



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di laurea magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

**Studio di un sistema energetico contro terra
con integrazione di materiali a cambiamento
di fase**

Relatore:

Davide Papurello

Correlatore:

Marco Barla

Candidato:

Valeria Mandese
Matr. 290867

Anno accademico 2023/2024

ABSTRACT

La sempre più crescente richiesta energetica e la contemporanea necessità di ridurre l'utilizzo di risorse fossili ha accelerato notevolmente l'integrazione di tecnologie che sfruttano le fonti di energia rinnovabile. Per via della discontinuità che le caratterizzano, però, tali tecnologie risentono dell'esigenza di essere poi combinate con sistemi intelligenti, efficienti e sostenibili per l'accumulo energetico.

Il lavoro di tesi presentato è focalizzato sull'osservazione delle potenzialità che hanno l'uso combinato di impianti geotermici a bassa entalpia e materiali a cambiamento di fase (anche noti come PCM, dall'inglese "Phase Change Materials").

Il banco di prova su cui si applica lo studio è il sistema GeothermSkin, un muro energetico dotato di una rete di tubazioni in grado di trasformare le strutture verticali interrato degli edifici in geoscambiatori, grazie alla possibilità di utilizzare il terreno come sorgente o pozzo termico, ed in particolare al prototipo installato presso l'Energy Center di Torino, che è accoppiato ad una pompa di calore elettrica che alimenta, tramite fluido termovettore, un ventilconvettore per il riscaldamento o il raffrescamento dell'ambiente di prova.

Dopo un'iniziale introduzione sui concetti generali legati alla geotermia e alle pompe di calore attualmente esistenti, segue una contestualizzazione circa il sistema in esame e le condizioni climatiche e geologiche in cui esso si colloca, grazie alla presenza di una serie di parametri raccolti durante delle prove di riscaldamento condotte tra il 22 ottobre e il 10 novembre 2023. Ciò ha consentito di vagliare gli effetti che si hanno sul profilo di temperatura interno al terreno rispetto a delle condizioni al contorno predefinite come, ad esempio, il profilo di temperatura esterna e il gradiente termico nel sottosuolo.

Successivamente alla presentazione del caso studio in condizioni operative di riferimento, vengono creati scenari di natura sperimentale, a parità di condizioni al contorno, selezionando diversi materiali a cambiamento di fase, usufruendone come integrazione di energia termica derivante dall'accoppiamento diretto con il muro energetico. La scelta di tali materiali si basa, parallelamente alla disponibilità di mercato, sul selezionare i punti di passaggio di fase caratteristici a temperature vicine a quelle di set-point, in maniera da sfruttarli come accumulatori di energia attraverso il processo di fusione o di solidificazione. Le prove sperimentali simulate sono state tutte svolte in ambiente COMSOL Multiphysics®, risolutore particolarmente utile per la rappresentazione di fenomeni accoppiati e multivariati.

Alla fine dell'elaborato vengono riportati i risultati ottenuti dal confronto delle simulazioni con l'intento di trarre vantaggi a favore della diffusione della fonte geotermica a bassa entalpia e dell'implementazione dei pcm, importanti, tra gli altri obiettivi, per la minimizzazione dell'impronta ecologica del settore residenziale.

INDICE

INDICE DELLE FIGURE	4
INDICE DELLE TABELLE	7
NOMECLATURA	8
CAPITOLO 1	9
1. INTRODUZIONE	9
1.1 Cenni di geotermia	9
1.2 Sistemi geotermici ad alta e media entalpia	12
1.3 Sistemi geotermici a bassa entalpia e geoscambiatori	13
1.3.1 Impianti open loop	13
1.3.2 Impianti closed loop	15
1.4 Pompa di calore geotermica	22
1.4.1 Trasformazioni termodinamiche	24
1.4.2 Struttura generale della pompa di calore	25
1.4.3 Classificazione delle pompe di calore	27
1.5 Cenni storici e contesto nazionale ed internazionale	28
1.6 Politiche europee	35
CAPITOLO 2	37
2. CASO STUDIO	37
2.1 Campo sperimentale: Energy Center	37
2.2 Geothermskin	38
2.3 Localizzazione dell'impianto	39
2.4 Realizzazione del prototipo GeothermSkin	41
2.5 Descrizione dell'impianto	42
2.5.1 Pompa di calore	43
2.5.2 Circuito primario	46
2.5.3 Circuito secondario	49
2.5.4 Circuito irrigatori	51
2.5.5 Circuito solare termico	51
2.5.6 Sensori	53
2.6 Logiche di funzionamento	57
2.7 Caratteristiche geologiche e climatiche del sito	58
CAPITOLO 3	60
3. MODELLAZIONE SU COMSOL MULTIPHYSICS	60
3.1 Prove sperimentali	60
3.2 Introduzione a COMSOL Multiphysics	62
3.3 Risultati ottenuti - caso base	65
CAPITOLO 4	69

4.	MATERIALI A CAMBIAMENTO DI FASE	69
4.1	Introduzione ai PCM	69
4.2	Applicazione in COMSOL Multiphysics	71
4.3	Analisi energetica e di fattibilità economica	86
4.4	Conclusioni.....	88
	 BIBLIOGRAFIA.....	 90
	 SITOGRAFIA	 92

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Profili della temperatura del terreno in funzione della profondità [44].....	9
Figura 2 - Interno della Terra [8].....	10
Figura 3 - Celle convettive [9]	10
Figura 4 - Rappresentazione schematica di un sistema geotermico [46].....	11
Figura 5 – Sistema geotermico a vapore dominante (a), geopressurizzato (b), hot dry rock (c) e magmatico (d)	12
Figura 6 - Sistemi SWHP e GWHP [6].....	14
Figura 7 - Struttura dei pozzi.....	15
Figura 8 - Sistema GCHP [6]	15
Figura 9 – Posa delle sonde geotermiche verticali [54]	16
Figura 10 – Dettaglio delle direzioni dei deflussi (a sinistra) e tubi in sezione (a destra): ad U (A), doppia (B), coassiale (C).....	17
Figura 11 - Posa delle sonde geotermiche orizzontali [53]	18
Figura 12 - Configurazioni delle sonde geotermiche orizzontali [23].....	18
Figura 13 – Schema rappresentativo dei pali energetici (a sinistra), posa a U e a spirale dei pali energetici (a destra) [47]	20
Figura 14 - Schema rappresentativo dei muri energetici.....	20
Figura 15 - Caratteristiche geometriche dei muri energetici	21
Figura 16 - Attivazione termica del concio di un tunnel energetico collegato alla PdC nell’edificio soprastante [24]	21
Figura 17 - Rivestimento di una galleria costituito da conci equipaggiati con tubi scambiatori di calore [24]	21
Figura 18 - Configurazioni ENERTUN: ground&air (a), ground (b), air (c) [24]	22
Figura 19 – Logica di funzionamento di una pompa di calore geotermica [48]	22
Figura 20 - Ciclo inverso [51]	23
Figura 21 - Macchina di Carnot	23
Figura 22 - Andamento del COP-temperature termostati [49].....	24
Figura 23 - Ciclo di Carnot inverso sul diagramma p-h [50]	25
Figura 24 - Circuito chiuso PdC a compressione 51].....	26
Figura 25 – Principio di funzionamento di una pompa di calore [25].....	26
Figura 26 - Tipologie PdC: aria-aria (a), aria-acqua (b), acqua-acqua (c), terra-acqua (d) [23]	27
Figura 27 - Centrale geotermica [55]	28
Figura 28 - Numero di centrali geotermiche installate e in funzione, in fase di sviluppo e pianificate [28]....	29
Figura 29 - Ubicazione delle centrali geotermiche in Europa [28]	29
Figura 30 - Numero di teleriscaldamento e teleraffreddamento geotermici, in funzione (in nero) e in fase di sviluppo (in rosso) [28]	30
Figura 31 - Ubicazione dei sistemi di teleriscaldamento e raffreddamento geotermici in Europa [28]	30
Figura 32 - Mappatura dei principali bacini geotermici di teleriscaldamento e raffreddamento con i sistemi esistenti [28]	31
Figura 33 - Confronto dell'uso diretto mondiale dell'energia geotermica in TJ/anno dal 1995, 2000, 2005, 2010, 2015 e 2020 [28].....	32
Figura 34 - Energy Center, Torino [58].....	37
Figura 35 - Pianta piano interrato.....	39
Figura 36 - Pianta terrazza.....	40
Figura 37 - Posizione del prototipo GeothermSkin [30]	41
Figura 38 - Fase di installazione di GeothermSkin: opera di scavo (a), dispiegamento tubi (b), posizionamento sistemi di sensoristica e monitoraggio (c) e riempimento dello scavo (d) [30].....	42

Figura 39 - Schema funzionale impianto sperimentale integrato con impianto solare termico [3].....	43
Figura 40 - Schema funzionale circuito primario [31]	44
Figura 41 - Viste NIBE F1155 [31].....	46
Figura 42 - PdC Struttura interna [31].....	46
Figura 43 - PdC + Accumulo 200 l [31].....	46
Figura 44 - Collettore primario e contabilizzatori [31]	47
Figura 45 - Schema moduli GeothermSkin [31]	48
Figura 46 - Schema funzionale circuito secondario [31].....	50
Figura 47 - Accumulo Pacetti 100 l [31].....	50
Figura 48 - Partenza irrigatori circuito sperimentale SX [31]	51
Figura 49 - Collettore irrigazione [31]	51
Figura 50 - Irrigatori [31]	51
Figura 51 - Accumulo BT-02 centrale termica e componenti [31]	52
Figura 52 - Accumulo 200l e componenti [31]	52
Figura 53 - Moduli solari termici tubi sottovuoto [31].....	52
Figura 54 - Schema sensori a bordo macchina [31]	54
Figura 55 - Schema disposizione dei sensori sulla superficie del prototipo in 3D (a) e in 2D (B) [30].....	55
Figura 56 - Sezione piani di misura a profondità crescente [30].....	55
Figura 57 - Posizione dei sensori di temperatura sul Piano A	
Figura 58 - Posizione dei sensori di temperatura sul Piano B	56
Figura 59 - Posizione dei sensori di temperatura sul Piano C	
Figura 60 - Posizione dei sensori di temperatura sul Piano D.....	56
Figura 61 - Energy Center (a destra) e localizzazione satellitare del sito (a sinistra).....	58
Figura 62 - Sezione trasversale del luogo di installazione del prototipo GeothermSkin con indicazione della stratigrafia [30].....	59
Figura 63 - Temperatura aria esterna per il periodo 22/10/23 - 10/11/23.....	61
Figura 64 - Albero del modello in COMSOL Multiphysics.....	62
Figura 65 - Gradiente di temperatura in funzione della profondità del terreno.....	63
Figura 66 - Rappresentazione della geometria del sistema in COMSOL Multiphysics (piano z,y contro muro)	63
Figura 67 - Rappresentazione mesh del modello	65
Figura 68 - Grafici di contorno e di isosuperficie GeothermSkin in normale funzionamento	66
Figura 69 - Grafici di contorno e a sezione GeothermSkin in normale funzionamento	68
Figura 70 - Confronto tra calore sensibile e latente	69
Figura 71 - Esempi di macro-incapsulamento di PCM: a) sfere metalliche, b) sfere in pcm, c) copertura in alluminio, d) pannelli di alluminio, e) pannelli in polipropilene, f) capsule a forma di tubo [38]	71
Figura 72 - Esempi di tecniche di micro-incapsulamento di PCM [41].....	71
Figura 73 - Pannello in alluminio [59].....	73
Figura 74 - Rappresentazione della nuova geometria del modello	73
Figura 75 - Giorno 1 PCM RT10HC lato terreno.....	74
Figura 76 - Giorno 1 PCM RT10HC lato tubi.....	74
Figura 77 - Giorno 1 PCM RT11HC lato terreno	75
Figura 78 - Giorno 1 PCM RT11HC lato tubi.....	75
Figura 79 - Giorno 1 PCM RT12 lato terreno	76
Figura 80 - Giorno 1 PCM RT12 lato tubi	76
Figura 81 - Giorno 1 PCM OM08 lato terreno.....	77
Figura 82 - Giorno 1 PCM OM08 lato tubi.....	77
Figura 83 - Giorno 10 PCM RT10HC lato terreno.....	78
Figura 84 - Giorno 10 PCM RT10HC lato tubi.....	78
Figura 85 - Giorno 10 PCM RT11HC lato terreno.....	79

Figura 86 - Giorno 10 PCM RT11HC lato tubi.....	79
Figura 87 - Giorno 10 PCM RT12 lato terreno	80
Figura 88 - Giorno 10 PCM RT12 lato tubi	80
Figura 89 - Giorno 10 PCM OM08 lato terreno.....	81
Figura 90 - Giorno 10 PCM OM08 lato tubi.....	81
Figura 91 - Giorno 20 PCM RT10HC lato terreno.....	82
Figura 92 - Giorno 20 PCM RT10HC lato tubi.....	82
Figura 93 - Giorno 20 PCM RT11HC lato terreno.....	83
Figura 94 - Giorno 20 PCM RT11HC lato tubi.....	83
Figura 95 - Giorno 20 PCM RT12 lato terreno	84
Figura 96 - Giorno 20 PCM RT12 lato tubi	84
Figura 97 - Giorno 20 PCM OM08 lato terreno.....	85
Figura 98 - Giorno 20 PCM OM08 lato tubi.....	85
Figura 99 – Stima COP medio in funzione della temperatura esterna media giornaliera	86
Figura 100 – Copertura dei moduli GeothermSkin con pannelli di PCM	87
Figura 101 - Andamento del tempo di ritorno dell'investimento di PCM per il caso in esame.....	87

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Classificazione delle risorse geotermiche in base alla temperatura [°C]	11
Tabella 2 – Confronto tra sistemi Surface Water Heat Pump (SWHP) e Groundwater Heat Pump (GWHP)..	14
Tabella 3 – Valori di estrazione specifica per le sonde geotermiche verticali relativamente al litotipo di riferimento. I valori consigliati per il dimensionamento sono quelli relativi alle 2400 ore di funzionamento annuo [7]	17
Tabella 4 – Dimensioni caratteristiche e rese termiche [23]	19
Tabella 5 - Accoppiamenti sorgente-pozzo e scambiatori [25].....	27
Tabella 6 - Capacità di geotermico secondo l'utilizzo finale [28]	32
Tabella 7 - Rateo di energia derivante da geotermico prodotta all'anno [28].....	33
Tabella 8 - Paesi leader per installazione e produzione di energia mediante pompe di calore geotermiche [28]	33
Tabella 9 - Risparmio a livello mondiale di energia, carbonio e gas serra da energia geotermica tramite uso diretto con PdC [28]	34
Tabella 10 - Confronto di vantaggi e svantaggi del sistema GeothermSkin rispetto ai diretti concorrenti del mercato. I simboli "+" rappresentano aspetti favorevoli mentre "-" sono relativi ad aspetti problematici [30]	38
Tabella 11 - Parametri nominali della pompa di calore NIBE F1155 [31]	45
Tabella 12 - Parametri nominali del circuito primario [31].....	49
Tabella 13 - Parametri nominali del circuito secondario [31].....	50
Tabella 14 - Parametri principali del circuito irrigatori [31].....	51
Tabella 15 - Parametri nominali del circuito solare termico [31].....	53
Tabella 16 – Sensori pompa di calore [31].....	53
Tabella 17 – Dettagli sul posizionamento dei sensori (estensimetri e celle di pressione) nel terreno [31]	54
Tabella 18 - Dati climatici e informazioni generali del sito	58
Tabella 19 – Caratteristiche di funzionamento di GeothermSkin per i test condotti [30].....	60
Tabella 20 – Risultati dei test sperimentali [30].....	61
Tabella 21 – PCM selezionati	72

NOMECLATURA

PCM	Phase Change Material
COP	Coefficient Of Performance [-]
EER	Energy Efficiency Ratio [-]
Q_1	Calore ceduto al condensatore dal refrigerante [J]
Q_2	Calore assorbito all'evaporatore dal refrigerante [J]
W	Lavoro [J]
SWHP	Surface Water Heat Pump
GWHP	Groundwater Heat Pump
ρ	Densità [kg/m^3]
A	Area della sezione trasversale del tubo disponibile per il flusso [m^2]
T	Temperatura [K]
k	Conducibilità termica [$\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$]
u	Campo di velocità del fluido termovettore [m/s]
Q_{wall}	Potenza termica radiale scambiata attraverso la parete del tubo [W/m]
Z	Perimetro della parete del tubo [m]
h	Coefficiente di trasferimento di calore [$\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$]
T_{ext}	Temperatura esterna [K]
ρ	ρ è la densità (unità SI: kg/m^3)
q	Flusso di calore per conduzione [W/m^2]
H	Enthalpia specifica [kJ/kg]
$T_{\text{pc},1\rightarrow 2}$	Temperatura del cambiamento di fase tra le fasi del PCM [K]
$\Delta T_{1\rightarrow 2}$	Intervallo di transizione tra le fasi del PCM [K]
$L_{1\rightarrow 2}$	Calore latente tra le fasi del PCM [kJ/kg]
$k_{\text{ph}1}$	Conducibilità termica della fase 1 del PCM [$\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$]
$k_{\text{ph}2}$	Conducibilità termica della fase 2 del PCM [$\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$]
$C_{\text{p},\text{ph}1}$	Calore specifico a pressione costante della fase 1 del PCM [kJ/(kg·K)]
$C_{\text{p},\text{ph}2}$	Calore specifico a pressione costante della fase 2 del PCM [kJ/(kg·K)]
α_m	Frazione di massa [-]
$\rho_{\text{ph}1}$	Densità fase 1 del PCM [kg/m^3]
$\rho_{\text{ph}2}$	Densità fase 2 del PCM [kg/m^3]
PBT	Pay Back Time [yr]

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Cenni di geotermia

La *geotermia* (dal greco "gê", terra, e "thermòs", calore) è la disciplina delle scienze della Terra che studia l'insieme dei fenomeni naturali coinvolti nella produzione e nel trasferimento di calore proveniente dall'interno della Terra, avvalendosi di strumenti scientifici offerti dalla geologia, dalla chimica, dalla fisica e dall'ingegneria.

Per *energia geotermica* si intende l'energia generata dall'estrazione del calore terrestre. Il calore naturale della Terra è dovuto all'energia termica rilasciata dai processi di formazione planetario e di decadimento nucleare di isotopi radioattivi quali l'uranio (U238 e U235), il torio (Th232) e il potassio (K40), contenuti naturalmente all'interno del nucleo, mantello e crosta terrestre. Nonostante la presenza in notevole quantità di tale calore, esso risulta molto disperso, raramente concentrato e, sovente, a profondità troppo elevate per essere sfruttato a pieno in regime industriale. Il calore interno si dissipa con continuità verso la superficie della Terra, ma i suoi effetti sono generalmente poco percettibili.

Per una profondità fino a 20 m, la temperatura della crosta può essere influenzata dalle variazioni climatiche stagionali, mentre al di sotto si riscontra una zona dove la temperatura si mantiene costante tutto l'anno per effetto del bilanciamento tra il flusso di calore che proviene dal nucleo e dal mantello terrestre, gli apporti di energia solare alla superficie terrestre e, talvolta, ma non necessariamente, il contributo dell'energia apportata dalle acque sotterranee. In Figura 1 è riportato un esempio dell'andamento di vari profili di temperatura in funzione della profondità e si può notare come, sebbene in prossimità della superficie l'andamento di questi risultati essere molto diverso a seconda delle stagioni, ad una profondità di circa 15 m la temperatura si assesta su valori costanti.

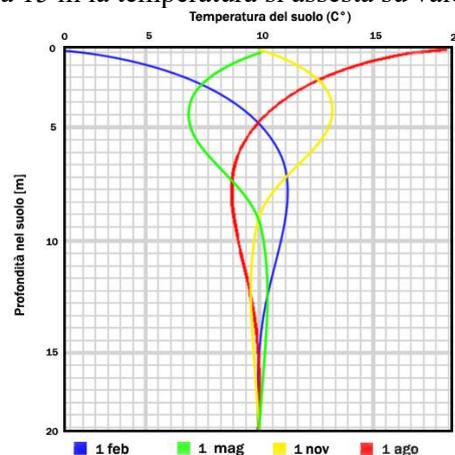


Figura 1 - Profili della temperatura del terreno in funzione della profondità [44]

Oltre i 100 m nel sottosuolo, tuttavia, la temperatura aumenta progressivamente con la profondità con una media di 3°C ogni 100 metri (30 °C/km). Questo aumento prende il nome di *gradiente geotermico* e dipende dalla trasmissione del calore per conduzione nella crosta e risulta relativamente costante nelle aree continentali prive di significativa circolazione idrotermale. La conducibilità termica (k) delle rocce varia nell'intervallo di

1,5-3 W/ m°C (Eppelbaum et al., 2014). Il prodotto tra gradiente e conducibilità definisce il flusso termico che attraversa la superficie terrestre (q_0 , espresso in W/m²). Adottando i valori sopra indicati, il flusso termico superficiale vale $q_0 = 0,045-0,090$ W/ m² = 45-90 mW/m².

Pertanto, se il flusso di calore medio terrestre è di circa 90 mW/m² (Turcotte e Schubert, 2002), possiamo ritenere che il calore terrestre sia almeno in parte trasportato per convezione.

Andando nel dettaglio, facendo riferimento alla Figura 2, nella litosfera (insieme di crosta e strato più esterno del mantello) il calore si trasmette per conduzione, mentre il trasporto dal nucleo alla base della litosfera avviene tramite convezione nel mantello inferiore.

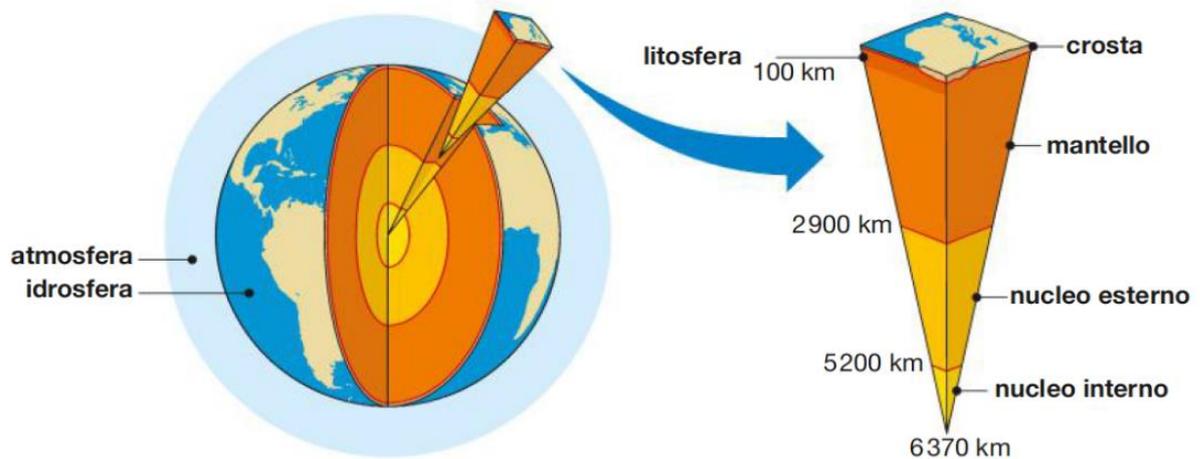


Figura 2 - Interno della Terra [8]

La convezione è un fenomeno causato da differenze di temperatura e densità in un fluido, per il quale correnti calde di materiale salgono verso quelle più fredde, mentre quelle fredde ridiscendono, instaurando movimenti circolari chiamati celle convettive (Figura 3).

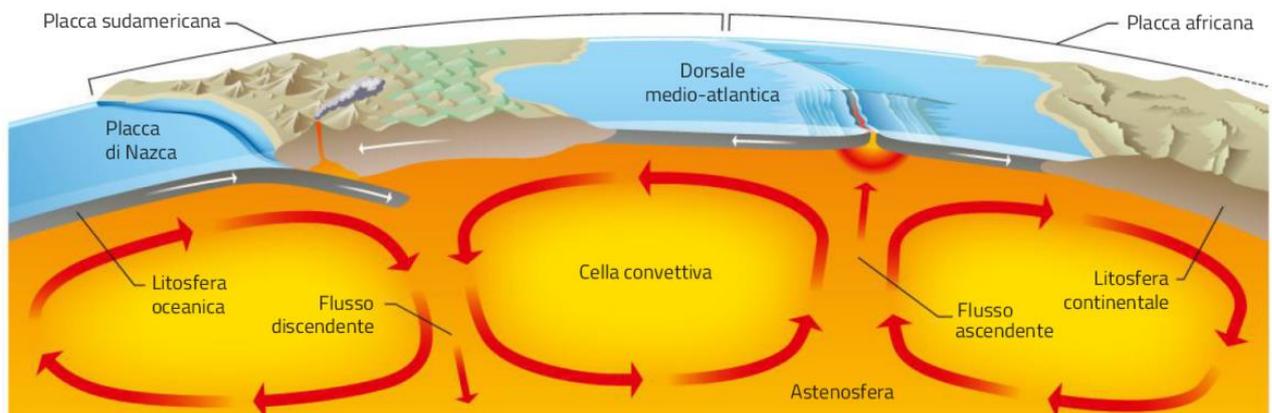


Figura 3 - Celle convettive [9]

La rilevazione accurata e sistematica del flusso termico superficiale è un potente strumento per identificare le cosiddette *anomalie geotermiche*, ovvero le zone caratterizzate da attiva circolazione idrotermale e quindi possibilmente ricche di fluidi geotermici (*geofluidi*). Questi sono costituiti prevalentemente da acqua in fase liquida, vapore o miscela delle due e trovano origine negli acquiferi che, riscaldandosi a contatto con la roccia a maggiore temperatura, possono raggiungere spontaneamente la superficie dando luogo a manifestazioni geotermiche naturali come le sorgenti calde, i geyser, le fumarole, oppure rimanere confinati entro il serbatoio per effetto di una copertura di terreni impermeabili (*reservoir*) ed opportunamente estratti tramite pozzi profondi fino a qualche chilometro.

Nella parte liquida del geofluido sono disciolte sostanze come silice e sali (bicarbonati, carbonati, solfati, cloruri), mentre al vapore sono mescolati gas come il biossido di carbonio, l'ammoniaca, il solfuro di idrogeno, il metano, tracce di radon. Il contenuto energetico del geofluido è misurato dall'entalpia specifica, riferita all'unità di massa ed espressa in kilojoule per chilogrammo (kJ/ kg). Essa dipende dalla temperatura, dalla pressione e dalla frazione di vapore contenuta nell'unità di massa del geofluido (nota come *qualità del vapore*).

Il più comune criterio di classificazione delle risorse geotermiche si basa sull'entalpia dei fluidi termovettori (Tabella 1), i quali trasferiscono il calore dalle masse calde profonde verso la superficie. L'entalpia, correlata alla temperatura e alla pressione dei fluidi stessi, è usata per esprimere il loro contenuto energetico in rapporto sia al calore sia al lavoro meccanico che se ne può trarre.

Tabella 1 - Classificazione delle risorse geotermiche in base alla temperatura [°C]

	Mufler P., 1978	Hochstein M.P., 1990	Benderitter Y., 1990	Nicholson K., 1993	Axelsson G., 2000
Risorse a bassa entalpia	<90	<125	<100	≤150	≤190
Risorse a media entalpia	90-150	125-225	100-200	-	-
Risorse ad alta entalpia	>150	>125	>200	>150	>190

Le risorse geotermiche si distinguono quindi in:

- risorse geotermiche ad alta entalpia ($T > 150^{\circ}\text{C}$), impiegate negli usi indiretti del calore tramite impiego di fluidi geotermici nei cicli di produzione di energia elettrica;
- risorse geotermiche a media entalpia ($90^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$), per cui si hanno sia impieghi diretti che indiretti, questi ultimi tramite sistemi a ciclo binario atti a produrre energia elettrica, dove il fluido geotermico viene utilizzato per vaporizzare un fluido di lavoro, solitamente organico, con basso punto di ebollizione ed elevata pressione di vapore a bassa temperatura;
- risorse geotermiche a bassa entalpia ($T < 90^{\circ}\text{C}$), impiegate negli usi diretti del calore sia per i comuni usi terapeutici, termali e balneari, che per agricoltura, itticoltura, processi industriali, riscaldamento e raffrescamento di ambienti tramite pompe di calore.

Per *sistema geotermico* (Figura 4) generalmente si intende “un sistema fluido convettivo, che, in uno spazio confinato nella parte superiore della crosta terrestre, trasporta il calore dalla sorgente termica, al luogo, generalmente la superficie, dove il calore stesso è assorbito (disperso o utilizzato)” (Hochstein,1990). Un sistema geotermico è sempre formato da tre elementi: la sorgente di calore, il serbatoio ed il fluido termovettore.

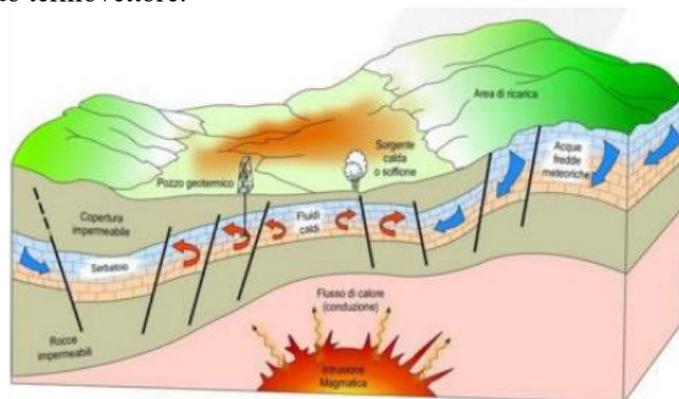


Figura 4 - Rappresentazione schematica di un sistema geotermico [46]

Attualmente una distinzione tra i diversi sistemi geotermici proviene sia dalla normativa giuridica (direttive europee, norme nazionali, regionali e regolamenti provinciali) che da quella tecnica (norme UNI, ASHRAE, associazioni internazionali, eccetera). Alcune classificazioni prendono in considerazione altri aspetti, quali il contenuto dei fluidi, la loro fase ed il contesto geodinamico (Huenges, 2010).

1.2 Sistemi geotermici ad alta e media entalpia

I sistemi geotermici ad alta entalpia riescono a trarre l'energia elettrica sfruttando direttamente il calore che viene emanato dal suolo terrestre. Questi sistemi sfruttano le anomalie geologiche che, in alcuni casi, possono arrivare a temperature di diverse centinaia di gradi, il tutto a poche centinaia di metri di profondità. Questi particolari sistemi sono molto più complessi da installare e dunque infrastrutture di aziende o industrie che hanno grandi superfici. La diversa stratigrafia del sottosuolo e modalità di trasferimento del calore consentono la classificazione di cinque diversi sistemi geotermici (Figura 5):

- *Sistemi idrotermali*, suddivisibili a loro volta tra sistemi "ad acqua dominante" e "a vapore dominante". Nei primi l'acqua liquida è la fase continua che controlla la pressione mentre il vapore può essere presente in forma di bolle e sono i più diffusi al mondo, nei secondi, invece, è il vapore la fase continua in compresenza di acqua liquida nel serbatoio, mantenuto in temperatura da risalite di magma ad alcuni chilometri dalla superficie. Quest'ultima tipologia risulta essere la migliore per la produzione di energia elettrica, anche se sistemi geotermici di questo tipo sono piuttosto rari.
- *Sistemi ad acqua calda*, contenenti acque a profondità compresa tra i 1000 e i 3000 km di temperatura inferiore ai 100°C (50-82°C) utilizzabile soprattutto per usi diretti (riscaldamento delle abitazioni, delle serre, impianti industriali).
- *Sistemi geopressurizzati*, ossia sistemi che contengono acqua a temperature maggiori rispetto a quelli idrotermali e con pressioni superiori perché contenuti in rocce ad elevata profondità. Queste caratteristiche offrono la possibilità di sfruttare sia l'energia termica che piezometrica.
- *Sistemi "Hot Dry Rock" o "a rocce calde secche"*, ovvero rocce in cui non è presente la circolazione di fluidi termovettori in quanto impermeabili e situate vicino alla superficie ed originate dalla solidificazione del magma, caratterizzate da temperature comprese fra i 200°C e i 350°C. È possibile sfruttare tale risorsa tramite la fratturazione artificiale (fracking) e la circolazione forzata di acqua ad alta pressione che fessura la roccia, la raffredda e veicola il calore in superficie.
- *Sistemi magmatici*, in cui artificialmente si vuole sfruttare il calore diretto di un magma rimanendo intrappolato a circa 5 km di profondità, con temperature che vanno dai 600°C ai 1400°C per riscaldare un fluido di lavoro. L'estrazione di energia termica dal magma presenta difficoltà tecniche ed economiche principalmente imputabili al processo di perforazione.

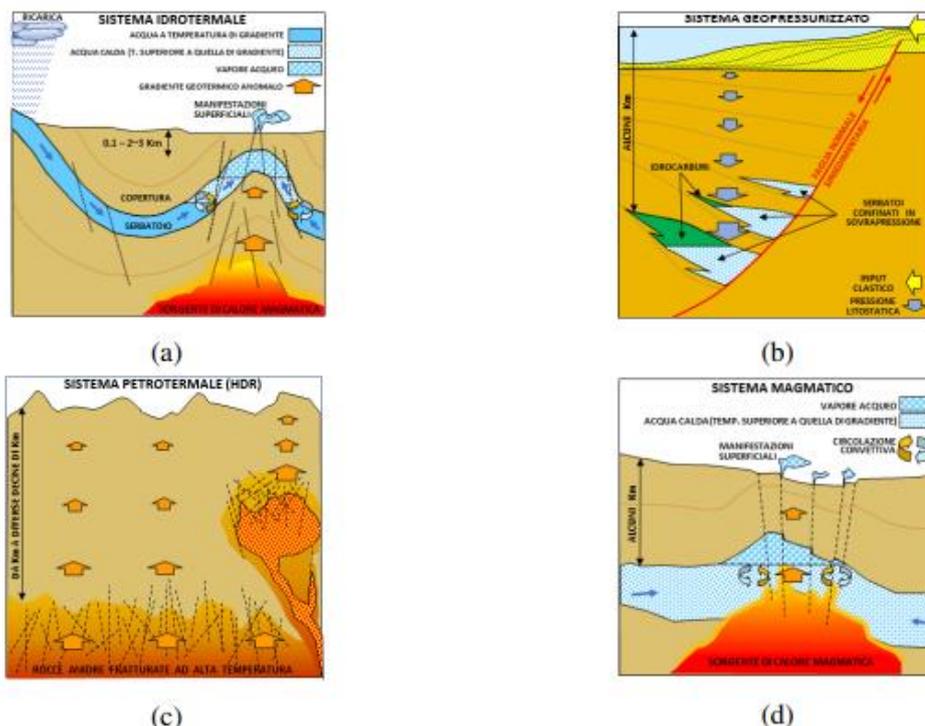


Figura 5 – Sistema geotermico a vapore dominante (a), geopressurizzato (b), hot dry rock (c) e magmatico (d)

1.3 Sistemi geotermici a bassa entalpia e geoscambiatori

I sistemi per l'approvvigionamento del calore ad uso diretto sono definiti a bassa entalpia e sono caratterizzati da una temperatura del serbatoio geotermico inferiore ai 90°C. Tali sistemi possono essere utilizzati in gran parte del territorio italiano, in quanto è possibile sfruttare il gradiente geotermico già al di sotto dei 15 m di profondità dal piano campagna, differenza sostanziale dai sistemi ad alta e media entalpia che sfruttano anomalie termiche presenti solo in alcune località.

Per uso diretto del calore, si intende una vasta gamma di applicazioni: climatizzazione degli ambienti, produzione di acqua calda sanitaria (ACS), usi termali, usi agricoli (riscaldamento serre, pastorizzazione di derivati dal latte, essiccazione e fermentazione di prodotti alimentari), acquacoltura e usi industriali.

Esistono diversi schemi impiantistici caratterizzati da bassa entalpia:

- *impianti diretti*, cioè impianti che utilizzano uno scambiatore di calore per trasferire il calore del fluido geotermico ad un circuito secondario collegato con l'utenza, o in alternativa direttamente il fluido geotermico. Vengono impiegati per il pre-riscaldamento invernale o pre-raffrescamento estivo dei termovettori (aria di rinnovo o acqua) degli impianti di climatizzazione, sia singole utenze che reti di teleriscaldamento.
- *impianti indiretti*, cioè impianti in cui il livello termico della risorsa viene innalzato con l'ausilio di una pompa di calore elettrica (altresì detta pompa di calore geotermica), sia per singole utenze che reti di teleriscaldamento.

In quest'ultima categoria, di rilevante interesse per la climatizzazione degli edifici, possono essere distinte ulteriormente due macrofamiglie di impianti, la cui differenza è basata sulla configurazione impiantistica utilizzata per l'accoppiamento con il terreno e dal tipo di fluido termovettore di cui si servono: impianti a circuito idraulico aperto (*open loop*) e impianti a circuito idraulico chiuso (*closed loop*).

1.3.1 Impianti open loop

Per questa tipologia d'impianto, dopo la fase di captazione dell'acqua, è compito della pompa di calore fornire una temperatura sufficiente per il riscaldamento delle abitazioni cui segue, una volta raffreddata, la reimmissione, a loro volta distinte tra due categorie:

- *Surface water heat pump*, cioè impianti che sfruttano corsi d'acqua e bacini idrici superficiali;
- *Groundwater heat pump*, cioè impianti che impiegano acque di falda (data la capacità di accumulo del calore solare e temperature generalmente costanti di tra i 9°C e i 12°C).

La Tabella 2 riassume schematicamente le principali differenze tra i due impianti, a seconda della tecnologia impiegata, del tipo di prelievo e del tipo di reimmissione dell'acqua di lavoro, apprezzabili anche a livello grafico grazie alla Figura 6.

Tabella 2 – Confronto tra sistemi Surface Water Heat Pump (SWHP) e Groundwater Heat Pump (GWHP)

	TECNOLOGIA	PRELIEVO	INIEZIONE
SWHP	<i>direct</i> : senza usare una pompa di calore per abbassare ulteriormente la temperatura dell'acqua	mari, laghi, fiumi	mari, laghi, fiumi
	<i>indirect</i> : impiego di una pompa di calore per abbassare ulteriormente la temperatura dell'acqua	mari, laghi, fiumi	mari, laghi, fiumi
GWHP	<i>single well</i> : unico pozzo di prelievo	false acquifere	rete comunale d'approvvigionamento idrico secondo i criteri imposti dalla normativa sul trattamento e scarico di acque (D. Lgs. n. 152/2006)
	<i>two well</i> : il pozzo di prelievo e di restituzione sono distinti.	false acquifere	acquifero di provenienza o differente (non consentito in Italia)

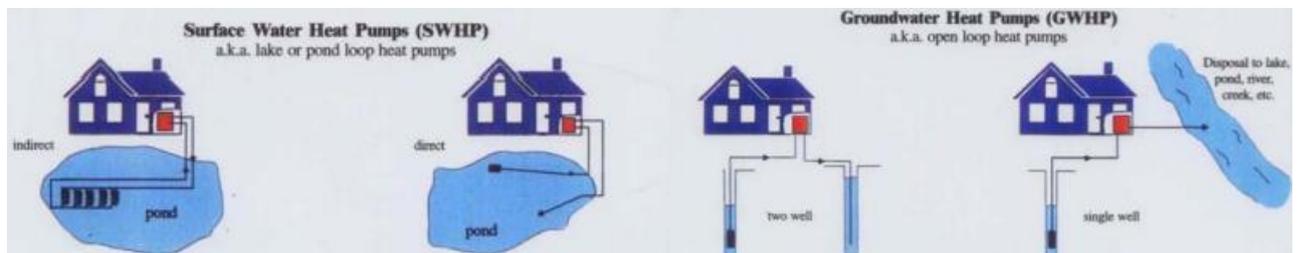


Figura 6 - Sistemi SWHP e GWHP [6]

La progettazione dei pozzi, realizzati per trivellazione ed incamiciati con un tubo in PVC o acciaio zincato, dipende sia dalle proprietà idrogeologiche del sito che dalla portata d'acqua necessaria alla pompa di calore, in considerazione del fatto che la portata necessaria ad 1 kW termico oscilla tra i 150 l/h e 200 l/h. L'intercapedine tra le pareti del pozzo ed il tubo viene cementata con malta di cemento ed additivi che conferiscono resistenza strutturale e protezione.

Il tubo si estende fino alla zona satura e nella parte terminale la superficie è fessurata realizzando una struttura a filtro che consente il passaggio dell'acqua.

La parte superiore del pozzo ospita la testata del pozzo ovvero l'impianto idraulico per l'adduzione dell'acqua e la pompa sommersa per il prelievo.

Una schematizzazione della struttura di un pozzo è rappresentata dalla Figura 7 sottostante.

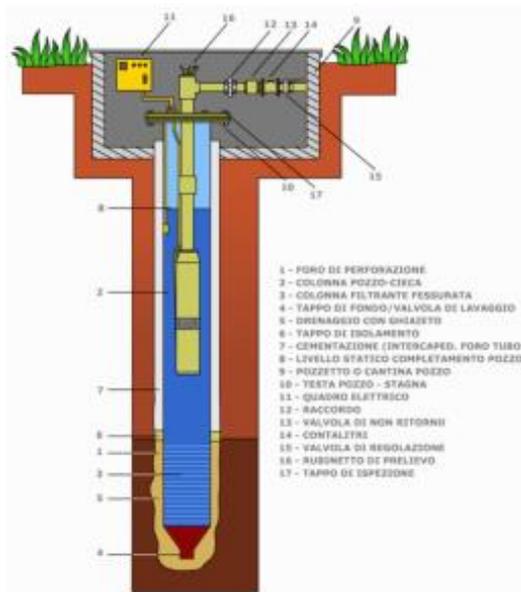


Figura 7 - Struttura dei pozzi

Uno dei vantaggi che gli impianti a circuito aperto presenta è un rendimento della pompa di calore superiore rispetto al circuito chiuso perché la temperatura dell'acqua, in virtù l'elevata capacità termica, è circa costante, quella del terreno, invece, è variabile con le condizioni climatiche esterne. Inoltre, sono impianti tipicamente caratterizzati da ingombro e costo di installazione minori a parità potenza.

Tuttavia, il contatto diretto tra l'acqua di falda e gli scambiatori della pompa di calore provoca degli inconvenienti tecnici legati alla presenza nel fluido di residui solidi che possono occludere i tubi, sali e gas disciolti la cui precipitazione può causare incrostazioni o corrosione dello scambiatore della pompa di calore. Se le analisi chimico-fisiche dell'acqua evidenziassero caratteristiche sfavorevoli allo scambio diretto sarebbe possibile interporre un ulteriore scambiatore tra l'acqua di falda e la pompa di calore realizzando un ciclo aperto indiretto. Ulteriori svantaggi risiedono nella necessità di una falda acquifera primaria non potabile da caratterizzare con accurati studi idrogeologici e termici affinché l'impianto non incorra in drastiche riduzioni di efficienza. In ultima istanza le procedure autorizzative sono lunghe e complesse a causa dei rischi legati alla contaminazione o messa in comunicazione degli acquiferi e per via della legislazione diversificata a livello regionale.

La normativa impone dei limiti alle portate prelevate per salvaguardare il deflusso minimo vitale. A tali condizioni da rispettare si aggiungono le criticità riguardanti le fasi di prelievo di queste portate, necessariamente compatibili con il tempo di ricarica della falda e non compromettendone la dinamica. Inoltre, sia in fase realizzativa dei pozzi che in quella gestionale ordinaria del sistema, si può incorrere potenzialmente nel rischio di compromissione delle barriere idrauliche naturali che separano le falde profonde da quelle superficiali, portando in contatto tra loro acque di diversa qualità, provocando la contaminazione e la modifica dell'equilibrio termico e fluidodinamico dell'acquifero stesso.

1.3.2 Impianti closed loop

Questa categoria di impianti è caratterizzata da un sistema di tubazioni di mandata e ritorno a circuito chiuso posto a contatto col terreno al cui interno scorre un fluido termovettore (*ground coupled heat pump*, Figura 8).

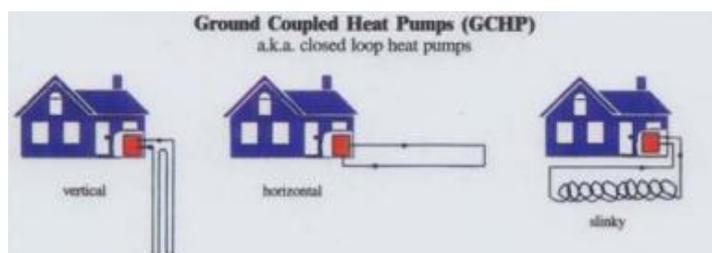


Figura 8 - Sistema GCHP [6]

Le cosiddette *sonde geotermiche* che questi circuiti formano sono in grado quindi di accoppiare termicamente fluido e terreno consentendo il trasferimento di calore (*geoscambiatori*). I geoscambiatori sono quindi strutture artificiali interrate la cui unica funzione è scambiare calore con il terreno realizzando il deflusso a circuito chiuso di un fluido termovettore, vengono realizzati mediante scavo o trivellazione a profondità variabili tra i 2 e 200 m.

La realizzazione non richiede particolari requisiti geologici perché questi impianti non interagiscono con le acque sotterranee e sono quindi caratterizzati da un processo autorizzativo più rapido. È il sistema più adattabile alle diverse condizioni, anche per quanto riguarda la disposizione stessa che le tubazioni possono assumere nel terreno poiché invisibili una volta installate. Tuttavia, la pompa di calore opera con efficienza inferiore a causa delle condizioni ambientali esterne che influenzano la temperatura del terreno tanto più le sonde geotermiche sono vicine alla superficie.

Essi sono suddivisibili a loro volta in impianti a sonde geotermiche verticali, impianti a sonde geotermiche orizzontali e geostrutture, che vengono riportate più dettagliatamente di seguito.

- Sonde geotermiche verticali

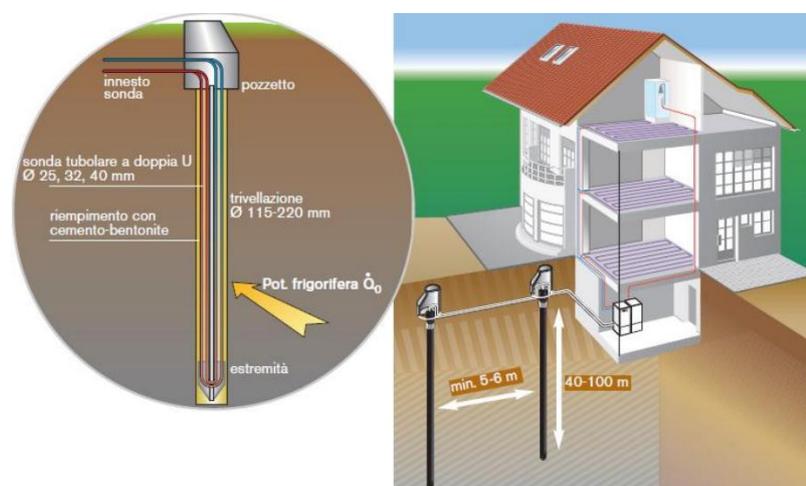


Figura 9 – Posa delle sonde geotermiche verticali [54]

Si tratta della tecnologia, rappresentata in Figura 9, attualmente più diffusa per utilizzare le risorse geotermiche poco profonde, note anche come *borehole heat exchanger* (BHE), sono costituite da tubazioni inserite all'interno di una perforazione verticale di diametro compreso tra 10 cm e 20 cm e profondità fino a 200 m nel sottosuolo.

La realizzazione del perforo si articola in una prima fase di trivellazione, dopodiché lo spazio vuoto all'interno della sonda viene riempito dal fondo tramite tubi getto con un prodotto specifico premiscelato di cementi bentonitici, allo scopo di saturare gli spazi e creare la miglior conducibilità tra fluido circolante nelle sonde e terreno circostante e di impedire la comunicazione tra eventuali falde acquifere attraversate dalla perforazione. La lunghezza dello scambiatore geotermico, e di conseguenza la lunghezza e il numero delle sonde, vengono dimensionati in funzione della potenza della pompa di calore necessaria all'edificio da climatizzare. Al termine della fase di realizzazione il terreno viene risistemato senza lasciare traccia.

Le tubazioni che trasportano il termovettore a pressioni di 2-3 bar sono realizzate in polietilene o polipropilene con diametro esterno compreso tra 20 mm e 40 mm, affinché offrano adeguata resistenza alla corrosione ed alle sollecitazioni meccaniche.

Come deducibile dalla seguente Tabella 3, tra i principali parametri che influenzano la capacità di una sonda geotermica rientrano le caratteristiche del terreno e la potenza specifica d'estrazione, definita come i watt della potenza termica rapportati ai metri di profondità nel sottosuolo.

In Europa, gli standard di dimensionamento delle sonde verticali sono definiti dalla tedesca VDI 4640 (VDI Richtlinie 4640, 2001) e dall'ente svizzero Swiss Bundesamt fuer Energiewirtschaft.

Tabella 3 – Valori di estrazione specifica per le sonde geotermiche verticali relativamente al litotipo di riferimento. I valori consigliati per il dimensionamento sono quelli relativi alle 2400 ore di funzionamento annuo [7]

SOTTOSUOLO		Potenza estrazione specifica	
		Per 1800 ore	Per 2400 ore
Valori generali di riferimento	Terreno termicamente “povero” (sedimenti secchi) (conducibilità termica < 1,5 W/(mK))	25 W/m	20 W/m
	Valori medi per ammassi rocciosi o terreni saturi (conducibilità termica = 1,5 – 3,0 W/(mK))	60 W/m	50 W/m
	Rocce consolidate con elevata conducibilità (conducibilità termica > 3,0 W/(mK))	84 W/m	70 W/m
Valori specifici per litotipo	Ghiaie e sabbie, secche	< 25 W/m	<20 W/m
	Ghiaie e sabbie, sature	65 - 80 W/m	55 - 65 W/m
	Ghiaie e sabbie con elevati flussi idraulici	80 - 100 W/m	80 - 100 W/m
	Argille, limi, umido	35 - 50 W/m	30 - 40 W/m
	Calcari massicci	55 - 70 W/m	45 - 60 W/m
	Arenarie	65 - 80 W/m	55 - 65 W/m
	Graniti	65 - 85 W/m	55 - 70 W/m
	Basalti	40 - 65 W/m	35 - 55 W/m
	Gneiss	70 - 85 W/m	60 - 70 W/m

Le tipologie di scambiatori (Figura 10) esistenti sono due che a loro volta si suddividono in:

- una o più coppie di “tubi ad U” alloggiati in pozzi, al cui interno scorre il fluido termovettore, generalmente una miscela di acqua e glicole etilene al 20%, in tubi di mandata e ritorno collegati sul fondo;
- tubi coassiali in cui il tubo di ritorno è interno a quello di mandata, definiti “semplici” che occupa tutta la sezione della perforazione e quindi, se il diametro del tubo esterno è uguale o di poco più piccolo di quello della perforazione, non è necessario il getto di riempimento anche se possono essere soggetti a cortocircuitazione termica che può essere contenuta ma non eliminata aumentando lo spessore dei tubi o predisponendo un’intercapedine tra condotto interno ed esterno, o complessi se tra tubo interno ed esterno ci sono delle alette di collegamento che garantiscono la coassialità e un migliore scambio termico.

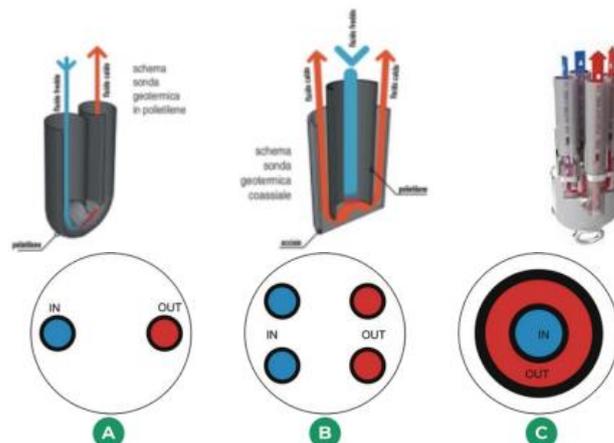


Figura 10 – Dettaglio delle direzioni dei deflussi (a sinistra) e tubi in sezione (a destra): ad U (A), doppia (B), coassiale (C)

- Sonde geotermiche orizzontali

Come si può osservare dalla Figura 11, gli scambiatori orizzontali vengono interrati a poco più di un metro profondità. Gli scavi per la posa dei tubi possono essere a sbancamento o a trincea (comunemente l'installazione più conveniente). Questa tipologia di impianti permette di utilizzare l'energia geotermica molto superficiale: la sorgente di calore per questo tipo di impianti è rappresentata dal calore solare, per cui l'area al di sopra degli scambiatori non deve essere coperta da edifici, pavimentazioni o alberi ad alto fusto e sempreverdi, di contro risulta evidente che per l'installazione è necessaria un'ampia area verde limitrofa all'edificio.

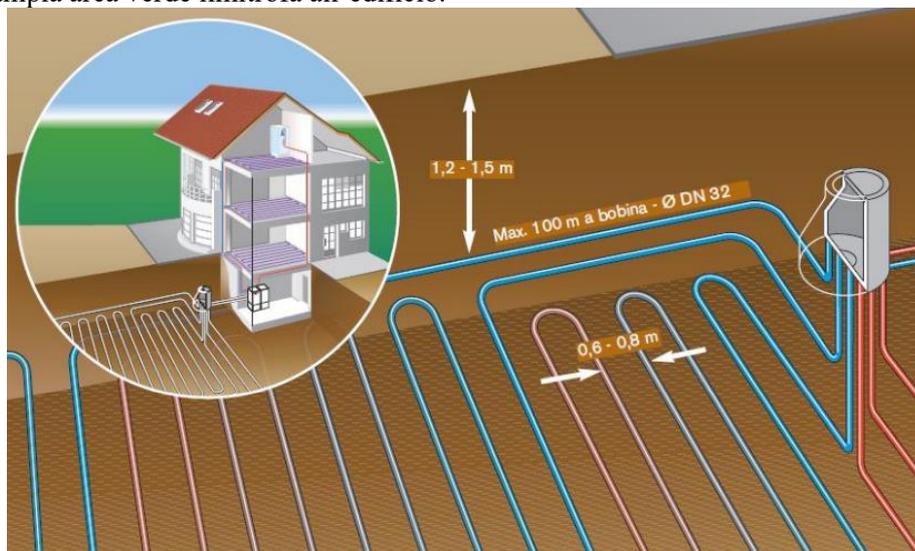


Figura 11 - Posa delle sonde geotermiche orizzontali [53]

Le sonde geotermiche orizzontali sono costituite da serpentine di tubi, anche sovrapposte, variamente configurate (Figura 12), rivestite in polietilene o polipropilene. Per praticità, si realizzano diversi circuiti che convergono in due collettori di mandata e di ritorno, da cui partono i collegamenti con la pompa di calore.

La scelta riguardo a che tipo di sviluppo attenersi dipende da diversi fattori, tra i quali la natura del terreno, le sue zone d'ombra, il tipo di vegetazione da piantumare o da conservare.

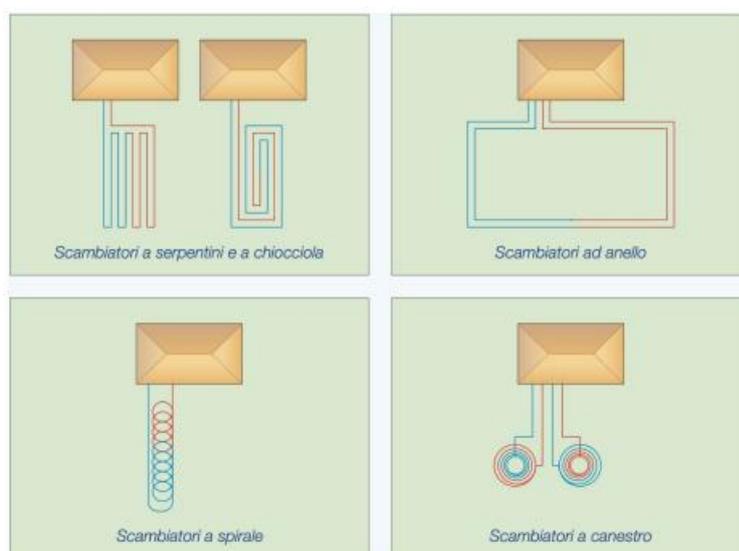


Figura 12 - Configurazioni delle sonde geotermiche orizzontali [23]

La configurazione a serpentini e a chiocciola induce nel terreno un campo di temperatura più omogeneo che tende a ridurre i fenomeni di sotto-raffreddamento locale del terreno e di inibizione della crescita della vegetazione.

Gli scambiatori ad anello sono posati anche sovrapposti per ridurre l'area di terreno necessaria ad ottenere la superficie di scambio richiesta, sono tuttavia caratterizzati da circuiti più vicini tra loro, per cui si incorre nel rischio di originare interferenze termiche che ne abbassano la resa.

Quelli a spirale sono formati da cerchi di diametro costante e parzialmente sovrapposti, mentre quelli a canestro possono essere cilindrici o conici e sono stati progressivamente adottati negli ultimi anni per via della loro compattezza.

Nella Tabella 4 vengono di seguito riassunti i parametri costruttivi e le rese termiche in condizioni di riferimento per le configurazioni sopracitate.

Generalmente in fase di progettazione la superficie verde occupata da un sistema a sonde orizzontali si intende almeno doppia rispetto alla superficie da riscaldare nell'edificio: in considerazione della tipologia del terreno, il rapporto da considerare è di circa 25 mq per prelevare 1 kW.

Tabella 4 – Dimensioni caratteristiche e rese termiche [23]

Configurazione	Diametro	Profondità	Resa termica
Serpentini e chiocciola	16 - 26 mm	0,8 - 1,2 m	15 -40 W/m ²
Anelli	16 - 22 mm	0,8 - 2 m	4 - 16 W/m ²
Spirale	16 - 22 mm	1 - 2,5 m	7 - 40 W/m ²
Canestri	32 mm	1,5 m	

- **Geostrutture energetiche**

Le geostrutture energetiche rappresentano una soluzione innovativa che permette lo sfruttamento dello scambio termico con il terreno per fornire per il riscaldamento ed il raffrescamento degli edifici. Il vantaggio dell'utilizzo di tali sistemi rispetto a quelli tradizionali è quello di poter usufruire di strutture preesistenti che sono a diretto contatto con il terreno o con l'acqua di falda ad una certa profondità per ricavarne energia geotermica. L'attivazione termica delle strutture sotterranee avviene introducendo al loro interno, durante la fase di costruzione, una rete di tubazioni attestata su una o più pompe di calore attraverso le quali, nella fase di esercizio, circolerà il fluido preposto allo scambio termico.

La fase di progettazione delle geostrutture è molto complicata perché la loro funzione primaria è quella di sostegno della struttura, con conseguenti limitazioni da applicare sulla posa e la dimensione dei tubi utilizzati.

Il loro funzionamento si caratterizza di un primo circuito installato all'interno o all'esterno dell'elemento strutturale nel quale circola il fluido termovettore, collegato ad una pompa di calore che a sua volta è connessa ad un circuito secondario interno all'ambiente da riscaldare o raffrescare.

Le geostrutture ad oggi sono rappresentano solo l'1% delle installazioni di pompe di calore in quanto sono tutt'ora oggetto di ricerca in ambito nazionale ed europeo. Tra quelle impiegate attualmente, le più diffuse sono tre:

1. Pali energetici, elementi verticali portanti in cemento armato gettati dalla base del plinto o della piastra di fondazione, la cui funzione principale è trasferire il carico della sovrastruttura alle strutture sottostanti preposte a riceverlo. Le tubazioni che costituiscono l'impianto termico sono posate in senso longitudinale all'interno dell'armatura che costituisce l'elemento strutturale e dopo esser state opportunamente fissate viene gettato del calcestruzzo nell'armatura al fine di ottenere un buon scambio termico fra i circuiti e il terreno. I pali possono essere prefabbricati o gettati in loco con diametri variabili tra 0,4 a 1,5 m e possono raggiungere lunghezze tra i 30 e 40 m in funzione delle condizioni geologiche. La posa delle tubazioni può essere di diversa natura e possono avere uno sviluppo ad U oppure a spirale (Figura 13). È una tipologia di sistema può essere utilizzata solo nel caso di nuove costruzioni ma non comporta un elevato incremento dei costi e può rappresentare una soluzione valida all'utilizzo delle sonde geotermiche.

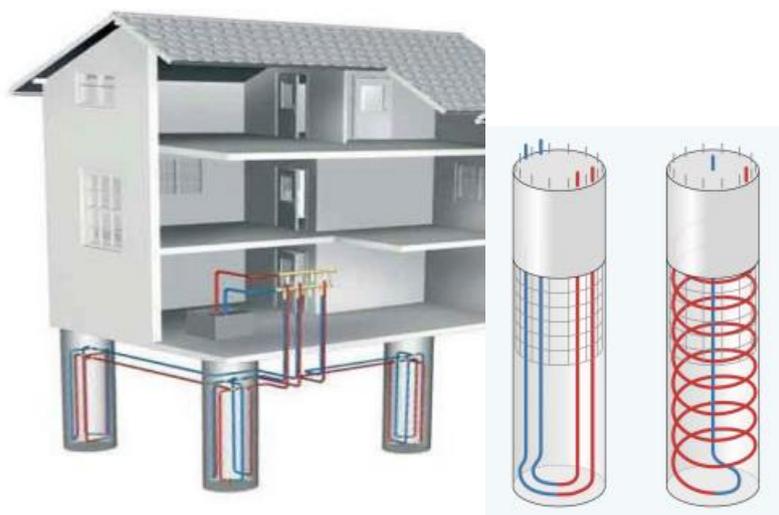


Figura 13 – Schema rappresentativo dei pali energetici (a sinistra), posa a U e a spirale dei pali energetici (a destra) [47]

2. *Muri energetici* (Figura 14), altresì detti *diaframmi energetici*, sono delle tecnologie che permettono di inserire tubi dello scambiatore all'interno di gabbie di rinforzo dei cosiddetti diaframmi, ossia strutture in calcestruzzo prefabbricate o gettate in opera per evitare lo scivolamento del terreno all'interno dello scavo. Si compongono di un circuito idraulico chiuso nelle armature che sostengono le strutture edilizie verticali a contatto con il terreno, così da sfruttare sia la funzione strutturale del diaframma che la funzione energetica del geoscambiatore. Con l'impiego dei muri energetici si possono sfruttare volumi di terra molto ampi e la loro costruzione è modulare, una volta in posizione nello scavo l'armatura successiva viene sovrapposta e collegata alla precedente estendendo il circuito idraulico, quando l'intera armatura è interrata le estremità dei circuiti idraulici vengono collegate ai rispettivi collettori. I tubi vengono sottoposti a controllo visivo e ad una prova idraulica, in caso di esito positivo si procede al getto di calcestruzzo. I fattori geometrici che influenzano la resa termica dei diaframmi sono la larghezza (L), l'altezza (D), lo spessore (W), la lunghezza esposta sia all'aria che al terreno (H) e quella affacciata solo al terreno (D-H), oltre altri fattori come il numero di tubi del circuito idraulico, la distanza delle estremità dal muro (c) e la distanza reciproca (Sp) tra i tubi (quest'ultima si attesta la caratteristica da cui lo scambio termico dipende in maniera più rilevante). Una rappresentazione delle caratteristiche geometriche enunciate è riportata in Figura 15.

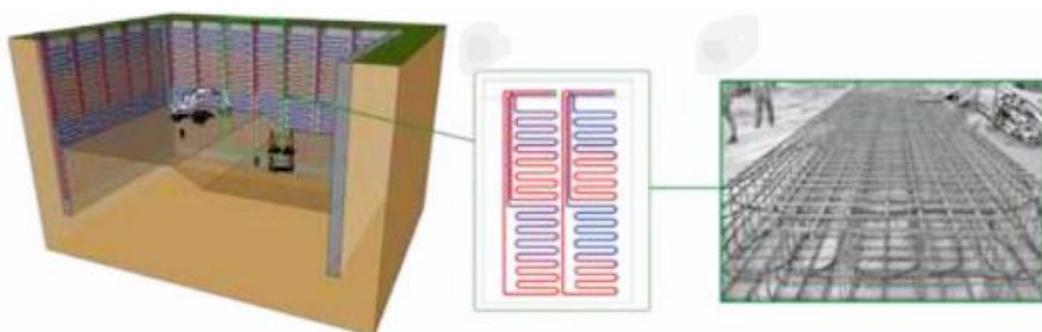


Figura 14 - Schema rappresentativo dei muri energetici

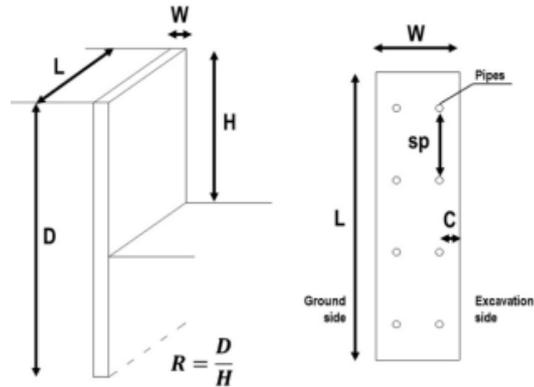


Figura 15 - Caratteristiche geometriche dei muri energetici

3. *Tunnel energetici*, o *gallerie energetiche*, ossia perforazioni del suolo che nascono per consentire il transito di veicoli, convogli ferroviari o metropolitani. Offrono, pertanto, un'ampia superficie esterna esposta al terreno su cui si possono predisporre circuiti chiusi che, percorsi da un fluido termovettore, realizzano il trasferimento del calore geotermico (Figura 16).

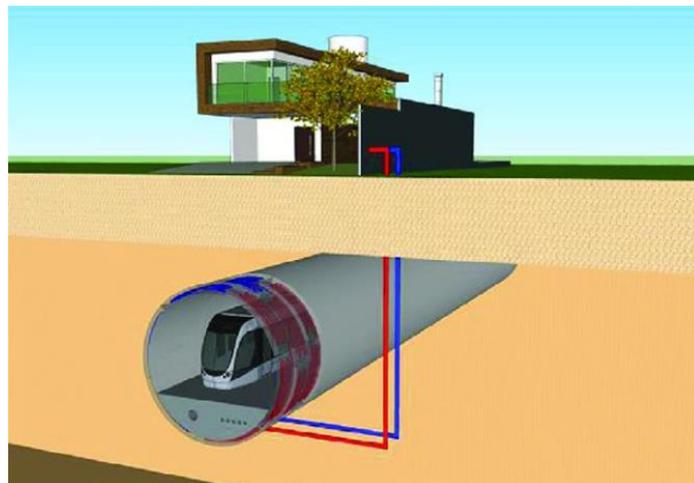


Figura 16 - Attivazione termica del conico di un tunnel energetico collegato alla PdC nell'edificio soprastante [24]

La serpentina nella quale circola il fluido si trova all'interno dell'anello di rivestimento prefabbricato ed è collegata al condotto principale, costituito dalle tubazioni di mandata e di ritorno, che indirizzano il fluido termovettore da o verso la pompa di calore (Figura 17).

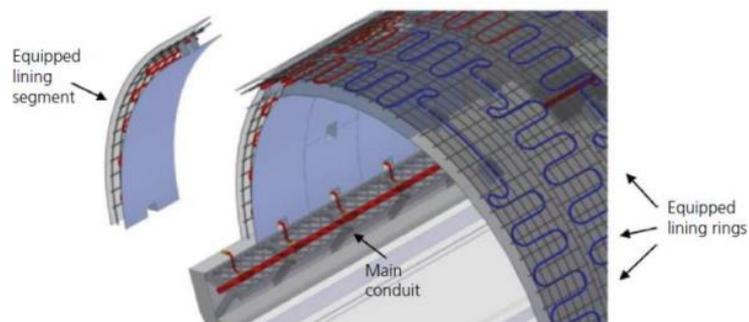


Figura 17 - Rivestimento di una galleria costituito da conici equipaggiati con tubi scambiatori di calore [24]

I tubi per lo scambio termico sono generalmente in polietilene reticolato Pe-Xa e sono costituiti da tre strati: uno interno in polietilene ad alta densità, uno intermedio in materiale polimerico ed uno esterno in alcool vinile etilene (EVOH), che impedisce la permeabilità

dell'ossigeno. Il fluido in essi circolanti è in genere acqua mista a glicole propilene e può lavorare a temperature maggiori di -20°C .

Recentemente è stata sviluppata presso il Politecnico di Torino un nuovo tipo di cono energetico, noto come *ENERTUN*, i cui moduli prefabbricati hanno spessori compresi tra i 30 cm e i 50 cm e i cui tubi hanno un diametro esterno variabile tra 15 e 35 mm ed uno spessore di 1,5-3 mm, posizionati ad una distanza variabile tra 5 e 15 cm dalla superficie dell'estradosso esterno oppure dalla superficie dell'intradosso interno. I tratti lineari della rete di tubi sono mutuamente spazati di un intervallo variabile tra 20 e 40 cm.

Nel 2017 il cono ENERTUN è stato impiegato con fini sperimentali per la realizzazione di due anelli (per una lunghezza longitudinale di 2,80 m) del prolungamento della Linea 1 della Metropolitana di Torino, nella parte Sud-Est della città, tra le stazioni Lingotto e Bengasi. A tal fine sono stati impiegati dodici conchi con tubi scambiatori di calore sia in prossimità dell'estradosso esterno che dell'estradosso interno, in modo da poter testare in momenti diversi tutte le tre configurazioni: *air*, *ground* e *ground and air* (Figura 18).

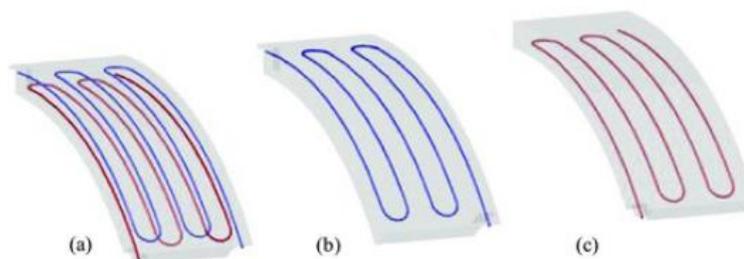


Figura 18 - Configurazioni ENERTUN: ground&air (a), ground (b), air (c) [24]

1.4 Pompa di calore geotermica

Durante i mesi invernali il terreno è caratterizzato da una temperatura superiore rispetto a quella dell'aria esterna, e dunque, il calore in esso contenuto può essere estratto e, dopo averne innalzato il livello termico, scambiato con l'ambiente interno da riscaldare. Al contrario, nei mesi estivi la temperatura del terreno è inferiore rispetto a quella dell'aria e quindi il calore sottratto dall'ambiente raffrescato può essere ceduto al terreno o all'acque sotterranee in esso presenti (Figura 19). Il funzionamento di un impianto geotermico è quindi garantito dalla disponibilità di calore geotermico e dalla contenuta variabilità della temperatura negli strati superficiali di terreno.

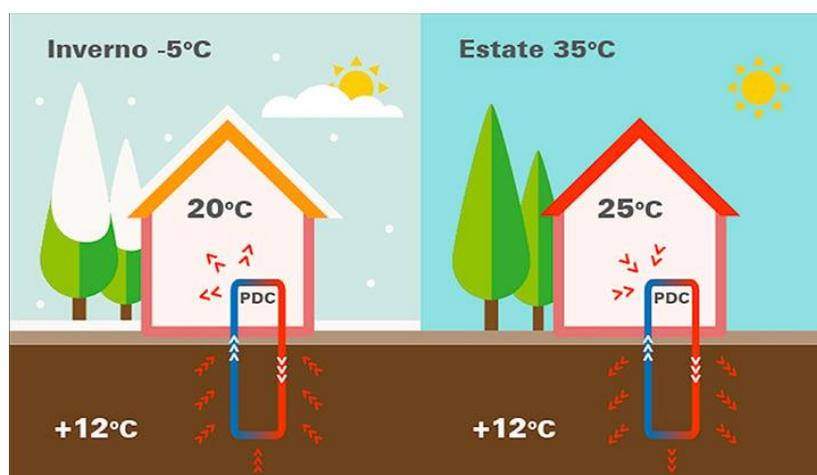


Figura 19 – Logica di funzionamento di una pompa di calore geotermica [48]

Questi impianti si fondano sulla tecnologia delle pompe di calore elettriche, in grado di prelevare calore da una sorgente a temperatura inferiore e cederlo ad un pozzo a temperatura superiore, termicamente accoppiati da un fluido frigorifero che sottoposto ad un ciclo termodinamico inverso. La formulazione di Clausius del secondo principio della termodinamica afferma che “è impossibile realizzare una trasformazione il cui unico risultato sia quello di trasferire calore da un corpo più freddo a uno più caldo senza l'apporto di lavoro esterno”, evidenziando la naturale direzionalità dei flussi

termici che si trasferiscono dai corpi a temperatura maggiore verso quelli a temperatura inferiore. È possibile invertire il verso di trasferimento di calore, quindi dal corpo a temperatura inferiore verso quello a temperatura maggiore, fornendo lavoro esterno e realizzando quindi un ciclo termodinamico inverso.

A differenza dai cicli diretti, il ciclo inverso è percorso in senso antiorario, pertanto l'area racchiusa dal ciclo sul piano p-v rappresenta un lavoro negativo, ovvero fornito dall'esterno ed applicato sul fluido di ciclo.

Il ciclo inverso di riferimento è il ciclo inverso di Carnot, rappresentato in Figura 20.

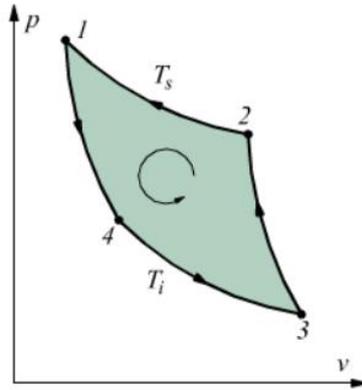


Figura 20 - Ciclo inverso [51]

Facendo riferimento ad una macchina inversa di Carnot (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) che opera reversibilmente tra due termostati a temperatura differente, si definisce *sorgente* quello che fornisce energia termica sotto forma di calore e *pozzo* quello che riceve energia termica come calore.

- I pedici 1 e 2 identificano rispettivamente il pozzo e la sorgente;
- Q_1 : calore scambiato dalla macchina con il pozzo;
- Q_2 : calore scambiato dalla macchina con la sorgente;
- T_1 e T_2 sono rispettivamente le temperature di sorgente e pozzo.

La macchina preleva il calore Q_2 dal termostato a temperatura inferiore T_2 (sorgente) e cede il calore Q_1 al pozzo avente temperatura superiore T_1 . Il lavoro meccanico immesso nel sistema consente di trasferire l'energia sotto forma di calore dal termostato 2 verso quello identificato con 1.

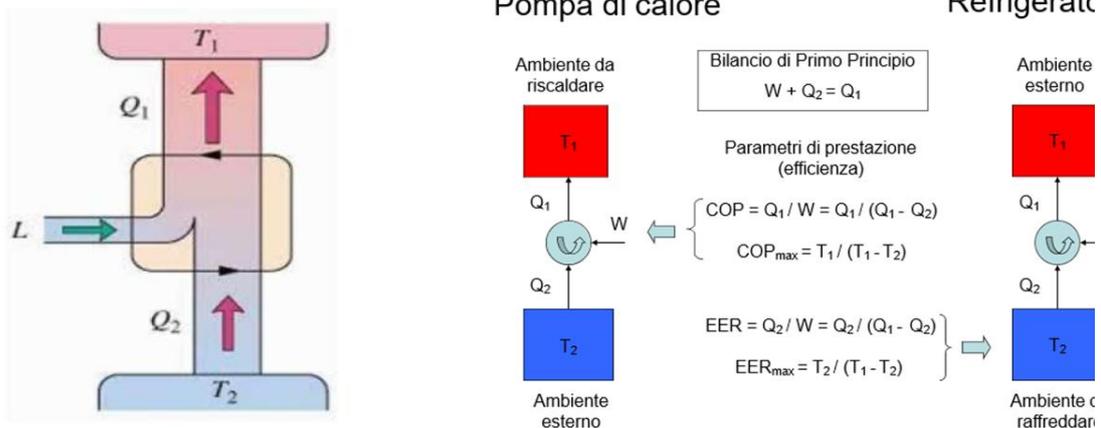


Figura 21 - Macchina di Carnot

Una macchina termica inversa può funzionare secondo le modalità stabilite dalla definizione di beneficio come:

- **pompa di calore:** quando il beneficio è rappresentato dal calore ceduto al pozzo con maggiore temperatura Q_1
- **macchina frigorifera o refrigeratore:** quando il beneficio è rappresentato dal calore sottratto alla sorgente a temperatura inferiore Q_2 .

Pertanto, è necessario definire due efficienze distinte, ovvero il *Coefficient of Performance* (COP) e l'*Energy Efficiency Ratio* (EER), definiti rispettivamente come:

$$COP = \frac{Q_1}{W} = \frac{Q_1}{Q_1 - Q_2} \quad (1.1)$$

$$EER = \frac{Q_2}{W} = \frac{Q_2}{Q_1 - Q_2} \quad (1.2)$$

dove Q_1 è il calore ceduto al condensatore dal refrigerante, Q_2 è il calore assorbito all'evaporatore dal refrigerante e W è il lavoro fornito al fluido di ciclo.

Dal momento che per la macchina di Carnot il rapporto tra le quantità di calore scambiate con i termostati coincide con il rapporto delle temperature dei termostati è possibile esprimere le efficienze in funzione delle temperature dei termostati come:

$$COP = \frac{T_1}{T_1 - T_2} \quad (1.3)$$

$$EER = \frac{T_2}{T_1 - T_2} \quad (1.4)$$

dove T_1 è la temperatura del pozzo e T_2 quella della sorgente.

Pertanto, è possibile osservare che il COP e l'EER aumentano all'aumentare della temperatura T_2 della sorgente ed al diminuire della temperatura T_1 del pozzo, in altre parole le efficienze aumentano al ridursi della differenza di temperatura tra i termostati, come risulta evidente dalla rappresentazione grafica in Figura 22 sottostante.

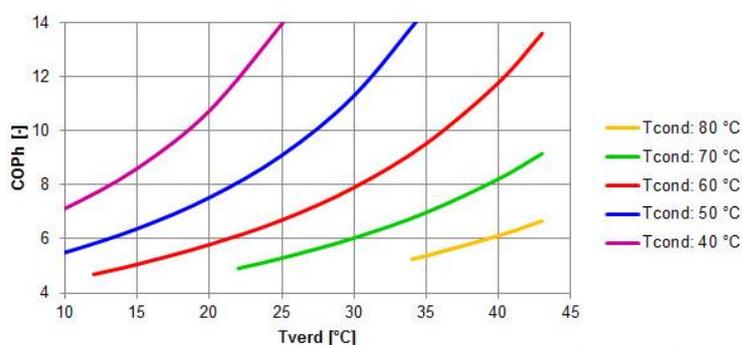


Figura 22 - Andamento del COP-temperature termostati [49]

1.4.1 Trasformazioni termodinamiche

È importante discutere dal punto di vista termodinamico le trasformazioni che compongono il ciclo compiuto da un generico frigorigeno partendo dal riferimento teorico rappresentato dal ciclo di Carnot inverso. Le trasformazioni che lo caratterizzano sono:

- **Assorbimento di calore isoterma:** il fluido a contatto con la sorgente termica riceve calore a temperatura e pressione costante evaporando fino alle condizioni di inizio compressione. La temperatura e pressione minima di ciclo a cui avviene sono note come temperatura di evaporazione e pressione di evaporazione.
- **Compressione isoentropica:** Il fluido in zona bifase subisce una compressione isoentropica raggiungendo lo stato di vapore saturo alla pressione massima di ciclo. È quindi possibile distinguere il ciclo in una zona di alta e di bassa pressione.
- **Cessione di calore isoterma:** in cui il fluido posto a contatto con il pozzo termico cede calore in condizioni isoterme ed isobare alla pressione massima del ciclo condensando. La temperatura e la pressione prendono rispettivamente il nome di temperatura di condensazione e pressione di condensazione.

- **Espansione isoentropica:** il fluido subisce un'espansione in zona bifase raggiungendo la pressione e temperatura minime di ciclo. È realizzata con una laminazione irreversibile che dissipa per attrito fluidodinamico il lavoro di compressione senza produzione di lavoro.

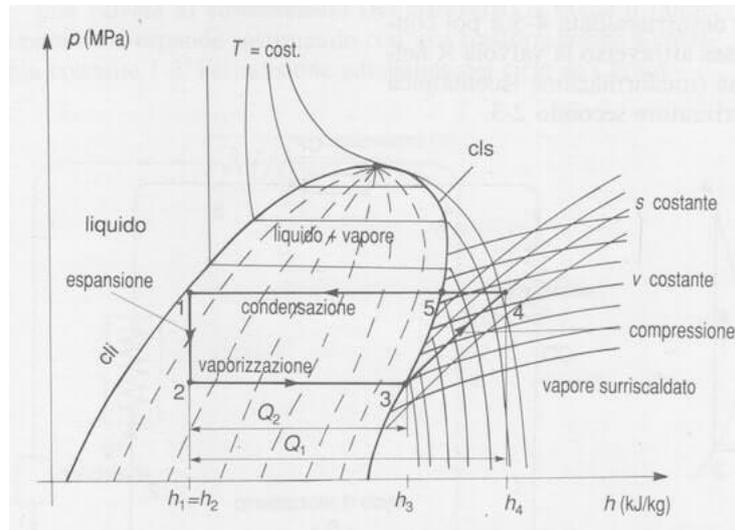


Figura 23 - Ciclo di Carnot inverso sul diagramma p-h [50]

Tuttavia, la realizzazione pratica del ciclo di Carnot inverso presenta delle difficoltà tecniche. La prima riguarda la compressione del fluido in zona bifase che determina una scarsa efficienza ed il rischio di cedimenti meccanici della girante del compressore a causa del colpo di liquido. La seconda riguarda gli effetti della cavitazione che origina nella fase liquida durante l'espansione del fluido bifase.

Il ciclo inverso a compressione di vapore è il risultato delle modifiche tecniche e termodinamiche attuate alle fasi di compressione ed espansione del ciclo di Carnot inverso per ovviare agli inconvenienti tecnici.

In particolare, con riferimento al diagramma p-h (Figura 23) l'assorbimento di calore isobaro 4-1 non termina in corrispondenza della curva limite superiore (c.l.s.), ma viene prolungato realizzando un surriscaldamento del fluido affinché la successiva trasformazione, eseguita dal compressore, avvenga in totale assenza di liquido.

La cessione di calore isobara 2-3 viene idealmente distinta nella fase di desurriscaldamento a sinistra della curva limite superiore, condensazione quando compresa tra le curve limite e sotto-raffreddamento quando si protrae oltre la curva limite inferiore (c.l.i.) per garantire la completa condensazione del refrigerante.

Ulteriori considerazioni che si possono fare sono le seguenti:

- Diversificare le pressioni del refrigerante a cui avvengono le trasformazioni isobare consente di modificare le temperature di transizione di fase affinché il fluido possa subire l'evaporazione a bassa temperatura e la condensazione ad alta temperatura.
- Le trasformazioni isobare coincidono con le isoterme solo se il fluido refrigerante è una sostanza pura. Se è una miscela di sostanze con diversa temperatura di ebollizione il passaggio di fase non sarà contemporaneo per tutte le specie chimiche e la trasformazione non sarà perfettamente isoterma.
- Le cessioni di calore non sono rigorosamente isobare a causa delle perdite di carico imposte dagli scambiatori.

1.4.2 Struttura generale della pompa di calore

Da un punto di vista impiantistico il ciclo inverso a compressione di vapore è realizzato mediante un circuito chiuso (Figura 24), lungo il quale circola il fluido refrigerante, costituito dai seguenti componenti:

- Evaporatore: scambiatore di calore percorso al primario da fluido refrigerante ed a secondario dal fluido termovettore usato per sottrarre calore dalla sorgente a minor temperatura. Il calore del termovettore a secondario vede ceduto a pressione costante al refrigerante per consentirne l'evaporazione.
- Compressore: macchina operatrice pneumofora in cui avviene la compressione adiabatica del refrigerante.

- Condensatore: scambiatore di calore in cui fluido frigorifero condensa cedendo calore al termovettore che cederà alla sorgente a maggior temperatura.
- Valvola di laminazione: realizza l'espansione adiabatica reversibile che induce la condensazione. Il grado di chiusura della valvola e la conseguente caduta di pressione imposta è controllata in retroazione in funzione della temperatura misurata a fondo evaporatore per modificare l'entità del surriscaldamento.

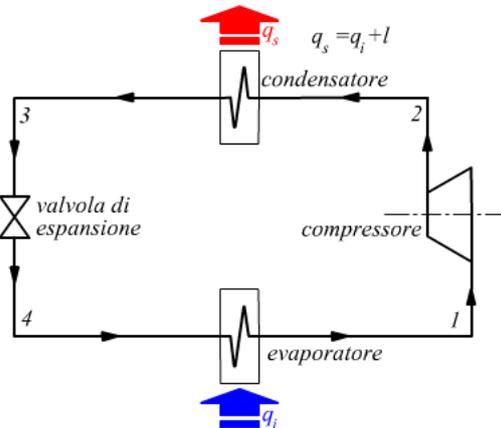


Figura 24 - Circuito chiuso PdC a compressione 51]

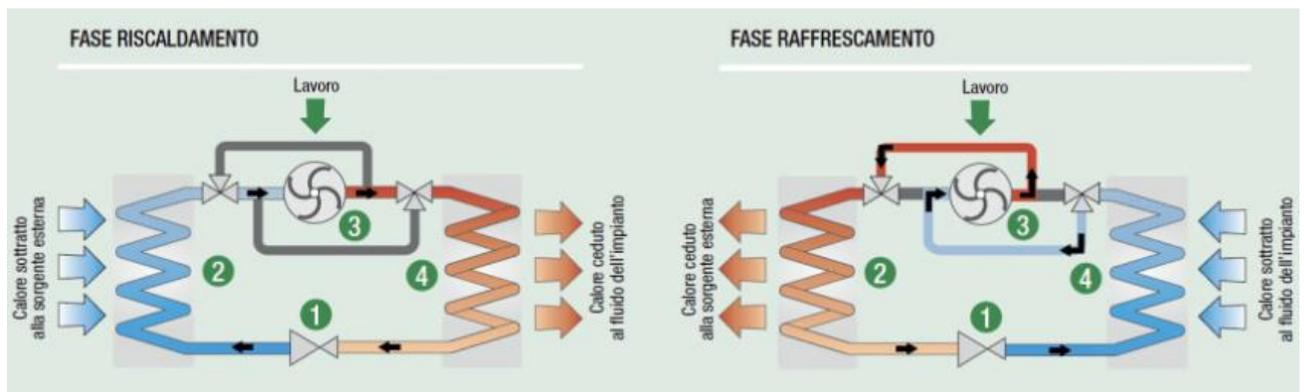


Figura 25 – Principio di funzionamento di una pompa di calore [25]

Facendo riferimento alla Figura 25 sopra, il fluido, che attraversa un circuito chiuso sotto forma di liquido o di vapore a seconda delle condizioni di temperatura e pressione in cui si trova, attraversa le seguenti fasi:

Fase 1 - il fluido viene fatto espandere tramite valvola di espansione e raffreddare in modo che possa raggiungere una temperatura inferiore a quella della sorgente esterna. In questa espansione il fluido cambia di fase sino a portarsi in forma liquida.

Fase 2 - il liquido freddo, attraverso l'evaporatore, sottrae calore dalla sorgente esterna sino a evaporare di nuovo.

Fase 3 - il gas è quindi portato dal compressore ad una pressione e temperatura elevata, maggiore di quella della sorgente interna.

Fase 4 - il gas cede calore, rimanendo a pressione elevata, al fluido dell'impianto attraverso uno scambiatore di calore detto condensatore.

Nella stessa figura a destra viene mostrato come l'apertura di valvole deviatrici consente di invertire il ciclo di lavoro attuato nella fase di riscaldamento (a sinistra), mantenendo inalterato il senso di rotazione del compressore. Durante il raffreddamento il fluido frigorifero preleva calore dalla sorgente interna (il fluido dell'impianto) e lo cede alla sorgente esterna.

1.4.3 Classificazione delle pompe di calore

Le pompe di calore vengono classificate proprio rispetto alla tipologia di fluidi con cui scambiano calore che differiscono al variare delle sorgenti termiche e delle tipologie d'impianto, vi sono quindi pompe di calore che estraggono calore dall'aria esterna per scaldare l'acqua dell'impianto d'utenza (aria-acqua), o direttamente l'aria interna (aria-aria), o dall'acqua di falda (acqua-acqua), o ancora quelle che estraggono calore dal terreno (terreno-acqua) per cederlo al termovettore del circuito d'utenza, di particolare interesse nell'ambito di questa tesi.

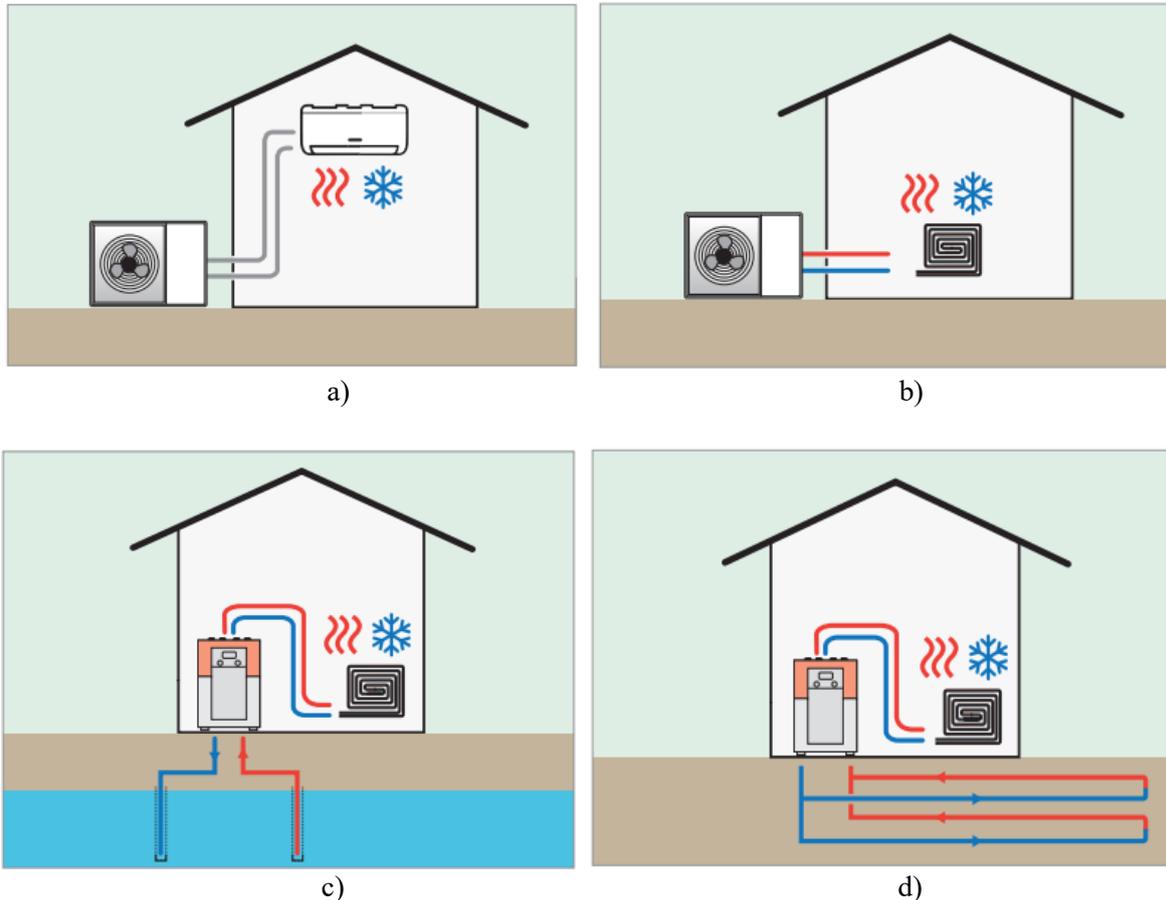


Figura 26 - Tipologie PdC: aria-aria (a), aria-acqua (b), acqua-acqua (c), terra-acqua (d) [23]

Il prelievo o la cessione di calore all'aria dell'ambiente interno da climatizzare avviene per mezzo di terminali d'impianto idraulici (pannelli radianti) o aeraulici (ventilconvettori) alimentati dal fluido termovettore ad alta o bassa temperatura mentre quella con i mezzi naturali ad opera di appositi scambiatori, di tipologia differente in relazione alle caratteristiche e stato fisico del termostato sinteticamente riportati nella Tabella 5.

Tabella 5 - Accoppiamenti sorgente-pozzo e scambiatori [25]

Mezzo	Scambiatore
Aria-Aria	Batterie alettate
Aria-Acqua	Batterie alettate
Acqua-Acqua	1. Scambiatori a piastre 2. Scambiatori a fascio tubiero
Acqua-Terreno	Geoscambiatori

1.5 Cenni storici e contesto nazionale ed internazionale

Il rapporto tra l'uomo e l'energia della terra ha radici antichissime. Sin dalla Preistoria gli uomini hanno costruito i propri insediamenti vicino ad aree geotermiche attive per utilizzare i prodotti vulcanici, sfruttare il calore per cucinare e per beneficiare delle acque termali. Le acque termali toscane erano conosciute e sfruttate già dai romani e a Monterotondo Marittimo (GR) nel 1777 era stato scoperto l'acido borico.

È il 1818 quando a Montecerboli (PI), l'ingegnere Francesco Giacomo Larderel avvia i lavori per realizzare il primo impianto al mondo per estrarre l'acido borico dal vapore geotermico e produrre, così, boro a scopi chimici e farmaceutici. Nasce così la geotermia industriale, e la culla mondiale della geotermia è stata ribattezzata in suo onore Larderello, una frazione di Pomarance sulle Colline Metallifere a 390 m di altitudine. Nel 1905, grazie al principe Piero Ginori-Conti, si è iniziato ad utilizzare l'energia dei soffioni per la generazione di energia elettrica. Si sono poi scavati pozzi (dal 1931) in grado di alimentare una produzione sensibilmente maggiore e nel 1937 si sono costruite le prime torri di raffreddamento. Successivamente l'ENEL ha costruito una centrale che, prelevando direttamente il vapore che fuoriesce dal suolo, lo convoglia all'interno di turbine collegate ad alternatori.

Una schematizzazione riassuntiva dei componenti principali che oggi costituiscono una centrale geotermica è riportata nella Figura 27.

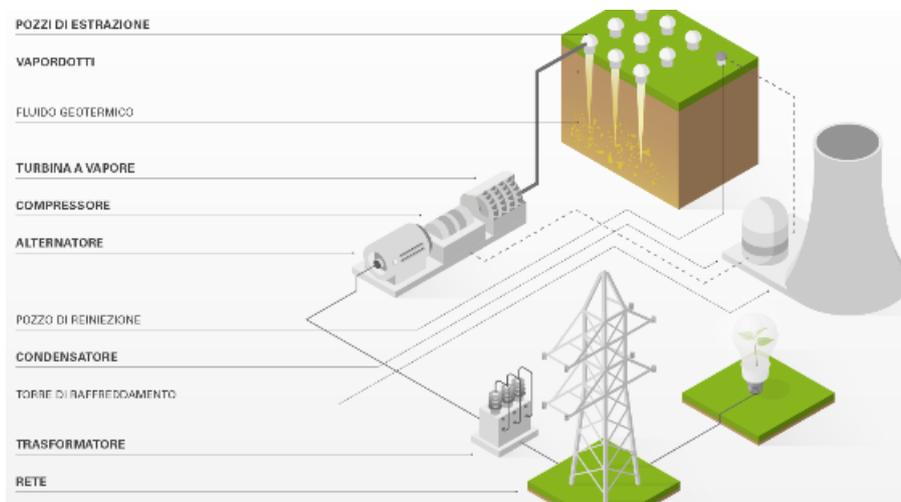


Figura 27 - Centrale geotermica [55]

Oggi l'area di Larderello è uno dei centri della geotermia mondiale. Inoltre, cinque comuni toscani (Pomarance, Castelnuovo Val di Cecina, Monterotondo Marittimo, Santa Fiora e Monteverdi Marittimo) usano il calore geotermico anche per il riscaldamento.

Larderello produce il 10% dell'energia geotermica mondiale, con un ammontare di 4800 GWh annui, dando energia ad un milione di case italiane.

Risorse con temperature comprese tra i 50°C e i 150 °C sono presenti in poche zone del territorio italiano, mentre risorse con temperature intorno a 20°C sono presenti, anche a modeste profondità, su tutto il territorio nazionale. Mentre in paesi esteri la geotermia a bassa entalpia è una tecnologia ampiamente consolidata e sfruttata, è arrivata sul mercato italiano solo negli ultimi anni, grazie anche agli incentivi governativi.

Secondo l'EGEC (*European Geothermal Energy Council*) il settore del riscaldamento e raffrescamento ha rappresentato oltre la metà dei nuovi progetti commissionati nel 2021. Nello stesso anno, le vendite di pompe di calore geotermiche sono aumentate, rispettivamente, del 73% in Francia, 59% in Austria, 35% in Belgio e 10% in Germania, anche se la metà delle pompe geotermiche installate in Europa sono ancora concentrate in Germania e Svezia, così come circa la metà delle vendite annuali. Sono state installate sei nuove centrali geotermiche, per un totale di 3,4 GWe di capacità installata. Nessuna di queste in Italia, dove l'ultima centrale geotermoelettrica installata risale al 2014.

In ambito termico sono stati inoltre avviati quattordici nuovi impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento geotermico, per oltre 154 MWth di nuova capacità installata, distribuiti in Germania, Finlandia, Polonia, Svizzera, Francia e Paesi Bassi.

La crisi dei prezzi dell'energia ha aumentato la pressione per una risposta politica coordinata per facilitare la richiesta di riscaldamento invernale. Le famiglie che sono state in grado di sostituire anche il riscaldamento fossile con le rinnovabili in Europa si sono rivolte al geotermico. Circa il 20% dei nuovi edifici in Germania ha optato per il geotermico, ad esempio per salvaguardarsi dalla futura volatilità dei prezzi.

A seguire sono riportate le illustrazioni ricavate dal *2021 EGEC Geothermal Market Report*, per poter apprezzare con maggior chiarezza la distribuzione della potenza geotermica in Europa ad oggi.

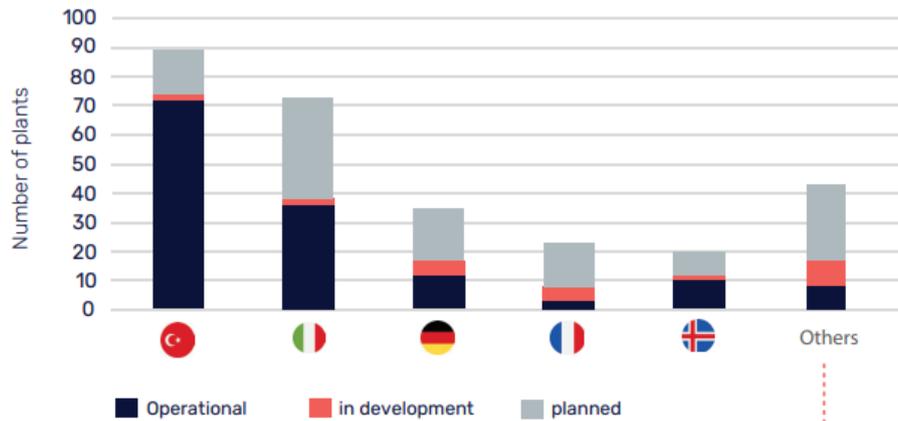


Figura 28 - Numero di centrali geotermiche installate e in funzione, in fase di sviluppo e pianificate [28]



Figura 29 - Ubicazione delle centrali geotermiche in Europa [28]

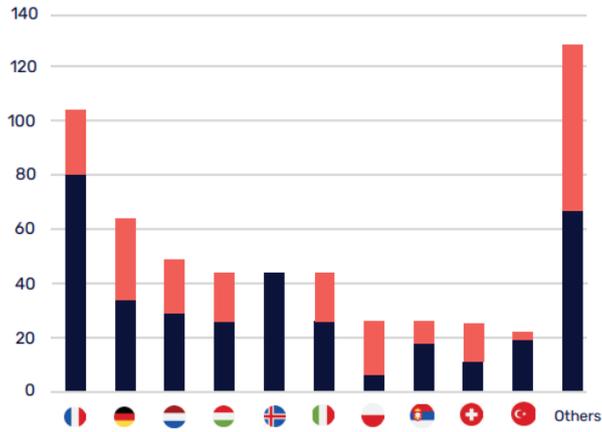


Figura 30 - Numero di teleriscaldamento e teleraffreddamento geotermici, in funzione (in nero) e in fase di sviluppo (in rosso) [28]

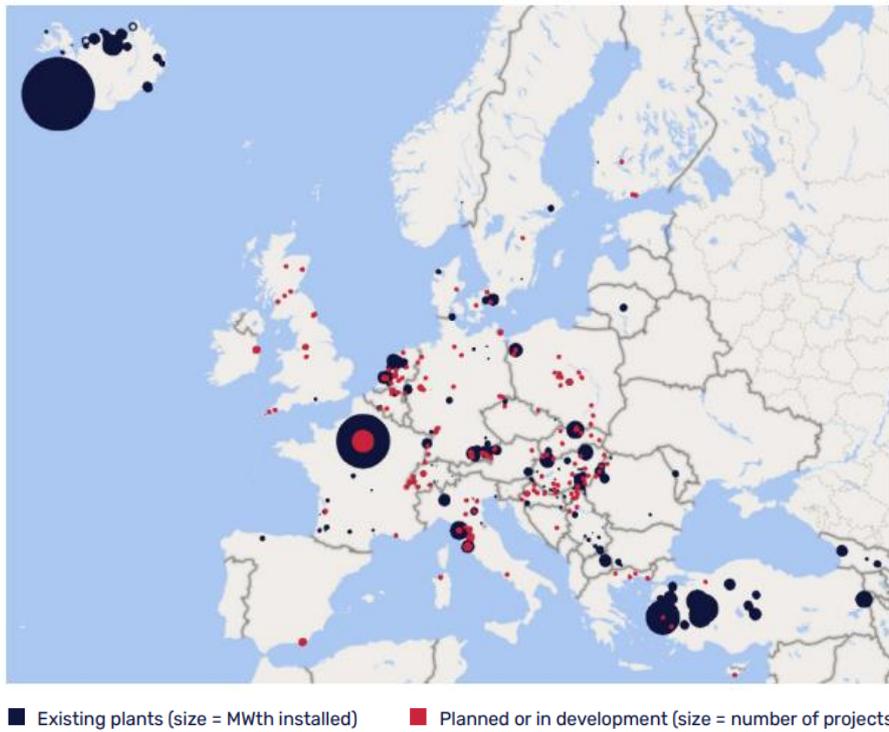


Figura 31 - Ubicazione dei sistemi di teleriscaldamento e raffreddamento geotermici in Europa [28]

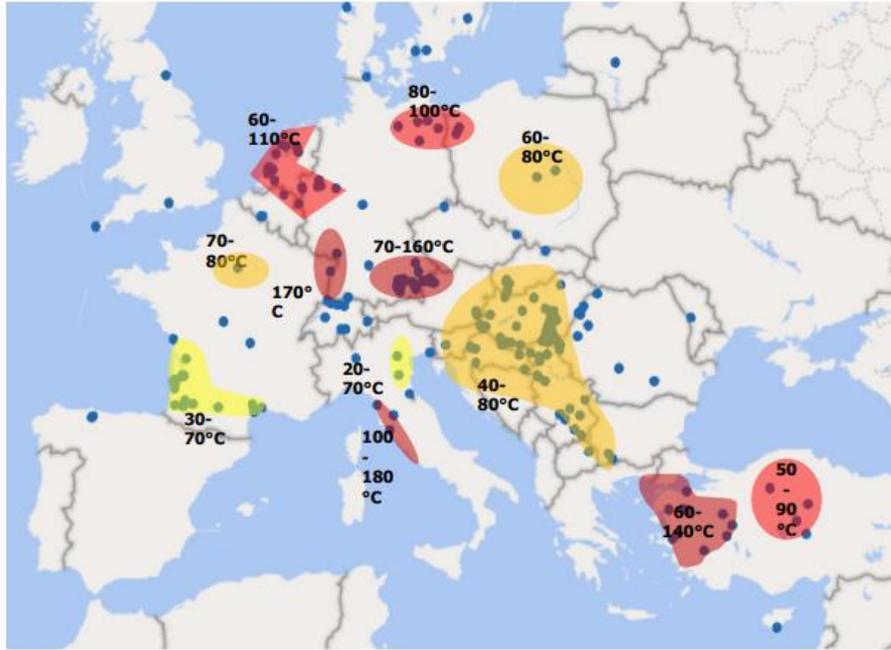


Figura 32 - Mappatura dei principali bacini geotermici di teleriscaldamento e raffreddamento con i sistemi esistenti [28]

A livello mondiale, si stima che l'energia geotermica disponibile nel pianeta ammonta a circa 12 600 000 ZJ ed è tanto elevata che la sola quota tecnicamente utilizzabile, pari a circa 2000 ZJ (Massachusetts Institute of Technology, 2006), sarebbe sufficiente a soddisfare il fabbisogno mondiale di energia annuo (0.5 ZJ) per 4000 anni. L'energia termica del vapore o dell'acqua calda in pressione è principalmente utilizzata per la generazione di energia elettrica, che può essere trasportata a notevoli distanze. Anche gli usi diretti del calore geotermico, cioè delle acque calde, possono avere significato economico rilevante se la risorsa è relativamente vicina agli impianti di utilizzazione.

L'utilizzo diretto per la produzione di energia elettrica e calore è garantito dalle risorse a media o alta entalpia, mentre per le risorse a bassa entalpia è impensabile la produzione di energia elettrica date le basse temperature raggiunte.

La Figura 33 mostra come viene ripartita l'energia termica prodotta in un anno a seconda del settore di utilizzo finale:

- Balneoterapia,
- Riscaldamento ambienti (incluso teleriscaldamento),
- Serre e giardini coperti,
- Riscaldamento delle acquaculture (settore agro-alimentare),
- Settore industriale.

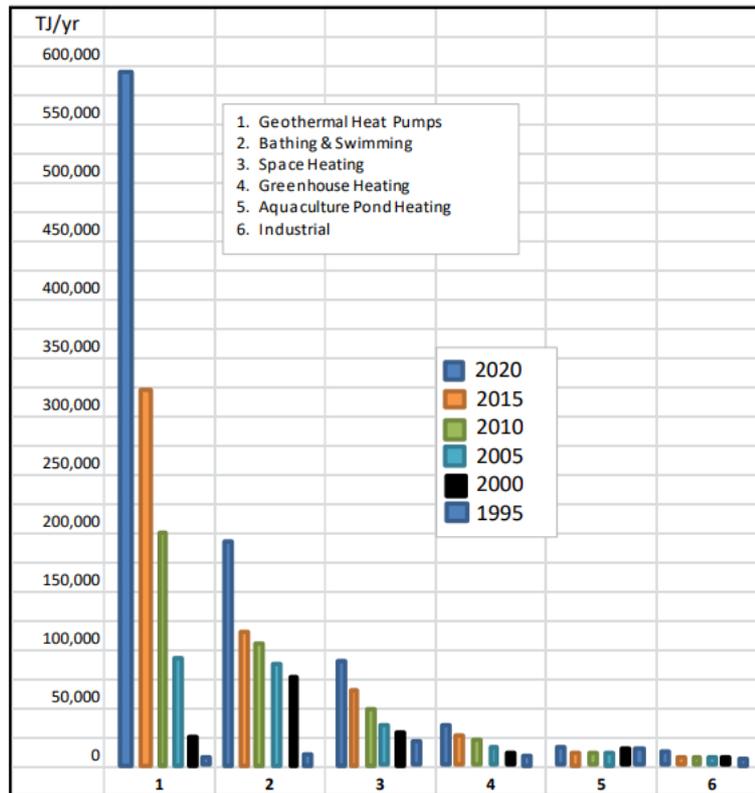


Figura 33 - Confronto dell'uso diretto mondiale dell'energia geotermica in TJ/anno dal 1995, 2000, 2005, 2010, 2015 e 2020 [28]

Nelle seguenti Tabelle Tabella 6 e Tabella 7 vengono, invece, riportate le capacità installate, espressi in MWt, e l'energia prodotta in anno di funzionamento, in TJ/anno, per ciascuna categoria sopracitata.

Tabella 6 - Capacità di geotermico secondo l'utilizzo finale [28]

Utilization	Capacity MWt					
	2020	2015	2010	2005	2000	1995
Geothermal heat pumps	77,547	50,258	33,134	15,384	5,275	1,854
Space heating	12,768	7,602	5,394	4,366	3,263	2,579
Greenhouse heating	2,459	1,972	1,544	1,404	1,246	1,085
Aquacultural pond heating	950	696	653	616	605	1,097
Agricultural drying	257	161	125	157	74	67
Industrial uses	852	614	533	484	474	544
Bathing and swimming	12,253	9,143	6,700	5,401	3,957	1,085
Cooling/snow melting	435	360	368	371	114	115
Other	106	79	42	86	137	238
Total	107,727	70,885	48,493	28,269	15,145	8,664
% increase in 5 years	52.0	46.2	71.5	86.7	74.8	

Tabella 7 - Rateo di energia derivante da geotermico prodotta all'anno [28]

Utilization	Utilization TJ/year					
	2020	2015	2010	2005	2000	1995
Geothermal heat pumps	599,981	326,848	200,149	87,503	23,275	14,617
Space heating	162,979	88,668	63,025	55,256	42,926	38,230
Greenhouse heating	35,826	29,038	23,264	20,661	17,864	15,742
Aquacultural pond heating	13,573	11,953	11,521	10,976	11,733	13,493
Agricultural drying	3,529	2,030	1,635	2,013	1,038	1,124
Industrial uses	16,390	10,454	11,745	10,868	10,220	10,120
Bathing and swimming	184,070	119,611	109,410	83,018	79,546	15,742
Cooling/snow melting	2,589	2,596	2,126	2,032	1,063	1,124
Other	1,950	1,440	955	1,045	3,034	2,249
Total	1,020,887	592,638	423,830	273,372	190,699	112,441
% increase in 5 years	72.3	39.8	55.0	43.4	69.6	

Attualmente, secondo le informazioni raccolte dal report fornito dal *World Geothermal Congress* del 2020, le pompe di calore geotermiche (GSHP, da *Ground Source Heat Pumps*), hanno il più grande utilizzo geotermico in tutto il mondo, rappresentando il 71,6% della capacità installata e il 59,2% del consumo energetico annuo. La capacità installata è di 77.547 MWth e il consumo energetico è di 599.981 TJ/anno, con un fattore di capacità di 0,245 in modalità riscaldamento. Sebbene la maggior parte delle installazioni siano localizzate in Nord America, Europa e Cina, il numero di paesi con impianti è passato da 26 nel 2000, a 33 nel 2005, a 43 nel 2010, a 48 nel 2015 e a 54 nel 2020. Si tratta di un aumento del 54% rispetto al numero di unità installate rendicontate nel 2015 e oltre il doppio rispetto al numero di unità rendicontate nel 2010. La dimensione delle singole unità, invece, varia da 5,5 kW per uso residenziale a grandi unità oltre 150 kW per installazioni commerciali e istituzionali. Negli Stati Uniti, la maggior parte delle unità è dimensionata per i picchi di carico di raffreddamento e sovradimensionata per il riscaldamento, tranne che negli stati settentrionali: pertanto, sono stimati in media solo 2.000 ore di riscaldamento a pieno carico equivalenti all'anno (fattore di capacità di 0,23). In Europa, la maggior parte delle unità sono dimensionati per il carico termico e sono spesso progettati per fornire al carico di base un picco di combustibili fossili. Tuttavia, alcune di queste unità può essere in funzione fino a 3.000 ore di riscaldamento a pieno carico equivalenti all'anno (fattore di capacità di 0,34), come nei paesi nordici (soprattutto in Finlandia). I leader nelle unità installate (MWt) sono: Cina, Stati Uniti, Svezia, Germania e Finlandia che da sole compongono il 77,4% di esse. I medesimi paesi sono in classifica mondiale anche per quanto riguarda l'energia prodotta in un anno (TJ/year). I rispettivi dati vengono raccolti nella seguente Tabella 8.

Tabella 8 - Paesi leader per installazione e produzione di energia mediante pompe di calore geotermiche [28]

MWt	TJ/year
China (26,450)	China (246,212)
United States (20,230)	United States (145,460)
Sweden (6,680)	Sweden (62,400)
Germany (4,400)	Germany (23,760)
Finland (2,300)	Finland (23,400)

Sebbene il contributo dell'uso diretto del calore terrestre, nel consumo globale di calore rinnovabile rimanga limitato, si prevede un aumento di oltre il 40% (+0,3 EJ) nel periodo 2019-2024, grazie al contributo della Cina, degli Stati Uniti e dell'UE.

La geotermia, una fonte domestica di energia sostenibile e rinnovabile, può sostituire altre forme di utilizzo dell'energia, in particolare i combustibili fossili. Per molti paesi l'energia geotermica porta a una riduzione della loro dipendenza dai combustibili importati, e per tutti i paesi significa l'eliminazione di inquinanti come particelle di carbonio e gas serra. Si tenta di quantificare il risparmio di combustibili fossili, utilizzando un fattore di efficienza pari a 0,35 se l'energia concorrente viene utilizzata per generare elettricità e 0,70 se viene utilizzata direttamente per produrre calore. Utilizzando 1.020.887 TJ/anno di energia consumata in applicazioni geotermiche dirette entro il 2020 e stimando che un barile di olio combustibile contiene $6,15 \times 10^9$ J e che il combustibile viene utilizzato per produrre elettricità, il risparmio sarebbe di 474 milioni di barili di petrolio o 64,4 milioni di tonnellate di petrolio all'anno (1 barile di petrolio = 42 galloni/barile = 159 L/barile a densità pari a 0,855 kg/L). Se il petrolio fosse utilizzato direttamente per produrre energia bruciandolo per il riscaldamento, il risparmio sarebbe di 237 barili o 32,2 tonnellate. I risparmi effettivi sono tra questi due valori. Si noti che 474 milioni di barili corrispondono a circa 1,6 giorni di consumo mondiale di petrolio.

Utilizzando i dati sviluppati dal Lawrence Livermore Laboratory per il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (Kasameyer, 1997) e dai consulenti privati Goddard e Goddard (1990), si otterrebbero i seguenti risparmi per carbonio, CO₂, SO_x, Nox. Ancora una volta, i risparmi effettivi sarebbero contenuti tra i valori riportati, poiché verrebbe utilizzato un mix di combustibili fossili per il riscaldamento e la generazione di elettricità.

Se si considerassero le riduzioni delle emissioni nella modalità di raffreddamento delle pompe di calore geotermiche, si raggiungerebbe un'ulteriore riduzione annuale di circa 122 milioni di barili (18,1 milioni di tonnellate) di oli combustibili e 15,5 milioni di tonnellate di inquinamento da carbonio da bruciare olio combustibile per produrre elettricità. Ciò presuppone che l'energia annua utilizzata in raffrescamento sia circa la metà di quella utilizzata in modalità riscaldamento.

I dati di cui sopra sono riassunti nella Tabella 9.

Tabella 9 - Risparmio a livello mondiale di energia, carbonio e gas serra da energia geotermica tramite uso diretto con PdC [28]

	Fuel oil bbl	Fuel oil TOE	Carbon TOE	CO ₂ TOE	SO _x TOE	NO _x TOE
As Electricity	596	81.0	78.1	252.6	1.75	0.054
As Fuel Oil	298	40.5	39.0	126.3	0.89	0.027

1.6 Politiche europee

La necessità di una transizione verso un nuovo modello produttivo a basse emissioni e più sostenibile hanno assunto sempre più rilevanza col tempo, diventandone oggi una priorità nell'agenda politica europea.

L'Unione Europea si è impegnata fin dal 2008 per agire in favore delle riduzioni delle emissioni di gas serra dei propri stati membri di almeno il 20% al di sotto dei livelli del 1990 entro il 2020, parallelamente all'aumento dell'efficienza energetica del 20% e all'innalzamento della percentuale di fonti energetiche rinnovabili al 20%. A tale scopo, nello stesso anno la Commissione europea ha affidato proprio al tema della cattura del calore geotermico attraverso pompe di calore un ruolo centrale nel proprio *Climate action and renewable energy package*, introducendone uno specifico meccanismo di contabilizzazione.

La declinazione comunitaria delle priorità di utilizzo della risorsa geotermica in chiave di vettoriamento dei flussi termici a scapito della generazione elettrica è stata poi ribadita nel attraverso la Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione degli usi delle energie da fonti rinnovabili. Questa ha formalizzato la metodologia per il calcolo della quantità di calore generata attraverso pompe di calore a sonda geotermica da considerarsi rinnovabile e ha introdotto l'obbligo per gli Stati Membri di implementare (entro il 31 dicembre 2012) schemi di qualificazione e certificazione per gli installatori di impianti geotermici a bassa entalpia o a pompa di calore con sonda geotermica. La direttiva ha inoltre stabilito l'obbligo per gli Stati Membri di valutare all'interno dei propri Piani Energetici Nazionali in forma prioritaria il ricorso alle reti di teleriscaldamento geotermiche ai fini del raggiungimento dei propri obiettivi al 2020, ma non ha previsto specifiche misure per il comparto geotermoelettrico.

La minore attenzione verso le alte entalpie può essere legata, almeno in parte, al fatto che i due principali progetti di ricerca nei quali erano riposte molte risorse al fine di ottenere una dimostrazione della replicabilità su scala comunitaria degli sfruttamenti dei bacini geotermici di consistenza ordinaria non hanno fruttato i risultati sperati (a Basilea, il tentativo di fratturazione delle hot dry rocks ha comportato significative complicazioni in termini di sismicità indotta e, a Soultz, i costi per lo sfruttamento di serbatoi profondi a media entalpia attraverso cicli binari non ha evidenziato performance economiche soddisfacenti). Vista la presenza, proprio in Italia, di favorevoli "territori laboratorio" (contesti nei quali una risorsa idonea è reperibile con relativa semplicità), è stato in più sedi posto il problema della necessità di guidare gli investimenti in ricerca secondo criteri di marginalità economica e valorizzazione delle migliori risorse disponibili prima che della generalizzabilità degli approcci. È stato questo uno dei temi sostenuti dal Centro di Eccellenza per la Geotermia di Larderello nell'incontro internazionale organizzato dall'*European Geothermal Energy Council* tenutosi nel febbraio 2009 a Bruxelles, durante il quale è stata ufficialmente consegnata alla Regione Toscana, regione riconosciuta leader per lo sfruttamento delle risorse geotermiche, la *Dichiarazione di Bruxelles*, documento teso a fissare le priorità nella agenda della ricerca internazionale per il raggiungimento di importanti obiettivi, tra i quali, la riduzione al 2030 del 30% dei costi di generazione geotermoelettrica convenzionale e del 50% per quelli di generazione attraverso cicli alimentati con basse entalpie.

Nel marzo 2009, in occasione di un *GeoTHERM Expo* di Offenburg, sono emerse dalla sessione dedicata agli operatori del settore geotermico italiano chiare indicazioni circa l'opportunità di sostenere la crescita del numero di installazioni a bassa e bassissima entalpia attraverso la produzione di linee guida autorevoli e condivise, la sensibilizzazione e la formazione dei progettisti e la messa a disposizione degli investitori di registri di installatori accreditati sulla base della loro capacità di implementare le migliori tecniche disponibili.

Nell'ottobre 2014 è stato poi approvato il pacchetto per l'energia e il clima 2030, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 40% al di sotto dei livelli del 1990 entro il 2030, fissando allo stesso tempo nuovi obiettivi sia per le fonti di energia rinnovabile e sia per i livelli di efficienza energetica. L'obiettivo del 40% entro il 2030 è stato alla base della posizione dell'UE prima dei negoziati internazionali sul clima a Parigi nel dicembre 2015, dove è stato raggiunto un accordo globale sul clima (*Accordo di Parigi*). A seguito della COP21 (*Conference of Parties*) di Parigi del 2015, è stata lanciata la *Global Geothermal Alliance*, un'iniziativa per incentivare i Paesi del mondo con territorio geotermico a dare precedenza a questa risorsa rinnovabile per accelerare il processo di transizione energetica.

Successivamente, nel 2018, la Commissione europea ha presentato il PNIEC (*Piano Nazionale Integrato Energia e Clima*) come strategia di decarbonizzazione del Paese al 2030 e al contempo verso emissioni nette nulle al 2050, passando per il progressivo abbandono delle fonti fossili.

Il piano *REPowerEU* è stato presentato il 18 maggio 2022, con cui la Commissione europea ha delineato una serie di proposte per incentivare la diffusione della fonte geotermica e velocizzare il processo autorizzativo per affrontare il clima, la transizione energetica e l'attuale crisi energetica derivante dai contrasti geopolitici tra Russia e Ucraina. Il riscaldamento e raffrescamento geotermico hanno già fatto risparmiare 10 bcm (miliardi di metri cubi) di gas e notevoli quantità di energia fossile importate dalla Russia. Entro la fine del 2022, l'EGEC stima sia possibile risparmiare fino a 2 GW di distribuzione termica o 1 bcm di gas russo. Entro il 2025, questo potrebbe espandersi fino allo spiegamento di 7-11 GWth con 3,5-5 miliardi di metri cubi di risparmio di gas russo all'anno, fino a una stima di 14 GWth o 7,5 miliardi di metri cubi di gas russo risparmiato entro il 2027. Per quanto riguarda le pompe di calore, invece, i numeri sono ancora maggiori: entro il 2025, potrebbero essere raggiunti ulteriori 25 GWth o 9,3 bcm ed entro il 2027 ciò potrebbe aumentare fino a ulteriori 40 GWth o 15 bcm.

Il riscaldamento e il raffrescamento geotermico possono giocare un ruolo fondamentale per decarbonizzare gli edifici e l'industria e tal proposito il documento propone otto obiettivi per il settore geotermico:

1. Accelerazione della diffusione di pompe di calore geotermico,
2. Autorizzazioni e distribuzioni rapide,
3. Accelerazione della pianificazione della rete di teleriscaldamento e raffrescamento geotermico,
4. Attenuazione dei rischi d'investimento nel settore geotermico,
5. Supporto diretto alla realizzazione di 1.000 città geotermiche entro il 2027,
6. Mobilitazione di una forza lavoro qualificata e specializzata,
7. Riduzione aliquote IVA sui sistemi di riscaldamento efficienti, l'isolamento degli edifici, gli apparecchi e i prodotti efficienti sotto il profilo energetico,
8. Decarbonizzazione industriale con riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

Capitolo 2

Caso studio

2.1 Campo sperimentale: Energy Center

L'Energy Center, ubicato a Torino presso via Borsellino, nasce come iniziativa del Politecnico di Torino nel 2016 sotto forma di progetto ECI (*Energy Center Initiative*) per avviare una serie di azioni e progetti utili al supporto e consiglio strategico alle autorità locali, enti nazionali e transnazionali, sulle politiche e tecnologie energetiche da adottare. I due pilastri dell'ECI sono l'*Energy Center House* (EC_house) e l'omonimo laboratorio interdipartimentale *Energy Center Lab* (EC_lab).

L'EC_house è un nuovo edificio all'interno del campus del Politecnico di Torino che ospita aziende, start-up e pubbliche amministrazioni attive in campo energetico.

L'EC_lab è il motore scientifico dell'Iniziativa: un Centro Interdipartimentale che riunisce un gruppo multidisciplinare di ricercatori e docenti del Politecnico dedicato allo studio di tecnologie e sistemi integrati per la transizione ad una società più sostenibile verso l'uso dell'energia e l'ambiente. Il team di ricerca multidisciplinare racchiude competenze derivanti da diversi dipartimenti dell'Ateneo ed è attivo su svariate tematiche di ricerca inerenti all'energia.

L'EC_lab fornisce strumenti hardware-software integrati per simulare scenari futuri per l'approvvigionamento di energia e il suo utilizzo finale, tenendo conto di vincoli ambientali e aspetti socioeconomici. La quantità crescente di dati energetici disponibili in tempo reale è parte integrante dell'approccio multi-layer portato avanti dal Centro. L'obiettivo ultimo non è solo quello di simulare la competizione di diverse tecnologie, sia a livello locale (ad esempio un distretto urbano) che a livello globale (ad esempio, una nazione), ma anche di verificare l'impatto che politiche energetiche e ambientali hanno sulla loro diffusione, e anche l'impatto delle interazioni sociali (*user behaviour*).

La struttura è caratterizzata da 7000 m² totali di cui 5000 m² sono destinati all'edificio e 2000 m² sono destinati per il parcheggio (

Figura 34). L'edificio è caratterizzato da standard di alta efficienza e possiede un sistema di Energy Smart Metering per il monitoraggio dei piani sopraelevati e dei piani interrati.



Figura 34 - Energy Center, Torino [58]

2.2 Geothermskin

La realizzazione dell'impianto nasce dall'esigenza di voler superare alcune delle limitazioni che gravano sulle geostrutture energetiche tradizionali installate in aree densamente popolate come questa, quali ad esempio la disponibilità di ampi spazi per installazioni che non possono essere successivamente occupate da tubazioni interrato (fognature, teleriscaldamento, distribuzione gas, eccetera). Il sistema prende il nome di *GeothermSkin*[®], per evidenziarne la caratteristica di voler migliorare la "pelle sotterranea" di un edificio per lo scambio di calore, ed è integrato con una pompa di calore elettrica. Può essere classificato come una geostruttura idealmente affine al muro energetico poiché costituito da un'infrastruttura aggiuntiva che, interponendosi tra la superficie esterna di una parete murata ed il terreno, conferisce all'elemento strutturale una funzione energetica. GeothermSkin è costituito da un circuito idraulico realizzato con tubi in polietilene reticolato perossidico Pe-Xa ad alta densità installati sulla superficie esterna della parete formando dei moduli percorsi da un fluido termovettore che scambiano calore con il terreno. Così facendo, quindi, convertono le superfici dell'edificio a contatto con il terreno in geoscambiatori di calore integrati con la pompa di calore.

I moduli possono essere connessi in sequenza od in parallelo ad un collettore principale e possono presentarsi con due diverse configurazioni: sviluppo prevalentemente orizzontale delle serpentine (GeothermSkin-H) o verticale (GeothermSkin-V). Le estremità delle sonde convergono sui collettori generali, che mediante i circuiti idraulici di collegamento alimentano la pompa di calore. La struttura modulare garantisce la scalabilità del sistema in fase di progetto e la massima affidabilità durante l'esercizio perché la ridondanza dei moduli consente, in caso di occlusione o perdita, di escludere idraulicamente quelli guasti assicurando la continuità di funzionamento.

I vantaggi di questa geostruttura innovativa risiedono nella possibilità di installarla sia in contesti di riqualificazione che in fasi di costruzione degli edifici, inoltre l'installazione a profondità ridotte richiede opere di scavo più semplici ed economiche perché volte ad esporre solo la parte di muro interessata pertanto ne risulta snellito il processo autorizzativo. Queste caratteristiche facilitano l'espressione del potenziale di questa tecnologia nel contribuire alla riduzione delle emissioni per la climatizzazione estiva ed invernale degli edifici, oltre a favorire la diffusione degli impianti geotermici. Un confronto schematico della tecnologia enunciata con le altre esistenti è riportato dalla Tabella 10.

Tabella 10 - Confronto di vantaggi e svantaggi del sistema GeothermSkin rispetto ai diretti concorrenti del mercato. I simboli "+" rappresentano aspetti favorevoli mentre "-" sono relativi ad aspetti problematici [30]

	Caldaia a gas	Collettori orizzontali	"Cestini" geotermici	Scambiatori di calore da pozzo	Geostrutture energetiche	GeothermSkin
Efficienza energetica	+	-	±	+	±	±
Applicabilità a strutture esistenti	+	+	+	+	-	+
Consumo di suolo libero	+	-	-	±	+	+
Costi iniziali	+	+	+	-	±	+
Costi di gestione	-	+	+	+	+	+
Costi ambientali	-	+	+	±	±	+
Costo per unità di potenza [€/W]	~ 0,17	~ 0,5	~ 0,5	~ 0,8	N.A.	~ 0,3

2.3 Localizzazione dell'impianto

L'impianto sperimentale è situato nel seminterrato dell'edificio. Distinguiamo due zone di interesse:

1. Piano interrato

- Isola 1: locale che ospita la pompa di calore, l'utenza termica (ventilconvettore) e gli accumuli; coincide con il locale unità trattamento aria, alla destra della centrale termica.
- Isola 2: locale in cui è presente lo scambiatore di calore verticale che scambia con il terreno (lato terreno o sonde).
- Centrale termica: ospita gli impianti termici che integrano l'impianto solare termico con quelli della pompa di calore.

L'accesso a queste zone avviene dall'intercapedine perimetrale interrata sui cui si affacciano le porte REI di ogni locale.

2. Terrazza

- Copertura vano scala A e B: torrino rialzato sul tetto dell'edificio sul quale sono installati moduli solari termici a tubi sottovuoto.

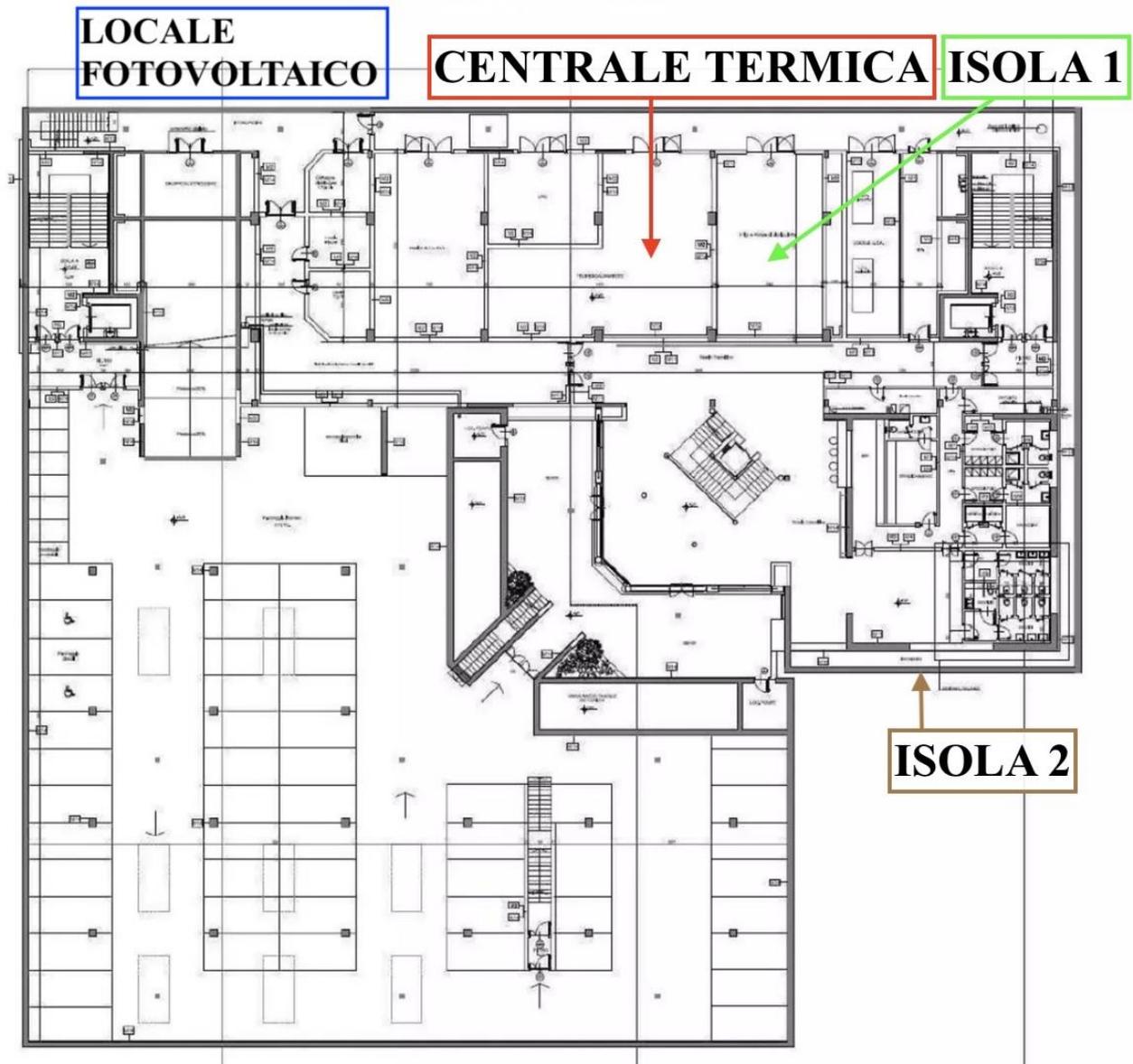


Figura 35 - Pianta piano interrato

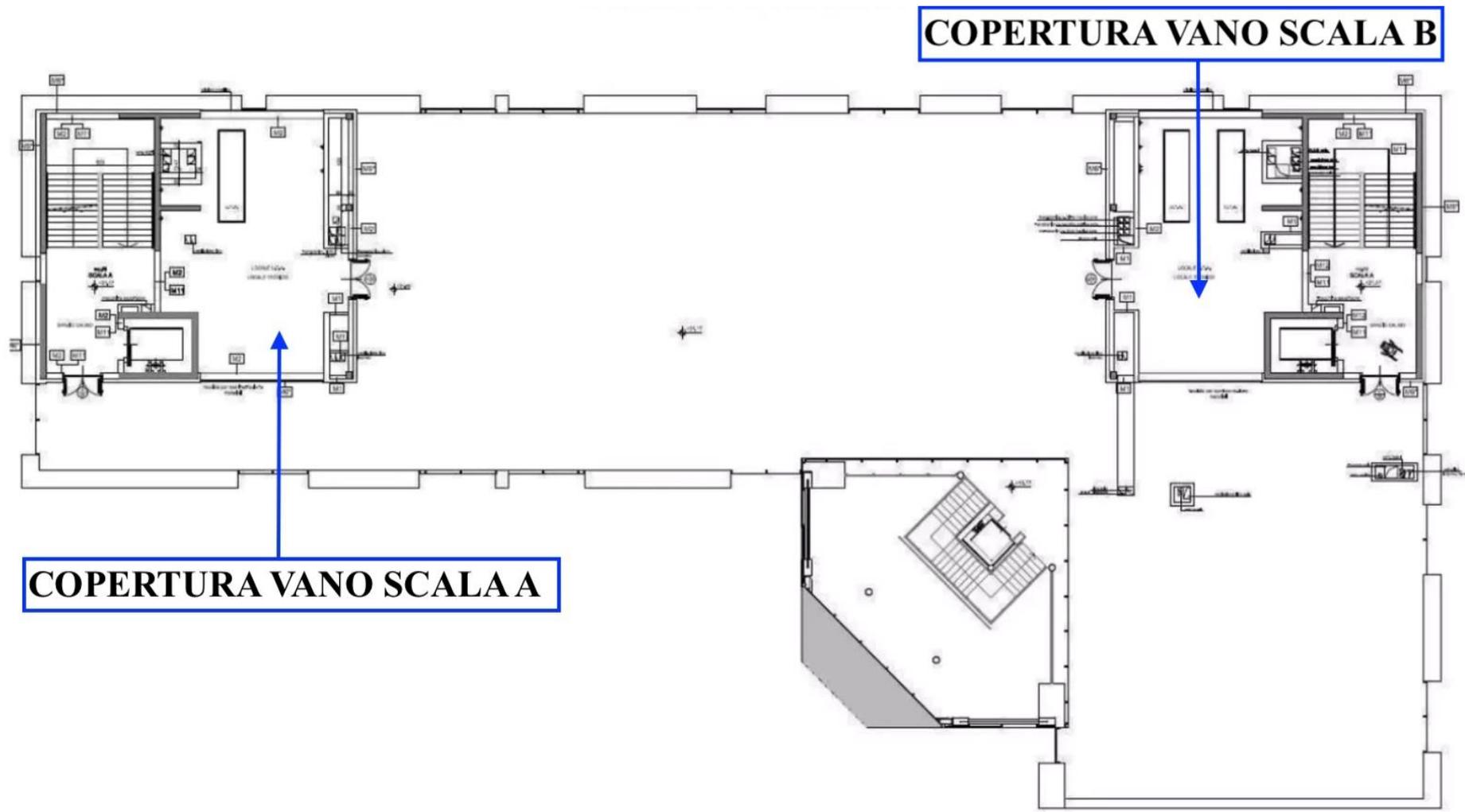


Figura 36 - Pianta terrazza

2.4 Realizzazione del prototipo GeothermSkin

L'intero edificio insieme al suo auditorium era operativo prima dell'installazione del sistema GeothermSkin. Per questo motivo, per il design dell'impianto sperimentale e le fasi costruttive conseguenti, sono stati necessari nuovi scavi in terra e un'attenta pianificazione degli interventi per garantire sicurezza unitamente a tempi ridotti. La realizzazione può essere quindi considerata come un esempio di applicazione del sistema ad un edificio esistente senza pregiudicare la funzionalità delle attività interne. L'impianto è stato installato sulla facciata nord-est dell'edificio (Figura 37), la cui parete esterna si affaccia su un'area verde con manto erboso. Sul lato interno, il muro delimita un corridoio tecnico a cielo aperto, cioè un cavedio, il cui soffitto è rappresentato da griglia in acciaio calpestabile a livello stradale. Questo implica che la parte interna della parete è esposta alle escursioni termiche dell'aria esterna. Una distanza relativamente grande dal parcheggio sotterraneo che serve l'edificio garantisce un'influenza trascurabile sullo stato termico dell'impianto area verde fronte parete attrezzata.



Figura 37 - Posizione del prototipo GeothermSkin [30]

La realizzazione dell'impianto sperimentale è iniziata il 26 giugno 2019, con la partecipazione delle aziende Geonovis, Winet e Eurix.

Dopo aver identificato la zona di interesse per l'installazione si è effettuato uno scavo in corrispondenza dell'isola 2 e in posizione adiacente al muro perimetrale dell'edificio con profondità tra gli 80 e 120 cm. Successivamente, ad una profondità di 4,7 m, tramite infissione nel terreno è stata realizzata l'armatura di sostegno per i pannelli di contenimento disposti lungo il perimetro interno dello scavo e rinforzati con puntoni di contrasto, che sono elementi metallici che resistono sia agli sforzi di compressione che di trazione che possono generarsi, vantaggiosi soprattutto in ambienti umidi (Figura 38.a).

Una volta completato lo scavo e messo in sicurezza mediante apposite sponde di ferro, le tubazioni sono state fissate alla parete esterna utilizzando morsetti metallici con una distanza di 75 cm tra di loro. Per quanto riguarda il verso di disposizione delle serpentine, sono state impiegate entrambe le configurazioni (GeothermSkin-H e GeothermSkin-V) per consentire test comparativi in condizioni di sito identiche. Due moduli mostrano una distribuzione del tubo orizzontale, mentre il restante modulo assume un dispiegamento in senso verticale (Figura 38.b). Le estremità di ogni modulo sono state collegate al collettore posto nella parte interna del muro attraverso appositi fori, i quali sono stati successivamente sigillati, per evitare problematiche derivanti da infiltrazioni d'acqua.

Una volta implementati i circuiti idraulici, sono stati predisposti il sistema di monitoraggio degli effetti meccanici e termici indotti nel muro e nel terreno (Figura 38.c), con l'ausilio di sensori disposti, rispettivamente, a 0,75 m, 2,15 m, 3,35 m e 4,60 m di profondità, ed il riempimento dello scavo (Figura 38.d), realizzato in più fasi in cui si alternano la deposizione del materiale di risulta, lo spianamento del terreno e la posa dei sensori adeguatamente protetti con uno strato di sabbia dall'impatto dei detriti causati dal successivo rinterro.



Figura 38 - Fase di installazione di GeothermSkin: opera di scavo (a), dispiegamento tubi (b), posizionamento sistemi di sensoristica e monitoraggio (c) e riempimento dello scavo (d) [30]

2.5 Descrizione dell'impianto

GeothermSkin è un sistema contro-terra che si propone di attrezzare esternamente le superfici a contatto con il terreno di un edificio per i fini di scambio termico e riscaldamento/condizionamento, tramite la pompa di calore elettrica di tipo acqua-terreno. Inoltre, permette di vagliare gli effetti delle interazioni termiche con il terreno e con il muro di sostegno dell'Energy Center su cui è installato, che subisce deformazioni e fenomeni di attivazione termica.

L'impianto geotermico è stato collegato idraulicamente ad un sistema a collettore solare preesistente mediante una logica di automazione per l'ottimizzazione dei flussi energetici, al fine di realizzare un sistema autonomo, completo e sostenibile per l'utente finale.

Lo scambio termico con il terreno è realizzato per mezzo di GeothermSkin installato sul muro perimetrale interrato mentre l'interazione termica con l'aria dell'ambiente interno è condotta con un ventilconvettore. Pertanto, l'impianto è in grado di realizzare il servizio di riscaldamento invernale e raffrescamento estivo dell'ambiente interno in maniera attiva o passiva, lo scarico termico del calore di origine solare in virtù dell'integrazione idraulica con l'impianto solare termico dell'Energy Center e modificare l'umidità del terreno mediante l'apposito circuito di irrigazione.

I gruppi funzionali che si distinguono nell'impianto sono composti dalla pompa di calore, dai circuiti primario e secondario, dal circuito irrigatori e dall'impianto solare termico, i quali vengono descritti con maggior dettaglio nei sottoparagrafi a seguire.

di acqua e glicole al 25% in volume che consente, grazie ai circuiti idraulici primario e secondario, di trasferire il calore al circuito sonde ed il ventilconvettore che li scambieranno rispettivamente con il terreno e l'aria. La valvola di laminazione è di tipo elettronico. La pompa di calore è equipaggiata con i circolatori GP1 e GP2 che fanno circolare la miscela acqua-glicole rispettivamente sul circuito secondario e su quello primario e dal pressostato che protegge il circuito di macchina da variazioni anomale di pressione interrompendone il funzionamento se la pressione del refrigerante supera i 32 bar o scende al di sotto di 1,5 bar. La macchina è collegata al circuito primario con tubazioni di mandata e ritorno di diametro nominale 22 mm ed al secondario con tubi da 28 mm, tutti in acciaio zincato e coibentati.

L'inversione stagionale e la realizzazione del riscaldamento o raffrescamento passivo è realizzata sul circuito idraulico con quattro valvole a tre vie deviatrici gestite dalla scheda accessoria NIBE AXC50, le cui configurazioni di posizionamento differiscono per le diverse modalità di funzionamento.

La pompa di calore può operare con una temperatura di ritorno del circuito secondario massima di 58°C ed a una temperatura in uscita dalla pompa di calore di 65°C con solo il compressore (70°C attivando la resistenza elettrica integrata). La macchina è caratterizzata dalla presenza di componenti a bordo macchina ed impianti ausiliari di tipo elettrico ed idraulico, ed inoltre è presente un'infrastruttura di monitoraggio costituita da sensori per la misura dei principali parametri di funzionamento. La modifica dei parametri di funzionamento e delle funzioni di macchina viene condotta dal pannello di controllo frontale a cui si accede aprendo lo sportello esterno della pompa di calore.

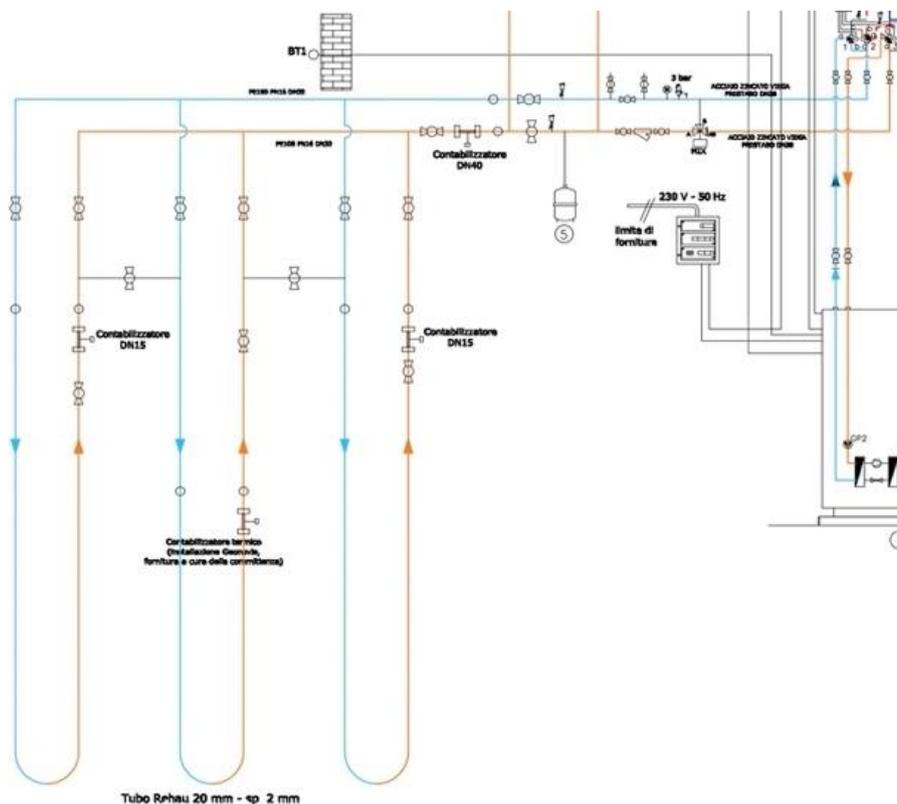


Figura 40 - Schema funzionale circuito primario [31]

Nella

Tabella 11 vengono riepilogati i principali parametri tecnici della macchina, con riferimento alla sua scheda tecnica.

Tabella 11 - Parametri nominali della pompa di calore NIBE F1155 [31]

Modello	NIBE F1155	
Dimensioni	Altezza	1500 mm
	Larghezza	600 mm
	Profondità	620 mm
	Peso	150 kg
Targa	Potenza termica resa nominale	3.15 kW
	Potenza elettrica assorbita	0.67 kW
	Alimentazione	Elettrica monofase
	Tensione nominale	230V ~ 50 Hz
Refrigerante	R407C	
	Massa refrigerante	1,16 kg
	Massa refrigerante	23% R32 difluorometano
		25% R125 pentafluoroetano
Componenti a bordo macchina	52% R134A tetrafluoroetano	
	Scambiatore a piastre per condensatore	
	Scambiatore a piastre per evaporatore	
	Compressore con inverter	
	Valvola di laminazione	
	circolatore acqua-glicole circuito primario GP2	
	circolatore acqua-glicole circuito secondario GP1	
	Pressostato glicole	<ul style="list-style-type: none"> • di alta pressione: tarato a 32 bar • di bassa pressione: tarato a 1.5 bar
Resistenza elettrica		

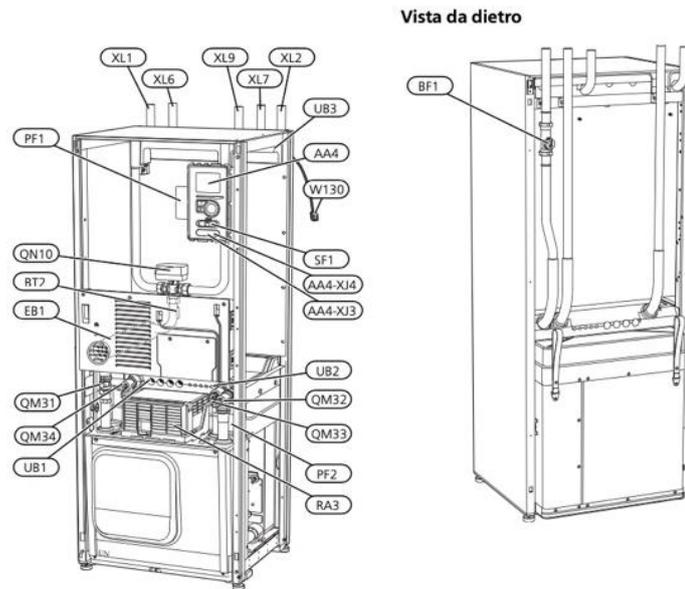


Figura 41 - Viste NIBE F1155 [31]



Figura 43 - PdC + Accumulo 200 l [31]



Figura 42 - PdC Struttura interna [31]

2.5.2 Circuito primario

Il circuito primario comprende i moduli di GeothermSkin sulla facciata perimetrale dell'edificio. È percorso da una portata di acqua e glicole al 25% in volume mediamente pari a $0.65 \text{ m}^3/\text{h}$ sostenuta dal circolatore GP2 installato sul ritorno bordo macchina, questo impianto verrà distinto in tre diverse sezioni in relazione al materiale che costituisce i tubi.

L'impianto idraulico è la sezione di impianto compresa tra i collegamenti con le valvole a tre vie deviatrici e la valvola generale dei collettori su cui si attestano i tubi di mandata e ritorno del terreno. Si costituisce di tubi di diametro nominale 28 mm in acciaio zincato e coibentati, giuntati con filettature e staffati alla parte interna del muro che delimita l'intercapedine. Si estendono per 65 m lungo il

perimetro dell'edificio perché le sonde, situate nell'isola 2, sono distanti rispetto all'isola 1 in cui è situata la pompa di calore. Sul condotto di mandata è installata una valvola di sicurezza a molla con scarico convogliato tarata a 3 bar, un manometro analogico, una valvola a sfera compresa tra le due valvole a sfera poste sulle derivazioni filettate che consentono il reintegro manuale dell'acqua e glicole nell'impianto ed una valvola a sfera generale per chiudere la mandata. Sul tubo di ritorno è presente un filtro ad Y (con cestello metallico) intercettato da due valvole a sfera per consentire l'estrazione e pulizia/sostituzione del cestello metallico, il vaso d'espansione, una valvola a sfera generale per chiudere il ritorno e le derivazioni per il collegamento con il circuito solare. Tuttavia, è necessario che la temperatura dell'acqua calda, in arrivo dall'impianto solare termico ed immessa sul ritorno (dal terreno) del circuito secondario per alimentare la pompa di calore, sia inferiore ai 30°C pertanto è predisposta una valvola a tre vie miscelatrice. In zona isola 2 ci sono i collettori di mandata e ritorno del circuito sonde interrato, realizzati in polietilene ad alta densità da 32 mm giuntato con collari elettrosaldabili e poggiati su sostegni tassellati al muro. Sui collettori si attestano tre circuiti di mandata e tre di ritorno in polietilene del circuito sonde, ognuno dei quali munito di contabilizzatore termico, misuratore di portata e valvola a sfera. Quindi su questa sezione d'impianto sono installati i quattro contabilizzatori termici ed i tre misuratori di portata.

Nel dettaglio, i due contabilizzatori termici ad ultrasuoni (SITRANS FUE950 Energy Calculator) sono installati su due partenze differenti e misurano l'energia termica trasferita verso le due sonde a terreno, mentre il terzo contabilizzatore è installato sul collettore generale di mandata (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) al fine di misurare l'energia termica totale trasferita verso le sonde a terreno, mentre l'energia termica verso il terzo modulo sonda è misurata con un differente contabilizzatore termico compatto installato successivamente. L'adeguata apertura e chiusura delle valvole presenti sulle derivazioni e sulle interconnessioni tra moduli consente di collegare le sonde a terreno idraulicamente in serie o in parallelo.



Figura 44 - Collettore primario e contabilizzatori [31]

Il circuito sonde è costituito da tre moduli, due dei quali disposti in verticale ed uno in orizzontale, realizzati con tubi in polietilene reticolato perossidico con diametro interno 20 mm e spessore 2 mm. I tre moduli, ognuno alto 4,6 m e largo 2,5 m, sono realizzati con 84,9 m di tubo complessivi che realizzano un'area di scambio di 6,3 m² (Figura 45).

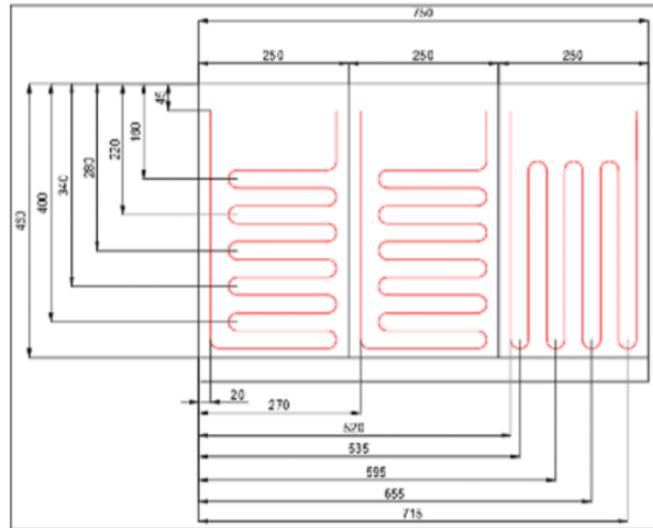


Figura 45 - Schema moduli GeothermSkin [31]

Nella Tabella 12 vengono riepilogati i principali parametri del circuito primario.

Tabella 12 - Parametri nominali del circuito primario [31]

Fluido termovettore		acqua e glicole propilenico al 25% in volume	
Tubi	<i>Circuito idraulico</i>	Modello	Viega Prestabo DN28
		Materiale	acciaio zincato
		Diametro nominale	ø28mm
		Coibentazione	isolante elastomerico a cellule chiuse (Trollcen) di spessore 20mm e conducibilità termica 0.034 W/mK a 0°C
		Giunti	A pressare
	<i>Circuito sonde</i>	Materiale	Polietilene ad alta densità
		Pressione nominale	16 bar a 20°C
		Diametro nominale	ø32mm
		Coibentazione	isolante elastomerico a cellule chiuse (Trollcen) di spessore 20mm e conducibilità termica 0.034 W/mK a 0°C
		Giunti	collari elettrosaldabili
		Lunghezza	65m
		Altezza	460mm
Moduli sonde	<i>Dimensioni</i>	Larghezza singolo modulo	250 mm
		Lunghezza totale tubi sonde	84.9m
		Area scambio termico	6.3 m ²
Tubo	Modello	Rehau Rautherm PE-Xa ø20-2mm	
	Materiale	Polietilene reticolato perossidico	
	Diametro nominale interno	ø20mm	
	Spessore	2mm	
Misuratori	<i>Contabilizzatori termici ad ultra-suoni</i>	Modello	SITRANS FUE950 Energy Calculator
			Siemens WSN5/WSN6
		Manometri analogici Misuratori di portata	

2.5.3 Circuito secondario

Il circuito secondario è percorso da una portata di acqua e glicole al 25% in volume variabile tra 0,29 e 340 m³/h, sostenuta dal circolatore GP1 installato sul ritorno. La mandata ed il ritorno, realizzati con tubi in acciaio zincato da diametro nominale di 22 mm coibentati e giuntati mediante filettatura, collegano in serie la pompa di calore, il ventilconvettore e l'accumulo Pacetti da 100 l. Sul tubo di ritorno che collega il ventilconvettore ed il puffer sono installati contabilizzatore termico compatto, il filtro ad Y con cestello metallico intercettato da valvole a sfera e la valvola di sicurezza a molla con scarico convogliato tarata alla pressione di 3 bar. L'accumulo Pacetti funge da volano termico consentendo di ridurre la frequenza di accensione del compressore aumentando la vita utile della pompa di calore. È dotato di una predisposizione con portagomma sul corpo cilindrico che consente il reintegro del termovettore e di un vaso di espansione da 8 l.



Figura 46 - Schema funzionale circuito secondario [31]

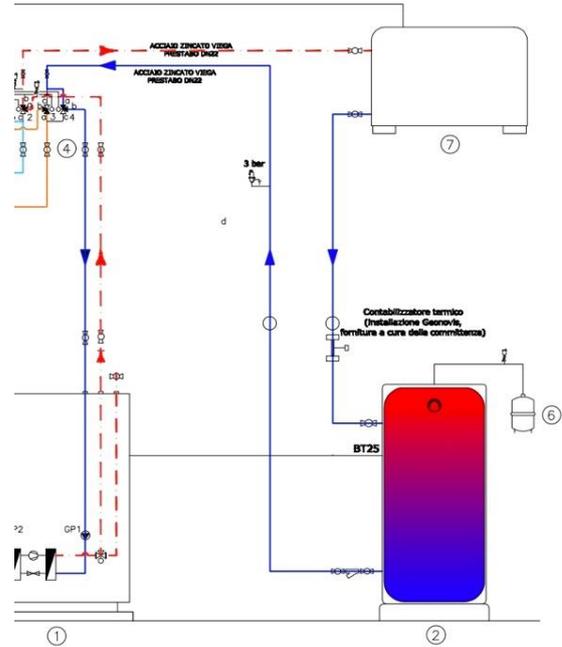


Figura 47 - Accumulo Pacetti 100 l [31]

Nella Tabella 13 vengono riepilogati i principali parametri del circuito secondario.

Tabella 13 - Parametri nominali del circuito secondario [31]

Fluido termovettore Tubi		acqua e glicole propilenico al 25% in volume
Tubi	Modello	Viega Prestabo DN22
	Materiale	acciaio zincato
	Diametro nominale	ø22mm
	Coibentazione	isolante elastomerico a cellule chiuse (Trollcen) di spessore 20mm e conducibilità termica 0.034 W/mK a 0°C
Ventilconvettore	Modello	Sabiana CRC24
	Temperatura alimentazione	5-85°C
	Portata ventilatore elettrico	340 m3/h
	Resa massima riscaldamento (massima velocità=)	2.2 kW
	Portata massima	750 l/h
Volano termico Pacetti	Portata minima	100 l/h
	Modello	VTCFH 100l
	Isolamento	schiuma poliuretanic
Circuiteria	Temperatura di stoccaggio	-10 / 90 °C
	Vaso d'espansione	8L
	Valvola di sicurezza a molla con scarico convogliato: p taratura	3 bar
	Filtro ad Y	
	Contabilizzatore termico	
Disaeratori		

2.5.4 Circuito irrigatori

Gli irrigatori superficiali sono alimentati da tre circuiti in parallelo di polietilene che dal seminterrato giungono in superficie attraverso un pozzetto in cemento. I circuiti, ciascuno dotato di una pompa, si attestano su un piccolo collettore in polietilene alimentato da una derivazione del collettore generale dei servizi d'irrigazione in acciaio zincato. Su questa derivazione sono installate un'ulteriore pompa che preleva l'acqua dal collettore generale per alimentare quello locale in polietilene ed un contalitri. Le pompe sono alimentate da un quadro elettrico locale derivato dal quadro elettrico generale.



Figura 48 - Partenza irrigatori circuito sperimentale SX [31]



Figura 49 - Collettore irrigazione [31]



Figura 50 - Irrigatori [31]

Nella Tabella 14 sottostante vengono riepilogati i principali parametri del circuito secondario.

Tabella 14 - Parametri principali del circuito irrigatori [31]

Parte idraulica	Collettore generale irrigazione in acciaio zincato	
	Derivazione generale in polietilene	
	3 circuiti d'alimentazione in parallelo in polietilene	
	Pompe	x1 sulla derivazione in polietilene che si attesta sul collettore generale d'irrigazione
		1 per ogni partenza verso gli irrigatori
		9 file da 5 irrigatori per fila
	Irrigatori	
	Contralitri	
	Quadro elettrico di alimentazione acque piovane e irrigazione QP-AP	
Parte elettrica	Quadro elettrico di alimentazione acque piovane e irrigazione QP-AP	

2.5.5 Circuito solare termico

Sulla copertura dell'edificio sono presenti i collettori solari termici a tubi sottovuoto che scaldano l'accumulo BP-02 da 1000 litri per mezzo del fluido termovettore dedicato. Questo cede calore mediante un tubo a serpentina all'acqua contenuta nell'accumulo da 1000 l BP-02 preesistente, la cui funzione è collegare ed integrare l'impianto solare termico con quello termotecnico dell'Energy Center.

Il circolatore EP15 movimentava il termovettore dei collettori solari se la sua temperatura pannelli supera di 5°C quella del serbatoio e si ferma raggiunta la temperatura di set-point, qualora la temperatura di produzione dei collettori solari termici superasse la temperatura di set-point la valvola di regolazione a tre vie chiuderebbe la via B ed aprirebbe la C per poter accumulare il calore nel serbatoio d'accumulo ACC-01.

Dall'accumulo BP-02 partono i tubi di mandata e ritorno in acciaio zincato di diametro nominale 28 mm che collegano l'accumulo Pacetti da 200 litri posizionato nel locale UTA (isola1) accanto alla pompa di calore.

Sul tubo di ritorno tra accumulo 1000 l e 200 l il circolatore Grundfos consente la circolazione tra i due serbatoi secondo le logiche imposte dalla centralina Nibe Solar42 che mediante due sensori acquisisce le temperature BT53 e BT54 rilevate rispettivamente nell'accumulo BP-02 ed in quello da 200 l. Se la temperatura nell'accumulo BP-02 (BT53) supera quella del serbatoio da 200 l (BT54) di un valore dT il circolatore si attiva facendo circolare l'acqua nel serpentino affinché ceda calore all'acqua e glicole contenuta nell'accumulo Pacetti da 200l. Quest'ultimo si attesta sui condotti di mandata e ritorno del circuito sonde con un tubo di mandata munito di contabilizzatore termico compatto ed uno di ritorno su cui è installato il vaso d'espansione da 24 litri precaricato a 0,7 bar.

La valvola miscelatrice posta sul ritorno del circuito sonde consente di ridurre la temperatura all'ingresso della pompa di calore qualora l'acqua derivante dal solare termico sia superiore a 30°C, evitando che la macchina si arresti automaticamente.

Il termostato differenziale STC1000 interviene durante la procedura di scarico termico volta a cedere l'energia termica accumulata nel serbatoio da 200 l dell'impianto solare termico nel terreno quando la pompa di calore non è in funzione per l'assenza di carico termico richiesto. A tal proposito, quando la temperatura dell'accumulo supera $T_{set} + dT$ °C, il termostato comanda l'accensione del circolatore GP2 integrato nella pompa di calore tenendo inattivo il compressore dando inizio il processo di scarico termico che si conclude quando la temperatura dell'accumulo diventa inferiore a $T_{set} - dT$ °C.

I componenti appena descritti sono rappresentati nelle figure di seguito riportate.



Figura 51 - Accumulo BP-02 centrale termica e componenti [31]



Figura 52 - Accumulo 200l e componenti [31]

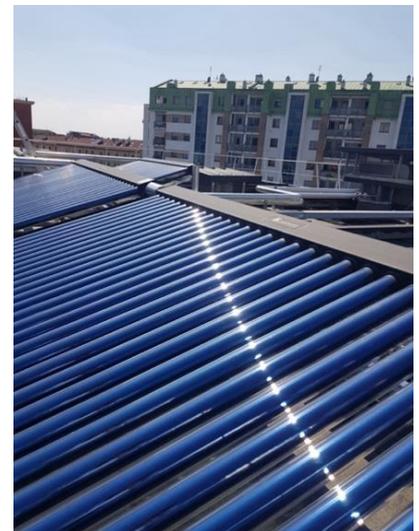


Figura 53 - Moduli solari termici tubi sottovuoto [31]

Nella Tabella 15 vengono riepilogati i principali parametri dell'impianto solare termico.

Tabella 15 - Parametri nominali del circuito solare termico [31]

Fluido termovettore	acqua e glicole propilenico al 25% in volume	
Tubi	Modello	Viega Prestabo DN28
	Materiale	acciaio zincato
	Diametro nominale	ø28mm
	Coibentazione	isolante elastomerico a cellule chiuse (Trollcen) di spessore 20mm e conducibilità termica 0.034 W/mK a 0°C
Serbatoi	Puffer	Modello: Pacetti TANKO 200l
	Accumulo	BP-02 1000l
Misura e controllo	Termostato differenziale STC1000	
	Contabilizzatore termico	
	Vaso d'espansione 24l	
	Centralina Nibe Solar 42	
	Circolatore Grundfos Alpha2	
Moduli solare termico	Tipologia	Tubi sottovuoto
	Potenza termica	10kW
	Area	15m2 (torrino A)+15m2 (torrino B)

2.5.6 Sensori

Come già menzionato in precedenza, l'impianto presenta un esteso sistema di monitoraggio, a partire dagli elementi di sensoristica montati sul circuito chiuso della pompa di calore. I sensori di cui è equipaggiata vengono impiegati per la misurazione delle temperature del frigorifero R407C in corrispondenza dei capisaldi del ciclo termodinamico e dei termovettori dei circuiti idraulici primario e secondario ed ulteriori parametri riportati nella Tabella 16.

Tabella 16 – Sensori pompa di calore [31]

Codice identificativo	Grandezze misurate
BT1	temperatura ambientale esterna
BT2	temperatura mandata secondario (utenza termica) dopo eventuale resistenza
BT3	temperatura ritorno secondario (utenza termica)
BT10	temperatura ritorno primario (sonde)
BT11	temperatura mandata primario (sonde)
BT12	temperatura mandata secondario (utenza termica)
BT14	temperatura frigorifero uscita compressore
BT17	temperatura frigorifero ingresso compressore
BT25	temperatura mandata secondario esterno per controllo retroazione
Degree Minutes	gradi minuto
compr. freq. act.	frequenza di alimentazione del compressore
GP1-speed	regime di rotazione circolatore acqua-glicole secondario
GP2-speed	regime di rotazione circolatore acqua-glicole primario

Le grandezze vengono rilevate con frequenza di campionamento pari ad una misura al minuto e memorizzate su supporto memoria fisico o in cloud. Siccome il passaggio dalla funzione di riscaldamento a quella di raffreddamento richiede un'inversione dei fluidi che attraversano gli scambiatori ma la posizione dei sensori rimane invariata durante il raffreddamento quelli posti sul circuito primario e secondario misureranno temperature invertire come mostrato nella Figura 54.

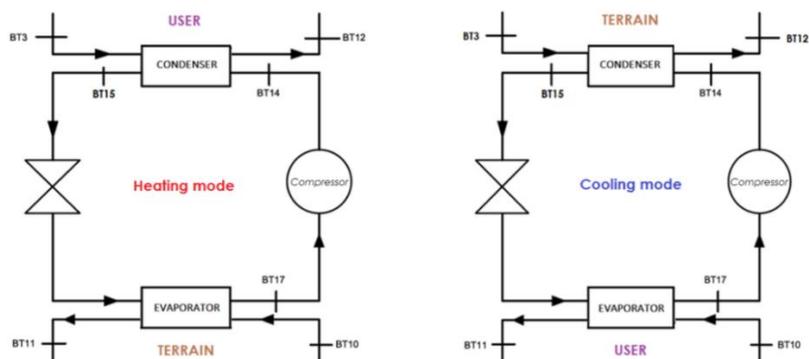


Figura 54 - Schema sensori a bordo macchina [31]

In virtù della sua natura sperimentale, l'impianto contro-terra è dotato di un sistema di monitoraggio tramite strumenti quali estensimetri e celle di pressione, installati nel volume di terreno antistante a GeothermSkin e sul muro che lo sostiene, con l'obiettivo di caratterizzare lo scambio di calore, analizzare gli effetti termo-meccanici indotti dall'attivazione del muro retrostante la geostruttura e monitorare come l'evoluzione delle condizioni fisiche del terreno influiscano sull'interazione con GeothermSkin. Il terreno in condizioni indisturbate presenta una temperatura e umidità relativa che dipendono dalle condizioni climatiche esterne. Tuttavia, il fluido termovettore attraversando il geoscambiatore sottrae calore nel funzionamento invernale e lo cede in quello estivo modificando sia campo di temperatura che il tenore di umidità del terreno, ed in più le variazioni di temperatura inducono nel muro deformazioni e tensioni termiche aggiuntive dipendenti dalle condizioni di vincolo. Le tensioni e deformazioni indotte lungo l'asse Verticale V, normale N, orizzontale H e orizzontale ruotato accidentalmente di 15°H^* vengono monitorate da diverse celle di pressione ed estensimetri riportati in dettaglio nella Tabella 17 e disposti sulla superficie esterna del muro come riportato in Figura 55.

Tabella 17 – Dettagli sul posizionamento dei sensori (estensimetri e celle di pressione) nel terreno [31]

Loop	Strumento	Profondità	Asse	Codice
1	Estensimetro	170	H	Be1
1	Cella di pressione	200	N	Cp2
1	Estensimetro	260	V	Be4
1	Estensimetro	350	H	Be7
1	Cella di pressione	410	V	Cp3
2	Estensimetro	170	V	Be2
2	Estensimetro	260	H	Be5
2	Estensimetro	350	V	Be8
2	Cella di pressione	410	H	Cp4
3	Estensimetro	170	H	Be3
3	Cella di pressione	170	V	Cp1
3	Estensimetro	260	V	Be6
3	Cella di pressione	350	H*	Cp5
3	Estensimetro	350	H	Be9

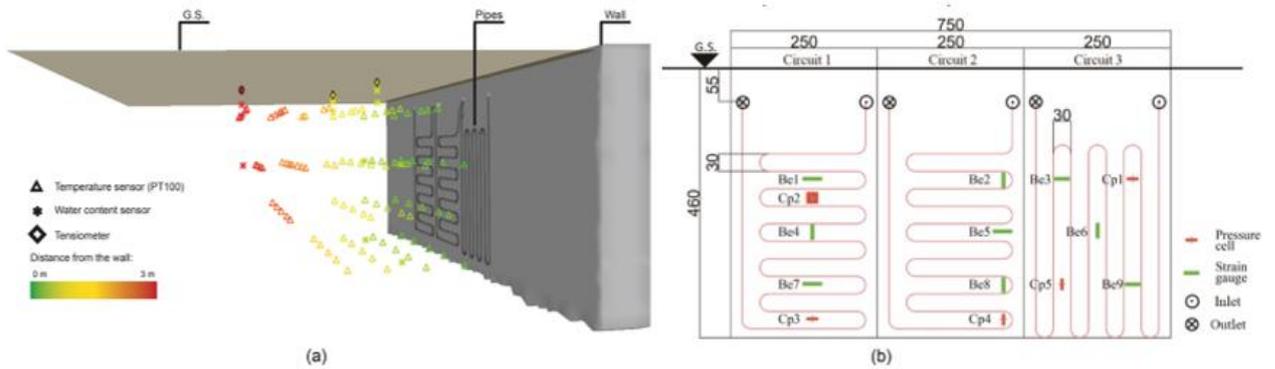


Figura 55 – Schema disposizione dei sensori sulla superficie del prototipo in 3D (a) e in 2D (B) [30]

La misura delle temperature nel terreno è condotta con diverse termoresistenze PT-100 (sigla C) posizionate su quattro piani a profondità crescente (Figura 56) in numero progressivamente più basso tanto maggiore è la profondità di installazione. Difatti, all'aumentare della profondità è attesa una maggior stabilità termica e gradienti termici inferiori caratterizzabili con un numero inferiore di termoresistenze invece a profondità ridotte le condizioni climatiche esterne inducono maggiori gradienti termici apprezzabili con un numero superiore di sensori. Sono stati predisposti, inoltre, alcuni igrometri (sigla S) per la valutazione dell'umidità. Le posizioni che assumono gli strumenti sui diversi piani sono rappresentate dalle figure sottostanti e realizzano una rete di misura tridimensionale che monitora adeguatamente l'umidità relativa ed il campo di temperatura del terreno.

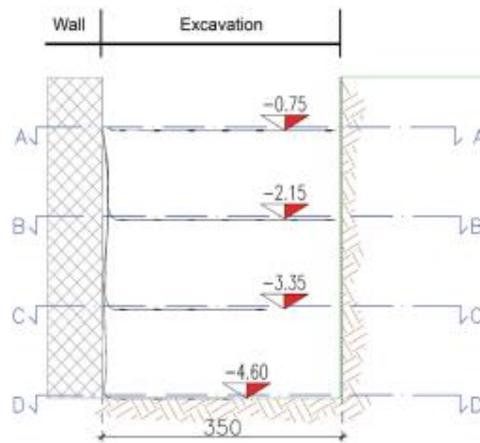


Figura 56 - Sezione piani di misura a profondità crescente [30]

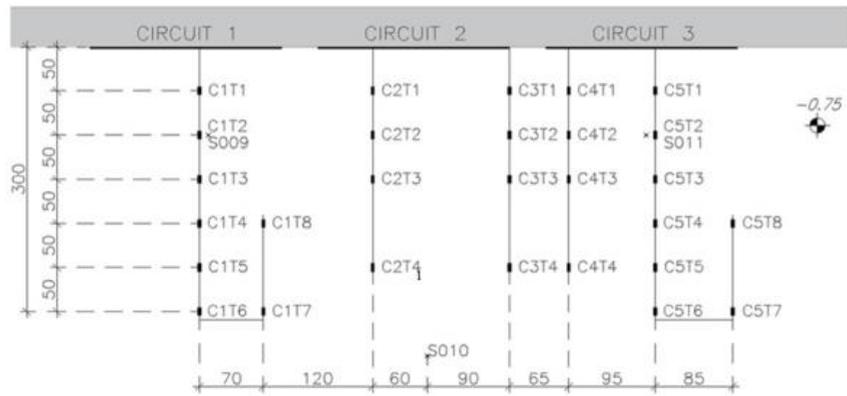


Figura 57 - Posizione dei sensori di temperatura sul Piano A

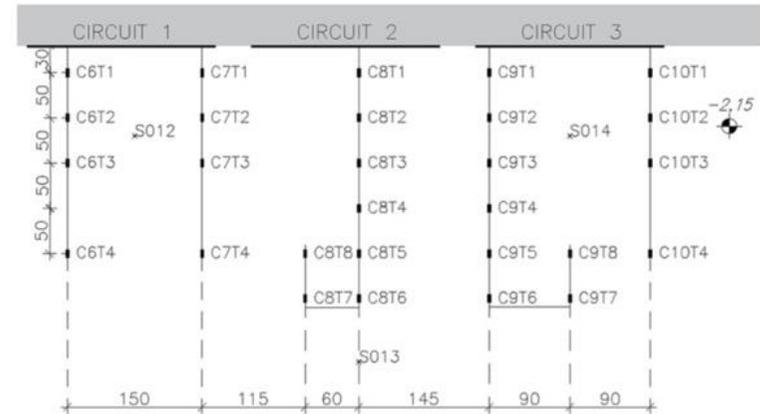


Figura 58 - Posizione dei sensori di temperatura sul Piano B

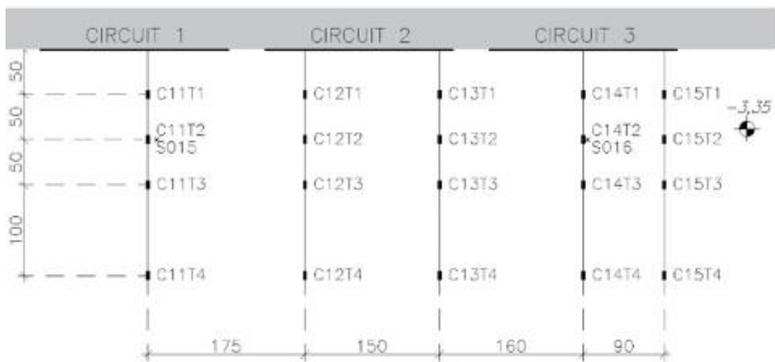


Figura 59 - Posizione dei sensori di temperatura sul Piano C

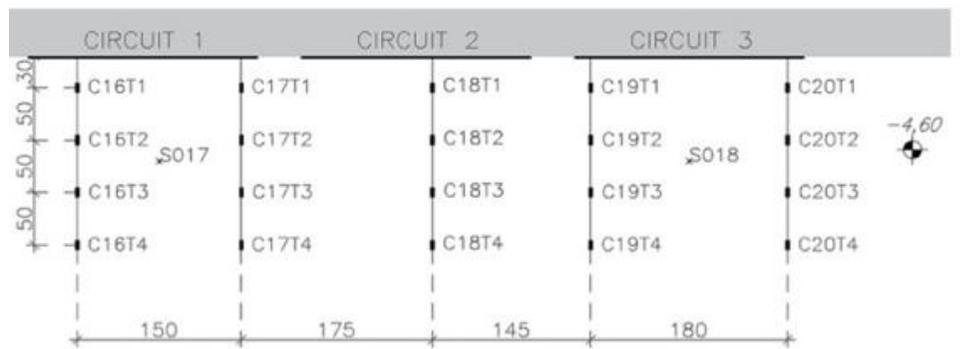


Figura 60 - Posizione dei sensori di temperatura sul Piano D

2.6 Logiche di funzionamento

L'impianto è in grado realizzare il servizio di riscaldamento e raffrescamento in maniera attiva e passiva e valorizzare, solo per il funzionamento invernale, il calore del terreno o quello derivante dall'impianto solare termico.

In modalità di riscaldamento, la miscela di acqua e glicole attraversa le sonde geotermiche, sottraendo calore al terreno ed aumentando la sua temperatura, per poi fluire all'evaporatore dove si raffredda cedendo calore al fluido frigorifero, per essere, infine, reimpressa nelle sonde a terreno. Il fluido frigorifero, in condizioni bifase dopo la laminazione, attraversa l'evaporatore e, assorbendo il calore dal fluido primario, evapora fino a surriscaldarsi, viene quindi compresso nel compressore e raggiunge la pressione massima di ciclo in condizioni di vapore saturo. Attraversa il condensatore dove si desurriscalda, condensa e sottoraffredda cedendo calore all'acqua e glicole del circuito secondario d'utenza, quest'ultima attraversando il condensatore aumenta la sua temperatura ed alimenta la batteria alettata del ventilconvettore che cede calore all'aria ambientale. L'acqua a temperatura inferiore in uscita dall'utenza viene immessa nell'accumulo e successivamente prelevata dall'accumulo per ripetere il ciclo.

Passando in regime di raffrescamento, invece, è necessario dapprima commutare la posizione delle valvole d'inversione stagionale affinché si invertano i fluidi che scorrono al secondario degli scambiatori a piastre. In questa modalità di funzionamento il ciclo del frigorifero rimane invariato ma l'acqua e glicole dell'utenza termica fluisce all'evaporatore da cui uscirà a temperatura inferiore per alimentare il ventilconvettore e sottrarre calore all'ambiente interno mentre il termovettore del circuito primario riceve calore dal condensatore e lo cede al terreno fluendo nel geoscambiatore.

L'impianto può operare anche secondo una configurazione passiva, qualora vengano rispettati i seguenti criteri contestualmente:

1. temperatura del terreno sufficientemente alta da scaldare l'acqua e glicole sino a valori di temperatura adeguati a soddisfare il carico termico invernale,
2. temperatura sufficientemente bassa da raffreddare il fluido di lavoro sino a valori adeguati al soddisfacimento del carico frigorifero
3. avere carichi termici estivi ed invernali particolarmente contenuti in virtù delle temperature esterne favorevoli.

Le modalità di funzionamento passivo consentono di climatizzare l'ambiente interno mantenendo il compressore della pompa di calore spento ed alimentando solo i circolatori dei circuiti acqua e glicole con conseguente riduzione dell'assorbimento di energia elettrica.

La scheda accessoria NIBE AXC50 al verificarsi di condizioni favorevoli al funzionamento passivo attiva entrambi i circolatori senza accendere il compressore ed agisce sul gruppo valvole deviatrici a tre vie collegando il circuito primario e secondario in serie, così che l'acqua e glicole circolino in maniera termicamente passiva sia nell'evaporatore che nel condensatore.

Se la radiazione solare incidente sui moduli solari termici è adeguata il termovettore dell'impianto solare termico può scaldare indirettamente l'acqua contenuta nell'accumulo da 1000 litri, la quale, movimentata dal circolatore Grundfos Alpha 25-80, fluisce nel serpentino dell'accumulo da 200 litri, cedendo calore all'acqua e glicole in esso contenuta. Quest'ultimo serbatoio di accumulo alimenta il ritorno del circuito sonde su cui è posta la valvola a tre vie miscelatrice che, qualora la temperatura dell'acqua e glicole ingresso alla macchina sia maggiore di 30°C, la limita ad un valore inferiore miscelandola con la mandata, consentendo in tal modo di che la macchina si arresti, come previsto dal programma di protezione installato.

La regolazione della temperatura del termovettore in mandata all'utenza termica può avvenire con logica a punto fisso in cui la temperatura di mandata dell'acqua è costante e pari al valore di setpoint impostato dall'utente oppure mediante curva di compensazione climatica, una logica di controllo open loop che imponendo una relazione univoca tra la temperatura di mandata dell'acqua calda ed un parametro climatico consente di regolare indirettamente la temperatura dell'ambiente.

In tutti i periodi di funzionamento la regolazione è a punto fisso, e pertanto, l'accensione e lo spegnimento del compressore sono gestite rispetto ai gradi minuto.

2.7 Caratteristiche geologiche e climatiche del sito

Tabella 18 - Dati climatici e informazioni generali del sito

Località	Torino
Provincia	TO
Indirizzo Via Paolo Borsellino, 38 int. 16, 10138	Via Paolo Borsellino, 38 int. 16, 10138
Altitudine s.l.m	239 m
Latitudine nord	45° 07'
Longitudine est	7° 65'
Gradi giorno	2617
Temperatura esterna minima di progetto	-8 °C
Zona climatica	E
Destinazione d'uso prevalente (DPR 412/93)	E.2 Edifici adibiti a uffici e assimilabili
Superficie riscaldata	5000 m ²

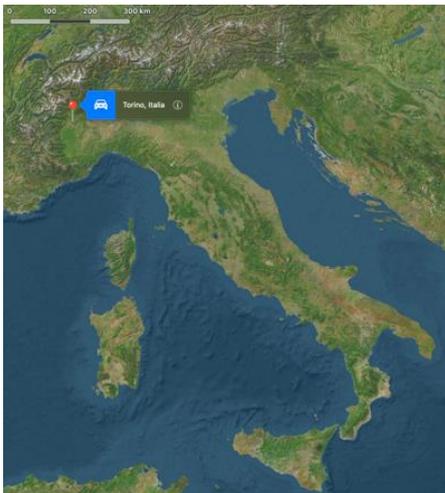


Figura 61 – Energy Center (a destra) e localizzazione satellitare del sito (a sinistra)

Il territorio comunale di Torino si estende per gran parte su un'area semi-pianeggiante costituita dagli apporti successivi delle conoidi alluvionali poste allo sbocco delle valli alpine della Dora Riparia e della Stura di Lanzo; la restante parte del territorio è costituita dai rilievi collinari posti a est del fiume Po.

L'area urbana presenta una debole pendenza procedendo da ovest verso est, passando da 260-270 m s.l.m. a circa 220 m s.l.m.

A una profondità di non oltre 50 m nel sottosuolo vi sono principalmente depositi di sabbia e ghiaia con cementazione discontinua e distribuita in modo casuale strati da larghezza decimetrica a metrica. Questi depositi mostrano un'ampia variabilità rispetto alla densità e al grado di cementazione. Questa unità geologica ospita un acquifero sconfinato, caratterizzato da una falda piuttosto forte deflussi sotterranei verso ESE (est-sud-est), sorretti da depositi limoso-argillosi a bassa conducibilità.

Nella posizione del sito sperimentale, la falda freatica si trova a circa 23 metri sotto la superficie del terreno, significativamente al di sotto delle profondità interessate dall'installazione del prototipo. Di conseguenza, non sono attese significative influenze sulla falda freatica né sulla temperatura della stessa in seguito all'attivazione del sistema geotermico.

La stratigrafia del sito è piuttosto nota da diversi campionamenti effettuati tramite pozzi in relazione ai progetti geotecnici per la costruzione degli edifici dell'area. I risultati del campionamento da un

pozzo vicino e l'attenta l'osservazione del materiale di scavo durante la posa in opera dell'impianto ha permesso di individuarne la stratigrafia mostrata in Figura 62.

Al di sotto di 30 cm di terriccio è presente uno strato di 3 m di ghiaia con ciottoli in matrice sabbiosa e localmente limosa. Quest'ultimo livello è stato interessato dalla costruzione dell'edificio e, di conseguenza, al suo interno sono stati rinvenuti frammenti di mattoni e cemento.

Profondità inferiori sono caratterizzate da depositi di sabbia e ghiaia con evidenti segni di ossidazione.

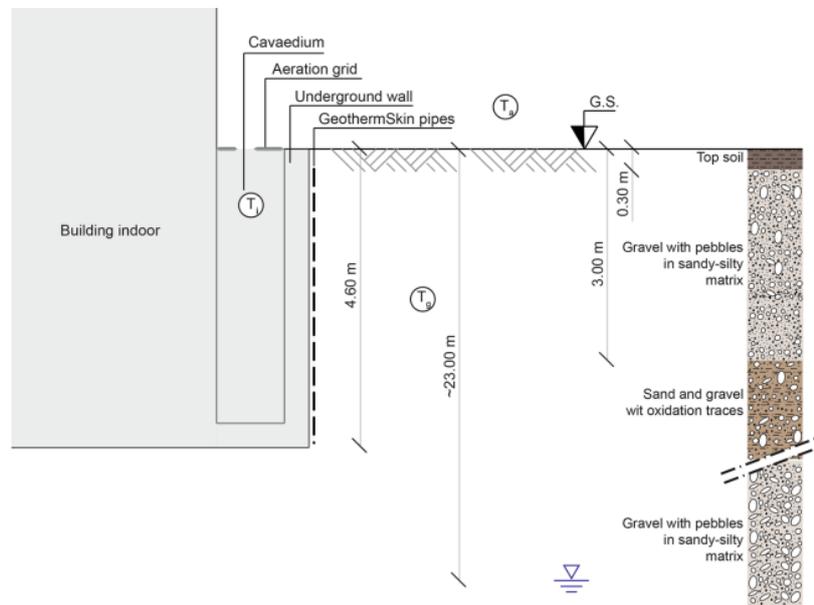


Figura 62 - Sezione trasversale del luogo di installazione del prototipo GeothermSkin con indicazione della stratigrafia [30]

Capitolo 3

Modellazione su COMSOL Multiphysics

3.1 Prove sperimentali

Le simulazioni svolte in ambiente COMSOL fanno riferimento alla temperatura esterna registrata nell'arco temporale che va dal 22/10/23 al 10/11/23, quindi in piena stagione autunnale. I dati circa le condizioni di funzionamento dell'impianto, invece, vengono presi da dei test svolti a seguito dell'installazione del sistema GeothermSkin, i cui risultati sono stati raccolti e analizzati in primo luogo dal Prof. Marco Barla e dal Dott. Matteo Baralis [30]. L'apparato sperimentale consente di testare le prestazioni del sistema e i suoi effetti in molteplici condizioni, sia in funzionamento estivo che invernale.

I test di prova in modalità riscaldamento sono stati condotti durante l'inverno 2019/2020, prima dell'interruzione dovuta all'epidemia di SARS-CoV-2, e recuperata successivamente nella primavera del 2020 con nuovi test in modalità raffrescamento. L'elenco completo degli esperimenti e le loro caratteristiche sono riportati nelle Tabelle 19 e 20 sottostanti.

Tabella 19 – Caratteristiche di funzionamento di GeothermSkin per i test condotti [30]

Test	Start date	End date	Mode	Target temp (°C)	Active modules	Link	Duration [h]	Flow rate [l/h]
C1	16/09/2019 10:30	19/09/2019 10:36	Cooling	5	2; 3	Sequential	72.1	575
C2	23/09/2019 10:50	25/09/2019 11:00	Cooling	5	3	-	48.2	575
H1	24/10/2019 11:20	20/11/2019 14:20	Heating	45	1; 2; 3	Sequential	651.0	670
H2	28/11/2019 12:25	02/12/2019 16:00	Heating	45	1; 2	Sequential	99.6	546
H3	07/12/2019 10:00	10/12/2019 09:25	Heating	45	2; 3	Sequential	71.4	530
H4	20/12/2019 19:30	13/01/2020 10:53	Heating	45	1; 2	Parallel	567.4	910
H5	24/01/2020 17:27	28/01/2020 09:20	Heating	55	1; 2	Parallel	87.9	910
H6	31/01/2020 17:56	03/02/2020 09:26	Heating	35	1; 2	Parallel	63.5	923
H7	14/02/2020 19:20	17/02/2020 09:20	Heating	45	2; 3	Parallel	61.8	926
H8	21/02/2020 18:04	24/02/2020 10:04	Heating	45	1; 3	Parallel	62.0	282
H9	28/02/2020 18:40	02/03/2020 09:25	Heating	45	1; 3	Parallel	64.0	931
H10	05/03/2020 19:25	07/05/2020 10:00	Heating	45	1; 2; 3	Parallel	62.8	1006
H11	01/06/2020 10:37	05/06/2020 12:50	Heating	45	1	-	1502.6	713
C3	16/06/2020 11:48	26/06/2020 09:48	Cooling	5	1; 2	Parallel	98.2	674
C4	10/07/2020 16:05	21/07/2020 12:40	Cooling	5	1; 2	Sequential	238.0	394
C5	07/08/2020 12:25	03/09/2020 12:48	Cooling	5	2; 3	Parallel	260.6	682
C6	15/09/2020 11:12	24/09/2020 09:12	Cooling	5	1; 2; 3	Parallel	648.4	731
C7	14/02/2020 19:20	17/02/2020 09:20	Cooling	5	2; 3	Sequential	214.0	392

Tabella 20 – Risultati dei test sperimentali [30]

Test	Mean inlet temperature (°C)	Mean ground temperature (°C)	Peak thermal power (kW)	Mean thermal power (W)	Mean exchange rate (W/m ²)
C1	39.7	25.8	13.7	1695	73.7
C2	24.1	25.6	10.6	554	48.2
H1	11.7	20.2	3.8	615	17.8
H2	8.2	15.3	2.4	414	18.0
H3	7.2	13.8	1.9	411	17.9
H4	6.9	11.8	2.1	492	21.4
H5	5.5	9.6	2.3	548	23.8
H6	8.2	9.3	2.6	333	14.5
H7	6.9	9.9	2.3	478	20.8
H8	12.2	10.3	1.8	115	5.0
H9	8.8	10.7	2.5	445	19.4
H10	8.3	10.9	2.5	476	13.8
H11	11.9	13.0	3.3	363	31.6
C3	32.8	18.8	5.9	1615	70.2
C4	35.4	20.1	6.0	1640	71.3
C5	39.3	23.3	10.1	1766	76.8
C6	38.0	25.7	8.9	1821	52.8
C7	39.8	25.8	7.4	1904	82.8

Come evidenziato nelle tabelle, per la simulazione svolta sono stati utilizzati i dati relativi alla prima prova di riscaldamento (H1), poiché copre il periodo scelto per la simulazione. Per via della granularità giornaliera richiesta per condurre nell'analisi in ambiente COMSOL, e a partire dai dati ricevuti dal gruppo di monitoraggio del sistema contro terra, sono state dapprima calcolate le temperature medie giornaliere dell'arco temporale scelto (Figura 63).

Data	Temperatura media aria esterna [°C]
22/10/2023	14,50
23/10/2023	13,33
24/10/2023	12,57
25/10/2023	12,20
26/10/2023	12,42
27/10/2023	16,72
28/10/2023	14,07
29/10/2023	12,28
30/10/2023	12,17
31/10/2023	13,59
01/11/2023	10,48
02/11/2023	9,50
03/11/2023	10,96
04/11/2023	8,23
05/11/2023	8,93
06/11/2023	10,03
07/11/2023	9,71
08/11/2023	8,95
09/11/2023	7,37
10/11/2023	6,95

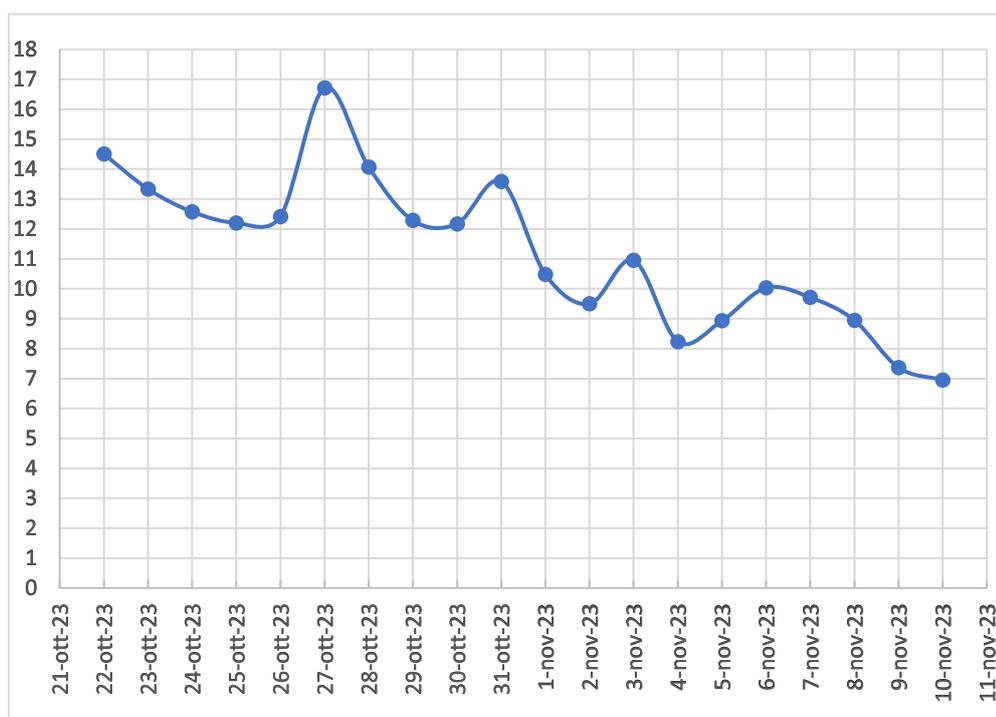


Figura 63 - Temperatura aria esterna per il periodo 22/10/23 – 10/11/23

3.2 Introduzione a COMSOL Multiphysics

COMSOL Multiphysics è un software commerciale-scientifico che permette simulazioni multifisiche attraverso l'accoppiamento di una o più fisiche all'interno dello stesso modello e la risoluzione di queste simultaneamente. L'implementazione del modello in COMSOL Multiphysics (versione 5.3a) ha permesso di riprodurre il sistema presentato nel Capitolo 2 attraverso delle simulazioni di funzionamento a partire dalle condizioni spiegate nel paragrafo precedente. Di seguito vengono riportate le principali scelte effettuate per implementare le simulazioni.

La prima selezione da fare è scegliere la dimensione spaziale della simulazione, nel caso in esame 3D. Successivamente è possibile scegliere la fisica del modello teorico che si intende implementare. È stato scelto di accoppiare i fenomeni fisici *trasmissione di calore nei solidi* e *trasmissione di calore nelle tubazioni*. L'ultimo passo, prima di procedere con l'assegnazione delle condizioni al contorno e delle condizioni iniziali, consiste nel decidere il tipo di studio che si vuole condurre, stazionario o dipendente dal tempo, come in questo caso.

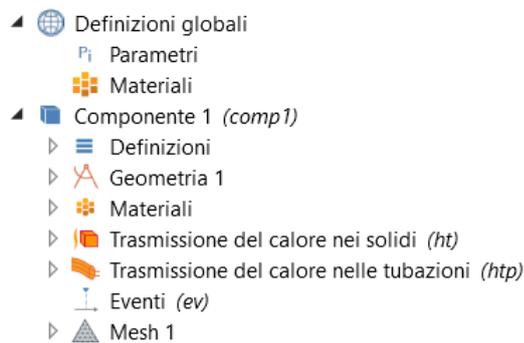


Figura 64 - Albero del modello in COMSOL Multiphysics

All'interno della sezione *Parametri* in *Definizioni Globali* è possibile definire i parametri reali che si vogliono implementare nel modello. I parametri sono numeri scalari che rimangono invariati per la geometria e per il modello e che vengono utilizzati per definire le equazioni che lo descrivono.

In questo caso i parametri da fissare a monte del problema sono quelli geometrici utili alla costruzione tridimensionale del modello, come ad esempio profondità, lunghezza, distanza dal muro sotterraneo, distanza tra le serpentine delle tubazioni e così via.

Nella successiva sezione *Definizioni* sono state raggruppate tutte le funzioni matematiche che intervengono nel modello. Tra le variabili sono state riportate le caratteristiche tecniche tratte dalla Tabelle 19 e 20 ed in particolare il flusso d'acqua che scorre nelle tubazioni durante la prova, pari a 670 l/h, e la temperatura dell'acqua in ingresso alle stesse, pari a 11°C (284 K circa). Tramite opportune funzioni algebriche sono state introdotte anche nel modello l'equazione che definisce l'evolversi del gradiente termico nel terreno (Figura 65), il profilo di temperatura esterna e la temperatura dell'acqua in uscita da ciascun gruppo serpentina.

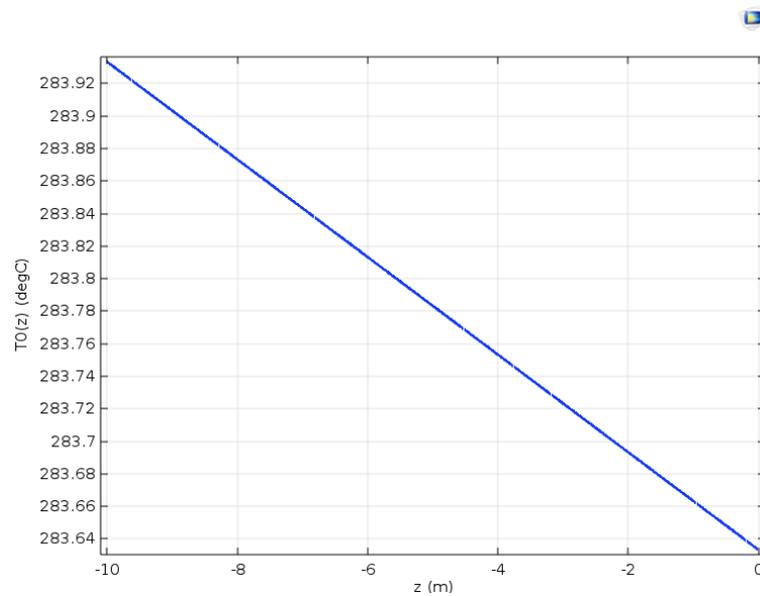


Figura 65 - Gradiente di temperatura in funzione della profondità del terreno

Il passo successivo nella compilazione dell'albero del modello consiste nel costruire la geometria del sistema. COMSOL permette sia di utilizzare forme predefinite, o combinazione di esse, che di costruire una struttura fisica partendo da zero. Nel caso in esame la geometria è stata definita utilizzando la funzione tridimensionale *Parallelepipedo* per la porzione di terreno in esame unita alla funzione bidimensionale *Poligono* per la realizzazione di ciascuna serpentina come sequenza di segmenti collegati.

La rappresentazione finale, ottenuta rispettando fedelmente le reali misure del campo sperimentale, è riportata dalla Figura 66.

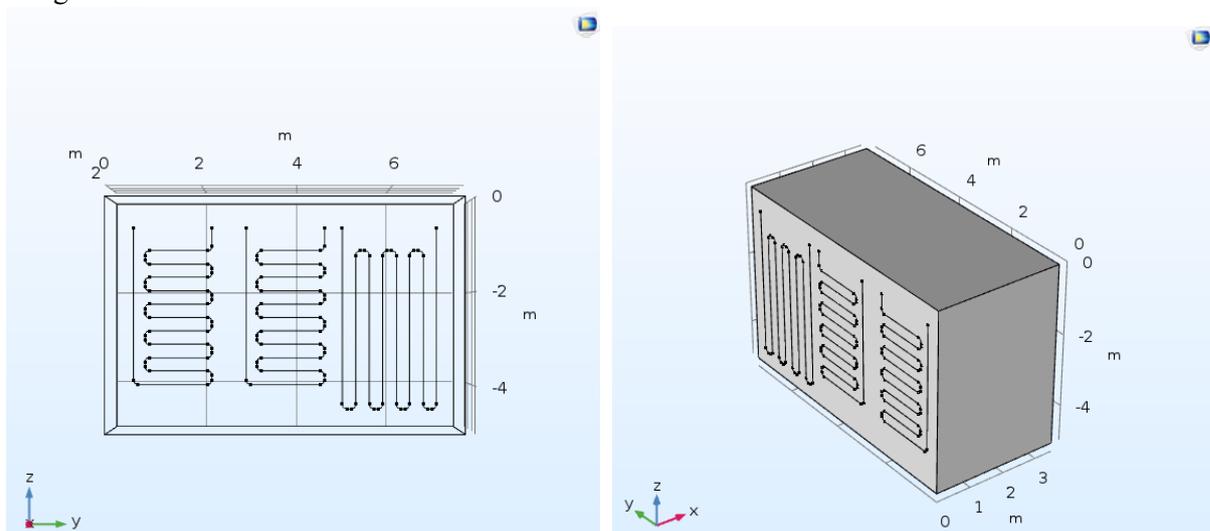


Figura 66 - Rappresentazione della geometria del sistema in COMSOL Multiphysics (piano z,y contro muro)

Alla geometria segue a definizione dei materiali coinvolti e delle rispettive proprietà. Così come per le forme geometriche, anche per i materiali il software prevede un catalogo con proprietà predefinite, da cui è possibile ipotizzare le proprietà del terreno. Le proprietà delle tubazioni e le proprietà del fluido termovettore vengono, invece, definite direttamente nella sezione della fisica del modello (*trasmissione del calore nelle tubazioni*) assieme all'equazione dell'energia per un fluido incompressibile che scorre in un tubo [34]:

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k \nabla T) + \frac{1}{2} f_D \frac{\rho A}{d_h} |\mathbf{u}|^2 + Q + q_s T + Q_{wall} \quad (3.1)$$

dove:

- ρ è la densità del fluido (unità SI: kg/m³),
- A è l'area della sezione trasversale del tubo (unità SI: m²) disponibile per il flusso,
- C_p (unità SI: J/(kg·K)) è la capacità termica a pressione costante,
- T (unità SI: K) è la temperatura,
- k (unità SI: W/(m·K)) è la conduttività termica,
- \mathbf{u} è un campo di velocità richiesto come dato di input.

Il secondo termine dell'equazione corrisponde al calore di attrito dissipato a causa del taglio viscoso.

- Q (unità SI: W/m) rappresenta una fonte di calore generale,
- Q_{wall} (unità SI: W/m) rappresenta lo scambio di calore esterno attraverso la parete del tubo.

Il trasferimento di calore radiale dall'ambiente circostante al tubo è dato dall'espressione:

$$Q_{wall} = (hZ)_{eff} (T_{ext} - T) \quad (3.2)$$

dove:

- $(hZ)_{eff}$ è un valore efficace del coefficiente di trasferimento di calore h (unità SI: W/(m²·K)) moltiplicato per il perimetro della parete Z (unità SI: m) del tubo, e quindi dipende dalla sezione del tubo in cui scorre il fluido. Il coefficiente h viene calcolato automaticamente attraverso le resistenze del film e gli strati delle pareti aggiunti come sottonodi.
- T_{ext} (unità SI: K) la temperatura esterna all'esterno del tubo, che può essere una costante, un parametro, un'espressione o dato da un campo di temperatura calcolato da un'altra interfaccia fisica, tipicamente un'interfaccia di trasferimento di calore 3D.

Per quanto riguarda lo studio lato terreno, per semplicità computazionale e in buona approssimazione della continuità delle proprietà del terreno alla profondità descritta è stata fatta l'ipotesi di studio di *trasmissione del calore nei solidi*, per cui l'interfaccia in COMSOL risolve l'equazione seguente [35]:

$$\begin{aligned} \rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T + \nabla \cdot \mathbf{q} &= Q \\ \mathbf{q} &= -k \nabla T \end{aligned} \quad (3.3)$$

Di seguito si richiamano le diverse grandezze in gioco:

- ρ è la densità (unità SI: kg/m³)
- C_p è la capacità termica specifica a sollecitazione costante (unità SI: J/(kg·K))
- T è la temperatura assoluta (Unità SI: K)
- \mathbf{u} è il vettore velocità del movimento traslatorio (unità SI: m/s)
- \mathbf{q} è il flusso di calore per conduzione (unità SI: W/m²)
- Q contiene fonti di calore aggiuntive (unità SI: W/m³)

Il passo che conclude il set-up della modellizzazione è la fase di meshing (Figura 67).

Definire la mesh significa discretizzare i metodi di calcolo degli elementi finiti per simulare al meglio la fisica del modello. Maggiore è la risoluzione della discretizzazione (ovvero più alto è il numero di superfici mesh), tanto minore sarà l'errore nella simulazione.

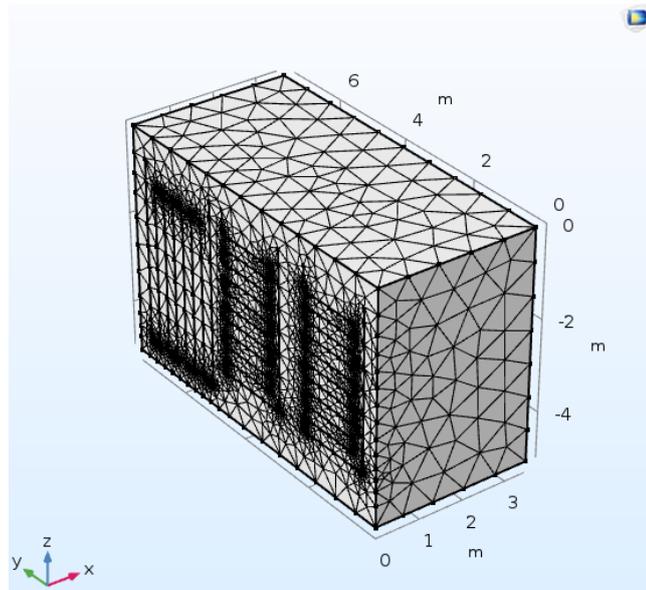


Figura 67 - Rappresentazione mesh del modello

3.3 Risultati ottenuti - caso base

Fatta girare la prima simulazione, i risultati ottenuti sono i profili di temperature osservabili dalle figure proposte di seguito.

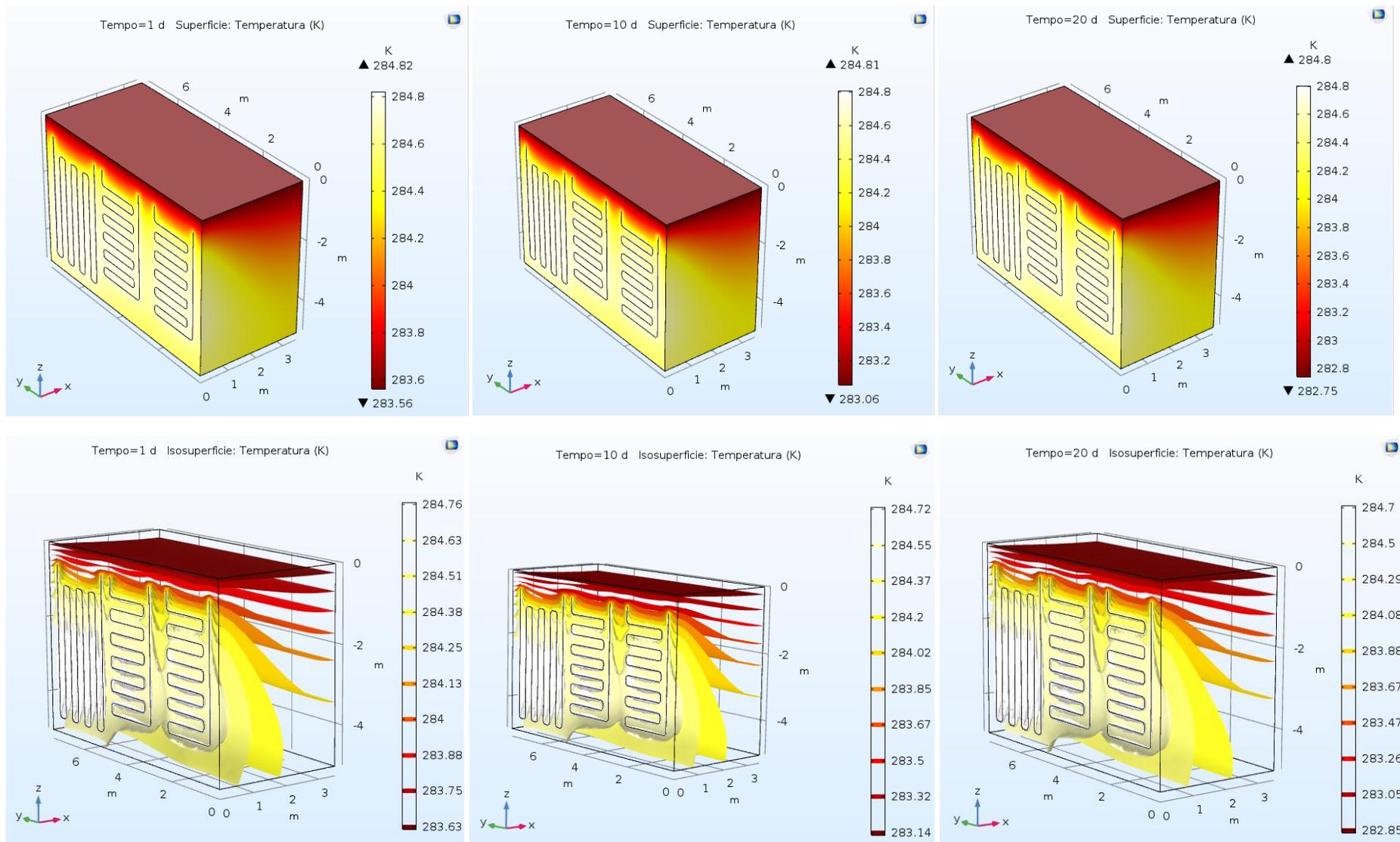


Figura 68 - Grafici di contorno e di isosuperficie GeothermSkin in normale funzionamento

In Figura 68 sono raffigurati i grafici di contorno e di isosuperficie, che vengono utilizzati nella post-elaborazione per visualizzare quantità e campi scalari (ad esempio temperatura, specie chimiche, potenziale elettrico, campi di velocità e pressione) nei risultati della simulazione. Nei grafici a contorni isotermini i risultati si mostrano su una serie di regioni colorate, così come i grafici isosuperficiali mostrano i risultati su una serie di superfici in cui la quantità dei risultati è costante. Nel caso in esame, queste rappresentazioni aiutano a evidenziare la variazione della temperatura della porzione di terreno sotto osservazione: grazie anche alla legenda riportata accanto, è possibile dedurre che in appena 4 metri di profondità la variazione della temperatura di terreno che si registra è pari a circa 1 grado kelvin.

In egual maniera, nella Figura 69 viene mostrato come la temperatura lato tubi si discosti poco dal suo valore di ingresso. A sinistra è rappresentato il cambiamento di temperatura registrato per il fluido che scorre all'interno delle serpentine, mentre a destra vi è il cosiddetto "slice plot" o grafico a sezioni utile alla visualizzazione di una quantità di output su una o più aree trasversali all'interno del suo dominio 3D. Quest'ultimo mostra come i piani che descrivono il dominio sono tanto più caldi quanto più sono vicini alle serpentine.

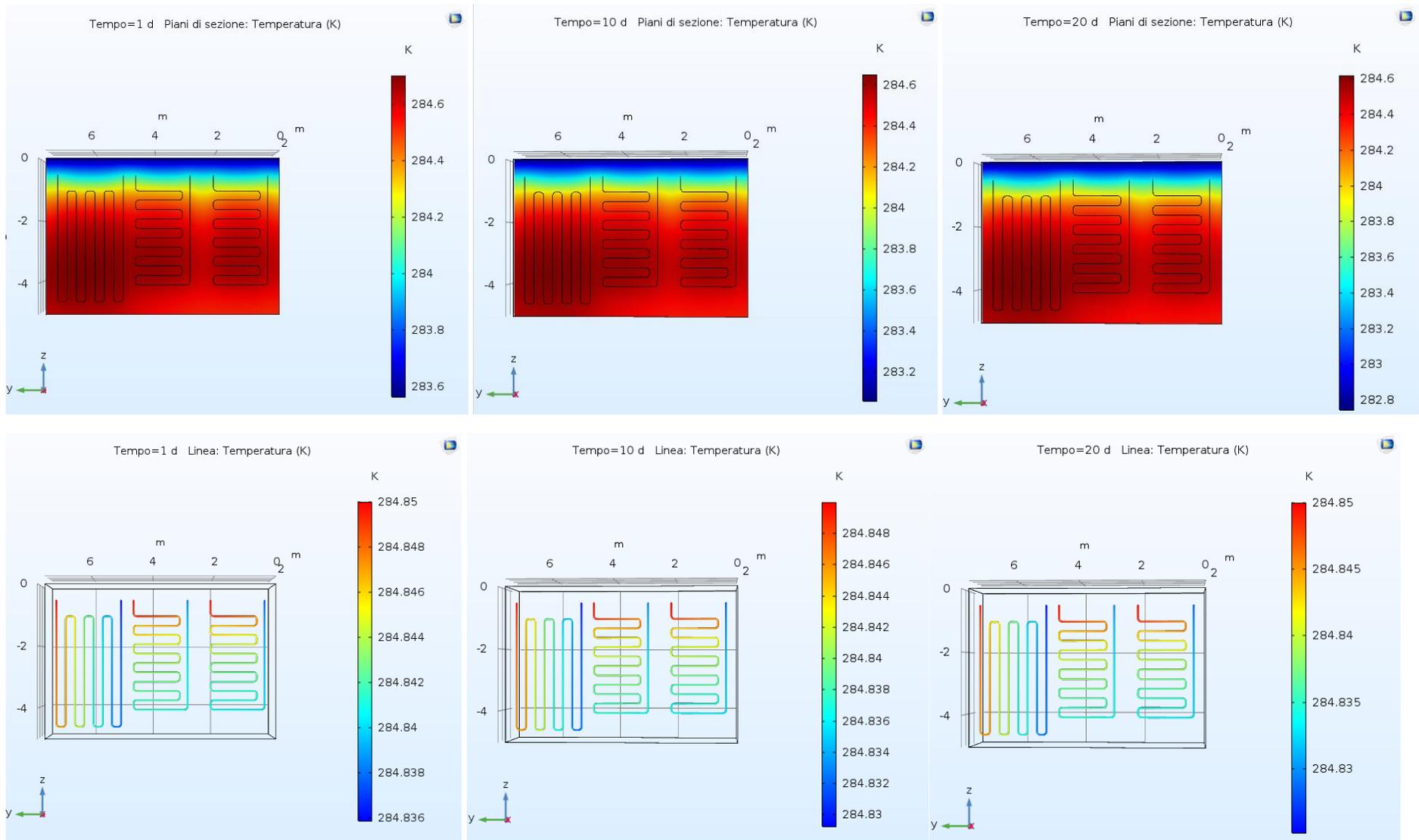


Figura 69 – Grafici di contorno e a sezione GeothermSkin in normale funzionamento

Capitolo 4

Materiali a cambiamento di fase

4.1 Introduzione ai PCM

I materiali a cambiamento di fase, chiamati anche semplicemente con l'acronimo PCM dall'inglese "Phase Change Materials", sono sostanze in grado di accumulare o rilasciare grandi quantità di energia sotto forma di calore. Questo tipo di accumulo termico è definito latente, che differisce dall'accumulo sensibile per via del passaggio di stato coinvolto nel processo. Nei sistemi di accumulo a calore sensibile, l'energia termica viene immagazzinata aumentando la temperatura di un mezzo solido o liquido. L'accumulo di calore sensibile è di gran lunga il metodo più comune per fare storage, ad esempio nel riscaldamento domestico e per l'acqua calda sanitaria. D'altro canto, l'accumulo di calore latente si basa sull'assorbimento e sul rilascio di calore quando un materiale di accumulo subisce un cambiamento di fase. Il PCM può immagazzinare 5-14 volte più calore per unità di volume rispetto ai materiali di accumulo sensibili come acqua, muratura o roccia.

Il passaggio di fase può avvenire in diverse forme: solido-solido, solido-liquido, solido-gas, liquido-gas. Le transizioni solido-liquido rappresentano un'opzione economicamente interessante per l'uso nei sistemi di accumulo dell'energia termica ed effettivamente queste trasformazioni presentano un calore latente comparativamente minore rispetto al gas-liquido, ma comportano solo una piccola variazione (di circa il 10%) di volume.

Rispetto ad altre tecniche, l'accumulo di energia termica a calore latente è particolarmente interessante sia per la sua capacità di fornire un'elevata densità di accumulo di energia sia per la sua caratteristica di immagazzinare calore a temperatura costante corrispondente alla temperatura di transizione di fase (Figura 70).

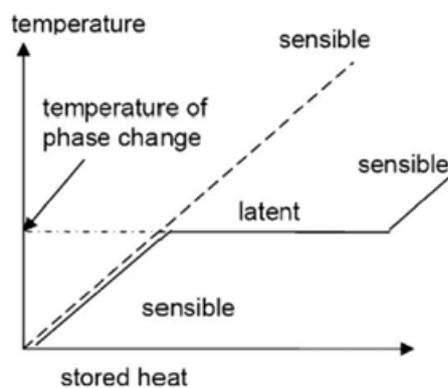


Figura 70 - Confronto tra calore sensibile e latente

La quantità di energia scambiata sarà determinata dall'entalpia di fusione del PCM, chiamata anche calore latente di fusione [J/g], che è una proprietà specifica del materiale stesso. A parità di potenza, più alto è il valore dell'entalpia di fusione, più tempo ci vorrà affinché il PCM abbia una trasformazione completa di fase. La più consueta suddivisione dei PCM avviene tra:

- Organici, che a loro volta si dividono tra paraffine (derivanti dal petrolio) e non paraffine (derivanti da sostanze organiche);
- Inorganici, che sono i sali idrati (ossia miscele di sali inorganici ed acqua) e i metalli, ulteriormente suddivisibili tra metalli a bassa temperatura di fusione e metalli eutettici;
- Eutettici, che possono essere una coppia organica, una inorganica o una mista.

I PCM da utilizzare nella progettazione di sistemi di accumulo termico richiedono:

- a) Requisiti termici
 - Temperatura di transizione di fase adeguata a garantire l'immagazzinamento e il rilascio del calore alla temperatura corretta per ciascuna applicazione.
 - Elevato calore latente di transizione per ottenere una grande densità di accumulo al fine di ridurre al minimo le dimensioni fisiche dell'accumulatore di calore.
 - Elevata conduttività termica per garantire l'accumulo e il rilascio del calore latente in breve tempo durante le operazioni di carica e scarica.
- b) Requisiti fisici
 - Alta densità per ridurre al minimo le dimensioni del contenitore di stoccaggio.
 - Piccola modifica del volume per ridurre il problema del contenimento.
 - Bassa pressione di vapore per ridurre il problema del contenimento.
 - Equilibrio di fase favorevole per garantire la stabilità della capacità di accumulo durante i cicli.
- c) Requisiti cinetici
 - Nessun sottoraffreddamento per garantire che la fusione e la solidificazione avvengano nel corretto intervallo di transizione della temperatura. Il sottoraffreddamento avviene quando un PCM non si solidifica immediatamente dopo il raffreddamento al di sotto della temperatura di fusione; in questo caso la cristallizzazione inizia solo dopo il raggiungimento di una temperatura ben inferiore a quella di fusione. L'effetto del sottoraffreddamento comporta la riduzione della temperatura al di sotto della temperatura di cambiamento di fase per avviare la cristallizzazione e rilasciare il calore latente immagazzinato nel materiale. Se la nucleazione non avviene affatto, il calore latente non viene rilasciato e il materiale immagazzina solo calore sensibile.
 - Buon tasso di cristallizzazione.
- d) Requisiti chimici
 - Stabilità chimica per evitare la degradazione dopo un gran numero di cicli.
 - Compatibilità con altri materiali per evitare problemi di corrosione del contenitore.
 - Comportamento non tossico, non infiammabile e non esplosivo per la sicurezza e l'impatto ambientale.
- e) Requisiti economici
 - Prezzo basso per essere competitivi con altre tecnologie di accumulo termico.
 - Buona riciclabilità per ragioni ambientali ed economiche.

Per il caso studio considerato, sono stati selezionati dei materiali di tipo paraffinico (PCM organici). Per i PCM organici risulta più appropriato parlare di "intervallo di fusione" e non di "temperatura di fusione". L'intervallo di fusione del materiale è chiamato *zona molle* (o *mushy zone*), in quanto il PCM si ammorbidisce prima di liquefarsi, ed è proprio questa caratteristica ad essere molto differente tra materiali organici e inorganici. Il calcolo dell'intervallo di fusione, del calore specifico e del calore latente viene effettuato tramite la tecnica di calorimetria a scansione differenziale (DSC), che fondamentalemente misura i cambiamenti della capacità termica di un materiale al variare della temperatura che lo caratterizza.

Lo svantaggio principale che caratterizza la maggior parte dei prodotti organici è una bassa conduttività termica (pari a circa 0,2 W/mK per la maggior parte delle cere paraffiniche) che può diminuire loro efficacia nelle applicazioni di accumulo di energia e controllo termico. Questo può portare all'isolamento del processo di fusione soltanto nelle zone vicine alla fonte di calore, con conseguente formazione di uno strato liquido surriscaldato vicino alla sorgente e uno strato solido più lontano. Pertanto, molte ricerche si sono concentrate sull'affrontare la sfida di aumentare la diffusività termica e conduttività termica dei materiali a cambiamento di fase organici mediante l'uso di strutture ad alta conducibilità incorporate nei vari design. In tale contesto, si può parlare di macro e micro-incapsulamento, le cui definizioni dipendono dalle dimensioni dei contenitori e delle capsule contenenti il materiale. Sebbene entrambe le pratiche apportino il benefico incremento della superficie di scambio termico, il macro-incapsulamento presenta mediamente performance ridotte rispetto al micro-incapsulamento.

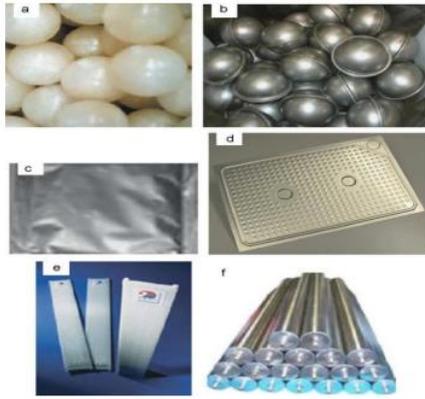


Figura 71 - Esempi di macro-incapsulamento di PCM: a) sfere metalliche, b) sfere in pcm, c) copertura in alluminio, d) pannelli di alluminio, e) pannelli in polipropilene, f) capsule a forma di tubo [38]

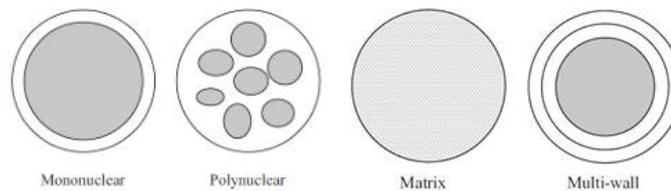


Figura 72 - Esempi di tecniche di micro-incapsulamento di PCM [41]

4.2 Applicazione in COMSOL Multiphysics

Il sottonodo *Materiale a cambiamento di fase* introdotto nella sezione dedicata alla fisica del problema viene utilizzato per risolvere l'equazione del calore dopo aver specificato le proprietà di un materiale a cambiamento di fase in base al *metodo della capacità termica apparente*. Tale formulazione si applica bene ai materiali che mostrano una zona molle attorno all'interfaccia di cambiamento di fase. Si assume che la trasformazione avvenga in un intervallo di temperatura compreso tra $T_{pc} - \Delta T/2$ e $T_{pc} + \Delta T/2$ (dove T_{pc} è la temperatura di cambiamento di fase). In questo intervallo, la fase materiale è modellata da una funzione livellata, θ , che rappresenta la frazione di fase prima della transizione, che è uguale a 1 prima di $T_{pc} - \Delta T/2$ e a 0 dopo $T_{pc} + \Delta T/2$. La densità, ρ , e l'entalpia specifica, H , sono espresse da [35]:

$$\rho = \theta\rho_{ph1} + (1 - \theta)\rho_{ph2} \quad (4.1)$$

$$H = \frac{1}{\rho}(\theta\rho_{ph1}H_{ph1} + (1 - \theta)\rho_{ph2}H_{ph2}) \quad (4.2)$$

dove gli indici p_{h1} e p_{h2} indicano il materiale rispettivamente in fase 1 e in fase 2.

Differenziando rispetto alla temperatura, questa uguaglianza fornisce la seguente formula per la capacità termica specifica:

$$C_p = \frac{\partial H}{\partial T} \quad (4.3)$$

che diviene, dopo alcune trasformazioni formali:

$$C_p = \frac{1}{\rho}(\theta_1\rho_{ph1}C_{p,ph1} + \theta_2\rho_{ph2}C_{p,ph2}) + (H_{ph2} - H_{ph1})\frac{d\alpha_m}{dT} \quad (4.4)$$

dove θ_1 e θ_2 sono uguali rispettivamente a θ e $1-\theta$.

La frazione di massa, α_m , è definita da ρ_{ph1} , ρ_{ph2} e θ secondo:

$$\alpha_m = \frac{1}{2} \frac{\theta_2 \rho_{ph2} - \theta_1 \rho_{ph1}}{\rho} \quad (4.5)$$

È uguale a $-1/2$ prima della trasformazione e $1/2$ dopo la trasformazione.

La capacità termica specifica è la somma della capacità termica equivalente C_{eq} :

$$C_{eq} = \frac{1}{\rho} (\theta_1 \rho_{ph1} C_{p, ph1} + \theta_2 \rho_{ph2} C_{p, ph2}) \quad (4.6)$$

e la distribuzione del calore latente C_L :

$$C_L(T) = (H_{ph2} - H_{ph1}) \frac{d\alpha_m}{dT} \quad (4.7)$$

In modo che il calore totale per unità di volume rilasciato durante la trasformazione di fase coincida con il calore latente:

$$\int_{T_{pc} - \frac{\Delta T}{2}}^{T_{pc} + \frac{\Delta T}{2}} C_L(T) dT = L \int_{T_{pc} - \frac{\Delta T}{2}}^{T_{pc} + \frac{\Delta T}{2}} \frac{d\alpha_m}{dT} dT = L \quad (4.8)$$

Infine, la capacità termica apparente, C_p , utilizzata nell'equazione del calore, è data da:

$$C_p = \frac{1}{\rho} (\theta_1 \rho_{ph1} C_{p, ph1} + \theta_2 \rho_{ph2} C_{p, ph2}) + C_L \quad (4.9)$$

e la conducibilità termica effettiva si riduce a:

$$k = \theta_1 k_{ph1} + \theta_2 k_{ph2} \quad (4.10)$$

Due requisiti importanti richiesti ai materiali a cambiamento di fase sono una temperatura di cambiamento di fase adatta all'applicazione e una quanto più elevata entalpia di fusione.

Gli intervalli entro cui entra in gioco il cambiamento di fase dei PCM è diverso per ciascuno di essi e ne determina la propria applicazione: ciò significa che, in climi le cui temperature si avvicinano a quelle che avviano il processo di cambiamento di fase, le caratteristiche del materiale verranno sfruttate pienamente.

Sulla base di queste considerazioni, quindi, sono stati selezionati dei materiali attualmente presenti sul mercato.

Il software COMSOL richiede in input una serie di caratteristiche ricavabili dalle rispettive schede tecniche:

- Temperatura del cambiamento di fase tra la fase 1 e la 2 ($T_{pc,1 \rightarrow 2}$),
- Intervallo di transizione tra la fase 1 e la fase 2 ($\Delta T_{1 \rightarrow 2}$),
- Calore latente tra la fase 1 e la fase 2 ($L_{1 \rightarrow 2}$),
- Conducibilità termiche delle due fasi (k_{ph1} e k_{ph2}),
- Calore specifico a pressione costante delle due fasi ($C_{p,ph1}$ e $C_{p,ph2}$).

I dati implementati nel software relativi a ciascuno di essi sono racchiusi all'interno della Tabella 21.

Tabella 21 – PCM selezionati

PCM	a. RT10HC [39]	b. RT11HC [40]	c. RT12 [41]	d. OM08 [42]
$T_{pc,1 \rightarrow 2}$ [K]	282	285	282	280
$\Delta T_{1 \rightarrow 2}$ [K]	60	10	4	10
$L_{1 \rightarrow 2}$ [kJ/kg]	200	200	155	154
k_1 [W/mK]	0,2	0,2	0,2	0,235
ρ_1 [kg/m ³]	880	880	880	1190
c_{p1} [kJ/kgK]	2	2	2	1,71
k_2 [W/mK]	0,2	0,2	0,2	0,118
ρ_2 [kg/m ³]	770	770	770	1020
c_{p2} [kJ/kgK]	2	2	2	2,11

In particolare, per l'analisi svolta è stato deciso di osservare lo scambio termico serpentine-terreno simulando in COMSOL l'immissione di macro-incapsulamenti a pannello composto in alluminio tra le due parti, a parità di tutte le altre condizioni al contorno e operative.



Figura 73 - Pannello in alluminio [59]

L'alluminio garantisce un elevato trasferimento di calore ed è intrinsecamente poco corrosivo. I pannelli possono essere uniti tra loro per essere integrati direttamente in impianti preesistenti.

Le casse in alluminio considerate sono prodotte da Rubitherm® nelle dimensioni di 450 x 300 mm, una tara di circa 0,35 kg e diversi spessori, che dipendono dal volume di riempimento e quindi dalla capacità di stoccaggio. Per il caso in esame, si fa riferimento a 10 mm di spessore.

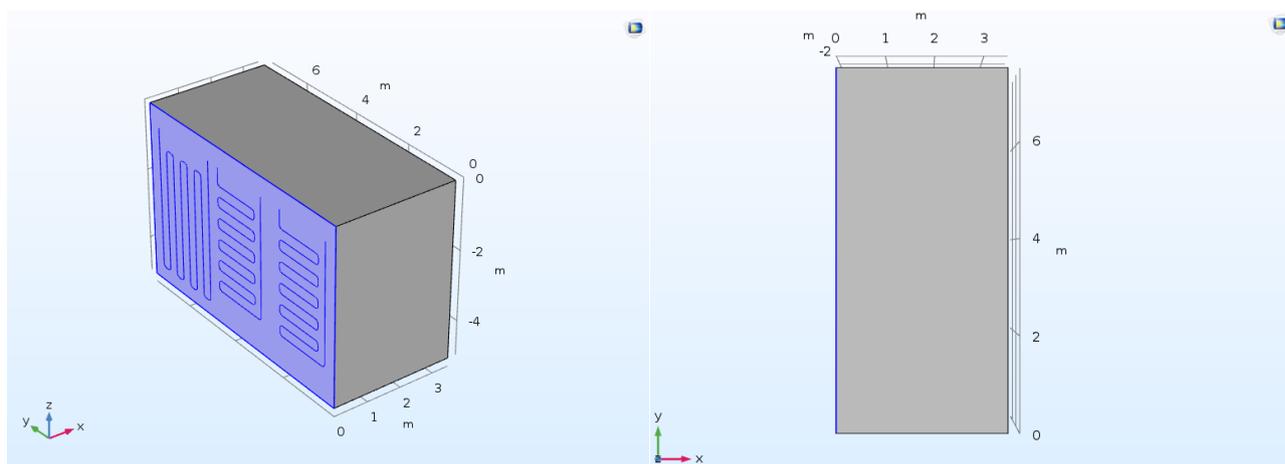


Figura 74 - Rappresentazione della nuova geometria del modello

- GIORNO 1

a) Rubitherm®10HC

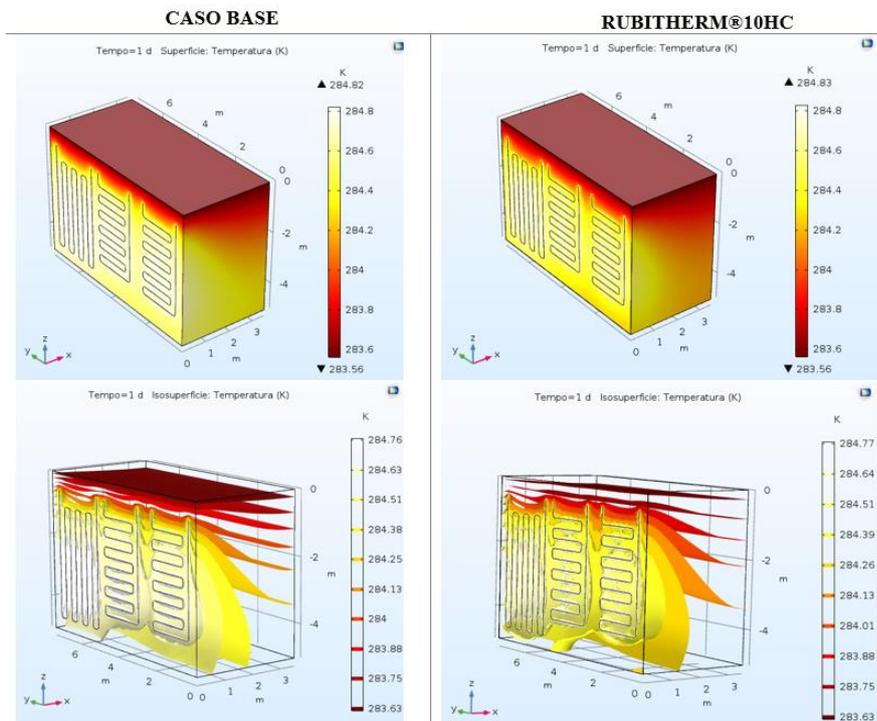


Figura 75 - Giorno 1 PCM RT10HC lato terreno

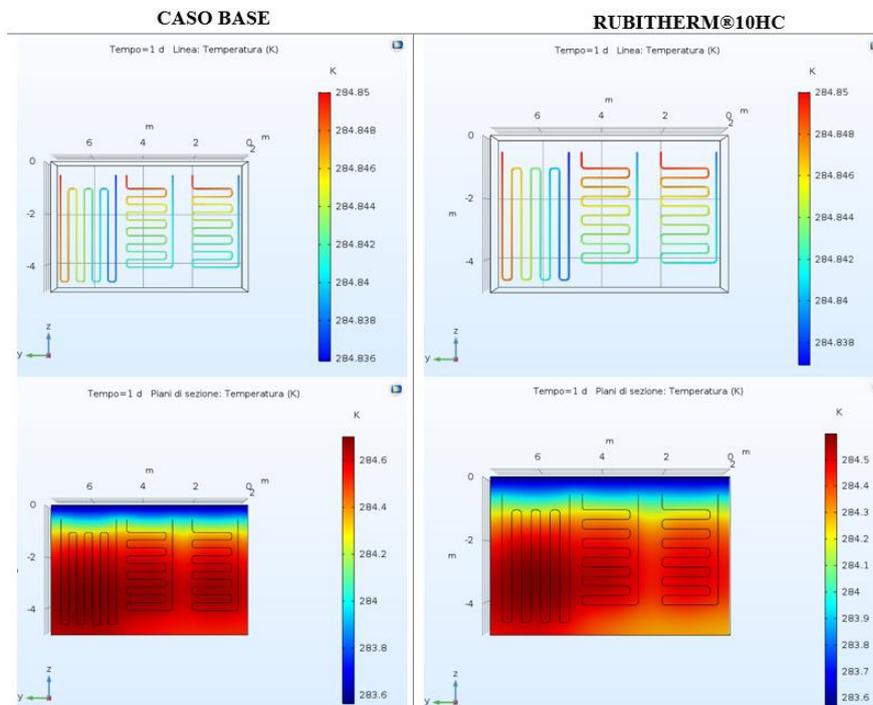


Figura 76 - Giorno 1 PCM RT10HC lato tubi

b) Rubitherm®11HC

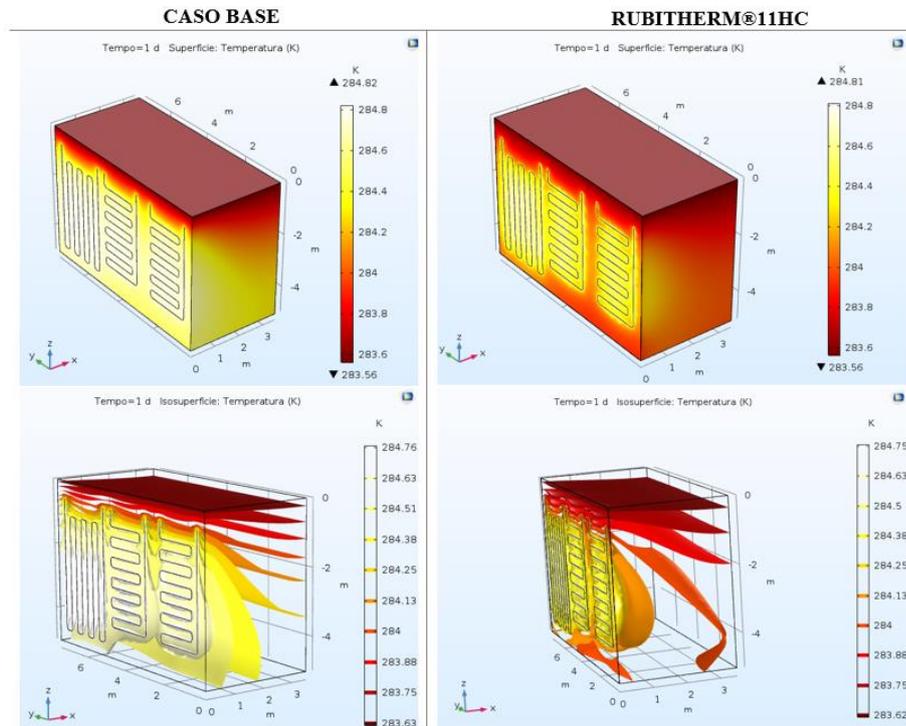


Figura 77 - Giorno 1 RT11HC lato terreno

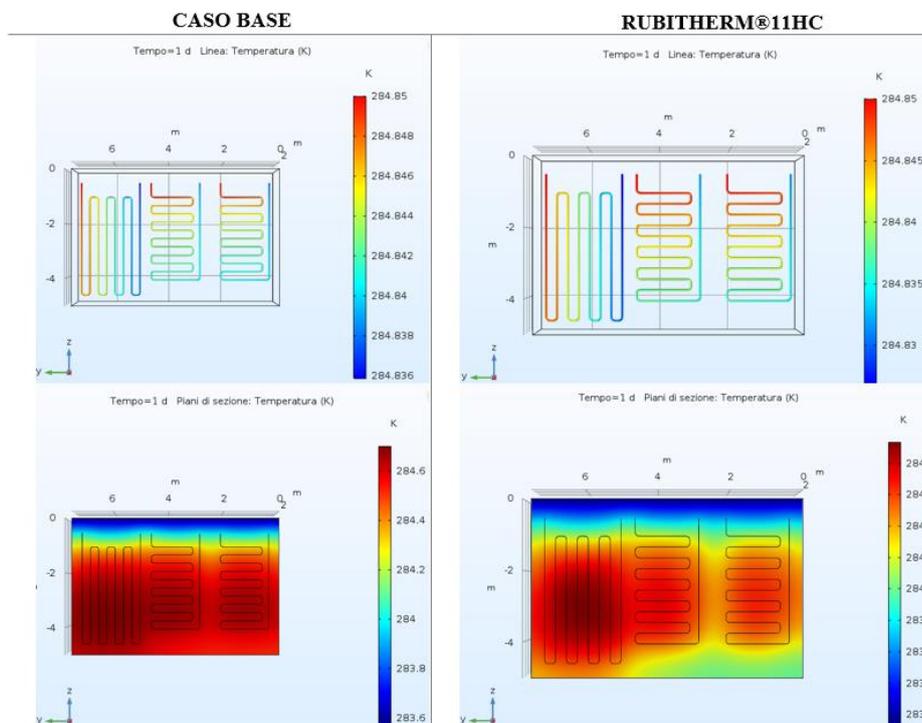


Figura 78 - Giorno 1 PCM RT11HC lato tubi

c) Rubitherm®12

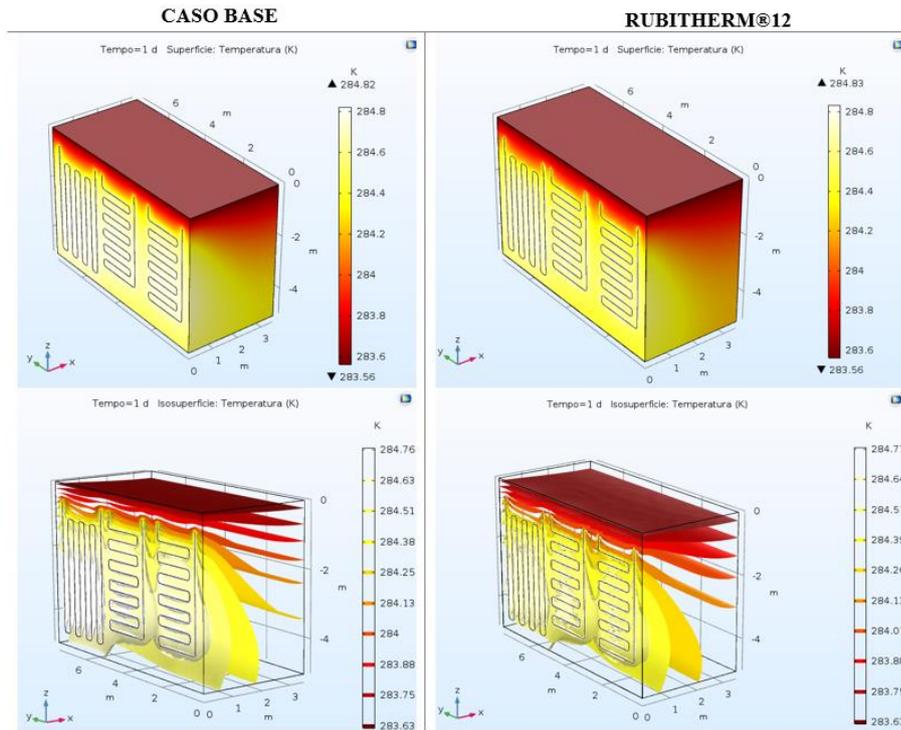


Figura 79 - Giorno 1 PCM RT12 lato terreno

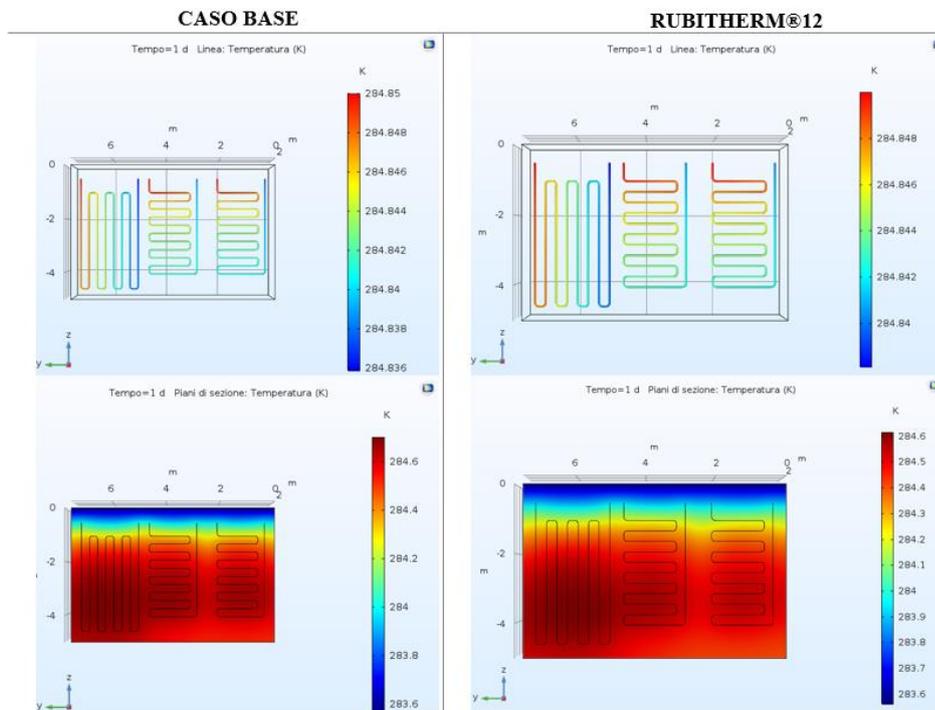


Figura 80 - Giorno 1 PCM RT12 lato tubi

d) **PLUSS-savE®OM08**

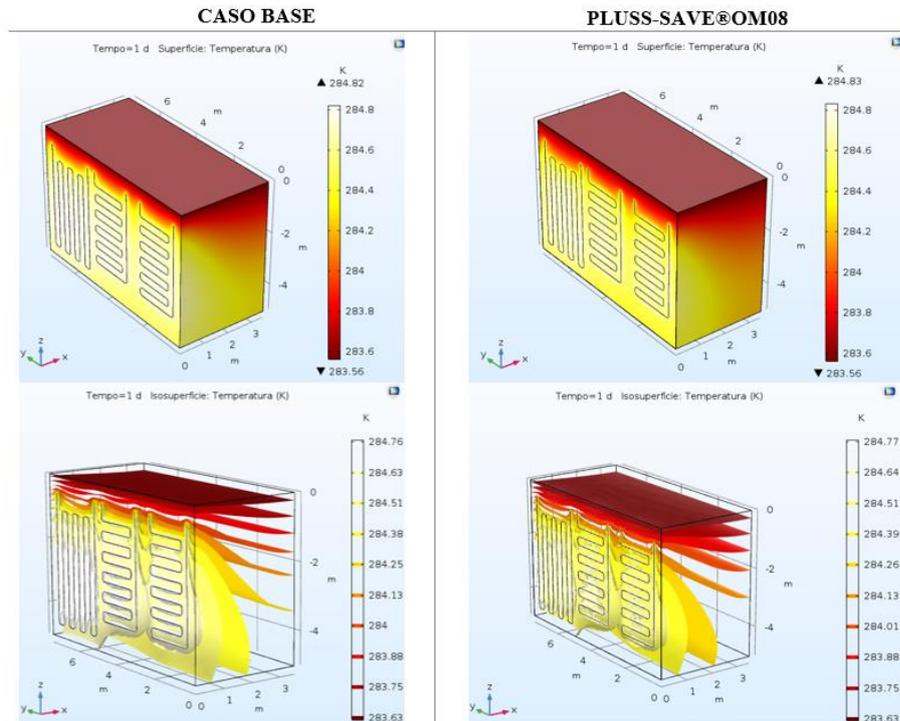


Figura 81 - Giorno 1 PCM OM08 lato terreno

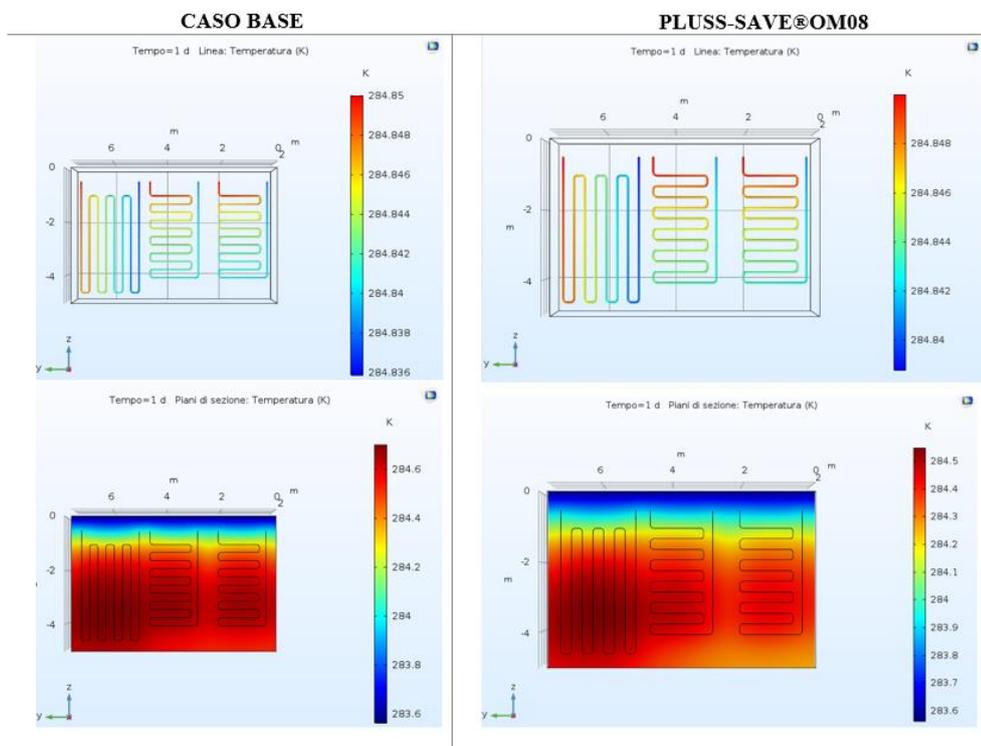


Figura 82 - Giorno 1 PCM OM08 lato tubi

• GIORNO 10

a) Rubitherm®10HC

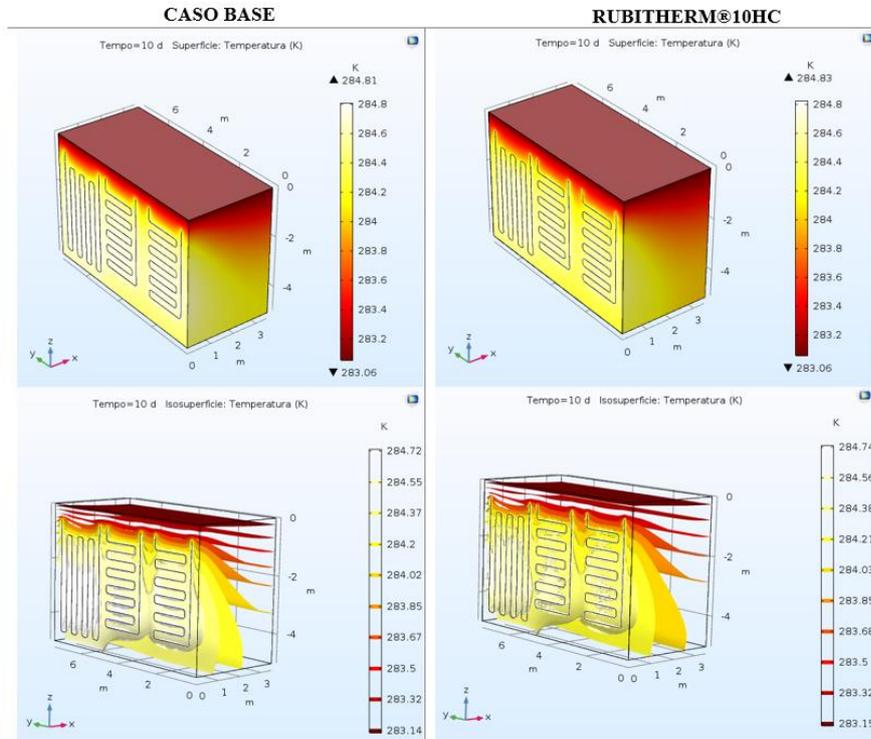


Figura 83 - Giorno 10 PCM RT10HC lato terreno

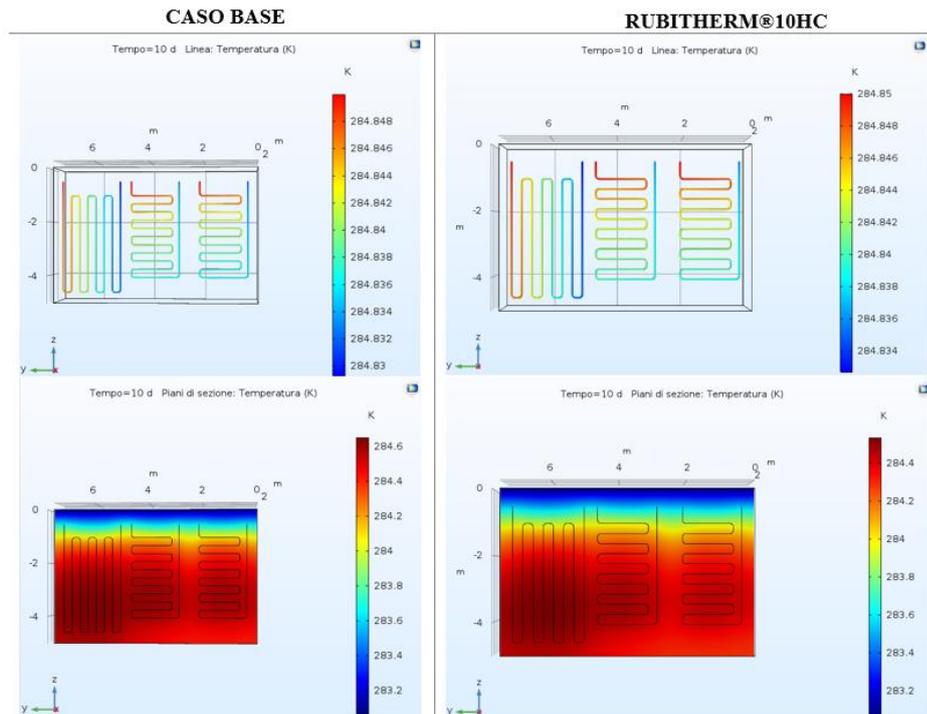


Figura 84 - Giorno 10 PCM RT10HC lato tubi

b) Rubitherm®11HC

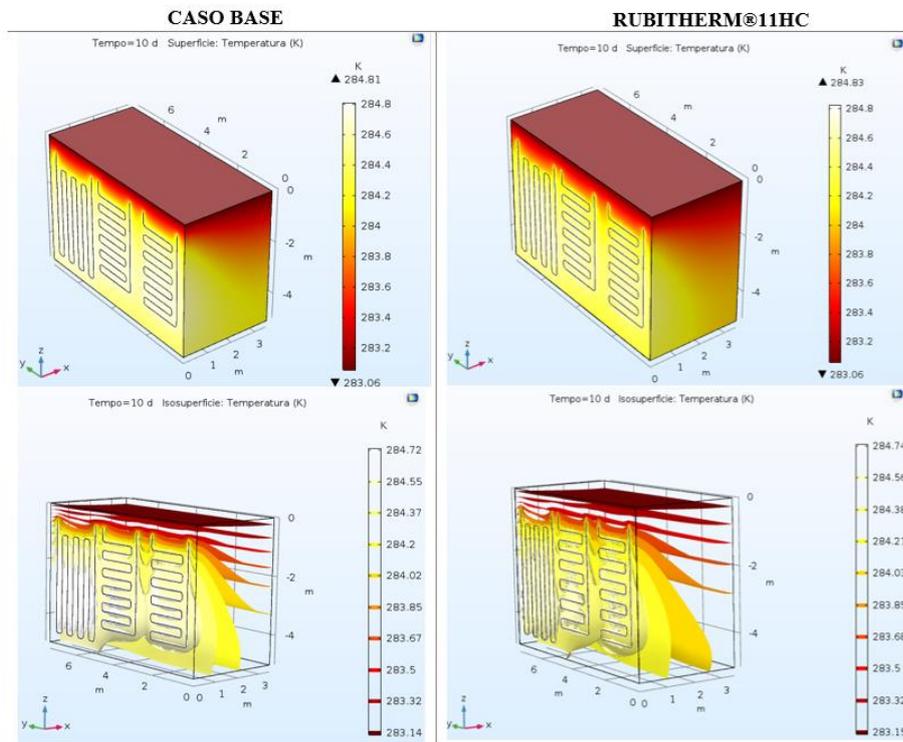


Figura 85 - Giorno 10 PCM RT11HC lato terreno

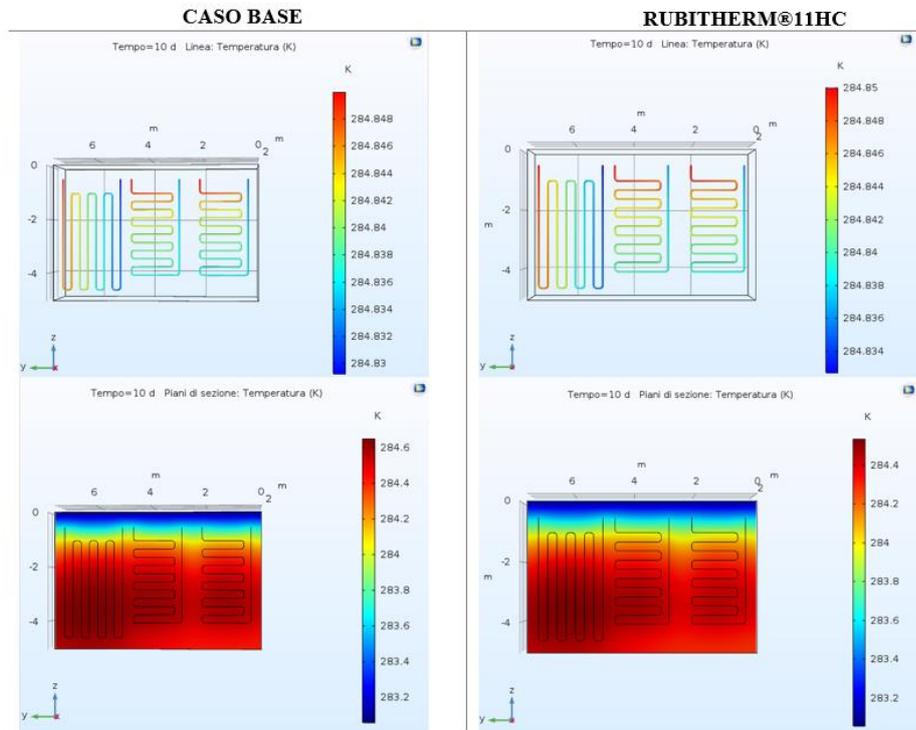


Figura 86 - Giorno 10 PCM RT11HC lato tubi

c) Rubitherm®12

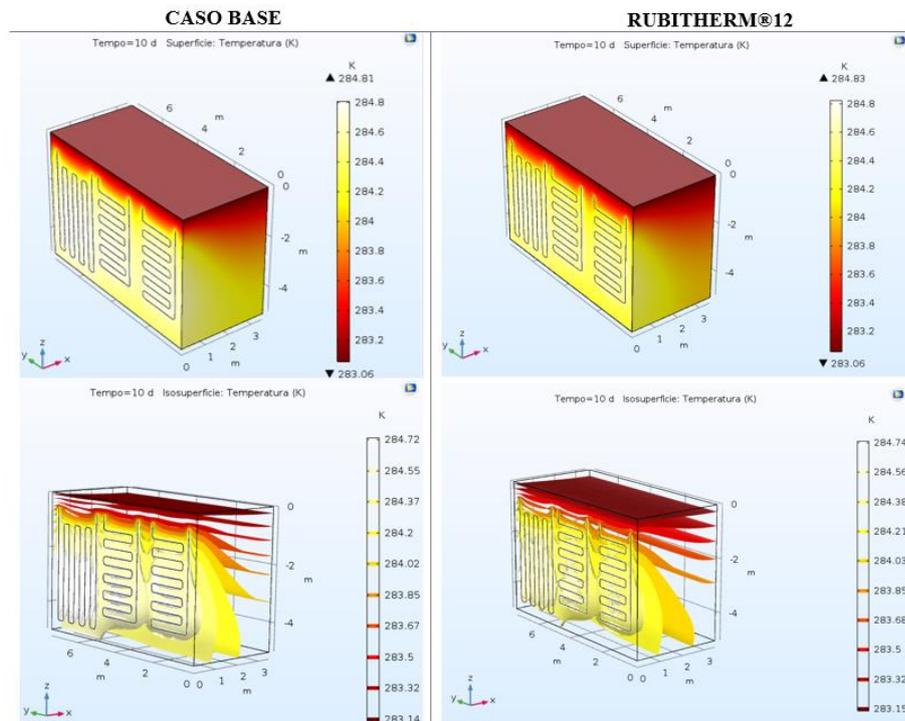


Figura 87 - Giorno 10 PCM RT12 lato terreno

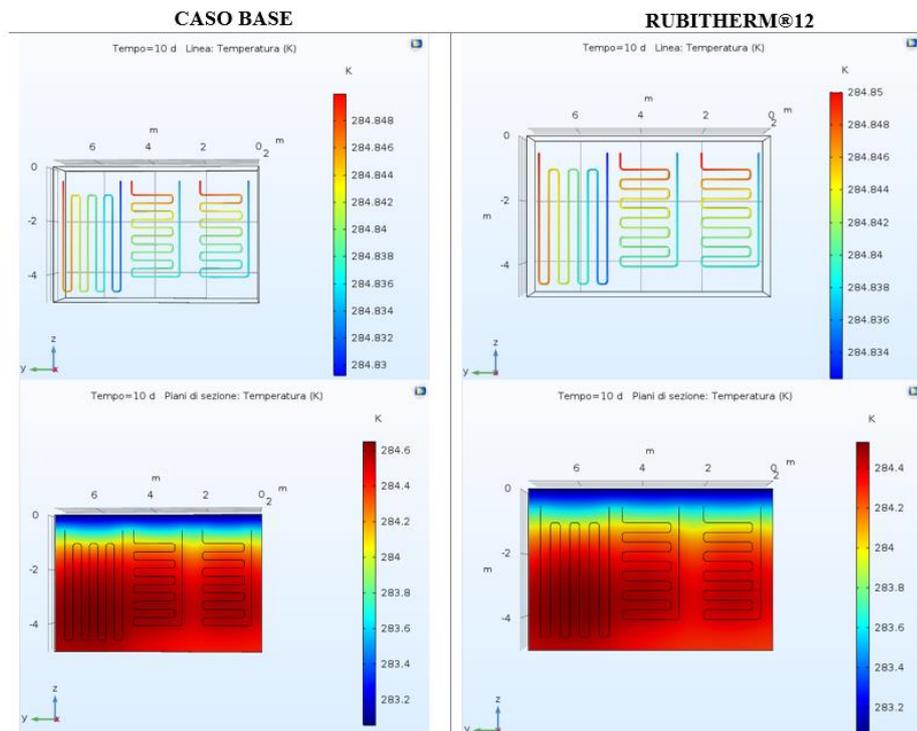


Figura 88 - Giorno 10 PCM RT12 lato tubi

d) **PLUS-SAVE®OM08**

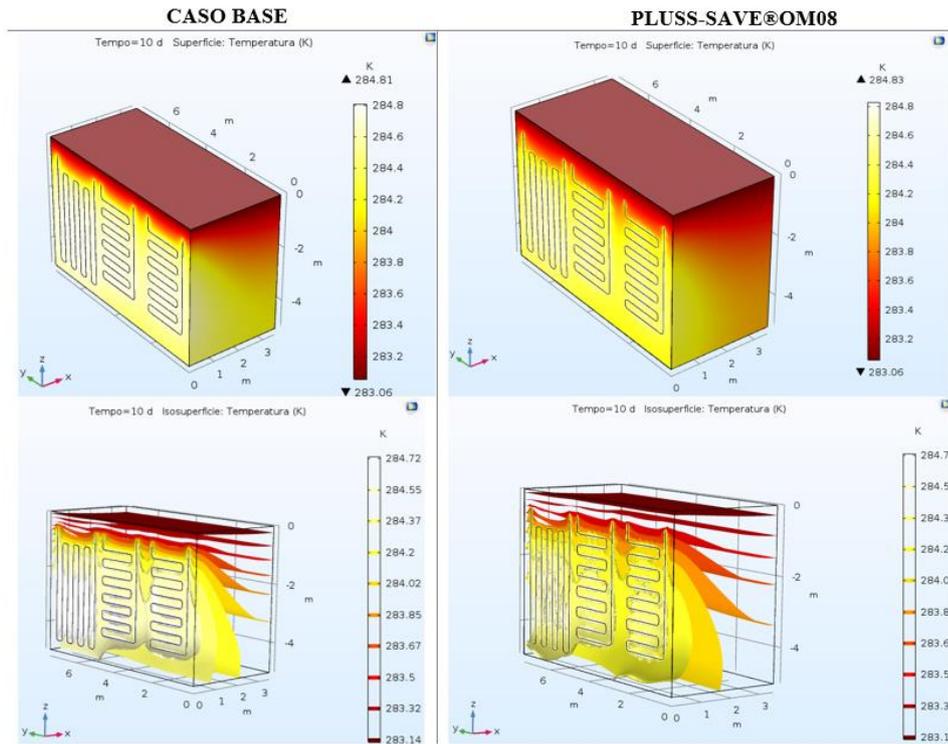


Figura 89 - Giorno 10 PCM OM08 lato terreno

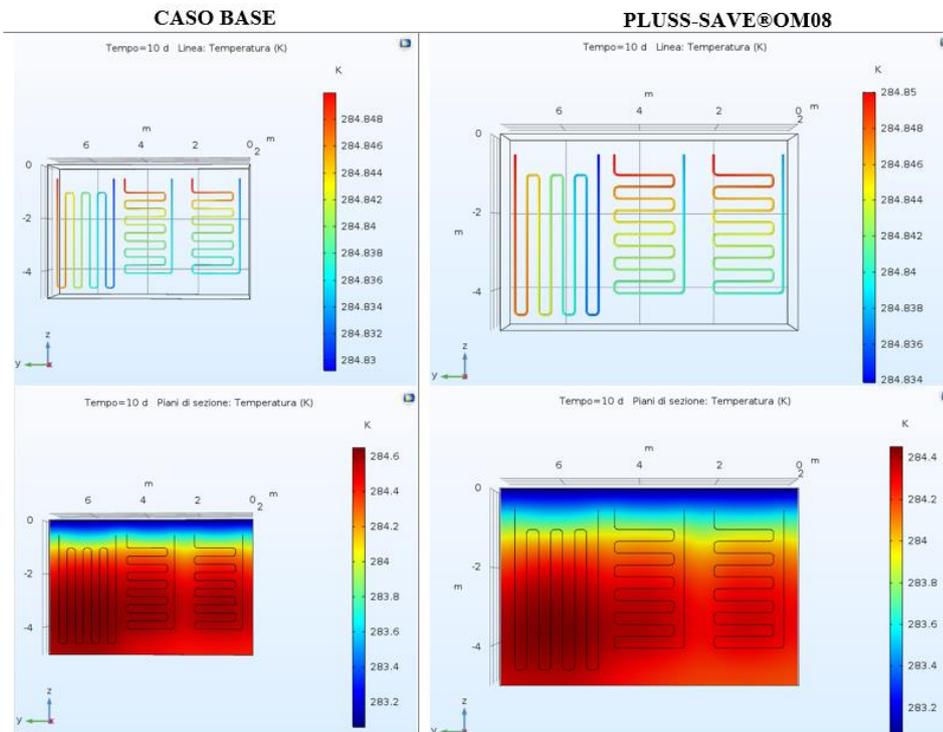


Figura 90 - Giorno 10 PCM OM08 lato tubi

• GIORNO 20

a) Rubitherm®10HC

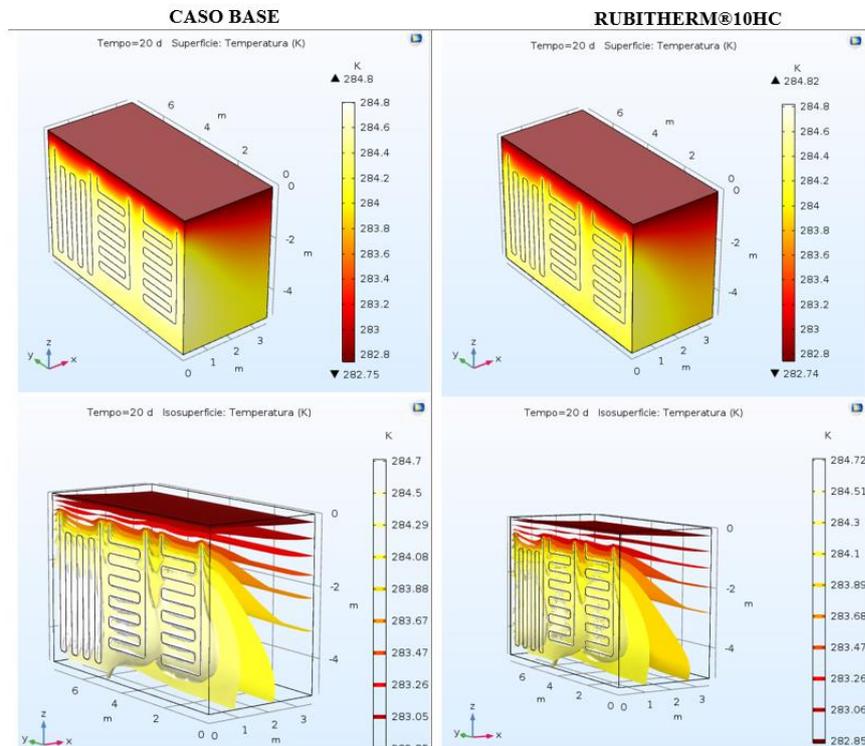


Figura 91 - Giorno 20 PCM RT10HC lato terreno

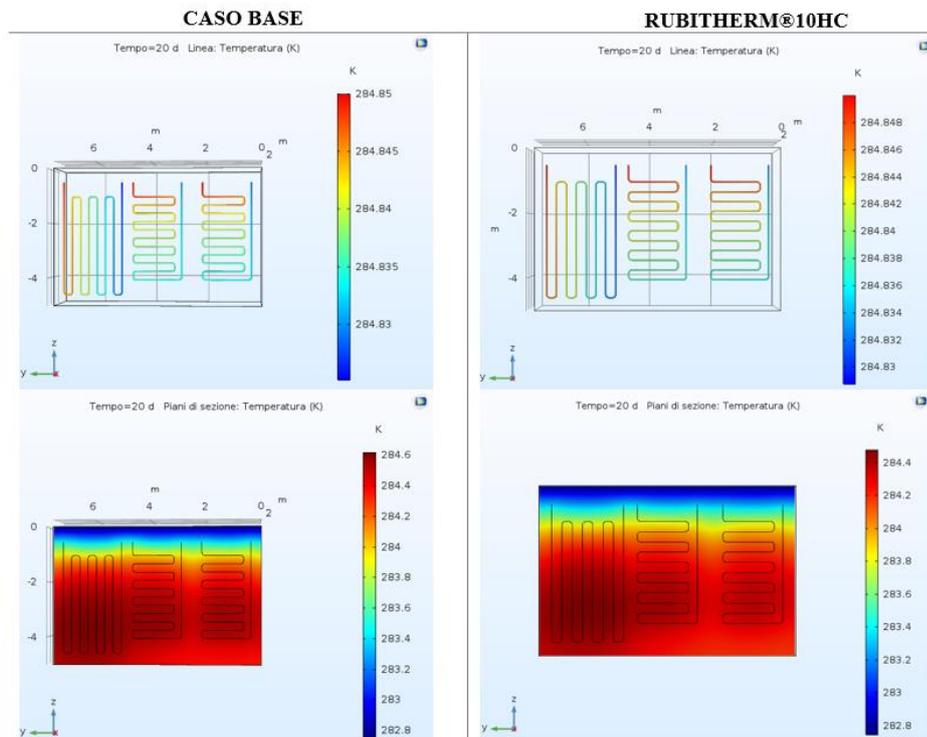


Figura 92 - Giorno 20 PCM RT10HC lato tubi

b) Rubitherm®11HC

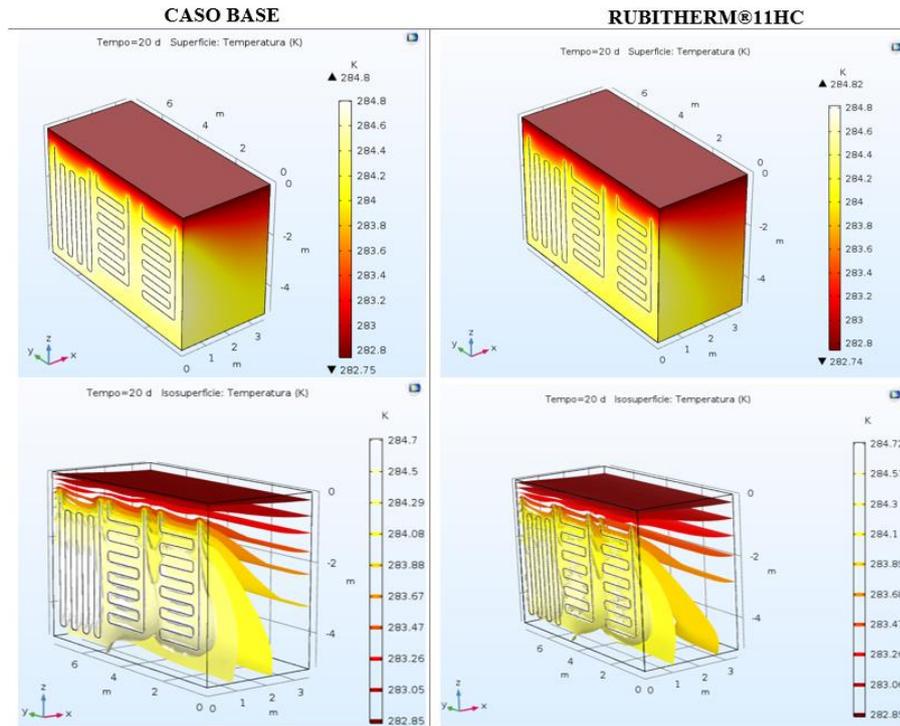


Figura 93 - Giorno 20 PCM RT11HC lato terreno

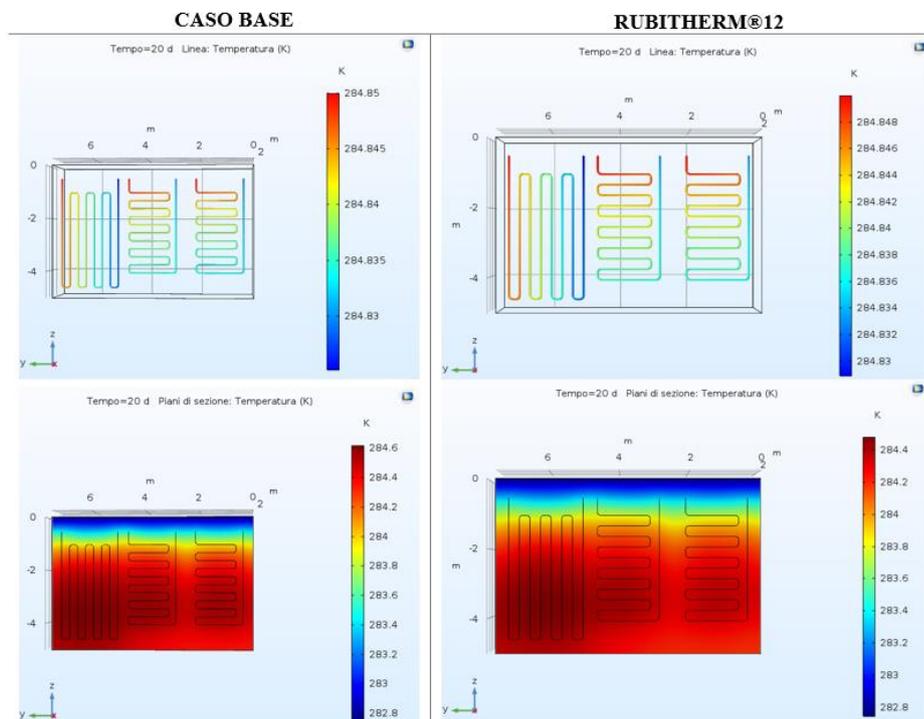


Figura 94 - Giorno 20 PCM RT11HC lato tubi

c) Rubitherm®12

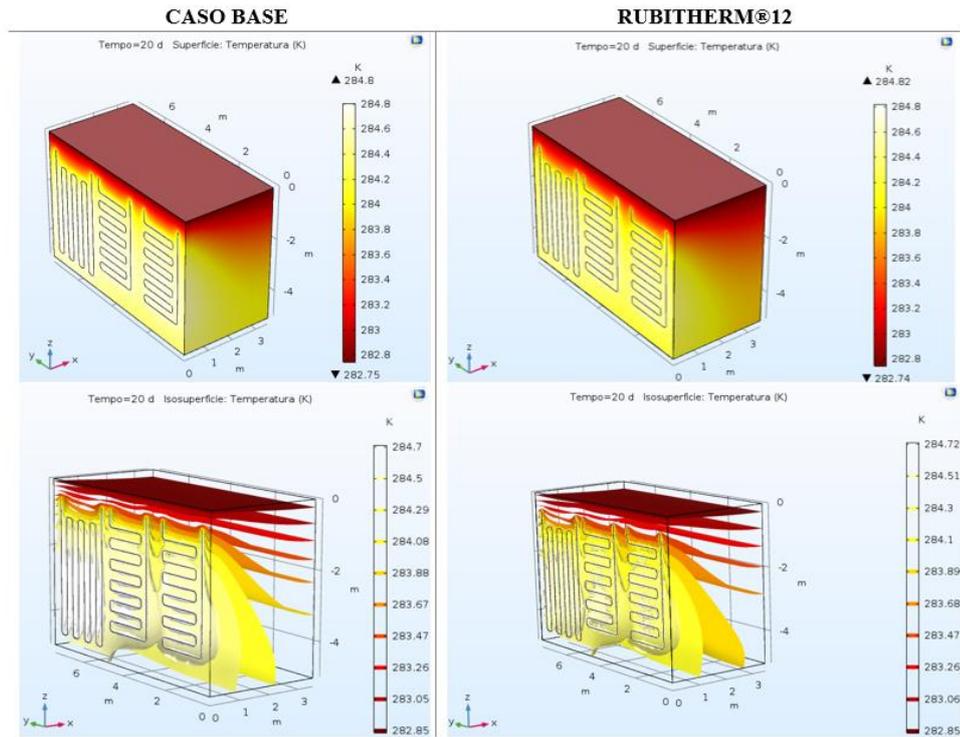


Figura 95 - Giorno 20 PCM RT12 lato terreno

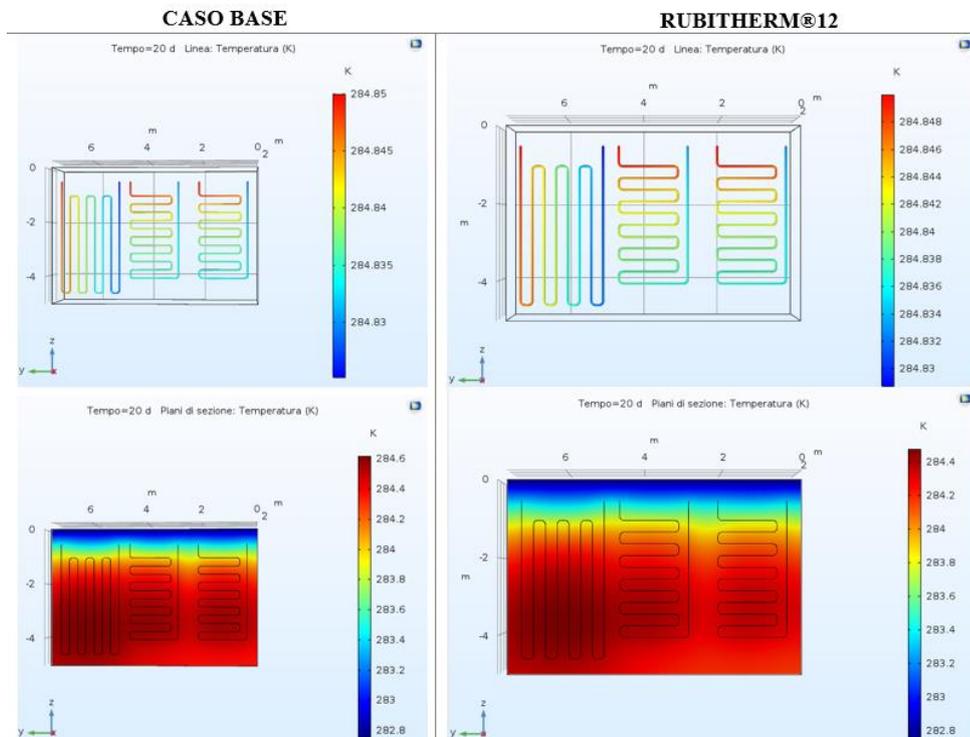


Figura 96 - Giorno 20 PCM RT12 lato tubi

a) **PLUSS-SAVE@OM08**

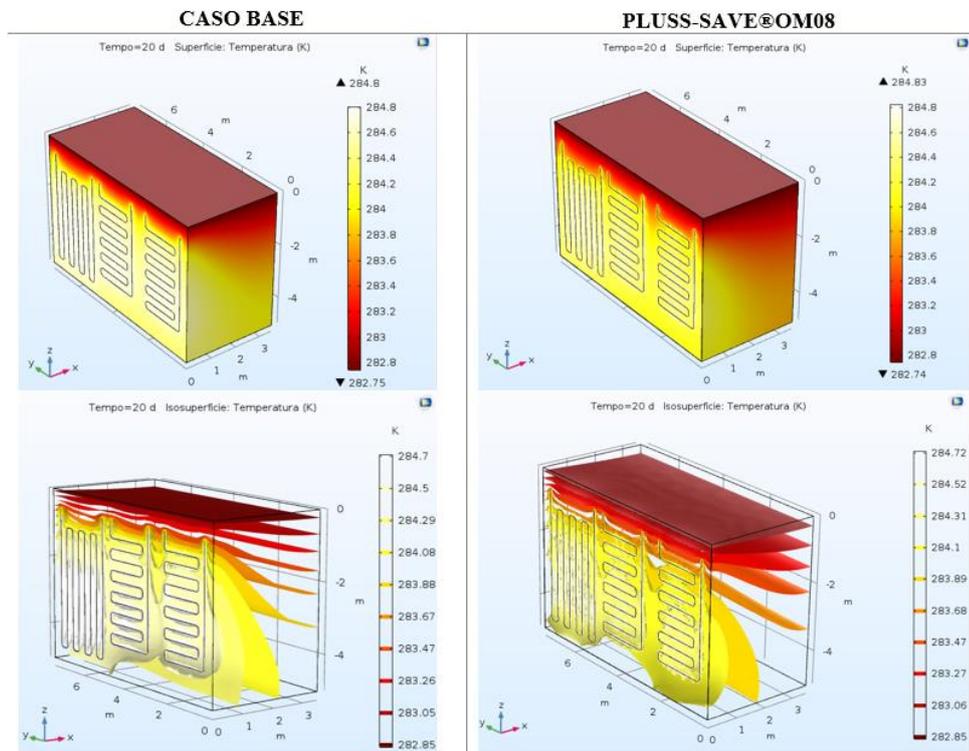


Figura 97 - Giorno 20 PCM OM08 lato terreno

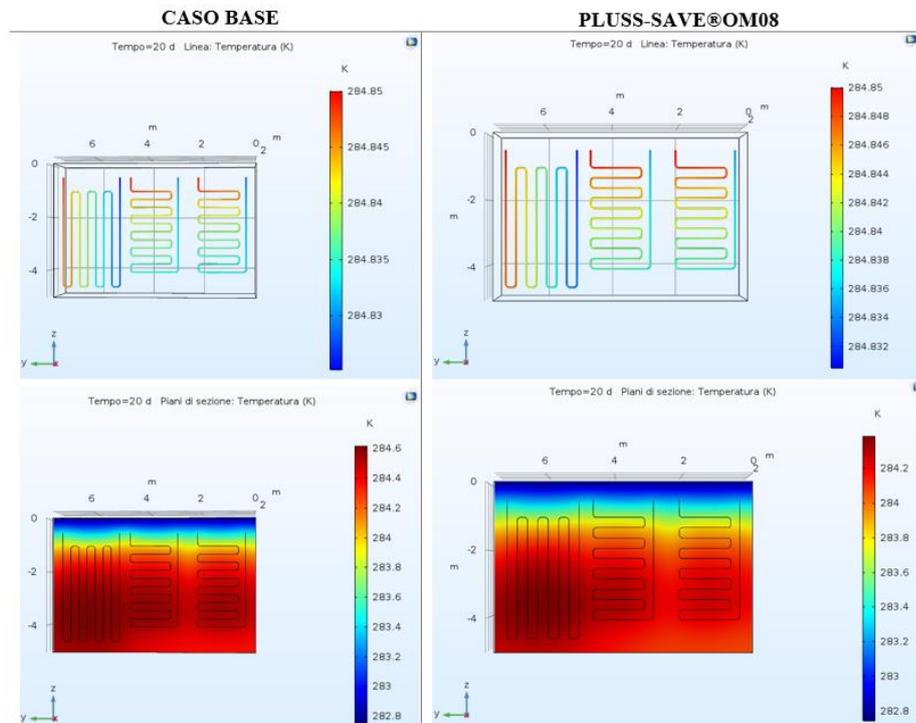


Figura 98 - Giorno 20 PCM OM08 lato tubi

4.3 Analisi energetica e di fattibilità economica

Le stime ottenute grazie ad analisi energetiche svolte precedentemente sull'impianto [44] suggeriscono un potenziale piuttosto elevato per il sistema GeothermSkin, con un effetto utile intorno a 2,5 kW sia per il funzionamento in modalità di raffreddamento che per il riscaldamento, considerando un consumo energetico compreso tra 0,3-0,6 kW. Per fare delle considerazioni dal punto di vista energetico complessivi dell'impianto, possiamo osservare l'andamento COP medio rappresentato in Figura 99 segue l'andamento della temperatura esterna. Si nota che i COP minori si registrano nelle giornate più fredde nell'intervallo di tempo considerato (quindi 25 e 30 ottobre), ciò suggerisce un lavoro di compressione maggiore da parte dell'impianto. D'altra parte, segue che nelle giornate più calde si sono registrati i COP di valore maggiore, perché in quel caso lo scopo non era più quello di sottrarre calore all'ambiente interno, ma di mantenerlo caldo. Complessivamente, i risultati ottenuti in questa campagna di riscaldamento sembrano con valori di COP compresi tra 4 e 5.

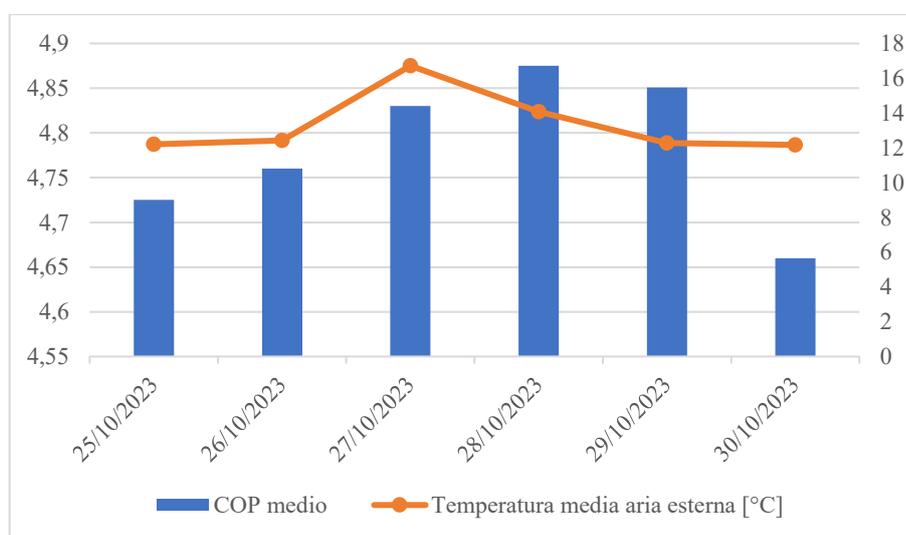


Figura 99 – Stima COP medio in funzione della temperatura esterna media giornaliera

Come si evince dalle prove riportate nel paragrafo precedente, le simulazioni svolte in ambiente COMSOL riportano degli andamenti di temperature in uscita di circa l'1% in più della temperatura fissata in ingresso alle serpentine, passando da 11,7°C a 12,87°C. Supponendo che questo rapporto si conservi nel trasferimento del calore, per il caso di apporto di PCM tra serpentine del sistema e terreno, si può pensare a un relativo miglioramento percentuale della quantità di calore rilasciata al fluido refrigerante, a vantaggio di ridotto assorbimento elettrico richiesto alla pompa di calore.

L'analisi appena effettuata si può concludere con delle considerazioni di fattibilità economica, dove si stima il tempo di ritorno dell'investimento per l'acquisto del materiale necessario.

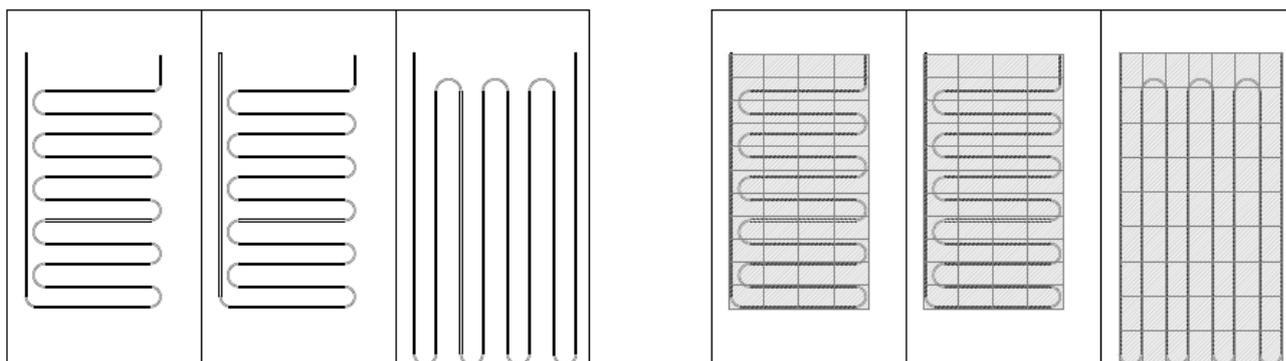


Figura 100 – Copertura dei moduli GeothermSkin con pannelli di PCM

Come deducibile dalla Figura 100 riportata sopra, per la copertura del primo e del secondo modulo (orizzontali) si ha una disposizione orizzontale composta da 44 pannelli orientati orizzontalmente, mentre per il terzo modulo il numero minimo richiesto per la copertura è di 63 pannelli, per un totale di 151 pannelli contenenti 0.5 kg ciascuno, che vuol dire considerare un minimo di 75,5 kg di materiale a cambiamento di fase, che portano a una stima di costo d’acquisto di circa 1635,84 €. (circa 21,67 €/kg [59]).

Per vedere l’opzione del PCM su scala più ampia è importante considerare il suo potenziale economico, vale a dire se l’efficienza energetica ottenuta supererà il costo del materiale PCM necessario. Ciò si traduce in una semplice valutazione dei costi e dei benefici ed è possibile calcolare il periodo di ammortamento del materiale PCM utilizzando la seguente formula [43]:

$$PBT = \frac{\text{Prezzo PCM } [€/kg] \cdot \text{Peso PCM } [kg]}{\text{Prezzo energia elettrica } [€/kWh] \cdot \text{Energia risparmiata } [kWh/anno]} \quad (4.10)$$

Noto che per il test “H1” il valore medio di potenza termica estratta di 615 W per 651 ore in fase di testing, dalle simulazioni svolte di cui sopra i risultati si evince che non è possibile riscontrare degli effettivi benefici in termini economici dell’apporto dei PCM sopra indicati. Seguendo l’equazione riportata sopra, è possibile disegnare un andamento del Pay Back Time (a parità di costo del materiale al kg e di prezzo dell’energia elettrica, supposto 0,15 €/kWh) in funzione del quantitativo di energia risparmiata all’anno grazie al sistema.

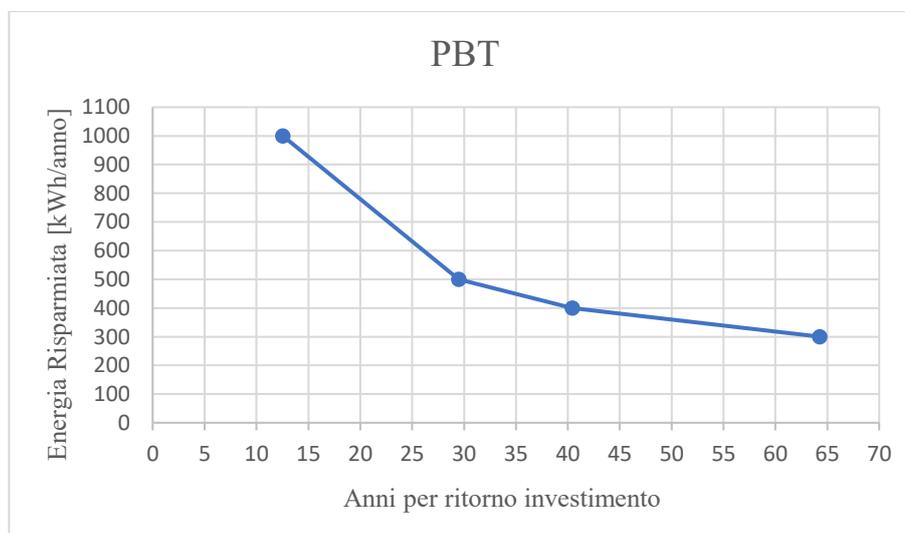


Figura 101 - Andamento del tempo di ritorno dell’investimento di PCM per il caso in esame

È chiaro dalla Figura 101 che per avere una convenienza in termini economici, ad esempio PBT inferiore a 20 anni, la richiesta è nell'intorno del kW di risparmio energetico annuale. È da notare anche che i costi aumentano se si considerano anche a quelli dovuti all'installazione dei moduli di PCM (che si assestano tra il 15% e il 20% in più del costo d'acquisto).

Generalmente, diversi studi hanno riportato che in presenza di PCM le temperature registrate per il fluido termovettore possono registrarsi più elevate e ciò contribuisce ad aumentare il risparmio energetico che deriva dal loro impiego.

4.4 Conclusioni

L'energia geotermica può giocare un ruolo fondamentale a proposito di decarbonizzare la domanda energetica degli edifici, nonostante le limitazioni che spesso comporta.

L'installazione prototipo dell'innovativo sistema GeothermSkin dimostra come sia possibile ampliare l'applicazione dei concetti di geostrutture energetiche anche per gli edifici esistenti, dotandoli nell'area esterna a contatto con la terra di uno scambiatore di calore geotermico modulare che non si sviluppa oltre il profilo verticale della parete e che si suddivide in moduli pratici per il suo esercizio e per la sua manutenzione.

In questo studio, le prove effettuate a seguito della costruzione del prototipo sono state utilizzate come punto di partenza per valutare le potenzialità di una possibile ottimizzazione della prestazione energetica della pompa di calore tramite l'applicazione di uno strato di PCM tra le serpentine del sistema e il terreno adiacente.

In modalità di riscaldamento, la miscela di acqua e glicole attraversa le sonde geotermiche, sottraendo calore al terreno ed aumentando la sua temperatura, per poi fluire all'evaporatore dove si raffredda cedendo calore al fluido frigorifero, per essere, infine, reimpressa nelle sonde a terreno.

La bontà della scelta della procedura di ottimizzazione delle prestazioni energetiche deriva dalla possibilità di sfruttare l'impianto secondo la sua configurazione passiva, qualora ne vengano rispettati i criteri, e di incrementarne le prestazioni implementando il PCM. Studi dimostrano, infatti, che l'utilizzo dei materiali a cambiamento di fase consente generalmente un ingombro in termini di volume dedicato fino a dieci volte minore rispetto all'accumulo tramite serbatoi d'acqua e un risparmio in termini di riduzione di assorbimento di energia elettrica da parte del compressore che può arrivare fino al 10% [45].

Le analisi condotte in precedenza sullo stesso sistema riportano che, per il test "H1" esaminato, il sistema contro terra presenti valori di flusso termico medio pari a $16,8 \text{ W/m}^2$ in funzionamento invernale [30]. Lo stato termico del terreno coperto dal sistema di monitoraggio e complessivamente interessato dall'analisi è di piccole dimensioni per limitare il rischio di interferenze termiche anche in aree altamente urbanizzate anche se, d'altro canto, questo ne testimonia le piccole fluttuazioni di termiche, che risente molto dell'influenza della temperatura esterna.

I risultati riscontrati con l'implementazione dei PCM suggeriscono un comportamento più simile ad un isolante, per cui le cause potrebbero ricondursi a una ridotta conducibilità caratteristica dei materiali a base paraffinica e alla possibile inerzia termica che deriva dall'aggiunta di pannelli contenitori. Come si evince dalle prove riportate in precedenza, la simulazione in ambiente COMSOL riporta dei cambiamenti di temperatura di circa l'1% in più, passando nelle serpentine a una temperatura fissata di $11,7^\circ\text{C}$ a $12,87^\circ\text{C}$. Supponendo che questo rapporto di miglioramento sia costante nel trasferimento del calore, si può pensare a un riscontro congruo nel risparmio sui consumi.

Le limitazioni di tipo termico dei PCM potrebbero essere ridotte se la conduttività termica degli stessi potesse essere aumentata con successo senza rinunciare a una significativa capacità termica latente. Attualmente sono utilizzate molte tecniche come, ad esempio, il drogaggio di PCM macro-incapsulati con nanoparticelle ad alta conduttività. Inoltre, le possibili applicazioni dei materiali a cambiamento di fase in interventi di retrofit energetico non invasivo ad oggi trovano forte riscontro in ulteriori applicazioni, come l'edilizia, grazie al fatto che, a parità di peso e in un intervallo di temperatura prossimo a quello di fusione, hanno una capacità di accumulo termico fin cento volte superiore ai

materiali tradizionali e modificano sostanzialmente il comportamento dell'edificio in funzione delle condizioni esterne.

Il lavoro fin qui svolto suggerisce che l'apporto termico del suolo è piuttosto limitato in estensione ed entità e che l'energia termica viene conservata a breve distanza dal muro, e potrebbe essere ampliato in futuro da altri progetti atti a verificare l'influenza che i PCM possono avere sul sistema in modalità operative diverse e per periodi di utilizzo prolungati.

BIBLIOGRAFIA

1. Geotermia a bassa entalpia e decarbonizzazione, A.C. Violante e G.Guidi
2. Manuale del termotecnico, Terza Edizione, Hoepli editore, N.Rossi
3. Applied Geothermics L. Eppelbaum, I. Kutasov, A. Pilchin (2014)
4. Turcotte, D. L. & Schubert, G. 2002. Geodynamics, 2nd edition
5. Geothermal Energy Systems: Exploration, Development, and Utilization, E. Huenges (June, 2010)
6. A geothermal heat pump system in Bangkok, Thailand, I. Takashima, K. Yasukawa, Y. Uchida, M. Yoshioka and K. Won-In (November 2011)
7. VDI Richtlinie 4640 (2001)
8. Il racconto della Chimica e della Terra, Zanichelli editore, S.Klein (2018)
9. Phelan, Pignocchino, Scopriamo le scienze della Terra, Zanichelli editore (2018)
10. Taddia, G., Materiale del corso ‘Geothermal Energy’, corso di laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare - Politecnico di Torino, titolare: prof. Taddia G, (a.a. 2021/2022)
11. Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC), CMCC (2017)
12. La situazione energetica nazionale nel 2021, Ministero della transizione ecologica, Dipartimento di energia - Direzione generale infrastrutture e sicurezza (2022)
13. European policies on climate and energy towards 2020, 2030 and 2050, Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies Directorate-General for Internal Policies, Amanatidis G
14. Piano Energetico Regionale 2011-2013 Risorse Geotermiche, regione Emilia-Romagna
15. Geotermia in Italia. Aspetti geologici, tecnologici ed ambientali. GEOLOGIA DELL'AMBIENTE, 2, 25-32, Viti, M. (2021)
16. Energia geotermica o geoscambio? M. Cultrera, Transmark Renewables – NL
17. Open-loop direct surface water cooling and surface water heat pump systems, M. S. Mitchell & J. D. Spitler –A review (2013)
18. Tecnologia e potenzialità dei sistemi geotermici a bassa entalpia - Geoingegneria Ambientale e Mineraria, Anno L, n. 1,13-22, Casasso A. e Sethi R (aprile 2013)
19. Scheda tecnica sulle sonde geotermiche (M.Menichetti – Università di Urbino)
20. Geotermia – Applicazioni impiantistiche, L. Micheletti
21. Geotermia a bassa entalpia, esperienze a confronto. Dall’individuazione delle aree alla scelta delle soluzioni impiantistiche per gli usi diretti. G. Bitetti (20 dicembre 2016)
22. Application of energy tunnels to an urban environment, Geothermics, Volume 61, May 2016, M. Barla, A. Di Donna, A. Perino (2016)
23. Impianti a pompe di calore geotermiche, Caleffi (giugno 2020)
24. Energy tunnels: concept and design aspects M. Barla, A. Di Donna (2018)

25. Gli impianti a pompa di calore aria-acqua, Caleffi (2021)
26. 2021 EGEC Geothermal Market Report (2021)
27. European Geothermal Energy Council (2022)
28. Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review, World Geothermal Congress 2020
29. Eight point plan to REpowerEU with Geothermal, EGEC (2022)
30. Development and testing of a novel geothermal wall system Matteo Baralis, Marco Barla (2021)
31. GeothermSkin, Prototipo di parete energetica (Febbraio 2023)
32. Manuale di funzionamento e gestione Regione Piemonte Lotto 3 Progetto Definitivo Elaborati Generali Relazione Geologica e Idrogeologica (2008)
33. Progetto definitivo elaborato DS1 Assetto geologico e geomorfologico della provincia di Torino, Variante al PTC1 ai sensi dell'art. 10 della legge regionale n. 56/77 e s.m.i., secondo le procedure di cui all'art. 7 Adottata dal Consiglio della Provincia di Torino con deliberazione n. 26817 del 20/07/2010 Approvata dal Consiglio della Regione Piemonte con deliberazione n. 121-29759 del 21/07/2011 e pubblicato sul BUR n. 32 del 11/08/2011
34. Flow Module User's Guide © 1998–2017 COMSOL (Version: COMSOL 5.3)
35. Heat Transfer Module User's Guide © 1998–2017 COMSOL (Version: COMSOL 5.3)
36. ENEA Selezione della tecnica di microincapsulamento del PCM e di opportuni additivi da utilizzare per incrementare le performance di accumulo termico di un serbatoio ad acqua e PCM per l'accumulo del freddo Martina Caliano, Luigi Mongibello
37. Smart Technologies for Green and Sustainable Future (STGSF-2017) Technological Evaluation Of Enhancing Thermal Energy Storage in Buildings Using PCM, Pushpendra Kumar Singh Rathore (December 2017)
38. A. Jamekhorshid, S.M. Sadrameli, M. Farid. A review of microencapsulation methods of phase change materials (PCMs) as a thermal energy storage (TES) medium. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 31 (2014)
39. RUBITHERM® RT10HC Technical data sheet
40. RUBITHERM® RT11HC Technical data sheet
41. RUBITHERM® RT12 Technical data sheet
42. savE® OM08 Technical data sheet
43. A novel model for photovoltaic array performance prediction. *Applied Energy* 84, 1187–1198, Z. Zhou, W., Yang, H., & Fang (2007)
44. Energy assessment of a geothermal heat pump system in a residential context - Cooling season 2022, L.Barotto thesis, Supervisors: Prof. M.Barla, Prof. D. Papurello, Ing. A. Insana
45. Energy and economic savings using geothermal heat pumps in different climates, B. Morrone, G. Coppola, V. Raucci (2014)

SITOGRAFIA

46. www.unienergia.it
47. www.unionegeotermica.it
48. www.geologilazio.it
49. www.viessmannitalia.it
50. www.edutecnica.it
51. industrialheatpumps.nl
52. www.chimica-online.it
53. www.ingenio-web.it
54. www.geotermiaveronese.it
55. www.geoventis.it
56. www.enelgreenpower.com
57. www.gse.it
58. www.energycenter.polito.it
59. www.mattioda.it
60. www.rubitherm.eu