico pari al 30% del picco;
- Luglio: carico pari al picco (100%);
- Agosto: carico pari al picco (100%);
- Primo settembre – metà settembre: carico pari al 30% del picco.

Di seguito, in Tabella 3 e in Tabella 4 vengono riportati i valori delle portate totali e per singolo pozzo di prelievo, ricavate seguendo gli step descritti nel paragrafo 3.1, modulate rispetto al carico di picco, considerando un delta termico tra i pozzi di prelievo e di reimmissione di 7 °C ed un COP pari a 6.

Tabella 3: Portate modulate riscaldamento

Riscaldamento						
Nome sottoscenario	Carico termico di picco dell'edificio [kWt]	Carico termico falda – COP. 6 - [kWt]	Portata di picco fornita [kg/s]	Portata di picco per singolo pozzo [kg/s]	30%picco [kg/s]	65%picco [kg/s]
Peak heating Spina	1200,00	1000,00	34,13	17,06	5,12	11,09
Peak heating Torre	1700,00	1416,67	48,35	24,17	7,25	15,71
Peak heating Spina+Torre	2900,00	2416,67	82,47	41,24	12,37	26,80

Tabella 4: Portate modulate raffrescamento

Raffrescamento						
Nome sottoscenario	Carico termico di picco dell'edificio [kWt]	Carico termico falda - COP. 6 - [kWt]	Portata di picco fornita [kg/s]	Portata di picco per singolo pozzo [kg/s]	30%picco [kg/s]	65%picco [kg/s]
Peak cooling Spina	1200,00	1400,00	47,78	23,89	7,17	15,53
Peak cooling Torre	1700,00	1983,33	67,69	33,84	10,15	22,00
Peak cooling Spina+Torre	2900,00	3383,33	115,46	57,73	17,32	37,53

Di seguito, in Figura 16, Figura 17 e Figura 18 vengono riportate le serie temporali delle portate prelevate su singolo pozzo per i tre scenari modulati, durante tutto l'anno.

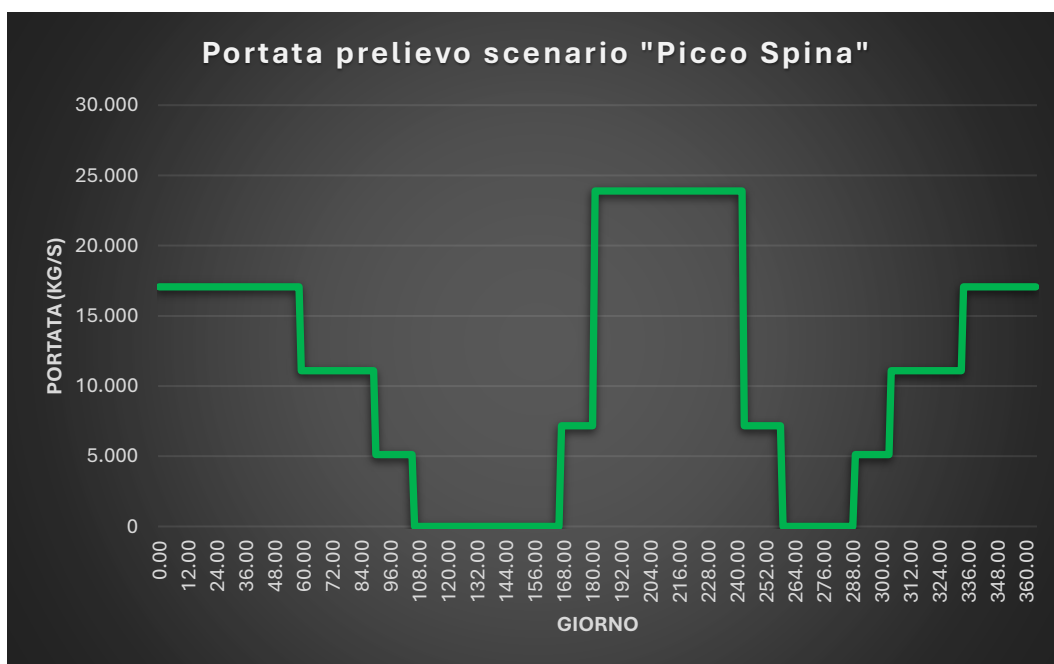


Figura 16: Serie Temporale portata di prelievo scenario "Picco Spina"

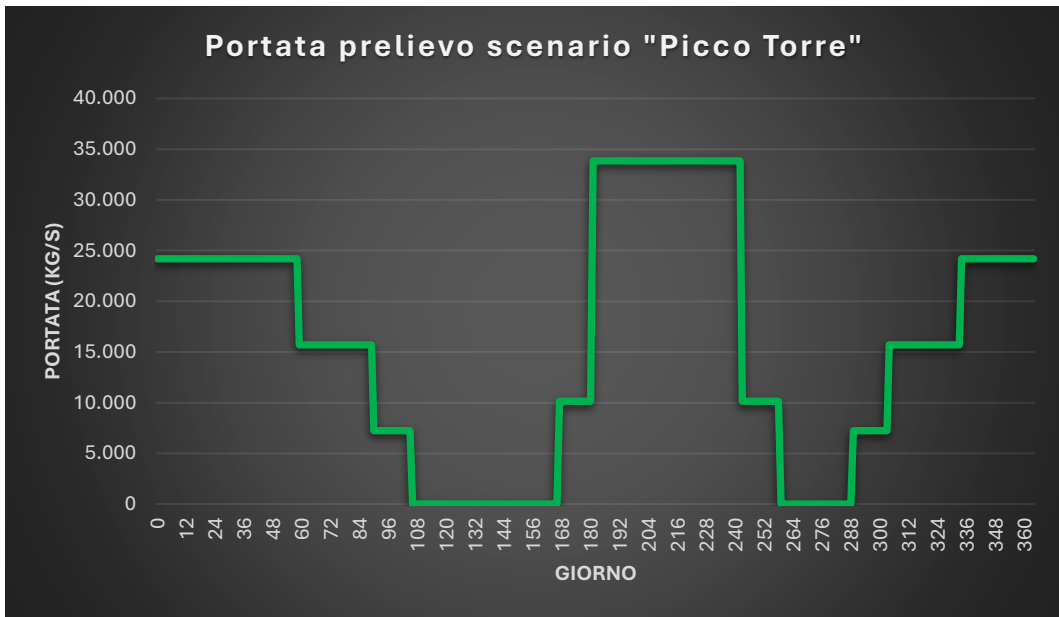


Figura 17: : Serie Temporale portata di prelievo scenario "Picco Torre"

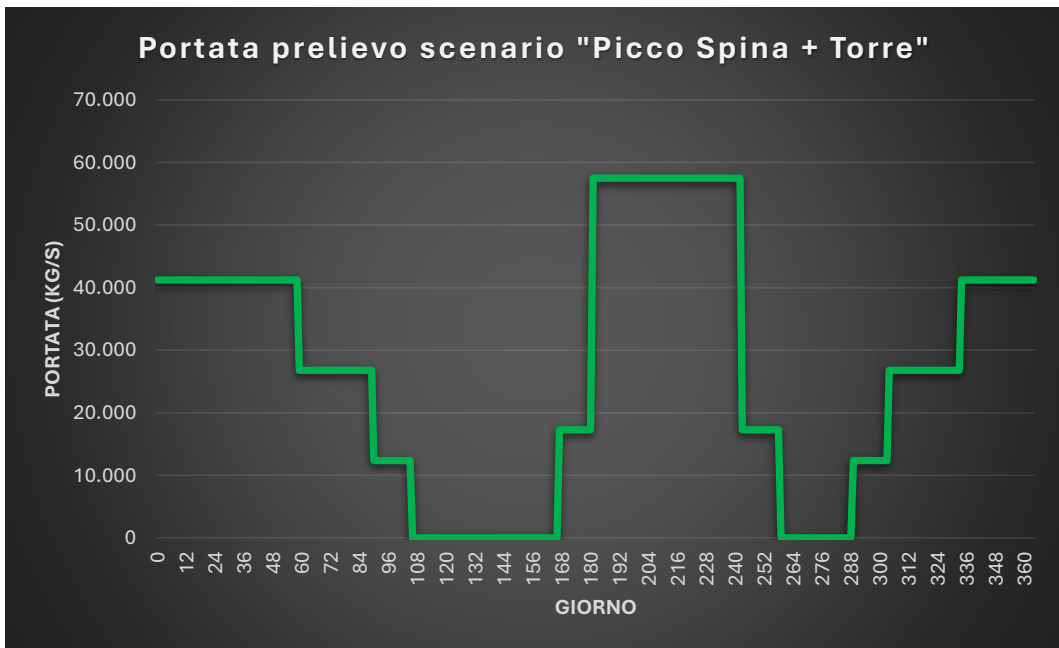


Figura 18: Serie Temporale portata di prelievo scenario " Picco Spina + Torre"

6.2 SCENARIO IMPIANTO DI VALLE

Oltre ai tre scenari su descritti, è stato analizzato un quarto scenario che modella il caso peggiore (Spina+Torre) per l'impianto in esame, includendo anche l'impianto esistente situato a valle. Lo scopo principale è analizzare l'interazione termica tra le due strutture. Nello specifico, l'impianto a valle opera solo in fase di raffreddamento (nei mesi estivi). Pertanto, l'analisi, considerando il ciclo operativo completo dell'impianto di monte, simulerà anche il funzionamento estivo dell'impianto di valle, considerando come portata di prelievo l'analogia dell'impianto di monte durante la fase estiva, al fine di analizzare la potenziale interferenza termica (plume calde) generata sul sistema a valle.

Di seguito (Figura 19) viene riportata la serie temporale raffigurante la portata prelevata su singolo pozzo per tale scenario durante tutto l'anno.



Figura 19: Serie Temporale portata di prelievo scenario "Pozzi Valle"

6.3 SCENARIO REALE SPINA

Gli scenari analizzati si basano sui carichi di progetto di picco, opportunamente modulati per riflettere i fabbisogni reali delle diverse zone nel corso dell'anno. Tuttavia, poiché per la zona Spina è stato fornito anche il fabbisogno reale annuo, composto da carichi medi orari dai quali sono stati ricavati i profili medi giornalieri (per un carico termico annuo di 777,12 MWh), sono stati ipotizzati altri due scenari dedicati, che tengono conto sia della fase di riscaldamento che di raffreddamento. Come descritto in precedenza, entrambi gli scenari prevedono l'utilizzo di due pozzi di presa, ma si distinguono per il sistema di restituzione: il primo prevede due pozzi di reimmissione, mentre il secondo analizza il caso con un solo pozzo di restituzione.

7 RISULTATI

La sezione seguente presenta i risultati ottenuti nei diversi scenari analizzati e le relative valutazioni. Tutti gli scenari descritti nel paragrafo 6 sono stati simulati su un arco temporale di due anni. Sebbene le simulazioni abbiano mostrato che la rigenerazione della falda avvenga già entro il primo anno grazie all'elevata velocità di filtrazione, si è scelto di estendere l'osservazione al secondo anno. Tale approccio cautelativo è stato adottato per escludere eventuali errori residui nel modello e confermare la stabilità dei risultati nel tempo. Inoltre, sebbene il tratto filtrante dei pozzi si estenda fino allo slice 10 (fondo del modello, dove viene scaricata l'acqua), si è scelto di illustrare lo slice 6 (che si trova ad una quota pari a 217 metri sopra il livello del mare), ad esclusione dei due scenari descritti nel paragrafo 7.5, e dello scenario descritto nel paragrafo 7.4. Tale scelta è stata adottata in quanto lo slice 6 rappresenta il primo livello in cui la presenza della falda e l'immissione di acqua a 8°C producono una variazione termica significativa nel dominio.

La simulazione in regime transitorio è stata preceduta da un'analisi in regime stazionario, volta a validare la stabilità del modello e a confermare la corretta distribuzione della quota piezometrica sull'intero dominio.

Di seguito vengono riportati nel dettaglio i risultati relativi ai sei scenari presi in esame.

7.1 SCENARIO “PICCO SPINA”

Il primo scenario analizzato riguarda l'edificio 'Spina'. In questa configurazione viene valutato il fabbisogno di picco nominale, opportunamente modulato su base annuale, come dettagliato nel paragrafo 6, considerando un sistema a quattro pozzi (due di prelievo e due di restituzione).

Di seguito viene rappresentata la distribuzione della quota piezometrica a seguito della simulazione in regime stazionario (Figura 20).

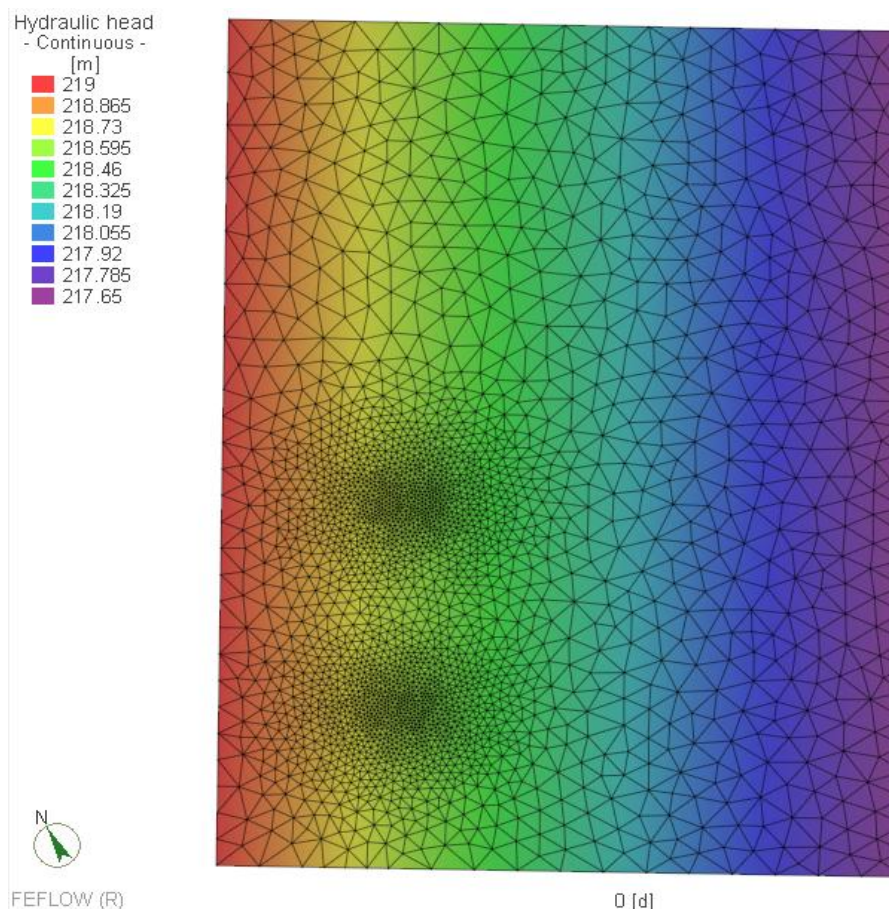


Figura 20: Simulazione in regime stazionario scenario Picco Spina

Come illustrato, la quota piezometrica risulta distribuita correttamente lungo il dominio, riflettendo l'elevato flusso della falda acquifera. I risultati confermano l'ottima stabilità del modello, evidenziata da un bilancio totale (Net total imbalance) prossimo allo zero.

La fase successiva, come descritto in precedenza, prevede una modellazione in regime transitorio su un arco temporale di due anni. L'analisi esamina nel dettaglio l'evoluzione dei pennacchi termici (plume) nel dominio, evidenziando come le caratteristiche della falda permettano di soddisfare interamente il fabbisogno termico ipotizzato per l'edificio.

In Figura 21 viene rappresentato il giorno 45 (15 febbraio), fase in cui è già apprezzabile l'estensione del plume freddo a seguito del riscaldamento dell'edificio. Gli estremi della scala cromatica in legenda corrispondono ai valori minimi e massimi di temperatura rilevati all'interno dello strato analizzato (slice 6) al termine del secondo anno, rispettivamente pari a circa 14,3 °C e 15,3 °C.

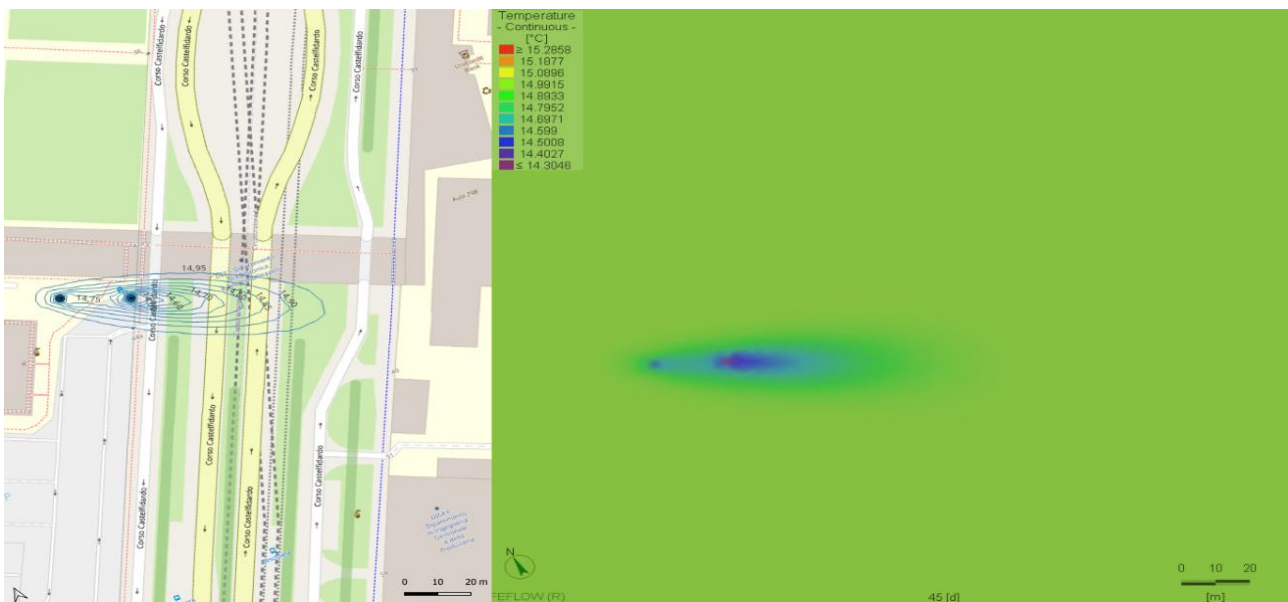


Figura 21: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 45)

Il plume freddo generato dalla restituzione idrica tenderà a estendersi nel dominio circostante; tuttavia, l'elevata velocità del flusso di falda garantirà un rapido ripristino delle condizioni termiche indisturbate, limitando l'area di impatto.

La Figura 22 illustra la distribuzione termica al giorno 128 (9 maggio), in fase di riscaldamento. In tale fase, il plume appare significativamente più esteso. Il sistema risulta essere in modalità off in tale periodo, pertanto il pennacchio tende a migrare più velocemente verso la porzione di valle del dominio, seguendo la direzione naturale del flusso.

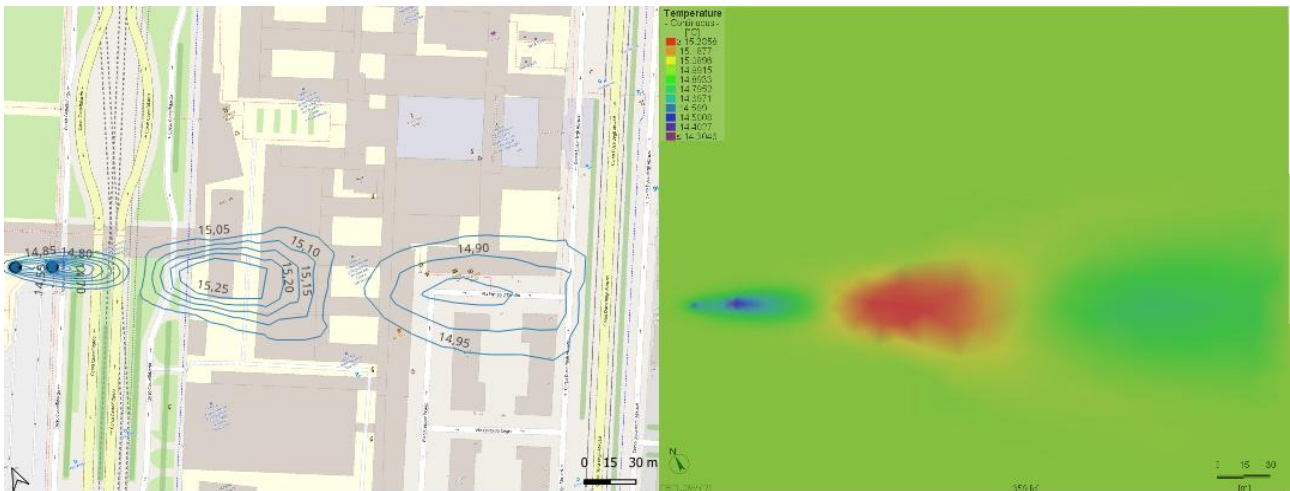


Figura 24: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 359)

L'alternanza dei plume termici stagionali, combinata con l'elevata velocità della falda, determina una limitata persistenza temporale lungo la direzione del flusso e, in particolare, una ridotta dispersione trasversale (perpendicolare al deflusso).

Al termine del secondo anno di simulazione, l'estensione dei plume termici risulta pressoché invariata rispetto al primo ciclo annuale. Tale evidenza conferma la capacità di rigenerazione del sistema e l'assenza di fenomeni di accumulo termico nel lungo periodo (Figura 25).

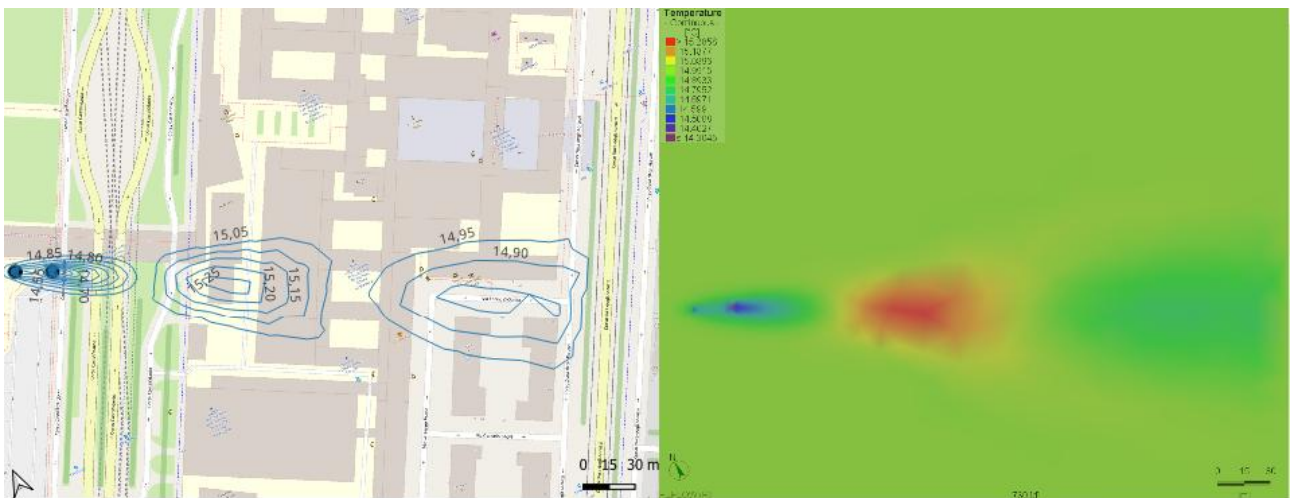


Figura 25: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 730)

7.2 SCENARIO “PICCO TORRE”

Il secondo scenario analizzato riguarda l'edificio 'Torre'. Tale configurazione prevede la valutazione del fabbisogno di picco nominale, riproporzionato su scala annuale secondo le specifiche del paragrafo 6, ipotizzando l'impiego di un sistema a quattro pozzi (due dedicati al prelievo e due alla restituzione)

Si riporta di seguito la distribuzione della quota piezometrica ottenuta dalla simulazione in regime stazionario (Figura 26).

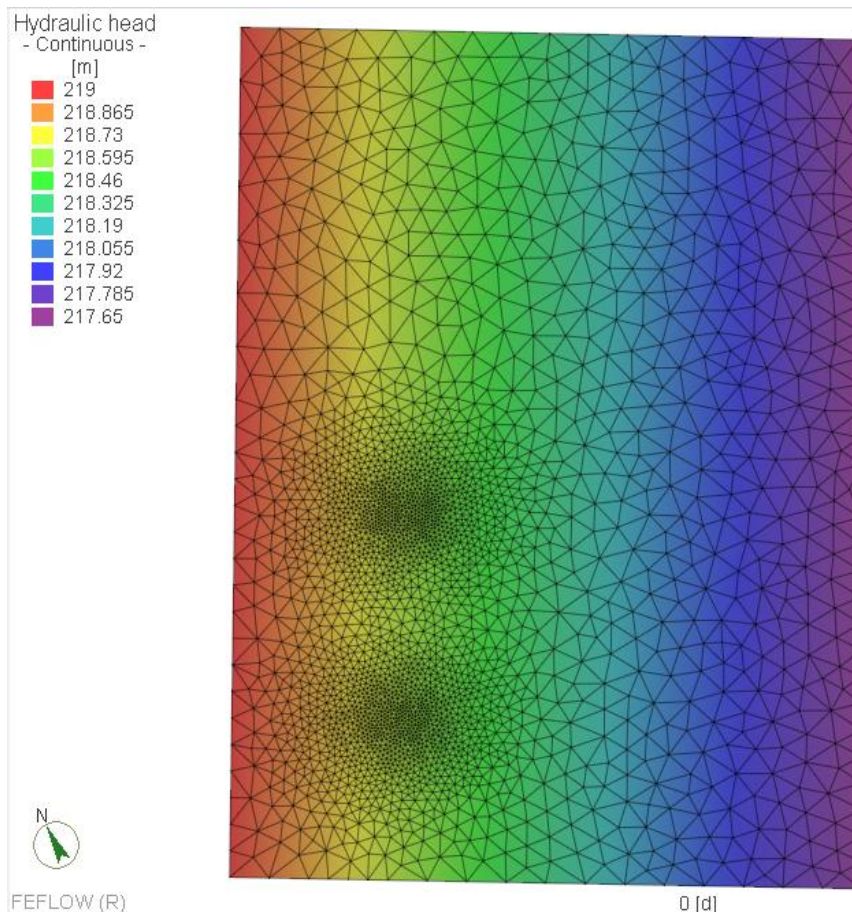


Figura 26: Simulazione in regime stazionario scenario Picco Torre

Anche per tale scenario, la quota piezometrica risulta distribuita correttamente lungo il dominio, riflettendo l'elevato flusso della falda acquifera. I risultati confermano l'ottima stabilità del modello, evidenziata da un bilancio totale (Net total imbalance) prossimo allo zero.

Come in precedenza, si procede con una modellazione transitoria su base biennale. Lo studio analizza nel dettaglio la propagazione dei plume termici nel sottosuolo, confermando che le caratteristiche dell'acquifero garantiscono il pieno soddisfacimento del fabbisogno termico dell'edificio.

In Figura 27 viene rappresentato il giorno 44 (14 febbraio), fase in cui è già apprezzabile l'estensione del plume freddo a seguito del riscaldamento dell'edificio. Gli estremi della scala cromatica in legenda corrispondono ai valori minimi e massimi di temperatura rilevati all'interno dello strato analizzato (slice 6) al termine del secondo anno, rispettivamente pari a circa 13,8 °C e 15,4 °C.

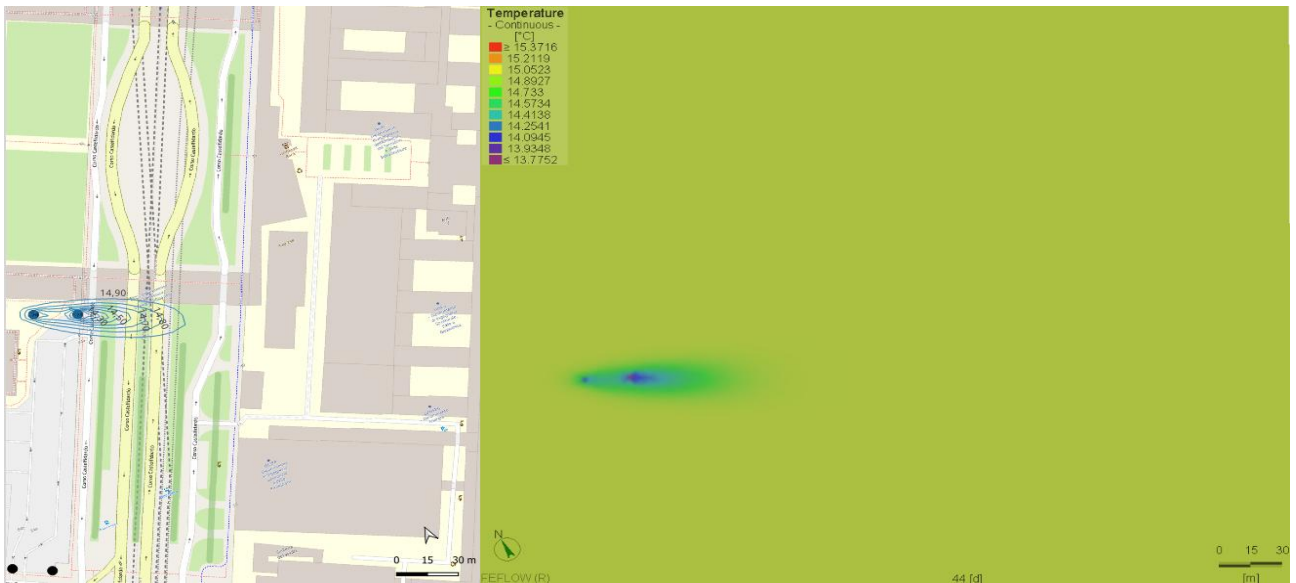


Figura 27: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 44)

In confronto allo scenario precedente, si osservano anomalie termiche più marcate a causa dell'incremento nel fabbisogno giornaliero. Sebbene il plume freddo derivante dalla restituzione tenda a propagarsi nel dominio, l'elevata velocità di filtrazione della falda assicura una rapida dissipazione del calore, favorendo il ripristino delle condizioni indisturbate e circoscrivendo l'area di impatto.

In Figura 28 è riportata la mappatura termica al 8 maggio (giorno 127). Nonostante l'ampia estensione del plume accumulato, l'inattività del sistema in tale data favorisce il trasporto avvevitivo della perturbazione verso la porzione di valle del dominio, in conformità con la direzione del flusso idrico.

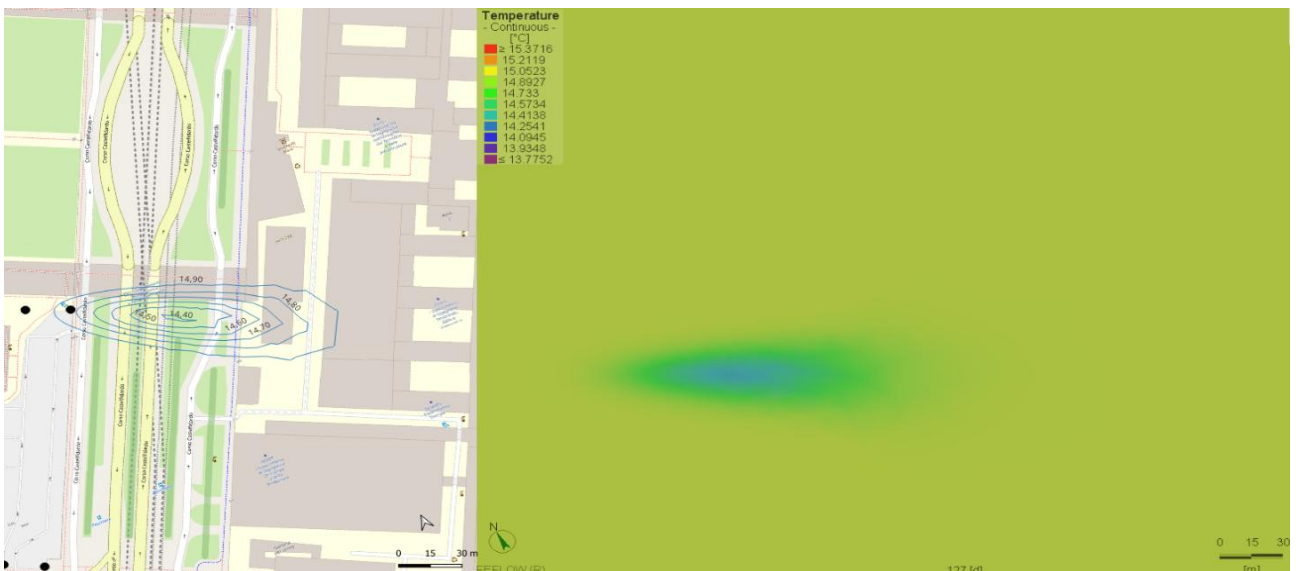


Figura 28: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 127)

Come si può osservare, anche in tale scenario il modello in regime transitorio garantisce un'ottima stabilità numerica. L'adozione di una discretizzazione spaziale più fitta in prossimità dei pozzi permette di gestire correttamente gli elevati gradienti idraulici e termici, evitando oscillazioni numeriche nei risultati.

La Figura 29 illustra la distribuzione termica al giorno 232 (21 agosto), nel pieno della stagione di raffreddamento. In questa configurazione, il sistema immette acqua a 22°C in corrispondenza del fondo del modello (slice 10); si nota come il nuovo fronte termico caldo si propaghi nel dominio, sovrapponendosi alla traiettoria precedentemente tracciata dal plume freddo di origine invernale.



Figura 29: Simulazione in transitorio fase raffreddamento (giorno 232)

In analogia con lo scenario precedente, il 15 ottobre (giorno 287) segna la ripresa della stagione di riscaldamento. Tale attività determina lo sviluppo di un ulteriore plume freddo, chiaramente visibile in Figura 30, che ne ritrae l'estensione al giorno 358 (25 dicembre).

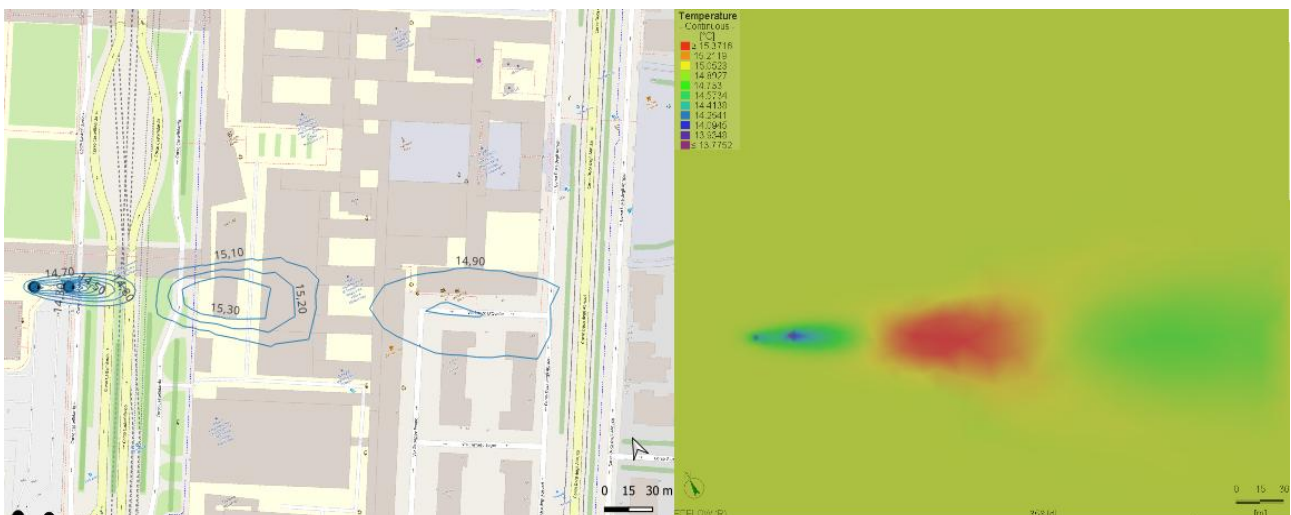


Figura 30: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 358)

L'alternanza dei plume termici stagionali, combinata con l'elevata velocità della falda, determina una limitata persistenza temporale lungo la direzione del flusso e, in particolare, una ridotta dispersione trasversale (perpendicolare al deflusso).

In analogia con lo scenario precedente, al termine del secondo anno di simulazione, l'estensione dei plume termici si mantiene pressoché invariata rispetto al primo ciclo annuale, confermando l'efficacia della capacità rigenerativa dell'acquifero (Figura 31).

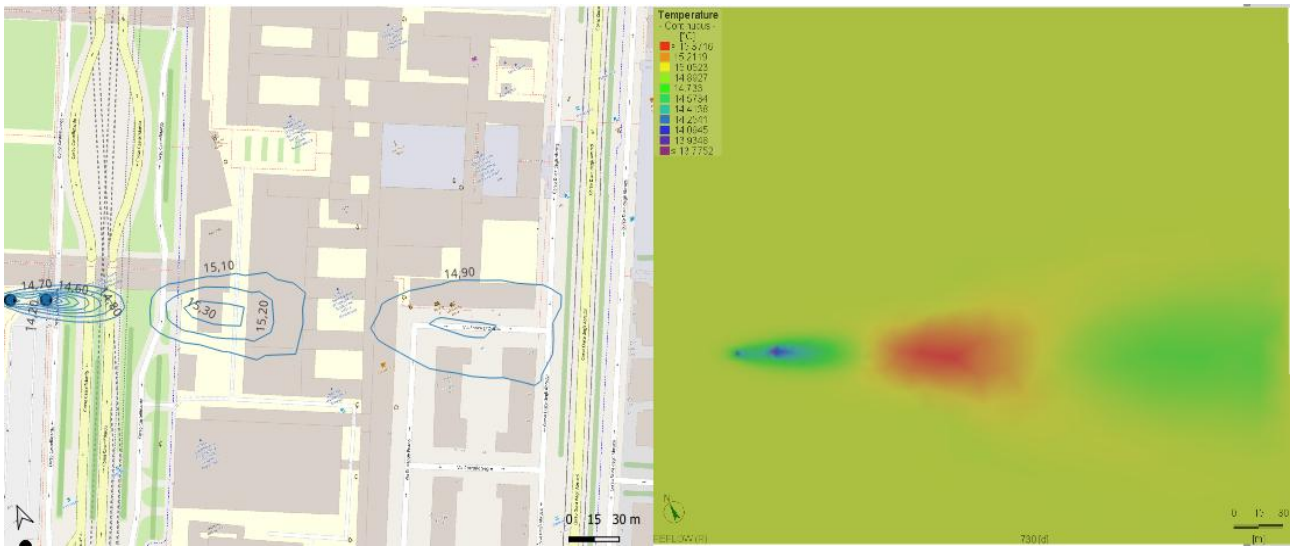


Figura 31: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 730)

7.3 SCENARIO “PICCO SPINA + TORRE”

Il terzo scenario analizzato, denominato 'Spina + Torre', integra entrambi gli edifici. In questa configurazione, il fabbisogno di picco nominale, derivante dalla somma dei carichi termici di progetto, viene opportunamente modulato su base annuale secondo le specifiche del paragrafo 6. Il modello ipotizza l'impiego di un sistema a quattro pozzi, equamente suddivisi tra prelievo e restituzione).

Viene riportata di seguito la distribuzione della quota piezometrica ottenuta dalla simulazione in regime stazionario (Figura 32).

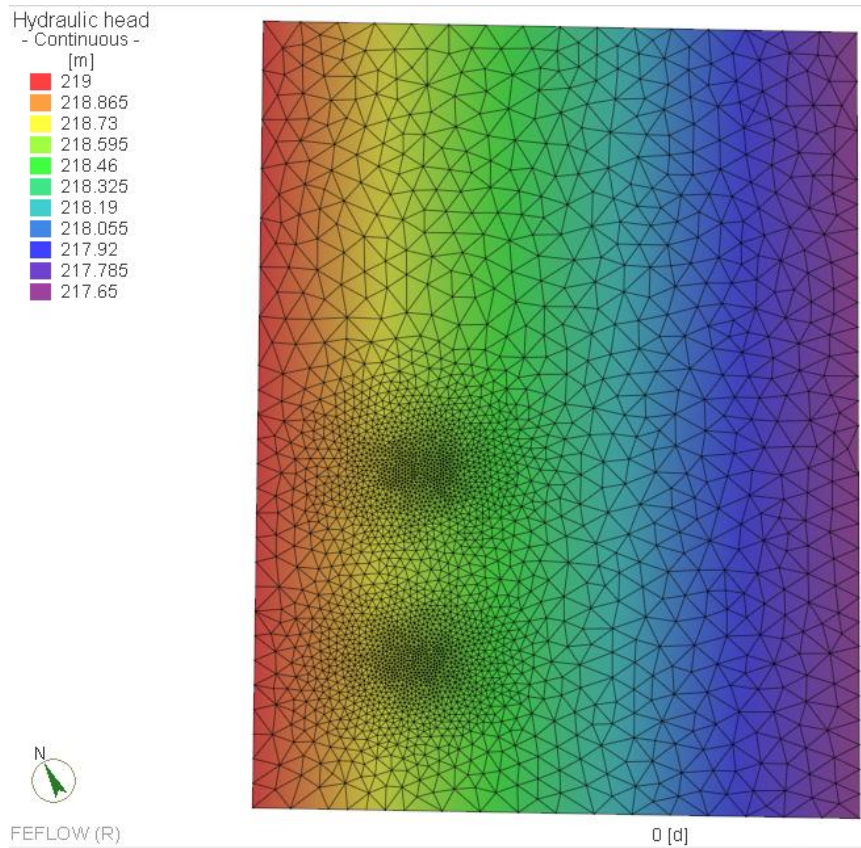


Figura 32: Simulazione in regime stazionario scenario Picco Torre

In analogia con i casi precedenti, la quota piezometrica si distribuisce in modo omogeneo all'interno del dominio, in linea con l'elevata velocità di filtrazione dell'acquifero. I risultati attestano la solidità della simulazione, come comprovato da un bilancio di massa complessivo (Net total imbalance) prossimo allo zero.

Come in precedenza, si procede con una modellazione transitoria su un arco temporale pari a due anni. L'analisi approfondisce le dinamiche di propagazione dei plume termici nel sottosuolo, validando come le proprietà idrogeologiche dell'acquifero consentano di coprire integralmente la domanda energetica prevista per il complesso edilizio.

In Figura 33 viene rappresentato il giorno 43 (13 febbraio), fase in cui è già apprezzabile l'estensione del plume freddo a seguito del riscaldamento del complesso edilizio. Gli estremi della scala cromatica in legenda corrispondono ai valori minimi e massimi di temperatura rilevati all'interno dello strato analizzato (slice 6) al termine del secondo anno, rispettivamente pari a circa 12,6 °C e 15,5 °C.

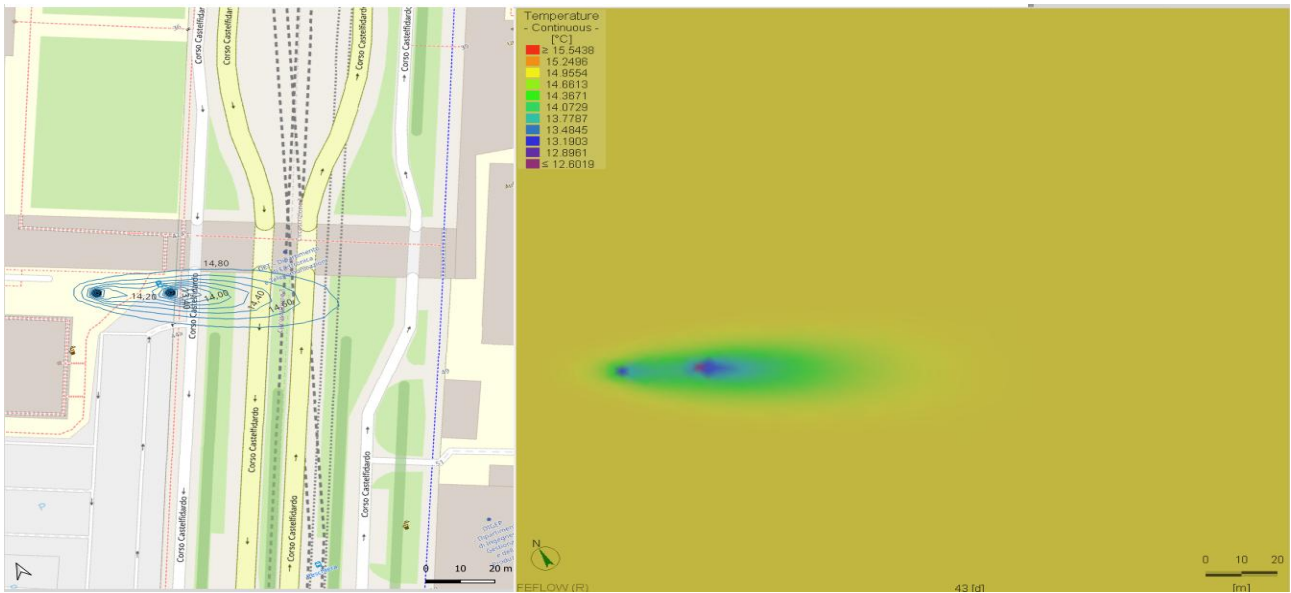


Figura 33: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 43)

In linea con le previsioni, il consistente fabbisogno termico complessivo determina anomalie più accentuate rispetto agli scenari precedenti. Tuttavia, nonostante la tendenza del plume freddo a espandersi nel dominio, l'elevata velocità di filtrazione dell'acquifero garantisce una rapida dissipazione termica; ciò favorisce il ripristino delle condizioni indisturbate e limita efficacemente l'estensione dell'area d'impatto.

In Figura 34 è riportata la mappatura termica al 7 maggio (giorno 126). Sebbene il plume accumulato mostri una volumetria significativa, la sospensione dell'attività impiantistica in tale periodo agevola il trascinarsi avvertito dell'anomalia verso valle, seguendo coerentemente l'andamento del gradiente idraulico.

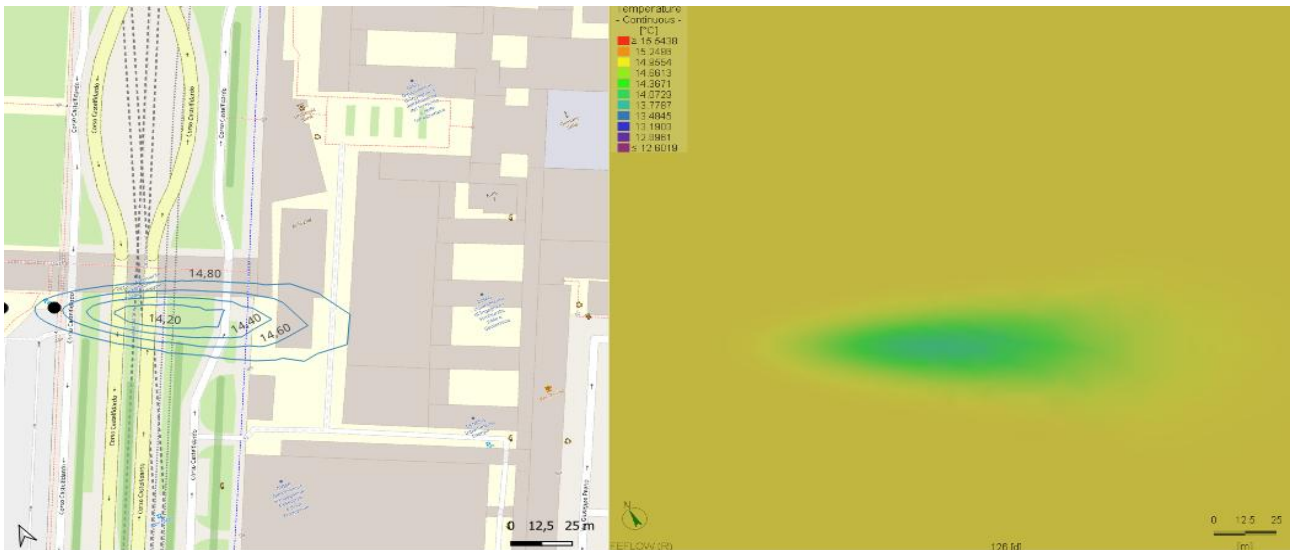


Figura 34: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 126)

Come si può osservare, anche in tale scenario il modello in regime transitorio garantisce un'ottima stabilità numerica. Attraverso un affinamento della griglia di calcolo vicino ai pozzi, è possibile gestire con precisione i gradienti più marcati, scongiurando fenomeni di instabilità numerica.

La Figura 35 illustra la distribuzione termica al giorno 238 (27 agosto), nel pieno della stagione di raffreddamento. In questa configurazione, il sistema immette acqua a 22°C in corrispondenza del fondo del modello (slice 10); è possibile osservare lo sviluppo del nuovo fronte termico caldo, la cui propagazione ricalca il medesimo corridoio spaziale precedentemente interessato dal plume freddo invernale.

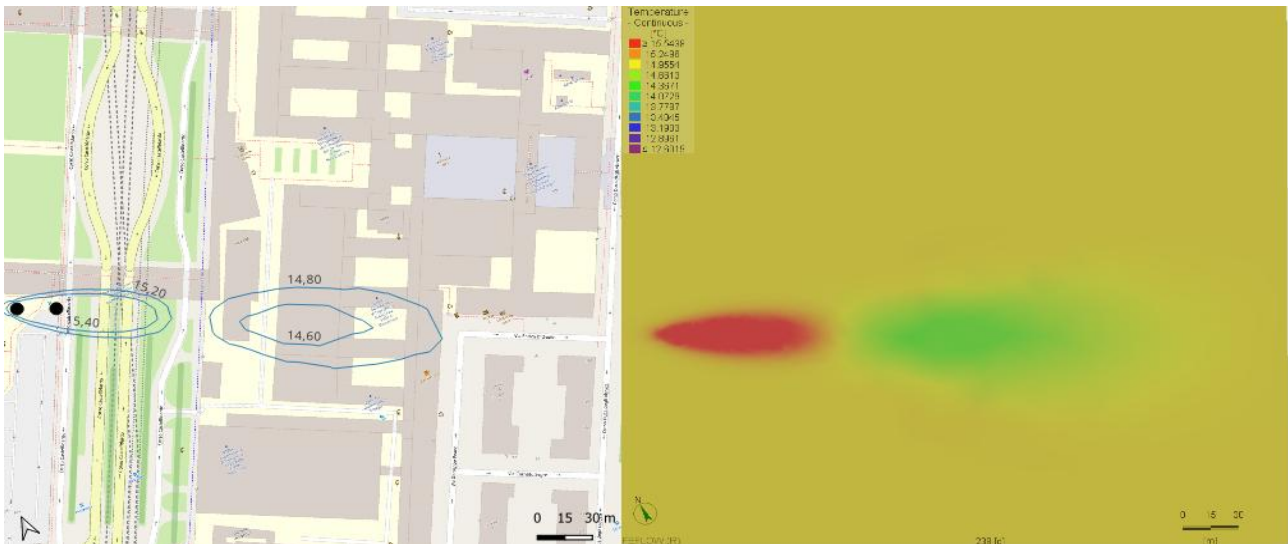


Figura 35: Simulazione in transitorio fase raffreddamento (giorno 238)

In analogia con gli scenari precedenti, il 15 ottobre (giorno 287) segna la ripresa della stagione di riscaldamento. Il riavvio del sistema determina la formazione di un nuovo plume freddo, raffigurato in Figura 36, che ne ritrae l'estensione al giorno 364 (31 dicembre).

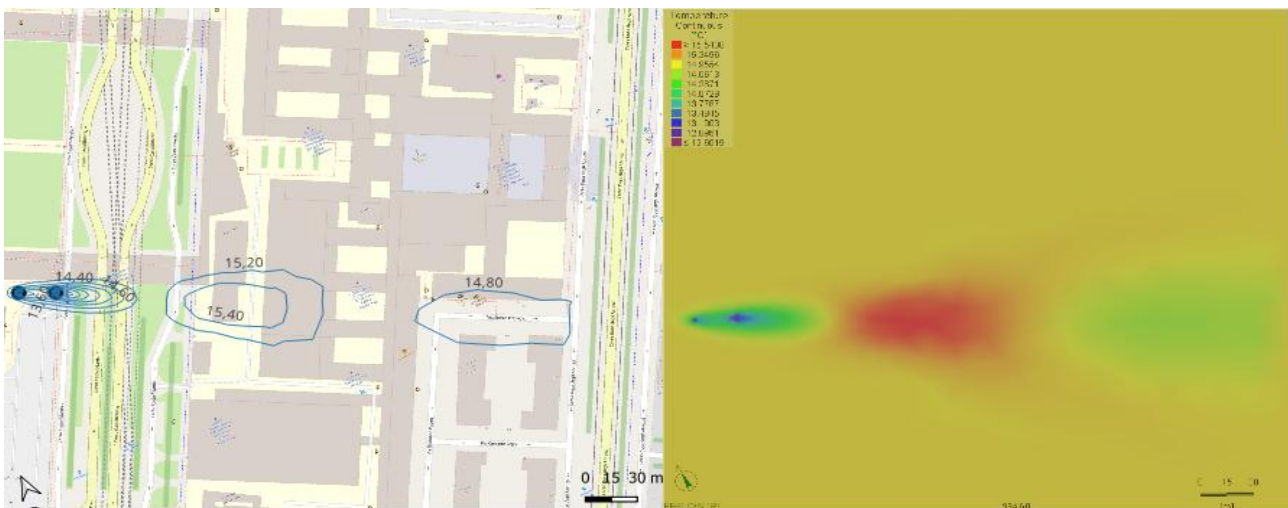


Figura 36: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 364)

La ciclicità dei plume termici stagionali, e l'elevata velocità della falda favoriscono un rapido ricambio termico lungo la direzione di scorrimento. Si osserva, di conseguenza, una scarsa dispersione laterale, che riduce l'ampiezza della fascia di influenza perpendicolare al flusso idrico.

In linea con gli scenari già esaminati, il regime stazionario raggiunto dai *plume* al termine del biennio ricalca quanto emerso nel primo anno. Questa evidenza conferma la capacità dell'acquifero di smaltire efficacemente le perturbazioni termiche imposte dal sistema (Figura 37).

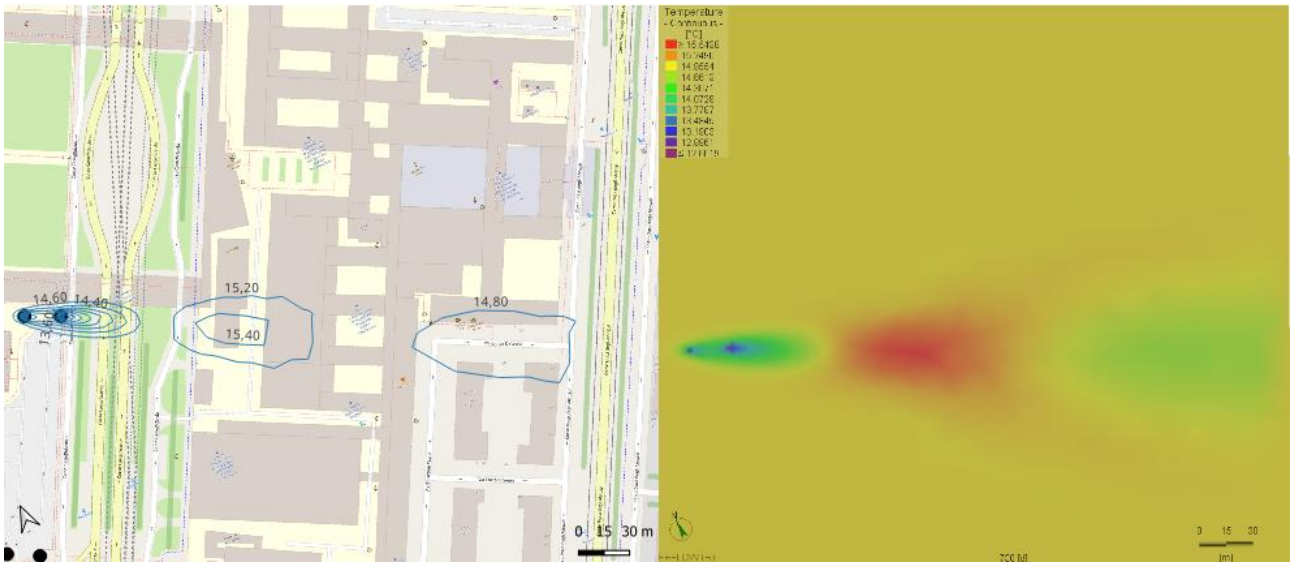


Figura 37: Simulazione in transitorio fase riscaldamento (giorno 730)

7.4 SCENARIO “POZZI VALLE”

Il presente scenario analizza l'interazione tra l'impianto in esame e quello di valle, il quale attinge alla falda durante i mesi estivi in concomitanza con il funzionamento in raffreddamento del sistema GWHP. L'analisi è fondamentale per valutare come i potenziali plume termici possano influenzare l'area limitrofa all'impianto di valle, rischiando di ridurne l'efficienza. Lo scenario considera la condizione operativa più gravosa (Picco Spina + Torre), caratterizzata dai massimi valori di temperatura della falda acquifera immessi. Ai fini della simulazione, il fabbisogno dell'impianto a valle è stato impostato pari a quello del sistema in esame: tale scelta, puramente illustrativa, permette di evidenziare l'interazione termica tra i due sistemi a prescindere dall'effettiva entità del carico di valle.

L'analisi si concentra sullo slice 10, corrispondente al fondo del pozzo permeabile dove avviene l'immissione dell'acqua in falda. La scelta di questo specifico livello è dettata dal fatto che, in tale strato, il plume termico raggiunge la sua massima estensione spaziale, rappresentando dunque la condizione più critica per la valutazione delle interferenze.

In Figura 38 viene rappresentata la distribuzione della quota piezometrica a seguito della simulazione in regime stazionario

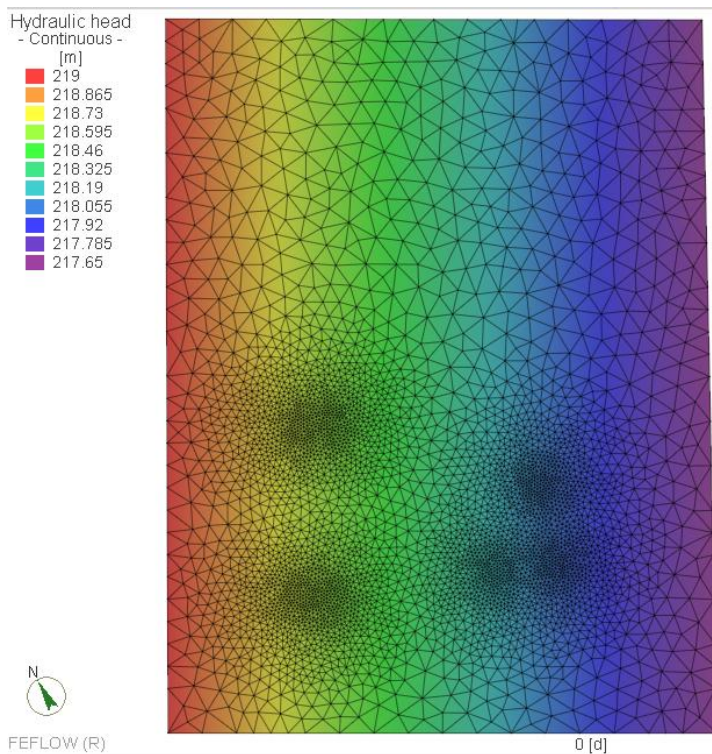


Figura 38: Simulazione in regime stazionario scenario Pozzi Valle

I risultati confermano l'accuratezza del modello, come dimostrato da un bilancio di massa complessivo (Net total imbalance) prossimo allo zero, che attesta la perfetta conservazione della massa nel sistema. Inoltre, come mostrato in Figura 38, la discretizzazione viene infittita anche in corrispondenza del sistema a valle, costituito da due pozzi di prelievo e uno di restituzione, al fine di mitigare gli elevati gradienti termici causati dall'alta velocità della falda in prossimità dei pozzi stessi.

In Figura 39 viene illustrato lo stato del sistema al giorno 281 (7 ottobre); in questa fase, conclusa la stagione di raffreddamento, entrambi gli impianti risultano spenti. Gli estremi della scala cromatica in legenda corrispondono ai valori minimi e massimi di temperatura rilevati all'interno dello strato analizzato (slice 10) al termine del secondo anno, rispettivamente pari a 8 °C e a circa 16,3 °C.

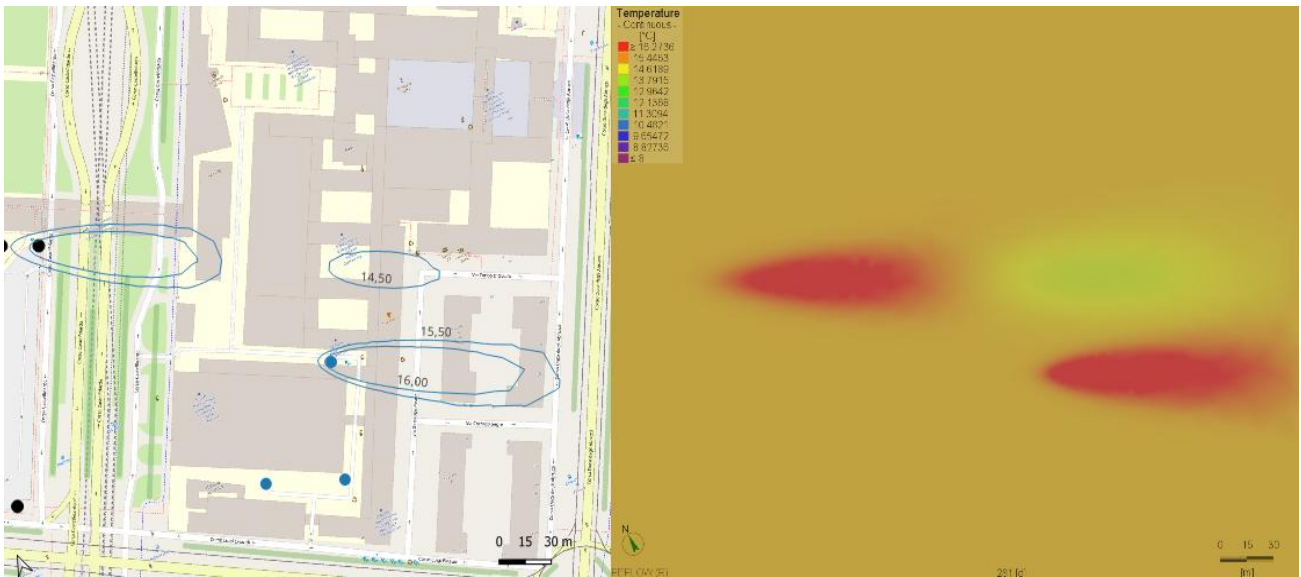


Figura 39: Simulazione in transitorio (giorno 281)

Come evidenziato dai risultati, l'elevata velocità della falda limita la propagazione laterale (perpendicolare al flusso) dei plume termici, favorendo uno sviluppo prevalentemente longitudinale in direzione del deflusso. Questa dinamica impedisce al plume di raggiungere i pozzi di prelievo situati in posizione trasversale, confermando l'assenza di interferenze tra i due sistemi e l'ottima capacità dispersiva dell'acquifero.

Inoltre, qualora si verificasse una parziale sovrapposizione in configurazioni simili, il plume freddo invernale fornirebbe un apporto positivo all'impianto di valle. Poiché la stagione di riscaldamento ha una durata maggiore e precede cronologicamente quella estiva, il sottosuolo manterrebbe un'inerzia termica negativa (fredda) all'avvio del raffreddamento, permettendo di prelevare acqua a temperature inferiori e aumentando così l'efficienza complessiva del sistema di valle.

Per completezza viene rappresentata la distribuzione termica al termine del secondo anno (Figura 40)

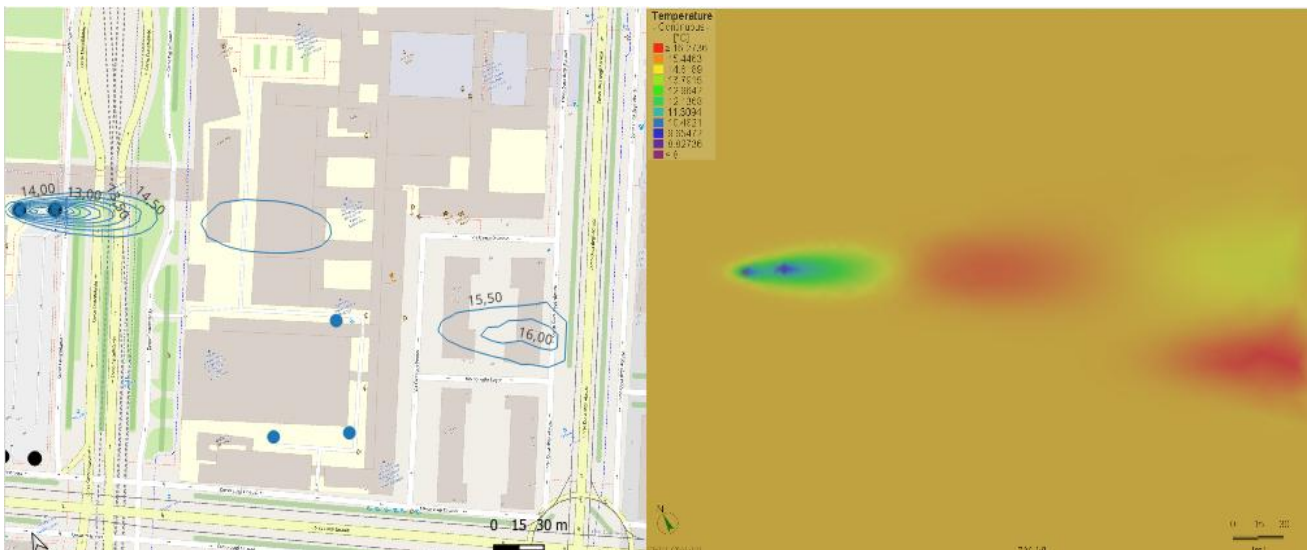


Figura 40: Simulazione in transitorio (giorno 730)

La distribuzione termica evidenzia come il trasporto sia guidato dal flusso di falda. Il plume estivo del sistema GWHP appare quasi del tutto dissipato dalla fase invernale, dimostrando un equilibrio termico ottimale tra le stagioni di raffreddamento e riscaldamento.

7.5 SCENARIO “REALE SPINA”

La seguente analisi valuta il fabbisogno reale del locale Spina. Si osserva che il picco effettivo è sensibilmente inferiore a quello nominale; quest'ultimo, infatti, rappresenta un valore di progetto calcolato sulla base delle condizioni climatiche più gravose ipotizzabili per il sito. Il carico termico annuo reale si attesta pari a 777,12 MWh. Tale fabbisogno fluttua costantemente durante l'anno, includendo portate di prelievo estremamente ridotte. Per garantire la stabilità del modello e mitigare le oscillazioni causate dalle variazioni istantanee giornaliere, la discretizzazione verticale è stata strutturata in 18 slice. In coerenza con la configurazione reale, il tratto filtrante dei pozzi è stato impostato a partire dallo slice 11, sebbene l'acquifero abbia inizio allo slice 10. Tale livello è stato inoltre adottato come riferimento per le illustrazioni successive, poiché segna l'introduzione di una variazione significativa all'interno del dominio.

Inoltre, per il presente scenario sono state ipotizzate due configurazioni del sistema, prevedendo uno o due pozzi di restituzione. Pertanto, poiché lo scenario riflette un profilo di prelievo reale, l'analisi è stata estesa alla soluzione con un unico pozzo di reimmissione, ritenuta una valida alternativa sia per la sostenibilità economica che per la sua fattibilità realizzativa.

In Figura 41 è raffigurata la distribuzione della quota piezometrica a seguito della simulazione in regime stazionario, uguale per entrambe le configurazioni.

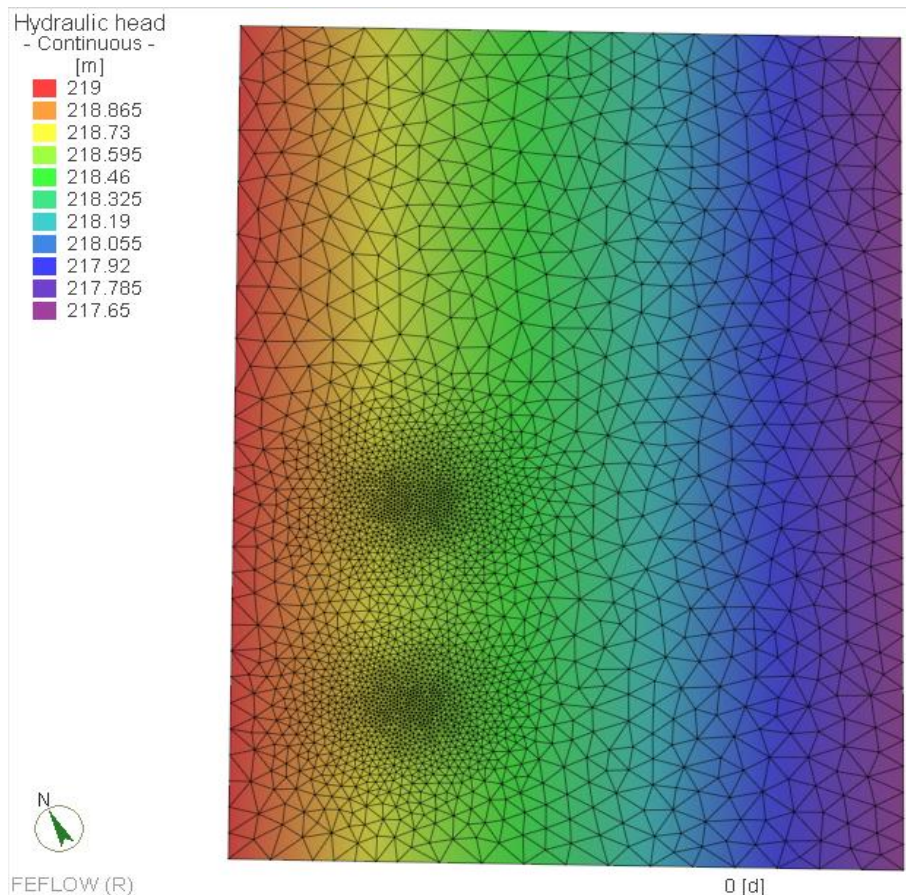


Figura 41: Simulazione in regime stazionario scenario Reale Spina

Gli esiti validano l'affidabilità della simulazione, come evidenziato da un bilancio di massa globale (Net total imbalance) pressoché nullo, il quale certifica il rispetto del principio di conservazione della massa all'interno del dominio.

Il giorno 298 (25 ottobre) è rappresentato in Figura 42 e Figura 43 mostrando rispettivamente i risultati per la configurazione a due pozzi e a un solo pozzo di reimmissione. Gli estremi della scala cromatica in legenda corrispondono ai valori minimi e massimi di temperatura rilevati all'interno dello strato analizzato (slice 6) al

termine del secondo anno, pari a circa 15 °C e 15,2 °C per la configurazione a due pozzi di resa, e a circa 15 °C e 15,1 °C per quella a singolo pozzo.

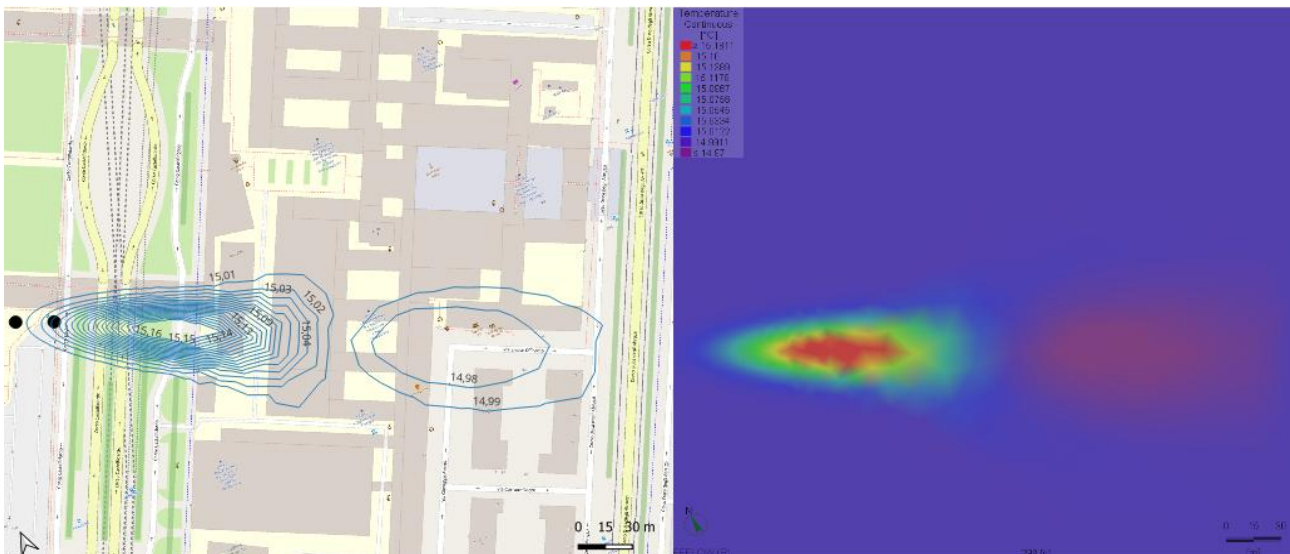


Figura 42: Simulazione in transitorio 2 pozzi di resa (giorno 298)

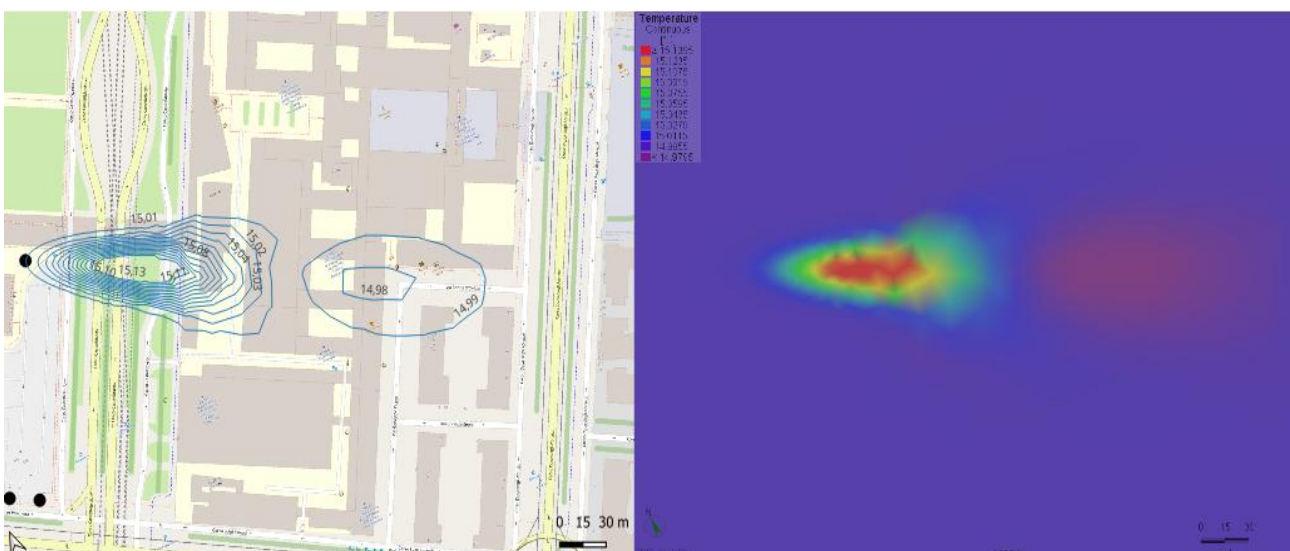


Figura 43: Simulazione in transitorio 1 pozzo di resa (giorno 298)

Come si può osservare, le due configurazioni mostrano risultati analoghi. Un'analisi più dettagliata evidenzia tuttavia che le temperature più elevate (superiori a 15 °C) raggiungono valori maggiori nella configurazione a due pozzi; al contrario, le temperature più rigide (inferiori a 15 °C) risultano prevalenti nella soluzione a pozzo singolo. L'estensione e la morfologia dei plume termici rimangono, in entrambi i casi, pressoché invariate.

In Figura 44 e in Figura 45 vengono rappresentati i risultati relativi alla fine del secondo anno per entrambe le configurazioni.

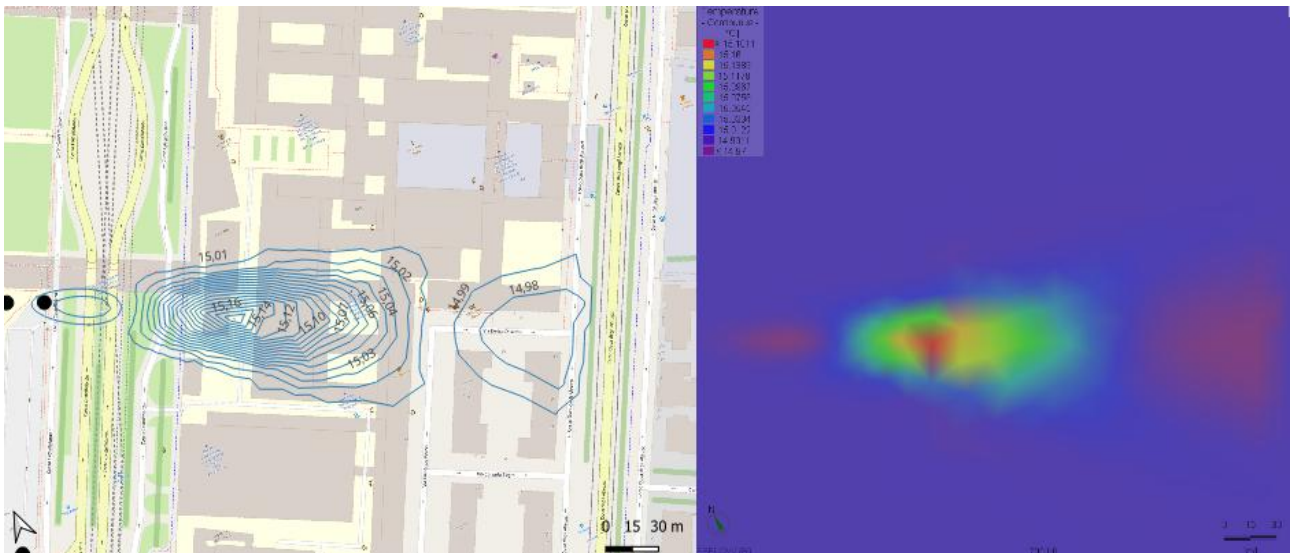


Figura 44: Simulazione in transitorio 2 pozzi di resa (giorno 730)

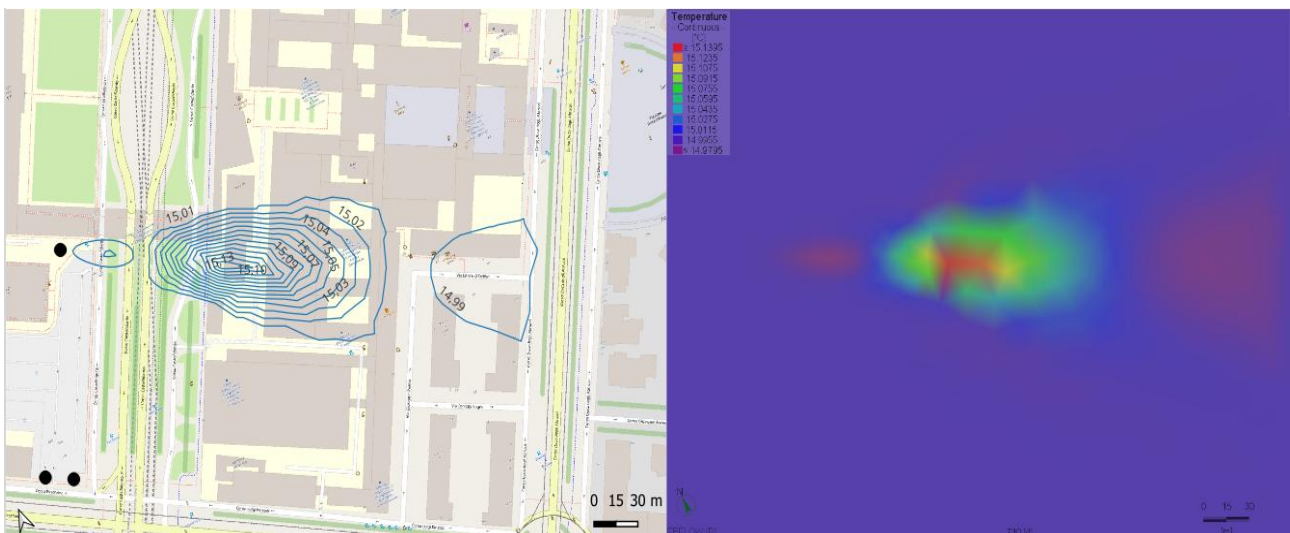


Figura 45: Simulazione in transitorio 1 pozzo di resa (giorno 730)

Tale riscontro avvalorla la scelta della configurazione a singolo pozzo di restituzione poiché, a parità di prestazioni termiche, garantisce una superiore convenienza economica. Un confronto dettagliato tra le soluzioni verrà presentato nel paragrafo 8.

8 ANALISI ECONOMICA

La presente sezione illustra l'analisi economica del progetto, sviluppata attraverso un confronto prestazionale ed economico con una soluzione tecnologica convenzionale (pompa di calore aerotermica). L'obiettivo dello studio è dimostrare come l'investimento iniziale più sostenuto, caratteristico della tecnologia geotermica, sia compensato da una maggiore efficienza operativa. Tale analisi quantificherà la capacità del progetto di generare un ritorno dell'investimento in tempi certi e di garantire un risparmio economico netto lungo l'intero ciclo di vita dell'impianto. L'analisi economica è stata svolta considerando il fabbisogno reale orario dell'edificio (locale Spina). Per determinare la convenienza economica del progetto si è fatto ricorso al calcolo del Net Present Value (NPV), espresso dalla seguente relazione (Equazione 12).

Equazione 12: NPV

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Dove:

- $-C_0$ (€): rappresenta l'investimento iniziale aggiuntivo (CAPEX) richiesto dal sistema geotermico rispetto alla soluzione convenzionale;
- F_t (€): rappresenta il flusso di cassa netto annuo, calcolato come differenza tra il risparmio energetico conseguito e gli eventuali costi operativi e di manutenzione aggiuntivi (OPEX);
- r : rappresenta il tasso di sconto (discount rate) utilizzato per l'attualizzazione dei flussi finanziari;
- N : rappresenta l'orizzonte temporale dell'analisi, corrispondente alla vita utile stimata dell'impianto.

Al fine di garantire un approccio conservativo, il tasso di sconto è stato fissato al 7%. Tale valore risulta superiore ai tassi di riferimento tipicamente adottati per infrastrutture a basso rischio, quali la trasmissione di energia e la rigassificazione, riflettendo così una valutazione più prudentiale della redditività del progetto [13].

Il flusso di cassa netto annuo è stato determinato sulla base delle proiezioni del prezzo dell'elettricità all'ingrosso per l'anno 2026. Seguendo un approccio cautelativo, è stato adottato uno scenario standard con un prezzo di 0,115 €/kWh [20]. Per riflettere l'andamento del mercato nel lungo periodo, è stato inoltre applicato un tasso di escalation del 2,5%, che tiene conto dell'incremento annuo dei costi energetici e del tasso di inflazione atteso [14]. L'andamento del costo dell'elettricità è descritto dall'Equazione 13

Equazione 13: Costo annuo dell'elettricità

$$C_{e,t} = C_{e,0} \cdot (1+e)^t$$

Dove:

- $C_{e,t}$ (€/kWh): rappresenta il costo dell'elettricità all'anno t ;
- $C_{e,0}$ (€/kWh): rappresenta il costo dell'elettricità assunto come base per l'anno 2026;
- e : rappresenta il tasso di escalation annuo del prezzo dell'energia;

La determinazione dell'investimento iniziale aggiuntivo (CAPEX) del sistema GWHP, rispetto alla soluzione convenzionale, è stata effettuata analizzando le singole voci di costo legate alla specificità dell'impianto geotermico a circuito aperto [15]. Di seguito si riportano i parametri di costo unitario adottati:

- Perforazione: 100 €/m;
- Vano tubolare: 70 €/m;
- Filtro ghiaia: 20 €/m;
- Pompe sotterranee: 2000 €/pompa;
- Installazione pompe: 2000 €/pompa;
- Indagine geologica: 1000 €;
- Scambiatore a piastra in titanio: assunto cautelativamente pari a 10000 € [16];

- Parametro di costi fissi / burocrazia: assunto pari a 5000 € [17], [18], [19].

Sulla base dei costi unitari riportati, il calcolo del CAPEX aggiuntivo ha prodotto un risultato di 62.000 € per l'ipotesi con quattro pozzi, mentre si attesta a 52.500 € qualora vengano realizzati solo tre pozzi (due di prelievo e uno di restituzione).

Al fine di soddisfare lo scenario operativo più gravoso (configurazione di picco modulato 'Spina + Torre') mediante l'utilizzo di due soli pozzi di prelievo, la taglia delle pompe sotterranee è stata definita per una portata di 70 kg/s. Tale valore è stato impiegato per determinare la potenza nominale della pompa e, conseguentemente, per stimare l'energia elettrica annua assorbita dal componente (Equazione 14).

Equazione 14: Potenza elettrica nominale consumata

$$P_{pompa} = \frac{\dot{m} \cdot g \cdot H}{\eta}$$

Dove:

- \dot{m} (kg/s): rappresenta la taglia della pompa sommersa;
- g (m/s^2): rappresenta l'accelerazione di gravità;
- H (m): indica la prevalenza della pompa sommersa, calcolata come somma della profondità della falda e di un margine di 10 metri per compensare le perdite di carico;
- η : rappresenta il rendimento della pompa sommersa, assunto pari a 0,7.

Il valore delle ore equivalenti di utilizzo annuo delle pompe sotterranee è stato ricavato partendo dal fabbisogno nominale di progetto (1200 kW, Equazione 15), allo scopo di quantificare l'energia assorbita dalle pompe e il relativo impatto economico negativo.

Equazione 15: Ore equivalenti di utilizzo

$$H_{eq} = \frac{E_y}{P_{utile}}$$

Dove:

- E_y (kWh): rappresenta il fabbisogno termico annuo reale dell'edificio (Spina);
- P_{utile} (kW): rappresenta il fabbisogno di progetto;

L'energia elettrica annua assorbita dalle pompe sommerse è stata quindi determinata dal prodotto tra la potenza nominale e le ore equivalenti di utilizzo. Il numero di pompe sommerse è stato assunto pari a quello dei pozzi di presa; grazie alle caratteristiche della falda, infatti, la reimmissione avviene per gravità e non richiede l'installazione di ulteriori pompe.

Un ulteriore costo operativo è costituito dalla manutenzione annua, stimata pari al 2% del CAPEX aggiuntivo. È stata inoltre prevista la sostituzione delle pompe sommerse ogni vent'anni, includendo nel computo anche i relativi costi di installazione.

Al fine di quantificare il risparmio energetico ed il conseguente beneficio economico, sono stati assunti cautelativamente un COP pari a 6 per il sistema GWHP e pari a 3,5 per il sistema convenzionale [21], [5].

Di seguito vengono riportati i grafici del NPV, per i due casi (Figura 46, Figura 47).

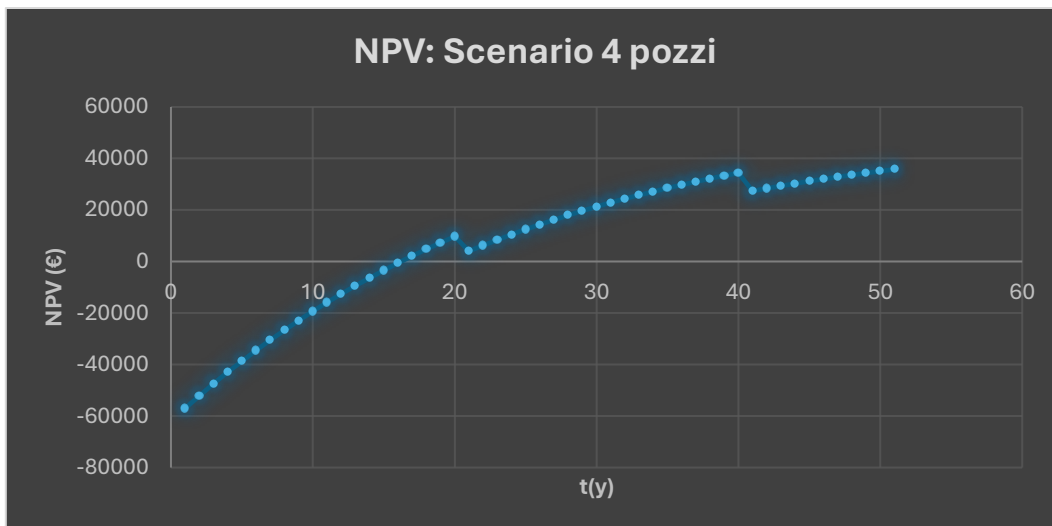


Figura 46: NPV, scenario 4 pozzi

Come illustrato in Figura 46, a fronte di una vita utile dell'impianto di 50 anni, il Payback Period (l'anno in cui l'NPV diventa nullo e l'investimento inizia a generare profitto) relativo allo scenario a 4 pozzi, risulta pari a 16 anni.

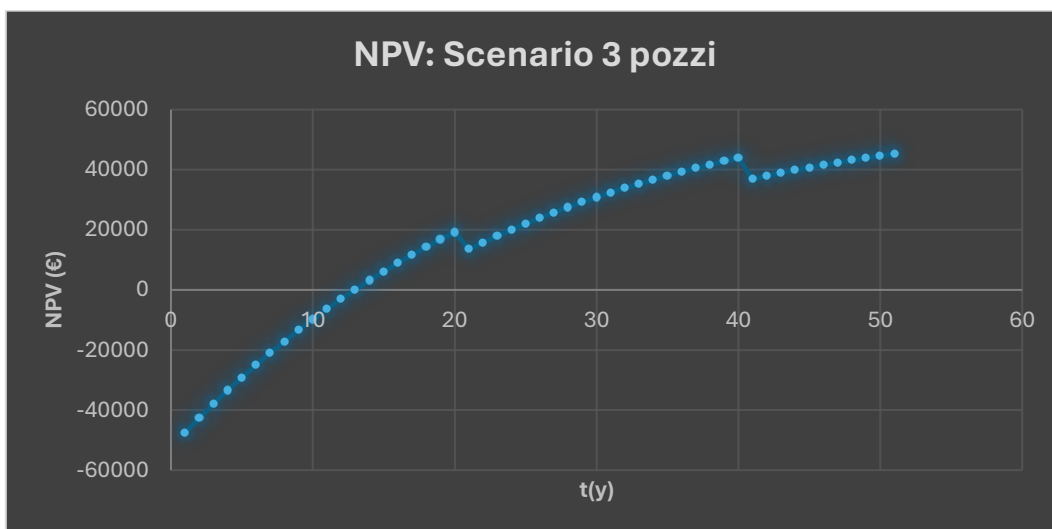


Figura 47: NPV, scenario 3 pozzi

Come illustrato in Figura 47, a fronte di una vita utile dell'impianto di 50 anni, il Payback Period (l'anno in cui l'NPV diventa nullo e l'investimento inizia a generare profitto) relativo allo scenario a 3 pozzi, risulta pari a 12 anni.

L'analisi economica conferma l'elevata efficienza del sistema GWHP. Nonostante l'importante investimento iniziale, il tempo di ritorno ridotto garantisce una rapida generazione di profitto. Inoltre, lo studio è stato condotto adottando uno scenario conservativo riguardo l'incremento dei prezzi energetici. La divergenza tra i due scenari è riconducibile al minor numero di pozzi (nello specifico quelli di reimmissione), che consente una sensibile riduzione del CAPEX iniziale.

9 CONCLUSIONE

Lo studio presenta la progettazione di un sistema GWHP (Groundwater Heat Pump) a servizio del nuovo edificio didattico del Politecnico di Torino, composto da un edificio principale, denominato "Spina della didattica" ed una Torre. La scelta di implementare una pompa di calore geotermica a circuito aperto è avvalorata dalle favorevoli caratteristiche idrogeologiche della falda acquifera locale.

Le indagini effettuate nella zona di analisi riportano i seguenti risultati:

- Gradiente idraulico (i) pari a 0,003;
- Conducibilità orizzontale (K_x - K_y) pari a 0,0025 m/s;
- Porosità pari a 0,2;
- Spessore della falda acquifera pari a 24 m;
- Pelo libero della falda acquifera situato ad una profondità di 20 m dalla superficie.

È stata eseguita una modellazione agli elementi finiti tramite il software FEFLOW. Le condizioni al contorno del modello sono state definite impostando sul bordo sinistro del dominio una quota piezometrica di 219 m, derivante dalla differenza tra la quota di riferimento di Torino (239 m s.l.m.) e la profondità della falda (20 m). Sul bordo destro, il carico è stato invece fissato pari a 217,65 m, valore calcolato in funzione della distanza e del gradiente idraulico locale.

Inoltre sono stati stimate le seguenti grandezze:

- Conducibilità termica verticale (K_z) pari a un decimo di quella orizzontale;
- Temperatura fissata nei bordi sinistro e destro del dominio pari a 15 °C;
- Temperatura iniziale nell'intero dominio pari a 15 °C;
- Delta termico tra i pozzi di prelievo e i pozzi di restituzione pari a 7 °C;
- Dispersività termica longitudinale pari a 5 m;
- Capacità termica volumetrica della falda acquifera (acqua e mezzo poroso) pari a 1,3 MJ/m³/K;
- Conducibilità termica del fluido pari a 56160 J/m/d/K;

Sono stati analizzati più scenari, riportati di seguito:

- Primo scenario: analizza il fabbisogno termico di picco (nominale) per il locale Spina, modulato durante l'anno;
- Secondo scenario: analizza il fabbisogno termico di picco (nominale) per il locale Torre, modulato durante l'anno;
- Terzo scenario: analizza il fabbisogno termico di picco (nominale) per entrambi i locali, modulato durante l'anno;
- Quarto scenario: analizza il possibile impatto con l'impianto di valle, attribuendo ad entrambi dei fabbisogni termici che fanno riferimento al terzo scenario analizzato;
- Quinto scenario: analizza il fabbisogno termico reale fornito per il locale Spina, considerando due possibili configurazioni, a due pozzi e ad un pozzo di restituzione.

La modulazione annuale per i primi tre scenari prevede i seguenti carichi termici durante la fase di riscaldamento:

- Gennaio – febbraio: carico pari al picco (100%);
- Marzo: carico pari al 65% del picco;
- Primo aprile-metà aprile: carico pari al 30% del picco;
- Metà ottobre – primo novembre: carico pari al 30% del picco;
- Novembre: carico pari al 65% del picco;
- Dicembre: carico pari al picco (100%).

Mentre durante la fase di raffreddamento prevede:

- Metà giugno – primo luglio: carico pari al 30% del picco;

- Luglio: carico pari al picco (100%);
- Agosto: carico pari al picco (100%);
- Primo settembre – metà settembre: carico pari al 30% del picco

La discretizzazione del dominio è stata ottimizzata per gestire l'elevata velocità della falda, garantendo un'adeguata risoluzione spaziale. Tale accorgimento ha permesso di prevenire fenomeni di instabilità numerica e oscillazioni nei risultati, assicurando la convergenza del modello.

Gli esiti delle simulazioni, condotte sia in regime stazionario sia in transitorio su un orizzonte temporale di due anni, confermano l'elevata stabilità numerica del modello. I plume termici risultanti si sviluppano prevalentemente lungo la direzione del flusso idrico, evidenziando una rapida rigenerazione termica annuale della falda.

Il quarto scenario evidenzia l'assenza di interferenze termiche tra il sistema GWHP in esame e l'impianto situato a valle. Tale risultato conferma l'elevata capacità di dissipazione e rigenerazione della falda acquifera, che neutralizza efficacemente le fluttuazioni prodotte.

Le due configurazioni del quinto scenario rappresentano le condizioni più prossime alla realtà operativa, poiché si basano sul profilo di fabbisogno termico annuale tipico. Di conseguenza, tali scenari sono stati assunti come riferimento per la successiva analisi economica. L'analisi mette a confronto entrambe le configurazioni con un sistema a pompe di calore convenzionale, ipotizzando una vita utile dell'impianto pari a 50 anni. I risultati evidenziano un Payback Time di 16 anni per la configurazione con due pozzi di resa, che si riduce a 12 anni nel caso di un singolo pozzo di restituzione. Tali esiti, derivanti da un'analisi economica conservativa e realistica (basata su un COP di 6,0 per il sistema GWHP e di 3,5 per quello tradizionale), confermano l'elevata efficienza operativa e la convenienza a medio - lungo termine di un impianto geotermico in un contesto idrogeologico favorevole.

In conclusione, il presente studio costituisce una dimostrazione tangibile dell'efficienza del sistema geotermico a circuito aperto (GWHP), tecnologia chiave nel processo di decarbonizzazione del settore termico. Tali sistemi, grazie al ridotto fabbisogno elettrico, possono integrarsi agevolmente con le fonti rinnovabili intermittenti (come solare ed eolico), garantendo stabilità energetica. Nonostante l'investimento iniziale, la sostenibilità economica nel medio - lungo termine si coniuga con un imprescindibile beneficio ambientale. L'accuratezza nella fase di caratterizzazione del sito e di analisi preliminare si rivela dunque un investimento fondamentale, capace di generare vantaggi tangibili sia per il committente sia per la collettività, in un'ottica di tutela del clima globale.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Politecnico di Torino, "Al via la nuova Spina della didattica", Poliflash - Magazine di Ateneo, 2025. <https://www.polito.it/ateneo/comunicazione-e-ufficio-stampa/poliflash/al-via-la-nuova-spina-della-didattica>
- [2] BibLus-net, "Macchine frigorifere e pompe di calore", <https://biblus.acca.it/macchine-frigorifere-e-pompe-di-calore/>
- [3] BibLus-net, "Pompa di calore acqua acqua: come funziona e vantaggi", <https://biblus.acca.it/pompa-di-calore-acqua-acqua-come-funziona-e-vantaggi/>
- [4] Ecquologia, "Pompe di calore geotermiche: come funzionano", <https://ecquologia.com/pompe-di-calore-geotermiche-come-funzionano/>
- [5] Egeo Italia, "Geotermia a circuito aperto (Open-loop)", *Egeoitalia.com*. <https://www.egeoitalia.com/geotermia-a-circuito-aperto-openloop/>
- [6] F. Cascini, "Analisi numerica della sostenibilità termica e idraulica di sistemi a pompa di calore geotermica a circuito aperto", *Tesi di Laurea Magistrale*, Alma Mater Studiorum – Università di Bologna, 2017. https://amslaurea.unibo.it/id/eprint/14275/1/Tesi_Federico_Cascini.pdf
- [7] Generato con Gemini versione 3.1 Pro 2026.
- [8] Egeolab, "Monitoraggio delle acque di restituzione degli impianti geotermici con i Levellogger Solinst", <https://egeolab.it/focus/186-monitoraggio-delle-acque-di-restituzione-degli-impianti-geotermici-con-i-levellogger-solinst>
- [9] S. Lo Russo, L. Gnani, E. Roccia, G. Taddia, V. Verda, "Groundwater Heat Pump (GWHP) system modeling and Thermal Affected Zone (TAZ) prediction reliability: Influence of temporal variations in flow discharge and injection temperature", *Geothermics (Politecnico di Torino)*, vol. 51, pp. 103-112, 2014
- [10] TECHGEA Geophysics, "Perforazione di due nuovi pozzi ad uso civile di prelievo e restituzione ad uso geotermico per le Centrali Frigorifere CF1 e CF2 e richiesta di incremento di portata complessiva emunta", Relazione tecnica per Politecnico di Torino, marzo 2020.
- [11] ARPA Piemonte – SIGeo, "Banca Dati Geognostica: Stratigrafia semplificata del sondaggio Codice 10026482", Geoportale ARPA Piemonte – Comune di Torino, luglio 2025
- [12] "FEFLOW: Getting started with geothermal modelling - Open-loop systems" (DHI Group). Link: https://training.dhigroup.com/event/sessions?id=FEFLOW_Getting_started_with_geothermal_modelling_Open-loop_systems4216497636
- [13] ARERA, "Deliberazione 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM: Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)", Atti dell'Autorità, 2021. <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/21/614-21tiwacc.pdf>
- [14] Banca d'Italia, "Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana", *Eurosistema*, ottobre 2025. <https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/proiezioni-macroeconomiche/2025/Proiezioni-macroeconomiche-Italia-ottobre-2025.pdf>
- [15] Instapro, "Qual è il costo per la costruzione di un pozzo artesiano?", *Instapro.it*, 2024. <https://www.instapro.it/giardinaggio-esterni/prezzi-costo/costruzione-pozzo-artesiano>
- [16] AZ Pool Center, "Scambiatore a piastre Max Dapra in acciaio o titanio da 1000 kW", <https://www.google.com/url?sa=E&source=gmail&q=Azpoolcenter.com>. <https://www.azpoolcenter.com/store/scambiatore-a-piastre-max-dapra-in-acciaio-o-titanio-da-1000-kw>
- [17] Edilnet, "Relazione geologica: quale è il costo?", *Edilnet.it*, 2024. <https://www.edilnet.it/guida/relazione-geologica-quale-il-costo-304>
- [18] Provincia di Lecco, "Derivazione acque pubbliche e licenze di attingimento e installazione", *Provincia.lecco.it*. <https://www.provincia.lecco.it/servizio/derivazione-acque-pubbliche-e-licenze-di-atingimento-e-installazione/>
- [19] Regione Lazio, "Regolamento regionale 4 gennaio 2022, n. 2: Disciplina delle piccole utilizzazioni locali di calore geotermico", *Bollettino Ufficiale della Regione Lazio*, 2022.

<https://www.regione.lazio.it/regolamenti-regionali-testo-coordinato/regolamento-regionale-4-gennaio-2022-n-2/04042022>

[20] Bolletta Corretta, "Scenari futuri per i prezzi di energia elettrica e gas 2025-2026", *BollettaCorretta.it*, 2024. <https://www.bollettacorretta.it/scenari-futuri-per-i-prezzi-di-energia-elettrica-e-gas-2025-2026/>

[21] BibLus-net, "COP pompa di calore: cos'è, come si calcola e da cosa dipende", *BibLus-net - ACCA software*, 2024. <https://biblus.acca.it/cop-pompa-di-calore-cos-e/>