

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio

Tesi di Laurea Magistrale

Studio di fattibilità di un impianto geotermico a pompa di calore in un condominio a Cuneo



Relatori:

Ing. Alessandro Casasso

Ing. Simone Della Valentina

Prof. Rajandrea Sethi

Candidato:

Mario La Rosa

Sessione Marzo 2019

ABSTRACT

The dramatic effects produced by climate change urge us to put into practice solutions that lead to a reduction in emissions of greenhouse gases due to the use of fossil fuels. In this view, energy consumption for space heating in the residential sector accounts for about 30% of total energy consumption in Italy, most of which is covered by methane. For this reason, it is of pivotal importance to implement renewable energy sources in this sector, among which the most used are wood biomasses and heat pumps. The purpose of this work is to evaluate the feasibility of a geothermal heat pump for the centralized heating system of a block of flats in Cuneo, NW Italy. Two different system solutions were evaluated, i.e. an open loop system and a closed loop system. In addition, the installation of a photovoltaic system was evaluated with the aim of covering part of the electrical demand of the heat pump and of the circulation pumps. The work is organized as follows. First, the hydrogeological setup of the installation site was characterized in order to obtain the necessary parameters for the design of the two technical solutions hypothesized. The heating need and load of the building was derived from past energy bills, using a correlation with heating degree-days to figure out a time series. The hydrogeological setup, the subsurface hydraulic and thermal parameters, and the thermal load were used as input data for the sizing and the preliminary design of the two alternatives, i.e. the well field for the open-loop system, the borehole heat exchangers for the closed-loop system, the heat pump and the photovoltaic system. The two hypothesized systems were then simulated with the finite-element software FEFLOW, thus verifying the sustainability of their operation and fine-tuning the plant sizing. An economic and environmental benefit analysis was performed to compare the two technical alternatives. The economic analysis took into consideration the NPV (net present value) and the payback times (PBT) showing that, thanks to the incentives for energy refurbishment of buildings, it is possible to achieve a fairly acceptable PBT of 8 years. The analysis of environmental benefits highlights an abatement of greenhouse gas emissions up to 75% and the absence of pollutant emissions on site, which represents a noticeable benefit in an urban area.

RIASSUNTO

Gli effetti drammatici prodotti dai cambiamenti climatici ci spingono a mettere in pratica soluzioni che conducano a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dovuta all'uso di combustibili fossili. A tal proposito, il consumo di energia per il riscaldamento degli ambienti nel settore residenziale rappresenta circa il 30% del consumo totale di energia in Italia, la maggior parte del quale è coperto da metano. Per questo motivo è di fondamentale importanza implementare le fonti energetiche rinnovabili in questo settore, nel quale attualmente le più utilizzate sono le biomasse legnose e le pompe di calore. Lo scopo di questo lavoro è valutare la fattibilità di una pompa di calore geotermica per il sistema di riscaldamento centralizzato di un condominio a Cuneo, NW Italia. Sono state valutate due diverse soluzioni impiantistiche, ossia un sistema a circuito aperto e un sistema a circuito chiuso. Inoltre, è stata valutata l'installazione di un impianto fotovoltaico con l'obiettivo di coprire parte della richiesta elettrica della pompa di calore e delle pompe di circolazione. Il lavoro è organizzato come segue. Dapprima è stato caratterizzato il sito dal punto di vista idrogeologico, al fine di ottenere i parametri necessari per la progettazione delle due soluzioni tecniche ipotizzate. A partire dalle bollette energetiche, sono stati ricavati il fabbisogno energetico per il riscaldamento e il carico termico dell'edificio utilizzando una correlazione con i gradi giorno di riscaldamento, al fine di calcolare le serie temporali. L'impostazione idrogeologica, i parametri idraulici e termici e il carico termico sono stati utilizzati come dati di input per il dimensionamento e la progettazione preliminare delle due alternative, vale a dire il campo del pozzo per il sistema a circuito aperto, gli scambiatori di calore del foro per il chiuso, la pompa di calore e l'impianto fotovoltaico. Mediante il software a elementi finiti FEFLOW è stato simulato il funzionamento dei due sistemi ipotizzati, verificando così la sostenibilità e mettendo a punto il dimensionamento dell'impianto. È stata eseguita un'analisi dei benefici economici e ambientali, per confrontare le due alternative tecniche. L'analisi economica ha preso in considerazione il VAN (valore attuale netto) e il tempo di ritorno dell'investimento (PBT), dai quali si dimostra che, grazie agli incentivi per il rinnovamento energetico per gli edifici, è possibile ottenere un PBT accettabile di 8 anni. L'analisi dei benefici ambientali evidenzia un abbattimento delle emissioni di gas serra fino al 75% e l'assenza di emissioni inquinanti in loco, che rappresenta un notevole vantaggio in un'area urbana.

SOMMARIO

ABSTRACT	3
RIASSUNTO.....	5
SOMMARIO.....	7
LISTA DELLE ABBREVIAZIONI.....	10
PREMESSA	12
1 I MECCANISMI DI TRASPORTO DEL CALORE NEI MEZZI POROSI.....	17
1.1 Trasporto di calore nel sottosuolo.....	17
1.1.1 Conduzione.....	19
1.1.2 Advezione e dispersione termica.....	19
1.2 Distribuzione della temperatura nel sottosuolo.....	21
2 IMPIANTI GEOTERMICI A BASSA ENTALPIA.....	24
2.1 Pompe di calore geotermiche.....	24
2.1.1 Pompa di calore	24
2.1.2 Il sistema di distribuzione.....	27
2.2 Impianti geotermici a circuito chiuso.....	28
2.3 Impianti geotermici a circuito aperto	30
2.4 Cenni su normativa e procedure autorizzative	33
3 AREA DI STUDIO.....	36
3.1 Inquadramento del caso di studio.....	36
3.1.1 L'edificio oggetto dell'intervento.....	36
3.1.2 Inquadramento geologico e idrogeologico.....	37
3.1.3 Aspetti climatici.....	41
4 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	44
4.1 Impianto termico.....	46
4.1.1 Carico termico	46
4.1.2 Scelta pompa di calore	48
4.1.3 Consumi energetici	49
4.2 Soluzione impiantistica open-loop	50
4.2.1 Calcolo portate	50
4.2.2 Progettazione dei pozzi.....	51
4.2.3 Sistema di pompaggio	54
4.3 Soluzione impiantistica closed loop.....	58
4.3.1 Dimensionamento sonde.....	58

4.3.2	Geometria del campo sonde	61
4.3.3	Alternative progettuali	61
4.4	Impianto fotovoltaico	62
4.4.1	Dimensionamento	63
4.5	Analisi economica progetto open loop.....	65
4.5.1	Costo realizzativo dei pozzi	65
4.5.2	Costi di pompaggio	65
4.5.3	Investimento e costi di gestione per la pompa di calore.....	66
4.5.4	Investimento per impianto fotovoltaico	67
4.5.5	Analisi del ritorno dell'investimento.....	67
4.6	Analisi economica progetto closed loop.....	71
4.6.1	Costo realizzativo sonde.....	71
4.6.2	Analisi del ritorno dell'investimento.....	71
4.7	Valutazioni ambientali.....	74
5	VALUTAZIONE DELL'IMPATTO TERMICO NEL SOTTOSUOLO	78
5.1	Il software FEFLOW	78
5.1.1	Dominio.....	79
5.1.2	Mesh	79
5.1.3	Condizioni al contorno e condizioni iniziali.....	83
5.1.4	Impianto open loop	85
5.1.5	Impianto closed loop	87
5.2	Impatto termico nel sottosuolo	88
5.2.1	Impatto termico impianto open-loop.....	88
5.2.2	Impatto termico impianto closed loop.....	93
6	CONCLUSIONI	99
	BIBLIOGRAFIA	102

LISTA DELLE ABBREVIAZIONI

ANIPA	Associazione nazionale di idrologia e pozzi acqua
ASHRAE	American Society of Heating Refrigerating and Air-conditioning Engineers
COP	Coefficient Of Performance
COV	Composti Organici Volatili
EER	Energy Efficiency Ratio
FLEH	Full load equivalent hours
GCHP	Ground Coupled Heat Pump
GG	Gradi giorno
GSHP	Ground Source Heat Pump
GWHP	Ground Water Heat Pump
HDPE	High-density polyethylene
INEMAR	Inventario emissioni aria
NO _x	Ossidi di azoto
PBT	Pay Back Time
Pdc	Pompa di calore
PM10	Particulate Matter <10 µm
PM2.5	Particulate Matter <2.5 µm
TIR	Tasso Interno di Rendimento
VAN	Valore Attuale Netto

PREMESSA

La domanda energetica in crescita su scala mondiale ci spinge a ricercare nuove forme energetiche alternative alle tradizionali impiegate attualmente. Infatti, gran parte della produzione di energia termica e/o elettrica avviene mediante l'utilizzo di fonti fossili, che comportano l'emissione in atmosfera di gas clima-alteranti e inquinanti e che si esauriranno, al ritmo del consumo attuale, nell'arco di pochi decenni. Nel 2017 nel nostro Paese, i consumi di energia sono stati di circa 122 Mtep [1], che corrispondono a circa 1464 TWh. Solo il settore residenziale è responsabile del consumo di 32 Mtep[1], dei quali consumi circa il 70% è dovuto alla climatizzazione degli ambienti [2]. Le fonti energetiche principalmente utilizzate per il riscaldamento residenziale nel nostro territorio sono: gas naturale (70%), biomassa legnosa (14%), altre fonti il restante (16%) [2]. Il gas naturale, pur emettendo quantità molto limitate di inquinanti nell'aria, emette grandi quantità di CO₂, oltre ad essere esso stesso un gas climalterante. Per queste ragioni, diventa necessario individuare delle alternative in grado di soddisfare il fabbisogno energetico delle abitazioni.

Nel presente lavoro si valuterà la fattibilità di realizzare un impianto per il riscaldamento di un edificio, il quale preveda di utilizzare una fonte energetica rinnovabile. Nello specifico si analizzerà un impianto a pompa di calore geotermica, la quale sfrutta il calore immagazzinato nel sottosuolo. I fenomeni legati al trasporto e immagazzinamento del calore nel sottosuolo sono studiati dalla geotermia, la quale è un ramo delle discipline geofisiche, il cui interesse è lo studio dei fenomeni legati alla formazione e al trasporto del calore proveniente dalla Terra. L'oggetto di studio della geotermia classica è il calore, il quale ha avuto origine con la formazione della Terra e che ancora oggi è generato ed alimentato dal decadimento radioattivo di isotopi del torio e uranio presenti negli strati più profondi della Terra; pertanto, l'energia geotermica di interesse è quella proveniente dal flusso geotermico interno, o da particolari e specifici contesti in cui si trova la crosta terrestre. Il campo di studio che si andrà ad affrontare non riguarderà lo studio del calore interno della Terra, ma si concentrerà su aspetti legati all'immagazzinamento e trasporto di calore che avviene nello strato più superficiale del sottosuolo. Gli strati più superficiali, quindi le profondità comprese tra il piano campagna e 300 metri di profondità circa, sono interessati da fenomeni di scambio termico con l'atmosfera. La parte superficiale del sottosuolo risente dunque maggiormente della variazione del clima stagionale, piuttosto che dai fenomeni di genesi del calore che avvengono in profondità. Ancora oggi, in Europa, si tende ad indicare con energia geotermica anche il calore prodotto nella fascia superficiale del sottosuolo. La risorsa geotermica viene classificata in funzione dell'entalpia dei fluidi. L'entalpia rappresenta la quantità di energia che un sistema termodinamico può scambiare con l'ambiente, e risulta essere tanto maggiore quanto maggiore è la temperatura. Un sistema

geotermico è un sistema acqueo convettivo, il quale in uno spazio confinato dalla parte superiore della crosta terrestre trasporta calore da una sorgente termica al luogo, generalmente la superficie libera, dove il calore stesso è assorbito (disperso o utilizzato)[3]. I sistemi geotermici vengono così divisi in funzione dell'entalpia (D.lgs. 22/2010) [4], ma utilizzando come variabile discriminante la temperatura, che risulta essere di più facile comprensione. Parleremo quindi di:

- sistemi geotermici ad **alta entalpia**: caratterizzati generalmente da temperature maggiori di 150°C, tali tipi di sistemi sono principalmente sfruttati per la produzione di energia elettrica;
- sistemi geotermici a **media entalpia**: caratterizzati da temperature comprese tra i 90°C e i 150°C, tali sistemi vengono utilizzati per un uso diretto del calore,
- sistemi geotermici a **bassa entalpia**: caratterizzati da temperature inferiori ai 90°C, sono principalmente sfruttati come scambiatori termici mediante l'ausilio di sonde geotermiche.

In questo lavoro la risorsa energetica, ovvero il calore, sarà immagazzinato nel terreno, la cui temperatura dipende dalla temperatura media dell'aria; e nell'acqua di falda, la quale generalmente si trova ad una temperatura nell'ordine di 10°C-14°C. Per questo motivo da questo momento in poi si farà riferimento solo a sistemi geotermici a bassa entalpia. Nel 2007 durante il 27° congresso internazionale degli idrogeologi, viene introdotto un neologismo: la *termogeologia*, definita come “lo studio dei fenomeni, dei movimenti e dello sfruttamento del calore a bassa entalpia nel settore della geosfera più superficiale”[6]. Con il termine *termogeologia* andremo quindi ad indicare la disciplina che si occupa dei movimenti e dello sfruttamento di calore a bassa entalpia.

Lo scopo della tesi è la valutazione di fattibilità di un impianto geotermico con pompe di calore. Tali impianti sono costituiti principalmente da tre unità funzionali: un sistema di scambio termico con il sottosuolo, generalmente realizzato da pozzi o sonde geotermiche; una pompa di calore e il sistema interno per la distribuzione del calore. Internazionalmente è riconosciuta la classificazione delle pompe di calore geotermiche adottata dall' American Society of Heating Refrigerating and Air-conditioning Engineers ASHRAE, che prevede la seguente suddivisione [7]:

- Pompe di calore geotermiche a circuito aperto (Groundwater Heat Pump GWHP): grazie ad un sistema di pompaggio viene prelevato il calore immagazzinato dall'acqua di falda;
- Pompe di calore geotermiche a circuito chiuso (Ground Coupled Heat Pump GCHP): un fluido termovettore viene fatto circolare all'interno di sonde geotermiche, le quali si trovano a contatto con il terreno.

La tipologia GCHP presenta diversi vantaggi che ne rendono l'installazione più diffusa. Tali impianti infatti possono essere applicati su tutti i tipi di sottosuoli e le procedure autorizzative sono più semplici da seguire. Di contro presentano: dei costi d'installazione più elevati, relativi al numero di sonde da realizzare; un ingombro elevato e un rendimento più basso rispetto la tipologia GWHP. Le tipologie a circuito aperto o anche dette open loop, pur presentando dei rendimenti più alti e costi di realizzazione più bassi, presentano anche due svantaggi principali che portano alla loro scarsa diffusione. Il primo aspetto riguarda la presenza e la produttività della falda acquifera, mentre il secondo riguarda le procedure autorizzative, le quali essendo pratiche molto lente e lunghe nei tempi possono pregiudicarne l'impiego.

In Europa, diversi Paesi adottano soluzioni impiantistiche a bassa entalpia per il riscaldamento e/o raffrescamento delle abitazioni. I paesi europei con i più alti valori di potenza installati sono: la Svezia (quasi 6000MW) [8], la Germania (quasi 4000MW) [8], la Finlandia (circa 2500 MW) [8] e la Francia (quasi 2000MW) [8]; mentre è in fase di espansione in Polonia, Belgio ed Estonia. Complessivamente in Europa, con quasi due milioni di installazioni, si producono oltre 20 GWh termici per il riscaldamento[9].

In Italia invece si registra una diffusione modesta e concentrata nelle regioni del Nord. Tra i fattori che maggiormente ne ostacolano lo sviluppo troviamo: fattori economici legati agli alti costi relativi alla perforazione, fattori giuridici legati ad una normativa poco chiara, e altri fattori legati alla scarsa conoscenza in materia di geotermia. L'esigenza quindi di una revisione normativa, insieme ad incentivi statali per la diffusione di tale applicazione, risulta essere vitale. Lo Stato italiano dovrebbe investire sempre più risorse in questo campo, anche perché l'Italia è sempre stata un'antesignana nel campo del geotermico. Lo sviluppo di tale settore potrebbe inoltre comportare la nascita di una filiera di lavoro interna, promuovendo le eccellenze italiane del settore.

L'impiego di impianti geotermici per la climatizzazione degli edifici oltre a portare benefici economici, sotto forma di risparmio in bolletta, genera benefici ambientali in quanto l'emissione dei principali gas clima-alteranti in atmosfera è minore rispetto ai tradizionali sistemi di climatizzazione. Infatti, i tradizionali sistemi di riscaldamento oltre alla generazione di CO₂, producono altre sostanze inquinanti che permangono in atmosfera, come: monossido di carbonio CO, biossido di azoto NO₂, ozono O₃, biossido di zolfo SO₂ e metalli pesanti come piombo, arsenico cadmio e nichel. La normativa vigente per la qualità dell'aria [10], stabilisce che la presenza di tutte queste particelle, in forma di aerosol o polveri, non debba superare un valore prestabilito per un numero fissato di giorni. Si definiscono quindi delle concentrazioni giornaliere di polveri sottili, attraverso la definizione di due grandezze PM₁₀ e PM_{2,5}, che rispettivamente rappresentano la concentrazioni di polveri che hanno diametro aerodinamico medio, inferiore a 10 µm e inferiore

a $2.5 \mu\text{m}$, dove il diametro equivalente aerodinamico è il diametro della sfera volumica unitaria (1gcm^{-3}), la quale presenta la stessa resistenza aerodinamica e quindi la stessa velocità di caduta della particella in esame sotto l'azione della forza gravitazionale in aria calma, nelle stesse condizioni di temperatura, pressione e umidità. La normativa vigente prevede quindi un limite di concentrazioni per le PM_{10} pari a $50 \mu\text{gm}^{-3}$, da non superare per più di 35 volte per anno, e un limite sulla media annua pari a $40 \mu\text{gm}^{-3}$; mentre per le $\text{PM}_{2.5}$ il limite fissato è pari a $25 \mu\text{gm}^{-3}$ [10]. Alla luce di ciò, l'impiego di un impianto geotermico comporterebbe il superamento dei problemi ambientali che si manifestano nelle nostre città.

Nel caso in esame verrà quindi analizzata come l'installazione di un sistema geotermico a bassa entalpia, possa vantaggiosamente sostituire i tradizionali sistemi di riscaldamento domestici. I risultati ottenuti ci permetteranno di concludere che la diffusione di tale sistema, dove possibile, comporta notevoli risparmi economici e ancor più importante un drastico abbattimento dei gas serra prodotti. Sebbene nel presente lavoro si è verificata la fattibilità dell'opera per il riscaldamento invernale, bisogna ricordare che tale tecnologia si presta anche vantaggiosamente per il raffrescamento degli ambienti durante il periodo estivo. Il presente lavoro sarà quindi articolato in quattro parti: nella prima parte verranno trattati gli argomenti di carattere generale riguardanti la geotermia a bassa entalpia, per dare al lettore gli strumenti necessari per comprendere e valutare come funziona un impianto geotermico a bassa entalpia (capitoli 1 e 2), e l'individuazione dell'area di studio, riportando i principali aspetti idrogeologici e climatici (capitolo 3); nella seconda parte verranno analizzati i diversi aspetti necessari per il dimensionamento del sistema open loop con pompa di calore (pdc) (capitolo 4); mentre la terza parte verterà sulla simulazione dell'impatto ambientale, in termini di alterazione termica e analisi del plume termico generato dalla messa in opera del sistema di riscaldamento, mediante un modello numerico specifico FEFLOW (capitolo 5); infine l'ultima parte lascerà spazio alle conclusioni (capitolo 6).

1 I MECCANISMI DI TRASPORTO DEL CALORE NEI MEZZI POROSI

Nel presente capitolo verranno trattati i principali meccanismi di trasporto del calore che avvengono nei mezzi porosi saturi, ciò risulta fondamentale per la comprensione dei meccanismi di flusso e di trasporto di calore che avvengono in falda. Si analizzerà come il risultato finale sia fortemente influenzato dalle caratteristiche idrodinamiche della falda.

1.1 Trasporto di calore nel sottosuolo

Il bilancio termico del suolo, schematizzato in Figura 1, è dato dalla somma algebrica di una serie di componenti che di seguito si descrivono.

La radiazione solare, proveniente dal Sole non viene totalmente assorbita dal terreno, una parte viene dispersa secondo fenomeni di riflessione, un'altra ancora viene emessa dal terreno stesso secondo fenomeni di emissione (sotto forma di radiazione) e solo un'aliquota di essa riesce ad essere infine catturata ed immagazzinata nel sottosuolo. Il calore, oltre che dalla radiazione solare netta, viene apportato anche dal flusso geotermico. I fattori dispersivi che intervengono al bilancio termico sono: l'evotraspirazione, ovvero l'effetto congiunto dell'evaporazione e la respirazione (vegetativa) quindi l'aliquota di calore perso per far passare l'acqua dal sottosuolo all'aria sotto forma di vapore; e lo scambio convettivo operato dal vento. Il valore della radiazione solare assorbita dal sottosuolo varia in funzione delle condizioni meteorologiche, variando da 50 Wm^{-2} fino a 1000 Wm^{-2} . Il valore del flusso geotermico, presenta dei valori dell'ordine di $0.04 \div 0.09 \text{ Wm}^{-2}$ [6]. Il contributo del flusso geotermico è fortemente influenzato della profondità, essendo trascurabile per le profondità che vanno da 0 a 30 m, mentre risulta non trascurabile per profondità maggiori.

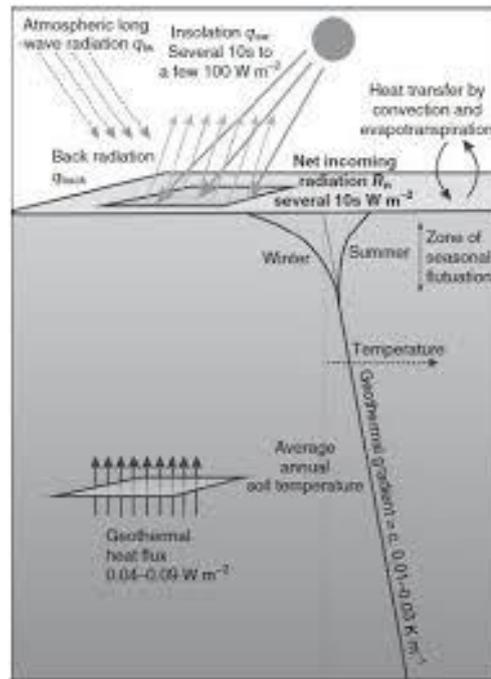


Figura 1 Bilancio termico terreno[6]

La capacità del suolo di accumulare calore dipende da due parametri fisici: la conduttività termica o conducibilità termica e il calore specifico. Per la legge di Fourier (Equazione 1):

$$Q = \lambda A \frac{d\theta}{dz}$$

Equazione 1

dove Q è il flusso di calore [W], A è l'area della sezione attraversata [m^2], θ è la temperatura [K], z rappresenta la profondità [m], λ è la conducibilità termica [$Wm^{-1}K^{-1}$].

Si instaura un flusso di calore quando vi è una differenza di temperatura tra due sorgenti, l'entità di tale flusso è regolato dalla conduttività termica che descrive l'attitudine dei materiali a trasferire il calore per conduzione. Il parametro λ descrive questa attitudine, che ovviamente è una caratteristica intrinseca dei materiali. Tale parametro per i terreni non è di semplice individuazione, e cambia in funzione della composizione mineralogica dei terreni. In genere, i terreni presentano una conduttività termica modesta, ovvero non disperdono velocemente il calore che hanno accumulato. Il calore specifico invece è definito come il calore necessario per far variare di un grado Kelvin la temperatura del corpo stesso; l'unità di misura è quindi joule su grado kelvin [JK^{-1}]. Tuttavia in termogeologia si preferisce riferirsi al calore specifico volumetrico definito come (Equazione 2)

$$c_v = \rho c$$

Equazione 2

dove c_v è il calore specifico volumetrico [$\text{Jm}^{-3}\text{K}^{-1}$], ρ la densità del sottosuolo [kgm^{-3}] e c il calore specifico [JK^{-1}]. Gli alti valori di c_v mostrano un'elevata capacità di accumulare calore da parte dei terreni.

Per meglio comprendere come il calore venga assorbito o emesso dal sottosuolo, bisogna descrivere i principali meccanismi di trasporto del calore. Si instaura un passaggio di calore tra due corpi, solo se tra di essi vi è un salto termico, ovvero una differenza di temperatura. Il passaggio di calore dipenderà dalle caratteristiche fisico-chimiche dei due corpi e si arresterà quando verrà raggiunto l'equilibrio termico. Il calore si trasferisce seguendo tre meccanismi diversi:

- conduzione;
- convezione;
- irraggiamento.

Nei terreni i tre meccanismi di trasporto di calore tuttavia non giocano un ruolo paritario. Il flusso di calore avviene principalmente per conduzione tra i vari minerali e fluidi interstiziali; mentre per convezione attraverso l'acqua di falda. Solo in alcuni casi, l'irraggiamento può giocare un ruolo importante, per tali ragioni non si analizzeranno i fenomeni legati all'irraggiamento.

1.1.1 Conduzione

Nel meccanismo di conduzione il calore si diffonde secondo un processo di agitazione molecolare, tale diffusione può interessare solidi, liquidi e gas. Lo stato di agitazione termica, atomica o molecolare, dipenderà dalla temperatura in quanto le molecole vibrano maggiormente alle temperature più alte. Questa vibrazione si diffonderà alle molecole vicine e così sia l'energia termica che la temperatura si diffonderanno nei vari materiali (Equazione 1).

Come abbiamo visto nel paragrafo 1.1, la conducibilità termica è il parametro che descrive la facilità con cui il calore si diffonde tra i corpi, ma i terreni sono una miscela trifasica (aria, acqua e grani solidi) e quindi la definizione di tale parametro è piuttosto complicata. In generale, i minerali che compongono le rocce dei terreni, presentano dei valori di conducibilità che oscillano tra $1\text{-}5 \text{ Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$; il minerale che meglio conduce il calore è il quarzo con $\lambda = 7 \text{ Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$, quindi i terreni con elevata presenza di quarzo avranno conducibilità maggiore. L'acqua e l'aria presente nei vuoti del sottosuolo, rendono la conducibilità globale dei suoli sia più bassa, in quanto non sono dei buoni conduttori di calore. Possiamo quindi dire che i terreni granitici scarsamente fessurati presentano una conducibilità maggiore, rispetto ai terreni altamente fessurati e con scarsa presenza di quarzo.

1.1.2 Advezione e dispersione termica

Il meccanismo di convezione avviene in presenza di un fluido, il quale entra in contatto con un corpo che presenta una temperatura maggiore di quella del fluido. L'acqua così riscaldata diventa

meno densa e sarà caratterizzata da moti di risalita, mentre l'acqua che si troverà a una temperatura inferiore subirà un moto verso il basso, creandosi così una cella convettiva. Tuttavia, per l'acqua presente in falda, si parlerà di convezione forzata o avvezione poiché il calore si sposta sotto l'effetto di forze gravitazionali, o per meglio dire, sotto un gradiente di carico [6]. Il calore sarà dunque trasportato lungo la direzione dell'acqua di falda con una velocità simile, ma non uguale. Sebbene a livello macroscopico si possa individuare una direzione di flusso a cui è legata una velocità, a livello microscopico l'eterogeneità dei mezzi porosi determina:

- distribuzione non uniforme delle velocità all'interno di un canalicolo di flusso [11];
- diversificazione delle velocità da poro a poro [11];
- componenti trasversali di velocità legate alla tortuosità dei percorsi [11].

La compresenza di tali fenomeni instaurerà un flusso dispersivo di calore, comportando così il progressivo allargamento dell'area interessata dal trasporto di calore. Tale fenomeno viene descritto mediante una variabile definita coefficiente di dispersione cinematica. Sulla dispersività termica esistono pochi studi in campo, tuttavia, si può affermare che: la dispersività termica presenta un valore simile alla dispersività dei soluti e dipende dalla scala del fenomeno analizzato; non è un fenomeno isotropo, ovvero sarà maggiore lungo la direzione di flusso e minore lungo le direzioni trasversali al flusso. Tale coefficiente può essere così espresso (Equazione 3, Equazione 4):

$$D_X = \frac{\lambda}{\rho c} + \alpha_L v_{th}$$

Equazione 3

$$D_y = D_z = \frac{\lambda}{\rho c} + \alpha_T v_{th}$$

Equazione 4

dove D_x , D_y e D_z sono i coefficienti di dispersione termica rispettivamente lungo l'asse di avanzamento del plume termico, e lungo gli assi trasversali [m^2s^{-1}], λ è la conducibilità termica [$Wm^{-1}K^{-1}$], ρ la densità del sottosuolo [kgm^{-3}] e c il calore specifico [JK^{-1}], v_{th} è la velocità di propagazione del calore [ms^{-1}], α_L e α_T sono parametri adimensionali e rappresentano la dispersività.

I parametri di dispersività vengono ricavati da correlazioni con la scala spaziale del problema.

Un esempio (Equazione 5 e Equazione 6):

$$\alpha_L = 0.1 L$$

Equazione 5

$$\alpha_T = 0.05 \div 0.2 \alpha_L$$

Equazione 6

dove L rappresenta l'estensione del fenomeno considerato [m] [11].

La velocità di propagazione del calore, v_{th} , non è la stessa della velocità con cui l'acqua di falda si muove nei mezzi porosi, in quanto il calore si comporta come un soluto soggetto ad adsorbimento e quindi a ritardo termico. Tale ritardo è dovuto ad un processo di equilibrio che si instaura tra la temperatura della matrice solida e la fase liquida, ciò può essere calcolato mediante un rapporto adimensionale, R_{th} , tra la capacità termica del mezzo poroso e la capacità termica dell'acqua (Equazione 7):

$$R_{th} = 1 + \frac{(1 - n_e)\rho_s c_s}{n_e \rho_w c_w}$$

Equazione 7

avendo indicato con n_e la porosità efficace, $\rho_s c_s$ la capacità termica della matrice solida [$Jm^{-3}K^{-1}$], e con $\rho_w c_w$ la capacità termica dell'acqua [$Jm^{-3}K^{-1}$].

Quindi la velocità di propagazione del calore sarà funzione della velocità effettiva dell'acqua di falda, v_e , e del parametro R_{th} secondo tale relazione (Equazione 8):

$$v_{th} = \frac{v_e}{R_{th}}$$

Equazione 8

1.2 Distribuzione della temperatura nel sottosuolo

I terreni, come precedentemente detto, presentano alti valori di capacità termica ma bassi valori di conducibilità termica. Ciò comporta che il calore ceduto dalle radiazioni solari, interessa solo il livello superficiale del suolo non riuscendo a raggiungere gli strati più profondi Figura 2.

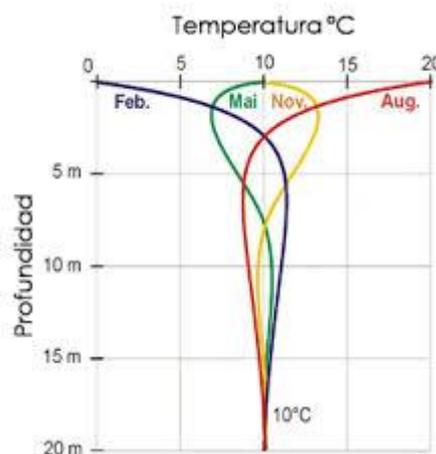


Figura 2 Rappresentazione comportamento delle temperature alle diverse profondità, in funzione di quattro diverse fasce temporali: Febbraio, Maggio, Agosto e Novembre [12].

Quindi, ad una profondità di 10 metri dal piano campagna, a prescindere dalla stagione in corso, la temperatura può ritenersi costante e pari circa a 10°C. Invece la temperatura degli strati superficiali del sottosuolo risentono dell'influenza climatica, subendo così delle variazioni in base alla stagione in corso. Per esempio, durante l'estate gli strati superficiali sono interessati da due fenomeni: l'intensificazione della radiazione solare e l'elevata temperatura dell'aria, ciò comporta che la temperatura di questi strati sia maggiore rispetto a quella degli strati più profondi. Discorso analogo durante il periodo invernale, nel quale anche la presenza della neve gioca un ruolo da isolante termico, portando il sottosuolo ad avere una temperatura più alta rispetto all'aria in superficie. Possiamo quindi descrivere l'andamento temperatura del sottosuolo con una legge sinusoidale, dove l'ampiezza delle oscillazioni di temperatura decade con andamento esponenziale negativo. Tale comportamento è descritto dalla seguente legge [13] (Equazione 9)

$$T(z, t) = T_m + A \exp\left(-z \sqrt{\frac{\pi}{\tau_0 \frac{\lambda}{\rho c}}}\right) \cos\left(\frac{2\pi t}{\tau_0} - z \sqrt{\frac{\pi}{\tau_0 \frac{\lambda}{\rho c}}}\right)$$

Equazione 9

dove T è la temperatura del sottosuolo in funzione della profondità e del tempo [°C], T_m è la temperatura media del suolo [°C], A rappresenta l'ampiezza della variazione di temperatura sulla superficie del sottosuolo, τ_0 la durata del ciclo considerato (p.e. 1 anno per cicli stagionali).

2 IMPIANTI GEOTERMICI A BASSA ENTALPIA

2.1 Pompe di calore geotermiche

Le GSHP (Ground Source Heat Pump) si dividono in due grandi categorie: il sistema closed loop (GCHP) Figura 3 (a) e il sistema open loop (GWHP) Figura 3 (b). Entrambe le categorie di impianti sono caratterizzate da due parti fondamentali:

- la pompa di calore,
- un sistema per la distribuzione del calore all'interno dell'edificio.

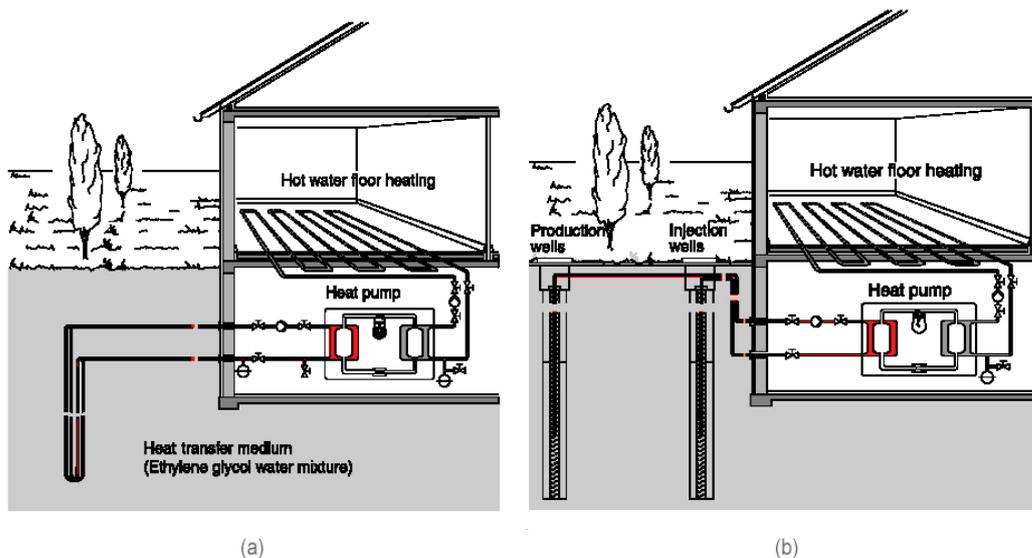


Figura 3 Esempio impianto closed loop (a) e impianto open loop (b)[14].

2.1.1 Pompa di calore

La pompa di calore è una macchina che trasferisce calore da un corpo a bassa temperatura, verso un corpo ad alta temperatura. È noto, dal 2° principio della termodinamica, che è impossibile realizzare una macchina termica il cui unico scopo è trasferire calore da una sorgente più fredda verso una più calda senza l'ausilio di un lavoro esterno. Tuttavia l'energia fornita dalle pdc (sottoforma di calore) è maggiore di quella richiesta per funzionare, per tale ragione il loro impiego risulta essere vantaggioso. Le pdc vengono classificate in base al principio di funzionamento:

- a compressione di vapore, dove viene sfruttata la capacità di un fluido di assorbire o rilasciare calore nei passaggi di fase liquido/vapore e vapore/liquido. L'innalzamento di temperatura avviene tramite compressione di vapore (Figura 4);

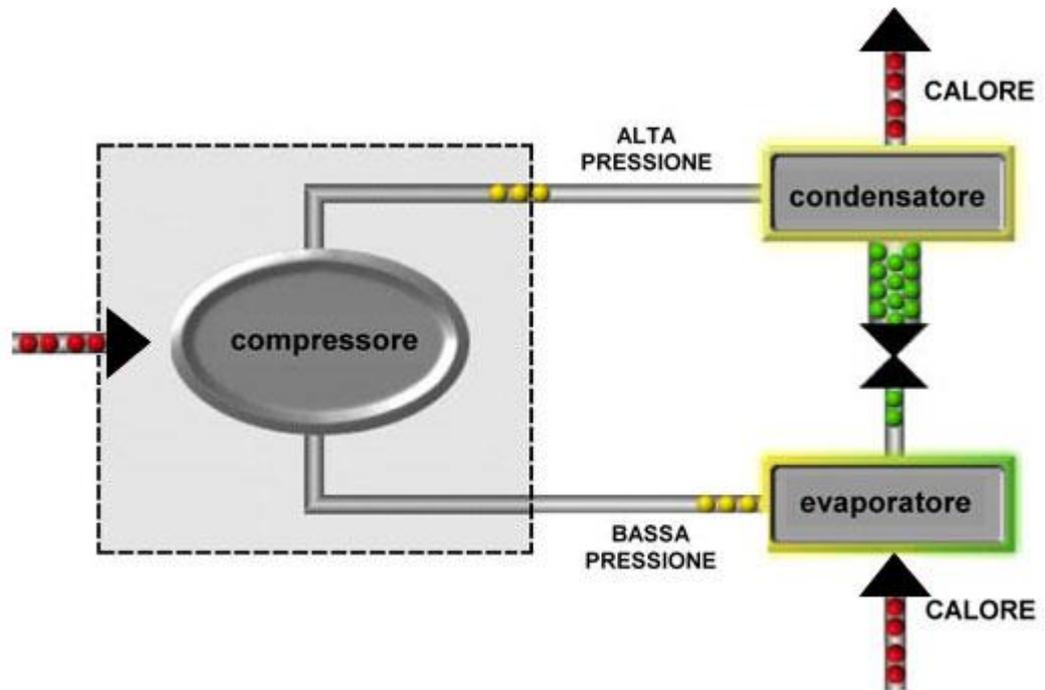


Figura 4 Schema funzionamento pompa di calore a compressione di vapore [15].

- ad assorbimento, dove il compressore è sostituito da una fonte di calore ad alta temperatura ed una miscela di fluidi binaria (Figura 5).

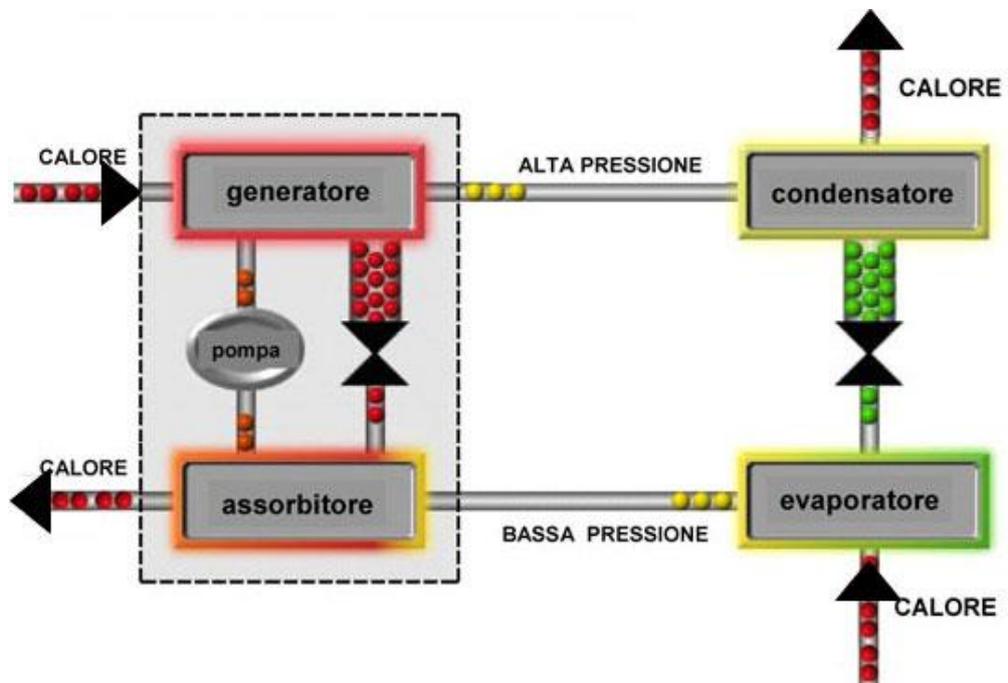


Figura 5 Schema funzionamento pompa di calore ad assorbimento di calore [15].

All'interno della pompa di calore circola un fluido frigorifero il quale presenta: un elevato calore latente, elevata densità del gas in aspirazione, temperatura critica e punto critico lontani dalle condizioni di utilizzo, stabilità chimica e risulta non essere né tossico né infiammabile.

Tale fluido subirà quattro trasformazioni che seguono il ciclo di Carnot inverso, quindi sarà caratterizzato da due trasformazioni isoterme (evaporazione e condensazione) e due trasformazioni isoentropiche (compressione ed espansione) (Figura 6).

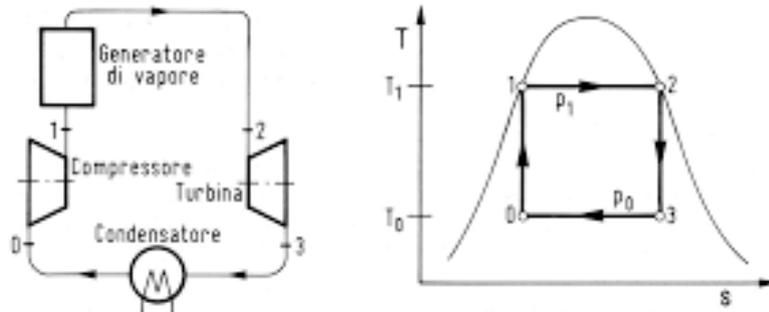


Figura 6 Schema ciclo di Carnot ideale, in funzione della temperatura T e entropia S [16].

Tuttavia, nella realtà tale ciclo è “ideale” poiché sia durante l’espansione che durante la compressione avremo un aumento di entropia; invece durante l’evaporazione conviene surriscaldare il vapore per evitare che del vapore parzialmente saturo possa danneggiare il compressore. In sequenza le trasformazioni sono:

- Evaporazione in due fasi, l’evaporazione isoterma e il surriscaldamento. Il fluido frigorifero evaporerà dopo aver assorbito calore dall’esterno;
- Compressione, la pressione del fluido che si trova allo stato gassoso viene fatta aumentare, è durante questa fase che il fluido assorbe calore;
- Condensazione in tre fasi, la prima di raffreddamento del vapore, la seconda di condensazione isoterma e la terza di sotto raffreddamento del liquido saturo. Durante questa fase il fluido nel passaggio di stato da gas a liquido cede calore all’esterno;
- Espansione, il liquido si trasforma in vapore durante la fase di espansione.

La pompa di calore deve quindi essere dotata di due scambiatori di calore, ossia il condensatore e l’evaporatore, da un compressore e dalla valvola di laminazione. Durante la fase di compressione verrà richiesta energia dall’esterno, ovvero il lavoro per comprimere il gas.

Come tutti i cicli termodinamici esiste un coefficiente di prestazione (COP), il quale misura l’efficienza di una pompa di calore per il riscaldamento, e il rapporto di efficienza energetica (EER), il quale misura le prestazioni per il raffreddamento. Il COP è definito dal rapporto tra il calore ceduto in fase di condensazione e il lavoro per comprimere il gas (Equazione 10); mentre l’EER tra il calore sottratto per la fase di evaporazione e il lavoro necessario per comprimere il gas (Equazione 10

).

$$COP = \frac{\text{Energia fornita}}{\text{Energia elettrica assorbita}} = \frac{Q_2}{L} = \frac{T_2}{T_2 - T_1}$$

Equazione 10

$$EER = \frac{\text{Energia fornita}}{\text{Energia elettrica assorbita}} = \frac{Q_1}{L} = \frac{T_1}{T_2 - T_1}$$

Equazione 11

Dove troviamo al denominatore la differenza di temperatura tra le due sorgenti T_2 e T_1 [K], Avendo indicato con T_2 la temperatura della sorgente calda e con T_1 la temperatura della sorgente fredda.

Nelle Equazione 10 e Equazione 11 i valori di COP e EER sono espressi come rapporto di due temperature, questa definizione tuttavia è solo ideale e vale per il ciclo di Carnot. Nella realtà i valori di COP e EER sono minori rispetto al caso ideale, ma presentano un andamento simile. Si può quindi definire il rendimento di Carnot come segue (Equazione 12):

$$\eta_{carnot} = \frac{COP_{reale}}{COP_{ideale}} = 0.4 \div 0.5$$

Equazione 12

2.1.2 Il sistema di distribuzione

I sistemi di distribuzione più diffusi sono quelli dove la diffusione di calore avviene con moti convettivi, ovvero i sistemi concentrati dove la trasmissione del calore avviene tramite ventilconvettori; oppure i sistemi dove la trasmissione di calore avviene per irraggiamento, come i pannelli radianti (Figura 7). Il sistema a pannelli radianti (in parete, soffitto o pavimento) consente un risparmio di energia in quanto lavorano a basse temperature (30°C - 40°C) e il riscaldamento avviene senza moti d'aria. Tuttavia sono sconsigliati per i climi secchi in quanto potrebbero creare problemi di umidità.



Figura 7 Ventilconvettore a sinistra, pannello radiante a pavimento sulla destra

2.2 Impianti geotermici a circuito chiuso

Gli impianti a circuito chiuso, conosciuti anche con il termine *closed loop*, sono caratterizzati dalla presenza di un fluido termovettore, il quale circola all'interno di un circuito per l'appunto chiuso. Le sonde geotermiche vengono realizzate mediante scavi o trivellazione, in funzione della configurazione del sistema adottato, in quanto esistono sonde verticali o orizzontali. Le profondità medie possono variare da pochi metri al di sotto del piano campagna, a diversi metri di profondità. La sonda geotermica è caratterizzata all'interno da una tubazione di mandata e una di ritorno, ove il fluido termovettore circola. Tale tubazione viene messa in comunicazione termica con il terreno mediante un grout geotermico, ossia un grout contenente generalmente: cemento Portland preconfezionato, acqua in proporzioni maggiori per la realizzazione dei normali calcestruzzi, sabbia quarzifera, bentonite ed additivi. Il grout deve consentire lo scambio di calore tra il terreno e le sonde, per questa ragione deve essere altamente conduttivo e poco poroso. Il grout geotermico assolve inoltre sia la funzione di protezione meccanica delle sonde (la pressione litostatica aumenta linearmente con la profondità), che la funzione di isolamento delle falde, nel caso in cui si possano verificare perdite del fluido termovettore. Il sistema *closed loop* presenta il vantaggio di essere una tecnologia molto versatile e presenta tempi medi di realizzazione inferiori al sistema *open loop*, in quanto non vengono realizzati pozzi per l'estrazione di acqua di falda. Malgrado ciò le prestazioni raggiungibili sono inferiori al sistema *open loop*, soprattutto nella configurazione a sonde orizzontali, la quale risente particolarmente delle variazioni stagionali di temperatura.

La configurazione più semplice da realizzare prevede l'installazione di sonde orizzontali, in quanto le sonde vengono posizionate ad una profondità variabile da 0.5 m a 2 m e ricoperte dallo stesso sottosuolo mosso. La peculiarità di questa configurazione è che le sonde vengono posizionate parallelamente al piano campagna, rendendo così necessaria un'ampiezza degli spazi maggiori (Figura 8); negli ultimi tempi proprio per ovviare a questo problema, sono stati realizzati dei modelli sia in serie che in parallelo. Generalmente le tubazioni vengono realizzate con diverse geometrie, le più comuni sono: a bobine, a serpentina, lineari e tipologie a basket geotermici.

Date le modeste profondità di scavo avremo un leggero smorzamento delle oscillazioni e delle temperature, quindi tale configurazione risente delle condizioni meteo esterne. Il dimensionamento di questo tipo di sonde è molto complicato, e tutti i sistemi di dimensionamento si basano su modelli tabellari.

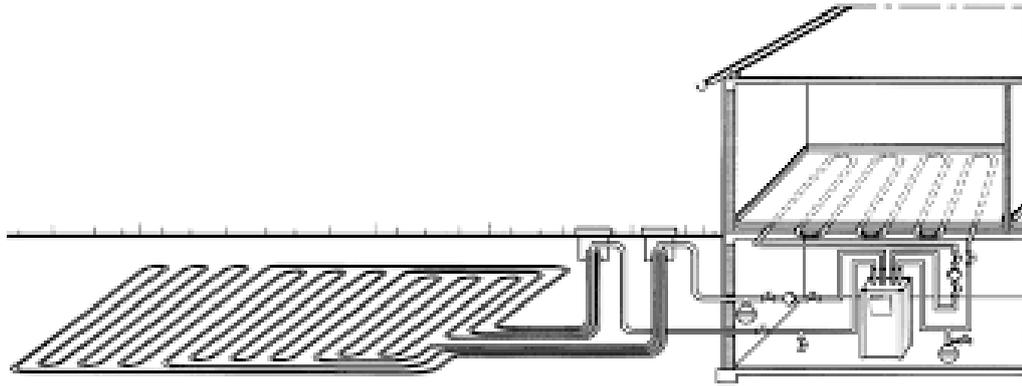


Figura 8 Schema closed loop a sonde orizzontali

Le configurazioni a sonde verticali invece presentano diversi vantaggi rispetto alla configurazione orizzontale, rendendola di fatto la tipologia più diffusa, in quanto l'area occupata è di gran lunga inferiore e le rese energetiche sono maggiori. Tale tipologia si sviluppa in verticale rispetto al piano campagna e le profondità raggiunte dipendono dal carico termico imposto in fase di progetto, solitamente variano da 10 m fino anche a diverse centinaia di metri. A queste profondità la temperatura media è costante ed è pari alla media stagionale dell'aria, ciò favorisce lo scambio termico e la fase di progettazione. La realizzazione prevede che il tubo in HDPE venga disposto all'interno dei fori, realizzati con le classiche tecniche di trivellazione. La sezione della sonda presenta diverse configurazioni le quali possono essere divise in tre categorie:

- Sezione ad U singola: avremo un tubo di mandata e uno di ritorno, presenta il vantaggio di essere facile da installare a discapito di una resistenza termica maggiore. Inoltre in caso di intasamento della sonda si rischia di compromettere il funzionamento della pompa di calore Figura 9 (a);
- Sezione a doppia U: avremo la presenza di due tubi ad U affiancati e tenuti distanti mediante distanziali. Essi sono caratterizzati da una minore resistenza termica e garantiscono il funzionamento anche in caso di rottura di una delle due U. Tuttavia, le difficoltà realizzative sono maggiori e si va in contro a fenomeni di cortocircuito termico, ovvero quando le sonde sono troppo vicine tra di loro e possono scambiarsi il calore a vicenda Figura 9 (b);
- Sezioni coassiali: i tubi di mandata e ritorno sono uno dentro l'altro, presentano il vantaggio di massimizzare la sezione di scambio e di realizzare fori più piccoli. Tuttavia, l'impossibilità di realizzare il grout geotermico mette in comunicazione la sonda con la falda con possibili rischi ambientali, e anche in questo caso il rischio di cortocircuito termico è elevato Figura 9 (c) e (d).

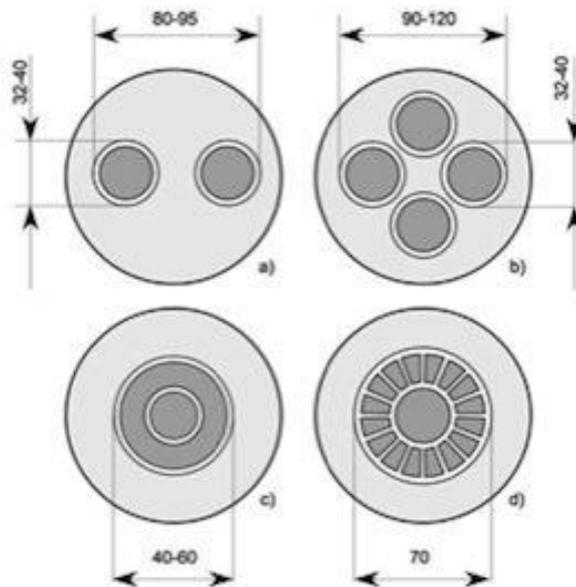


Figura 9 Sezione delle principali sonde geotermiche: a) a singola U, b) a doppia U, c) e d) a tubi coassiali. I valori sono espressi in mm [17]

Per il dimensionamento nel caso delle sonde verticali possono essere utilizzati, oltre ai metodi tabellari, anche i metodi semi analitici e i metodi numerici.

2.3 Impianti geotermici a circuito aperto

Con il termine sistema open loop, letteralmente circuito aperto, indichiamo la tipologia di funzionamento che prevede il prelievo dell'acqua di falda, la quale assolve il ruolo di fluido termovettore. Il circuito viene definito aperto poiché a differenza del sistema closed loop, dove il fluido termovettore circola all'interno di un percorso chiuso, in questa configurazione l'acqua viene reimpressa in falda, dopo essere passata nello scambiatore di calore. Per la realizzazione di questo sistema sarà quindi necessario realizzare almeno due pozzi: uno di prelievo e uno di scarico. Per prelevare l'acqua dalla falda possono essere progettate tre diverse tipologie di pozzo:

- pozzo perforato;
- verticale, radiante, inclinato;
- galleria drenante.

Nel caso in esame si prenderanno in riferimento solo i pozzi perforati. Esistono diverse tecniche di perforazione, in sintesi i metodi più diffusi sono:

- metodo a percussione: tale tecnica consiste nel far cadere, da una certa altezza, una sonda o scalpello, che per percussione scava il sottosuolo. Tale tecnica permette di realizzare fori di grosso diametro anche oltre un metro, è vantaggiosamente applicata in terreni di tipo alluvionale, con caratteristiche autoportanti e presenta il

vantaggio di non usare fluidi di perforazione. Tuttavia, presenta diversi aspetti negativi come: le modeste profondità raggiunte dell'ordine di 10-20 metri, fenomeni di deviazione della verticalità di scavo e problemi legati al propagarsi delle vibrazioni. Per questo motivo tale tecnica è utilizzata come tecnica esplorativa, nella ricerca della falda;

- metodo a roto percussione: tale metodo utilizza una perforatrice ad aria compressa o idraulica, dove la massa battente può trovarsi o a fondo foro, in questo caso si parlerà di martelli *down hole*, o trovarsi all'esterno del foro. La tecnica più utilizzata è quella a fondo foro, che permette di ottenere velocità più elevate. Il martello utilizzato presenta due fasi una di percussione ed una di ritorno, mentre la fase di spurgo del materiale frantumato, avviene di continuo. Tale metodo risente però al passaggio in zone dove è presente l'acqua, in quanto l'acqua ostacola la fase di spurgo del detrito. Si devono quindi utilizzare degli schiumogeni nel caso di piccole portate, o alternativamente lo scavo procederà con il tubaggio del foro;
- metodo a rotazione: tale metodo utilizza diversi utensili che provocano fenomeni di de-coesione dei terreni, senza la fase di percussione. Esistono diverse tecniche realizzative, in generale si distinguono tecniche di spurgo: a circolazione inversa e a circolazione diretta. Nella circolazione inversa il fluido scende nell'*annulus*, ovvero l'intercapedine tra batteria d'aste e foro, il detrito insieme al fluido di spurgo verrà allontanato, circolando all'interno della batteria d'aste. Nella tecnica diretta invece, i fluidi scendono all'interno della batteria d'aste e risalgono attraverso l'intercapedine del foro.

All'interno della perforazione viene installato il pozzo, le cui parti fondamentali sono:

- la tubazione che attraversa lo strato insaturo. I tubi generalmente sono realizzati in PVC, acciaio zincato o bitumato;
- i filtri rappresentano la parte produttiva del pozzo, attraverso i quali fluisce l'acqua;
- la pompa sommersa e il sistema di adduzione.

Particolare attenzione va rivolta alla distanza a cui vengono posti il pozzo di prelievo e il pozzo di reimmissione, in quanto si potrebbero verificare fenomeni di corto-circuitazione termica (e quindi anche idraulica). La corto-circuitazione idraulica e/o termica avviene quando: la portata reimpressa in falda ricade all'interno della zona di cattura del pozzo di presa. Questo fenomeno può provocare il progressivo peggioramento delle performance della pdc. In un doppietto di pozzi la corto-circuitazione termica e/o idraulica avviene se (Equazione 13):

$$X = \frac{2Q}{\pi b K i L} < 1$$

Equazione 13

dove X è il parametro di cortocircuito idraulico [-], Q rappresenta la portata [m^3s^{-1}], b lo spessore dell'acquifero [m], K la conducibilità idraulica [ms^{-1}], L la distanza tra i pozzi [m] e i il gradiente idraulico [-].

La distanza minima a cui porre pozzi si può calcolare usando la relazione inversa dell'Equazione 13.

Il vantaggio nell'usare l'acqua di falda consiste nell'utilizzo di un fluido naturale, il quale non comporta rischi chimici-ambientali, e che presenta un'elevata capacità termica. Inoltre la resa di tale impianto è generalmente superiore, rispetto ai sistemi a circuito chiuso. Tuttavia il processo di progettazione necessita di un'accurata analisi dei parametri idrodinamici e chimici della falda. Bisogna valutare gli abbassamenti della falda, dovuti al prelievo, evitando di prosciugare la falda idrica. Anche le caratteristiche chimiche delle acque devono essere valutate, in quanto l'acqua di falda, la quale circola all'interno dello scambiatore di calore primario, potrebbe causare fenomeni di intasamento per precipitazione dei sali (disciolti nell'acqua di falda), o fenomeni di corrosione. In generale si parlerà di:

- open loop diretto: se l'acqua prelevata arriverà direttamente alla pompa di calore. Tale configurazione si utilizza quando le caratteristiche idro-chimiche dell'acqua sono buone.
- open loop indiretto: viene utilizzato uno scambiatore di calore intermedio, tra i circuiti e la pompa di calore.

Inoltre il plume termico generato deve essere valutato e monitorato, bisogna evitare che l'anomalia termica provochi alterazioni geo-chimiche in falda, o che comprometta il normale funzionamento di impianti geotermici vicini.

Tale sistema può essere vantaggiosamente applicato laddove la presenza di un acquifero superficiale presenti buone caratteristiche di permeabilità, spessore sufficiente e caratteristiche chimiche adeguate, in modo da non compromettere il corretto funzionamento della pompa di calore.

Ad oggi l'acquifero superficiale non può essere sfruttato per fini idropotabili, a causa dei fenomeni di inquinamento, ciò nonostante con il sistema open loop si riesce a sfruttare l'enorme potenzialità di tale risorsa.

Eppure, gli elevati costi d'investimento necessari per la realizzazione di pozzi di emungimento, uniti ad una necessaria caratterizzazione idrologica fanno sì che la diffusione di impianti open loop sia limitata. Bisogna anche considerare l'impatto termico che tale sistema produce sulla falda, al fine

di impedire l'aumento di fenomeni chimici, o di fenomeni di accelerazione di propagazione degli inquinanti, valutando così la zona di propagazione del plume termico. Come se ciò non bastasse, la normativa italiana prevede che per la derivazione e per lo scarico in falda è necessario richiedere una concessione, il che aumenta i tempi realizzativi dell'opera.

2.4 Cenni su normativa e procedure autorizzative

A livello europeo non esiste una direttiva specifica per il prelievo e l'utilizzo dell'acqua di falda per fini termici. Le uniche direttive a cui possiamo fare riferimento: sono la 2002/91 CE, che riguarda il rendimento energetico nel settore dell'edilizia; e il documento "Una politica energetica per l'Europa" del 2007, dove viene posto l'obiettivo di un aumento nell'utilizzo di fonti rinnovabili. Tuttavia in Europa alcune nazioni, come ad esempio la Germania, hanno adottato una serie di norme specifiche per il campo della geotermia a bassa entalpia, che ormai rappresentano degli standard a livello comunitario per la progettazione di suddetti impianti.

La normativa italiana che regola il prelievo di acqua dal sottosuolo per usi termici, pur essendo piuttosto articolata, non entra mai nel merito specifico del caso analizzato, così da rendere in alcuni punti la poco chiara. In sintesi possiamo individuare tre "livelli" legislativi, rappresentati da: la legislazione Nazionale, la legislazione regionale e da una serie di norme tecniche.

Inoltre la normativa prevede una suddivisione in base alla potenza che potrebbe garantire la risorsa geotermica, individuando gli organi di competenza per la gestione della risorsa. Si suddividono in:

- Risorse geotermiche ad alta entalpia che possono garantire oltre 20 MW di potenza, a questa categoria fanno parte anche le risorse marine. Tale risorse sono di interesse nazionale.
- Risorse geotermiche a media e bassa entalpia con potenze sviluppate inferiori di 20 MW sono di interesse locale.
- Risorse geotermiche a bassa entalpia di potenza inferiore di 2 MW riferite ad una temperatura del fluido di 15 °C, realizzati mediante pozzi ed utilizzate anche per la produzione di energia elettrica e le sonde geotermiche caratterizzate dal fatto che non vi è un prelievo di fluido geotermico, sono considerate installazioni locali, per le quali l'organo competente sono le regioni o gli enti delegati.

Una precisazione si trova all'interno del medesimo decreto legislativo, nell' articolo 10 indicando che:

- le piccole installazioni locali, realizzate con pozzi, vengono concesse dalla regione, utilizzando le stesse modalità operative ottenute per le concessioni idriche di derivazione acque sotterranee e di scarico in acque sotterranee;
- le piccole installazioni locali, realizzate con sonde, sono regolate dalla regione competente, utilizzando delle procedure semplificate. Quindi ogni regione presenta un quadro di riferimento.

Risulta evidente come, il processo autorizzativo per la realizzazione di impianti geotermici a bassa entalpia ricada agli organi regionali o enti autorizzati, i quali regolano tale disciplina con una serie di regolamenti che possono anche differire da regione a regione. Inoltre la geotermia a bassa entalpia presenta dei regolamenti differenti, nel caso si faccia riferimento a impianti di tipo a circuito chiuso, o impianti a circuito aperto.

Le norme tecniche invece hanno lo scopo di individuare:

- i requisiti per il dimensionamento e progettazione (UNI11466);
- i requisiti per l'installazione (UNI 11467);
- requisiti ambientali (UNI 11468).

Soffermandoci sui requisiti ambientali, particolare attenzione a livello normativo va attribuito a:

- l'assoluto divieto nella costruzione di opere che mettano in comunicazione la falda freatica con la falda profonda, inoltre lo sfruttamento della falda profonda, può essere effettuato solo per usi idropotabili.
- Indicazione dell'isoterma di variazione di temperatura 1°C
- Valutazione della deriva termica nel tempo.

Risulta quindi necessario uno specifico studio del problema, non solo dal punto di vista della corretta definizione dei limiti dell'acquifero libero, il qual ospita l'impianto termico, ma anche lo studio della propagazione del plume termico, con particolari strumenti che permettano di simulare la variazione nel tempo. Ciò è necessario in quanto la presenza di un plume termico potrebbe innescare due problemi principali: mal funzionamenti di impianti che operano in condizioni di progetto differenti, variazioni delle caratteristiche chimiche dell'acqua di falda che potrebbero comportare delle anomalie nei fenomeni di trasporto e assorbimento degli inquinanti presenti in falda.

3 AREA DI STUDIO

3.1 Inquadramento del caso di studio

L'oggetto di questa tesi è lo studio di fattibilità di una soluzione tecnica con pompa di calore geotermica, in un condominio realizzato nei primi anni 80 a Cuneo. Prima di passare agli aspetti progettuali, viene presentato il territorio comunale sotto gli aspetti che maggiormente andranno ad influenzare la fase di progettazione.

3.1.1 L'edificio oggetto dell'intervento

Il condominio per il quale viene eseguito lo studio di fattibilità di un impianto geotermico a bassa entalpia, è situato all'interno del centro abitato di Cuneo, le coordinate geografiche sono: 44°22'07 E 7°32'04 N [18]; la quota altimetrica, dove è ubicato l'edificio, è compresa tra 575 mslm e 555 mslm (Figura 10). Il condominio è composto da due differenti edifici che coprono un'area di circa 1960 m², all'interno dei due edifici vivono 70 famiglie. Il sistema attualmente in uso per il riscaldamento invernale, consiste in una caldaia a metano della Viessman da 234 kW.

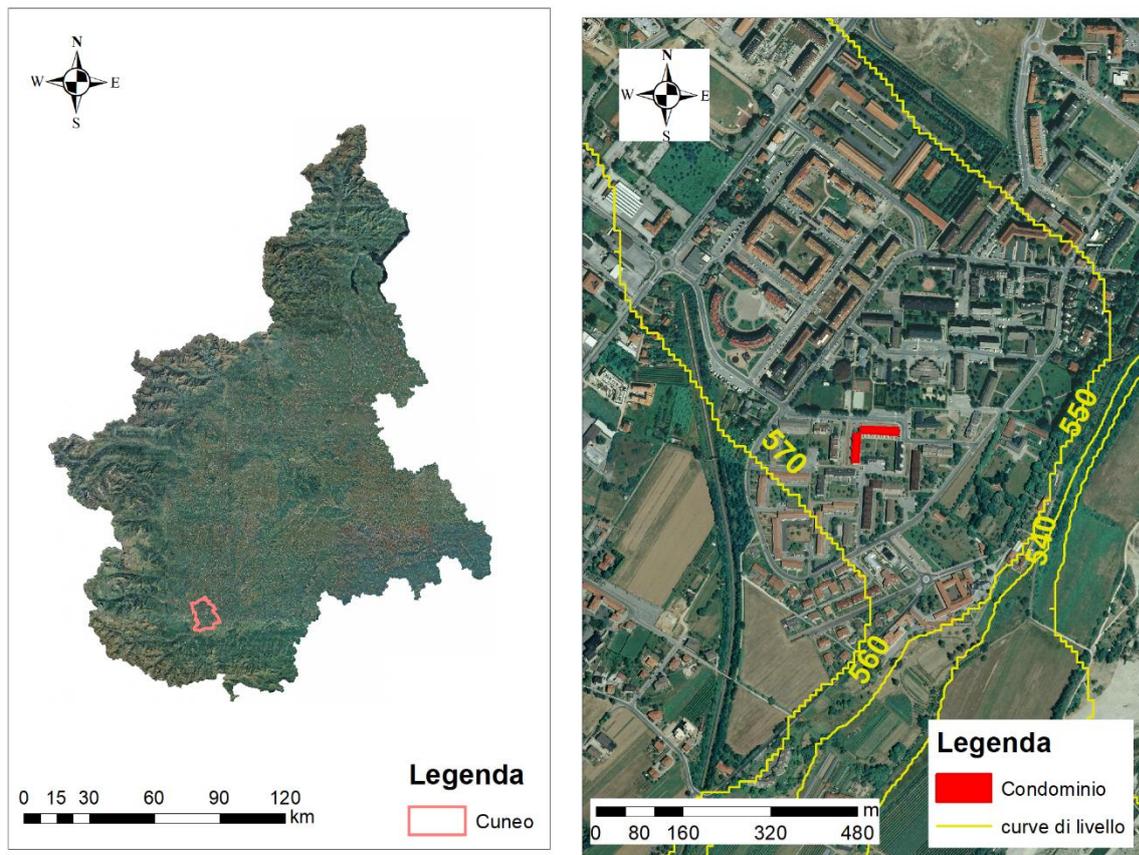


Figura 10: Inquadramento territoriale del caso di studio.

3.1.2 *Inquadramento geologico e idrogeologico*

Le caratteristiche geologiche, risultano essere influenzate dalla presenza dei corpi idrici principali presenti nella zona. Esistono diversi studi geologici, che cercano di classificare l'area di studio in esame, tuttavia si fa riferimento alla caratterizzazione litologica operata da Corina (1994) e Machiorlatti (1994), le quali si sono basate su sondaggi geofisici, osservazioni dirette del sottosuolo e stratigrafie esistenti [19]. Le principali unità litologiche sono quindi:

- il complesso alluvionale attuale a cui fanno parte le ghiaie attuali. Tale unità è caratterizzata da depositi alluvionali grossolani ghiaiosi, sabbiosi, ciottolosi e privi di cementificazione. Le ghiaie presentano diverse grandezze con blocchi di dimensioni pari a 0.5 metri. Lo spessore di questa unità varia tra i 0.5 e 5 m;
- il complesso alluvionale terrazzato dove troviamo ghiaie fresche separate in due unità, data la presenza di due terrazzi poste a quote diverse. Tale complesso è caratterizzato da depositi ghiaiosi con matrice sabbiosa. Questo orizzonte dal punto di vista litologico, risulta difficilmente distinguibile dal complesso precedente e la distinzione viene operata per la diversa posizione stratigrafica. Lo spessore tipico di tale orizzonte varia da 2 a 7 metri;
- complesso alluvionale principale caratterizzato da conglomerati e ghiaie poco alterate. Troviamo la presenza di depositi alluvionali grossolani, ghiaiosi, sabbiosi-ciottolosi con presenza di coltri fini caratterizzati da limi argillosi e argille limose. Lo spessore tipico si aggira tra i 10 e i 100 metri.

Il territorio di Cuneo ricade nella serie idrologica Quaternaria [20], la quale è caratterizzata da numerosi acquiferi liberi e si estende su tutta la Pianura Cuneese. Appartengono a questa serie quattro differenti complessi principali (Figura 11):

- complesso alluvionale attuale è presente in corrispondenza del fiume Tanaro e dei suoi affluenti. Tale complesso è riferito a depositi alluvionali recenti, risulta essere costituito da depositi alluvionali grossolani con matrice sabbiosa, con presenza di orizzonti sabbiosi e limosi, nelle zone del fondovalle del Tanaro. Gli spessori di questo complesso sono modesti, e gli acquiferi che ospitano presentano un'elevata permeabilità; tuttavia risultano essere altamente vulnerabili all'inquinamento. Nel comune di Cuneo sono presenti affioramenti di tale complesso, che presentano spessori di 1-2 m, costituiti prevalentemente da depositi ghiaioso-sabbiosi;
- complesso alluvionale terrazzato è situato in prossimità dei corsi idrici Stura e Gesso (all'interno del territorio comunale). Anche questo complesso presenta spessori modesti, come nel caso precedente, risulta essere composto da ghiaie e sabbie. Gli acquiferi, presenti

in tale complesso, risultano essere molto piccoli e limitati e vengono alimentati dalle precipitazioni. La vulnerabilità all'inquinamento, anche in questo caso, è elevata;

- complesso alluvionale principale costituisce gran parte della pianura Cuneese, estendendosi dai rilievi alpini a sud ovest, fino alla zona collinare delle langhe ad est, caratterizzando difatti anche gran parte del territorio comunale di Cuneo, nonché della zona di studio. È formato sia da sedimenti di origine fluvio-glaciale, depositatesi durante le glaciazioni Riss e Wurm, che da sedimenti recenti provenienti da corsi idrici principali. Quindi, tale complesso è caratterizzato da ghiaie grossolane, presentando nei sedimenti di epoca glaciale matrice siltosa in notevole quantità, con intervalli di strati prevalentemente sabbiosi. Tale complesso presenta degli spessori variabili, i valori maggiori si registrano lungo l'arco pedemontano con valori pari 80-90 metri[20], passando a valori più modesti di 4-5 metri in prossimità della Langhe[20]. Il complesso presenta una permeabilità elevata, fatta eccezione nelle aree in cui i sedimenti presentano una notevole cementificazione (Borgo San Dalmazio, Dronero e Brusca); gli acquiferi ospitati sono in generi liberi alimentati sia dalle precipitazioni che dai corsi d'acqua;
- complesso alluvionale antico è situato in prossimità degli altipiani alpini (Mondovì, Villanova, Pianfei, Peveragno e Beinette) e gli altipiani di Marene, Fossano, Trinità e Magliano[19]. È caratterizzato principalmente da depositi limoso ghiaioso alterati e argillificati[19], con spessori massimi di 10 metri. Gli acquiferi ospitati, presentano un'estensione limitata, alimentati principalmente da precipitazioni. Anche gli spessori sono modesti, risultando nel complesso scarsamente produttivo. L'area di studio, non risente della presenza di questo complesso.

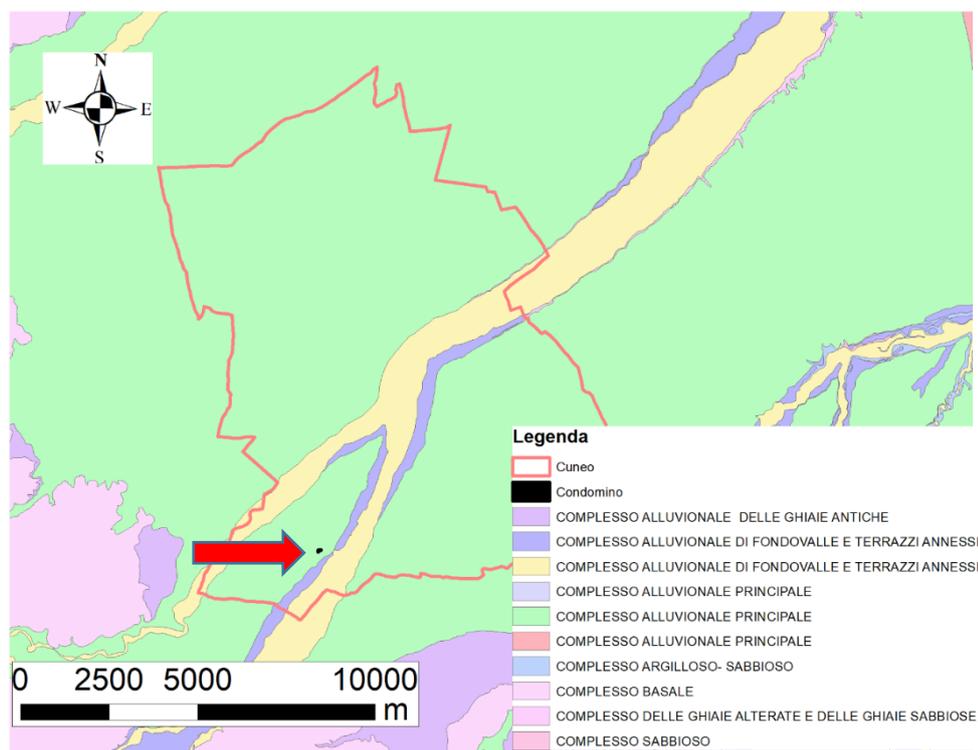


Figura 11 Inquadramento idrogeologico dell'area di Cuneo, con individuato (puntino nero) il sito di installazione [20].

Osservando la mappa in Figura 12, possiamo notare come nella zona in esame la soggiacenza, dell'acquifero libero sia ubicata tra i 30 e i 40 metri di profondità, tuttavia l'acquifero presenta delle variazioni stagionali importanti, tra i 5-6 metri (Figura 13), sarà quindi opportuno in fase di progetto tenere in considerazione tali escursioni, posizionando il tratto filtrante del pozzo ad una profondità tale da garantire il corretto funzionamento. Nel caso in esame tale profondità sarà di 520 m.s.l.m.

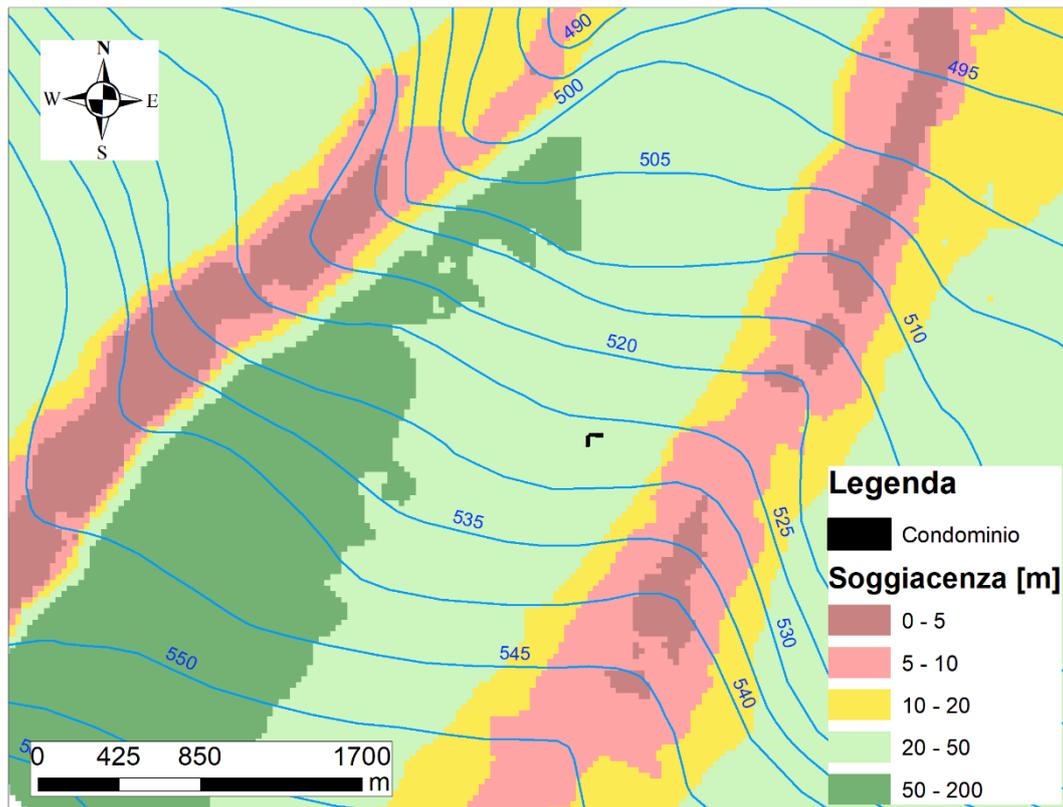


Figura 12 Inquadramento soggiacenza area espressa in metri dal piano campagna [20]

Dalla analisi piezometrica risulta un gradiente idraulico piuttosto elevato, dell'ordine dello 0.6 %; l'assetto delle piezometriche mostra una direzione di deflusso Nord-Nord Est, influenzando così la posizione finale dei pozzi, in quanto per aumentare le prestazioni del nostro sistema sarà opportuno posizionarli lungo la direzione di deflusso. Osservando l'assetto dello isopieze in prossimità del torrente Gesso, si nota un assetto divergente, ciò implica che la falda viene alimentata dal torrente; in prossimità della stura si nota, invece, un assetto convergente delle isopieze, in questo caso sarà la falda ad alimentare lo Stura. Lo spessore dell'acquifero, che interessa l'area di studio è di circa 50 metri.

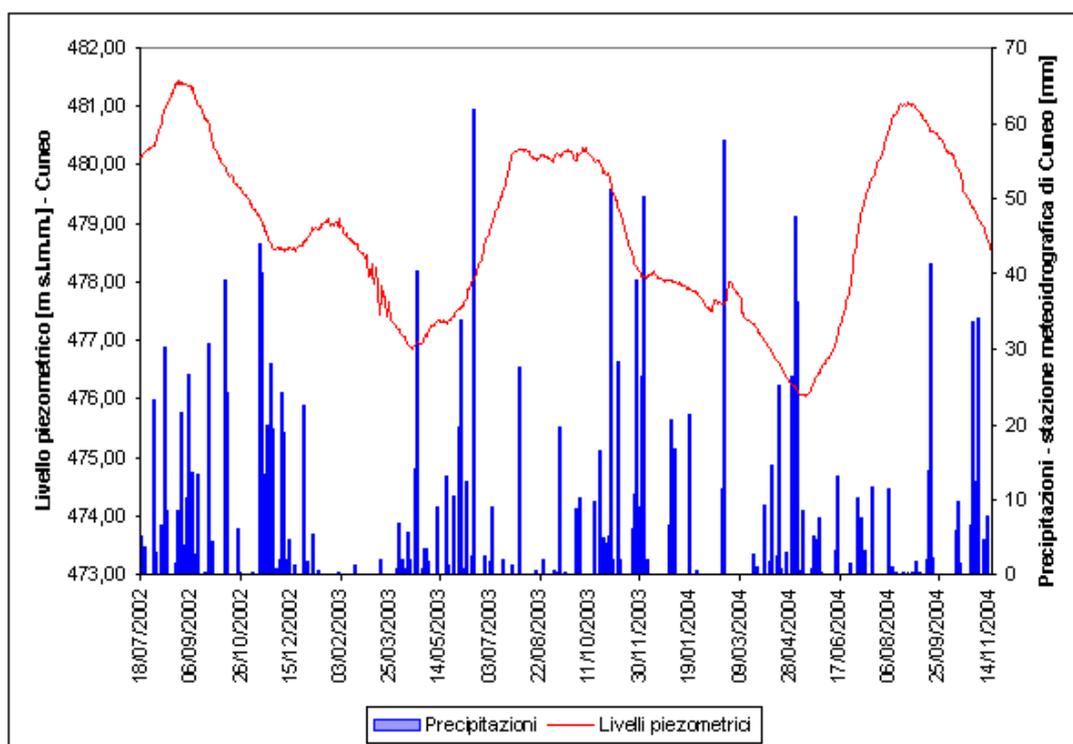


Figura 13 Escursione livelli piezometrici nel Comune di Cuneo [20]

I parametri idrodinamici dell’acquifero in esame sono i seguenti (Tabella 1)[20]:

Tabella 1 Parametri idrodinamici dell’acquifero superficiale a Cuneo.

$K(m s^{-1})$	$T(m^2 s^{-1})$	$Q_s (m^2 s^{-1})$
$2.47 \cdot 10^{-3} \div 5.25 \cdot 10^{-4}$	$1.47 \cdot 10^{-1} \div 88 \cdot 10^{-3}$	$2.83 \cdot 10^{-2} \div 6.67 \cdot 10^{-2}$

3.1.3 Aspetti climatici

La città di Cuneo ricade in una zona temperata-fredda, dove le escursioni termiche sono modeste. Le temperature durante i mesi invernali scendono al di sotto dello zero per un numero variabile di giorni, ma raramente si registrano valori al di sotto dei $-10^{\circ}C$. Durante i mesi estivi si possono registrare temperature comprese tra $30-35^{\circ}C$, ma per durate brevi nel mese di luglio, con qualche eccezione durante agosto e settembre. Il mese più freddo è gennaio, con valori minimi medi pari a $1^{\circ}C$ e temperatura minima registra di $-16^{\circ}C$, mentre il mese più caldo è luglio con temperature che sfiorano i $35^{\circ}C$. Le precipitazioni presentano un carattere equinoziale: il valore medio annuo è di circa 1000 mm, con una frequenza pari a 90 giorni piovosi[19]. Le precipitazioni nevose si manifestano in un numero di giorni variabili, con un numero di giorni presente al suolo pari a 48, mentre i giorni di gelo sono approssimativamente pari a 68 [19].

La normativa italiana [21], prevede una suddivisione dei comuni presenti nel territorio, in sei diverse zone climatiche. Per ogni zona climatica viene definito un periodo di riscaldamento convenzionale e le ore giornaliere di riscaldamento. Inoltre la normativa fissa convenzionalmente

la temperatura interna degli edifici ad un valore pari a 20 °C. L'individuazione delle sei fasce climatiche avviene tramite il calcolo dei gradi giorni (GG), ovvero un parametro empirico così definito (Equazione 14):

$$GG = \sum_{e=1}^n T_{rif} - T_m$$

Equazione 14

dove si indica: con T_{rif} una temperatura convenzionale [°C] fissata da ogni singolo Paese, con T_m la temperatura media esterna, considerandola solo quando $T_m < 12$ °C. Le fasce climatiche, contraddistinte dalla lettera maiuscolo dell'alfabeto, sono così distinte (Tab. 2):

Tabella 2 Fasce climatiche individuate in funzione dei GG, con relativo periodo di riscaldamento [22]

Fascia	GG	Periodo riscaldamento	Ore giornaliere
A	0 ÷ 600	dal 1/12 al 15/3	6
B	601 ÷ 900	dal 1/12 al 31/3	8
C	901 ÷ 1400	dal 15/11 al 31/3	10
D	1401 ÷ 2100	dal 1/11 al 15/4	12
E	2101 ÷ 3000	dal 15/10 al 15/4	14
F	>3000	nessuna limitazione	nessuna limitazione

Generalmente la città di Cuneo presenta un numero di GG > 3000 (Figura 14), e quindi ricade all'interno della fascia climatica F, dove non vi è alcuna limitazione per il periodo di riscaldamento.

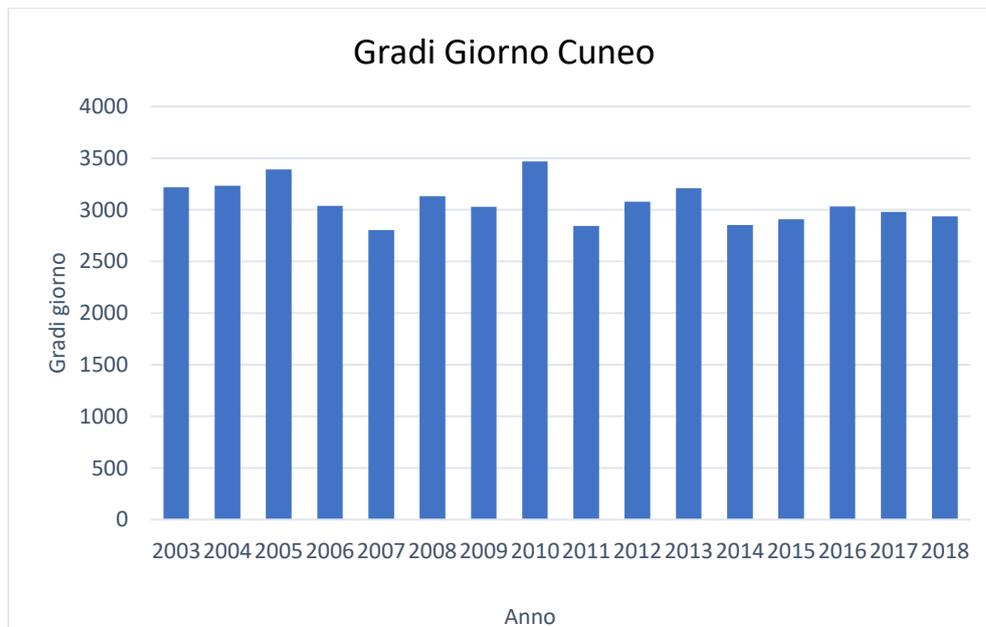


Figura 14 Valore dei gradi giorno, relativi ai dati misurazione provenienti dalla stazione meteo di Cascina vecchia [23]

4 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

Nel presente capitolo verranno analizzate le principali fasi progettuali per il dimensionamento di un impianto open loop e un impianto closed loop. Il presente capitolo presenta una prima parte dove si tratterà il dimensionamento dell'impianto termico in modo che possa soddisfare il fabbisogno termico dell'edificio. Per fare ciò occorre definire il carico termico del condominio; tuttavia non si conoscevano i carichi termici a priori, ciò ha reso necessario una stima di essi. Il metodo che si è utilizzato per effettuare la stima è definito "firma energetica", ovvero una rappresentazione dei consumi di calore in funzione di un parametro esterno, generalmente la temperatura media dell'aria esterna. Mettendo in correlazione l'unico dato che era noto, ovvero il consumo di calore globale, relativo al periodo di riscaldamento 2016-2017, con i gradi giorni relativi al medesimo periodo, si è ottenuto una stima dei consumi giornalieri mediante la seguente relazione (Equazione 15):

$$Q_g = \frac{Q_{tot} * T_g}{GG}$$

Equazione 15

dove con Q_g indichiamo i consumi giornalieri [kWh], Q_{tot} il consumo globale per il riscaldamento [kWh], T_g la temperatura media del giorno considerato [°C], GG i gradi giorni [°C]

Noti dunque i consumi giornalieri si è stimata la potenza media dell'impianto, valutando quindi la caldaia da scegliere. La successiva fase è basata sul dimensionamento del sistema di pompaggio per quanto riguarda l'impianto open loop, e sulla definizione del numero e profondità delle sonde da realizzare per l'impianto closed loop.

Il dimensionamento del sistema di pompaggio, si eseguito un metodo analogo per la progettazione degli impianti di pompaggio per fini idropotabili. La differenza sostanziale sta nella definizione della portata di progetto. L'acqua prelevata dalla falda è il vettore termico del sistema, si deve quindi prevedere la corretta portata da immettere nel sistema di scambio termico in modo da poter recuperare l'energia termica trasportata. L'energia termica estratta da uno scambiatore di calore, dipenderà quindi dalla portata estratta secondo tale relazione (Equazione 16):

$$P = Q \rho_w c_w \Delta T$$

Equazione 16

dove P è la potenza estratta [kW], Q la portata estratta [$m^3 s^{-1}$], $\rho_w c_w$ la capacità termica dell'acqua [$M m^{-3} K^{-1}$], ΔT il salto termico [K].

Nota dunque la portata si definisce il numero dei doppietti pozzi da realizzare, per poter garantire le portate di progetto e si completa il dimensionamento del sistema di pompaggio valutando le perdite di carico che la pompa deve vincere per garantire il corretto afflusso d'acqua.

Le sonde dell'impianto closed loop sono state dimensionate secondo il metodo proposto da ASHRAE, un metodo cautelativo che definisce la lunghezza delle sonde da eseguire secondo la seguente relazione (Equazione 17):

$$L_h = \frac{\dot{Q}_a \cdot R_{ga} + \dot{Q}_{g,hD} [R_b + (PLF_{m,hD} \cdot R_{gm}) + (R_{gd} \cdot F_{sc})]}{\theta_g - \left(\frac{\theta_{wi} + \theta_{wo}}{2}\right) - \theta_p}$$

Equazione 17

dove con \dot{Q}_a si indica la potenza media annuale [W], R_{ga} rappresenta la resistenza termica del terreno riferita all'impulso di durata annuale [mKW⁻¹], $\dot{Q}_{g,hD}$ la potenza termica di progetto [W], R_b la resistenza termica della sonda [mKW⁻¹], $PLF_{m,hD}$ rappresenta il fattore di carico del mese più gravoso [-], R_{gm} la resistenza termica del terreno riferita all'impulso di durata mensile [mKW⁻¹], R_{gd} la resistenza termica del terreno riferita all'impulso di durata giornaliera [mKW⁻¹], F_{sc} il fattore di corto-circuito termico della sonda [-], θ_g la temperatura indisturbata del terreno [°C], θ_{wi} temperatura di mandata del fluido [°C], θ_{wo} temperatura di ritorno del fluido [°C], θ_p temperatura di penalizzazione [°C].

Dopo aver dimensionamento i due impianti si valuta la possibilità di coprire la domanda energetica di elettricità con un impianto fotovoltaico. Il dimensionamento del sistema fotovoltaico è stato affrontato in maniera sintetica utilizzando un software online, quale pvGis.

La parte finale riguarda le valutazioni sui benefici prodotti da un impianto geotermico a bassa entalpia, sia in termini economici che in termini ambientali. L'analisi economica è stata condotta attraverso lo studio del VAN e del TIR.

Il VAN o valore attuale netto, è un metodo che valuta se un investimento risulta essere conveniente, valutando i costi ed i benefici economici ottenuti. Viene definito dalla seguente relazione (Equazione 18):

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{C_k}{(1 + c)^k}$$

Equazione 18

dove k è la scadenza temporale, C_k rappresenta il flusso finanziario al periodo k, c il costo del capitale ponderato. Se il VAN nel periodo considerato risulta essere maggiore di zero,

L'investimento è economicamente vantaggioso, altrimenti i flussi generati non riescono a ripagare l'investimento generato.

Il TIR (tasso interno di rendimento) valuta il rendimento di un investimento, e matematicamente è definito come il tasso di attualizzazione che rende nullo il VAN. Se tale tasso risulta essere maggiore del tasso preso in riferimento per l'investimento in esame, allora risulterà vantaggioso.

L'analisi ambientale invece si è concentrata sulla valutazione delle emissioni dei gas climalternati e dei principali inquinanti dell'aria, prodotte dall'attuale sistema termico in uso nel condominio e le emissioni prodotte dal nuovo sistema progettato.

4.1 Impianto termico

4.1.1 Carico termico

L'edificio, per il riscaldamento invernale, utilizza una caldaia a condensazione alimentata dal gas metano, quindi l'unico dato noto a disposizione era il consumo in metri cubi di metano pari a 39856 m³, relativo al periodo di utilizzo 2016-2017. I metri cubi di gas sono equivalenti a 380 MWh, tale valore viene preso come riferimento del consumo termico complessivo del condominio. Nota dunque la richiesta complessiva di calore, bisogna stimare giorno per giorno la domanda termica; per fare ciò si è partito dalle temperature medie dell'aria.

Per il dimensionamento della pompa di calore si sono utilizzati i dati climatici del periodo di riscaldamento 2016-2017. In tale anno si è registrato un inverno non particolarmente rigido. La temperatura più bassa si è registrata durante il mese di gennaio 2017, per due giorni consecutivi con valore minimo pari a -8.2 °C; registrando una temperatura media durante il periodo invernale pari a 5.2 °C. I dati termici sono stati raccolti nella stazione meteo di cascina vecchia (Figura 15).

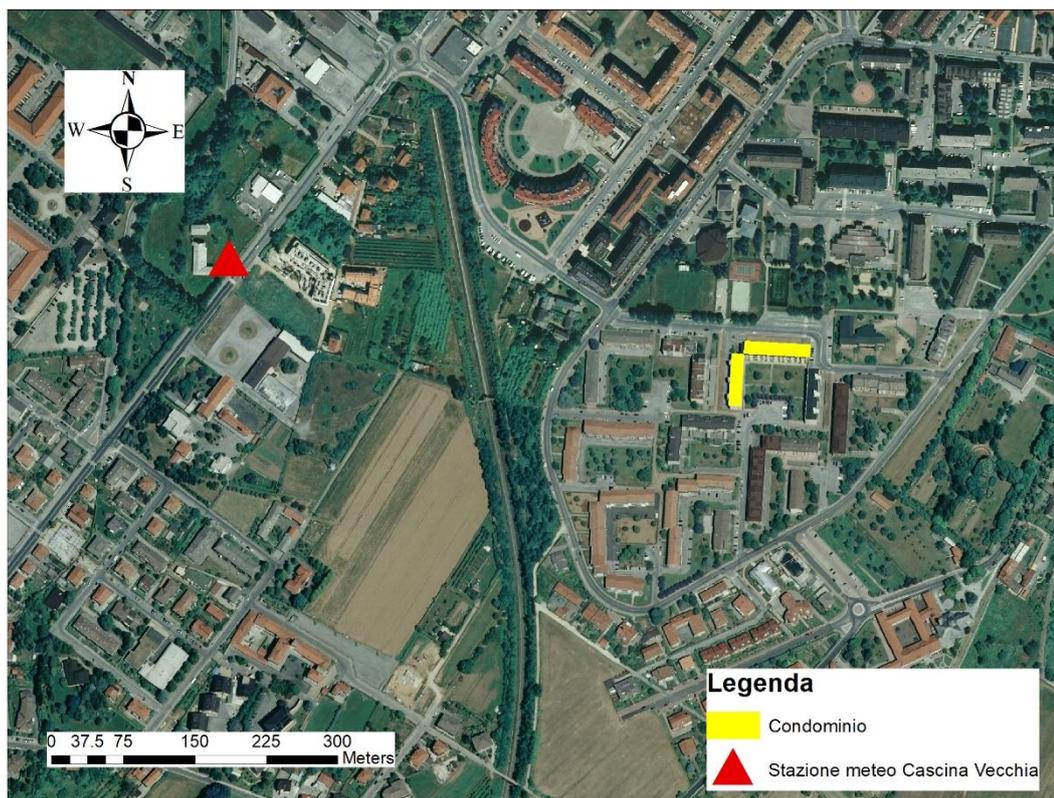


Figura 15: Localizzazione della stazione meteorologica “Cascina Vecchia” rispetto al caso di studio.

Si riportano in Figura 16 i dati climatici utilizzati:

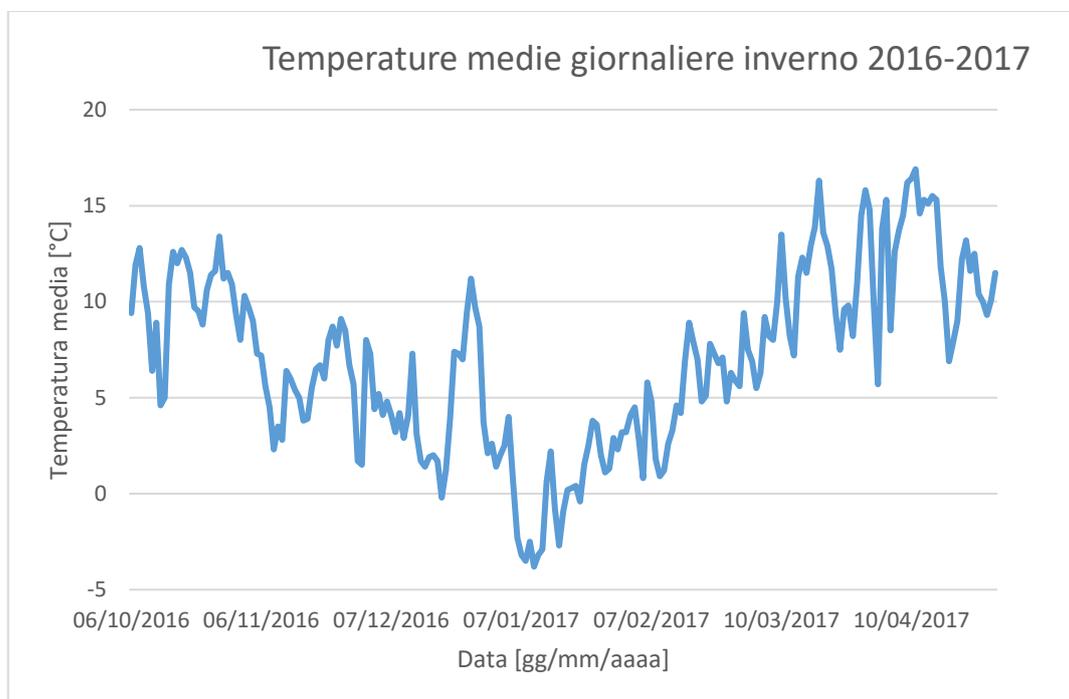


Figura 16 Valori medi giornalieri, registrati nella stazione di cascina vecchia [23]

Per la stagione invernale in esame sono stati così calcolati i gradi giorno tramite l'Equazione 14, sottraendo alla T_{rif} (20°C), le temperatura superiori ad 12°C ; i valori così ricavati sono stati sommati

ottenendo così un valore pari a 2518 GG. Utilizzando l'Equazione 15 si può quindi stimare il consumo giornaliero.

I consumi giornalieri, sono serviti a loro volta per definire la potenza media giornaliera, dato fondamentale per capire la potenza necessaria della pompa di calore; si è così calcolata la potenza media dividendo il consumo giornaliero per 24 ore di utilizzo; i risultati così ottenuti sono mostrati in Figura 17. Il valore massimo di potenza stimato è pari a 154 kW circa; attualmente il condominio utilizza una caldaia da 234 kW. Tale caldaia risulta essere sovradimensionata, d'altra parte l'inverno che noi stiamo considerato è stato piuttosto "caldo", tenendo presente i due dati si è scelto di prendere in considerazione una pdc da 184 kW.

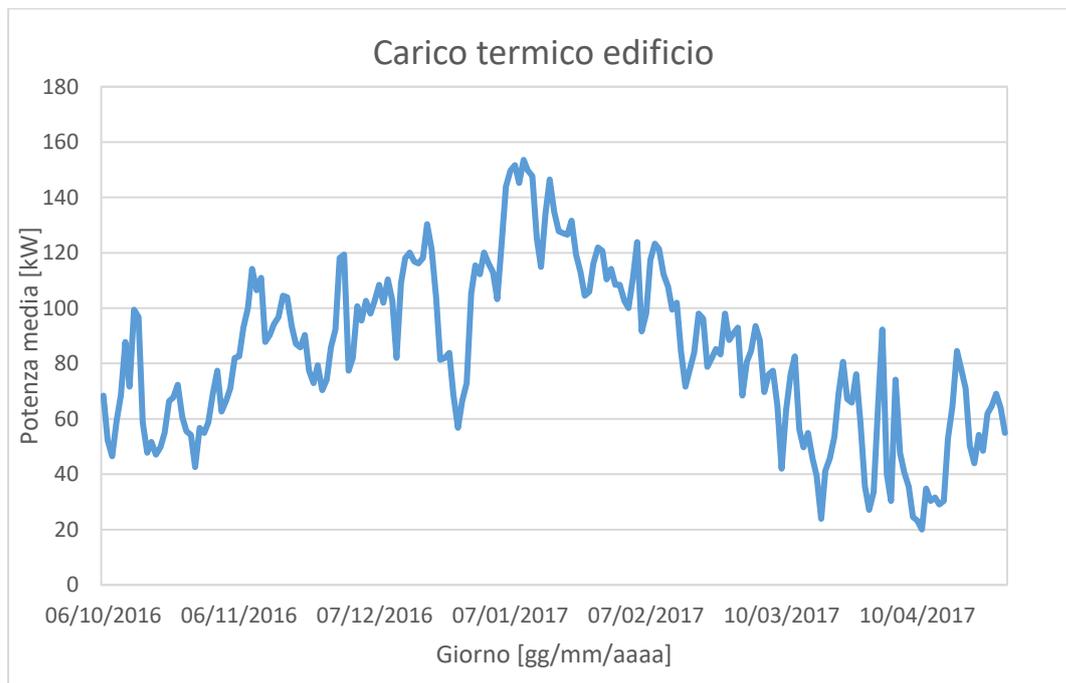


Figura 17 Potenza media giornaliera calcolata nel period invernale di riferimento

4.1.2 Scelta pompa di calore

La stessa pompa di calore può essere impiegata sia per il sistema open loop che per il sistema closed loop, tuttavia per la configurazione impiantistica a circuito aperto, bisogna considerare le caratteristiche idro-chimiche delle acque di falda, in quanto potrebbero verificarsi problemi di intasamento dello scambiatore di calore primario. Quindi, un parametro importante da tenere in considerazione è la durezza dell'acqua (espressa con l'unità di misura del grado francese [°f]), il quale esprime il contenuto dei sali di calcio e magnesio. L'acqua di falda può comportare fenomeni di precipitazione del sale, con conseguenti intasamenti e incrostazioni. Tale problematiche si verificano quando il valore di durezza è compreso fra 10-20 °f [24]. Nel caso in esame, la durezza dell'acqua è compresa fra 15-20 °f [25], si deve quindi considerare uno scambiatore intermedio, tra

il circuito primario e il circuito secondario dei pozzi. Ciò risulta conveniente, poiché si riduce la manutenzione e si preserva la pdc.

Per la scelta della pdc è stato consultato il catalogo della AERMEC, si è deciso di adottare la pompa di calore di tipo WRL 650K [26]. Tale pdc è una on/off, quindi alterna cicli di accensione e spegnimento. Nel caso in esame, si ipotizza che una volta accesa lavori continuamente, bisogna quindi valutare il numero di ore di funzionamento. Il numero di ore di funzionamento, può essere così calcolato (Equazione 19):

$$FLEH = \frac{Q}{P}$$

Equazione 19

dove con FLEH (full load equivalent hours) si indicano il numero di ore di funzionamento a pieno carico equivalenti. [h], Q rappresenta il consumo energetico [kWh], P la potenza della pompa di calore [kW]. Il FLEH così calcolato è pari a 2100 h circa.

4.1.3 Consumi energetici

I consumi energetici per le due configurazioni non corrispondono, in quanto dipendono dal valore del COP. I COP associati ad impianti di tipo open loop sono generalmente più elevati dei COP degli impianti closed loop. Il COP, nella configurazione open loop, è stato valutato considerando la differenza di temperatura tra condensatore e acqua di falda, utilizzando l'Equazione 10. Tuttavia, il valore così calcolato è ideale, bisogna quindi moltiplicarlo per un coefficiente di rendimento, posto pari a 0.4. Considerando così una temperatura di 40 °C al condensatore e la temperatura dell'acqua di falda pari a 13 °C si ottiene un COP pari a 4.6.

Per la configurazione closed loop, ipotizzando una temperatura in uscita dalla sonda di 4 °C, si ottiene un COP di 3.6.

Nota la durata e il COP, il consumo energetico per il funzionamento della pdc, sarà determinabile usando la seguente relazione (Equazione 20):

$$C_{el} = FLEH \left(\frac{P}{COP} \right)$$

Equazione 20

indicando con C_{el} il consumo di energia elettrica [kWh].

Utilizzando l'Equazione 20 si ottiene una stima dei consumi elettrici pari a circa 85MWh/anno per il caso open loop, un consumo elettrico pari a circa 108 MWh/anno.

4.2 Soluzione impiantistica open-loop

Bisogna valutare il numero di pozzi necessari per prelevare il necessario volume d'acqua, che dovrà circolare all'interno dello scambiatore di calore. Noto dunque il carico termico, viene impostata una differenza di temperatura tra la portata prelevata e quella scaricata, così facendo viene valutato se un unico doppietto di pozzi (un pozzo di prelievo, e uno di scarico) è sufficiente a garantire la portata di progetto. Definita la portata di progetto, dovrà essere valutato come ottenerla, ossia adottando dei criteri di scelta sui filtri e dimensionando il sistema di pompaggio.

4.2.1 Calcolo portate

I pozzi progettati devono garantire il corretto approvvigionamento di acqua, per far sì che le domande termiche richieste vengano soddisfatte. L'acqua presenta un'elevata capacità termica pari a $4.2 \text{ MJm}^{-3}\text{K}^{-1}$, ciò implica che per ogni litro al secondo prelevato e per ogni grado di salto termico la potenza scambiata è di $4.2 \text{ kW}/(\text{Kls}^{-1})$. La potenza termica, che può essere estratta da un sistema di scambio termico, sarà quindi data dall'Equazione 16

La potenza del nostro sistema, è stata calcolata nel paragrafo 4.1, mentre il salto termico è stato imposto pari a 3 K. Resta dunque da calcolare la portata per ottenere le varie potenze termiche, richieste durante il periodo invernale. Il valore massimo di portata così calcolato, sarà pari a circa $0.012 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$, mentre la portata minima sarà pari a circa $0.002 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$, il volume massimo giornaliero emunto, sarà pari a circa $879 \text{ m}^3\text{d}^{-1}$, mentre il volume minimo giornaliero sarà pari a circa $15 \text{ m}^3\text{d}^{-1}$ (Figura 18). I valori di portata possono essere garantiti da un unico pozzo di prelievo, si prevederà quindi di realizzare due pozzi di cui uno assolva la funzione di prelievo e l'altro assolva la funzione di scarico.

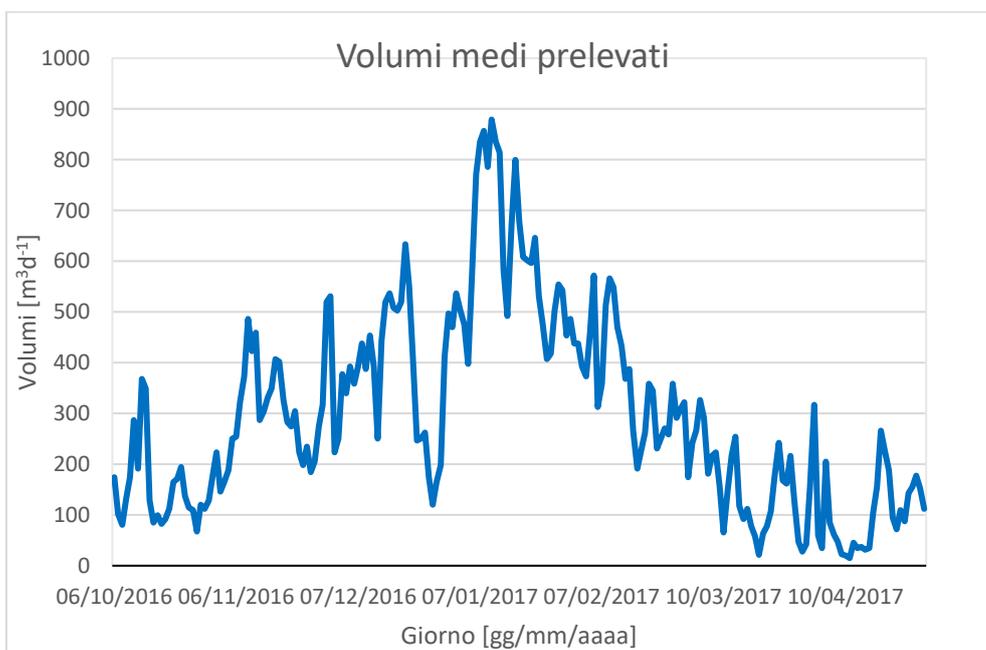


Figura 18 Volumi medi giornalieri prelevati

4.2.2 Progettazione dei pozzi

Nel paragrafo 3.1 sono stati analizzati i vari complessi geologici che caratterizzano il suolo di Cuneo, quest'analisi permette già di scegliere la soluzione migliore da adottare per la realizzazione dei pozzi, nel territorio in esame. Viste le caratteristiche stratigrafiche del sottosuolo caratterizzato da orizzonti di origine alluvionale, con presenza di elementi ghiaiosi scarsamente cementati, la scelta per la realizzazione del pozzo ricade sul metodo a percussione. Definita la tecnica realizzativa del pozzo, bisogna progettare lo sviluppo dei pozzi. In questa fase progettuale assume importanza lo studio della piezometrica, in quanto la parte produttiva del pozzo, ovvero la parte finestrata, deve trovarsi sempre nella parte satura. Nello studio proposto da Civita [20], si mette in relazione il livello piezometrico con le precipitazioni, utilizzando un piezometro per la misura dei livelli idrici ed un pluviometro per la misura delle intensità delle piogge. Il piezometro è situato al di fuori del centro abitato, alla sinistra orografica dello Stura, mentre il pluviometro si trova all'interno del centro abitato (Figura 19).

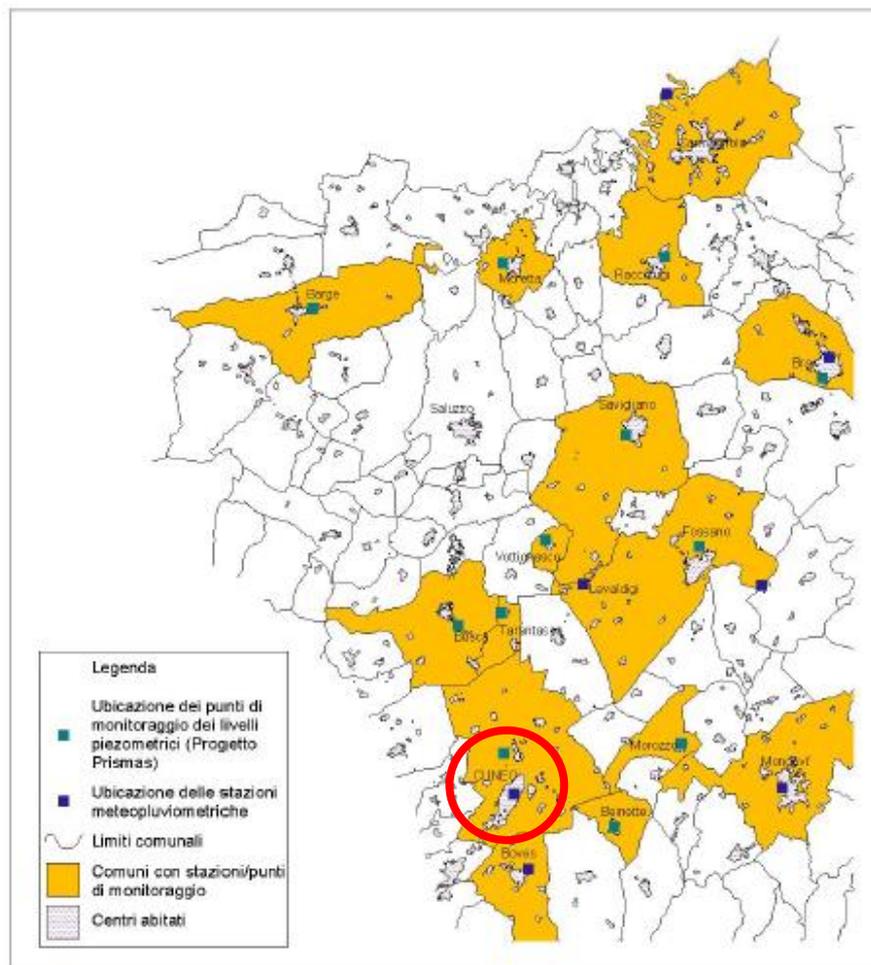


Figura 19 Ubicazione delle stazioni meteo pluviometriche e dei punti di monitoraggio del progetto PRISMAS [20].

Se pur riferito ad un acquifero separato, tale indicazione può essere interpretata per il nostro caso in esame, in quanto si può ipotizzare un comportamento simile, dato che la zona in esame dal punto di vista geologico presenta le stesse caratteristiche. L'escursione massima dei livelli (Figura 13) è pari a 5 metri, si può notare come la risposta infiltrativa sia ritardata. Anche la relazione geologica, redatta dal piano regolatore di Cuneo [19], evidenzia come nel territorio comunale i pozzi presentano il tratto fessurato tra i 10 e 20 metri al di sotto della falda freatica. Il nostro edificio ricade all'interno di una zona dove la falda freatica affiora ad una profondità di 35-40 metri al di sotto del piano campagna, per buona prassi costruttiva sarà opportuno lasciare 10 metri di tratto cieco, così facendo eviteremo i problemi legati alle oscillazioni stagionali ed ai fenomeni di depressione del cono di emungimento. I primi quaranta metri saranno quindi caratterizzati da un tratto cieco, ovvero un tratto improduttivo senza la presenza di luci. Dopo tale tratto troviamo la parte fessurata o comunemente chiamata filtro del pozzo, ovvero la parte produttiva del nostro pozzo. Le luci delle fessure devono assicurare il corretto flusso di acqua, tale da garantire la portata di progetto richiesta. Esistono diversi filtri in commercio, i più comuni sono:

- filtro a micro fessure: sono realizzati in PVC, presentano delle fessure rettangolari di varia lunghezza ed apertura, la loro produttività è piuttosto scarsa, impiegati in terreni che presentano una granulometria fine (Figura 20 a);
- filtro a ponte: sono filtri in acciaio al carbonio o acciaio inox, presentano una superficie aperta maggiore della tipologia a micro fessure, e quindi una resa maggiore; è indicato per granulometrie medie (Figura 20 b);
- filtro Johnson o a spirale: realizzato avvolgendo un filo in acciaio, di sezione trapezoidale o triangolare, attorno a dei tondini disposti secondo le generatrici di un cilindro. Tali tipi di filtro possono essere usati in tutti i tipi di sottosuolo e presentano delle prestazioni elevate (Figura 20 c).



Figura 20 Tipi di filtro, a) a micro fessure, b) a ponte, c) a spirale

La zona fessurata o finestrata è soggetta ad intasamento a causa di fenomeni di trasporto solido di particelle microscopiche di sottosuolo. Per evitare questi fenomeni è opportuno circondare i filtri da un dreno inerte, di granulometria specifica.

Il tratto finestrato subisce una pressione geostatiche, che induce fenomeni di schiacciamento. La scelta di tali filtri dovrà tenere in considerazione, oltre ai fattori di produttività richiesta, anche la resistenza allo schiacciamento del filtro. Tale pressione varia linearmente con la profondità e dipende dal peso specifico del sottosuolo; per il suo calcolo sono state fatte delle semplificazioni cautelative:

- è stata ignorata la pressione idrostatica interna al filtro;
- si è ritenuta nulla la coesione attorno al dreno;
- il peso specifico del dreno considerato paria a 18000 Nm^{-3} .

Si è calcolata la pressione di schiacciamento, utilizzando quindi la seguente relazione (Equazione 21):

$$P = \gamma z$$

Equazione 21

indicando con P la pressione [Nm^{-2}], γ peso specifico dreno [Nm^{-3}], z profondità pozzo [m]

Si è così ottenuta una pressione di circa 1000 kNm^2 , equivalente a 10 bar. Per fronteggiare tale pressione si è quindi scelto un filtro di tipo a spirale. Consultando i cataloghi dei filtri Pancera (Figura 21) le specifiche del filtro che soddisfano i nostri requisiti sono:

- diametro intero: 212 mm.
- diametro esterno: 227 mm.
- resistenza allo schiacciamento: 14 Bar
- apertura luce: 0.25 mm.
- portata in litri al secondo per metro lineare $1.6 \text{ ls}^{-1}\text{m}^{-1}$, il che comporta adottare un tratto finestrato pari a 10 metri. Lo spessore dell'acquifero è di circa 50 metri, ciò ci consente di eseguire lo scavo in sicurezza, evitando il pericolo di danneggiare lo strato impermeabile che separa l'acquifero superficiale dalla falda profonda.

RESA TEORICA DEI FILTRI A SPIRALE																			
		% Percentuale di passaggio			R Portata in litri al secondo per metro lineare di filtro			BARS Resistenza allo schiacciamento esterno											
DIAMETRO		LUCE 0,25 mm			LUCE 0,50 mm			LUCE 0,75 mm			LUCE 1,00 mm			LUCE 1,50 mm			LUCE 2,00 mm		
EST.mm	INT.mm	%	R	BARS	%	R	BARS	%	R	BARS	%	R	BARS	%	R	BARS	%	R	BARS
62	49	10,2	0,6	302	18,5	1,1	274	25,4	1,5	251	31,3	1,8	231	40,5	2,4	200	46,7	2,8	176
73	60	10,2	0,7	185	18,5	1,3	168	25,4	1,7	154	31,3	2,2	142	40,5	2,8	122	46,7	3,3	108
78	65	10,2	0,7	152	18,5	1,4	138	25,4	1,9	126	31,3	2,3	116	40,5	3,0	100	46,7	3,5	88
90	77	10,2	0,9	99	18,5	1,6	90	25,4	2,2	82	31,3	2,7	76	40,5	3,4	65	46,7	4,0	58
102	89	10,2	1,0	68	18,5	1,8	61	25,4	2,4	56	31,3	3,0	52	40,5	3,9	45	46,7	4,6	40
115	102	10,2	1,1	47	18,5	2,0	43	25,4	2,8	39	31,3	3,4	36	40,5	4,4	31	46,7	5,2	28
128	115	10,2	1,2	31	18,5	2,2	31	25,4	3,1	28	31,3	3,8	26	40,5	4,9	23	46,7	5,7	20
140	127	10,2	1,3	26	18,5	2,4	24	25,4	3,3	22	31,3	4,1	20	40,5	5,3	17	46,7	6,3	15
153	140	10,2	1,5	20	18,5	2,7	18	25,4	3,7	17	31,3	4,5	15	40,5	5,8	13	46,7	6,9	12
165	152	10,2	1,6	16	18,5	2,9	14	25,4	3,9	13	31,3	4,9	12	40,5	6,3	11	46,7	7,4	9
176	163	10,2	1,7	13	18,5	3,1	12	25,4	4,2	11	31,3	5,2	10	40,5	6,7	9	46,7	7,9	8
182	169	10,2	1,7	12	18,5	3,2	11	25,4	4,4	10	31,3	5,4	9	40,5	6,9	8	46,7	8,2	7
192	179	10,2	1,8	10	18,5	3,3	9	25,4	4,6	8	31,3	5,7	8	40,5	7,3	7	46,7	8,6	6
208	195	10,2	2,0	8	18,5	3,6	7	25,4	5,0	7	31,3	6,1	6	40,5	7,9	5	46,7	9,3	5
214	201	10,2	2,1	7	18,5	3,7	7	25,4	5,1	6	31,3	6,3	6	40,5	8,2	5	46,7	9,6	4
227	212	7,7	1,6	14	14,3	3,1	13	20,0	4,3	12	25,0	5,3	12	33,3	7,1	10	40,0	8,6	9
236	221	7,7	1,7	13	14,3	3,2	12	20,0	4,4	11	25,0	5,6	10	33,3	7,4	9	40,0	8,9	8
243	228	7,7	1,8	12	14,3	3,3	11	20,0	4,6	10	25,0	5,7	9	33,3	7,6	8	40,0	9,2	8
247	232	7,7	1,8	11	14,3	3,3	10	20,0	4,7	10	25,0	5,8	9	33,3	7,7	8	40,0	9,3	7
261	246	7,7	1,9	9	14,3	3,5	9	20,0	4,9	8	25,0	6,1	8	33,3	8,2	7	40,0	9,8	6

Figura 21 Report catalogo delle caratteristiche dei filtri del tipo a spirale, Pancera tubi e filtri s.r.l. [27]

Lo sviluppo complessivo del singolo pozzo sarà pari a 60 metri, prevedendo quindi uno scavo complessivo di 120 metri per entrambi i pozzi.

L'ubicazione dei pozzi dovrà essere effettuata in modo da intercettare meglio il flusso d'acqua e di dissipare il più rapidamente il plume termico generato dal nostro sistema di riscaldamento. Per questo motivo si è deciso di posizionare i due pozzi lungo la direzione principale di deflusso, posizionandoli in un'area appartenente al condominio, posti ad una distanza di 56 metri, tale da impedire fenomeni di corto-circuito termico.

Dall'Equazione 13, può essere calcolata la distanza L che i due pozzi devono avere per evitare la corto-circuitazione. Per il caso in esame i due pozzi devono essere posti ad una distanza non inferiore ai 16 metri.

4.2.3 Sistema di pompaggio

Il principio seguito per la progettazione del sistema di pompaggio è identico al dimensionamento per qualsiasi sistema di pompaggio per usi idropotabili. Le parti fondamentali sono rappresentate: dal sistema di adduzione, ovvero tubazioni e raccordi necessari, e dalla pompa che deve garantire il corretto apporto d'acqua.

Il diametro delle tubazioni deve essere correttamente dimensionato, per consentire la portata di progetto ed evitare fenomeni di sedimentazione e colpo d'ariete. Per fare ciò, si considera la generica equazione, per il calcolo delle portate (Equazione 22):

$$Q = vA$$

Equazione 22

dove Q è la portata [m^3s^{-1}], v la velocità all'interno le tubazioni [ms^{-1}], A l'area delle tubazioni [m^2].

Fissando dunque una velocità, che sia maggiore di 0.5 ms^{-1} , per evitare fenomeni di sedimentazione, ma minore di 2 ms^{-1} , per evitare il colpo d'ariete, si calcola l'area delle tubazioni usando la formula inversa di Equazione 22. Nel caso in esame, la velocità all'interno le tubazioni è stata fissata pari a 1.6 ms^{-1} , in questo modo si è ottenuto una superficie di 0.007 m^2 , che corrisponde una sezione circolare di diametro pari a 0.1 m . Noto quindi il diametro interno delle tubazioni, è necessario determinare la curva caratteristica del sistema di approvvigionamento idrico (o curva delle prestazioni) che correla l'andamento delle perdite di carico complessive del sistema, con la portata erogata. Tale curva dovrà essere confrontata con la curva caratteristiche della pompa. Per la determinazione della curva caratteristica del sistema bisogna valutare le perdite di carico che si verificano nei vari componenti. La perdita di carico totale sarà (Equazione 23):

$$\Delta H = \Delta H_1 + \Delta H_2 + \Delta H_3$$

Equazione 23

dove

- ΔH_1 rappresenta le perdite di carico dovute alle interazioni tra il sistema acquifero e la pompa. Esistono varie relazioni che permettono di calcolare tali perdite di carico e tutte dipendono dalle caratteristiche del pozzo e dell'acquifero. Non avendo in possesso tali parametri, per il momento tali perdite verranno trascurate.
- ΔH_2 rappresenta le perdite di carico dovute al sistema di adduzione. Tali perdite di carico sono caratterizzate da una componente distribuita e da una componente localizzata.

- per le perdite distribuite si utilizza la formula di Kutter (Equazione 24):

$$\Delta H_D = L \cdot 0.000649 \left(1 + \frac{2m}{\sqrt{d}} \right)^2 \frac{Q^2}{d^5}$$

Equazione 24

dove: d è il diametro interno delle tubazioni [m], L è la lunghezza delle tubazioni [m], $2m$ un coefficiente che tiene in considerazione lo stato della condotta ($2m=0.35$ per tubi nuovi);

- per le perdite localizzate avremmo tre diversi contributi dovuti a:
 - Due saracinesche (Equazione 25):

$$\Delta H_L = 2 \cdot [0.18 \cdot (v^2/2g)]$$

Equazione 25

dove: v rappresenta la velocità dell'acqua in condotta [ms^{-1}], g l'accelerazione gravitazionale [ms^{-2}]

- o una valvola di ritegno a clapet (Equazione 26):

$$\Delta H_L = 1 \cdot [(0.0032d + 1.187) \cdot (v^2/2g)]$$

Equazione 26

dove: d rappresenta il diametro interno delle tubazioni [m], v la velocità dell'acqua [ms^{-1}], g l'accelerazione gravitazionale [ms^{-2}]

- o una valvola a clapet (Equazione 27):

$$\Delta H_L = [0.55 + 4(Bt/d0 - 0.1) + 0.155/(Cm/d0)^2] \cdot (v^2/2g)$$

Equazione 27

dove $B_t=0.002$ m rappresenta il risalto diametrico del piatto [m], $C_m=0.015$ m rappresentala corsa verticale della molla [m]

- ΔH_3 rappresenta l'altezza geodetica che la pompa deve vincere per portare l'acqua alla pompa di calore. Nel caso in esame la profondità a cui posizionare la pompa sarà pari a 55 metri.

Si ottiene così il seguente risultato (Prevalenza in funzione della portata (Figura 22)):

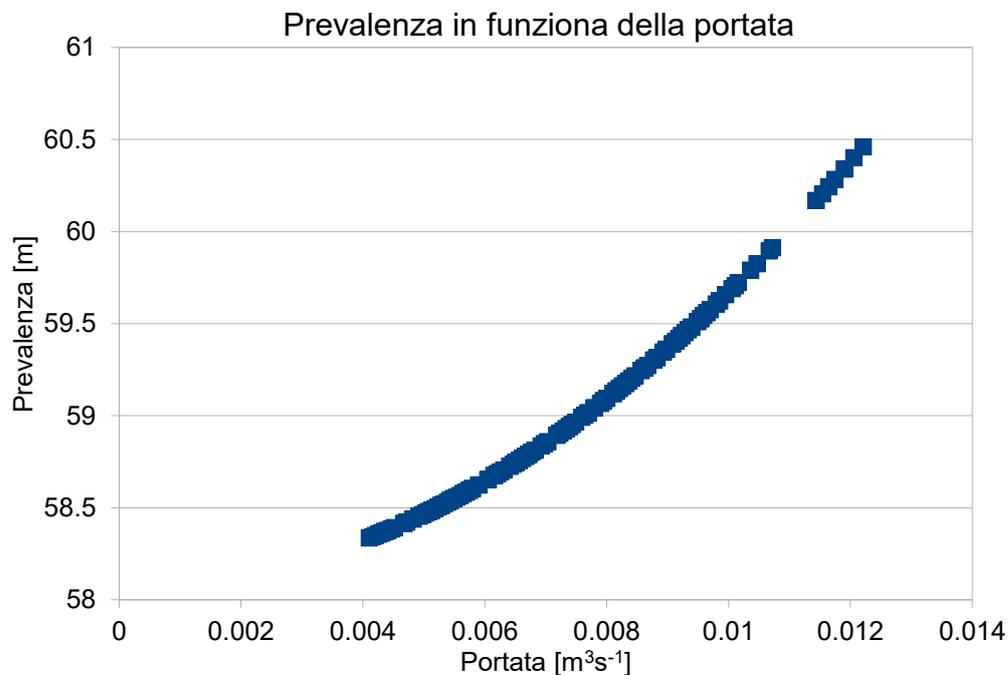


Figura 22 Prevalenza in funzione della portata

Nota dunque la prevalenza, si sceglie la pompa che meglio si presta ad essere impiegate nelle nostre condizioni. Per tali tipi di pozzi si adoperano pompe centrifughe ad asse verticale alimentate da un motore elettrico. La scelta della pompa dovrà essere fatta tenendo in considerazione: le esigenze di portata (portata minima e massima richiesta); rendimenti della pompa, scegliendo sempre quella che a parità di utilizzo presenti un rendimento maggiore; perdita di efficienza del pozzo durante l'utilizzo. Per tali ragioni si è scelto la pompa 6 SDX 46/8 da 11 kW della Calpeda [28] (Figura 23).

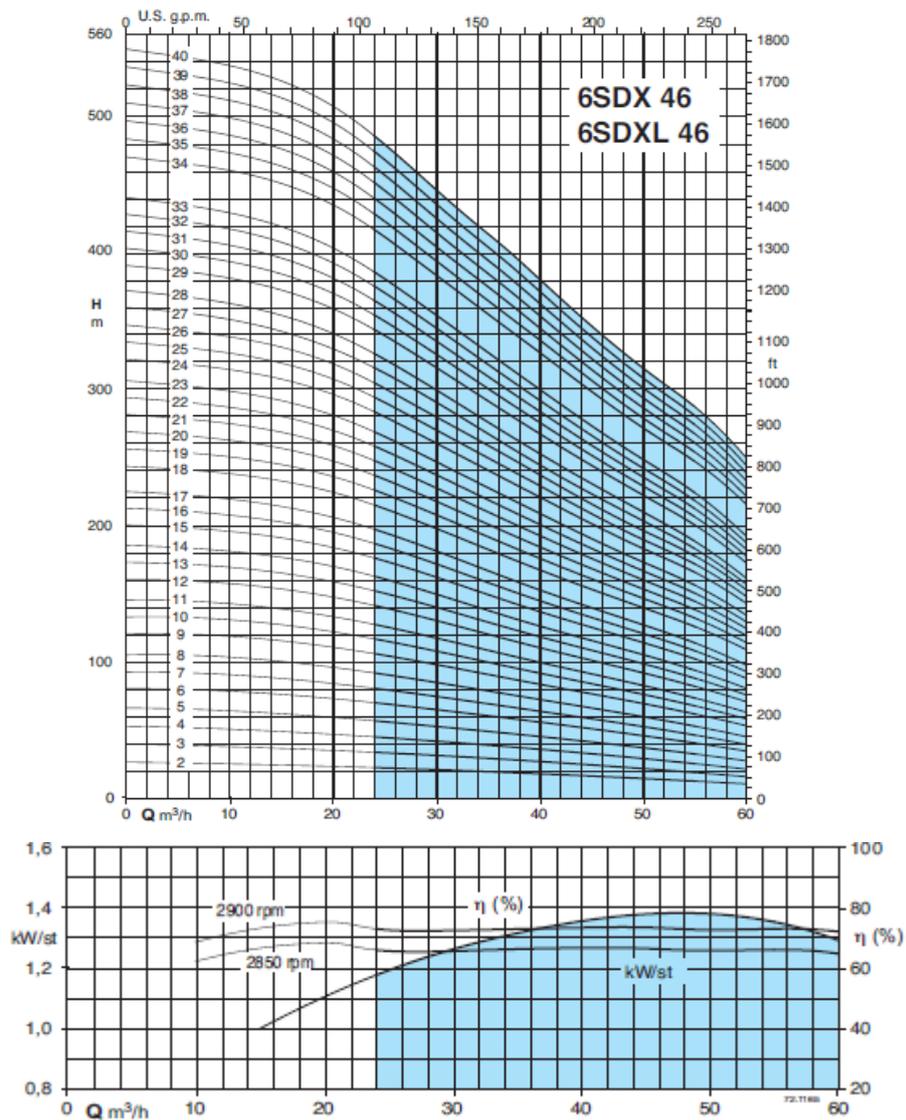


Figura 23 Grafici caratteristici pompe, catalogo Calpeda[28]

4.3 Soluzione impiantistica closed loop

L'azione di scambio termico, negli impianti closed loop, avviene mediante l'utilizzo di sonde geotermiche all'interno delle quali circola il fluido termovettore. Assume particolare importanza progettuale la definizione del numero di sonde, necessarie a soddisfare il fabbisogno termico dell'edificio.

4.3.1 Dimensionamento sonde

Per definire la lunghezza delle sonde per il riscaldamento viene applicata la relazione Equazione 14. Bisogna quindi definire il carico termico, il quale viene sintetizzato in tre stimoli (carico medio annuo, carico medio del mese più gravoso e carico di picco); inoltre vanno definite le resistenze termiche del terreno e definire le temperature di progetto in mandata e in ritorno del fluido termovettore.

La potenza media annuale viene così individuata (Equazione 28):

$$\dot{Q}_a = \frac{Q_{h,hp,out} \left(1 - \frac{1}{COP_{ms}}\right) + Q_{c,hp,out} \left(1 - \frac{1}{EER_{ms}}\right)}{8760}$$

Equazione 28

Dove: $Q_{h,hp,out}$ e $Q_{c,hp,out}$ sono i fabbisogni annui della pompa di calore rispettivamente invernale e estivo [kWh], COP_{ms} e EER_{ms} sono i valori medi stagionali del COP e EER.

Il valore di $Q_{h,hp,out}$ è già stato stimato, e pari a circa 390 MWh. Il valore di $Q_{c,hp,out}$ è stato stimato a partire dal valore di $Q_{h,hp,out}$, ipotizzando i consumi per il periodo estivo pari a circa la metà dei consumi relativi al mese più gravoso in riscaldamento (gennaio). Si ottiene così un valore pari a circa 145 MWh. I valori di COP_{ms} e EER_{ms} sono stati ipotizzati, considerando per il COP_{ms} un valore di 4.3 e per EER_{ms} un valore di 3.7. Ciò comporta un valore della potenza media annuale pari a 13 kW.

Il fattore di carico relativo al mese più gravoso può essere calcolato utilizzando la seguente espressione (Equazione 29):

$$PLF_{m,hD} = \frac{Q_{h,hp,outD}}{\dot{Q}_{h,hp,outD} \cdot 24 \cdot N_{gironi\ mese\ progetto}}$$

Equazione 29

dove: $Q_{h,hp,outD}$ è il valore più alto tra i fabbisogni mensili in riscaldamento [kW], mentre $\dot{Q}_{h,hp,outD}$ è la potenza di progetto [W].

Il mese di riscaldamento più gravoso è gennaio, avendo stimato un consumo di circa 94 MWh, mentre la potenza di progetto è pari a 184 kW. Il valore di carico relativo al mese più gravoso sarà quindi pari a 0.8.

La potenza termica scambiata con il terreno nel periodo di riscaldamento può così essere calcolata (Equazione 30):

$$\dot{Q}_{g,hD} = \dot{Q}_{h,hp,outD} \left(1 - \frac{1}{COP_D}\right)$$

Equazione 30

dove: COP_D rappresenta il valore del COP di progetto posto pari a 3.6.

La potenza scambiata con il terreno sarà paria a circa 112 kW.

La resistenza termica del terreno è data dal rapporto tra l'alterazione termica della parete della sonda e la potenza termica per unità di lunghezza. Per il calcolo della lunghezza delle sonde, compaiano i valori di resistenza termica riferita ad un impulso giornaliero, mensile e la resistenza termica annuale. Le tre espressioni di resistenza termica sono funzioni del numero di Fourier (Equazione 31):

$$F_o = \frac{4\alpha_g\tau}{D_b^2}$$

Equazione 31

dove α è la diffusività termica del terreno [m^2s^{-1}], τ è il tempo [s], D_b il diametro della sonda.

Considerando un impulso di 6 ore (per il calcolo della resistenza termica equivalente giornaliera), un impulso di 30 giorni (per il calcolo della resistenza termica equivalente mensile) e un impulso di 10 anni (per il calcolo della resistenza termica equivalente annuale). Per ogni numero di Fourier si calcolano i valori della funzione G-factor mediante il grafico (Figura 24), oppure mediante la relazione (Equazione 32):

$$G = 0.0758 \ln(F_o) + 0.1009$$

per $F_o > 2$

Equazione 32

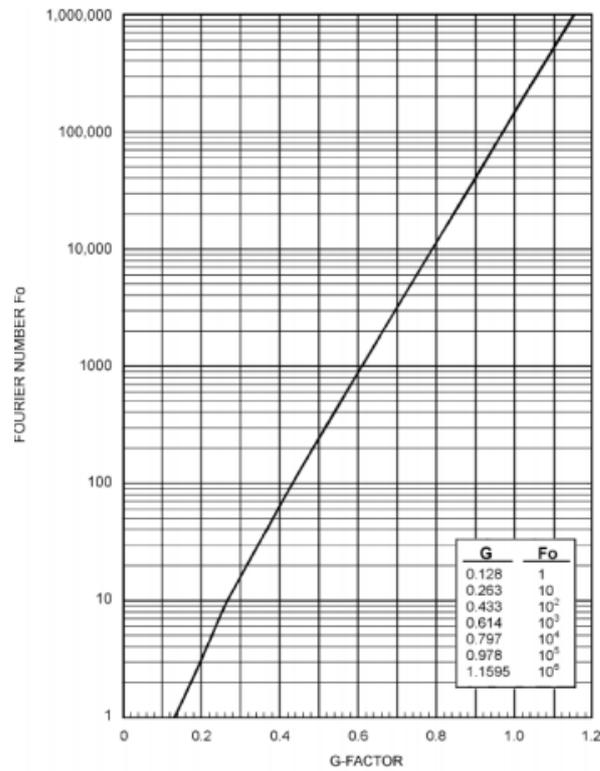


Figura 24: Funzione G-factor

Le resistenze termiche si otterranno dalle seguenti relazioni (Equazione 33):

$$R_{ga} = \frac{G_f - G_1}{\lambda_g} \quad R_{gm} = \frac{G_1 - G_2}{\lambda_g} \quad R_{gd} = \frac{G_2}{\lambda_g}$$

Equazione 33

dove G_f è il G-factor relativo al numero di Fourier F_{of} , G_1 è il G-factor relativo al numero di Fourier F_1 , G_2 è il G-factor relativo al numero di Fourier F_2 , λ_g la conduttività termica del terreno [$\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$].

Assumendo la conduttività termica del terreno pari a $\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$ e il diametro della sonda pari a 0.12 m si ottengono i seguenti valori:

- $R_{ga} = 0.11 \text{ mKW}^{-1}$
- $R_{gm} = 0.21 \text{ mKW}^{-1}$
- $R_{gd} = 0.13 \text{ mKW}^{-1}$

La resistenza termica della sonda è stata posta pari a 0.14 mKW^{-1} , il fattore di perdita per cortocircuito è stato posto pari a 1.05; la temperatura indisturbata del terreno anche in questo caso si è considerata pari a $13 \text{ }^\circ\text{C}$; le temperature di progetto in mandata e in ritorno sono state poste pari rispettivamente a $8 \text{ }^\circ\text{C}$ e $4 \text{ }^\circ\text{C}$.

La lunghezza complessiva delle sonde sarà dunque pari a circa 3200 m.

4.3.2 Geometria del campo sonde

Lo sviluppo complessivo delle sonde, ottenuto con il metodo proposto da ASHRAE, prevede una lunghezza finale di 3200 metri circa. Tale lunghezza si può ottenere prevedendo un campo sonde orizzontale o un campo sonde verticale. Dato che generalmente le prestazioni dei sistemi a sonde verticali sono migliori, rispetto al caso di sonde orizzontali, si è deciso di realizzare 32 sonde verticali da 100 metri l'una. Le sonde vengono poste ad una distanza reciproca di 6 m, occupando così una superficie di circa 1000 m². Considerando che il condominio presenta un cortile interno, si è deciso di ubicarle all'interno di esso (Figura 25). La possibilità di installare le sonde all'interno di una area che fa parte della palazzina è un grande vantaggio, in quanto altrimenti si sarebbe dovuto chiedere dei permessi per realizzare le sonde al di fuori dell'area condominiale, comportando un esborso economico.

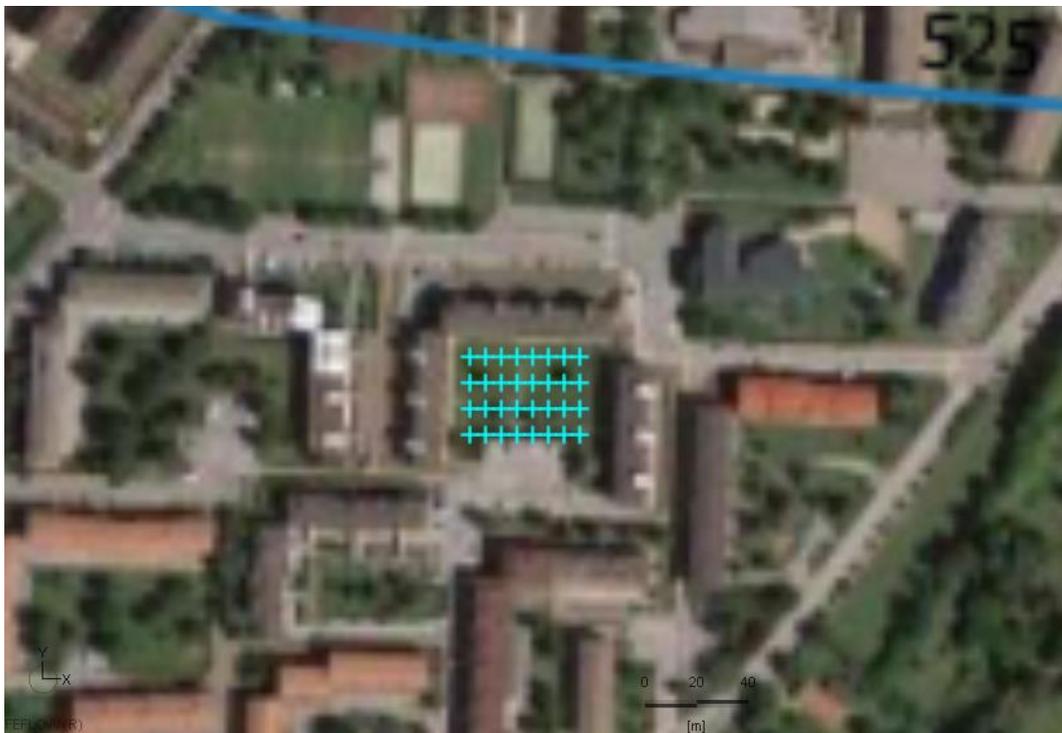


Figura 25 Disposizione campo sonde

Si è deciso di lavorare con sonde a doppia U le quali, rispetto alle sonde a singola U, sono caratterizzate da una minor resistenza termica. Inoltre, tale configurazione presenta il vantaggio di una maggior sicurezza in fase operativa, in quanto l'intasamento o la rottura di un circuito a U non compromette l'intero funzionamento della sonda.

4.3.3 Alternative progettuali

Dover realizzare 32 sonde da 100 metri l'una, comporta un grande investimento economico. Tenendo inoltre in considerazione che il metodo di dimensionamento ASHRAE è un metodo

molto conservativo, che considera una propagazione del calore puramente conduttiva, ma essendo presente, in questo caso, un forte flusso di falda si è valutato di ridurre il numero di sonde, per ridurre l'investimento. Vengono quindi ipotizzati due impianti alternativi, che presentano un numero di sonde pari a:

- 24 sonde;
- 20 sonde.

La profondità delle sonde non viene modificata. Prima di definire quale impianto presenti le migliori caratteristiche di funzionamento, per il periodo di riscaldamento, bisogna valutare i risultati termici ottenibili dalle tre configurazioni, questo aspetto sarà argomento di analisi del prossimo capitolo.

4.4 Impianto fotovoltaico

Sebbene i sistemi geotermici, utilizzino una fonte energetica, che è considerata rinnovabile, nel capito 2 si è visto che per il funzionamento del compressore dobbiamo utilizzare un'energia di tipo elettrico. La produzione di energia elettrica avviene principalmente con l'utilizzo di combustibili fossili (in Italia circa il 50% dell'energia elettrica lorda, viene prodotta da fonti fossili Figura 26), ciò comporta la formazione di gas serra, come la CO₂.

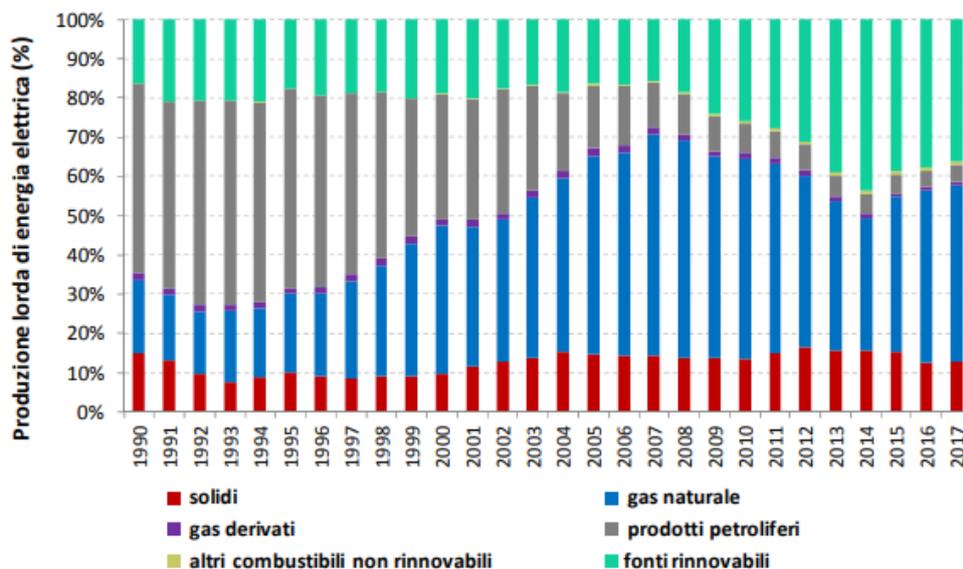


Figura 26 Produzione elettrica lorda per fonte [29]

Per evitare la produzione di gas clima alteranti, si è valutata la possibilità di realizzare la copertura energetica elettrica, mediante l'utilizzo dei pannelli fotovoltaici.

4.4.1 Dimensionamento

Il condominio presenta una falda di un tetto che si espone a Sud, rendendolo ideale per l'impiego di pannelli fotovoltaici. Si è quindi approcciato il problema in maniera sintetica. Sinteticamente le potenze generate, dipendono da diversi fattori:

- la domanda energetica dell'edificio, per semplificare consideriamo solo l'energia richiesta della nostra pompa di calore;
- la potenza generata dal singolo modulo, la cui definizione è complessa in quanto dipende da altri fattori, come l'intensità della radiazione solare, la quale a sua volta è proporzionale all'irraggiamento che intercetta il modulo. Per superare tale problematica, si considera una potenza di picco, che viene generata da un irraggiamento di 1000 Wm^{-2} , in condizioni nominali ($25 \text{ }^\circ\text{C}$, 1 atm);
- il tipo di radiazione che intercetta il modulo, in generale la radiazione può essere: diretta, diffusa e riflessa. Il tipo di radiazione influenza la scelta del tipo di pannello; nelle regioni dove l'umidità è maggiore, i fenomeni di riflessione avvengono in percentuale maggiore, sarà quindi opportuno impiegare moduli in silicio monocristallino, mentre i moduli policristallini catturano meglio le radiazioni dirette;
- l'orientamento e l'angolazione, mediante la definizione di due angoli: Azimut e Tilt. L'Azimut definisce l'angolo di orientamento Nord-Sud, assume valore pari a 0° se il modulo è rivolto sempre a sud. Il Tilt è l'angolo che descrive l'inclinazione del modulo, sarà pari a 0° per posizioni perfettamente orizzontali, mentre 90° se posizionato in una parete verticale;
- l'ombreggiamento, tiene conto di eventuali edifici, alberi, rilievi montuosi, i quali potrebbero oscurare i moduli fotovoltaici e limitarne l'efficienza.

Per il dimensionamento si è utilizzato un database online, che contiene informazioni relative alle radiazioni solari relative ad un particolare anno. Il sito utilizzato è stato pvGIS [30], il quale presenta un software immediato per il calcolo dell'energia elettrica generata dal sistema fotovoltaico. Le informazioni in ingresso, richieste dal software, sono:

- le coordinate del sito dove si vuole realizzare l'impianto;
- gli angoli di Azimut e Tilt;
- il valore di potenza nominale richiesta dal sistema. La potenza nominale è stata calcolata avendo posto come kWh generati da ogni singolo modulo un valore tipico per le regioni del Nord Italia. I valori tipici sono compresi tra 1000 e 1500 kWh per

kWp [31], ai fini progettuali è stato preso come riferimento il valore di 1250 kWh per kWp.

I dati inseriti, inseriti nel software online PVgis sono Tabella 3:

Tabella 3 Dati input PVgis

Parametri	Valori
kWp	35
Azimut [°]	0
Tilt [°]	35

Si ottiene così il seguente risultato (Figura 27):

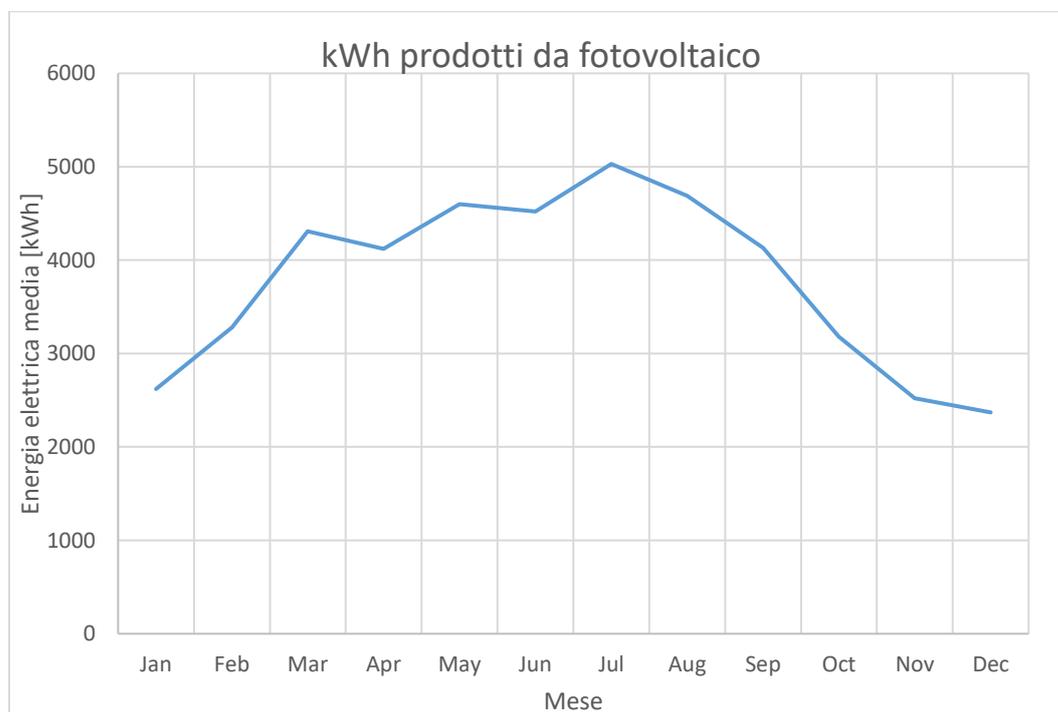


Figura 27 Stima energia elettrica media prodotta dall'impianto fotovoltaico, ottenuto mediante software PVgis[30]

I risultati ottenuti mostrano come il sistema così dimensionato, copra nell'arco dell'anno la richiesta elettrica della pompa di calore, non riuscendo tuttavia a coprire il fabbisogno di energia elettrica dell'impianto progettato. Un altro aspetto da tenere in considerazione è la dimensione dei pannelli fotovoltaici. Il condominio è composto da due edifici, dei quali solo uno presenta una falda del tetto esposta a Sud. La superficie utile è pari a circa 300 m², le dimensioni dei pannelli sono diverse, in base alla tipologia e dal produttore, ipotizzando tuttavia un pannello del tipo monocristallino, possiamo ipotizzare che occupi un'area di 1.7 m² e che produca circa 240 W [32]. Ciò comporta un numero di pannelli necessari pari a 300 circa, che occupano una superficie di circa 500 m², ciò comporta a considerare un sistema che copra circa la metà dei consumi.

4.5 Analisi economica progetto open loop

Come precedentemente detto, gli alti costi d'investimento per la realizzazione dell'impianto a sonde geotermiche open loop penalizzano la diffusione di tale tecnologia. Le componenti che incidono di più sono la realizzazione dei due pozzi e l'acquisto della pompa di calore.

4.5.1 Costo realizzativo dei pozzi

Nel nostro caso la scelta progettuale è ricaduta sulla metodo a percussione, in quanto tale tecnica presenta delle velocità di esecuzioni rapide e si adatta al tipo di sottosuolo presente nel sito. La valutazione dei costi è stata fatta utilizzando il prezario pozzi per acqua A.N.I.P.A 2018 [33]. I risultati ottenuti sono quindi mostrati in Tabella 4:

Tabella 4 Voci di costo per la realizzazione dei pozzi

Voci di costo	unità	Costo unitario €	Q.tà	Totale €
Trasporti per cantiere a percussione	cad.	6000	1.0	6000
Impianto di cantiere a percussione	cad,	2800	2.0	5600
Perforazione in terreno incoerente fino 80 m, 600 mm	m	350	120.0	42000
Tubi acciaio al carbonio bitumato Dext 273	m	121	100.0	12100
Filtri a spirale Dext 273	m	295	20.0	5900
Cementazione con boiaccia	mc	720	6.4	4589
Cementazione bentonite prime 5 m	mc	1650	0.7	1107
Allestimento spurgo	cad,	1700	2.0	3400
spurgo	ora	195	14.0	2730
Sviluppo con pistone e compressore	ora	205	5.0	1025
Dreno	m	50	20.0	1000
allestimento sistema pompaggio e misura	cad,	2300	2.0	2300
Prova di pozzo pompa 25 kW	ora	110	16.0	1760
analisi chimiche	cad,	560	1.0	560
			Totale lavori	90071
			Oneri sicurezza	3152
			Totale	93232

4.5.2 Costi di pompaggio

Il prezzo della pompa scelta per soddisfare la portata di progetto, è stato preso dal catalogo Calpeda [34], risulta essere pari a 2700 €. Oltre a tale tipo di investimento vanno considerati i costi di pompaggio, dovuti all'energia elettrica assorbita dalla pompa per emungere l'acqua. L'energia assorbita dipende dal salto, o prevalenza, che la pompa deve vincere. Nota dunque la portata e la prevalenza si ricava la potenza assorbita con la seguente relazione (Equazione 34):

$$P = \frac{QHg}{\eta}$$

Equazione 34

dove con P si indica la potenza [kW], con Q la portata [m^3s^{-1}], H la prevalenza [m] e con g l'accelerazione media gravitazionale [ms^{-2}], η rendimento della pompa [-].

Si è considerato un rendimento medio della pompa pari a 0.6, tale valore è stato utilizzato consultando il catalogo della pompa. Noto dunque il valore di potenza si ottiene un consumo annuo, per il periodo di riscaldamento, pari a circa 16.5 MWh/anno (Figura 28), il quale moltiplicato per il costo dell'energia elettrica pari a 0.18 €/kWh, comporta un costo relativo al pompaggio pari a circa 3000 €/anno.

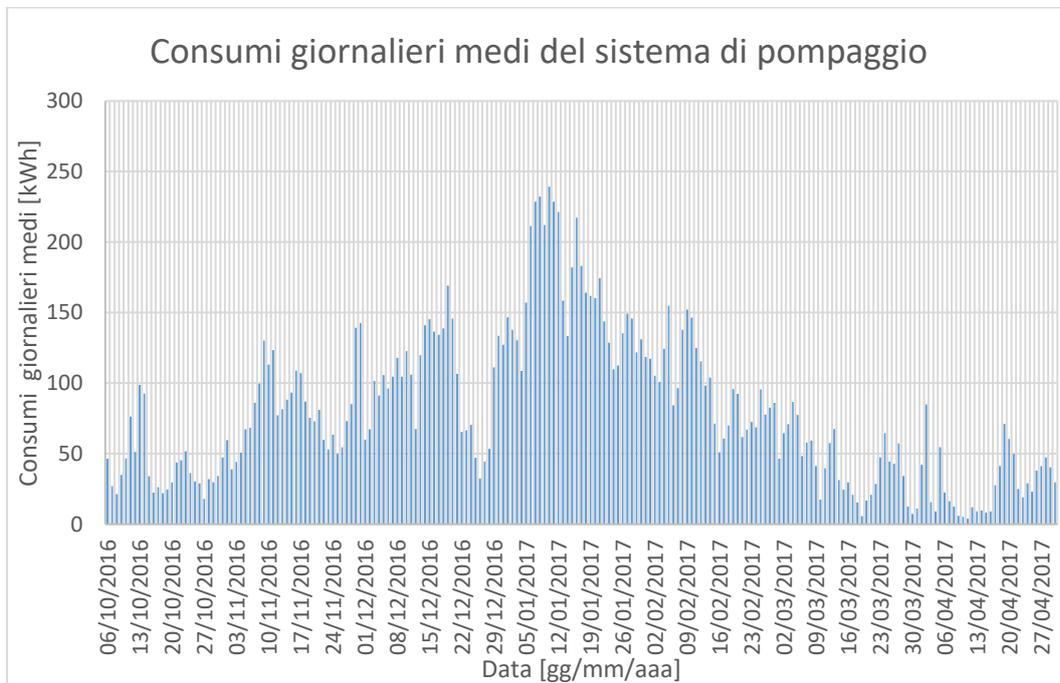


Figura 28 Consumi medi giornalieri del sistema di pompaggio

4.5.3 Investimento e costi di gestione per la pompa di calore

La pompa di calore presa in esame è l'AERMEC WRL 650, il prezzo di listino è pari a circa 60000 € [35]. Bisognerà considerare i costi di manutenzione dell'impianto, i quali tuttavia non risultano essere elevati, si ipotizzano 1500 €/anno. La pompa di calore, come abbiamo visto, non presenta costi relativi all'impiego di combustibili, ma necessità di energia elettrica per il suo funzionamento. Il COP come visto nel paragrafo 4.1 è pari a COP=4.6, si ottiene dunque un consumo elettrico pari a circa 85 MWh/anno; il costo dell'energia elettrica è pari a 0.18 €/kWh, ciò comporta che il costo annuale per il riscaldamento sarà pari a circa 15400 €.

La normativa italiana prevede, per tutti gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici, uno sgravio fiscale sull'IRPEF, ovvero un rimborso del 65% dell'investimento sostenuto suddiviso nei primi 10 anni. Considerando dunque oltre all'investimento sostenuto per l'acquisto della pompa di calore, l'investimento per l'acquisto della pompa e per la realizzazione dei pozzi, si ottiene un valore complessivo di 165000 €, comportando uno sgravio fiscale annuo pari a 10700 €, erogati solo nei primi dieci anni.

4.5.4 *Investimento per impianto fotovoltaico*

È stata effettuata anche la valutazione economica dell'impianto fotovoltaico, il quale andrebbe a incidere sui costi totali di realizzazione, ma comporterebbe un risparmio sulla bolletta elettrica. Dal dimensionamento, era emerso che il nostro impianto dovesse avere una potenza di picco pari a 72 kWp, ma per esigenze di spazio si considerava un impianto più piccolo con una potenza di picco pari alla metà. Consultando il catalogo dei prezzi della ENOVAT [36], si considera un prezzo per kW posto pari a 1500 €/kW, si ottiene quindi un investimento finale pari circa a 54000 €, portando la somma complessiva (considerando anche la spesa per la pdc, i pozzi e la pompa) pari circa a 220000 €. L'investimento economico, in tale configurazione risulta essere non indifferente, ma bisogna considerare oltre al risparmio in bolletta, il vantaggio ambientale di non aver emesso sostanze nocive in atmosfera.

Anche per tale soluzione si prevede uno sgravio fiscale sull'IRPEF, pari al 65% dell'investimento sostenuto, suddiviso nei primi 10 anni. Si ottiene così un'agevolazione fiscale complessiva pari circa a 140000 €.

4.5.5 *Analisi del ritorno dell'investimento*

Per capire se è conveniente da un punto di vista economico tale investimento, si sono analizzate due metodologie economiche: il VAN e il tasso di rendimento interno.

Il VAN viene valutato applicando l'Equazione 18, nel caso in esame il periodo di riferimento k sarà pari a 20 anni, che risulta essere la vita utile media di tali impianti. Il valore C_k si ottiene come differenza di due parametri (Equazione 35):

$$C_k = (W_n + C_n)$$

Equazione 35

Dove con W_n si intendono i flussi in uscita relativi all'anno considerato, mentre con C_n si indica il flusso monetario in entrata relativi all'anno considerato. Si sono quindi confrontati i risultati di tre VAN diversi.

Nel primo caso si sono presi in esame i costi relativi alla realizzazione dei pozzi, i costi relativi all'acquisto pompa di calore e pompa di prelievo, ottenendo così un investimento pari a circa

165000 €. Per il calcolo delle spese di riscaldamento W_n si è considerata la seguente relazione (Equazione 36):

$$W_n = c_{el}(1 + \tau)^n + c_{an}$$

Equazione 36

Dove c_{el} è il costo della corrente elettrica [€], τ il tasso di incremento della corrente elettrica [%], c_{an} le spese di manutenzioni annuali [€], n l'anno considerato. Mentre la funzione di costo C_n rappresenta l'ingresso monetario dovuto all'investimento, nel nostro caso sarà definito come la somma relativa al pagamento del gas metano risparmiata. Il condominio ha pagato per il riscaldamento, nell'anno preso in considerazione, 32773 €. La nostra funzione di costo sarà quindi così definita (Equazione 37):

$$C_n = c_{met}(1 + \tau)^n$$

Equazione 37

dove c_{met} è il costo del gas metano [€], τ il tasso di incremento del gas metano [%], n l'anno considerato.

Nel caso in esame il risparmio annuale sarà dato dalla differenza annuale tra C_n e W_n ; in questo caso inoltre non si considerano incentivi statali, si ottiene così il VAN mostrato in Figura 29. Come si può notare in questa configurazione senza incentivi statali, l'opera risulti essere poco vantaggiosa, in quanto i ritorni di cassa si ottengono dopo diciassette anni, risultando anche modesti, nel periodo di riferimento di 20 anni (Figura 29 VAN ottenuto senza incentivi).

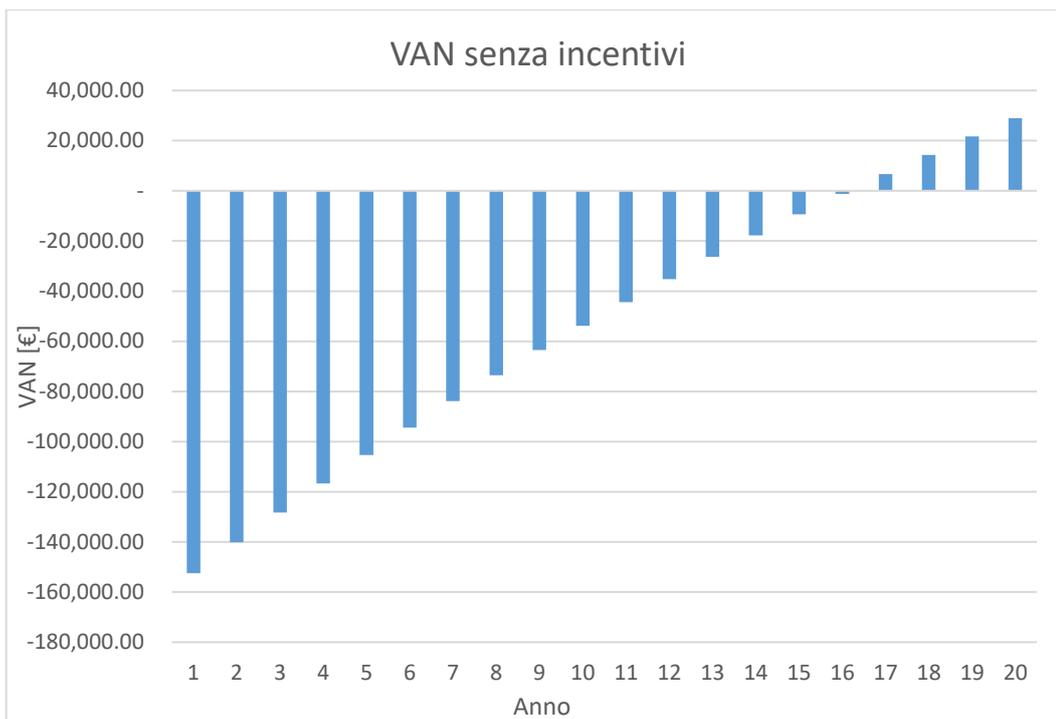


Figura 29 VAN ottenuto senza incentivi

Nel secondo caso si è considerato il VAN ottenibile, con l'attuale sistema di incentivi statali, i quali prevedono una detrazione fiscale pari al 65%, suddivisa nei primi 10 anni. In questo caso si all'Equazione 35, si aggiungerà una voce, presente solo nei primi dieci anni, pari al valore annuale di circa 10700 €. Si ottiene quindi il seguente grafico (Figura 30):

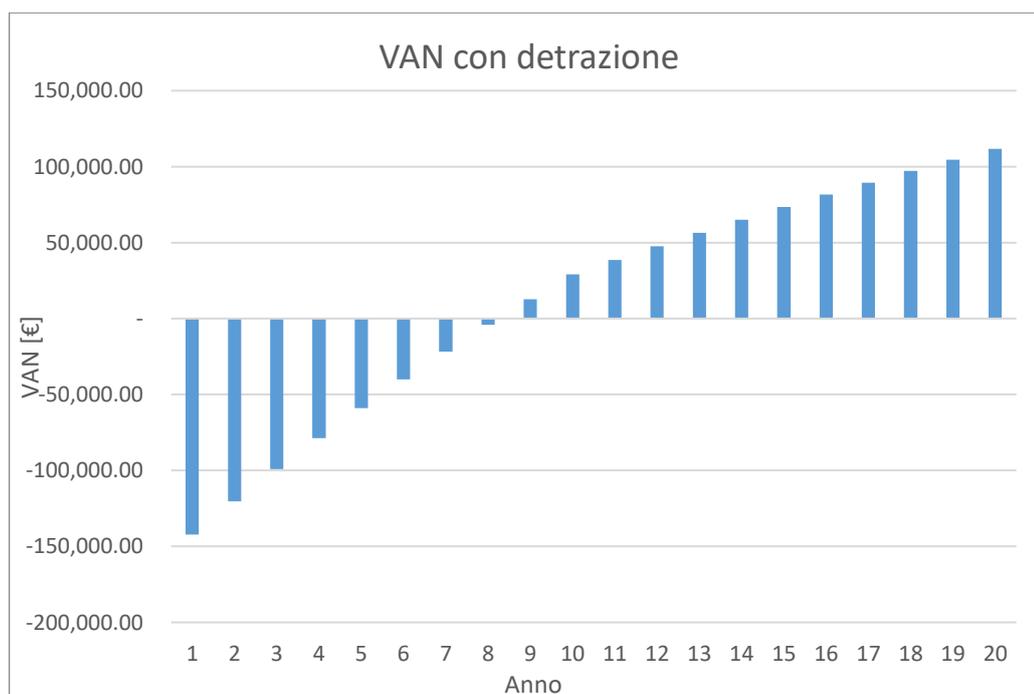


Figura 30 VAN ottenuto con incentivi

Si può vedere come in questo caso che il ritorno in cassa si ottenga già dopo 9 anni dopo la realizzazione, anche i flussi di cassa risultano essere considerevoli.

Infine si è valutato il VAN nel caso si scegliesse di realizzare oltre l'impianto di riscaldamento, anche l'impianto fotovoltaico. In questo caso le variabili di calcolo cambiano, poiché il sistema fotovoltaico così dimensionato consente il 50% di autoconsumo della pompa di calore. A questo punto dobbiamo modificare le relazioni di W_n e C_n precedentemente mostrate. Il valore rappresentante le uscite, W_n , sarà così calcolato (Equazione 38):

$$W_n = \alpha c_{el}(1 + \tau)^n + c_{an}$$

Equazione 38

Avendo indicato con α la percentuale di energia elettrica prodotta, pari al 50%, inoltre nel termine c_{an} terrà conto dei costi di manutenzione anche del sistema fotovoltaico, essendo pari circa 2000 € annui.

Mentre l'espressione di C_n si modifica così (Equazione 39):

$$C_n = c_{met}(1 + \tau)^n + c_{det}$$

Equazione 39

dove c_{det} è la somma di denaro ottenuta dalle detrazioni fiscali, pari al 65% dell'intero importo e risarcita in 10 anni. In questo caso l'investimento iniziale è però più alto e pari a circa 220000€, si ottiene così (Figura 31):

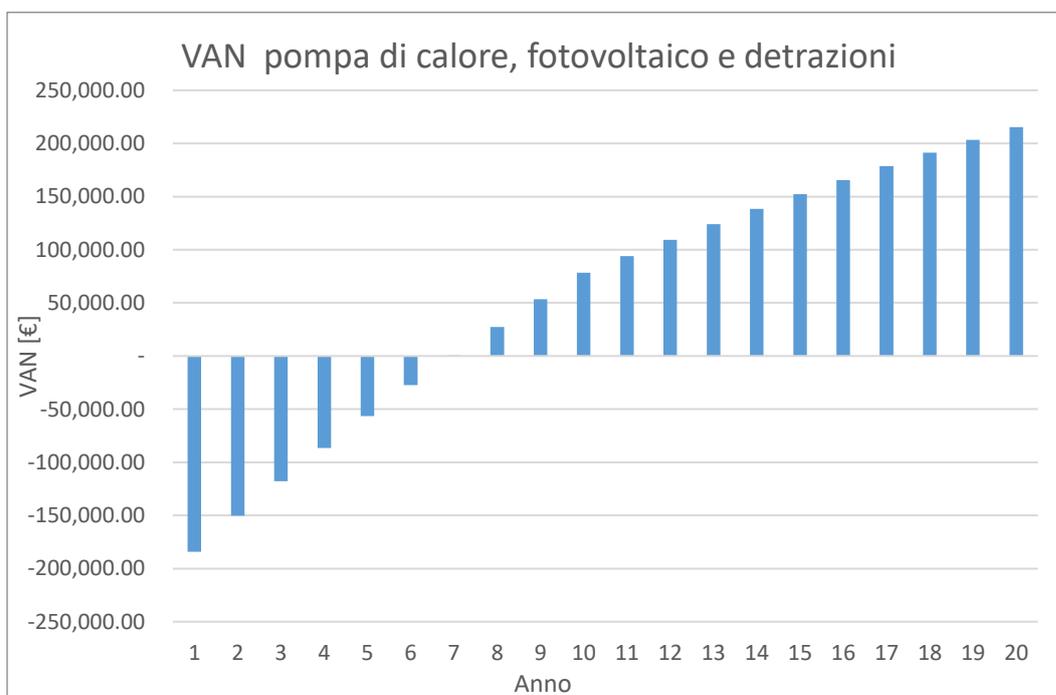


Figura 31 VAN con impianto fotovoltaico

Si può notare come in questo caso il ritorno economico dell'investimento si abbia dopo 7 anni di funzionamento, inoltre i flussi di cassa risultano essere maggiori dei casi precedenti, indicando che tale scelta progettuale, se pur presentando costi di investimento più alti, risulta essere la più conveniente.

Infine è stato valutato il tasso interno di rendimento. Il TIR è stato calcolato, mediante il foglio di calcolo Excel, utilizzando la funzione "TIR.COST", si sono ottenuti così in tutti e tre i casi dei valori superiori al tasso fissato per il calcolo del VAN (5%) (Tabella 5).

Tabella 5 Tasso interno di rendimento

Caso	TIR
Pdc senza incentivi	6.64%
Pdc con incentivi	12.47%
Pdc abbinata ad impianto fotovoltaico, con incentivi	15.72%

4.6 Analisi economica progetto closed loop

4.6.1 Costo realizzativo sonde

Per la realizzazione e posa delle sonde geotermiche viene considerato un prezzo al metro generalmente compreso tra 40-60 €/metro [37], quindi si è deciso di stimare il costo realizzativo delle sonde considerando un prezzo medio pari a 50 €/metro. In tutti e tre i casi le sonde presentano uno sviluppo verticale di 100 metri, si ottiene dunque (Tabella 1):

Tabella 6 Costo realizzativo impianto closed loop

n. sonde	Costo €
32	160000
24	120000
20	100000

4.6.2 Analisi del ritorno dell'investimento

Per il caso in esame, dato che si è dimensionato con la stessa pompa di calore, si è considerato la stessa somma per l'investimento della pdc. La differenza con il caso open loop, è legata al maggior consumo energetico, pari a circa 108 MWh/anno, con una conseguente stima dei costi elettrici pari a circa 19500 €/annuo. Anche per il caso in esame è stata condotta l'analisi del VAN e del TIR. In maniera analoga a quanto visto per il caso open loop, si è calcolato il VAN con la differenza di non inserire le spese relative alla pompa e i costi di pompaggio. Si ottiene dunque per lo scenario con 32 sonde un investimento pari a circa 220000 €, lo sgravio fiscale nei primi 10 anni comporterebbe

un risparmio di circa 14300 €/anno. Il PBT si ottiene dopo 11 anni di funzionamento, tre anni dopo rispetto al caso dell'open loop (Figura 32).

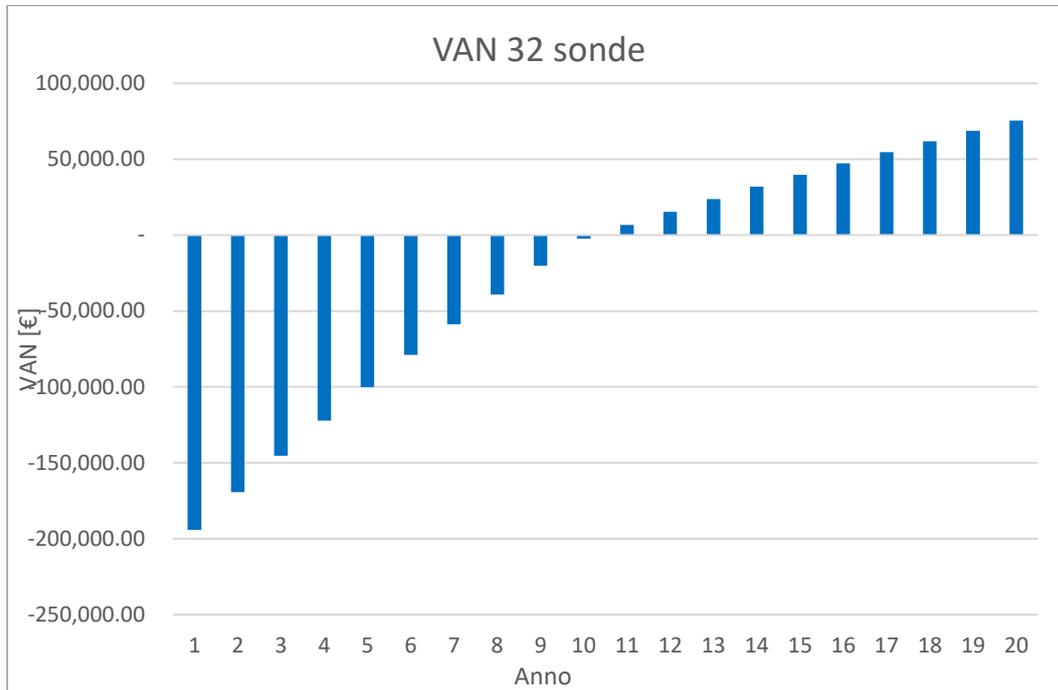


Figura 32 VAN impianto closed loop, scenario con 32 sonde

Per quanto riguarda il caso con 24 sonde il costo complessivo dell'opera sarebbe pari a circa 180000 €, comportando uno sgravio fiscale nei primi 10 anni di circa 11700 €/anno. In questo scenario il PBT è anticipato di tre anni, come nel caso dell'open loop si ottiene dopo 9 anni (Figura 33).

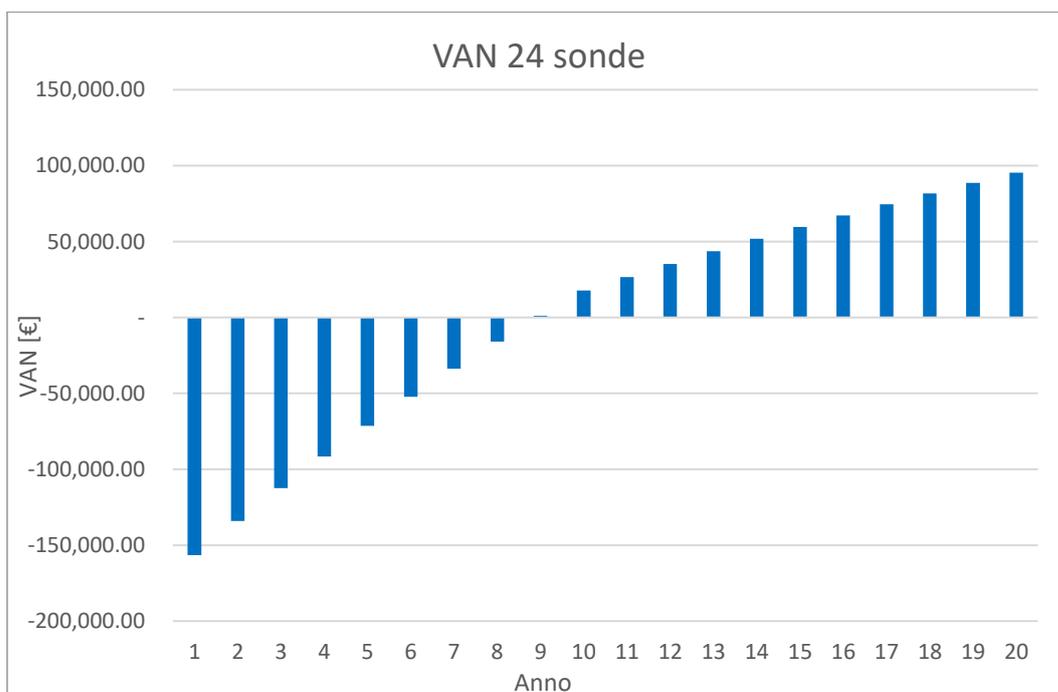


Figura 33 VAN impianto closed loop, scenario con 24 sonde

Nel terzo scenario il costo complessivo dell'impianto closed loop sarà pari a circa 160000 €, comportando uno sgravio fiscale per i primi dieci anni pari a circa 10400 €/anno. In questo scenario il PBT è stato anch'esso ottenuto dopo 9 anni (Figura 34).

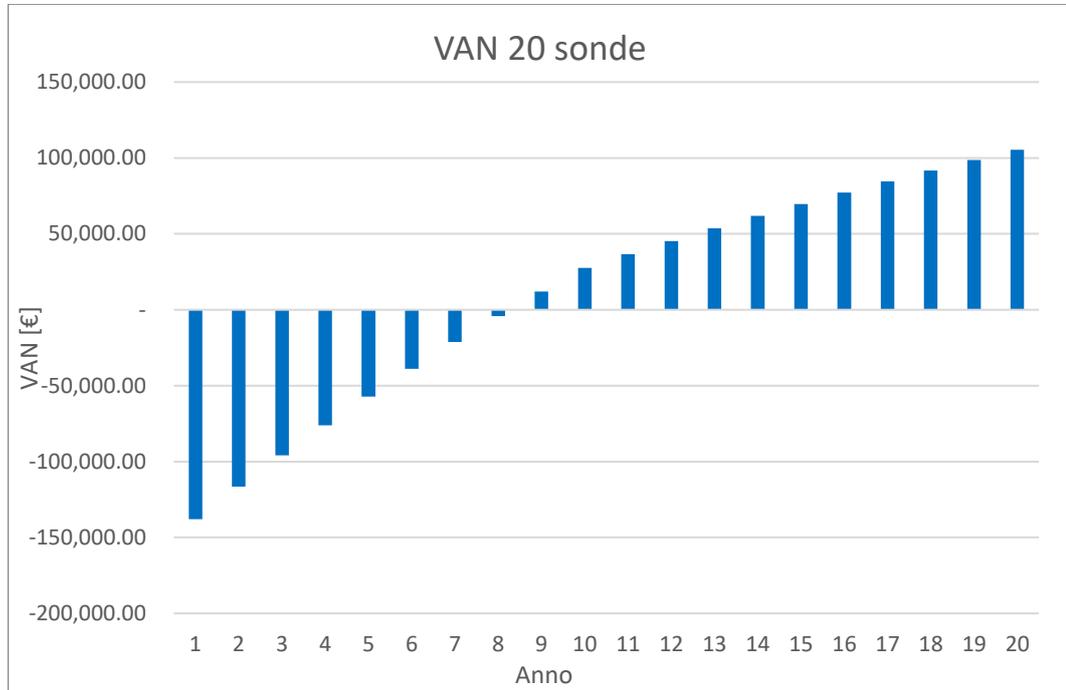


Figura 34 VAN impianto closed loop, scenario con 20 sonde

Dall'analisi dei tre diversi VAN, appare evidente come la scelta progettuale con meno sonde presenta un PBT minore nell'ordine degli 8 anni. Tuttavia, tale analisi deve essere validata nel capitolo delle simulazioni termiche, in quanto si è ipotizzato che all'interno delle sonde circoli acqua. Potrebbe accadere che la temperatura dell'acqua raggiunga il punto di congelamento, per evitare questo inconveniente bisognerebbe aggiungere glicole, il quale comporterebbe dei costi aggiuntivi, scenario che non viene preso in considerazione in quanto a quel punto la scelta migliore ricadrebbe di sicuro sull'impianto open loop.

Il TIR nei tre casi in esame sarà pari a (Tabella 7):

Tabella 7: TIR dei tre scenari

Scenario	TIR
32 sonde	4.13%
24 sonde	6.06%
20 sonde	7.30%

Nel caso si abbinasse, l'impianto fotovoltaico all'impianto closed loop si ottiene il seguente risultato (Figura 35):

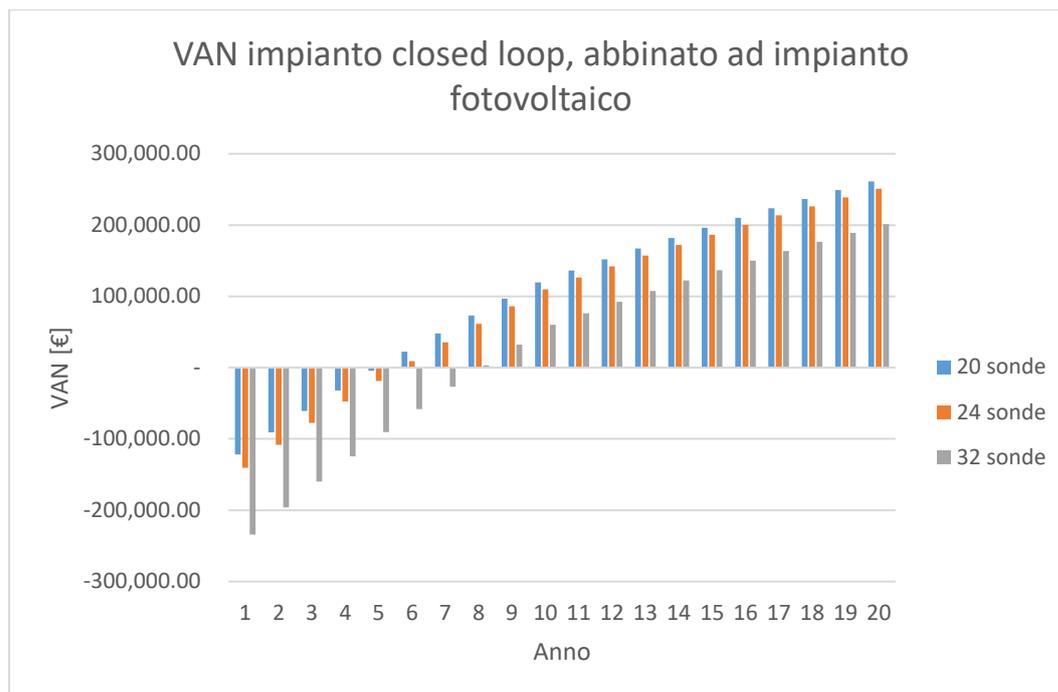


Figura 35 VAN impianto closed loop abbinato ad impianto fotovoltaico, nei tre diversi scenari.

Da analisi del VAN, si può notare come lo scenario progettuale con 20 e 24 sonde presenta un valore del PBT, di circa 6 anni, mentre nel caso dello scenario con 32 sonde il PBT si ottiene dopo circa 8 anni. Dall'analisi del TIR si ottengono i seguenti risultati (Tabella 8):

Tabella 8 TIR per i tre diversi scenari

Caso	TIR
32 sonde	10.93%
24 sonde	19.06%
20 sonde	21.98%

I risultati ottenuti in tutti e tre i casi, mostrano un valore del TIR maggiore del tasso fissato per il calcolo del VAN (5%).

4.7 Valutazioni ambientali

Nella stazione per il monitoraggio e la qualità dell'aria, presente nel territorio comunale di Cuneo, si è registrato nel 2016 un peggioramento della qualità dell'aria dato dall'aumento dei valori di PM₁₀; infatti rispetto ai due anni precedenti, si sono registrati 11 superamenti giornalieri in più, pur rimanendo al di sotto dei 35 superamenti annuali (Figura 36). Anche per quanto riguarda i valori di PM_{2.5}, la media annuale è aumentata di circa 1 μgm⁻³. Tale riscontro si spiega, con l'aumento della combustione di biomassa legnosa, utilizzate nella cittadina e nelle vallate limitrofe.

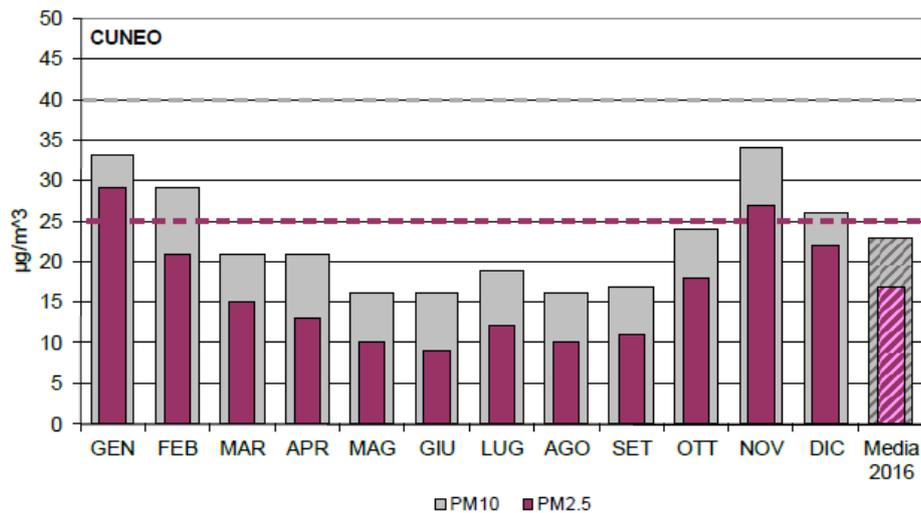


Figura 36 Concentrazioni medie mensili e annuali (2016) di PM₁₀ e PM₅ per la stazione di Cuneo[38]

Per meglio comprendere la riduzione di sostanze clima alteranti, ottenute con l'impianto geotermico progettato, si sono valutate le emissioni, dei principali inquinanti emessi dai classici sistemi di riscaldamento e si sono messe a confronto con le emissioni prodotte del nuovo sistema di riscaldamento. Per fare ciò si sono ricercati i valori di emissione dei vari combustibili, all'interno del sito web INEMAR (INventario Emissioni Aria) del sistema Piemonte, mentre le emissioni dovuti alla produzione elettrica sono riportati dal sito della regione Piemonte, riportando i seguenti valori (Tabella 9):

Tabella 9 Emissioni per le diverse soluzioni impiantistiche

Tecnologia	PM10 (g/MWh)	NO _x (g/MWh)	COV (g/MWh)	SO ₂ (g/MWh)	CO (g/MWh)	CO ₂ (kg/MWh)
Pellet	108	216	216	46.8	2232	-
Boiler a metano	0.72	136.8	18	1.8	90	198
Boiler a diesel	18	216	10.8	360	72	266.4
LPG boiler	0.72	216	7.2	-	36	230.4
Elettricità (Regione Piemonte)	3	310	-	-	-	470

Si è quindi calcolato i valori delle emissioni, considerando nel caso in esame: un sistema per la produzione di calore a metano; uno sistema di riscaldamento a pallet; e l'impianto geotermico progettato nel caso senza pannelli fotovoltaici e nel caso con pannelli fotovoltaici. I risultati ottenuti sono (Tabella 10):

Tabella 10 Stima emissioni in atmosfera

Tecnologia	PM₁₀ (g/y)	NO_x (g/y)	COV (g/y)	SO₂ (g/y)	CO (g/y)	CO₂ (kg/y)
Metano	281	53000	7030	703	35000	77000
Impianto geotermico open loop	271	26000	-	-	-	39950
Impianto geotermico closed loop	309	31930	-	-	-	48410
Pellet	42000	84000	84000	18300	871000	-
Impianto geotermico open loop con pannelli fotovoltaici	120	12400	-	-	-	18800
Impianto geotermico closed loop con pannelli fotovoltaici	189	19530	-	-	-	29610

Come si può osservare nella Tabella 10, il passaggio dall'attuale sistema a metano al sistema open loop con pompa di calore, comporterebbe una diminuzione sostanziale circa del 50% di CO₂ generata, rimanendo inalterata la produzione di PM₁₀. Valori di emissione leggermente più elevati nel caso di impianto closed loop, a causa di un maggior consumo di corrente elettrica. Si può inoltre osservare come l'impiego di pellet porterebbe ad una sostanziale diminuzione di CO₂ a discapito però di un aumento significativo delle concentrazioni di particolato atmosferico, ciò rispecchia quello che sta accadendo nel territorio. Inoltre l'emissione di CO₂ reale delle caldaie a pellet è uguale a zero solo nel caso di stoccaggio della materia prima in posto, altrimenti bisogna considerare le emissioni dovute allo spostamento, con un valore pari a circa 0.05 kg kWh⁻¹. L'impiego del sistema fotovoltaico (combinato all'impianto open loop) resta la situazione migliore in quanto il consumo di energia elettrica diminuirebbe nettamente, ottenendo il risultato di dimezzare le concentrazioni di PM₁₀ e abbattendo di circa il 75% le emissioni in atmosfera di CO₂.

5 VALUTAZIONE DELL'IMPATTO TERMICO NEL SOTTOSUOLO

In questo capitolo verrà analizzata come l'impianto modifica il regime termico della falda e come il plume termico si propaga. Per fare ciò si è fatto ricorso ad un modello numerico agli elementi finiti, utilizzato per la modellazione del flusso, trasporto di soluti e di calore nei mezzi porosi o fratturati, ovvero FEFLOW (oggi risulta essere uno degli strumenti più potente e qualificato per la modellazione e simulazione di impianti geotermici). L'analisi termica consente di verificare le condizioni di progetto e valutare l'impatto termico prodotto dall'impianto, attraverso l'analisi dell'isoterma ad 1 °C e 2°C.

5.1 Il software FEFLOW

Il software FEFLOW consente, mediante algoritmi agli elementi finiti, di simulare flussi di falda sia in campo bidimensionale che in campo tridimensionale.

I principi fisici su cui si basa la modellazione matematica in FEFLOW, sono i seguenti:

- conservazione della massa del fluido;
- conservazione della massa dei contaminanti;
- conservazione dell'energia (primo principio della termodinamica).

L'implementazione del modello matematico prevede di fissare le condizioni iniziali e le condizioni al contorno del sistema. Generalmente, vengono fissate in prossimità di limiti fisici reali, come ad esempio fiumi, laghi o altri limiti idrogeologici. Per definire le condizioni al contorno, vengono quindi individuate quattro condizioni matematiche:

- Condizione di Dirichelet: utilizzata per fissare l'altezza piezometrica, permette di simulare la variazione dei carichi idraulici ai limiti del dominio.
- Condizione di Neumann: viene utilizzata per specificare il flusso di corpi superficiali o sotterranee;
- Condizione di Cauchy: viene utilizzata in presenza di limiti idrogeologici (fiumi, laghi) in cui non si conosca il rapporto di scambio con la falda;
- Condizione "well": utilizzata per definire la presenza di pozzi presenti nel dominio.

Le condizioni iniziali invece, possono riguardare valori di carico idraulico, temperatura, pressione e concentrazione inquinante direttamente sui singoli nodi o su porzioni di spazio. L'applicazione di tale metodo porta dietro semplificazioni matematiche e approssimazione del modello reale. Infatti, il mezzo poroso sarà considerato omogeneo e isotropo.

5.1.1 Dominio

FEFLOW permette una discretizzazione bi e tri-dimensionale del dominio di interesse. Il dominio viene quindi discretizzato in una serie di elementi più piccoli, di forma triangolare, nel caso bidimensionale, e di forma tetraedrica nel campo tridimensionale. Le proprietà degli elementi finiti vengono associate ai nodi, ovvero ai punti di connessione fra i vari elementi. La licenza disponibile per il Politecnico di Torino, ha permesso di lavorare con un numero massimo di 50000 nodi.

Per la costruzione della mesh ad elementi finiti, è necessario definire i confini dell'aria di interesse, i quali per essere definiti necessitano dell'inserimento manuale dei superelement mesh. Partendo da una mappa geo riferita, si è quindi delimitato il dominio di studio, prendendo come limite due isopieze, ovvero l'isopieza 530 m.s.l.m. per il limite sud e la 515 m.s.l.m. per il limite nord. Si è deciso quindi di procedere in questo modo per una semplificazione in sede di assegnazione delle c.c. Il dominio presenta quindi una forma irregolare, con asse maggiore lungo la direzione di flusso e pari a circa 1250 m, ed asse trasversale pari a circa 700 m.



FEFLOW (R)

0 200 400
[m]

Figura 37 Dominio in FEFLOW, con individuazione condominio (freccia blu)

5.1.2 Mesh

Dopo aver inserito i superelement, si passa alla generazione della mesh tramite la funzione mesh generator. In questa fase, il dominio viene suddiviso in un numero di elementi finiti, i quali si intercettano in nodi. Tanto maggiore sarà la densità di elementi finiti, tanto maggiore risulterà la

precisione della simulazione finale. La creazione della mesh avviene automaticamente con parametri settati, ma è possibile modificarli a priori, utilizzando la sezione mesh options, dove è possibile impostare il numero di elementi su cui si vuole lavorare.

La funzione meshing prevede di costruire la maglia, secondo quattro diversi tipi di codici:

- triangle;
- gridbuilder;
- tetgen;
- advancing front.

Il codice che è stato scelto per la costruzione della mesh è il triangle, ovvero un codice di triangolazioni in grado di combinare punti, linee e poligoni, di cui è stato impostato come angolo minimo degli elementi 29° . La mesh così generata, viene raffinata nei punti di particolare importanza tramite la funzione “refine elements”, nel caso in esame si è raffinata l’area interessata dal trasporto del plume termico. Infine, attraverso la funzione “smoothing”, si sono resi i triangoli del nostro dominio quanto più equilateri possibili, in modo da aver il maggior numero di elementi con angoli interni di 60° . Si sono eseguite due mesh differenti, una per il caso dell’impianto open loop e una per l’impianto closed loop.

Per l’impianto open loop, ogni livello del modello conterrà circa 6700 nodi, ottenendo il seguente risultato (Figura 38):

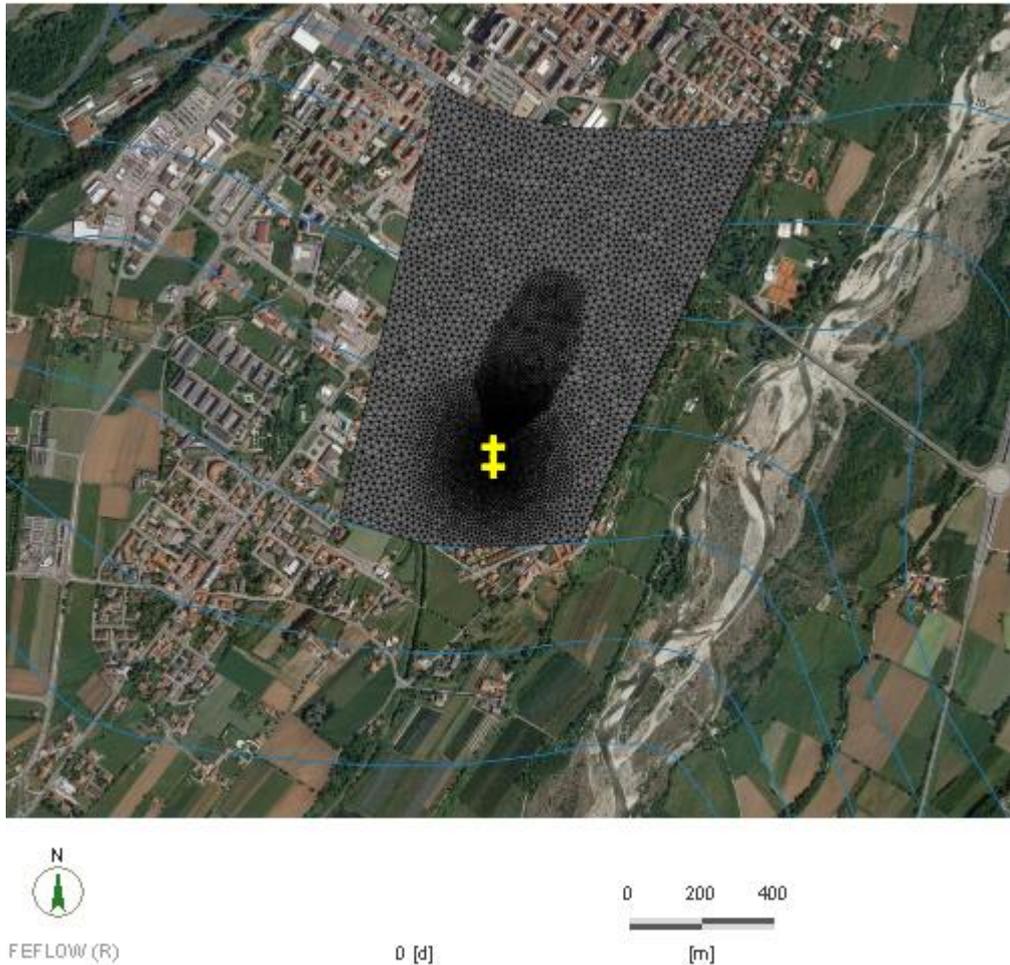


Figura 38 Risultato ottenuto dalla funzione mesh generator, per la simulazione open loop

A questo punto si procede alla definizione del modello tridimensionale del dominio, attraverso la funzione “3D layer configuration”. Per definire le varie quote della prima slide, si è ricorso alla funzione “grid to countur” del software Surfer, prelevando le quote di 100 punti ricadenti all’interno del dominio. La quota dell’area in esame è stata presa dal DTM, scaricato dal geo portale della regione Piemonte, ottenendo le quote dei limiti dell’area di studio comprese tra circa 570 m.s.l.m. per il limite sud, e circa 555 m.s.l.m. per il limite nord. Tali quote sono state importante in FEFLOW, e mediante un metodo di interpolazione lineare (Akima), si è ottenuta una distribuzione spaziale delle quote in tutto il nostro dominio. Successivamente, sono state inserite altre 6 slide collocate in zone di particolare interesse per il caso studio:

- una slide in corrispondenza della soggiacenza acquifero;
- una slide in corrispondenza del top del tratto finestrato dei pozzi e una in corrispondenza del bottom;

- una slide in corrispondenza del bottom acquifero e una posta ad un metro di distanza da essa. La quota del bottom dell'acquifero è stata ottenuta analogamente come fatto per la prima slide, con la differenza che le quote sono state prese da uno shapefile, scaricato dal geo portale della regione Piemonte, contenente le informazioni relative alle quote del bottom acquifero;
- una slide finale posta ad una distanza dal p.c. pari a 150 metri.

Il modello è così strutturato (Figura 39):

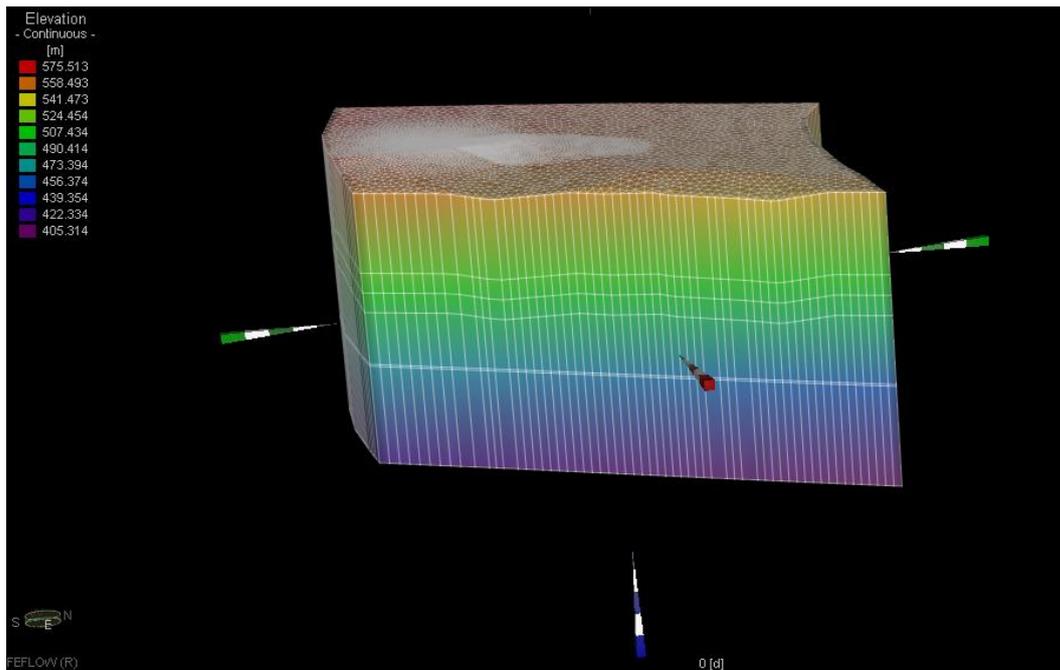


Figura 39 Modello 3D, per simulazione impianto open loop

Per il modello closed loop ogni livello del modello conterrà circa 7600 nodi, ottenendo il seguente risultato (Figura 40):

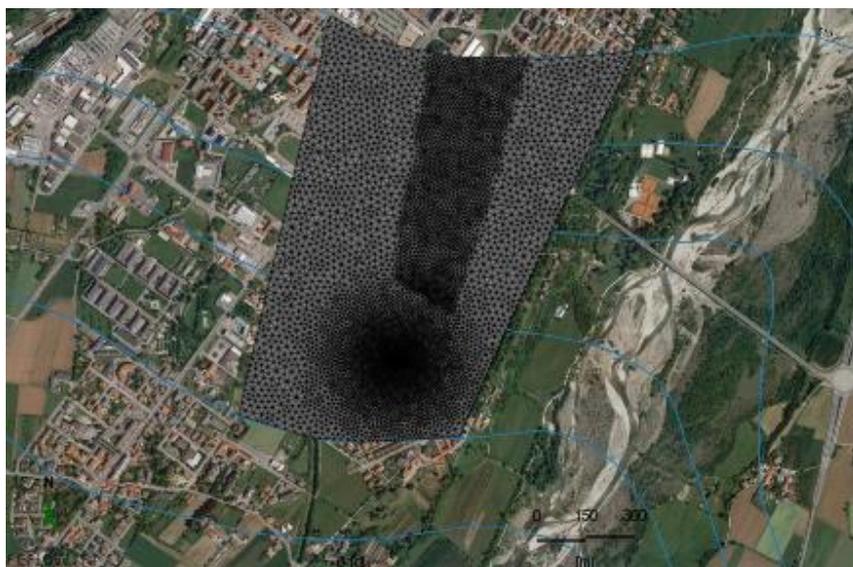


Figura 40 Risultato ottenuto dalla funzione mesh generator, per la simulazione closed loop

Infine si è completato il modello, aggiungendo 4 slide, così ubicate:

- una slide in corrispondenza della soggiacenza dell'acquifero;
- una slide posta ad una profondità di 100 metri dal p.c.;
- una slide posta a 1 m di distanza dalla precedente;
- una slide in corrispondenza del bottom acquifero.

Si ottiene così il seguente risultato (Figura 41):

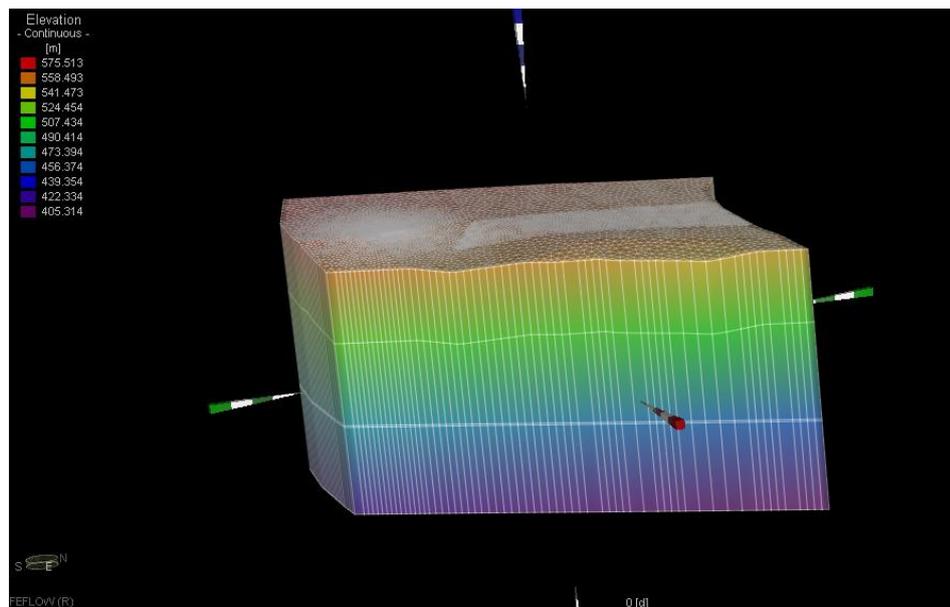


Figura 41 Modello 3D, per simulazione impianto closed loop

5.1.3 Condizioni al contorno e condizioni iniziali

Le condizioni al contorno e le condizioni iniziali da inserire, riguardano il flusso e il trasporto di calore. Per inserire le condizioni al contorno e le condizioni iniziali, bisogna accedere alla sezione “fluid flow” e “heat transport”.

Per quando riguarda la condizione al contorno relativa al flusso, viene assegnata una condizione di 1° tipo, quindi il carico idraulico viene assegnato al bordo sud e al bordo nord di tutte le slide del nostro dominio. I limiti del dominio sono stati costruiti in corrispondenza di due isopieze, in questo modo vengono assegnati, come valore del carico idraulico, i valori delle corrispettive isopieze. Viene quindi assegnato al bordo del limite sud, il valore di 530 m e 515 m al bordo del limite nord.

L'altra condizione al contorno è stata assegnata sul bilancio termico dell'acquifero. È stato imposto a tutti i bordi delle slide del limite sud, la temperatura di 13°C (condizione di 1° tipo).

La condizione iniziale per il flusso, viene simulata in condizioni stazionarie e riguarda la distribuzione spaziale del carico idraulico. Viene fissata una condizione iniziale sulla temperatura del modello, fissando su ogni punto un valore di 13 °C.

Al fine di ottenere una rappresentazione migliore, sono stati modificati alcuni valori delle proprietà dei materiali, impostate di default dal software. Nello specifico:

- la conducibilità idraulica come visto nel paragrafo 3.1, non è nota, però si è a conoscenza del range di valori in cui essa è contenuta. Si è quindi deciso di eseguire tre modelli con tre diverse conducibilità, per osservare come la variazione di tale parametro, nel range definito, modifichi il risultato. Inoltre, sono state attribuiti dei valori di conducibilità diverse ai diversi layer, in modo da distinguere l'acquifero superficiale da quello confinato. Le conducibilità prese in esame, nel caso dell'impianto open loop sono le seguenti (Tabella 11):

Tabella 11 Parametri idraulici

Acquifero superficiale	1° caso	2° caso	3° caso
$K_x=K_y$ [ms^{-1}]	0.02	0.0125	0.005
K_z [ms^{-1}]	0.002	0.00125	0.0005
Acquifero confinato	1° caso	2° caso	3° caso
$K_x=K_y$ [ms^{-1}]	$6 \cdot 10^{-4}$	$6 \cdot 10^{-4}$	$6 \cdot 10^{-4}$
K_z [ms^{-1}]	$6 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$

Per l'impianto closed loop si è preso in riferimento solamente un valore di conducibilità, ovvero quella appartenente al terzo caso.

- per la porosità è stato mantenuto il valore di default, pari a 0.2; anche per la porosità efficace è stato mantenuto il valore di default, pari a 0.3;
- viene fissato il valore del flusso geotermico, solo nell' ultima slide, fissandolo pari a -0.06 Wm^2 ;
- per la capacità termica del fluido e la conducibilità termica del fluido si sono mantenuti i valori di default, pari rispettivamente a: $4.2 \text{ MJm}^{-3}\text{K}^{-1}$ e $0.65 \text{ Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$;
- per la capacità termica e la conducibilità termica della matrice solida si sono utilizzati i parametri che meglio illustrassero le caratteristiche del sito, pari rispettivamente a $1.98 \text{ MJm}^{-3}\text{K}^{-1}$ [39] e $1.5 \text{ Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$ [39];

- per la dispersività termica longitudinale e trasversale, si sono mantenuti i valori di default, rispettivamente pari a 10 e 1.

Ultimo parametro ad essere stato settato è il tempo di simulazione, fissato pari a 3650 giorni.

5.1.4 Impianto open loop

Per la definizione dell'impianto open loop, è stato inserito un unico doppietto di pozzi, i quali sono stati aggiunti mediante un foglio di calcolo Excel. Le informazioni necessarie alla loro localizzazione e le loro caratteristiche sono illustrate in (Tabella 12):

Tabella 12 Caratteristiche pozzi

x	y	z	Radius [m]	depth to top [m]	depth to bottom [m]	flow_rateID
383168	4913855	0	0.25	50	60	2
383168	4913911	0	0.25	50	60	3

L>ID 2 corrisponde al pozzo di prelievo, mentre l>ID 3 al pozzo di scarico. Oltre a queste informazioni, vengono inserite le portate e il salto termico in falda. Il periodo di riscaldamento dura 207 giorni, ed il salto termico è impostato a 3°C (Figura 42).

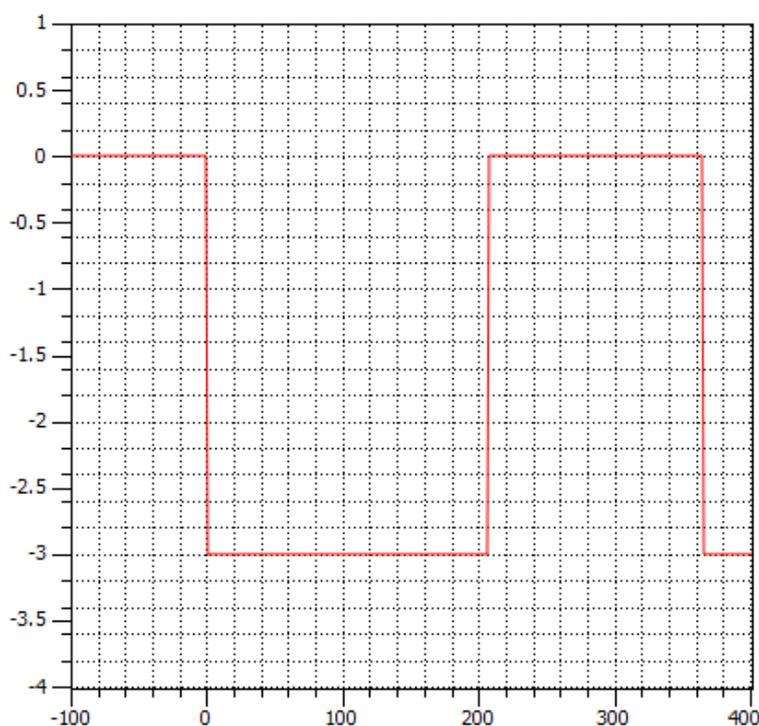


Figura 42 Salto termico impostato, in ordinate troviamo le temperature [°C] in ascissa i giorni.

Le portate vengono inserite con la convezione dei segni di FEFLOW, il quale individua le portate prelevate positive (Figura 43), mentre quelle reimmesse negative (Figura 44).

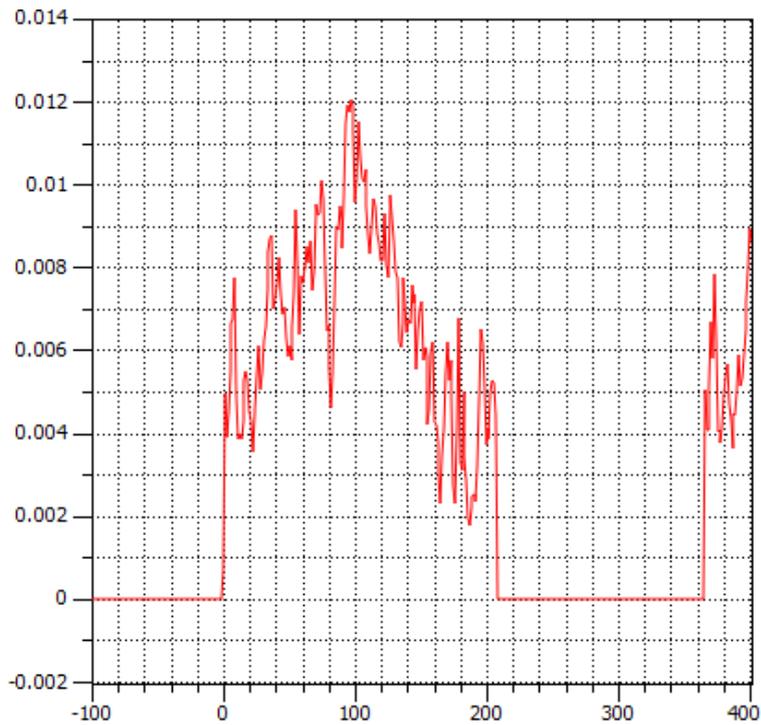


Figura 43 Portate prelevate in funzione del tempo, in ordinata troviamo il valore di portata [m^3s^{-1}] in ascissa il tempo espresso in giorni

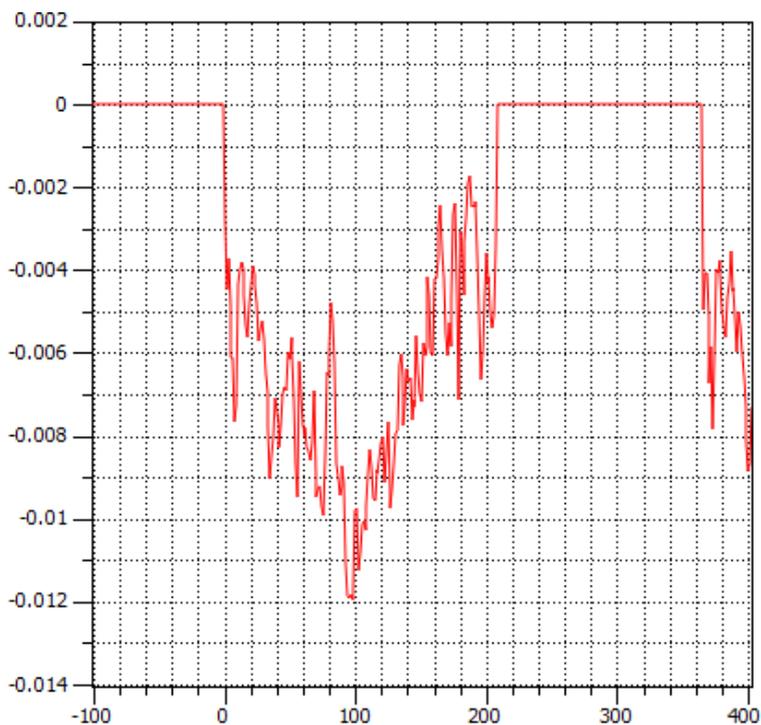


Figura 44 Portate reimmesse in falda in funzione del tempo, in ordinata troviamo il valore di portata [m^3s^{-1}] in ascissa il tempo espresso in giorni

Inoltre in FEFLOW per la simulazione del trasporto di calore, nel caso di impianti di tipo open loop è necessaria l'attivazione del plug-in OpenLoop. Tale plug-in permette di applicare una differenza di temperatura variabile nel tempo tra i pozzi e gli altri elementi. Per far funzionare il plug-in bisogna creare un "nodal reference distribution" con il nome OpenLoop, la quale identifichi

i pozzi dal resto degli altri nodi. Verrà quindi impostato il valore 0 a tutti gli elementi della mesh, tranne ai nodi dove sono presenti i due pozzi, ai quali verrà attribuito il valore 1.

5.1.5 Impianto closed loop

Nella configurazione closed loop sono stati inserite le sonde geotermiche in maniera analoga al caso precedente. Nella configurazione closed loop è stato osservato l'impatto termico relativo all'applicazione di 20, 24 e 32 sonde. Attraverso il comando "borehole heat exchanger dataset editor" è stato possibile scegliere il tipo di sonde e impostare le caratteristiche fisiche delle sonde, le quali, sono rimaste quelle di default.

Definito il campo sonde, si aggiungono le serie temporali. Per un impianto closed loop, bisogna definire come varia il carico termico e le portate con le quali ottenerlo. Le potenze vengono inserite con la convenzione dei segni in FEFLOW, ed essendo potenze estratte per il riscaldamento saranno potenze negative. Ipotizziamo inoltre, che nelle sonde circoli acqua e che il salto termico allo scambiatore di calore sia di 4°C. Si ottiene così (Figura 45, Figura 46):

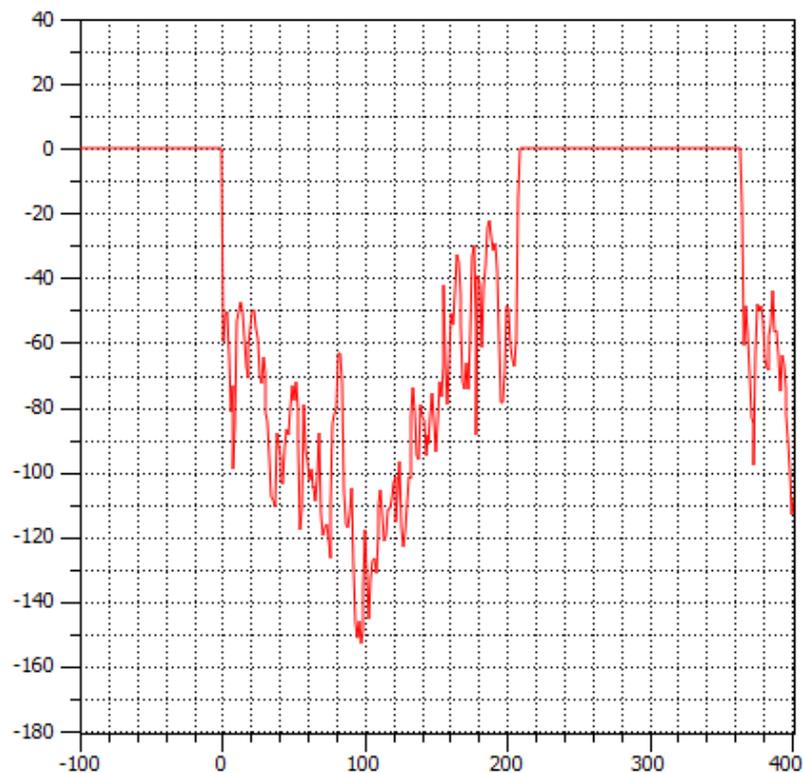


Figura 45 Potenza termica di progetto, in ascissa troviamo i giorni, in ordinata i valori di potenza [kW]

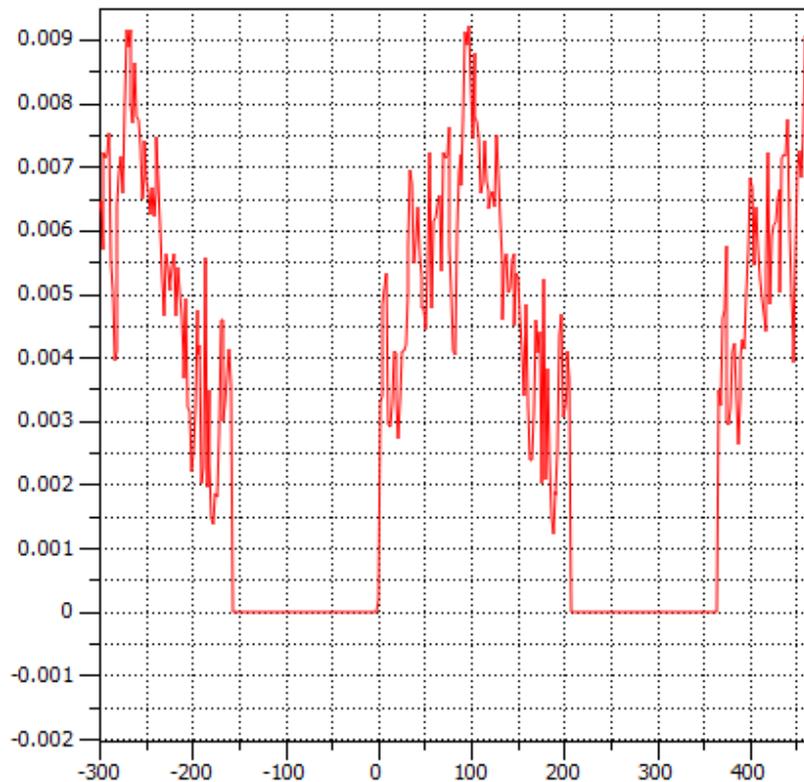


Figura 46 Portata di circolazione all'interno delle sonde, in ascissa troviamo i giorni, in ordinata i valori di portata [ms⁻¹]

5.2 Impatto termico nel sottosuolo

Una volta costruita la mesh, ed inserite tutte le informazioni del modello, l'ultima fase riguarda la simulazione. Il processo elaborativo può essere osservato, mediante delle finestre grafiche, diagrammi che permettono di controllare lo stato di avanzamento della simulazione. I risultati ottenuti dalla simulazione, possono essere osservati in tempo reale ed essere visualizzati con diversi layout grafici:

- variazione campi cromatici;
- isolinee;
- visualizzazione tridimensionale;
- sezioni lungo linee o scie.

I diversi layout grafici ci permettono dunque, di studiare l'impatto termico nel sottosuolo.

5.2.1 Impatto termico impianto open-loop

In questo paragrafo verranno illustrati i risultati ottenuti dalle tre diverse simulazioni. In tutti e tre i casi verranno riportate le distribuzioni spaziali delle isoterme nel momento di picco, corrispondente al 97° giorno di prelievo, le temperature minime raggiunte e le temperature operative del pozzo di presa e del pozzo di scarico

Il primo caso ad essere analizzato è quello che presenta la conducibilità idraulica più alta ($K_z=0.002 \text{ ms}^{-1}$). L'impatto termico durante il picco di prelievo, considerando l'isoterma ad 1°C , presenta un'estensione massima pari a circa 14 m (Figura 47 e Figura 48).

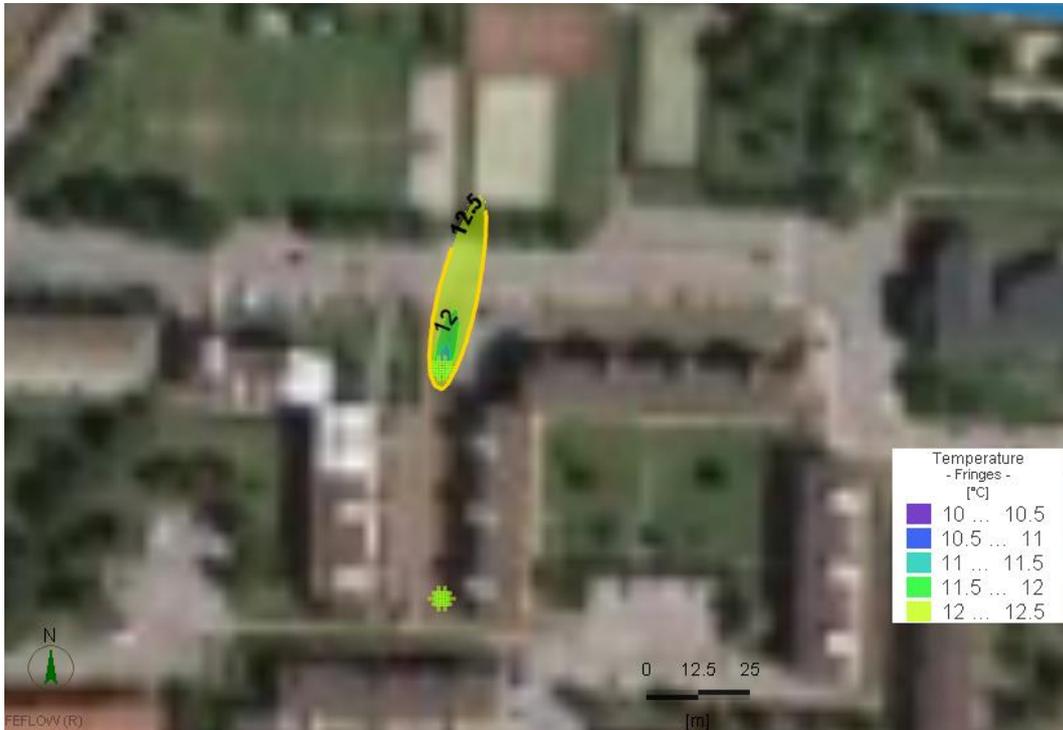


Figura 47 Impatto termico sulla 4°slide considerando una conducibilità idraulica pari a $K_z=0.002 \text{ ms}^{-1}$, descritto dalle isoterme 12°C e 12.5°C

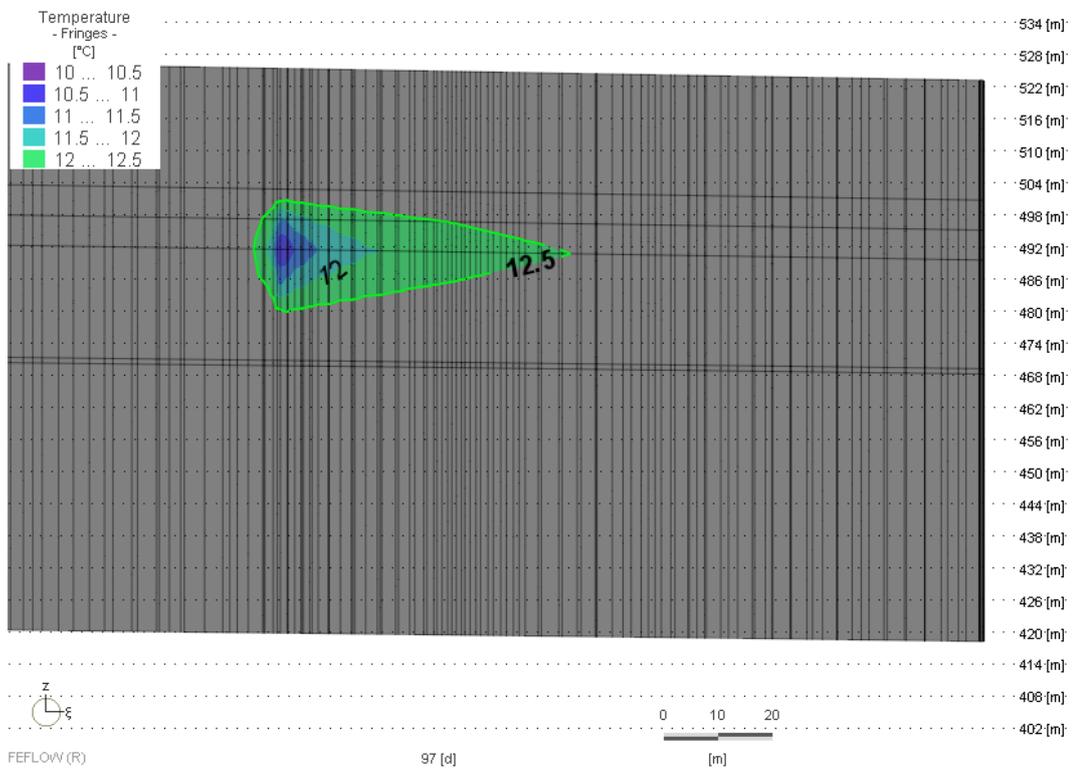


Figura 48 Sezione trasversale del plume termico nel primo caso analizzato

Il secondo caso analizza una conducibilità idraulica intermedia ($K_z=0.00125 \text{ ms}^{-1}$). L'impatto termico durante il picco di prelievo, considerando l'isoterma ad 1°C , presenta un'estensione massima pari a circa 20 m (Figura 49 e Figura 50).



Figura 49 Impatto termico sulla 4°slide considerando una conducibilità idraulica pari a $K_z=0.00125 \text{ ms}^{-1}$, descritto dalle isoterme 12°C e 12.5°C

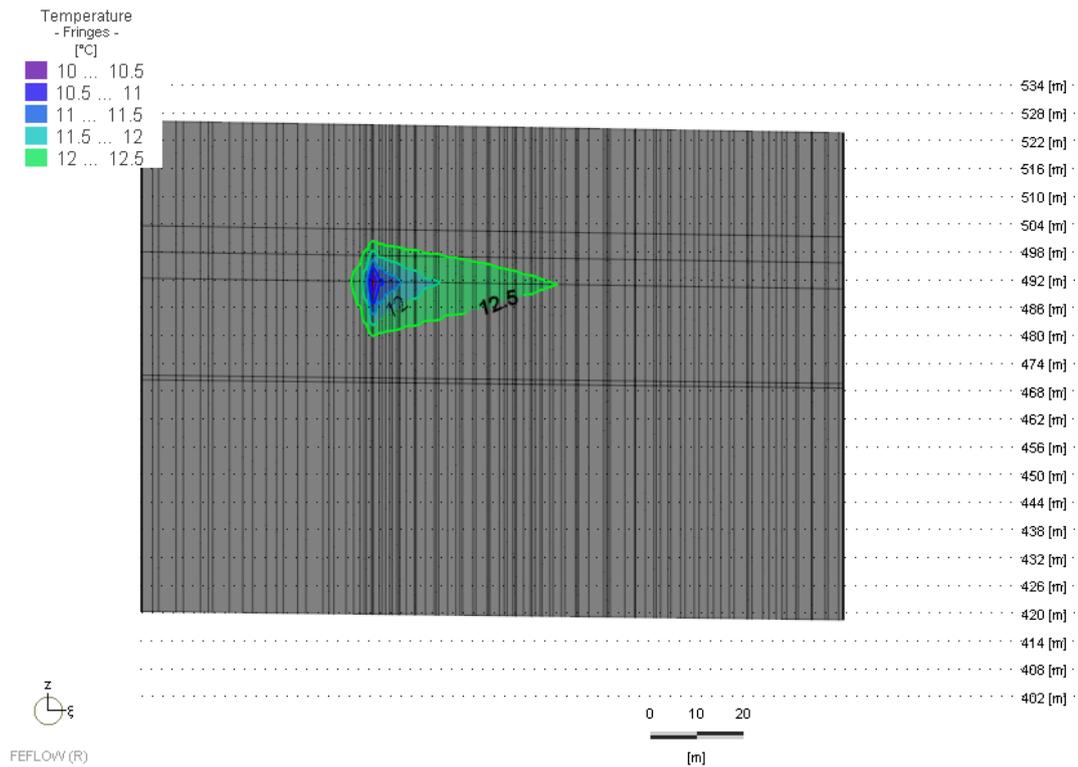


Figura 50 Sezione trasversale del plume termico nel secondo caso nel secondo caso analizzato

Il terzo caso ad essere analizzato è quello che presenta una conducibilità idraulica più bassa ($K_z=0.0005 \text{ ms}^{-1}$). L'impatto termico durante il picco di prelievo, considerando l'isoterma ad 1°C , presenta un'estensione massima pari a circa 35 m (Figura 51 e Figura 52).



Figura 51 Impatto termico sulla 4^o slide considerando una conducibilità idraulica pari a $K_z=0.0005 \text{ ms}^{-1}$, descritto dalle isoterme 12°C e 12.5°C

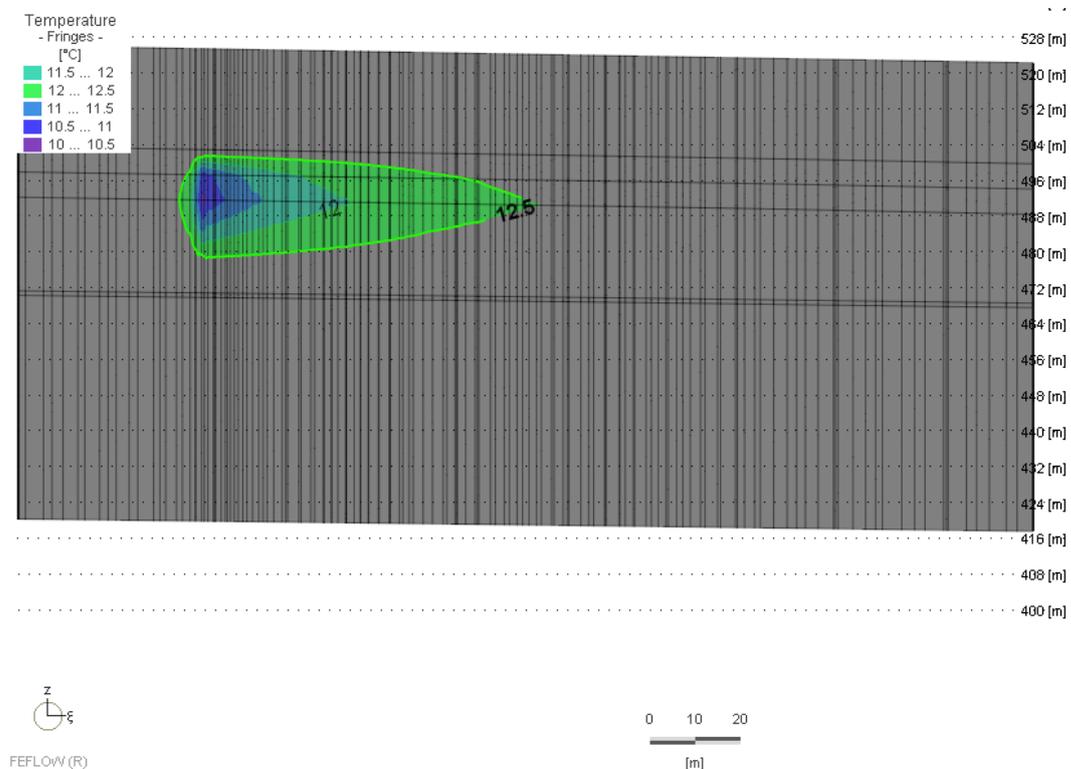


Figura 52 Sezione trasversale del plume termico nel secondo caso nel secondo caso analizzato

Una volta spento l'impianto, il plume termico viene velocemente disperso a valle non riscontrando quindi anomalie termiche significative da riportare. I risultati così ottenuti permettono di affermare che l'impatto termico, che l'opera ha sulla falda, è limitato nel periodo di utilizzo. L'analisi dell'isoterma ad 1°C, in tutti e tre i casi, evidenzia una zona di influenza limitata con estensione che va da 14 ai 35 metri circa. Considerando che in prossimità di tale zona ricadono campi da calcio e calcetto e la Chiesa di San Paolo, nel caso in cui in futuro tali strutture volessero a loro volta usufruire di pdc geotermico a configurazione open loop, si dovrà prendere in considerazione l'alterazione termica dovuta all'impianto progettato, localizzando il pozzo di prelievo in una zona che ricada al di fuori dell'aria d'influenza del plume termico generato. Inoltre, bisognerà analizzare l'impatto termico che si potrebbe avere con i due sistemi attivi.

Dalle temperature operative dei pozzi registrate nel pozzo di prelievo, in tutti e tre i casi, non si evidenziano fenomeni di cortocircuito termico, in quanto la temperatura di prelievo rimane costante a 13°C (Figura 53). La temperatura minima raggiunta, in tutti e tre i casi, è di 10°C e si

registra nella slide 4, mentre in corrispondenza della slide 3 la temperatura minima registrata è di circa 11.7 °C.

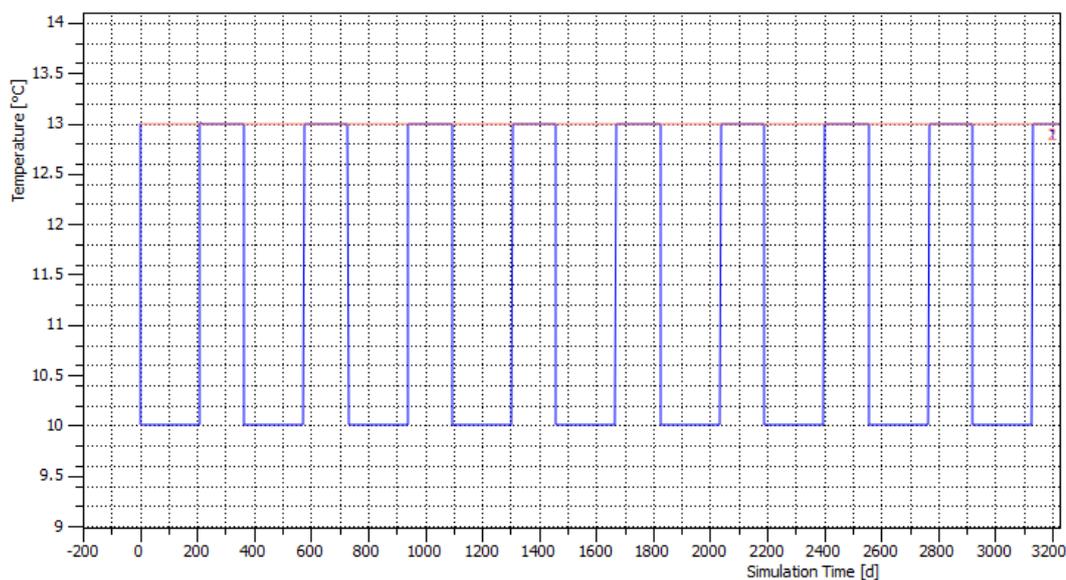


Figura 53 Temperature operative pozzo di prelievo (linea rossa) e pozzo di scarico (linea blu)

5.2.2 *Impatto termico impianto closed loop*

Nel caso di impianto closed loop, oltre alla valutazione dei plume termici e delle temperature minime, bisognerà valutare la temperatura del fluido termovettore che scorre all'interno delle sonde, poiché si dovrà accertare che la temperatura non raggiunga il punto di congelamento. Il primo caso ad essere analizzato è l'impianto che presenta 32 sonde. La temperatura minima del fluido termovettore in ingresso, all'interno delle sonde, raggiunge un valore minimo di circa 3.5°C (Figura 54). Già in questa configurazione sarebbe necessario aggiungere all'acqua del glicole per evitare fenomeni di congelamento, comportando rese energetiche inferiori.

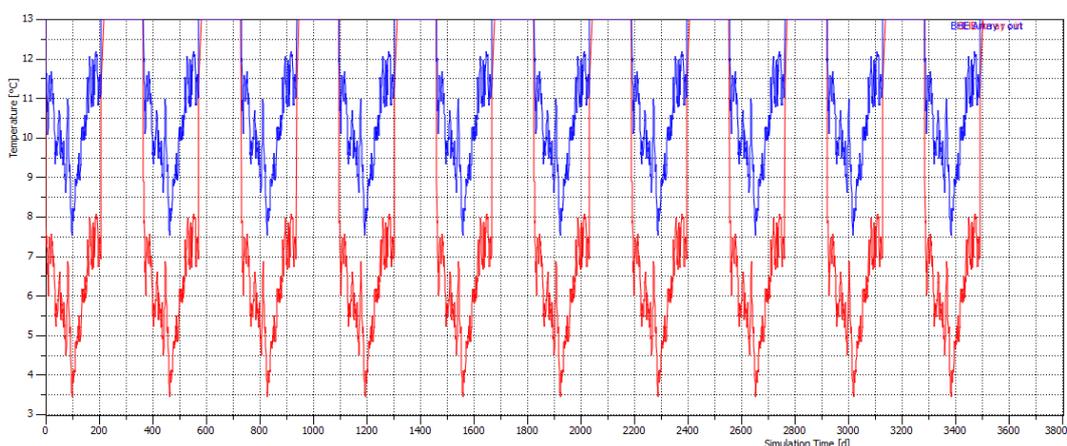


Figura 54 Temperature fluido termovettore in ingresso sonda (linea blu) e in uscita (linea rossa)

Per quanto riguarda la temperatura minima raggiunta dalle sonde, si registra un valore minimo di 12°C circa (Figura 55).

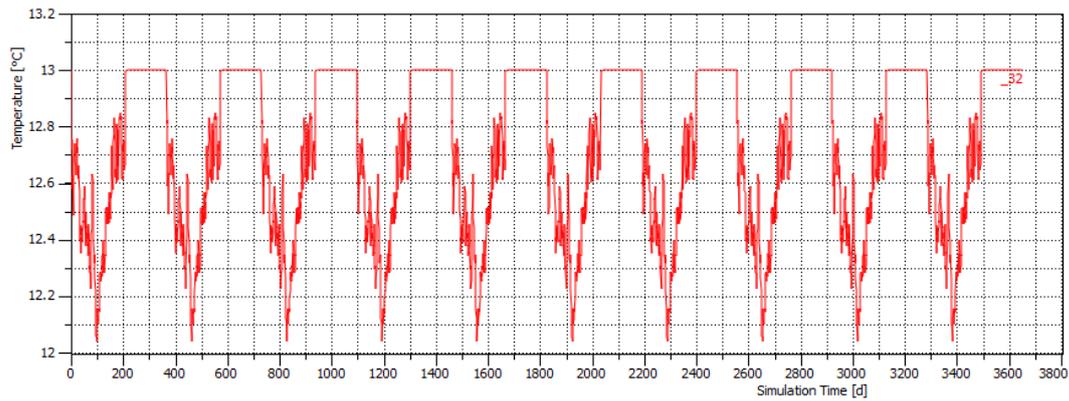


Figura 55 Temperature raggiunte dalle sonde

Il plume termico che si genera nel terreno è trascurabile, e riguarda una zona circoscritta prossima alle sonde, dove la temperatura scende di qualche frazione di grado. Il plume che si genera, invece, in corrispondenza dell'acquifero, presenta delta termici inferiori a 0.2 °C. Si riporta la dimensione massima del plume raggiunta dopo 3382 giorni dall'inizio del periodo di riscaldamento. L'isoterma 12.9 °C presenta una lunghezza massima nella direzione di flusso pari a 73 metri, (Figura 56). Una volta spento l'impianto, il plume si disperde rapidamente non lasciando traccia di variazioni termiche né nel terreno, né in falda.

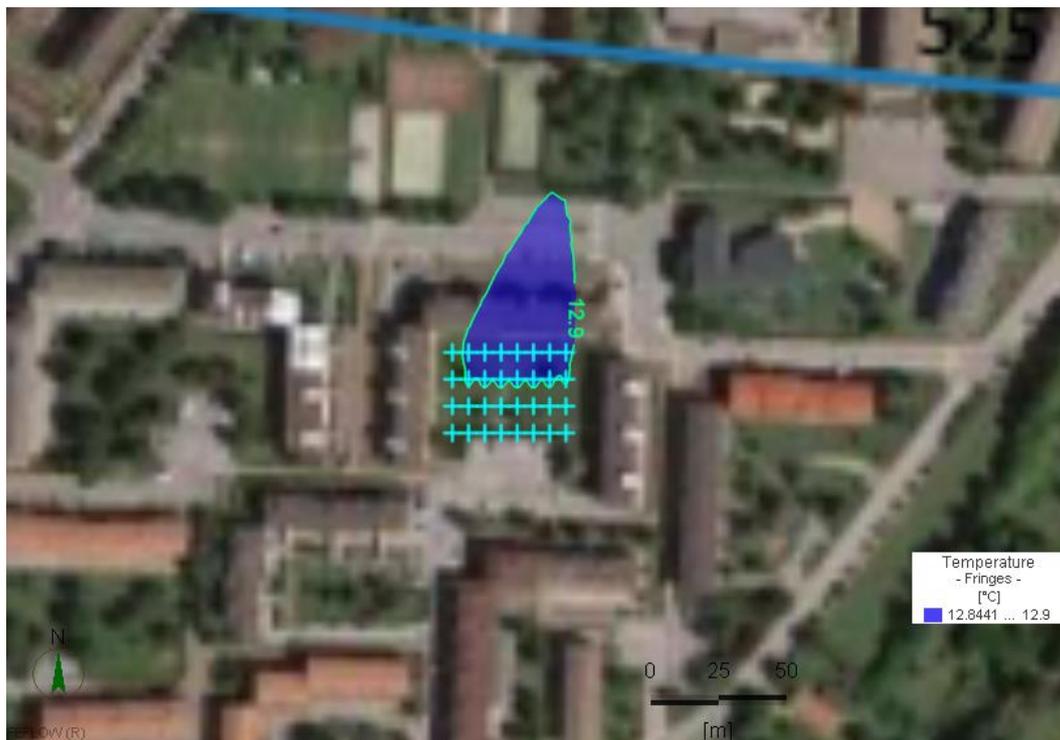


Figura 56 Plume termico in corrispondenza dell'acquifero, durante il giorno di riscaldamento più gravoso (3382 giorno)

Nello scenario con 24 sonde, la simulazione ha ottenuto come risultato una temperatura minima, del fluido in ingresso nelle sonde, pari a 1.3 °C (Figura 57), mentre la temperatura minima raggiunta

dalle sonde è pari a circa $11.6\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Figura 58). Date le temperature raggiunte dal fluido all'interno delle sonde, è necessaria l'aggiunta di glicole.

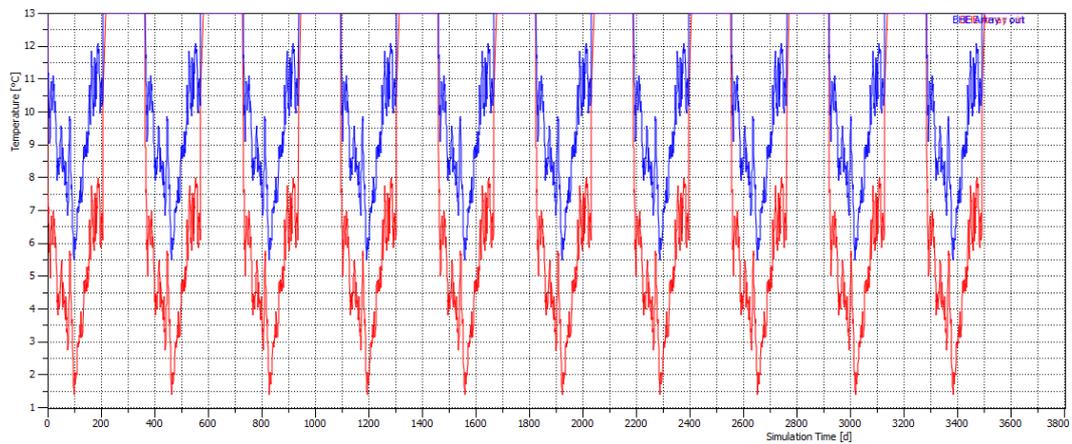


Figura 57 Temperature fluido termovettore in ingresso sonda (linea blu) e in uscita (linea rossa)

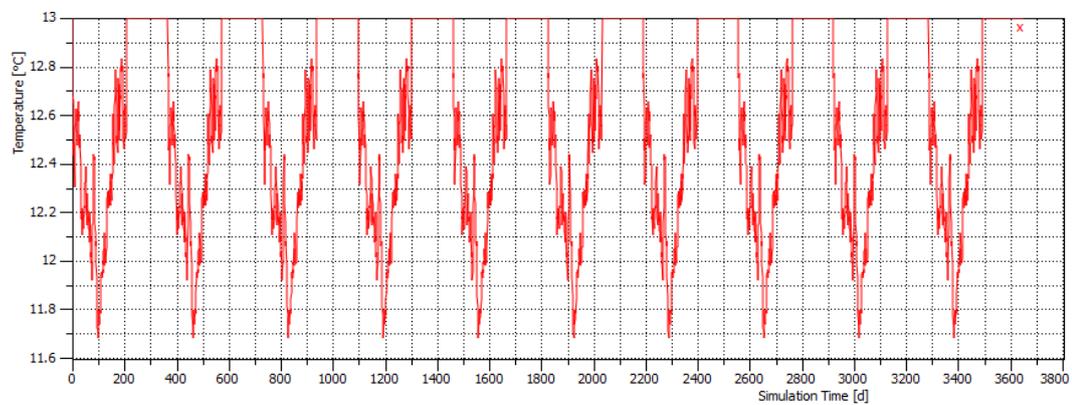


Figura 58 Temperature raggiunte dalle sonde

Anche in questo caso i delta termici sono poco rilevanti, presentando un'alterazione termica, in corrispondenza dell'acquifero, inferiore di $0.2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Si riporta la dimensione massima del plume raggiunta dopo 3382 giorni dall'inizio del periodo di riscaldamento. L'isoterma $12.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ presenta un'estensione massima lungo la direzione di deflusso, di circa 170 m (Figura 59).



Figura 59 Plume termico in corrispondenza dell'acquifero, durante il giorno di riscaldamento più gravoso (3382 giorno)

L'ultimo scenario ad essere analizzato è quello che prevede la presenza di 20 sonde. In questo scenario la temperatura minima del fluido in ingresso, è pari a circa $-0.33\text{ }^{\circ}\text{C}$. La temperatura minima raggiunta dalle sonde è pari a circa $11\text{ }^{\circ}\text{C}$. L'aggiunta di glicole è necessaria anche in questo scenario, compromettendo quindi le prestazioni della pdc.

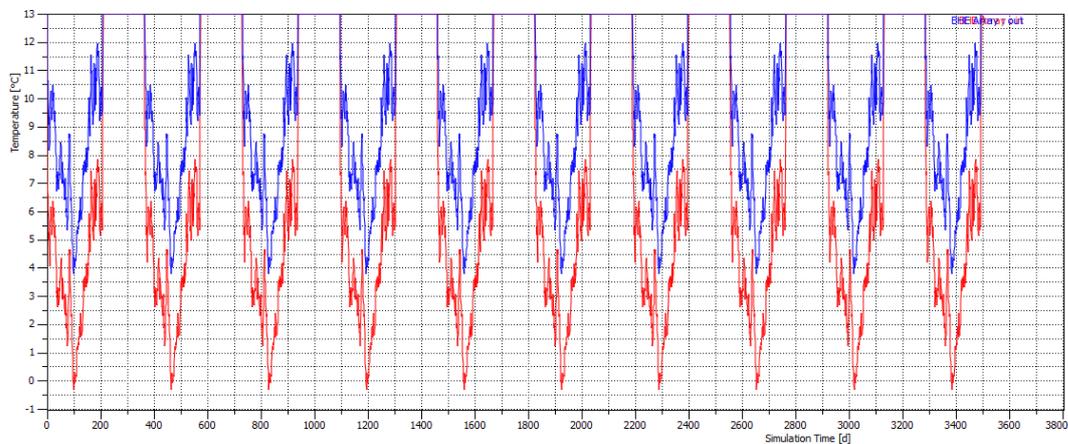


Figura 60 Temperature fluido termovettore in ingresso sonda (linea blu) e in uscita (linea rossa)

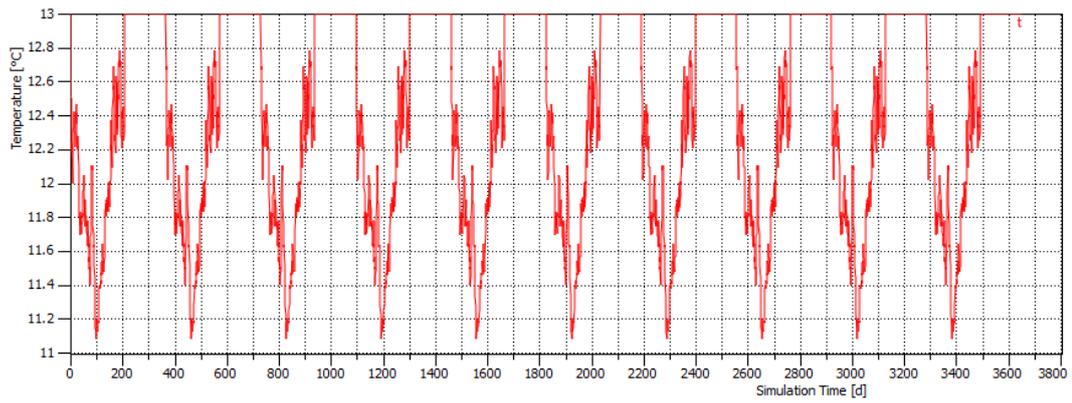


Figura 61 Temperature raggiunte dalle sonde

L'alterazione termica raggiunta in falda anche per questo caso è poco rilevante, l'isoterma 12.9 raggiunge un'estensione massima nella direzione di flusso pari a 290 metri circa (Figura 62).



Figura 62 Plume termico in corrispondenza dell'acquifero, durante il giorno di riscaldamento più gravoso (3382 giorno)

6 CONCLUSIONI

Lo scopo del presente lavoro è di analizzare la possibilità di sostituire una caldaia a metano con un impianto geotermico a bassa entalpia in un condominio situato nel comune di Cuneo, nel NW Italia. Si sono analizzati due impianti geotermici con diversa configurazione, ovvero un impianto a circuito aperto e un impianto a circuito chiuso. La caldaia a metano attualmente utilizzata, contribuisce al peggioramento della qualità dell'aria cittadina, rappresentando una fonte di inquinamento puntuale a causa dell'immissione, in atmosfera, di CO₂ e di altre sostanze inquinanti dell'aria. Se si vuole invertire il trend di produzione di CO₂, bisognerà investire molto anche nel superamento di questi sistemi di riscaldamento ormai superabili. Inoltre, bisogna considerare che l'acquisto della materia prima comporta un costo annuo di circa 35000 €. L'utilizzo alternativo di un impianto geotermico porterebbe al superamento di queste problematiche, in quanto a tutti gli effetti la risorsa geotermica è una risorsa rinnovabile. Ciò comporta un evitato rischio ambientale con conseguente miglioramento della qualità dell'aria e un risparmio economico, in quanto la materia prima è disponibile e non va acquistata. Tuttavia, la possibilità di applicare tale impianto va scrupolosamente valutata. Nello specifico per il caso in esame, si è effettuata una prima analisi delle caratteristiche idrogeologiche, poiché nella zona in esame è presente un acquifero molto produttivo. L'acquifero in esame è composto per lo più da orizzonti ghiaiosi scarsamente cementati tra loro, intervallati da orizzonti sabbiosi, ed è caratterizzato da un'elevata trasmissività e conducibilità idraulica ($T = 2.83 \cdot 10^{-2} \div 6.67 \cdot 10^{-2} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$, $K = 2.47 \cdot 10^{-3} \div 5.25 \cdot 10^{-4} \text{ ms}^{-1}$)

Il dato da cui è partito il dimensionamento della pompa di calore era il consumo di metano per la stagione di riscaldamento presa in esame. Attraverso una correlazione tra gradi giorno della stagione di riscaldamento e temperatura di progetto, è stata ricavata una potenza massima necessaria di 135 kW (nettamente inferiore alla potenza della caldaia esistente, pari a 234 kW), ed è stato scelto un modello di pompa di calore con potenza pari a 184 kW in riscaldamento.

Definita la potenza termica e i consumi termici, si è passati al dimensionamento dell'impianto closed e open loop. Per l'impianto open loop si è valutato l'inserimento di un doppietto di pozzi finestrato fra 40 e 50 m da p.c., con diametro di 0.5 m e portata massima emunta di 43 m³/h, per un volume di 83600 m³/anno.

Per l'impianto closed loop sono state invece scelte sonde a doppia U di profondità 100 m, valutando tre ipotesi progettuali con 32, 24 e 20 sonde.

Dato che entrambi gli impianti assorbono energia elettrica per il loro funzionamento, è stato valutato l'inserimento di un impianto fotovoltaico che copra i consumi elettrici. Tuttavia, la disposizione del tetto e l'area disponibile, hanno permesso l'inserimento di un impianto in grado

di coprire solo circa la metà dei consumi elettrici, nel caso di impianto open loop, e circa il 40% dei consumi elettrici dell'impianto closed loop, ovvero un impianto da 35 kW.

La parte di verifica dei plume termici e delle temperature raggiunte in falda e nel sottosuolo, è stata condotta su FEFLOW. Per l'impianto open loop si sono effettuate tre verifiche con tre valori di conducibilità idraulica diversi ($2 \cdot 10^{-3}$ m/s, $1.25 \cdot 10^{-3}$ m/s e $5 \cdot 10^{-4}$ m/s) ottenendo dimensioni del plume termico molto contenute, con una lunghezza massima dell'isoterma di 1°C di alterazione termica compresa tra 14 e 35 m. In tutti e tre i casi la temperatura minima registrata è di 10°C.

Per l'impianto closed loop è emerso che, in tutti e tre gli scenari, la temperatura del liquido circolante all'interno delle sonde è prossima alla temperatura di congelamento. Tale risultato obbliga a considerare l'aggiunta di glicole al fluido circolante. Ciò comporterebbe delle rese termiche inferiori e l'aumento dei consumi per la circolazione del fluido termovettore, a causa dell'aumento di viscosità. Si registra una temperatura minima di: 3.5°C nella configurazione con 32 sonde, 1.3 °C nella configurazione con 24 sonde, -0.3 °C nella configurazione con 20 sonde. I plume termici generati in tutti e tre i casi sono irrilevanti, in quanto l'alterazione termica è nell'ordine di 0.1 °C.

La parte finale riguarda le analisi ambientali ed economiche. Dal punto di vista ambientale, si osserva una marcata diminuzione di CO₂ e dei principali inquinanti in atmosfera. Per l'impianto open-loop, la riduzione delle emissioni di CO₂ è pari al 50% impiegando elettricità proveniente dalla rete elettrica e del 75% utilizzando un impianto fotovoltaico da 35 kW che copre circa il 50 % del fabbisogno elettrico. Per l'impianto closed-loop, nella configurazione con 20 sonde, la riduzione delle emissioni di CO₂ è del 38% utilizzando corrente elettrica dalla rete e del 62% coprendo parte del fabbisogno con un impianto fotovoltaico.

L'analisi economica ha evidenziato per l'impianto open loop un tempo di ritorno dell'investimento di 8 anni, con un TIR del 12.47%. Le tre ipotesi progettuali per un impianto closed-loop hanno un tempo di ritorno più alto, compreso tra 9 e 11 anni. Sia per l'ipotesi di un impianto closed-loop che per un open-loop, infine, l'installazione di un impianto fotovoltaico per coprire parte del fabbisogno della pompa di calore si rivela vantaggioso dal punto di vista economico, con una riduzione del tempo di ritorno a 7 anni per l'open-loop.

La scelta consigliata da adottare nel caso in esame ricade sull'impianto open loop abbinato all'impianto fotovoltaico. Con questa scelta progettuale si otterrebbero i migliori risultati sia in termini ambientali, che in termini economici.

Il presente lavoro può essere considerato come punto di partenza per la realizzazione dell'impianto di tipo open loop. Andrebbe tuttavia sviluppata la parte relativa alla raccolta dati in

sito, attraverso: prove di pozzo, per una definizione accurata dei parametri della falda; e una caratterizzazione più accurata della stratigrafia del sito.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Alessandro Federici, Laura Mandunzio, Rapporto Annuale efficienza energetica 2018, (2018).
- [2] Istat, I consumi energetici delle famiglie, (2014). <https://www.istat.it/it/archivio/142173>.
- [3] Hochstein Manfred, Classification and assessment of geothermal resources, 1990.
- [4] D.Lgs 22/2010, 2010.
http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.data PubblicazioneGazzetta=2010-02-24&atto.codiceRedazionale=010G0037&elenco30giorni=false.
- [5] Mary H. Dickson, Mario Fanelli, Cos'è l'Energia Geotermica?, (2004).
- [6] David Banks, An Introduction to Thermogeology: Ground Source Heating and Cooling, 2^a Edizione, Wiley-Blackwell, 2012.
- [7] Steve Kavanaugh, Kevin Rafferty, Geothermal heating and cooling, ASHRAE, Atlanta, GA 30329, 2014.
- [8] Sanner Burkhard, Shallow geothermal energy-history, development, current status and future prospects, in: Strasburgo, Francia, 2016.
- [9] Philippe Dumas, Thomas Garabetian, Valentina Pinzuti, Cristiana Marchitelli, EGEC Geothermal Market Report, (2018).
- [10] Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa, 2010.
http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario;jsessionid=RqUBItZNF9QbxWQkpZlcDA__.ntc-as4-guri2b?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2010-09-15&atto.codiceRedazionale=010G0177&elenco30giorni=false.
- [11] A. Di Molfetta, R. Sethi, Ingegneria degli acquiferi, Springer, 2012.
- [12] Aula Hunosa, What is Geothermal?, (2015). <http://www.aulahunosa.es/geothermal-energy/>.
- [13] G.P. Williams, L.W. Gold, Ground temperatures, (1976). <https://nrc-publications.canada.ca/eng/view/accepted/?id=386ddf88-fe8d-45dd-aabb-0a55be826f3f>.
- [14] Marco Orsi, Che cosa è la geotermia?, (2019). <https://geolorsi.it/che-cose-la-geotermia/>.
- [15] Robur, Pompe di calore a confronto, (2017).
https://www.robur.it/area_tecnica/dossier_tecnici/tecnologia_dell_assorbimento_pompe_calore/pompe_di_calore_a_confronto_principi_base.
- [16] Cavallini A., Mattarolo L., Termodinamica applicata, Cleup, 1992.
- [17] Alessandro Baietto, Massimo Pochettino, Enrica Salvatici, Progettazione di impianti geotermici, Dario Flacovio, 2010.
- [18] Google Maps, Google Maps, (2018). <https://www.google.it/maps>.
- [19] Giuseppe Campus Venuti, Carlo Alberto Barbieri, Federico Oliva, Giovanni Previgliano, Piano regolatore generale-progetto definitivo-relazione geologico-tecnica, 2008.
- [20] Civita Massimo, Studio e valutazione sulla vulnerabilità intrinseca delle acque sotteranee, 2005.
- [21] Sistemi di contabilizzazione indiretta basati sul totalizzatore di zona termica e/o unità immobiliare per il calcolo dell'energia termica utile tramite i tempi di inserzione del corpo scaldante compensati dai gradi-giorno dell'unità immobiliare, 2013.
- [22] Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della L. 9 gennaio 1991, n. 10, 1993.
<http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1993/10/14/093G0451/sg>.
- [23] Arpa, Arpa-rischi naturali-selezione gradi giorno, Arpa Piemonte. (2019).
<https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/selezione-gradi-giorno/selezione-gradi-giorno.html>.
- [24] Kevin Rafferty, Scaling in Geothermal Heat Pump Systems, (1999).
- [25] Giovanni Ansaldo, Brunello Maffeo, Carta idrogeologica della provincia di Cuneo, (1979).

- [26] Aermec, Wrl 180/650 reversible water side, (2018). http://aermec.co.uk/wp-content/uploads/2017/11/wrl_2co_en.pdf.
- [27] Pancera tubi e filtri s.r.l, Filtri a spirale, (2019). <http://www.panceratubi.it/eng/filtri-a-spirale.html>.
- [28] Calpeda, SDX pompe sommerse per pozzi da 6” e 8”, (2018). <https://www.calpeda.com/products/sdx>.
- [29] Antonio Caputo, Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico, (2018). http://www.isprambiente.gov.it/files2018/pubblicazioni/rapporti/R_280_18_Emissioni_Settore_Elettrico.pdf.
- [30] UE, Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps, (2019). <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.
- [31] GSE, Rapporto statistico 2016 Solare Fotovoltaico, 2016. https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202016.PDF.
- [32] Sunerg solar energy, Fotovoltaico e mini eolico, Sunerg Solar Energy. (n.d). <http://www.sunergsolar.com/it/index.php>.
- [33] A.N.I.P.A pozzi, Prezzario pozzi per acqua 2018* - A.N.I.P.A., (2018). http://www.anipapozzi.com/sites/default/files/PREZZARIO_2018.pdf.
- [34] Calpeda, Lisitno prezzi Calpeda, (2018). <file:///C:/Users/Fast/Downloads/price-Calpeda-2018.pdf>.
- [35] Aermec, Listino Generale Aermec, (2016). https://moretthvac.files.wordpress.com/2016/02/09072015_listino-generale-euro-al-pubblico_2015rev11.pdf.
- [36] EVONAT, Calcolare il preventivo per un impianto fotovoltaico industriale nel 2018, (2018). <https://www.evonat.com/>.
- [37] Pietro Capodaglio, Alessandro Casasso, Simone Della Valentina, Alessandro Baietto, Geotermia a bassa entalpia: aspetti ambientali, energetici ed economici, (2018). https://www.alpine-space.eu/projects/greta/news/2018_11_21geotermia-a-bassa-entalpia-aspetti-ambientali-energetici.-il-progetto-interreg-spazio-alpino.pdf.
- [38] Arpa Piemonte- dipartimento territoriale di Cuneo, Relazione qualità dell'aria. Anno 2016. Territorio della provincia di Cuneo, (2017). <http://www.arpa.piemonte.it/approfondimenti/territorio/cuneo/aria/RELAZIONEQAA NNO2016.pdf>.
- [39] Casasso Alessandro, Sethi Rajandrea, Studio e mappatura delle potenzialità della geotermia a bassa entalpia nella Provincia di Cuneo, Politecnico di Torino, 2015.