

POLITECNICO DI TORINO

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Civile

Tesi di Laurea Magistrale

**Studio di ottimizzazione dell'impianto idraulico
di una galleria energetica**



Relatore:

Prof. Marco Barla

Candidato:

Giorgia Candito

Correlatori:

Ing. Alessandra Insana

Ing. Riccardo Vesipa

Anno Accademico 2019/2020

*“...Se non impari nulla,
il mondo di poi sarà identico a quello di prima...
Puoi arrivare da qualsiasi parte, nello spazio e nel tempo,
dovunque tu desideri”*

(Il gabbiano Jonathan Livingston, R. Bach)

*Ai miei nonni,
angeli custodi del mio percorso,
stelle che hanno illuminato i miei passi
verso il raggiungimento di questo traguardo.*

Sommario

Il calore presente all'interno della Terra rappresenta una fonte di energia rinnovabile e pulita che può essere sfruttata per mezzo di geostrutture energetiche. Tali strutture hanno un duplice ruolo: da un lato, assolvono al tradizionale compito strutturale e di supporto per cui sono realizzate, dall'altro, possono essere integrate nei tradizionali impianti termotecnici di edifici come scambiatori di calore. L'enorme inerzia termica di tali strutture e del terreno circostante permette infatti di scambiare rilevanti potenze termiche e di aumentare l'efficienza di impianti di condizionamento a pompa di calore.

Nelle geostrutture energetiche, lo scambio termico è garantito grazie all'inserimento di tubi in polietilene reticolato all'interno degli elementi strutturali a contatto con il terreno, in cui scorre un fluido termovettore che ha il compito di estrarre e di cedere calore rispettivamente durante il funzionamento invernale ed estivo. Tali tubi di scambio termico sono disposti in modo tale da formare delle serpentine, all'interno delle quali la circolazione del fluido avviene per mezzo del circuito primario che ha il compito di collegare tutte le serpentine con la pompa di calore.

Le geostrutture energetiche possono avere estensioni spaziali di centinaia di metri e convogliare portate di fluido termovettore di decine di litri al secondo. Ne consegue che il costo (energetico e impiantistico) per la movimentazione del fluido termovettore può essere rilevante.

Lo scopo del presente lavoro è quindi quello di realizzare un modello idraulico di una tipologia di geostruttura (le gallerie energetiche) e studiare in modo sistematico il comportamento

(idraulico ed economico) del circuito primario, in modo tale da individuarne la configurazione e il dimensionamento ottimale.

Le analisi condotte hanno mostrato come la configurazione economicamente più vantaggiosa sia ottenuta equilibrando il costo di posa del circuito primario (che cresce al crescere delle sezioni dei condotti) e i costi di pompaggio (che invece si riducono all'aumentare delle sezioni). Tale equilibrio è fortemente influenzato da fattori economici (p.es., il prezzo di posa dei condotti e il costo dell'energia), termici (p.es., il tasso di utilizzo dello scambiatore geotermico) ed impiantistici (p.es., la lunghezza delle serpentine e le conseguenti variazioni di temperatura del fluido termovettore). Infine, è stato preso in considerazione il caso reale della Linea 2 della Metropolitana di Torino, attualmente in corso di progettazione, per studiarne le configurazioni impiantistiche ottimali in corrispondenza di una porzione del suo percorso.

Abstract

Geothermal energy represents a renewable and clean source of energy, which can be exploited by energy geostructures. These geostructures have a dual role: on the one hand, they provide the traditional structural support, on the other hand, they provide an energy contribution to the buildings' climatizations heat exchangers. The enormous thermal inertia of these structures and of their surrounding soil, allows to exchange significant thermal powers and to increase the efficiency of heat pump air conditioning systems.

In the energy geostructures, the thermal activation is achieved by installing a circuit of absorber pipes with a meandering fashion into their concrete members, in which a circulating fluid extracts or injects heat from or into the surrounding ground. This pipes' circuit is called primary circuit and provides heat to a secondary circuit, which is the one of the users. The connection among the two circuits can occur through a heat pump.

These structures could be extended hundreds of meters and convey heat transfer fluid flow rates of tens of litres per second. It follows that the amount of money (energy and plant engineering) for circulating the heat transfer fluid can be significant.

The aim of this thesis is creating a hydraulic model of a kind of geostructure (energy tunnels) and studying the hydraulic and economic behavior of the primary circuit of it, in order to identify its optimal configuration and dimension.

The analyses carried out have shown that the most economically advantageous configuration is obtained by balancing the cost of laying the primary circuit (which grows as the pipes' sections

increase) and the pumping costs (which decrease as the sections increase). This balance is strongly influenced by economic factors (e.g., the price of laying the pipes and the energy's cost), thermal comfort (e.g., the use rate of the geothermal exchanger) and plant engineering factors (e.g., the absorber pipes' length and the consequent variations in the heat transfer fluid's temperature). Finally, several optimal plant configurations have been studied by applying the model to the real case of Line 2 of the Turin Metro. In particular it has been taken into account a portion between two stations. At the current time, the Line 2 of the Turin Metro is at the design stage.

Ringraziamenti

Questo lavoro di tesi rappresenta la fine di un importante percorso universitario iniziato 5 anni fa, un percorso che mi ha fatta crescere non solo dal punto di vista professionale ma soprattutto personale.

Ho imparato a non fermarmi davanti alle difficoltà ma di insistere e resistere per superarle perché poi una volta raggiunto l'obiettivo la soddisfazione ripaga tutti sacrifici fatti.

Ho imparato che a rendere un luogo speciale non le cose ma le persone, infatti voglio ringraziare tutti gli amici che in questi anni mi hanno fatto sentire a casa.

Colgo l'occasione per ringraziare il *prof. Marco Barla* per la fiducia accordatami accettando il ruolo di Relatore, per la disponibilità e la professionalità. Ringrazio anche i correlatori, *Ing. Alessandra Insana* per i consigli e gli strumenti fornitimi per la stesura dell'elaborato finale, e *l'Ing. Riccardo Vesipa* per aver messo a disposizione la sua esperienza e competenza nel campo dell'Ingegneria Idraulica trasmettendomi le nozioni utili per lo studio di ottimizzazione dell'impianto idraulico di una galleria energetica.

Un particolare ringraziamento va ai *miei genitori* e a *mia sorella* che hanno sempre creduto in me e hanno permesso l'inizio di questo percorso di formazione, sostenendomi sia moralmente che economicamente. Il loro aiuto è stato fondamentale soprattutto nei momenti più difficili e di sconforto durante i quali mi hanno incoraggiata e mi sono stati vicini, nonostante 1500 km di distanza.

Grazie alla mia migliore amica, nonché sorella acquisita, *Giorgia*, con la quale ho condiviso ogni singolo momento, compreso il trasferimento in una nuova città per affrontare una nuova sfida. In questi 5 anni di convivenza e studio comune ci siamo supportate e sopportate, anche se con qualche litigio dimenticato attraverso infiniti momenti di allegria.

Questo percorso universitario mi ha permesso di conoscere delle persone davvero speciali, tra queste Sara e Alberto.

Sara, con la quale ho condiviso i momenti di ansia per ogni esame intervallati da momenti resi più dolci con le sue magnifiche doti culinarie. La ringrazio per la sua costante presenza e per avermi insegnato che l'essere caratterialmente diversi è un arricchimento per la nostra amicizia.

Grazie ad *Alberto* una persona sincera e pura che durante questi anni è riuscita a dimostrarmi il suo affetto in modo silenzioso. È entrato a far parte della mia quotidianità insegnandomi che non serve a nulla agitarsi davanti alle difficoltà e che c'è sempre una soluzione per superarle.

Grazie a *Ciccio*, compagno di studi matti e disperati nonché amico, senza il quale questo percorso universitario sarebbe stato più triste. Con la sua risata travolgente ha permesso di rendere colorate le giornate più cupe.

Infine, ringrazio gli amici "lontani" che sono riusciti a starmi "vicini" con una chiamata o un messaggio, dimostrandomi che la distanza non sempre rovina le relazioni ma possiamo trasformarla in un punto di forza.

Indice

SOMMARIO	I
ABSTRACT	III
RINGRAZIAMENTI	V
1 INTRODUZIONE	1
1.1 Obiettivi	1
1.2 Struttura della tesi	2
2 GEOTERMIA SUPERFICIALE	5
2.1 Geotermia	5
2.1.1 <i>Le pompe di calore geotermiche</i>	9
2.2 Geostrutture energetiche	17
2.2.1 <i>Generalità</i>	17
2.2.2 <i>Tipologie e casi studio</i>	19
2.3 Gallerie energetiche	24
2.3.1 <i>Generalità e stato dell'arte</i>	24
3 IMPIANTO IDRAULICO DI UNA GALLERIA ENERGETICA	33
3.1 Generalità	33
3.2 Stato dell'arte	38
3.3 Caratteristiche principali di un impianto idraulico	40
4 MODELLAZIONE DELL'IMPIANTO IDRAULICO	49
4.1 Introduzione al software EPANET-MATLAB Toolkit	49
4.2 Descrizione del modello di impianto idraulico	55
4.2.1 <i>Caratteristiche delle tubazioni di scambio termico</i>	60
4.2.2 <i>Caratteristiche delle tubazioni principali</i>	64
4.3 Risultati della modellazione	71
4.3.1 <i>Perdita di carico</i>	71
4.3.2 <i>Potenza idraulica</i>	76

5	ANALISI DEI COSTI IDRAULICI.....	83
5.1	Costo di pompaggio.....	84
5.2	Costo degli elementi costituenti l'impianto idraulico	88
5.3	Costo giornaliero idraulico globale	98
5.4	Stima del minimo costo giornaliero idraulico.....	103
5.4.1	Funzionamento 365 giorni per 24 ore.....	104
5.4.2	Funzionamento 180 giorni per 12 ore.....	108
5.4.3	Funzionamento 180 giorni per 24 ore.....	113
5.5	Considerazioni finali	118
6	APPLICAZIONE AD UNA PORZIONE DELLA LINEA 2 DELLA METROPOLITANA DI TORINO	119
6.1	Descrizione della Linea 2 della Metropolitana di Torino	120
6.2	Stima del potenziale geotermico	121
6.2.1	Condizioni più favorevoli	124
6.2.2	Condizioni meno favorevoli.....	131
6.3	Confronto tra il costo giornaliero idraulico e l'energia termica estratta.....	137
6.3.1	Funzionamento 365 giorni per 24 ore.....	138
6.3.2	Funzionamento 180 giorni per 12 ore.....	142
6.3.3	Funzionamento 180 giorni per 24 ore.....	144
6.3.4	Confronto tra i ricavi e i costi.....	146
6.4	Individuazione della configurazione impiantistica ottimale	150
6.4.1	Configurazione impiantistica A.....	154
6.4.2	Configurazione impiantistica B.....	160
6.4.3	Configurazione impiantistica C.....	164
6.5	Considerazioni finali	168
7	CONCLUSIONI.....	169
	BIBLIOGRAFIA.....	175
	ALLEGATI.....	178
	A. Elenco delle funzioni della libreria EPANET.....	178

B. Pompa di circolazione Serie e-NSC: caratteristiche di funzionamento a 50 Hz, 4poli.....179

C. Dimensioni delle tubazioni di mandata e di ritorno delle configurazioni impiantistiche individuate per la Linea 2 della Metropolitana di Torino182

Elenco delle figure

Figura 2.1 Distribuzione della temperatura con la profondità durante quattro mesi dell'anno (Baietto et al., 2010).....	8
Figura 2.2 Schema di base del sistema geotermico con pompa di calore (Self et al., 2013).....	9
Figura 2.3 Schema di funzionamento di una pompa di calore in modalità di riscaldamento e di raffreddamento	11
Figura 2.4 Schema delle principali tipologie di sistemi GSHP (Baietto et al., 2010).....	12
Figura 2.5 Collettore orizzontale a serpentine	13
Figura 2.6 Collettore a fosso con tre anelli	14
Figura 2.7 Fossi ad anelli chiusi (a sinistra) e fossi ad anelli aperti (a destra)	14
Figura 2.8 Sistema geotermico a circuito chiuso verticale	15
Figura 2.9 Terminal Dock Midfield dell'aeroporto di Zurigo con fondazioni costituite da pali energetici.....	20
Figura 2.10 Tubazioni di scambio termico fissate alla gabbia di armatura di un palo di fondazione (Brandl, 2006)	20
Figura 2.11 Inserimento delle tubazioni di assorbimento in un palo montato tramite una tubazione di sostegno in acciaio (Brandl, 2006)	22
Figura 2.12 Tubazioni di assorbimento collegate alla gabbia di armatura di un diaframma (Brandl, 2006).....	23
Figura 2.13 Torre Uniqa fondata su pareti a diaframma energetici (Adam and Markiewicz, 2009)	23
Figura 2.14 Esempio schematico dell'attivazione termica del rivestimento di una galleria e la sua connessione tramite una pompa di calore all'edificio sovrastante (Barla and Di Donna, 2018)	24
Figura 2.15 Rappresentazione di una galleria fredda (a sinistra) e di una galleria calda (a sinistra) (Nicholson et al., 2013).....	26
Figura 2.16 Geotessile energetico posto presso il lotto LT22 della galleria di Lainzer (Adam and Markiewicz, 2009)	26
Figura 2.17 Dettaglio di quattro anelli di rivestimento con i tubi di assorbimento (Adam and Markiewicz, 2009)	27

Figura 2.18 Tubi di assorbimento della galleria di Fasanenhof (Schneider and Moormann, 2010)	27
Figura 2.19 Tipico rivestimento di una galleria costituito da conci di scambio termico Energietübbing (Franzius and Pralle, 2011)	28
Figura 2.20 Anelli di rivestimento con diversa disposizione dei tubi di assorbimento (Barla and Di Donna, 2016)	29
Figura 2.21 Possibili configurazioni del concio energetico ENERTUN: a) Ground&Air, b) Ground, c) Air configuration (Barla and Di Donna, 2016)	30
Figura 2.22 Esempio di progettazione di un concio con tubazioni di scambio termico in una configurazione Ground&Air (Barla et al., 2019b)	31
Figura 3.1 Tubi di scambio termico collegati alla gabbia di armatura di un concio energetico (Barla et al., 2019b)	33
Figura 3.2 Fase di preparazione dei conci energetici: (a) stampo con armatura, (b) getto del calcestruzzo, (c) estrazione dallo stampo, (d) prova di circolazione (Barla et al., 2019b)	34
Figura 3.3 Rappresentazione schematica del rivestimento di una galleria allestito come scambiatore di calore con il terreno (Barla and Di Donna, 2018)	35
Figura 3.4 Rivestimento della galleria con connessione tra i tubi di scambio termico dei conci (Franzius and Pralle, 2011)	36
Figura 3.5 Ciclo di una pompa di calore che collega il circuito primario (galleria) con il circuito secondario (abitazione) (Moormann et al., 2016)	36
Figura 3.6 Rappresentazione schematica dei collegamenti delle tubazioni con configurazione a ritorno inverso- progetto Crossrail (Nicholson et al., 2014)	39
Figura 3.7 Blocco energetico nella galleria di Fasanenhof: tubi di assorbimento tra rivestimento interno ed esterno e collegamento alle tubazioni principali (Schneider and Moormann, 2010)	40
Figura 3.8 Tratto di un tubo all'interno del quale scorre un fluido (Munson et al., 2009)	42
Figura 3.9 Diagramma di Moody (Munson et al., 2009)	45
Figura 3.10 Rappresentazione di un impianto a due tubi a ritorno semplice	47
Figura 3.11 Rappresentazione di un impianto a tre tubi a ritorno inverso	47
Figura 4.1 Coefficienti di scabrezza per diverse formule che esprimono la perdita di carico (Rossman, 2000)	53

Figura 4.2 Coefficiente di perdita di carico localizzata in funzione dei raccordi (Rossman, 2000)	54
Figura 4.3 Esempio di impianto idraulico con 9 anelli collegati in parallelo alle tubazioni principali (mandata e ritorno)	57
Figura 4.4 Modello di un impianto idraulico con 9 anelli collegati in parallelo alle tubazioni principali	58
Figura 4.5 Rappresentazione schematica di un concio in cui è immersa la tubazione di scambio termico	60
Figura 4.6 Perdita di carico localizzata per una curva di raggio lungo	63
Figura 4.7 Perdita di carico localizzata per raccordo a "T"	63
Figura 4.8 Rappresentazione schematica del modello idraulico di input	65
Figura 4.9 Perdita di carico localizzata per un allargamento della sezione	68
Figura 4.10 Valori tabellati del coefficiente di perdita di carico localizzata per un restringimento della sezione	69
Figura 4.11 Perdita di carico localizzata per un restringimento della sezione	69
Figura 4.12 Perdita di carico per ogni configurazione (diametri teorici)	73
Figura 4.13 Perdita di carico per ogni configurazione (diametri commerciali)	74
Figura 4.14 Potenza idraulica per ogni configurazione	78
Figura 4.15 Portata complessiva entrante nel sistema idraulico al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione	80
Figura 5.1 Costo giornaliero di pompaggio per ogni configurazione (Funzionamento 24h)	86
Figura 5.2 Costo giornaliero di pompaggio per ogni configurazione (Funzionamento 12h)	87
Figura 5.3 Costo di posa delle tubazioni principali per ogni configurazione	90
Figura 5.4 Costo degli anelli energetici al variare della lunghezza della galleria	92
Figura 5.5 Costo dei raccordi al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione	93
Figura 5.6 Costo degli elementi dell'impianto idraulico per ogni configurazione	94
Figura 5.7 Costo giornaliero degli elementi dell'impianto idraulico per ogni configurazione (Funzionamento per 365gg)	96
Figura 5.8 Costo giornaliero degli elementi dell'impianto idraulico per ogni configurazione (Funzionamento per 180 gg)	97

Figura 5.9 Costo giornaliero idraulico globale per ogni configurazione (Funzionamento di 365 gg per 24h).....	99
Figura 5.10 Costo giornaliero idraulico globale per ogni configurazione (Funzionamento di 180 gg per 12h).....	101
Figura 5.11 Costo giornaliero idraulico globale per ogni configurazione (Funzionamento di 180 gg per 24h).....	103
Figura 5.12 Minimo costo idraulico al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione	105
Figura 5.13 Andamento della velocità ottimale al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h).....	106
Figura 5.14 Andamento del diametro massimo ottimale al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h)	108
Figura 5.15 Minimo costo idraulico al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione	109
Figura 5.16 Andamento della velocità ottimale corrispondente al minimo costo al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h)	111
Figura 5.17 Andamento del diametro massimo ottimale corrispondente al minimo costo al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h).....	112
Figura 5.18 Minimo costo idraulico al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione	114
Figura 5.19 Andamento della velocità ottimale corrispondente al minimo costo al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h)	116
Figura 5.20 Andamento del diametro massimo ottimale corrispondente al minimo costo al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h).....	117
Figura 6.1 Planimetria con indicazione del tracciato della ML2.....	120
Figura 6.2 Esempio di discretizzazione della Linea 2 della Mmetropolitana di Torino in sezioni omogenee (Barla et al., 2019a)	122
Figura 6.3 Unità geologica AFR del modello più favorevole	123
Figura 6.4 Unità geologica AFR/FAA del modello meno favorevole	123

Figura 6.5 Andamento della temperatura in uscita del fluido e della differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole)	126
Figura 6.6 Andamento della potenza termica estratta al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole).....	127
Figura 6.7 Andamento della potenza termica estratta per unità di lunghezza della galleria al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole).....	129
Figura 6.8 Andamento della potenza termica estratta al variare della lunghezza della galleria analizzata per ogni configurazione (Modello più favorevole)	130
Figura 6.9 Andamento dell'energia termica estratta al variare della lunghezza della galleria analizzata per ogni configurazione (Modello più favorevole)	131
Figura 6.10 Andamento della temperatura in uscita del fluido e della differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)	133
Figura 6.11 Andamento della potenza termica estratta al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole).....	134
Figura 6.12 Andamento della potenza termica estratta per unità di lunghezza della galleria al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole).....	135
Figura 6.13 Andamento della potenza termica estratta al variare della lunghezza della galleria analizzata per ogni configurazione (Modello meno favorevole)	136
Figura 6.14 Andamento dell'energia termica estratta al variare della lunghezza della galleria analizzata per ogni configurazione (Modello meno favorevole)	137
Figura 6.15 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h - Condizioni più favorevoli).....	139
Figura 6.16 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h - Condizioni meno favorevoli).....	141
Figura 6.17 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta in funzione della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h – Condizioni più favorevoli).....	142

Figura 6.18 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta in funzione della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h – Condizioni meno favorevoli).....	143
Figura 6.19 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta in funzione della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h – Condizioni più favorevoli)	144
Figura 6.20 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta in funzione della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h – Condizioni meno favorevoli).....	145
Figura 6.21 Rapporto tra ricavi e costi al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h).....	147
Figura 6.22 Rapporto tra ricavi e costi al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h).....	148
Figura 6.23 Rapporto tra ricavi e costi al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h).....	148
Figura 6.24 Schema della porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino in esame ...	152
Figura 6.25 Schema rappresentativo della configurazione impiantistica A (Linea 2 della metropolitana di Torino).....	159
Figura 6.26 Schema rappresentativo della configurazione impiantistica B (Linea 2 della metropolitana di Torino).....	163
Figura 6.27 Schema rappresentativo della configurazione impiantistica C (Linea 2 della metropolitana di Torino).....	167
Figura B.1 Caratteristiche di funzionamento NSCS 50-250/40	179
Figura B.2 Caratteristiche di funzionamento NSCS 80-400/300	180
Figura B.3 Caratteristiche di funzionamento NSCS 80-315/150	181

Elenco delle tabelle

Tabella 4.1 Valori del coefficiente di resistenza (A) e dell'esponente della portata (B) per diverse formule che esprimono la perdita di carico	52
Tabella 4.2 Parametri caratterizzanti il fluido termovettore, a diverse temperature	56
Tabella 4.3 Parametri di input del modello automatico	59
Tabella 4.4 Caratteristiche delle tubazioni di scambio termico immerse nel rivestimento della galleria.....	64
Tabella 4.5 Diametro esterno, spessore e diametro interno delle tubazioni in acciaio (Ecoline, 2019)	67
Tabella 4.6 Caratteristiche della tubazione di mandata	70
Tabella 4.7 Caratteristiche della tubazione di ritorno	70
Tabella 4.8 Portata complessiva entrante nel sistema al variare del numero di anelli collegati in serie e della lunghezza della galleria.....	79
Tabella 4.9 Numero di circuiti presenti nel sistema idraulico in funzione del numero di anelli collegati in serie e della lunghezza della galleria.....	81
Tabella 5.1 Prezzo del diametro nominale al metro (Regione Piemonte, 2019)	89
Tabella 5.2 Minimo costo idraulico al variare del numero di anelli in serie e della lunghezza della galleria (Funzionamento 365 gg per 24 h)	104
Tabella 5.3 Minimo costo idraulico al variare del numero di anelli in serie e della lunghezza della galleria (Funzionamento 180 gg per 12 h)	109
Tabella 5.4 Minimo costo idraulico al variare del numero di anelli in serie e della lunghezza della galleria (Funzionamento 180 gg per 24 h)	113
Tabella 6.1 Temperatura in uscita del fluido in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole),(Rosso, 2020).....	125
Tabella 6.2 Differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido termovettore in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole).....	125
Tabella 6.3 Potenza termica estratta dalla galleria in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole).....	126
Tabella 6.4 Lunghezza della tratta di riferimento al variare del numero di anelli collegati in serie	128

Tabella 6.5 Potenza termica per unità di lunghezza della galleria in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole)	128
Tabella 6.6 Temperatura in uscita del fluido in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole),(Rosso, 2020).....	132
Tabella 6.7 Differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido termovettore in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)	132
Tabella 6.8 Potenza termica estratta dalla galleria in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)	133
Tabella 6.9 Potenza termica per unità di lunghezza di lunghezza in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole).....	135
Tabella 6.10 Minimo costo ed energia termica in corrispondenza di 1 anello e 5 anelli collegati in serie.....	140
Tabella 6.11 Caratteristiche delle tratte dell'area di interesse della Linea 2 della Metropolitana di Torino	150
Tabella 6.12 Energia termica estraibile attraverso la configurazione impiantistica A (Linea 2 della Metropolitana di Torino)	155
Tabella 6.13 Parametri di input per l'analisi idraulica della configurazione impiantistica A (Linea 2 della Metropolitana di Torino)	155
Tabella 6.14 Risultati dell'analisi idraulica della configurazione impiantistica A (Linea 2 della Metropolitana di Torino)	156
Tabella 6.15 Costo giornaliero idraulico della configurazione impiantistica A (Linea 2 della metropolitana di Torino).....	157
Tabella 6.16 Energia termica estraibile attraverso la configurazione impiantistica B (Linea 2 della Metropolitana di Torino)	160
Tabella 6.17 Parametri di input per l'analisi idraulica della configurazione impiantistica B (Linea 2 della Metropolitana di Torino)	160
Tabella 6.18 Risultati dell'analisi idraulica della configurazione impiantistica B (Linea 2 della Metropolitana di Torino)	161
Tabella 6.19 Costo giornaliero idraulico della configurazione impiantistica B (Linea 2 della metropolitana di Torino).....	162
Tabella 6.20 Parametri di input per l'analisi idraulica della configurazione impiantistica C (Linea 2 della Metropolitana di Torino)	164

Tabella 6.21 Risultati dell'analisi idraulica della configurazione impiantistica C (Linea 2 della Metropolitana di Torino).....	164
Tabella 6.22 Costo giornaliero idraulico della configurazione impiantistica C (Linea 2 della metropolitana di Torino).....	165
Tabella 6.23 Confronto tra il costo giornaliero idraulico e l'energia termica delle configurazioni impiantistiche A, B, C (Linea 2 della Metropolitana di Torino).....	168
Tabella A.1 Funzioni della libreria EPANET.....	178
Tabella C.2 Dimensioni della tubazione di mandata e di ritorno della configurazione impiantistica 1A (Linea 2 della Metropolitana di Torino).....	182
Tabella C.3 Dimensioni della tubazione di mandata e di ritorno della configurazione impiantistica 2A (Linea 2 della Metropolitana di Torino).....	183
Tabella C.4 Dimensioni della tubazione di mandata e di ritorno della configurazione impiantistica B (Linea 2 della Metropolitana di Torino).....	184
Tabella C.5 Dimensioni della tubazione di mandata e di ritorno della configurazione impiantistica C (Linea 2 della Metropolitana di Torino).....	185

1 Introduzione

1.1 Obiettivi

Lo scopo del presente lavoro di tesi è di analizzare il funzionamento delle gallerie energetiche dal punto di vista idraulico. Le gallerie energetiche fanno parte delle cosiddette geostrutture energetiche, opere che sono concepite oltre che per garantire una stabilità strutturale, per essere utilizzate come scambiatori di calore. In particolare si analizzano le gallerie energetiche realizzate in ambiente urbano, le quali sfruttano il calore presente all'interno della Terra, la cosiddetta energia geotermica, per poter riscaldare o raffreddare gli edifici in superficie rappresentando così una valida alternativa rispetto ai tradizionali impianti. Lo scambio termico con il terreno è garantito grazie all'inserimento di tubi in polietilene reticolato ad alta densità negli elementi strutturali; all'interno delle tubazioni scorre un fluido la cui circolazione avviene per mezzo del circuito primario. Quest'ultimo, caratterizzato dalle tubazioni di scambio termico e dalle tubazioni principali di mandata e di ritorno, si collega attraverso una pompa di calore al circuito secondario, caratterizzato dalle tubazioni degli edifici da riscaldare e da raffreddare. In tal modo, la pompa di calore geotermica sfrutta l'energia termica estratta dal terreno per innalzare la temperatura del fluido di lavoro fino a quella richiesta dai sistemi di riscaldamento degli edifici, utilizzando il minor apporto di energia.

Il principale obiettivo del lavoro di tesi è di studiare il comportamento idraulico ed economico del circuito primario in modo tale da individuarne la configurazione e il dimensionamento ottimale. Tra i diversi studi sulle gallerie energetiche riportati in letteratura, non emerge nessuno studio riguardo la configurazione del sistema idraulico, ad eccezione del caso della galleria della stazione Crossrail (Londra), documentata da Nicholson et al. (2013), in cui si riporta uno studio limitato ad una determinata configurazione di impianto con ritorno inverso e in cui si collegano cinque anelli in serie. Volendo colmare il vuoto di conoscenza, si è scelto di creare un codice in MATLAB che permettesse di generare in maniera automatica dei file in ingresso rappresentativi di diversi modelli di rete idrica per studiarne il loro comportamento in maniera sistematica. Per la determinazione delle dimensioni degli elementi che costituiscono le diverse reti idriche modellate si fa riferimento al concio energetico ENERTUN, brevettato presso il Politecnico di Torino, e sono state prese in considerazione le caratteristiche della galleria della Linea 2 della Metropolitana di Torino, attualmente in fase di progettazione, allo scopo di studiare diverse configurazioni impiantistiche realizzabili in corrispondenza di una porzione del suo percorso.

In seguito alla generazione dei file in ingresso è stata effettuata l'analisi idraulica tramite il software EPANET-MATLAB Toolkit, i cui risultati sono stati ricavati al variare della lunghezza della galleria da attivare energeticamente e del numero di anelli collegati in serie, parametri che influenzano sia le portate che le estensioni del circuito primario.

1.2 Struttura della tesi

Il presente lavoro di tesi si articola in cinque capitoli. Di seguito sono elencati il contenuto e lo scopo di ciascun capitolo.

Primo capitolo, 'Geotermia superficiale', nel quale sono individuate le diverse tipologie di risorse geotermiche (ad alta, a media e a bassa entalpia) e il modo in cui vengono sfruttate; in particolare, sono descritte le caratteristiche peculiari delle risorse geotermiche superficiali (a bassa entalpia), le quali possono essere sfruttate in maniera diretta ed indiretta. Nel caso di sfruttamento indiretto si utilizzano le pompe di calore geotermiche che sono classificate in funzione della modalità di scambio termico con il terreno, che può avvenire attraverso impianti

a circuito aperto ed impianti a circuito chiuso. In particolare, si descrivono le diverse tipologie di geostrutture energetiche che rappresentano degli impianti a circuito chiuso e infine, si descrivono con particolare attenzione le gallerie energetiche.

Secondo capitolo, ‘Impianto idraulico di una galleria energetica’, in cui nella prima parte si definiscono gli aspetti relativi alla disposizione delle tubazioni di scambio termico all’interno dei conci prefabbricati di rivestimento e le loro dimensioni caratteristiche. Nella seconda parte, si riportano due casi studio presenti in letteratura nei quali si fa riferimento all’impianto idraulico delle gallerie ed infine, nell’ultima parte del capitolo, sono definiti i parametri da prendere in considerazione nello studio di una rete idraulica e le principali tipologie di impianto.

Terzo capitolo, ‘Modellazione dell’impianto idraulico’, che si compone di tre parti. Nella prima parte del capitolo si definiscono i criteri da utilizzare per la modellazione di una rete idraulica tramite il software EPANET-MATLAB Toolkit, utilizzato per effettuare le analisi idrauliche; nella seconda parte, sono descritte le caratteristiche dei modelli idraulici che sono stati generati in maniera automatica con un approfondimento riguardo alle dimensioni e alla disposizione delle tubazioni di scambio termico e delle tubazioni principali, che costituiscono il circuito primario. Infine, si riportano i risultati della modellazione dell’impianto idraulico, in termini di perdita di carico e di potenza idraulica.

Quarto capitolo, ‘Analisi dei costi idraulici’, nel quale è stata effettuata un’analisi economica delle diverse configurazioni di impianto, prendendo in considerazione i costi di pompaggio e i costi degli elementi del sistema idraulico per la determinazione del costo giornaliero idraulico. In particolare, l’analisi viene eseguita per tre differenti ipotesi di funzionamento del sistema idraulico. Nella parte finale, si ricercano le condizioni per le quali si ottiene il minimo costo giornaliero idraulico, per ogni ipotesi di funzionamento del sistema presa precedentemente in considerazione.

Quinto capitolo, ‘Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino’, nel quale si introduce il metodo da utilizzare per l’individuazione della configurazione impiantistica ottimale. In tale capitolo viene descritta la Linea 2 della Metropolitana di Torino e si fa riferimento ad una porzione del suo percorso compresa tra due stazioni. In particolare

viene stimata l'energia termica a partire dai risultati di analisi numeriche agli elementi finiti effettuate per due modelli rappresentanti due sezioni omogenee della porzione della ML2 in esame, che si trovano rispettivamente in una condizione più favorevole e meno favorevole in termini di caratteristiche termoidrogeologiche.

In seguito, sono stati messi a confronto i minimi costi giornalieri idraulici, ottenuti al capitolo precedente, e la quantità di energia termica estratta per poter individuare la configurazione più efficiente. Infine, sulla base dei risultati ottenuti si individuano diverse configurazioni impiantistiche che potrebbero essere realizzate in corrispondenza di tale porzione facente parte del percorso della Linea 2 della Metropolitana di Torino.

2 Geotermia superficiale

2.1 Geotermia

Il termine geotermia deriva dal greco "gê" e "thermòs" che letteralmente vuole dire il “calore” della “Terra” e tale calore contenuto all’interno della Terra rappresenta una fonte di energia che può essere estratta e sfruttata dall’uomo. Alcune stime affermano che circa il 50-70% dell’energia geotermica proviene dall’energia immagazzinata durante la formazione della Terra e circa il 30-50% dal decadimento naturale degli isotopi radioattivi (Auer et al., 2010).

In particolare, la temperatura del sottosuolo aumenta con un gradiente geotermico medio di 3° ogni 100 m di profondità; in tal modo, si instaura una differenza di temperatura tra le zone più profonde, più calde, e quelle superficiali, più fredde, che dà origine ad un flusso di calore dall’interno verso l’esterno della Terra che tende a stabilire condizioni di uniformità che non sarebbero mai raggiunte (Dickson and Fanelli, 2004).

Dal punto di vista normativo, con la legge n.22 dell’11 febbraio 2010, le risorse geotermiche sono distinte, in funzione della temperatura, in tre diverse tipologie:

- Risorse geotermiche ad alta entalpia, caratterizzate da una temperatura superiore a 150°, sfruttate per la produzione di energia elettrica

È possibile individuare tale tipologia di risorse in aree geografiche interessate da fenomeni vulcanici o tettonici nelle quali l'acqua o i gas riscaldati nel sottosuolo salgono fino in superficie ad alta pressione sotto forma di geysir. In tal modo il flusso di vapore proveniente dal sottosuolo produce una forza molto elevata in grado di far muovere una turbina, la cui energia meccanica viene convertita in energia elettrica attraverso un alternatore.

- Risorse geotermiche a media entalpia, caratterizzate da una temperatura compresa tra 90° e 150°, impiegate sia per la produzione di energia elettrica, sia per il teleriscaldamento.

La produzione di energia elettrica avviene tramite centrali geotermiche a ciclo binario che utilizzano un fluido con una temperatura di ebollizione più bassa rispetto all'acqua.

- Risorse geotermiche a bassa entalpia, caratterizzate da una temperatura inferiore a 90°, impiegate per la produzione di energia termica utile per il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici, in sostituzione dei tradizionali impianti. A causa delle basse temperature, tale tipologia di risorse non risulta adeguata alla produzione di energia elettrica.

Le risorse geotermiche ad alta e media temperatura sono generalmente il risultato di flussi termici prodotti dal nucleo fuso della Terra, motivo per il quale si trovano spesso a grandi profondità. Di conseguenza, il loro impiego non è sempre conveniente dal punto di vista economico, in quanto i costi di perforazione e di estrazione possono diventare elevati a grandi profondità. Diverse da queste due tipologie di risorse sono le risorse geotermiche a bassa temperatura, le quali sono vicine alla temperatura ambiente e sono principalmente riconducibili all'incidenza dell'energia solare sul terreno e sull'ambiente. Esse sono abbondanti ed inoltre, possono essere estratte ed utilizzate nella maggior parte delle località del mondo. L'estrazione di tale energia termica è relativamente semplice poiché le profondità coinvolte sono normalmente piccole (Self et al., 2013).

La geotermia a bassa entalpia, conosciuta anche come geotermia superficiale, è classificata come una fonte di energia rinnovabile in quanto si basa sull'utilizzo del calore presente all'interno della Terra. Rispetto alle altre fonti di energia rinnovabile, come il solare, il vento o la stessa geotermia ad alta entalpia, ha il vantaggio di poter essere sfruttata in qualsiasi sito non

richiedendo l'installazione di impianti decentralizzati rispetto alle zone in cui si ha una maggiore richiesta di energia.

Dal punto di vista ambientale, la geotermia superficiale permette di abbattere l'uso di fonti tradizionali di combustibile fossile (petrolio, gas naturale e carbone), riducendo le emissioni di CO₂ proveniente dall'utilizzo dei tradizionali impianti di riscaldamento e raffreddamento.

In merito all'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile, l'Unione Europea ha adottato il "pacchetto clima-energia" che contiene le misure volte a combattere i cambiamenti climatici e a promuovere l'uso delle energie rinnovabili, che consentirà alla UE, entro il 2020, di ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, di conseguire un risparmio energetico del 10% e di aumentare al 20% la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia.

Tra le misure, oltre alla decisione n.406/2009/CE diretta a ridurre i livelli delle emissioni anche tramite una maggiore efficienza energetica, rientra anche la direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle energie rinnovabili, che fissa obiettivi vincolanti per ciascuno Stato membro, almeno al 20% nel 2020.

Inoltre, secondo le previsioni sullo scenario futuro dell'IEA Energy Technology Perspectives (ETP), la capacità di sfruttamento della geotermia aumenterà oltre 1.000 Wh entro il 2050 e l'uso di pompe di calore aumenterà di 20 volte in più per lo stesso periodo.

In generale, i sistemi geotermici a bassa temperatura utilizzano il sottosuolo come serbatoio termico, dal quale estrarre calore durante la stagione invernale e al quale cederne durante la stagione estiva. Non è possibile fissare una temperatura di riferimento del sottosuolo ad una determinata profondità, essendo questa variabile da luogo a luogo, in funzione delle caratteristiche geologiche, idrogeologiche e geotermiche. Inoltre, il valore della temperatura del sottosuolo nei primi 10 metri è condizionato anche dalle locali condizioni climatiche e dalle oscillazioni di temperatura annuali. In superficie, la temperatura è principalmente determinata dalla radiazione solare, la cui energia prevale nettamente rispetto a quella derivata dal flusso di calore terrestre. In particolare, le variazioni stagionali di temperatura si ripercuotono attraverso i primi 10-15 metri di profondità (Figura 2.1), anche se a circa 4 metri dal piano campagna, risultano considerevolmente attenuate. Per profondità maggiori di 15 metri la temperatura diviene stabile per effetto del flusso di calore geotermico (Baietto et al., 2010).

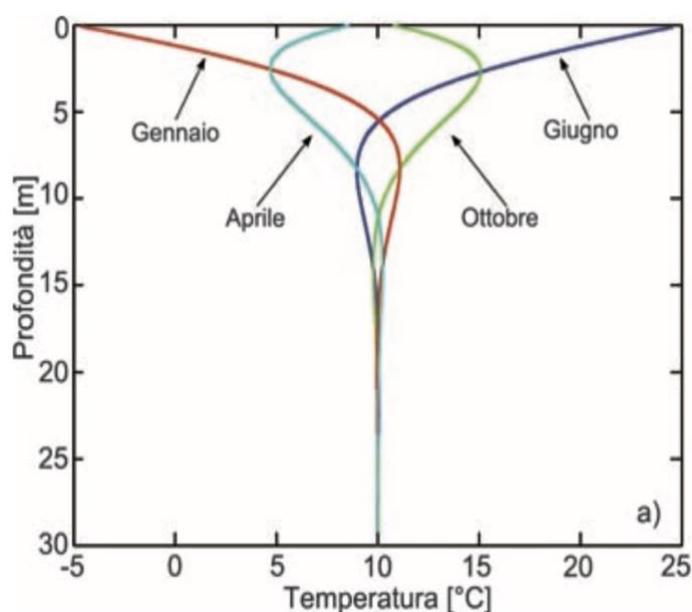


Figura 2.1 Distribuzione della temperatura con la profondità durante quattro mesi dell'anno (Baietto et al., 2010)

Lo sfruttamento dei sistemi geotermici a bassa temperatura può avvenire in due modalità di utilizzo (Dickson and Fanelli, 2004):

- **Utilizzi diretti:** sono meno comuni degli usi indiretti, solitamente consistono nello sfruttamento del calore del terreno per preriscaldare o preraffreddare l'acqua di riscaldamento o refrigeramento a seconda che sia rispettivamente inverno o estate. L'acqua viene prelevata all'esterno e incanalata all'interno di condotti interrati a bassa profondità dove, al variare della stagione, si riscalda o si raffresca prima di essere utilizzata. Tale tipologia di sfruttamento trova applicazione soprattutto per lo scioglimento di neve e ghiaccio lungo strade e ferrovie.
- **Utilizzi indiretti:** con l'ausilio delle pompe di calore che estraggono l'energia termica a bassa temperatura e ne aumentano la temperatura a quella necessaria per l'uso pratico. In inverno, la pompa di calore riesce ad aumentare la temperatura del fluido utilizzato dai 10°/15° C del terreno fino ai 35°/40° utili per riscaldare gli edifici. Nel caso di pompe di calore reversibili esse possono essere anche utilizzate in estate per un impianto di condizionamento.

2.1.1 Le pompe di calore geotermiche

La pompa di calore geotermica (GSHP, Ground Source Heat Pump o GHP Geothermal Heat Pump) è una macchina termica, che basandosi sugli stessi principi di funzionamento di una macchina frigorifera, è in grado di trasferire calore da una sorgente a temperatura più bassa ad una a temperatura più alta. Durante il riscaldamento, la fonte di calore è il sottosuolo all'esterno dell'edificio, mentre per il raffreddamento la fonte è l'edificio stesso.

Tutti gli apparecchi refrigeranti (condizionatori d'aria, frigoriferi, freezers) estraggono calore da uno spazio (per mantenerlo freddo) e lo scaricano in un altro spazio più caldo. L'unica differenza tra una pompa di calore e un'unità refrigerante sta nell'effetto desiderato, il raffreddamento per l'unità refrigerante, ed il riscaldamento per la pompa di calore. Molte pompe di calore sono reversibili ed il loro funzionamento può essere invertito, potendo operare alternativamente come unità riscaldanti o raffreddanti.

In generale, la pompa di calore è costituita da un circuito chiuso, percorso da uno speciale fluido refrigerante che, a seconda delle condizioni di temperatura e di pressione in cui si trova, assume lo stato liquido o di vapore.

I componenti principali all'interno di questo circuito chiuso sono cinque, ovvero due *scambiatori di calore* (in un mezzo freddo e caldo), una *valvola di espansione*, un *compressore* e una *valvola di inversione*, come mostrato in Figura 2.2.

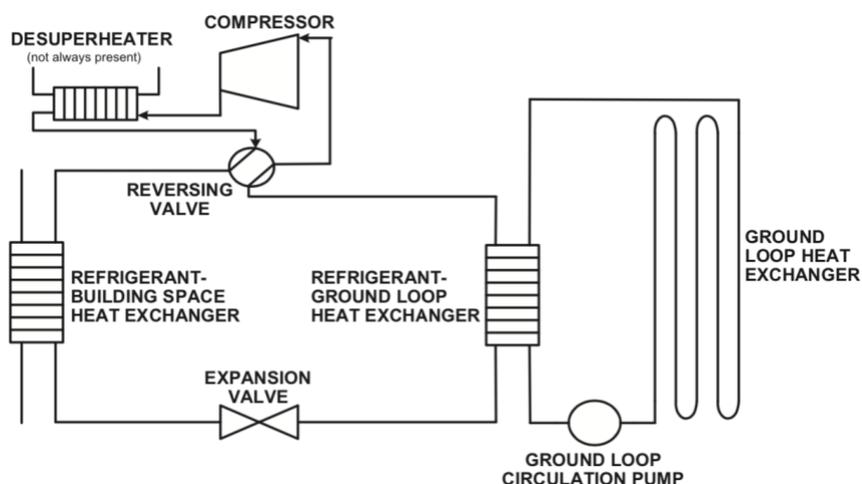


Figura 2.2 Schema di base del sistema geotermico con pompa di calore (Self et al., 2013)

Quando una pompa di calore geotermica viene utilizzata per il riscaldamento, funziona come segue (Soltani et al., 2019):

- L'*evaporatore* estrae energia termica dal terreno.
- Il fluido refrigerante freddo, in una fase principalmente liquida, entra nell'*evaporatore*. L'energia termica estratta dalla connessione con il terreno viene trasferita al refrigerante freddo, che evapora diventando un vapore a bassa pressione.
- Il *compressore* riceve il refrigerante sotto forma di vapore e, di conseguenza ne aumenta la sua pressione e temperatura, tramite l'utilizzo di energia elettrica; nello specifico, quando il vapore esce dal compressore la sua temperatura è superiore alla temperatura dell'aria ambiente.
- Dopo aver lasciato il compressore, il vapore ad alta temperatura entra nel *condensatore*. A causa della sua temperatura più elevata rispetto a quella nell'ambiente dell'edificio, il calore viene trasferito dal condensatore all'edificio. In seguito a questo trasferimento di calore, il refrigerante caldo si condensa in un liquido ad alta temperatura e ad alta pressione.
- Il liquido ad alta temperatura attraversa una *valvola di espansione* che provoca una riduzione della pressione e della temperatura. Il refrigerante freddo entra nell'*evaporatore* per riavviare il ciclo.

Durante il periodo di raffreddamento, la direzione di flusso del fluido si inverte e, di conseguenza la direzione del trasferimento di calore. Ciò significa che il calore viene estratto dallo spazio condizionato e viene respinto nel terreno.

In Figura 2.3, è possibile osservare lo schema di funzionamento di una pompa di calore, in alto lo schema di funzionamento in modalità di riscaldamento e in basso lo schema per la modalità di raffreddamento.

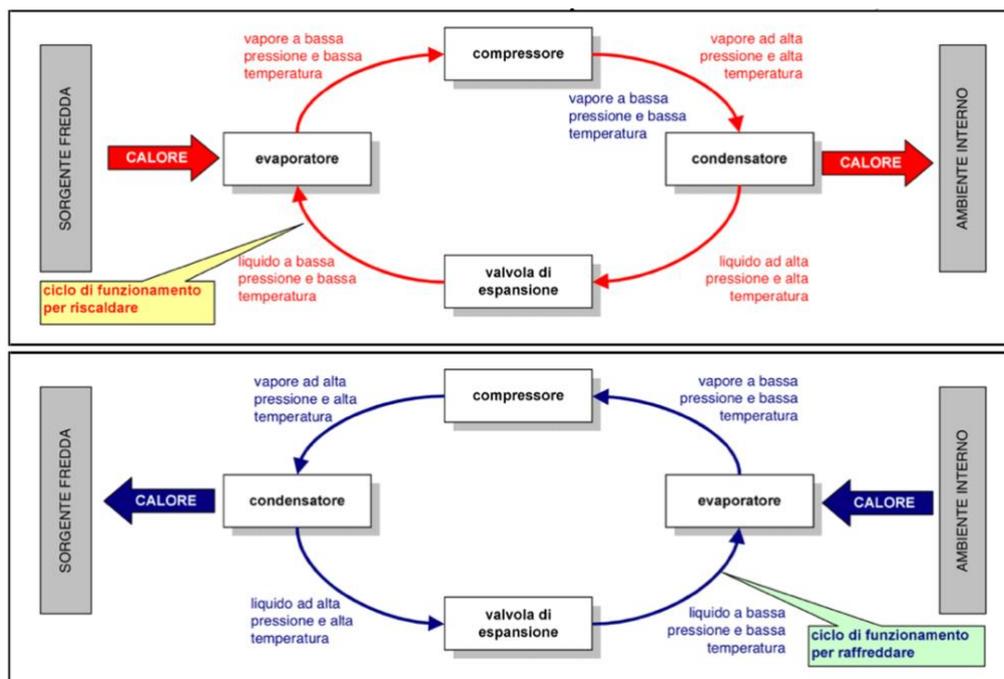


Figura 2.3 Schema di funzionamento di una pompa di calore in modalità di riscaldamento e di raffreddamento

L'ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers), ente americano dei sistemi di climatizzazione, distingue le pompe di calore, in funzione della tipologia di fluido termovettore, in tre principali categorie (Baietto et al., 2010):

- Ground-Coupled Heat Pumps (GCHPs), sono pompe di calore in cui il fluido termovettore scorre in un circuito chiuso a contatto con il terreno;
- Ground-Water Heat Pumps (GWHPs), sono pompe di calore in cui il fluido termovettore è costituito da acqua di falda che viene catturata e rilasciata una volta terminato il ciclo di scambio termico;
- Surface-Water Heat Pumps (SWHPs), sono pompe di calore in cui il fluido termovettore è costituito da acqua di superficie che, anche in questo caso, viene catturata e rilasciata una volta terminato il ciclo di scambio termico.

Il principale vantaggio della GWHP rispetto alla GCHP è rappresentato dal minor costo della "sorgente fredda" dovuto allo scavo di due soli pozzi. Problemi di natura normativa possono, però, sorgere riguardo alla possibilità di iniettare nuovamente nel sottosuolo quantità d'acqua a temperatura maggiore oppure a prelevare quantità considerevoli di acqua variando l'equilibrio

della falda. Vi è, talvolta, anche un eccessivo dispendio di energia per l'estrazione dell'acqua se la localizzazione del pozzo è distante dall'applicazione.

Esiste un'ulteriore classificazione delle pompe di calore geotermiche che, in funzione della modalità di scambio di calore con il sottosuolo, possono essere distinte in:

- Impianti a circuito aperto, corrispondenti ai GWHP, nei quali viene prelevata acqua di falda o presente in superficie per effettuare lo scambio termico.
- Impianti a circuito chiuso, corrispondenti ai GCHP, dove la pompa di calore effettua lo scambio termico con il terreno indirettamente, per mezzo di un circuito idraulico nel quale scorre un fluido termovettore; i principali sistemi a circuito chiuso sono costituiti da **sonde verticali, collettori orizzontali e geostrutture energetiche**.

In Figura 2.4 , si individua lo schema delle principali tipologie di sistemi GHSP.

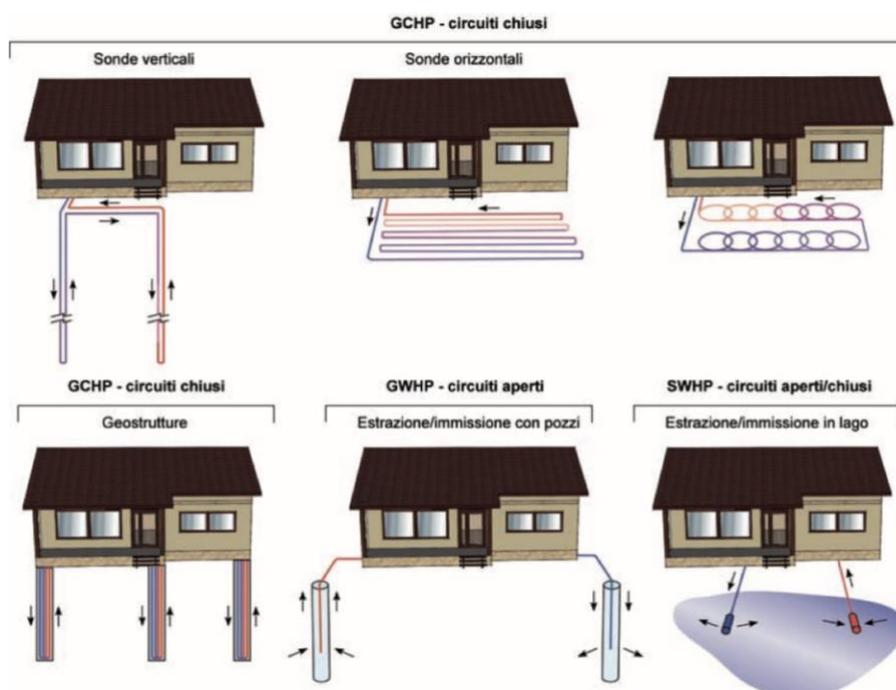


Figura 2.4 Schema delle principali tipologie di sistemi GSHP (Baietto et al., 2010)

Gli impianti a pompa di calore con **collettori orizzontali** interrati utilizzano il calore che si trova accumulato negli strati più superficiali della terra, che deriva soprattutto dal sole e dalle

piogge. Infatti, fino ad una profondità di 5 metri, l'energia geotermica non dà contributo significativo. Questi collettori possono essere realizzati con tubi in polietilene posti in opera ad una bassa profondità, variabile tra 0,8 e 2,0 m, in cui vi è una maggiore interazione tra il terreno e l'ambiente circostante, che si traduce in variazioni giornaliere e annuali della temperatura del terreno; ciò influisce sul trasferimento di calore e sulle prestazioni del sistema. Altri fattori che influenzano le caratteristiche del trasferimento di calore includono pioggia, neve, crescita della vegetazione e ombra. Pertanto, tali sistemi richiedono una miscela di acqua e antigelo per proteggerle dal gelo durante l'inverno nei climi freddi.

Le configurazioni più comuni sono le seguenti:

- a serpentini: i quali sono normalmente posti a profondità variabile da 0,8 a 1,2 m e richiedono ampie superfici da lasciare a prato, equivalenti a circa due o tre volte la superficie da riscaldare (Figura 2.5).

Inoltre, per non raffreddare troppo il terreno, i serpentine vanno realizzati con ampi interassi da 40 a 50 cm; con singoli serpentine, le lunghezze non devono superare i 100 metri per evitare perdite di carico troppo elevate e quindi per non ridurre troppo la resa globale dell'impianto.

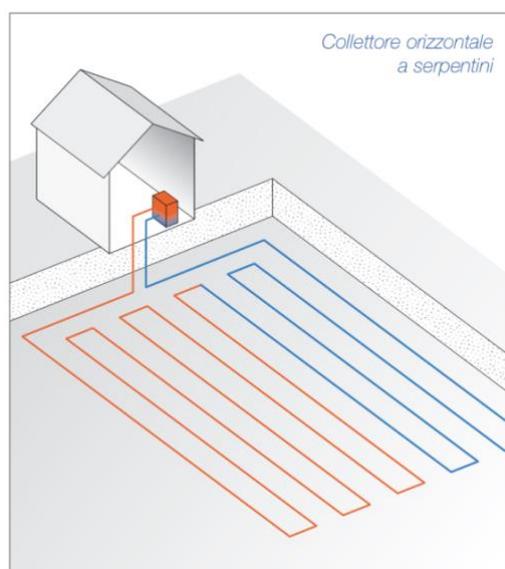


Figura 2.5 Collettore orizzontale a serpentine

- **ad anelli**: sono posti su più piani e a profondità variabili da 0,6 a 2,0 m, e rispetto ai collettori con serpentine, occupano minore superficie di terreno e richiedono minor movimenti di terra (Figura 2.6). Gli anelli possono essere aperti o chiusi, mentre i fossi possono svilupparsi con geometrie molto varie, in relazione al tipo e all'estensione del terreno disponibile (Figura 2.7).

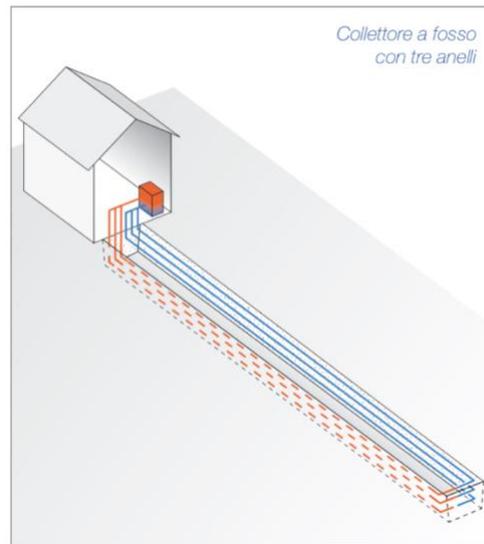


Figura 2.6 Collettore a fosso con tre anelli

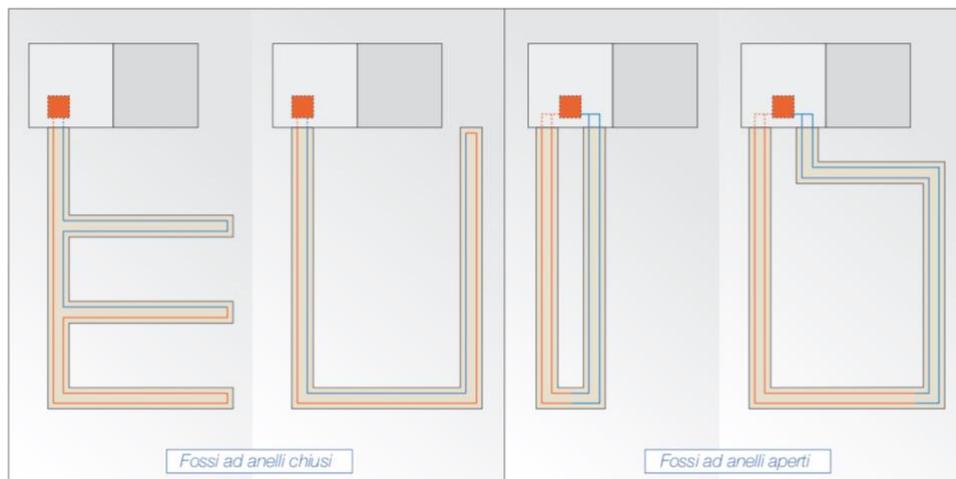


Figura 2.7 Fossi ad anelli chiusi (a sinistra) e fossi ad anelli aperti (a destra)

Gli impianti a pompa di calore con **sonde geotermiche verticali** (Figura 2.8) utilizzano il calore disponibile nel sottosuolo fino ad una profondità di 200 m e anche oltre. Tale calore, fino a 15

m, è fornito essenzialmente dal sole e dalle piogge, poi dai 15 ai 20 metri, questi apporti si riducono fino quasi ad annullarsi, ed inizia a dare un significativo contributo l'energia geotermica.

Le sonde geotermiche sono realizzate con perforazioni in cui il diametro varia da 100 a 150 mm e all'interno delle quali vengono inseriti uno o due circuiti ad U, realizzati con tubi in polietilene ad alta resistenza. Dopo la posa dei circuiti, il vuoto che sussiste tra le pareti dei fori e i tubi dei circuiti è riempito con una sospensione a base di cemento e sostanze inerti. In genere, si ricorre ad una soluzione di cemento e bentonite per poter ottenere un riempimento in grado di assicurare un buon contatto, e quindi un buon scambio termico.

Inoltre, le sonde devono essere realizzate ad una distanza minima dall'edificio di 4-5 metri per evitare danni alle fondazioni e se si realizzano più sonde, bisogna prevedere fra loro una distanza di almeno 8 metri, per evitare interferenze termiche che potrebbero causare una diminuzione della resa termica globale.

Il vantaggio di una configurazione con sonde verticali è l'area di installazione ridotta, che li rende vantaggiosi quando il terreno a disposizione è limitato. Un altro incentivo è il basso disturbo del paesaggio, poiché la perforazione ha un impatto ridotto rispetto alla trincea. Invece, tale sistema risulta svantaggioso in merito ai costi di installazione, in quanto la perforazione è normalmente più costosa della trincea nel caso di sistemi orizzontali (Self et al., 2013).

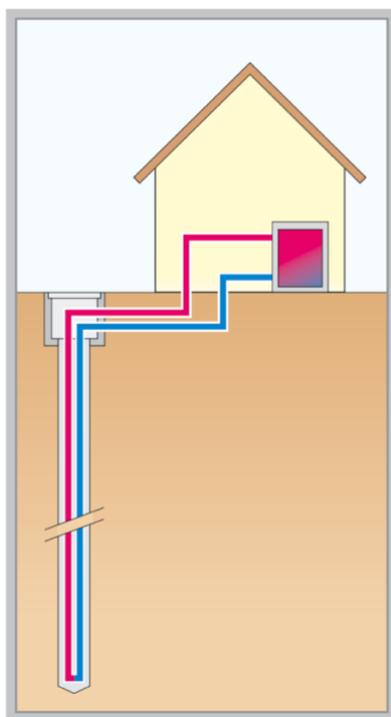


Figura 2.8 Sistema geotermico a circuito chiuso verticale

Il vantaggio economico ed energetico della pompa di calore è definito dal COP, coefficiente di prestazione, che esprime il rapporto tra il calore immesso o estratto dall'edificio e il consumo di energia, solitamente energia elettrica:

$$COP = \frac{Q_c}{P_{el}} \quad (1)$$

dove:

Q_c [kW]: rappresenta la quantità di calore rilasciata dal condensatore all'utente;

P_{el} [kW]: rappresenta la potenza elettrica usata dalla macchina.

Nel caso di raffreddamento, l'efficienza della pompa di calore viene descritta tramite l'EER, l'indice di efficienza energetica; questo per evitare ambiguità nell'identificare le prestazioni di una macchina che è in grado di funzionare sia come pompa di calore sia come macchina frigorifera.

I COP per le pompe di calore geotermiche di solito vanno da 3 a 6, con il valore che dipende dalle impostazioni della connessione con il terreno, dalle dimensioni del sistema, dalle caratteristiche del terreno, dalla profondità di installazione, dal clima locale e da altre caratteristiche (Self et al., 2013). In particolare, considerando un sistema che ha un COP pari a 4, vuole dire che con 1 kWh di energia elettrica si producono almeno 4 kWh di energia termica, quindi una quantità superiore rispetto a quella che si è consumata.

Inoltre, questo parametro è influenzato in modo significativo dalle temperature di esercizio o, più precisamente, dalla differenza di temperatura tra la sorgente calda e la sorgente fredda; nel caso del riscaldamento, la sorgente fredda avrà una temperatura $T_{evaporatore}$ minore rispetto alla temperatura della sorgente calda $T_{condensatore}$. Il COP, considerando un'approssimazione del ciclo di Carnot, può essere riscritto come:

$$COP = \frac{1}{\eta} = \frac{T_{condensatore}}{T_{condensatore} - T_{evaporatore}}$$

dove le temperature sono espresse in Kelvin.

Quando la differenza tra la temperatura del condensatore e quella dell'evaporatore è piccola, allora il COP risulta elevato, il che significa minor energia necessaria alla pompa di calore e

quindi maggior risparmio. Inoltre, il valore di $T_{\text{condensatore}}$ deve essere superiore al valore della temperatura del fluido T_f che porta il calore dall'evaporatore agli elementi di riscaldamento nell'edificio. Pertanto, per avere un COP elevato occorre disporre dei sistemi di riscaldamento a bassa temperatura negli edifici, come ventilconvettori e i pannelli radianti, in quali richiedono come temperature di esercizio 45°C e 35°C , rispettivamente.

Le pompe di calore disponibili sul mercato garantiscono potenze termiche e frigorifere variabili tra i 3.5 e 35 kW, ove una singola unità è normalmente sufficiente per fornire il fabbisogno di un'abitazione singola o di un piccolo edificio commerciale, mentre, per edifici commerciali più grandi o per edifici istituzionali, è generalmente necessario usufruire di più unità di pompe di calore (Baietto et al., 2010).

I sistemi geotermici, che sfruttano il calore terrestre, permettono di ottenere un'efficienza maggiore rispetto agli impianti tradizionali con boiler; ciò comporta un minor consumo di energia e, di conseguenza, un minore impatto ambientale e una minore spesa di funzionamento. Inoltre, la pompa di calore non emette fumi o polveri nell'atmosfera, riducendo i costi derivanti dallo sfruttamento dei combustibili fossili (fino a circa l'80%) e ciò porta a numerosi vantaggi dal punto di vista ambientale grazie alla riduzione nell'emissione di CO_2 e di altri inquinanti che hanno un effetto negativo sul riscaldamento globale e sulla qualità dell'aria.

2.2 Geostrutture energetiche

2.2.1 Generalità

Le geostrutture energetiche si stanno diffondendo rapidamente in tutto il mondo. Esse rappresentano una sorgente di energia rinnovabile e pulita che può essere utilizzata per il riscaldamento e il raffreddamento di edifici, infrastrutture e tutti i tipi di ambienti (Laloui and di Donna, 2011). Tali strutture hanno un duplice ruolo: da un lato, assolvono al tradizionale e principale compito strutturale e di sostegno per cui sono realizzate, dall'altro, fungono da potenti scambiatori di calore.

L'utilizzo delle strutture sotterranee come fonti di energia geotermica è iniziato una trentina di anni fa in Austria e si è poi esteso ad altri paesi europei: Svizzera, Germania, Gran Bretagna, Francia, Russia. In linea di principio, qualsiasi struttura sotterranea (pali e platee di fondazione,

diaframmi, rivestimenti delle gallerie, tiranti) può essere attrezzata in modo da diventare uno scambiatore di calore (Brandl, 2006).

I convenzionali impianti a circuito chiuso sono costituiti da uno o più tubi di assorbimento a forma di U, inseriti in un foro. In tal caso, il trasferimento di calore dal terreno circostante al fluido termovettore (o viceversa) avviene attraverso i tubi di assorbimento e le acque sotterranee o il materiale di riempimento del foro. Di conseguenza, il trasferimento di calore di un sistema chiuso non risulta efficiente come per un sistema aperto costituito da un singolo tubo attraverso il quale il fluido viene trasportato da/verso il fondo del pozzo.

Anche le geostrutture energetiche rappresentano un sistema chiuso, ma grazie alle buone proprietà termiche del calcestruzzo il trasferimento di calore è significativamente più elevato rispetto ai pozzi (Brandl, 2006).

Inoltre, la differenza sostanziale rispetto agli altri impianti a circuito chiuso è che gli elementi in calcestruzzo a contatto con il terreno fungono non solo da scambiatori di calore, ma sono anche necessari per motivi strutturali e non devono essere costruiti separatamente. Inoltre, il calcestruzzo ha una conduttività termica maggiore rispetto al terreno e una buona capacità di accumulo termico che lo rende un mezzo ideale come assorbitore di energia.

In particolare, le strutture sotterranee possono essere attivate termicamente installando all'interno del calcestruzzo una rete di tubi in polietilene ad alta densità (diametro di 20 mm o 25 mm e spessore 2 o 2.3 mm) che formano il circuito primario, da distinguere dal circuito secondario che è costituito dalle tubazioni interne agli edifici.

Comunemente, il circuito primario e il circuito secondario sono collegati tramite una pompa di calore che aumenta il livello di temperatura, tipicamente da 10-15° ad un livello compreso tra 25° e 35° (Brandl, 2006).

I tubi sono posizionati in modo da formare diverse bobine o singoli circuiti chiusi ed al loro interno circola un fluido termovettore composto da acqua, acqua con antigelo (principalmente glicole) o una soluzione salina che costituisce il mezzo per il trasferimento del calore dal terreno agli edifici e viceversa.

Le prestazioni energetiche delle geostrutture dipendono dalle condizioni idrogeologiche del terreno e dalle proprietà termiche, ma anche dalla loro geometria, ovvero dall'estensione della superficie su cui può avvenire il trasferimento di calore, dalla profondità che può raggiungere la geostruttura e la presenza di superfici esposte. Ad esempio, i pali di fondazione possono raggiungere alte profondità, le pareti dei diaframmi hanno un'ampia estensione della superficie

e le gallerie sfruttano sia la profondità che l'estensione della superficie. Per quanto riguarda il terreno in cui sono immerse le geostrutture, se è sufficientemente permeabile, con un flusso di acque sotterranee maggiore di 0.5 m/g, il calore può essere estratto durante l'inverno senza influire sull'equilibrio di temperatura del suolo. In questo caso, si verifica una ricarica termica naturale dovuta al flusso delle acque sotterranee e non è necessario accumulare calore. Al contrario, se è la permeabilità del terreno è bassa e il flusso delle acque sotterranee non è significativo, è necessario ricaricare il terreno termicamente iniettando calore durante l'estate (Laloui and di Donna, 2011).

2.2.2 Tipologie e casi studio

Dall'inizio degli anni '80, l'energia geotermica è stata sempre più estratta da elementi strutturali a diretto contatto con il terreno, dapprima da piastre di fondazione, poi da pali di fondazione (nel 1984), paratie (nel 1996) e gallerie. Le geostrutture energetiche sono state costruite in particolare in Svizzera, Austria, Germania e Inghilterra, ma sono anche sviluppate in Giappone, Canada, Scozia, Liechtenstein, Italia e Paesi Bassi (Laloui and di Donna, 2011).

In merito all'applicazione dei **pali energetici**, come documentato in Laloui and Di Donna (2011), in Svizzera oltre 40 progetti sono stati costruiti su pali di fondazione energetici, compresi edifici industriali, case, scuole e aeroporti. Il più famoso è il terminal Dock Midfield dell'aeroporto di Zurigo (Figura 2.9), in funzione da settembre 2013. Le fondazioni sono costituite da 350 pali trivellati in cemento armato lunghi 27 m e con diametri compresi tra 0.9-1.5 m. Di questi, 306 sono pali energetici collegati ad una pompa di calore, che fornisce l'85% del fabbisogno annuo di riscaldamento di 2700 MWh. Le prestazioni economiche del sistema sono eccellenti, con il costo dell'energia termica erogata (riscaldamento e raffreddamento) calcolato pari a € 0.06/kWh rispetto a € 0.08/kWh per una soluzione convenzionale. L'investimento aggiuntivo di un sistema costituito da pali energetici viene ripagato in circa 8 anni.



Figura 2.9 Terminal Dock Midfield dell'aeroporto di Zurigo con fondazioni costituite da pali energetici

L'Austria è il paese in cui la tecnologia delle geostrutture energetiche è maggiormente utilizzata. In aggiunta, in Germania diversi edifici sono stati equipaggiati con pali energetici negli ultimi anni, come la Norddeutsche Landesbank di Hannover, il centro scolastico a Berlino, i grattacieli Main Tower e Galileo situati a Francoforte e il centro di ricerca e sviluppo in Zahnradfabrik Friedrichshafen.

In particolare, in Figura 2.10, si riporta un esempio di palo di fondazione energetico in cui le tubazioni di scambio termico sono fissate alla gabbia di armatura.



Figura 2.10 Tubazioni di scambio termico fissate alla gabbia di armatura di un palo di fondazione (Brandl, 2006)

In genere, i pali in calcestruzzo usati nelle sottofondazioni hanno un diametro di 0.4-1.5 m ed una lunghezza che può variare da qualche metro a più di 30 m, all'interno dei quali è installato un tubo o un fascio di tubi in polietilene, spesso si tratta di "U" doppi o quadrupli, in base al diametro dei pali. In particolare, le tubazioni possono essere fissate alla gabbia di armatura in

una fabbrica o più comunemente in sito ed inoltre, si procede disponendo in corrispondenza della porzione iniziale e terminale del circuito una valvola di chiusura e un manometro. Ciò consente di garantire una pressione interna alle tubazioni di circa 8 bar, utile per l'esecuzione di un test d'integrità del circuito ed evitare eventuali crolli dovuti al peso proprio del calcestruzzo umido durante la fase di getto. Tale pressione viene mantenuta per alcuni giorni dopo il getto e viene nuovamente applicato un test di monitoraggio dell'integrità prima della chiusura definitiva del circuito primario, ovvero prima che quest'ultimo sia collegato al circuito secondario.

Fino a poco tempo fa, i pali energetici prefabbricati rappresentavano la tipologia di pali energetici maggiormente utilizzata; ma dal 2000, la percentuale di pali trivellati è in costante aumento (Brandl, 2006).

Nel caso dei pali trivellati bisogna prestare attenzione all'integrità finale dei tubi di assorbimento a seguito della loro immersione insieme alla gabbia di armatura all'interno del calcestruzzo umido. Il rischio di eventuali danni ai tubi di assorbimento può essere ridotto con l'utilizzo di una gabbia di armatura rigida, ottenuta saldando le armature elicoidali con le armature longitudinali. In tal modo si evitano eccessive deformazioni nel circuito a seguito della posa della gabbia di armatura e del successivo getto del calcestruzzo.

Un'alternativa sempre più usata consiste nei pali prefabbricati costituiti da acciaio duttile accoppiato a scambiatori di calore; contrariamente all'acciaio tradizionale contenente grafite lamellare, l'acciaio duttile risulta caratterizzato dalla forma allotropica della grafite sferica che presenta un comportamento duttile e un carico a rottura più elevato.

Si tratta di elementi di cemento armato prefabbricati con lunghezze standard di 5 m, che sono facilmente installati nel foro, e in seguito, si procede al riempimento del tubo tramite l'iniezione di calcestruzzo in pressione. La posa dei tubi di scambio termico avviene per immersione nel calcestruzzo fresco. Essi devono essere fissati per evitare il loro sollevamento finché il calcestruzzo non si è sufficientemente indurito.

Il diametro standard di questa tipologia di pali risulta pari a 140 mm. Pertanto, le ridotte dimensioni comportano una minore efficienza geotermica rispetto ai pali energetici prefabbricati in acciaio tradizionale o ai pali di grande diametro. Inoltre, il diametro limitato consente l'installazione di un solo anello e nessuna tubazione a spirale e, in aggiunta, la superficie di contatto tra la struttura e il terreno circostante è relativamente piccola. Esistono altre tipologie di pali energetici, come i pali energetici montati tramite tubazioni di sostegno

del foro in acciaio, all'interno del quale si getta il calcestruzzo e si annegano le tubazioni di scambio energetico (Figura 2.11); in alternativa, è possibile utilizzare pali realizzati tramite vibroflottazione, nonostante presentino un'efficienza geotermica inferiore rispetto alle altre tipologie di pali sopra menzionate.



Figura 2.11 Inserimento delle tubazioni di assorbimento in un palo montato tramite una tubazione di sostegno in acciaio (Brandl, 2006)

Un'altra geostruttura impiegata per lo scambio termico, oltre che per funzioni strutturali, è il **diaframma energetico**. Questa struttura viene utilizzata spesso quando si è in situazioni in cui viene utilizzato il metodo di scavo chiamato "Cut and Cover", dove i diaframmi vengono utilizzati per il sostegno del terreno laterale. Il principio di funzionamento è identico a quello descritto per i pali di fondazione energetici.

In Figura 2.12, si riporta un esempio di tubi di assorbimento collegati alla gabbia di armatura di un diaframma.



Figura 2.12 Tubazioni di assorbimento collegate alla gabbia di armatura di un diaframma (Brandl, 2006)

In merito all'utilizzo di diaframmi energetici, come documentato da Adam & Markiewicz (2009), è possibile ricordare la Torre Uniqa, situata nel centro di Vienna (Figura 2.13). Essa è fondata su pareti a diaframma che arrivano fino a 35 m sotto la superficie. A questa profondità, un'alta falda freatica e il terreno circostante rappresentano le condizioni ideali per l'utilizzo dell'energia geotermica, dove 7800 m² di pareti a diaframma vengono utilizzati per assorbire energia dal terreno per produrre una capacità di riscaldamento di 420 kW e una capacità di raffreddamento di 240 kW.

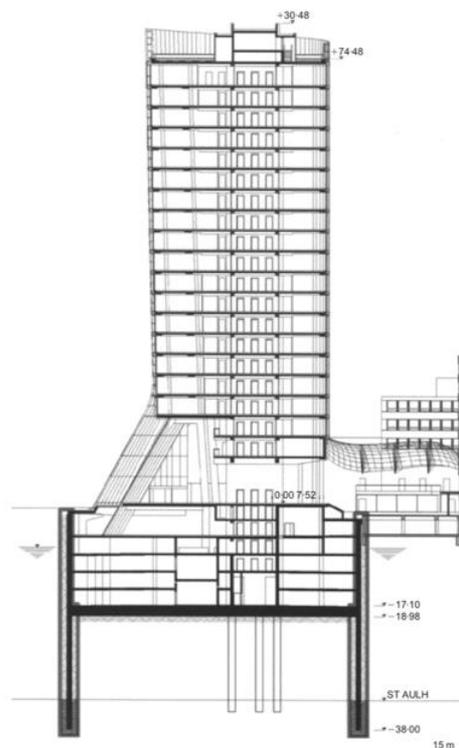


Figura 2.13 Torre Uniqa fondata su pareti a diaframma energetici (Adam and Markiewicz, 2009)

2.3 Gallerie energetiche

2.3.1 Generalità e stato dell'arte

Di più recente studio, sono i sistemi per lo scambio termico legati ai rivestimenti in galleria con la finalità di riscaldamento degli edifici che si trovano nelle immediate vicinanze.

È stato studiato il modo in cui la tecnologia può essere applicata alle gallerie, dove, rispetto alle fondazioni degli edifici, è possibile attivare un volume di terreno sostanzialmente più grande per lo scambio di calore geotermico. Inoltre, le gallerie con un elevato sovraccarico, ovvero le gallerie profonde, possono avere una temperatura significativamente più elevata rispetto al terreno circostante, con un conseguente miglioramento delle prestazioni del sistema geotermico. Tuttavia, anche le gallerie poco profonde (ovvero le gallerie urbane) possono essere utilizzate in modo proficuo per l'estrazione del calore geotermico grazie alla loro posizione urbana (Adam and Markiewicz, 2009).

In Figura 2.14, si riporta una rappresentazione schematica dell'attivazione termica del rivestimento di una galleria e la sua connessione attraverso una pompa di calore all'edificio sovrastante.

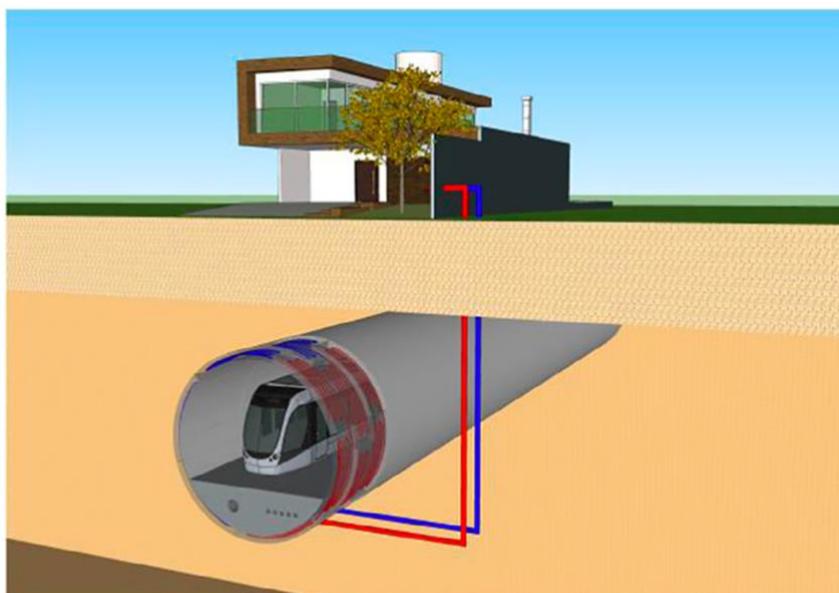


Figura 2.14 Esempio schematico dell'attivazione termica del rivestimento di una galleria e la sua connessione tramite una pompa di calore all'edificio sovrastante (Barla and Di Donna, 2018)

Inoltre, il calore scambiato a livello della galleria può essere trasferito in superficie posizionando i tubi in pozzi di ventilazione o semplicemente utilizzando le stazioni della galleria della metropolitana. A seconda delle esigenze di calore superficiale e sfruttando i numerosi collegamenti alla superficie esistenti nelle gallerie, la lunghezza della tubazione può essere ottimizzata al fine di ridurre le perdite di calore e il sistema può essere utilizzato per consentire la distribuzione del calore su scala distrettuale. In alternativa, lo scambio termico può essere utilizzato anche per il raffreddamento della galleria per migliorare l'autosostenibilità dell'infrastruttura.

Si possono distinguere due tipologie di gallerie con diverse applicazioni (Barla et al., 2016):

- Gallerie fredde: caratterizzate da una temperatura dell'aria all'interno della galleria simile a quella del terreno; la temperatura dell'aria è relativamente bassa (circa 15°) tutto l'anno, e la frequenza dei mezzi che transitano è moderata, quindi non può aumentare significativamente. Tale tipologia di galleria ha normalmente un grande diametro interno variabile nell'intervallo 10-12 m. Le gallerie stradali possono appartenere a questa categoria.
- Gallerie calde: caratterizzate da una temperatura dell'aria all'interno della galleria più elevata rispetto a quella del terreno, che può raggiungere i 30°, a causa del motore, dei sistemi frenanti e di condizionamento dei mezzi di trasporto (treni, automobili) che transitano al loro interno.

-

Le gallerie urbane, con diametri interni di circa 7 m, possono avere temperature estive di circa 30°, mentre nelle gallerie alpine profonde si possono raggiungere temperature dell'ordine di 30-50°. Inoltre, queste gallerie richiedono un sistema di ventilazione dell'aria per il raffreddamento in modo da mantenere la temperatura di funzionamento entro un certo intervallo.

In Figura 2.15, si riporta la rappresentazione di una galleria fredda e di una galleria calda.

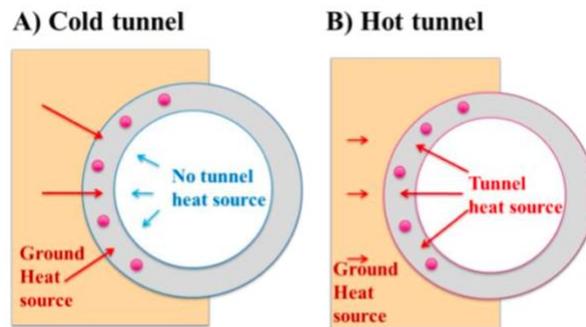


Figura 2.15 Rappresentazione di una galleria fredda (a sinistra) e di una galleria calda (a sinistra) (Nicholson et al., 2013)

In merito all'utilizzo dei rivestimenti delle gallerie per lo sfruttamento energetico sono stati suggeriti due diversi metodi (Barla et al., 2016):

- Metodo di scavo convenzionale, per il quale i tubi di assorbimento possono essere collegati a geosintetici non tessuti e successivamente posizionati tra il rivestimento primario e secondario. Questa è stata la prima tecnologia ad essere implementata nelle gallerie energetiche e rende facilmente realizzabile l'installazione in situ.

La prima applicazione di un geotessile energetico è stata effettuata nel 2003 e si trova nella galleria di Lainzer in Austria (Adam and Markiewicz, 2009). In Figura 2.16 e in Figura 2.17, è possibile osservare rispettivamente il geotessile energetico posto presso il lotto LT22 della galleria di Lainzer e la disposizione dei tubi di assorbimento.



Figura 2.16 Geotessile energetico posto presso il lotto LT22 della galleria di Lainzer (Adam and Markiewicz, 2009)

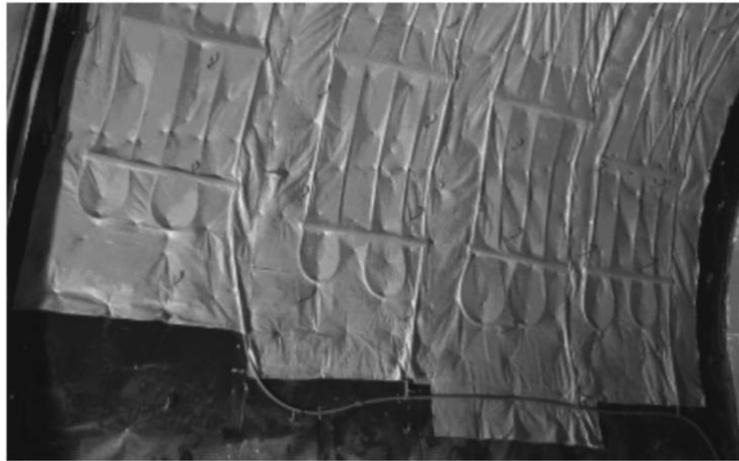


Figura 2.17 Dettaglio di quattro anelli di rivestimento con i tubi di assorbimento (Adam and Markiewicz, 2009)

Questa esperienza fu seguita in Germania, dove due sezioni lunghe 10 m della galleria di collegamento ferroviario tra le aree urbane di Stoccarda e di Fasanenhof furono dotate di un impianto di prova geotermico e sonde di temperatura (Schneider and Moormann, 2010). Si tratta di un progetto di ricerca noto come GeoTU6, il cui obiettivo era quello di valutare il potenziale di estrazione di energia, l'impatto sulla temperatura del sottosuolo e il ruolo della temperatura dell'aria nella galleria sul flusso di calore da e verso il sistema di scambiatore di calore a terra della galleria (GHE).

In Figura 2.18 si osservano i tubi di assorbimento premontati prima dell'installazione del rinforzo interno:



Figura 2.18 Tubi di assorbimento della galleria di Fasanenhof (Schneider and Moormann, 2010)

- Metodo di scavo meccanizzato per il quale i conci di rivestimento della galleria sono prefabbricati in stabilimento e successivamente posizionati tramite TBM (Tunnel Boring Machine); in questo caso i conci possono essere preparati e ottimizzati includendo circuiti idraulici prima del getto di calcestruzzo.

Nel 2009 in Germania è stato testato per la prima volta un rivestimento a conci energetici; il campo sperimentale prevedeva 5 conci per una superficie totale di scambio di 60 m² e un flusso di calore scambiato nell'ordine di 10-20 W/m². I conci sono stati realizzati seguendo il processo standard di fabbricazione con la sola differenza che consiste nell'inserimento dei tubi di scambio di calore, prima del getto del calcestruzzo, i quali sono collegati alla gabbia di armatura o semplicemente al telaio della struttura nel caso di calcestruzzo fibrorinforzato, realizzando così il cosiddetto scambiatore di calore “Energietübbing” (Franzius and Pralle, 2011).

In Figura 2.19, è possibile osservare un tipico rivestimento della galleria con un anello costituito da conci di scambio termico Energietübbing, nei quali ogni tubazione è posizionata in modo tortuoso.

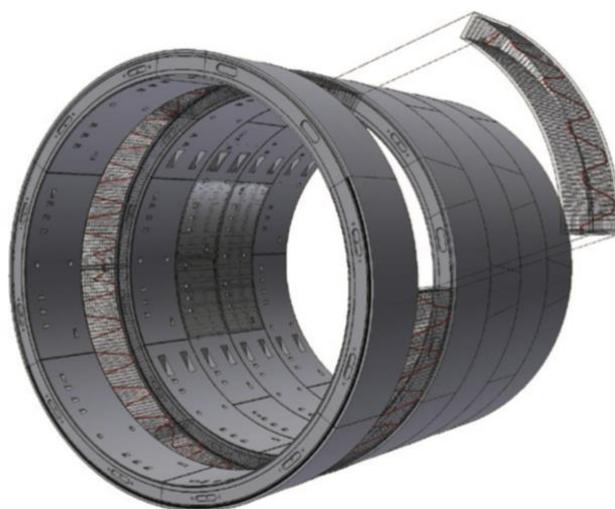


Figura 2.19 Tipico rivestimento di una galleria costituito da conci di scambio termico Energietübbing (Franzius and Pralle, 2011)

Recentemente, dato l'incremento del numero di gallerie scavate per mezzo di TBM, un nuovo concio energetico, chiamato ENERTUN è stato progettato e brevettato (Barla and Di Donna, 2016) presso il Politecnico di Torino. Lo studio ha preso a riferimento la galleria della Linea 1 della metropolitana di Torino per investigare la fattibilità dell'utilizzo dei rivestimenti in conci prefabbricati delle gallerie urbane come scambiatori di calore.

Nello specifico, è stato testato il funzionamento della tecnologia ENERTUN nel sottosuolo di Torino sfruttando il prolungamento sud della Linea 1 della metropolitana (Barla et al., 2019b). Rispetto alle configurazioni precedenti, ENERTUN suggerisce un layout innovativo e più efficiente della rete di tubi, i quali sono disposti in modo tale che la loro direzione principale risulti perpendicolare all'asse della galleria (Figura 2.20), riducendo così le curve e, successivamente, le perdite di carico di circa il 20-30%. D'altra parte, mantenendo le stesse proprietà del materiale, la geometria e le condizioni del terreno, l'efficienza dello scambio termico aumenta del 5-10%, in particolare in quelle situazioni in cui il flusso delle acque sotterranee è perpendicolare all'asse della galleria (Barla et al., 2019b).

In Figura 2.20, si osservano due anelli di rivestimento con una diversa disposizione dei tubi di scambio termico.



Figura 2.20 Anelli di rivestimento con diversa disposizione dei tubi di assorbimento (Barla and Di Donna, 2016)

Inoltre, il concio energetico ENERTUN è innovativo nel proporre tre differenti configurazioni, ognuna delle quali è progettata per uno specifico scopo e può quindi soddisfare esigenze diverse:

- *Ground configuration*, realizzata per massimizzare lo scambio di calore principalmente con il terreno circostante, con un unico circuito di tubazioni posizionato all'estradosso del rivestimento;
- *Air configuration*, la quale permette di operare principalmente con l'aria presente all'interno della galleria, con un unico circuito posizionato presso l'intradosso del

rivestimento. È stata ideata con lo scopo di combinare questa applicazione con il bisogno di ridurre la temperatura interna alle gallerie calde;

- *Ground&Air configuration*, nella quale sono presenti entrambi i circuiti sopra menzionati. Entrambi possono essere attivati completamente per scambiare calore contemporaneamente con il terreno circostante e con l'aria all'interno della galleria o parzialmente per garantire una delle due funzioni.

In Figura 2.21, si riportano le possibili configurazioni del concio energetico ENERTUN: (a) *Ground&Air*, (b) *Ground* e (c) *Air configuration*:

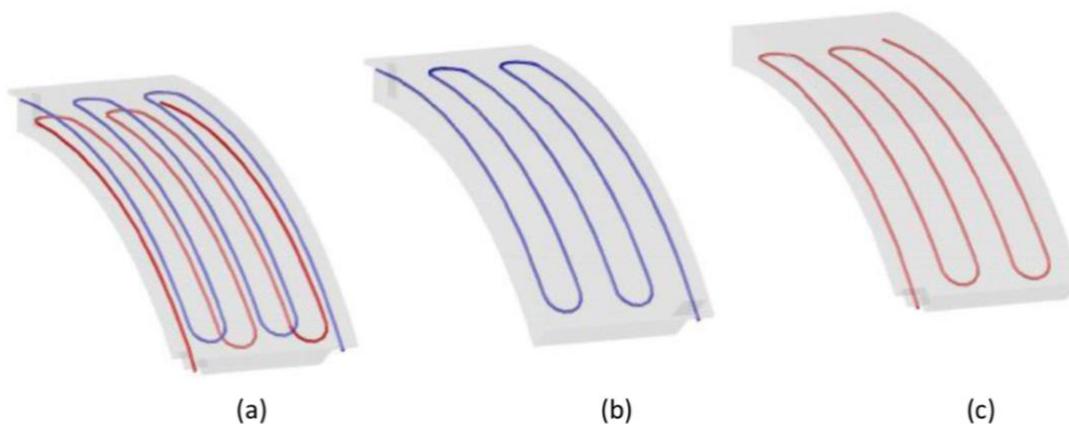


Figura 2.21 Possibili configurazioni del concio energetico ENERTUN: a) *Ground&Air*, b) *Ground*, c) *Air configuration* (Barla and Di Donna, 2016)

La scelta della configurazione più adatta dipende dall'obiettivo (Barla et al., 2019b). Nel caso di gallerie della metropolitana, lo spazio superficiale sarà caratterizzato da un ambiente urbano e il bisogno di estrarre, introdurre e immagazzinare il calore nel terreno per il condizionamento degli edifici sarà di primaria importanza. In questo caso, la soluzione *Ground* sarebbe la più appropriata e permette di rispettare i requisiti ambientali relativi alla temperatura del terreno circostante e per limitare le temperature dell'aria della galleria a causa del funzionamento dei treni. Invece, la configurazione *Air* risulta più appropriata per quelle situazioni dove l'aria della galleria ha bisogno di essere raffreddata; tale situazione può avvenire per esempio nel caso di gallerie di montagna, profonde un centinaio di metri, in cui la temperatura dell'aria può aumentare a valori scomodi se non vengono implementati costosi sistemi di controllo e di ventilazione.

Per quanto riguarda la Linea 1 della metropolitana di Torino è caratterizzata da una galleria classificata come una galleria fredda in quanto la temperatura dell'aria interna è simile a quella

del terreno circostante e l'influenza termica dovuta al funzionamento dei treni è trascurabile; inoltre, si è sfruttata l'estensione Sud della medesima per effettuare la prova sperimentale in scala reale del conco energetico ENERTUN. A tal proposito, due anelli di rivestimento della galleria sono stati completamente attrezzati con una rete di tubi disposti secondo la configurazione *Ground&Air* per un totale di 12 conchi ENERTUN. In tal modo, le due reti di tubazioni, una posizionata all'estradosso (dove la superficie della galleria è a contatto con il terreno) e l'altra posizionata all'intradosso (dove la superficie della galleria è a contatto con l'aria) hanno permesso di testare alternativamente le tre configurazioni sopra menzionate (Figura 2.22).

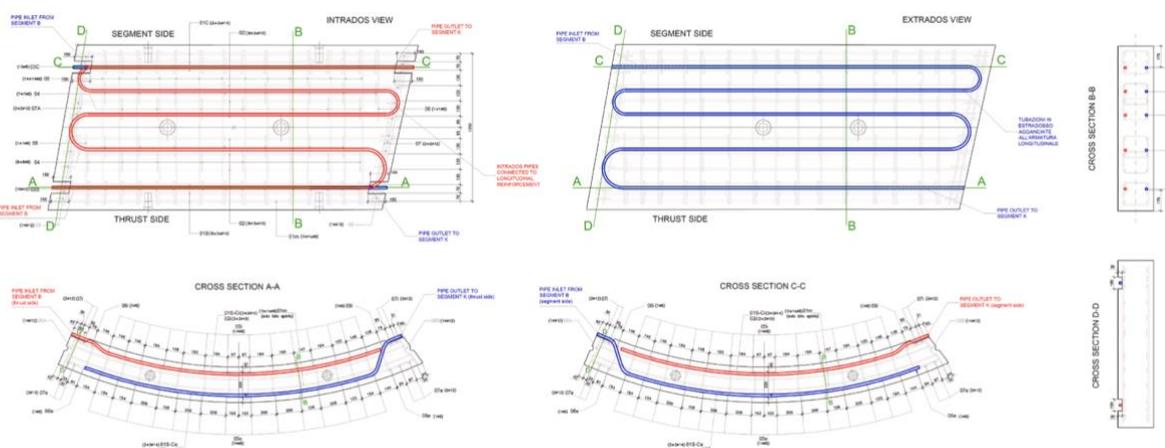


Figura 2.22 Esempio di progettazione di un conco con tubazioni di scambio termico in una configurazione *Ground&Air* (Barla et al., 2019b)

Allo scopo di studiare l'efficienza dell'attivazione termica del rivestimento della galleria del prolungamento della linea 1 sono state eseguite una serie di analisi di flusso termo-idraulico (*Thermo-Hydraulic analysis*) agli elementi finiti; in tal modo, è stato possibile individuare la quantità di calore reperibile dal deposito geotermico.

La quantità di calore scambiabile, che dipende dalle condizioni in sito e dal rendimento energetico del sistema geotermico, è valutabile tramite la seguente formulazione matematica (Barla and Di Donna, 2018):

$$Q = \dot{m}c_w|T_{wo} - T_{wi}| \quad (2)$$

dove:

Q [W]: è il calore estratto;

$\dot{m} = \rho_w \cdot v \cdot A$ [kg/s]: è la portata massica pari al prodotto tra la densità, la velocità del fluido e l'area della sezione;

c_w [J/kgK]: è il calore specifico del liquido termovettore;

$|T_{wo} - T_{wi}|$ [K]: è la differenza di temperatura di ingresso e di uscita del fluido termovettore.

Il modello numerico sviluppato per il concio energetico ENERTUN è stato efficace per quantificare il calore che può essere scambiato con il sottosuolo, che grazie alle condizioni favorevoli del flusso idraulico a Torino, risulta pari a 53 e 74 W/m² di rivestimento, rispettivamente in inverno e in estate (Barla and Di Donna, 2018). Nella progettazione dei concii energetici, la quantificazione del calore effettivamente scambiabile a seguito dell'attivazione termica è di fondamentale importanza in quanto, dal punto di vista strutturale, l'applicazione di una variazione termica può essere responsabile di una variazione tensionale. Nel caso delle gallerie energetiche e, in generale, delle geostrutture energetiche, la temperatura varia secondo uno schema ciclico, secondo la modalità di funzionamento del sistema geotermico e la stagione. Gli studi effettuati per tale concio mettono in evidenza che l'attivazione termica del rivestimento della galleria della metropolitana di Torino consente di sfruttare l'energia termica immagazzinata nel terreno con importanti benefici ambientali ed economici.

Di conseguenza, è lecito porre attenzione sulle gallerie energetiche che, sebbene rappresentino un esempio di geostruttura energetica non ancora pienamente consolidata, costituiscono un'applicazione di crescente interesse e rilevanza. Considerata la natura lineare di questa fonte energetica rinnovabile, tale tipologia di geostruttura risulta essere particolarmente conveniente per rispondere alle esigenze di riscaldamento e raffreddamento interno degli edifici di zone altamente antropizzate.

3 Impianto idraulico di una galleria energetica

3.1 Generalità

La maggior parte delle gallerie sono costruite con un metodo di scavo meccanizzato, che si basa sull'utilizzo di TBM; il rivestimento di questo tipo di gallerie è costituito da conci in cemento prefabbricati che sono attivati termicamente inserendo al loro interno delle tubazioni di scambio termico, prima del getto del calcestruzzo.

Un esempio di gabbia di armatura alla quale sono collegati i tubi di scambio termico prima del getto del calcestruzzo è riportata in Figura 3.1



Figura 3.1 Tubi di scambio termico collegati alla gabbia di armatura di un concio energetico (Barla et al., 2019b)

3-Impianto idraulico di una galleria energetica

Una volta che le gabbie di armatura sono dotate di tubi di scambio termico, si inseriscono all'interno dei casseri (Figura 3.2, a) in cui si effettua il getto del calcestruzzo; in seguito, i conci energetici vengono estratti dai casseri (Figura 3.2, c) e successivamente sono effettuati dei test di circolazione per verificare l'integrità dei tubi (Figura 3.2, d). La prova avrà esito positivo nel caso di flusso d'acqua continuo e ciò indica che non è avvenuto il collasso dei tubi durante il getto del calcestruzzo.



Figura 3.2 Fase di preparazione dei conci energetici: (a) stampo con armatura, (b) getto del calcestruzzo, (c) estrazione dallo stampo, (d) prova di circolazione (Barla et al., 2019b)

L'integrazione di un sistema di scambiatori di calore in questi conci deve soddisfare i seguenti requisiti (Franzius and Pralle, 2011):

- l'integrità strutturale del rivestimento non deve essere compromessa;

- il rivestimento deve garantire adeguata impermeabilizzazione;
- il montaggio delle tubazioni di scambio termico deve essere integrato nel processo di fabbricazione del concio;
- l'installazione degli elementi di connessione idraulica tra le diverse porzioni del circuito di scambio termico non deve interferire con il processo di scavo, ma tali elementi devono essere sufficientemente robusti per soddisfare i requisiti di durabilità.

Inoltre, il circuito idraulico immerso in ciascun concio è collegato a quello dei conci adiacenti tramite connessioni idrauliche in modo tale da formare un unico circuito per ogni anello di rivestimento, come mostrato in Figura 3.3.

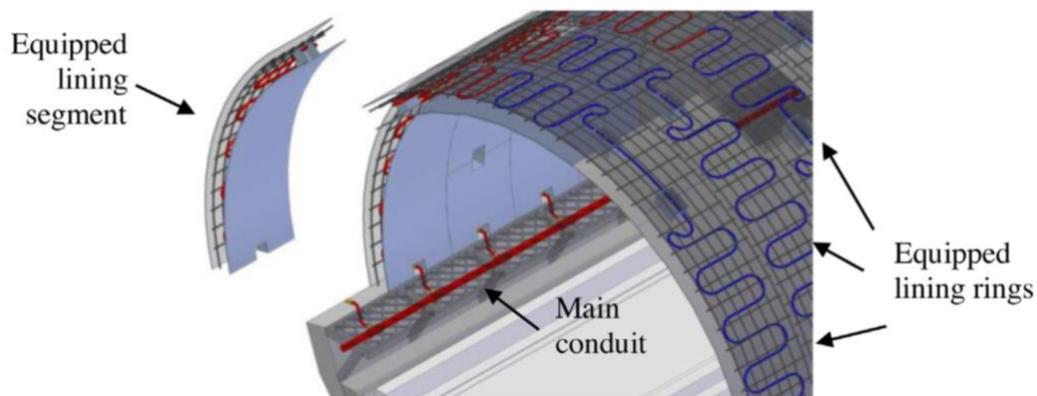


Figura 3.3 Rappresentazione schematica del rivestimento di una galleria allestito come scambiatore di calore con il terreno (Barla and Di Donna, 2018)

Pertanto, devono essere previste e appositamente progettate delle speciali tasche di accoppiamento nell'intradosso di ciascun concio lungo i giunti longitudinali; tali tasche hanno il ruolo fondamentale di consentire il collegamento dei tubi in uscita da ciascun concio e di formare un circuito continuo (Figura 3.4). Le dimensioni delle tasche di accoppiamento sono ridotte al minimo in modo da non alterare la ridotta sezione di contatto dei giunti longitudinali. L'accoppiamento dei tubi avviene dopo l'installazione dei conci, per formare un anello completo, ed il lavoro di collegamento viene eseguito dal sistema di backup TBM in modo che non interferisca con l'avanzamento della galleria.



Figura 3.4 Rivestimento della galleria con connessione tra i tubi di scambio termico dei conci (Franzius and Pralle, 2011)

Inoltre, due o più anelli possono essere connessi idraulicamente in serie, formando un sotto circuito. Di conseguenza ogni circuito, formato da due o più anelli, è poi connesso alla tubazione principale, allo scopo di ridurre il numero di connessioni e le conseguenti perdite di carico significative (Barla et al., 2016).

La condotta principale, rappresentata dalle tubazioni di mandata e di ritorno, ha il ruolo di collegare il circuito primario alla pompa di calore, e viceversa. La pompa di calore è a sua volta collegata al circuito secondario, rappresentato dall'edificio da riscaldare o raffreddare (Figura 3.5).

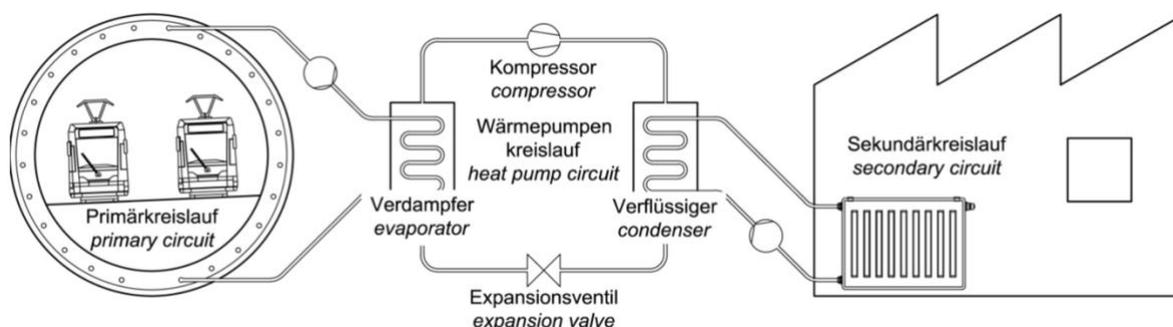


Figura 3.5 Ciclo di una pompa di calore che collega il circuito primario (galleria) con il circuito secondario (abitazione) (Moormann et al., 2016)

Una pompa di calore sposta il calore da un ambiente con una data temperatura a un'altra caratterizzata da una diversa temperatura. Per raggiungere efficacemente questo obiettivo si avvale del ciclo termodinamico di espansione-compressione di un fluido di lavoro refrigerante e di un apporto minimo di energia elettrica (Capitolo 2). Inoltre, si utilizzano delle pompe idrauliche che permettono la circolazione del fluido termovettore lungo il circuito primario; questo fluido è preferibilmente acqua miscelata con glicole propilenico, in grado di garantire una certa resistenza al congelamento.

In generale, ogni anello è formato da 6-7 conci e ogni concio modulare prefabbricato ha una larghezza di 1 m e uno spessore compreso tra 30 e 50 cm, dati di progetto strutturale che dipendono dalle condizioni geotecniche del terreno e dalle caratteristiche geometriche della galleria (Barla and Di Donna, 2016).

La rete di tubi per queste applicazioni è preferibilmente realizzata in polietilene reticolato ad alta densità (Pe-Xa), in grado di resistere a pressioni e temperature elevate e alla corrosione, garantendo una lunga durata. Tali tubi sono composti da tre strati (Barla et al., 2016):

- lo strato interno, con polietilene ad alta densità;
- lo strato intermedio, in materiale polimerico;
- lo strato esterno, formato da una barriera in alcol etilene vinilico (EVOH) che evita la permeabilità all'ossigeno.

Inoltre, i tubi di assorbimento sono caratterizzati da un diametro esterno variabile tra 15 e 35 mm, da uno spessore variabile tra 1.5 e 3 mm e da una lunghezza di 20-30 m per ogni concio. Essi sono disposti in modo tortuoso allo scopo di massimizzare il potenziale di estrazione di calore e la rete è posizionata a 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 (Barla and Di Donna, 2016).

Nella fase preliminare di progettazione, un aspetto critico da considerare è rappresentato dalla temperatura del fluido termovettore, rispetto a quella del terreno indisturbato. Ciò influenza la portata del fluido richiesta e di conseguenza il dimensionamento di tutti i componenti dell'impianto. Un'alta differenza tra le due temperature si traduce in un impianto geotermico

più piccolo, e quindi più economico, ma, allo stesso tempo, influenza in modo più significativo l'equilibrio termico del terreno e riduce l'efficienza della pompa di calore.

Al contrario, una bassa differenza tra le temperature del fluido di ricircolo e il terreno indisturbato consente buone prestazioni della pompa di calore ma impone un impianto più grande, e quindi più costoso.

La soluzione ottimizzata si ottiene quando la differenza tra la temperatura di uscita del fluido T_{wo} e quella del terreno indisturbato T_g , è (Barla et al., 2016):

$$\begin{aligned} |T_{wo} - T_g| &= 6 \div 11^\circ\text{C} \text{ in regime di riscaldamento} \\ |T_{wo} - T_g| &= 11 \div 17^\circ\text{C} \text{ in regime di raffreddamento} \end{aligned}$$

La differenza tra le temperature di ingresso e uscita potrebbe essere scelta per garantire un regime di flusso turbolento all'interno dei tubi (numero di Reynolds superiore a 2300) e ridurre al minimo le perdite di carico per evitare l'uso di un sistema di pompaggio troppo costoso. Ciò si ottiene normalmente se:

$$|T_{wo} - T_{wi}| = 3 \div 5^\circ\text{C}$$

dove T_{wi} è la temperatura di ingresso del fluido. Assumendo questi requisiti come punto di partenza, l'impianto può essere progettato sia dal punto di vista geotermico che idraulico, compresa la scelta della pompa di calore appropriata.

3.2 Stato dell'arte

In letteratura sono presenti limitati casi che riguardano lo studio della configurazione di impianto idraulico di una galleria energetica. Tra questi è possibile ricordare quello relativo alla progettazione del rivestimento energetico per la stazione Crossrail (Londra), documentata da Nicholson et al. (2013), nella quale è stata effettuata la connessione longitudinale di cinque anelli adiacenti, in modo tale che formassero un unico circuito, connesso a sua volta alle tubazioni di mandata e di ritorno (Figura 3.6); in tal modo, 31 circuiti in totale ricoprono una lunghezza della galleria pari a circa 250 m.

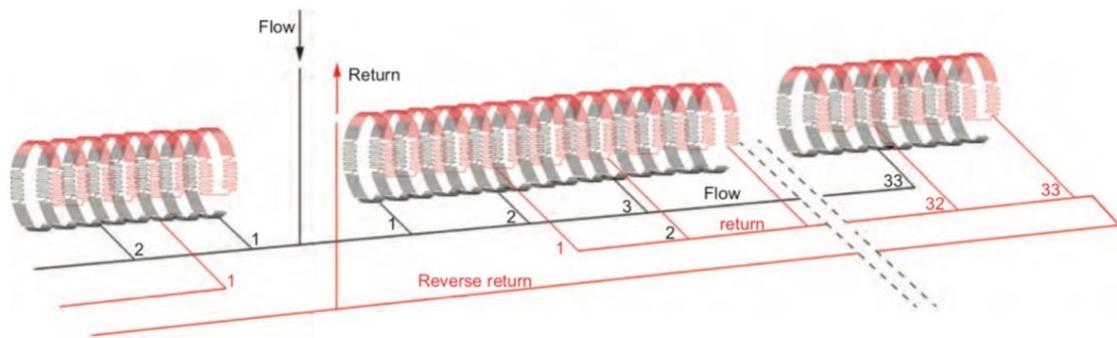


Figura 3.6 Rappresentazione schematica dei collegamenti delle tubazioni con configurazione a ritorno inverso- progetto Crossrail (Nicholson et al., 2014)

Inoltre, è stato utilizzata una disposizione a tre tubi a ritorno inverso, da preferire rispetto alla disposizione a due tubi, in quanto ha il vantaggio di rendere il sistema bilanciato in modo automatico. La tubazione di ritorno è connessa al punto idraulicamente più remoto per distribuire il flusso e le pressioni più uniformemente lungo il sistema (Nicholson et al., 2014). Secondo gli studi effettuati dal punto di vista idraulico per questa tipologia di impianto, per garantire che le prestazioni idrauliche possano essere mantenute, si raccomanda che la lunghezza della tubazione principale sia compresa tra 250 m e 400 m su ciascun lato di un punto di accesso (per esempio pozzi di ventilazione). Tale risultato deriva dall'aver osservato che, incrementando la lunghezza della galleria da servire con conci energetici da 250 m a 500 m, potrebbe risultare che la perdita di pressione massima del sistema passi da 7.5 bar a 9.5 bar, assumendo un diametro interno della tubazione principale pari a 90 mm.

In aggiunta, è possibile menzionare il progetto di ricerca geotermica per le gallerie GeoTU6, applicato durante la costruzione della galleria di Fasanenhof, caratterizzata da una lunghezza di circa 380 m. Si tratta di una galleria superficiale che giace sotto la falda freatica e in cui sono stati installati due blocchi di galleria come scambiatori di energia, ciascuno lungo 10 m, e separati termicamente. A tale scopo, i tubi in polietilene reticolato sono stati fissati all'interno del rivestimento esterno della galleria con guide di fissaggio e quindi incorporati nel rivestimento interno. In totale, una superficie complessiva della galleria di circa 360 m² è stata attivata termicamente. Inoltre, i tubi di assorbimento sono collegati in parallelo per ottimizzare il sistema idraulicamente, insieme alla suddivisione in due circuiti parziali per blocco di energia. Ciò fornisce una potenza inferiore per il funzionamento della pompa di circolazione (Schneider and Moormann, 2010). Inoltre, l'accoppiamento del sistema di scambio termico con la tubazione principale, che scorre su pavimento della galleria, avviene tramite un tubo di

collegamento che attraversa il calcestruzzo di base. In Figura 3.7 è possibile osservare la configurazione generale di un blocco di energia.

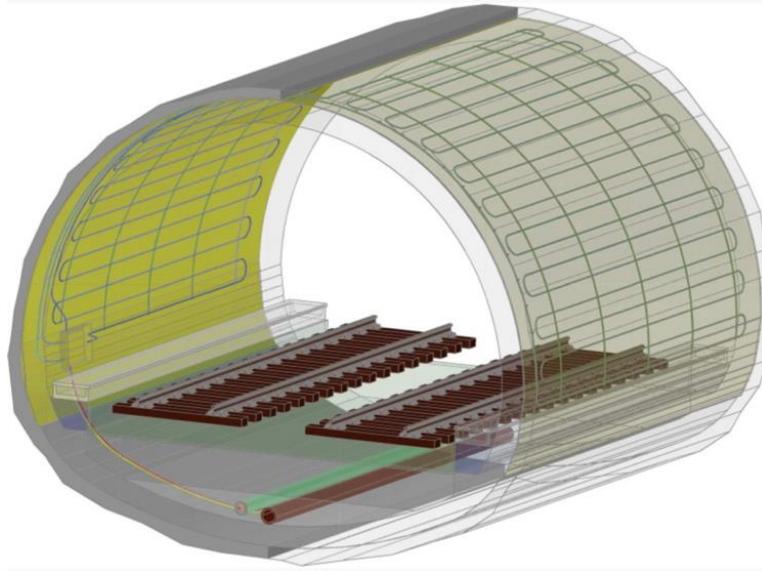


Figura 3.7 Blocco energetico nella galleria di Fasanenhof: tubi di assorbimento tra rivestimento interno ed esterno e collegamento alle tubazioni principali (Schneider and Moormann, 2010)

3.3 Caratteristiche principali di un impianto idraulico

Il moto del fluido termovettore, che scorre all'interno delle tubazioni costituenti l'impianto idraulico, deve avvenire in regime turbolento affinché ci sia un maggiore scambio termico rispetto al caso in cui si muove attraverso un moto in regime laminare.

Il parametro che permette di individuare se il moto all'interno di una tubazione avviene in regime laminare o in regime turbolento è il numero di Reynolds; si tratta di un numero adimensionale, che esprime il rapporto tra le forze di inerzia e le forze viscosi e può essere definito come:

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (3)$$

dove:

ρ [kg/m³]: è la massa volumica o densità del fluido;

V [m/s]: è la velocità media nella tubazione;

D [m]: è il diametro della tubazione;

μ [Pa·s]: è la viscosità dinamica.

Nel caso di un fluido all'interno di una tubazione avente sezione circolare:

- per valori del numero di Reynolds $Re \leq 2100$ si ha flusso laminare, ovvero il flusso si mantiene stazionario e si comporta come se fosse formato da lamine sottili che interagiscono solo mediante sforzi tangenziali;
- per valori del numero di Reynolds $2100 < Re \leq 4000$ si attraversa il regime di transizione;
- per valori del numero di Reynolds $Re \geq 4000$ si ha flusso turbolento completamente sviluppato.

Inoltre, la circolazione del fluido termovettore all'interno delle tubazioni di scambio termico e delle tubazioni principali, caratterizzanti il circuito primario, avviene grazie alla presenza di una pompa di circolazione. La pompa di circolazione è caratterizzata da due grandezze fisiche:

- la portata idrica, che definisce la quantità di fluido che la pompa è in grado di spostare, espressa in litri al minuto o metri cubi all'ora;
- la prevalenza, che esprime, in metri di colonna d'acqua, la capacità della pompa di sostenere una determinata portata.

La portata e la prevalenza sono legati da una curva, detta *curva caratteristica*, nella quale all'aumentare dell'una diminuisce l'altra e viceversa.

In particolare, la portata idrica è influenzata dal numero di anelli collegati in serie, ovvero dal numero di circuiti da servire, mentre la prevalenza è influenzata dalla perdita di carico complessiva che subisce il fluido in movimento lungo le tubazioni.

In generale, la perdita di carico complessiva che si verifica consiste nella perdita di carico dovuta agli effetti viscosi lungo le tubazioni rettilinee, definita perdita di carico maggiore o distribuita, $h_{L,maggiore}$, e nella perdita di carico in corrispondenza dei vari componenti della tubazione, definita perdita di carico minore o localizzata, $h_{L,minore}$ (Munson et al., 2009).

$$h_L = h_{L,Distribuita} + h_{L,Localizzata} \quad (4)$$

La caduta di pressione in una tubazione dipende dallo sforzo di taglio della parete che si genera tra il fluido e la superficie della parete stessa. Una differenza sostanziale tra il flusso laminare e quello turbolento è che lo sforzo di taglio per il flusso turbolento è una funzione della densità del fluido ρ . Per un flusso laminare, lo sforzo di taglio è indipendente dalla densità, lasciando la viscosità μ come la sola proprietà importante del fluido.

Così per un flusso turbolento costante e incomprimibile in una tubazione orizzontale a sezione circolare di diametro D , la perdita di pressione può essere definita attraverso la seguente Eq. 5:

$$\Delta p = F(V, D, l, \varepsilon, \mu, \rho) \quad (5)$$

dove:

V [m/s]: è la velocità media del fluido che scorre all'interno della tubazione;

D [m]: è il diametro della tubazione;

l [m]: è la lunghezza della tubazione;

ε [-]: è una misura della rugosità della parete della tubazione;

μ [Pa·s]: è la viscosità dinamica del fluido;

ρ [kg/m³]: è la massa volumica o densità del fluido.

In Figura 3.8, si osserva un tratto di tubazione di lunghezza l e diametro D , compreso tra la sezione (1) e la sezione (2), nel quale avviene una perdita di pressione $\Delta p = p_1 - p_2$:

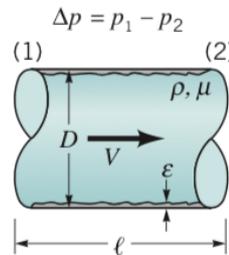


Figura 3.8 Tratto di un tubo all'interno del quale scorre un fluido (Munson et al., 2009)

Sebbene la caduta di pressione per un flusso in regime laminare risulti indipendente dalla rugosità del tubo, è necessario includere tale parametro nel caso di flusso turbolento in quanto vi è un sottostrato viscoso relativamente sottile formato nel fluido vicino alla parete. In molti casi questo strato è molto sottile; $\delta_s/D \ll 1$, dove δ_s è lo spessore del sottostrato viscoso.

Se un tipico elemento di rugosità della parete della tubazione sporge sufficientemente lontano da, o anche attraverso, questo strato, la struttura e le proprietà del sottostrato viscoso saranno diverse rispetto al caso in cui la parete fosse liscia. Pertanto, per il flusso turbolento la caduta di pressione dovrebbe essere una funzione della rugosità della parete. Per il flusso laminare non esiste uno strato viscoso sottile in quanto gli effetti viscosi sono importanti nell'intera tubazione. L'Eq.5 può essere riscritta in forma adimensionale dividendo la perdita di pressione Δp per la pressione dinamica ($\frac{1}{2}\rho V^2$):

$$\frac{\Delta p}{\frac{1}{2}\rho V^2} = \tilde{\phi}\left(\frac{\rho V D}{\mu}, \frac{l}{D}, \frac{\varepsilon}{D}\right) \quad (6)$$

Questa convenzione è stata scelta in riconoscimento del fatto che la sollecitazione di taglio nel caso di regime turbolento è normalmente dominata dallo sforzo di taglio turbolento che è funzione della densità piuttosto che della viscosità. Inoltre, si introducono due parametri adimensionali, il numero di Reynolds, $Re = \rho V D / \mu$, e la scabrezza relativa, ε/D .

Facendo l'assunzione ragionevole che la caduta di pressione dovrebbe essere direttamente proporzionale alla lunghezza l della tubazione, è possibile esprimere la caduta di pressione per un flusso all'interno di una tubazione orizzontale in termini di *fattore di attrito* f , attraverso la seguente Eq. 7:

$$\Delta p = f \frac{l}{D} \frac{\rho V^2}{2} \quad (7)$$

dove:

$$f = F\left(Re, \frac{\varepsilon}{D}\right)$$

Per un flusso laminare completamente sviluppato, il valore di f è espresso dall'equazione di Poiseuille:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (8)$$

quindi risulta indipendente dalla scabrezza relativa ε/D .

Con l'incremento della velocità, il numero di Reynolds aumenta e si vede che f diminuisce. Tuttavia, quando f si sostituisce nell'Eq. 7 si nota che la caduta di pressione aumenta all'aumentare della velocità. In un flusso laminare, la caduta di pressione è direttamente proporzionale alla velocità.

Per un flusso turbolento, la dipendenza del fattore d'attrito f dal numero di Reynolds Re e dalla scabrezza relativa ε/D è piuttosto complessa che non può essere ancora ottenuta da un'analisi teorica.

Inoltre, prendendo in considerazione l'equazione dell'energia per un flusso costante e incomprimibile (Figura 3.8):

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \alpha_1 \frac{V_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \alpha_2 \frac{V_2^2}{2g} + h_L \quad (9)$$

dove:

h_L [m]: è la perdita di carico tra la sezione (1) e (2);

z [m]: è la quota potenziale;

p [Pa]: è la pressione del fluido;

V [m/s]: è la velocità media del fluido;

α [-]: è il coefficiente di energia cinematica;

e facendo l'assunzione che il diametro sia costante ($D_1=D_2$, cosicché $V_1=V_2$), la tubazione sia orizzontale ($z_1=z_2$) e il flusso sia completamente sviluppato ($\alpha_1=\alpha_2$), si ottiene che:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \gamma h_L \quad (10)$$

Combinando l'Eq. 10 con l'Eq. 7, si ottiene l'equazione di Darcy-Weisbach (Eq.11), che permette di valutare la perdita di carico distribuita in funzione del fattore di attrito f :

$$h_{L,maggiore} = f \frac{l V^2}{D 2g} \quad (11)$$

valida per un flusso costante, incomprimibile completamente sviluppato all'interno di un tubo orizzontale. In generale, con $V_1=V_2$, l'equazione dell'energia diventa:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \gamma(z_2 - z_1) + \gamma h_L = \gamma(z_2 - z_1) + f \frac{l \rho V^2}{D 2}$$

Da cui si evince che parte della variazione di pressione è dovuta alla variazione di elevazione e parte alla perdita di carico associata agli effetti d'attrito, indicati tramite il fattore d'attrito f .

Qualora non valessero le ipotesi sotto le quali si individua l'Eq. 7 è possibile utilizzare ugualmente tale formula individuando il valore del fattore d'attrito f tramite il *Diagramma di Moody*. Il *Diagramma di Moody* (Figura 3.9) mette in relazione il fattore di attrito (f) con il numero di Reynolds (Re) e la scabrezza relativa (ϵ/D):

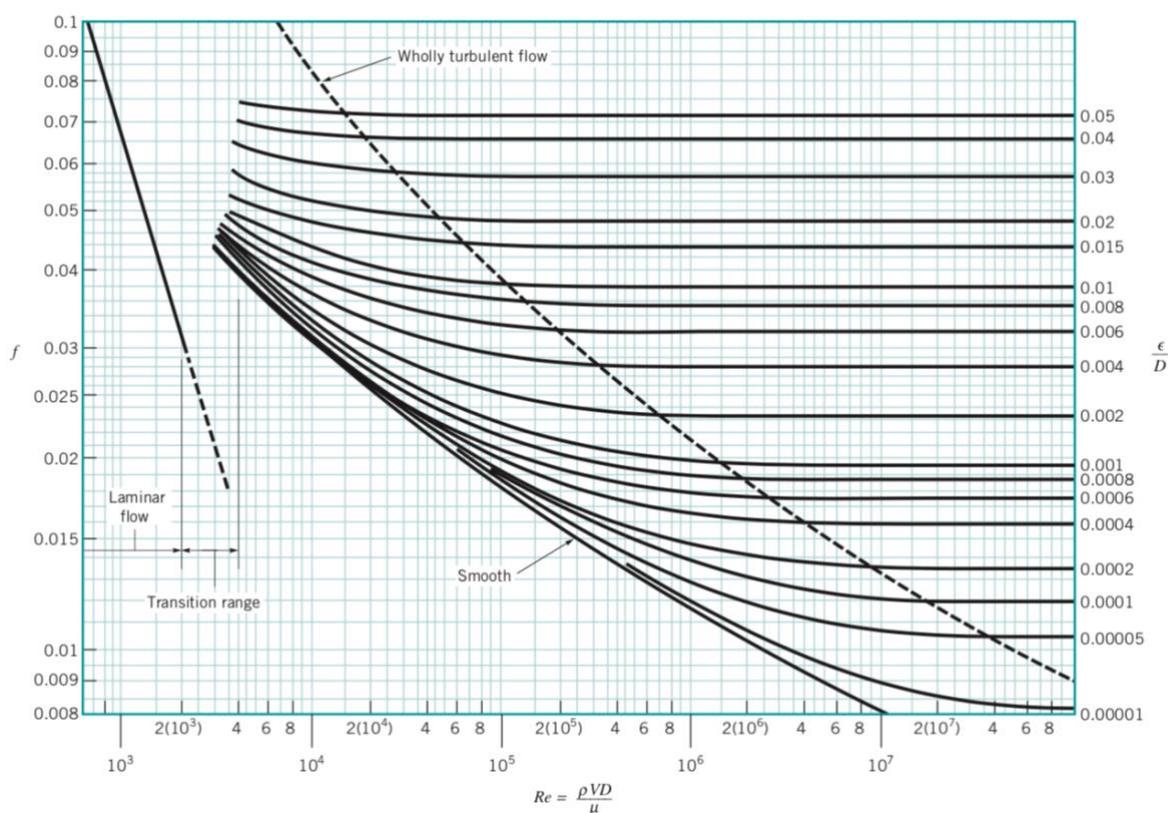


Figura 3.9 Diagramma di Moody (Munson et al., 2009)

All'interno del *Diagramma di Moody* è possibile individuare tre zone principali (Figura 3.9):

- Una zona in cui il moto è laminare, per valori di $Re < 2100$, nella quale il fattore di attrito dipende solo dal numero di Reynolds;
- Una zona di transizione, nell'intervallo $2100 < Re < 4000$, nella quale non sono presenti valori del fattore d'attrito (f) in quanto il flusso può essere laminare o turbolento (o una combinazione instabile di entrambi);
- Una zona relativa al flusso turbolento, nella quale possono essere distinte due parti. Una parte in cui il flusso turbolento non è completamente sviluppato e il fattore di attrito (f) diminuisce all'aumentare del numero di Reynolds, e una seconda parte caratterizzata da un flusso turbolento completamente sviluppato in cui il fattore di attrito (f) rimane costante all'aumentare del numero di Reynolds e dipenderà esclusivamente dalla scabrezza relativa. In Figura 3.9, le due parti sono distinte tramite la curva tratteggiata che indica un flusso turbolento completamente sviluppato. Inoltre, in tale zona è possibile individuare diverse curve, ad ognuna delle quali corrisponde un valore diverso di scabrezza relativa e le quali si distaccano dalla curva che caratterizza quelle tubazioni idraulicamente lisce ($\varepsilon=0$).

La porzione del *Diagramma di Moody* che rappresenta il flusso turbolento è rappresentata dalla *formula di Colebrook*:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.0 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (12)$$

Tale formula è implicita nella dipendenza di f , quindi tale fattore può essere determinato attraverso un processo iterativo.

Inoltre, la perdita di carico complessiva di un sistema di tubazioni aumenta a causa di componenti aggiuntivi, come valvole, curve, raccordi, allargamenti e restringimenti della sezione; tali perdite di carico aggiuntive, sono generalmente definite perdite di carico minori o concentrate e possono essere quantificate attraverso la seguente formulazione:

$$h_{L,minore} = K \cdot \left(\frac{V^2}{2g} \right) \quad (13)$$

dove K rappresenta il coefficiente di perdita di carico localizzata e assume differenti valori a seconda della tipologia di disturbo presente nel sistema; si può ricavare tramite delle formule oppure tramite l'utilizzo di tabelle presenti in letteratura.

Infine, dagli studi presenti in letteratura, è possibile individuare due tipologie di impianto che caratterizzano il circuito primario della galleria attivata energeticamente. Le due tipologie di impianto sono le seguenti:

- Impianto a due tubi a ritorno semplice (Figura 3.10), che consiste nel servire con l'utilizzo di un minor numero di tubazioni principali i diversi anelli di rivestimento della galleria che prendono il fluido termovettore dalla tubazione di mandata e lo scaricano su quella di ritorno.

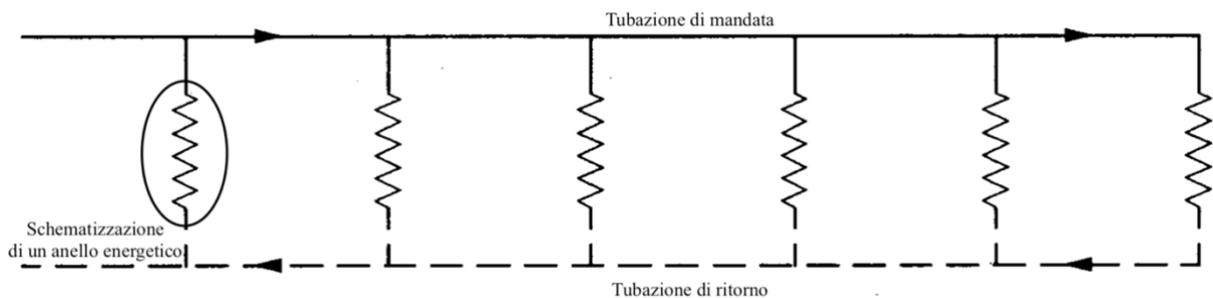


Figura 3.10 Rappresentazione di un impianto a due tubi a ritorno semplice

- Impianto a tre tubi a ritorno inverso (Figura 3.11), che consente di servire i diversi anelli di rivestimento della galleria tramite l'utilizzo di tre tubazioni; una tubazione di mandata, una tubazione sulla quale convergono tutti i ritorni sino al circuito più distante, dal quale parte il ritorno inverso.

In tale tipologia di impianto, tutti i circuiti da servire saranno soggetti a perdite di carico simili e risulta essere auto bilanciato.

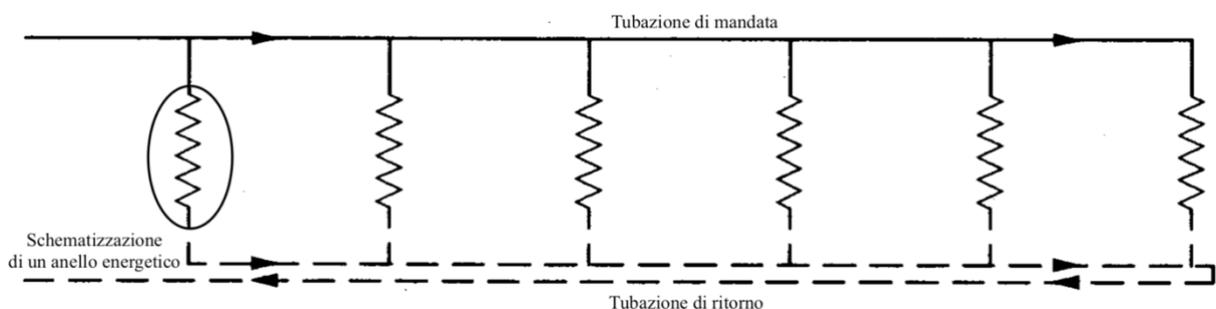


Figura 3.11 Rappresentazione di un impianto a tre tubi a ritorno inverso

3-Impianto idraulico di una galleria energetica

Un impianto risulta bilanciato quando consente di avere una distribuzione omogenea del fluido termovettore nelle varie componenti dell'impianto; altrimenti senza un adeguato bilanciamento, i circuiti più vicini al punto di ingresso del fluido lavorano con portate troppo alte, mentre quelli più lontani con portate troppo basse.

4 Modellazione dell'impianto idraulico

Il presente capitolo ha il compito di descrivere il software **EPANET-MATLAB Toolkit** utilizzato per la modellazione e l'analisi di diversi impianti idraulici di cui si vuole studiare il comportamento al variare del numero di anelli collegati in serie, della lunghezza della galleria da attivare energeticamente e della velocità del fluido termovettore all'interno delle tubazioni principali. Si definiscono i parametri necessari per modellare gli elementi che costituiscono una rete idraulica e le grandezze che possono essere valutate in corrispondenza di tali elementi in seguito ad un'analisi idraulica.

Nell'ultima parte del capitolo si descrive il modello idraulico oggetto di studio, specificando le caratteristiche delle tubazioni di scambio termico e delle tubazioni principali; infine, si riportano i risultati della modellazione, in termini di perdita di carico, potenza idraulica e portata entrante nel sistema.

4.1 Introduzione al software EPANET-MATLAB Toolkit

Il software EPANET-MATLAB Toolkit, utilizzato per la modellazione e le analisi idrauliche, permette di interfacciare EPANET, un software per la modellazione idraulica e della qualità dell'acqua nelle reti di distribuzione, con MATLAB, un software di programmazione ampiamente utilizzato. Nello specifico il Toolkit, attraverso l'utilizzo delle funzioni della

libreria EPANET (Tabella A.1) permette di gestire la struttura di una rete idraulica e, in generale, di effettuare differenti tipi di analisi in una rete, tramite la creazione di un oggetto. Per creare un nuovo oggetto in MATLAB per una specifica rete, si usa il seguente comando:

```
G=epanet('Rete_idrica.inp'); %Carica la rete e usa la libreria di  
funzioni EPANET
```

dove 'Rete_idrica.inp' rappresenta il file in ingresso che contiene tutte le informazioni per poter descrivere la rete idrica e attraverso il quale è possibile effettuare l'analisi idraulica. La costruzione del file in ingresso viene effettuata sulla base dei criteri di modellazione di una rete idrica del software EPANET.

In generale, il software EPANET modella una rete di distribuzione dell'acqua come un insieme di collegamenti connessi ai nodi; in particolare, i collegamenti sono rappresentati dalle tubazioni, pompe, e valvole di controllo. I nodi rappresentano le giunzioni e i serbatoi (Rossman, 2000). Ogni elemento della rete sarà caratterizzato da un insieme di parametri e in corrispondenza di tali elementi si possono valutare diverse grandezze, che rappresentano il risultato del calcolo idraulico.

I **nodi** sono punti della rete dove i collegamenti si uniscono insieme e in corrispondenza dei quali l'acqua entra o esce dalla rete; essi risultano definiti dai seguenti parametri:

- elevazione sopra una quota predefinita (solitamente il livello medio del mare);
- domanda idrica, cioè la portata che esce dalla rete in quel punto, ovvero nel caso di domanda negativa, la portata immessa in quel punto.

Il risultato del calcolo idraulico per i nodi consiste nelle seguenti grandezze:

- il carico idraulico (energia interna per unità di peso del fluido);
- la pressione.

I **serbatoi** sono nodi della rete dove risulta fissato il carico idraulico, equivalente al pelo libero dell'acqua nel serbatoio. Si suppone che nei serbatoi la disponibilità idrica sia infinita, pertanto il carico non varia e non è influenzato da ciò che accade all'interno della rete.

Le **tubazioni** sono collegamenti che convogliano l'acqua da un punto della rete ad un altro; l'acqua si muove da un estremo della tubazione a carico maggiore verso l'altro a carico minore.

I principali parametri idraulici delle tubazioni sono:

- il nodo iniziale;
- il nodo finale;
- il diametro;
- la lunghezza;
- il coefficiente di scabrezza (per la determinazione delle perdite di carico);

Il risultato del calcolo idraulico per le tubazioni include le seguenti grandezze:

- la portata convogliata;
- la velocità;
- la perdita di carico.

In generale, la perdita di carico distribuita, dovuta all'attrito che si genera con le pareti della tubazione, può essere calcolata attraverso varie formule, a seconda del materiale della condotta e del tipo di moto (laminare, turbolento o di transizione).

Nel software, la perdita di carico può esprimersi attraverso una delle seguenti formule:

- *Hazen-Williams*
- *Darcy-Weisbach*
- *Chezy-Manning*

La formula di *Hazen-Williams* è più comunemente utilizzata negli Stati Uniti; non può essere impiegata per liquidi diversi dall'acqua e fu originariamente sviluppata solo per flussi turbolenti. La formula di *Darcy-Weisbach* è teoricamente la più corretta e può essere applicata su tutti i regimi di flusso e a tutti i liquidi. La formula di *Chezy-Manning* è comunemente più usata per flusso a canale aperto.

Ogni formula usa la seguente equazione per calcolare la perdita di carico tra il nodo iniziale e il nodo finale della tubazione:

$$h_L = Aq^B \quad (14)$$

dove:

h_L [m]: è la perdita di carico;

q [m³/s]: è la portata;

A : è il coefficiente di resistenza;

B : è l'esponente della portata.

Per ogni formula si considera una diversa espressione del coefficiente di resistenza A e un diverso valore dell'esponente della portata B , riportati nella seguente Tabella 4.1

Tabella 4.1 Valori del coefficiente di resistenza (A) e dell'esponente della portata (B) per diverse formule che esprimono la perdita di carico

Formula	Coefficiente di resistenza (A)	Esponente della portata (B)
<i>Hazen-Williams</i>	$4.725C^{-1.852}d^{-4.871}L$	1.852
<i>Darcy-Weisbach</i>	$0.0252f(\varepsilon, d, q)d^{-5}L$	2
<i>Chezy-Manning</i>	$4.66n^2d^{-5.33}L$	2

dove:

C [-]: è il coefficiente di scabrezza di *Hazen-Williams*

ε [mm]: è il coefficiente di scabrezza di *Darcy-Weisbach*

f : è il fattore di attrito (dipendente da ε , d e q)

n [-]: è il coefficiente di scabrezza di *Manning*

d [m]: è il diametro della tubazione

L [m]: è la lunghezza della tubazione

q [m³/s]: è la portata

I valori dei coefficienti di scabrezza di *Hazen-Williams* (C), *Darcy-Weisbach* (ε) e *Manning* (n) sono tabellati e variano in funzione del materiale della tubazione. In Figura 4.1, si riportano i valori di tali coefficienti in funzione della formula e del materiale.

<i>Material</i>	<i>Hazen-Williams C (unitless)</i>	<i>Darcy-Weisbach ε (feet x 10⁻³)</i>	<i>Manning's n (unitless)</i>
Cast Iron	130 – 140	0.85	0.012 - 0.015
Concrete or Concrete Lined	120 – 140	1.0 - 10	0.012 - 0.017
Galvanized Iron	120	0.5	0.015 - 0.017
Plastic	140 – 150	0.005	0.011 - 0.015
Steel	140 – 150	0.15	0.015 - 0.017
Vitrified Clay	110		0.013 - 0.015

Figura 4.1 Coefficienti di scabrezza per diverse formule che esprimono la perdita di carico (Rossman, 2000)

Inoltre, con la formula di *Darcy-Weisbach*, EPANET usa differenti metodi per il calcolo del fattore di attrito f che dipende dal regime di flusso:

- la formula di Poiseulle (Eq. 8), valida per un flusso laminare ($Re < 2000$)

$$f = \frac{64}{Re}$$

- una approssimazione della formula di Colebrook-White (Eq. 12), valida per $Re > 4000$, dove ϵ è la scabrezza equivalente in mm:

$$f = \frac{0.25}{\left[\ln \left(\frac{\epsilon}{3.5d} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2}$$

- un'interpolazione cubica del diagramma di Moody (Figura 3.9) per un flusso transitorio ($2000 < Re < 4000$).

Oltre alle perdite di carico distribuite, possono essere prese in considerazione le perdite di carico localizzate, causate per la turbolenza aggiunta che si verifica in corrispondenza di curve e raccordi, assegnando alla tubazione un coefficiente di perdita di carico localizzata K .

Di conseguenza, la perdita di carico localizzata è individuata attraverso l'Eq. 13:

$$h_L = K \left(\frac{V^2}{2g} \right)$$

Il coefficiente K assume un valore diverso in funzione della tipologia di raccordo e tali valori risultano tabellati. In Figura 4.2 , si riportano i valori di K in funzione del disturbo.

<i>FITTING</i>	<i>LOSS COEFFICIENT</i>
Globe valve, fully open	10.0
Angle valve, fully open	5.0
Swing check valve, fully open	2.5
Gate valve, fully open	0.2
Short-radius elbow	0.9
Medium-radius elbow	0.8
Long-radius elbow	0.6
45 degree elbow	0.4
Closed return bend	2.2
Standard tee - flow through run	0.6
Standard tee - flow through branch	1.8
Square entrance	0.5
Exit	1.0

Figura 4.2 Coefficiente di perdita di carico localizzata in funzione dei raccordi (Rossman, 2000)

Inoltre, dopo che una rete è stata adeguatamente descritta, attraverso nodi e collegamenti, è importante specificare le opzioni da utilizzare nell'analisi idraulica.

Le **opzioni idrauliche** controllano il modo in cui vengono eseguiti i calcoli idraulici ed i principali sono costituiti dai seguenti elementi:

- Unità di misura del flusso (Flow Units): permette di scegliere l'unità di misura del flusso, che a sua volta, determina se tutte le altre quantità della rete sono espresse con le unità di misura del sistema metrico inglese (US) o del sistema internazionale (SI).
- Formula della perdita di carico (Headloss Formula): permette di scegliere con quale formulazione calcolare le perdite di carico. La scelta della formula definisce il tipo di coefficiente di scabrezza da fornire per ogni tubo della rete.
- Peso specifico: esprime il rapporto tra la densità del fluido modellato e quella dell'acqua a 4°C (Valore adimensionale).
- Viscosità relativa: esprime il rapporto tra la viscosità cinematica del fluido modellato e quella dell'acqua a 20°C (Valore adimensionale).

4.2 Descrizione del modello di impianto idraulico

La modellazione dell'impianto idraulico è stata effettuata sulla base degli studi esistenti riguardo le gallerie energetiche (Capitolo 2-3) e dei criteri di costruzione del file in ingresso del software EPANET (Paragrafo 4.1).

In particolare, tramite il software MATLAB, sono stati creati in maniera automatica i file in ingresso che rappresentano la schematizzazione di diverse reti idriche, in ognuna delle quali si modella una configurazione di impianto caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie, che varia da 1 a 5. Inoltre, fissato il numero di anelli collegati in serie, si fanno variare:

- la lunghezza della galleria da servire con i conci energetici, in un intervallo compreso tra 90 e 990m;
- la velocità del fluido lungo le tubazioni principali in un intervallo compreso tra 0.25 e 3 m/s.

Inoltre, la tipologia di impianto scelta per lo studio del comportamento idraulico è caratterizzata da tre tubi a **“ritorno inverso”**, da preferire rispetto a quella caratterizzata da due tubi a “ritorno semplice”, in quanto permette al sistema di auto-bilanciarsi (Nicholson et al., 2014).

Si considera che all'interno delle tubazioni scorra un fluido termovettore costituito da acqua miscelata con il 10% di glicole propilenico, in grado di garantire una certa resistenza al congelamento; i parametri che caratterizzano il fluido termovettore variano al variare della temperatura e sono stati individuati tramite il software Coolpack. Considerando che il fluido termovettore viene immesso nella rete alla temperatura di 4°C e, scambiando calore con il terreno, raggiunge temperature in uscita che variano tra 8°C e 13°C (Rosso, 2020), sono stati individuati i parametri del fluido termovettore in corrispondenza di tali temperature e sono riportati in Tabella 4.2.

4-Modellazione dell'impianto idraulico

Tabella 4.2 Parametri caratterizzanti il fluido termovettore, a diverse temperature

	ρ_w	c_w	$\rho_w \cdot c_w$	λ_w	μ_w
	[kg/m ³]	[kJ/kg·K]	[kJ/m ³ K]	[W/mK]	[Pa·s·10 ⁻⁵]
T=4 °C	1014.6	4.043	4102.03	0.517	231.118
T=8 °C	1013.5	4.050	4104.7	0.523	201.780
T=13 °C	1011.97	4.058	4106.6	0.531	172.675

dove:

T [°C]: è la temperatura;

ρ_w [kg/m³]: è la densità;

c_w [kJ/kg·K]: è il calore specifico;

$\rho_w \cdot c_w$ [kJ/m³K]: è la capacità termica;

λ_w [W/mK]: è la conducibilità termica;

μ_w [Pa·s·10⁻⁵]: è la viscosità dinamica.

I valori relativi alla densità ρ_w e alla viscosità dinamica μ_w del fluido, in funzione della temperatura, sono utili per impostare le seguenti **opzioni idrauliche**:

- Peso specifico:

$$\text{Peso specifico} = \frac{\rho_{\text{fluido}}}{\rho_{\text{acqua}(4^\circ\text{C})}} = \frac{1013.4 \text{ [kg/m}^3\text{]}}{10^3 \text{ [kg/m}^3\text{]}} = 1.0134 \text{ [-]}$$

La densità del fluido considerata è la media delle densità corrispondenti alle diverse temperature alle quali il fluido può trovarsi all'interno delle tubazioni.

- Viscosità relativa:

$$\text{Viscosità relativa} = \frac{\mu_{\text{fluido}}}{\mu_{\text{acqua}(20^\circ\text{C})}} = \frac{201.86 \cdot 10^{-5} \text{ [Pa} \cdot \text{s]}}{10^{-3} \text{ [Pa} \cdot \text{s]}} = 2.0186 \text{ [-]}$$

La viscosità dinamica del fluido, allo stesso modo della densità, è rappresentata dalla media della viscosità dinamica corrispondente alle diverse temperature alle quali il fluido può trovarsi all'interno delle tubazioni.

Nello specifico, in ogni file in ingresso generato, l'impianto idraulico viene schematizzato attraverso una rete idrica costituita da nodi, tubazioni e da un serbatoio, mentre non si tiene in conto della pompa di circolazione che sarà posta tra il primo e l'ultimo nodo della rete; tutti i nodi avranno un'elevazione nulla e si assegna al nodo iniziale della rete una domanda negativa che rappresenta la portata complessiva entrante nel sistema. Invece, l'ultimo nodo della rete è caratterizzato da un serbatoio con un carico H .

A titolo di esempio, in Figura 4.3 si riporta la schematizzazione di un impianto idraulico di una galleria il cui rivestimento è costituito da 9 anelli energetici, in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo alle tubazioni principali.

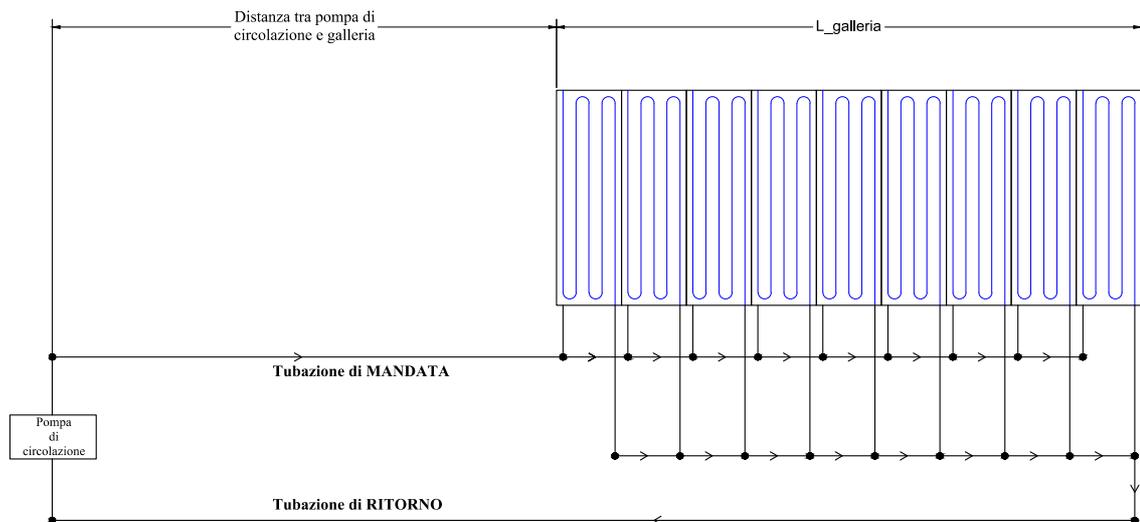


Figura 4.3 Esempio di impianto idraulico con 9 anelli collegati in parallelo alle tubazioni principali (mandata e ritorno)

Dalla Figura 4.3 è possibile osservare le serpentine immerse negli anelli energetici (in blu) che attraverso il software EPANET vengono rappresentate graficamente come delle tubazioni rettilinee, in quanto tale software permette di tenere in conto del loro reale andamento delle tubazioni associando un coefficiente di perdita di carico localizzata. In Figura 4.4 si riporta la reale schematizzazione dell'impianto ottenuta tramite il software EPANET.

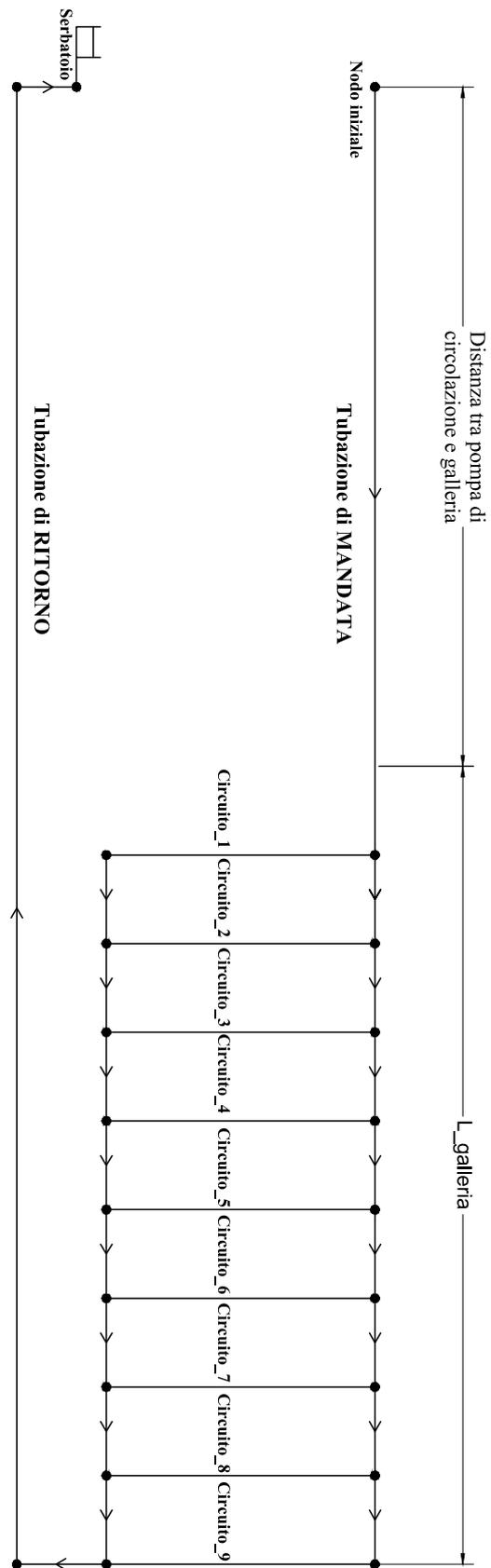


Figura 4.4 Modello di un impianto idraulico con 9 anelli collegati in parallelo alle tubazioni principali

Per ogni rete idrica studiata sono state fissate le caratteristiche della galleria, ad eccezione della lunghezza, riportate in Tabella 4.3, facendo riferimento alle dimensioni della galleria della Linea 2 della Metropolitana di Torino, in fase di progettazione.

Tabella 4.3 Parametri di input del modello automatico

Lunghezza della galleria L [m]	Da 90 a 990 m
Diametro esterno della galleria D [m]	9.6
Spessore del rivestimento [m]	0.4
Distanza asse tubazioni-estradosso [m]	0.05
Diametro corrispondente alle tubazioni d_t [m]	9.5
Spessore concio s_{concio} [m]	1.5
Distanza asse tubazioni-bordo concio c [m]	0.15
Numero conci che formano un anello n_{conci} [-]	6

L'ultimo passo per la creazione del file in ingresso è quello di definire le caratteristiche delle tubazioni che costituiscono il sistema idraulico; tali tubazioni si distinguono in:

- Tubazioni di scambio termico immerse nel rivestimento della galleria;
- Tubazioni principali, una di mandata e due di ritorno.

Seguendo le istruzioni del manuale del software EPANET, tutte le tubazioni sono definite in funzione dei seguenti parametri idraulici:

- Lunghezza [m];
- Diametro interno [mm];
- Coefficiente di scabrezza ϵ [mm], definito in funzione della formula della perdita di carico utilizzata per l'analisi idraulica, che si assume sia quella di *Darcy-Weisbach*;
- Coefficiente di perdita di carico localizzata [-], se risulta necessario.

4.2.1 Caratteristiche delle tubazioni di scambio termico

Le tubazioni di scambio termico sono tubazioni per riscaldamento del tipo, ad esempio RAUTHERM-S in Pe-Xa (polietilene reticolato con perossidi) con rivestimento EVAL (Rehau, 2013), le quali formano una serpentina all'interno di ogni concio, ovvero si sviluppano lungo percorsi a U di lunghezza variabile; inoltre, sono disposte in modo tale che la loro direzione principale risulti perpendicolare all'asse della galleria come mostrato in Figura 4.5:

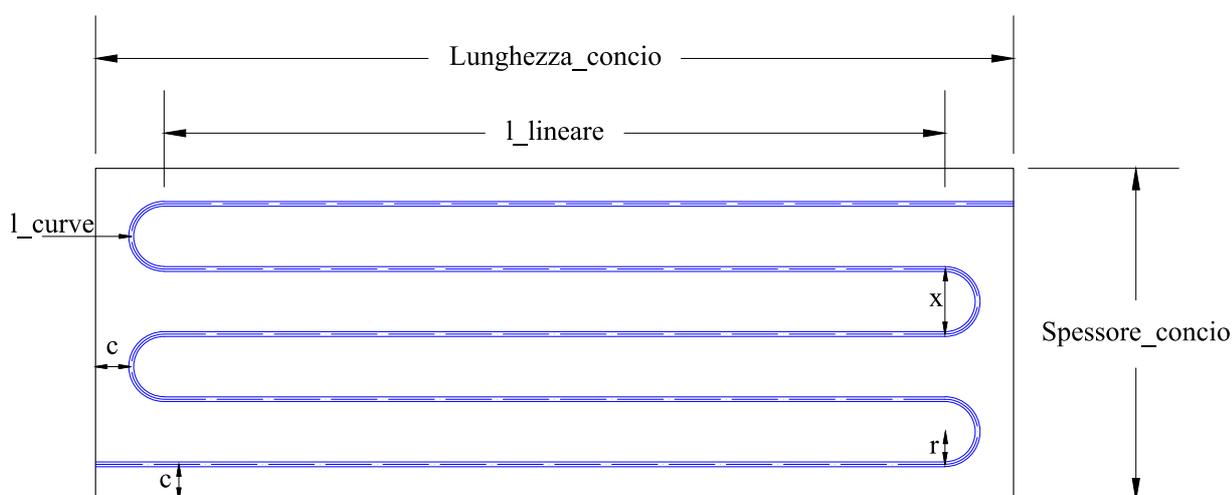


Figura 4.5 Rappresentazione schematica di un concio in cui è immersa la tubazione di scambio termico

Per semplicità, si considera che ogni concio abbia le stesse dimensioni e che la lunghezza delle tubazioni immerse al loro interno sia sempre uguale.

Tali tubazioni presentano le seguenti caratteristiche:

- Diametro esterno: 20 mm
- Diametro interno: 16 mm
- Spessore: 2 mm
- Coefficiente di scabrezza (Darcy-Weisbach): 0.007 mm

Come già accennato precedentemente, il software EPANET non permette di modellare le serpentine presenti all'interno di ogni concio energetico, per cui la loro lunghezza complessiva all'interno di ogni anello di rivestimento viene individuata attraverso l'Eq. 15:

$$L_{t,anello} = n_{conci} \cdot L_{t,concio} \quad (15)$$

dove n_{conci} è il numero di conci che costituiscono un anello e $L_{t,concio}$ è la lunghezza della tubazione all'interno di un concio. La lunghezza della tubazione all'interno di un concio è calcolata a partire dalla somma delle lunghezze dei tratti lineari e dei tratti curvi che caratterizzano la serpentina:

$$L_{t,concio} = l_{lineare} \cdot n_{tratti_{lineari}} + l_{curve} \cdot n_{curve} + 2 \cdot (r + c) \quad (16)$$

dove:

- $l_{lineare}$ [m], è la lunghezza di ogni tratto lineare;
- $n_{tratti_{lineari}}$ [-], è il numero di tratti lineari ($n_{tratti_{lineari}} = n_{curve} + 1$);
- l_{curve} [m], è la lunghezza di un tratto curvo;
- n_{curve} [-], è il numero di tratti curvi;
- c [m], è la distanza dell'asse della tubazione rispetto al bordo esterno del concio, posto pari a 0.15 m (Figura 4.5).

Il numero di tratti curvi n_{curve} è determinato a partire dalle dimensioni di un concio e dal raggio minimo di curvatura delle tubazioni pari a $r_{min}=5 \cdot d$ (Rehau, 2013), dove d è il diametro esterno delle tubazioni.

Nello specifico, dal raggio di curvatura minimo (r_{min}) si ottiene la spaziatura minima tra gli assi delle tubazioni x_{min} , pari a due volte il raggio minimo di curvatura, utile al calcolo del numero di curve massimo, attraverso l'Eq. 17:

$$n_{curve,max} = intero \left(\frac{s_{concio} - 2 \cdot c}{x_{min}} \right) \quad (17)$$

Una volta fissato all'intero il numero di curve, si verifica che sia un numero pari e si ricalcola il nuovo valore di spaziatura x ; dopodiché si procede alla definizione dei seguenti parametri:

Lunghezza tratto lineare:
$$l_{lineare} = l_{concio} - 2 \cdot \left(\frac{x}{2} + c \right) \quad (18)$$

dove:

$$l_{concio} = \frac{\pi \cdot d_t}{n_{conci}} \quad (19)$$

Lunghezza tratto curvo:

$$l_{curve} = \pi \cdot \frac{x}{2} \quad (20)$$

Le Eq. 15-20 sono state implementate nel software MATLAB in modo tale da individuare in maniera automatica la lunghezza delle tubazioni di scambio termico nel momento in cui variano le caratteristiche della galleria analizzata, in termini di diametro della galleria, numero di conci che formano un anello, dimensioni del concio, disposizione delle tubazioni di scambio termico all'interno del rivestimento.

Nel caso in esame, per ogni configurazione di impianto idraulico studiata si ipotizza di modellare un rivestimento in cui ogni anello è formato da 6 conci tutti di uguale lunghezza 1.5 m e spessore 40 cm. Le tubazioni di scambio, con diametro pari a 20 mm e spessore 2 mm, percorrono ciascun concio secondo la configurazione Enertun (Barla et al., 2019b), con direzione perpendicolare all'asse della galleria, lungo 5 spire equispaziate di 30 cm e distanti 15 cm dal bordo del concio. Quindi, ipotizzando che le caratteristiche della galleria elencate in Tabella 4.3 rimangano invariate, la lunghezza delle tubazioni all'interno di un anello, rimane invariata per ogni configurazione idraulica modellata; applicando le Eq. 15-20, la lunghezza delle tubazioni di scambio termico all'interno di un anello risulta pari a:

$$L_{t,anello} \cong 146 \text{ m}$$

Essendo ogni circuito della rete idraulica costituito da un certo numero di anelli collegati in serie, variabile da 1 a 5, la lunghezza complessiva della tubazione che caratterizza un circuito viene ottenuta dal prodotto tra il numero di anelli collegati in serie n_{serie} e la lunghezza della tubazione di scambio termico all'interno di un anello $L_{t,anello}$.

Infine, nel software EPANET per tenere in conto del reale andamento delle tubazioni di scambio termico, si assegna ad ogni circuito un coefficiente di perdita di carico localizzata K . Tale coefficiente rappresenta le perdite di carico che si verificano in corrispondenza:

- delle curve
- dei raccordi a 'T', tra la tubazione di mandata e le tubazioni di scambio termico all'ingresso del fluido termovettore nel circuito, e tra le tubazioni di scambio termico e la tubazione di ritorno all'uscita del fluido termovettore dal circuito.

Di conseguenza, il coefficiente di perdita di carico complessivo $K_{complessivo}$ sarà la somma di due coefficienti che tengono in conto rispettivamente:

- di ogni curva di raggio lungo (Long radius elbow), per la quale $K = 0.16$ (Figura 4.6)

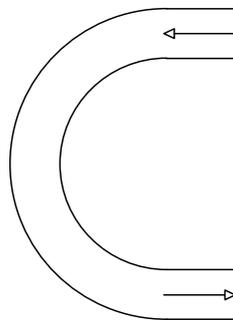


Figura 4.6 Perdita di carico localizzata per una curva di raggio lungo

In tal caso, il valore di tale coefficiente sarà moltiplicato per il numero di tratti curvi presenti in ogni concio n_{curve} , per il numero di conchi che formano un anello n_{conci} e per il numero di anelli in serie n_{serie} che costituiscono un unico circuito.

- di ogni raccordo a T (Standard tee-flow through branch), per il quale $K = 1.8$ (Figura 4.7)

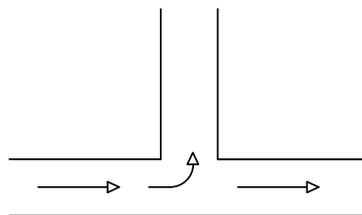


Figura 4.7 Perdita di carico localizzata per raccordo a "T"

In tal caso, il valore di tale coefficiente è moltiplicato per due, in quanto si ha un raccordo a 'T' in corrispondenza dell'ingresso e dell'uscita del fluido termovettore dalla serpentina che costituisce un circuito.

In Tabella 4.4, si riassumono le caratteristiche delle tubazioni di scambio termico immerse nel rivestimento della galleria.

Tabella 4.4 Caratteristiche delle tubazioni di scambio termico immerse nel rivestimento della galleria

Diametro esterno [mm]	20
Diametro interno [mm]	16
Spessore [mm]	2
Lunghezza delle tubazioni in un anello [m]	$L_{t,anello} = n_{conci} \cdot L_{t,concio} \cong 146$
Coefficiente di scabrezza <i>Darcy-Weisbach</i> [mm]	0.007
Coefficiente di perdita di carico localizzata [-]	$K_{complessivo,circuito} =$ $= K_{curve} \cdot n_{curve} \cdot n_{conci} \cdot n_{serie} +$ $+ 2 \cdot K_{raccordo}$

4.2.2 Caratteristiche delle tubazioni principali

Le tubazioni di mandata e di ritorno, a differenza di quelle di scambio termico, sono in acciaio, caratterizzate da un coefficiente di scabrezza (*Darcy-Weisbach*) pari a 0.06 mm. Inoltre, si considera che tali tubazioni siano caratterizzate da una sezione variabile in funzione della portata che circola al loro interno, della velocità del fluido termovettore all'interno di ogni serpentina e della velocità massima imposta al fluido all'interno delle tubazioni principali.

La velocità del fluido all'interno delle serpentine ($v_{fluido,serpentine}$) si assume rimanga pari a 0.9 m/s, valore utilizzato nel campo sperimentale effettuato per la Linea 1 della Metropolitana di Torino (Barla et al., 2019b), mentre la velocità massima del fluido all'interno delle tubazioni principali (V_{max}) viene fatta variare da 0.25 a 3 m/s.

In generale, la portata complessiva entrante nel sistema viene determinata attraverso l'Eq. 21:

$$Q_{entrante} = n_{circuiti} \cdot q_s \quad (21)$$

dove:

$$n_{circuiti} = \frac{n_{anelli}}{n_{serie}} = \frac{L/s_{concio}}{n_{serie}} \quad (22)$$

è il numero di circuiti pari al rapporto tra il numero complessivo di anelli e il numero di anelli collegati in serie;

$$q_s = v_{fluido,serpentine} \cdot A_{trasversale} = v_{fluido,serpentine} \cdot \left(\frac{\pi d^2}{4}\right) \quad [m^3/s] \quad (23)$$

è la portata fluente in ogni circuito, pari al prodotto tra la velocità del fluido all'interno delle serpentine e l'area della sezione trasversale della tubazione di scambio termico.

Per il caso in esame, assumendo una velocità del fluido nelle serpentine pari a 0.9 m/s e ipotizzando che il diametro interno delle tubazioni di scambio termico rimanga costante e pari a 16 mm, si ottiene tramite l'Eq. 23 che la portata all'interno delle serpentine è pari a:

$$q_s = 1.8 \cdot 10^{-4} \quad m^3/s$$

In particolare, per definire le dimensioni della **tubazione di mandata** si assume che quest'ultima subisca una riduzione di sezione dovuta al fatto che la portata fluente nella condotta si riduce di una quantità pari a q_s in corrispondenza del raccordo con ogni circuito (Figura 4.8).

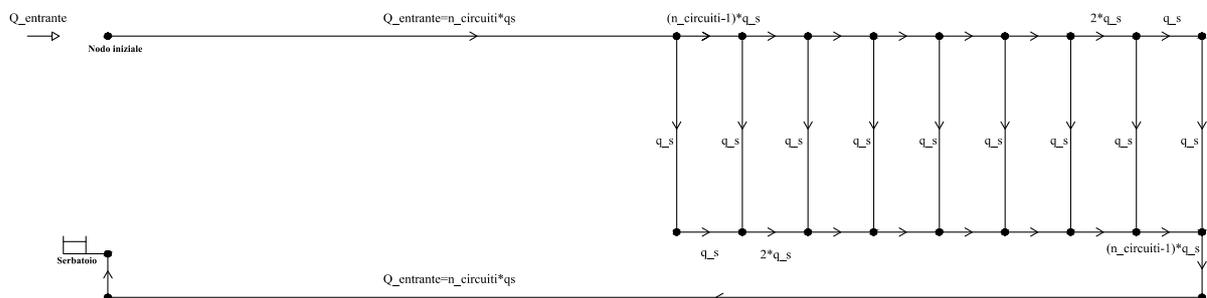


Figura 4.8 Rappresentazione schematica del modello idraulico di input

Una volta individuato il valore della portata entrante nel sistema $Q_{entrante}$, è possibile definire il diametro corrispondente al primo tratto della tubazione di mandata, che si estende dalla posizione in cui si trova la pompa di circolazione (nodo iniziale) fino al primo circuito da servire e in cui circola una portata pari alla portata complessiva entrante. Il diametro del primo tratto della tubazione di mandata si ricava attraverso l'Eq. 24:

$$D_{condotta,teorico} = \sqrt{\frac{Q_{entrante}}{\frac{\pi}{4} \cdot V_{max}}} = \sqrt{\frac{n_{circuiti} \cdot q_s}{\frac{\pi}{4} \cdot V_{max}}} \quad (24)$$

Il diametro individuato ($D_{condotta,teorico}$) sarà anche il diametro della tubazione di ritorno inverso, che si estende dall'ultimo circuito al serbatoio. In particolare, si considera una distanza tra la pompa di circolazione (nodo iniziale) e l'inizio della galleria pari a 50 m.

Man mano che il fluido scorre all'interno della condotta di mandata, la portata che scorre al suo interno si riduce in quanto diminuisce il numero di circuiti da servire; conseguentemente si individua un nuovo diametro per ogni tratto in funzione della nuova portata. Ogni tratto della tubazione di mandata, compreso tra un circuito e l'altro, è caratterizzato da una lunghezza definita tramite l'Eq. 25:

$$L_{condotta} = n_{serie} \cdot s_{concio} \quad (25)$$

dove s_{concio} è lo spessore di un concio e n_{serie} è il numero di anelli collegati in serie.

Al contrario, la **tubazione di ritorno**, che collega il primo e l'ultimo circuito del sistema, si assume che subisce un allargamento di sezione dovuta al fatto che la portata fluente al suo interno aumenta di una quantità pari a q_s in corrispondenza del raccordo con ogni circuito (Figura 4.8); quindi, anche in questo caso, il diametro che caratterizza ogni tratto della tubazione di ritorno che si estende da un circuito all'altro è individuato in funzione della portata che fluisce al suo interno.

Di conseguenza, facendo riferimento all'Eq. 24 si deduce che i diametri che caratterizzano le tubazioni di mandata e di ritorno variano in funzione di:

- Numero di circuiti da servire $n_{circuiti}$;

- Velocità massima del fluido termovettore nelle tubazioni principali V_{max} .

Per ogni rete idrica modellata, caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie, da una certa lunghezza della galleria e da una velocità massima imposta al fluido, si identifica la portata entrante nel sistema e il numero di circuiti; attraverso questi ultimi parametri si identificano i diversi diametri teorici e la diversa lunghezza che caratterizza le tubazioni principali. In seguito, i diametri teorici ottenuti si confrontano con i diametri presenti in commercio (Ecoline, 2019) elencati in Tabella 4.5.

Tabella 4.5 Diametro esterno, spessore e diametro interno delle tubazioni in acciaio (Ecoline, 2019)

TUBAZIONI IN ACCIAIO – Diametri commerciali		
D ESTERNO [mm]	Spessore [mm]	D INTERNO [mm]
26.9	2	22.9
33.7	2.3	29.1
42.4	2.6	37.2
48.3	2.6	43.1
60.3	2.9	54.5
76.1	2.9	70.3
88.9	3.2	82.5
114.3	3.6	107.1
139.7	3.6	132.5
168.3	4	160.3
219.1	4.5	210.1
273	5	263
323.9	5.6	312.7
355.6	5.6	344.4
406.4	6.3	393.8
457	6.3	444.4
508	6.3	495.4
620	7	606
711	8	695
813	8.8	795.4

Scelto un intervallo di diametri commerciali, si effettua il confronto tra ogni diametro teorico $D_{\text{Condotta,teorico}}$ e i diametri commerciali D_{INTERNO} :

- Se $D_{\text{Condotta,teorico}} > D_{\text{Commerciale}}$ (massimo), allora $D_{\text{Condotta}} = D_{\text{commerciale}}$ (massimo)
- Se $D_{\text{Condotta,teorico}} < D_{\text{Commerciale}}$ (massimo), allora D_{Condotta} si pone uguale al primo diametro commerciale maggiore.

Una volta trasformati i diametri teorici in funzione dei diametri presenti in commercio, la velocità con la quale il fluido scorre nelle condotte principali non sarà pari alla massima velocità imposta per l'individuazione del diametro teorico, ma sarà differente, in quanto si assume che la portata entrante nel sistema rimanga invariata. Tale velocità può essere determinata a partire dalla conoscenza dei diametri commerciali caratterizzanti le condotte e della portata che scorre all'interno tramite l'Eq. 24.

Infine, si procede alla determinazione di un coefficiente di perdita di carico localizzata per ogni tratto di condotta di mandata che subisce un restringimento e per ogni tratto di condotta di ritorno che subisce un allargamento e risultano i seguenti:

- in corrispondenza di un allargamento della sezione, il coefficiente di perdita di carico localizzata K si calcola nel seguente modo:

$$K = \left(1 - \left(\frac{D_{\text{condotta,1}}}{D_{\text{condotta,2}}} \right)^2 \right)^2$$

dove $D_{\text{condotta,1}}$ è il diametro del tratto di condotta precedente ed è minore di $D_{\text{condotta,2}}$ che è il diametro del tratto di condotta successiva (Figura 4.9).

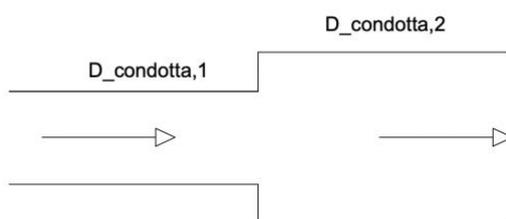


Figura 4.9 Perdita di carico localizzata per un allargamento della sezione

- in corrispondenza di un restringimento della sezione, il coefficiente di perdita di carico localizzata K è tabellato ed è definito in funzione del rapporto $D_{condotta,1}/ D_{condotta,2}$ (Figura 4.10).

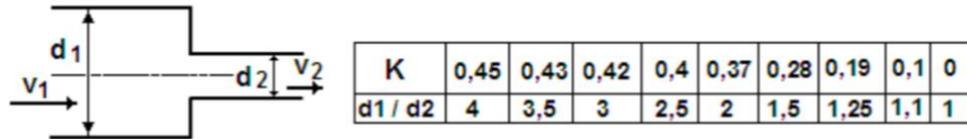


Figura 4.10 Valori tabellati del coefficiente di perdita di carico localizzata per un restringimento della sezione

Prendendo in considerazione i diametri in commercio elencati in Tabella 4.5 e facendo il rapporto tra il diametro più grande e quello più piccolo successivo risulta circa pari a:

$$\frac{D_{condotta,1}}{D_{condotta,2}} \cong 1.25 \rightarrow K = 0.19 \quad (\text{Figura 4.11})$$

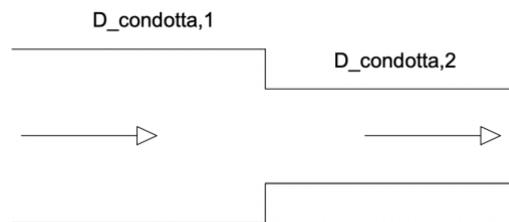


Figura 4.11 Perdita di carico localizzata per un restringimento della sezione

In Tabella 4.6, si riassumono le caratteristiche della tubazione di mandata.

Tabella 4.6 Caratteristiche della tubazione di mandata

Diametro interno del tratto di condotta che collega due circuiti adiacenti [mm]	$D_{condotta,i} = \sqrt{\frac{(n_{circuiti}-i) \cdot q_s}{\frac{\pi}{4} \cdot V_{condotta}}}$ <p>con $i = 1, \dots, (n_{circuiti} - 1)$</p>
Diametro interno del tratto di condotta che collega il primo nodo al nodo del primo circuito [mm]	$D_{condotta} = \sqrt{\frac{Q_{entrante}}{\frac{\pi}{4} \cdot V_{condotta}}} = \sqrt{\frac{n_{circuiti} \cdot q_s}{\frac{\pi}{4} \cdot V_{condotta}}}$
Lunghezza totale [m]	$L_{mandata} = 50 + n_{serie} \cdot s_{concio} + \sum_{i=1}^{n_{circuiti}-1} L_{condotta,i}$
Coefficiente di scabrezza Darcy-Weisbach [mm]	0.06
Coefficiente di perdita di carico localizzata [-]	0.19

In Tabella 4.7, si riassumono le caratteristiche della tubazione di ritorno.

Tabella 4.7 Caratteristiche della tubazione di ritorno

Diametro interno del tratto di condotta che collega due circuiti adiacenti [mm]	$D_{condotta,i} = \sqrt{\frac{(n_{circuiti}-i) \cdot q_s}{\frac{\pi}{4} \cdot V_{condotta}}}$ <p>con $i = 1, \dots, (n_{circuiti} - 1)$</p>
Diametro interno del tratto di condotta che collega il nodo dell'ultimo circuito e l'ultimo nodo [mm]	$D_{condotta} = \sqrt{\frac{Q_{entrante}}{\frac{\pi}{4} \cdot V_{condotta}}} = \sqrt{\frac{n_{circuiti} \cdot q_s}{\frac{\pi}{4} \cdot V_{condotta}}}$
Lunghezza totale del ritorno inverso [m]	$L_{mandata} = 50 + n_{serie} \cdot s_{concio} + \sum_{i=1}^{n_{circuiti}-1} L_{condotta,i}$
Coefficiente di scabrezza Darcy-Weisbach [mm]	0.06
Coefficiente di perdita di carico localizzata [-]	$K = \left(1 - \left(\frac{D_{condotta,1}}{D_{condotta,2}} \right)^2 \right)^2$

4.3 Risultati della modellazione

In seguito alla modellazione di ogni rete idrica caratterizzante il circuito primario di una galleria energetica è stata effettuata un'analisi idraulica per studiarne il comportamento (idraulico ed economico) e per individuare la configurazione e il dimensionamento ottimale.

I risultati di ogni analisi si distinguono in funzione dei seguenti parametri principali:

- Lunghezza della galleria;
- Velocità massima del fluido termovettore nelle tubazioni principali;
- Numero di anelli collegati in serie.

Le lunghezze dei tratti di galleria analizzate variano da 90 a 990 m, con passo pari a 90 m. Fissando il numero di anelli collegati in serie e la lunghezza della galleria, si sono analizzate diverse reti nelle quali i diametri delle tubazioni di mandata e di ritorno sono stati individuati imponendo una velocità massima nelle tubazioni che viene fatta variare da 0.25 a 3 m/s, con passo pari a 0.25. In totale, si esplorano 132 modelli per ogni configurazione caratterizzata da un numero di anelli collegati in serie che varia da 1 a 5. In particolare, la configurazione con 1 anello in serie rappresenta la condizione in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo alle tubazioni principali.

4.3.1 Perdita di carico

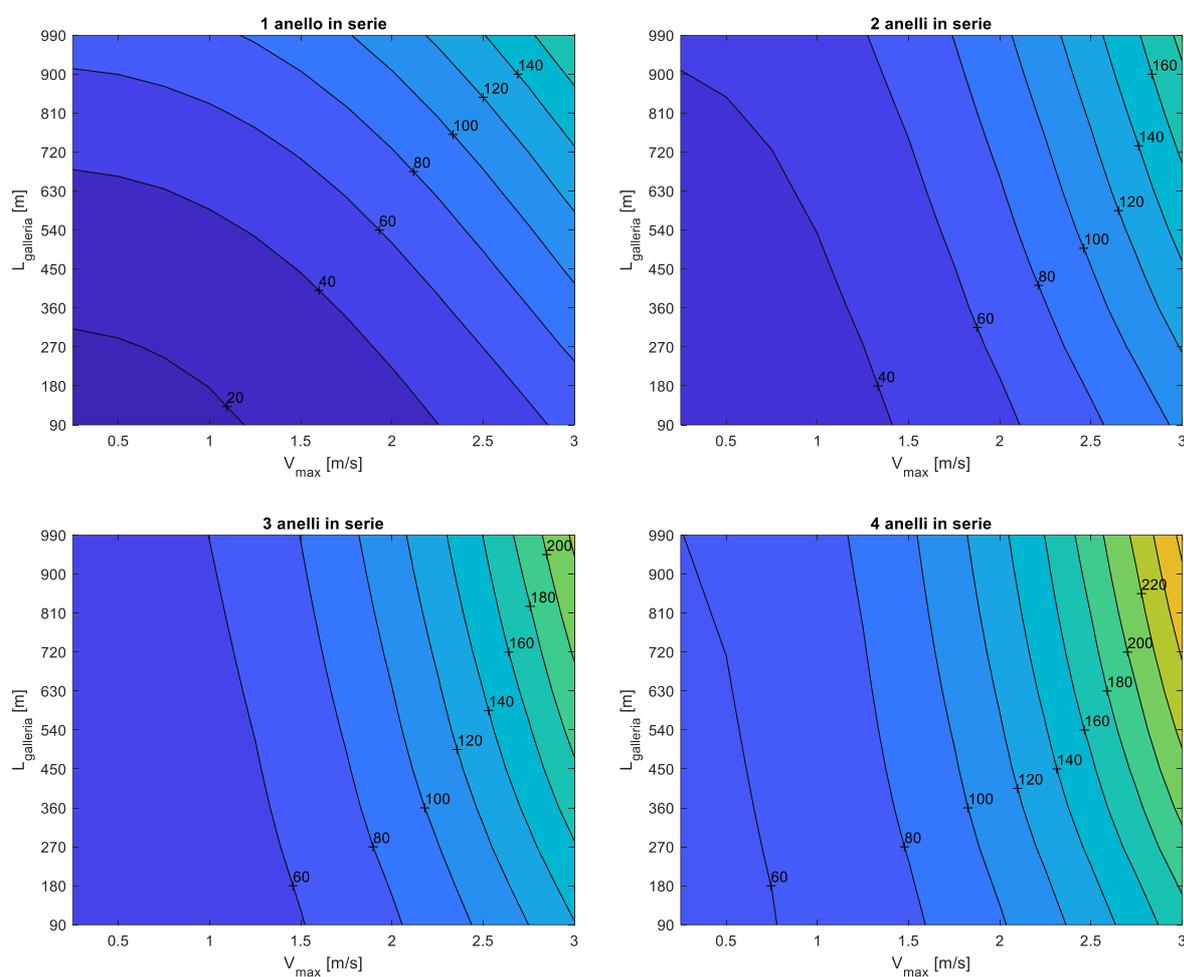
Il principale risultato dell'analisi idraulica è rappresentato dalla **perdita di carico** valutata tra il nodo iniziale della condotta di mandata e il nodo finale della condotta di ritorno (Eq. 26).

In particolare, una discriminante nella scelta della configurazione ottimale consiste nel verificare che la perdita di carico non superi un valore pari a 60 m, in quanto la pressione d'esercizio massima delle tubazioni di scambio termico scelte è pari a 6 bar (Rehau, 2013).

$$\Delta H = H_{nodo_iniziale} - H_{nodo_finale} \quad (26)$$

Per ogni configurazione di impianto idraulico, caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie, viene valutata la perdita di carico al variare della lunghezza della galleria ($L_{galleria}$) e della velocità massima del fluido lungo le tubazioni principali (V_{max}). La distribuzione della perdita di carico viene riportata in Figura 4.12, nel caso in cui le tubazioni principali sono caratterizzate dai diametri teorici, individuati imponendo una certa velocità e portata.

Perdita di carico [m] – Diametri teorici



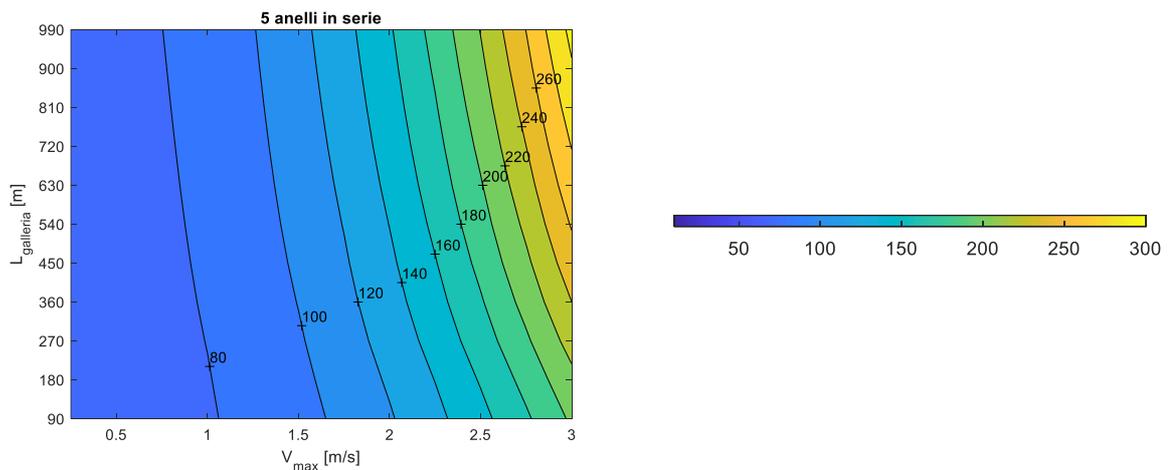


Figura 4.12 Perdita di carico per ogni configurazione (diametri teorici)

Dalla Figura 4.12 si osserva che, per ogni configurazione, le perdite di carico crescono all'aumentare della lunghezza della galleria e della velocità massima del fluido nelle tubazioni principali, coerentemente all'Eq. 7 e all'Eq. 13. In particolare, le perdite di carico crescono all'aumentare del numero di anelli collegati in serie. Tale risultato è inatteso rispetto a ciò che è riportato in letteratura (Barla et al., 2016), ovvero che il collegamento in serie di un certo numero di anelli comporti una riduzione delle perdite di carico, in quanto si riducono le connessioni con le tubazioni principali. Inoltre, la configurazione rappresentata da 5 anelli collegati in serie è l'unica per la quale le perdite di carico superano sempre il valore limite, pertanto tale configurazione risulta tecnicamente non praticabile.

In seguito, sono state individuate le perdite di carico per ogni configurazione, caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie, al variare della lunghezza della galleria ($L_{galleria}$) e della velocità massima del fluido lungo le tubazioni principali (V_{max}). La distribuzione della perdita di carico viene riportata in Figura 4.13, nel caso in cui le tubazioni principali sono caratterizzate dai diametri commerciali.

Perdita di carico [m] – Diametri commerciali

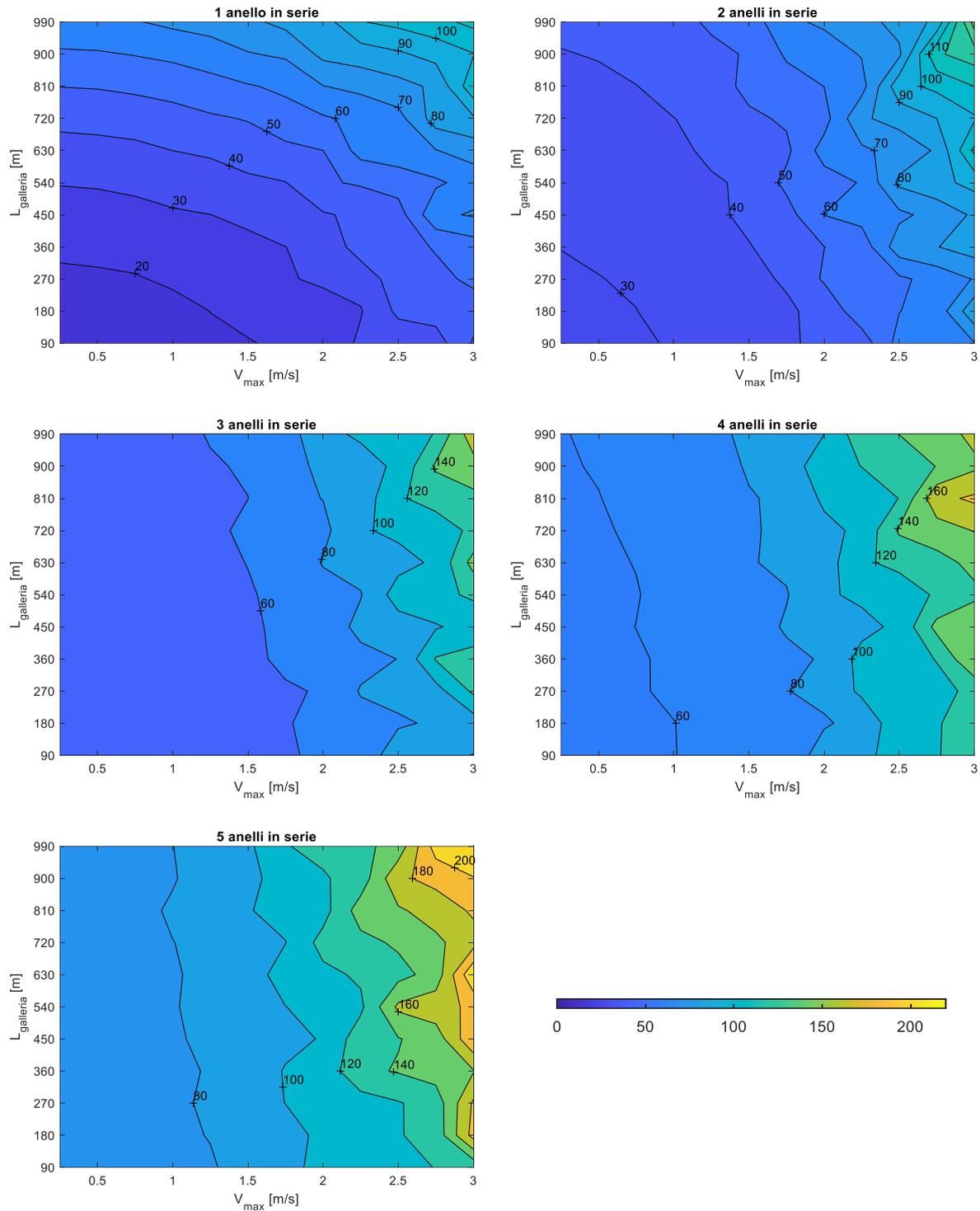


Figura 4.13 Perdita di carico per ogni configurazione (diametri commerciali)

Dalla Figura 4.13 si nota che, anche nel caso in cui le tubazioni principali sono caratterizzate dai diametri commerciali, le perdite di carico crescono all'aumentare della lunghezza della galleria da attivare energeticamente e della velocità imposta al fluido lungo tubazioni principali, a parità di configurazione; inoltre, la perdita di carico aumenta all'aumentare del numero di anelli collegati in serie. In corrispondenza della configurazione con 5 anelli collegati in serie, la perdita di carico è sempre maggiore del valore limite, pari a 60 m, ed in corrispondenza delle altre configurazioni, il limite non viene superato per nessuna lunghezza della galleria, per piccoli valori della velocità massima. Viceversa, se si incrementa tale velocità, allora la lunghezza della galleria per la quale il limite non viene superato si riduce sempre di più. In particolare, la velocità per la quale tale limite non viene superato si riduce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie alle tubazioni principali, indipendentemente dalla lunghezza della galleria.

Inoltre, in ogni configurazione, si individua un andamento delle isolinee di perdita di carico che non seguono un andamento lineare come nel caso in cui le tubazioni sono caratterizzate dai diametri teorici (Figura 4.12). L'andamento spezzettato delle isolinee di perdita di carico è dovuto al modo utilizzato per la costruzione della rete idraulica, in particolare, per l'individuazione dei diametri caratterizzanti le tubazioni principali (Paragrafo 4.2.2). Si ricorda che, imponendo una certa portata entrante al nodo iniziale della rete idrica e una certa velocità massima nelle tubazioni principali, si trova il diametro teorico (Eq.24) che viene confrontato con i diametri commerciali. Ipotizzando che la portata entrante nel sistema rimanga costante e considerando un diametro commerciale anziché teorico, il valore di velocità con cui il fluido si muove nelle tubazioni differirà da quello fissato. Pertanto, il valore di velocità presente sull'asse delle ascisse non rappresenta l'effettiva velocità del fluido nelle condotte, ma quella velocità utilizzata per la determinazione del diametro teorico.

Dal confronto dei risultati ottenuti nel caso dei diametri commerciali (Figura 4.13) e nel caso dei diametri teorici (Figura 4.12) si osserva che le perdite di carico risultano maggiori nel caso in cui si utilizzino i diametri teorici, a parità del numero di anelli collegati in serie. Infatti:

- nel caso di 5 anelli collegati in serie la massima perdita di carico raggiunge un valore pari a 260 m, contro i 200 m raggiunti utilizzando i diametri commerciali

- nel caso in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo alle tubazioni principali, il massimo valore della perdita di carico è circa pari a 140 m, contro i 100 m nel caso si utilizzino i diametri commerciali.

Il motivo dell'incremento della perdita di carico è attribuibile al criterio utilizzato per la scelta del diametro commerciale; infatti, il diametro teorico ottenuto si confronta con quello commerciale e si seleziona il primo diametro commerciale maggiore, per cui:

$$D_{teorico} \leq D_{commerciale}$$

Tale scelta comporta una riduzione della velocità con la quale il fluido si muove nel primo tratto della condotta di mandata e nella condotta di ritorno inverso, rispetto alla velocità massima imposta per la determinazione del diametro commerciale, per cui:

$$Velocità_{max} > Velocità_{effettiva}$$

Di conseguenza, la perdita di carico, essendo direttamente proporzionale al quadrato della velocità, si riduce nel caso si utilizzino i diametri commerciali.

Inoltre, dalla Figura 4.12 si nota che dalla configurazione con due anelli collegati in serie fino a quella caratterizzata da cinque anelli le isolinee di perdita di carico risultano essere quasi verticali e ciò significa che le perdite di carico sono maggiormente influenzate dalla velocità del fluido nelle condotte principali piuttosto che dall'incremento della lunghezza della galleria, e di conseguenza dalla lunghezza delle tubazioni. Infatti, ciò risulta concorde con l'Eq. 7, secondo cui la perdita di carico cresce non solo con la lunghezza della tubazione, ma anche e soprattutto con il quadrato della velocità del fluido.

4.3.2 Potenza idraulica

Una volta determinata la perdita di carico ΔH , è possibile definire la **potenza idraulica** (o utile), cioè la potenza che la pompa di circolazione deve somministrare al fluido termovettore per poter fluire all'interno dell'impianto idraulico. Essa è definita nel seguente modo:

$$P_{idraulica} = \gamma \cdot Q_{entrante} \cdot \Delta H \quad [W]$$

oppure

$$P_{idraulica} = \frac{\gamma \cdot Q_{entrante} \cdot \Delta H}{1000} \quad [kW] \quad (27)$$

dove:

$\gamma = \rho \cdot g$ [N/m³]: è il peso specifico del fluido termovettore con ρ densità del fluido [kg/m³] e g accelerazione di gravità [m/s²];

$Q_{entrante}$ [m³/s]: è la portata entrante nel sistema;

ΔH [m]: è la perdita di carico, ovvero la prevalenza che la pompa di circolazione deve fornire al fluido termovettore, affinché circoli una portata pari a quella entrante.

In Figura 4.14, si riporta per ogni configurazione caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie, la distribuzione della potenza idraulica al variare della lunghezza della galleria ($L_{galleria}$) e della velocità massima (V_{max}) nelle tubazioni principali, in ognuna delle quali è possibile individuare le isolinee di potenza idraulica.

Potenza idraulica [kW]

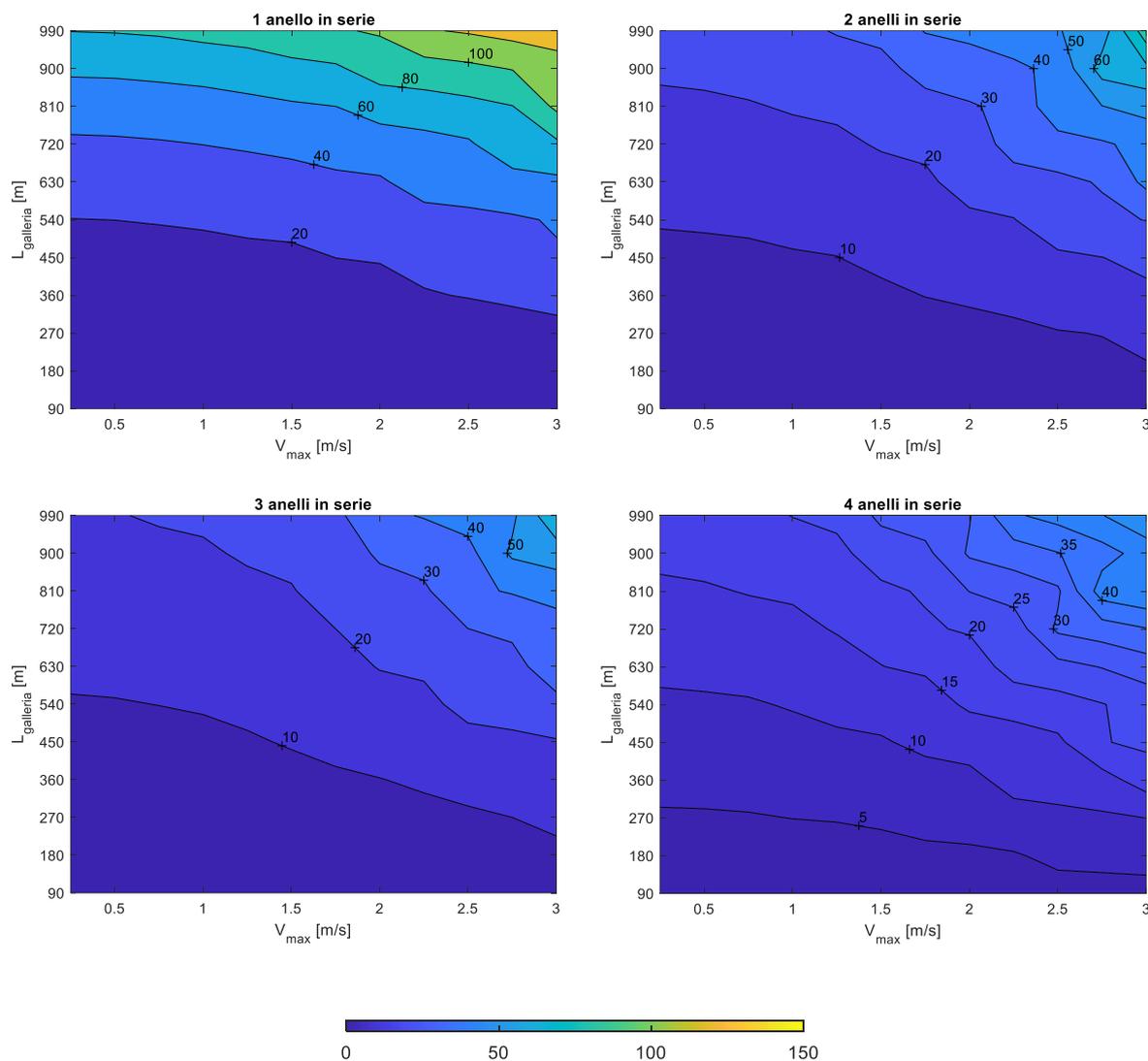


Figura 4.14 Potenza idraulica per ogni configurazione

La potenza idraulica risulta crescente, al crescere della lunghezza della galleria e della velocità massima imposta per l'individuazione del diametro teorico, fissato il numero di anelli collegati in serie; diminuisce, inoltre, all'aumentare del numero di anelli collegati in serie. In particolare, si raggiunge un valore di potenza idraulica di circa 130 kW nel caso in cui tutti gli anelli sono collegati in serie, mentre nelle altre configurazioni, il valore massimo si mantiene al di sotto di 60 kW.

Il motivo della diminuzione della potenza idraulica è attribuibile al fatto che sia maggiormente influenzata dalla portata entrante nel sistema, piuttosto che dalla perdita di carico che deve

vincere la pompa di circolazione per far sì che il fluido circoli nel sistema. Da una parte, le perdite di carico aumentano all'aumentare del numero di anelli collegati in serie, dall'altra parte, la portata entrante nel sistema diminuisce.

La portata complessiva entrante $Q_{entrante}$, definita tramite l'Eq. 21, è riportata in Tabella 4.8 e graficamente in Figura 4.15, al variare della lunghezza della galleria e fissato il numero di anelli collegati in serie.

Tabella 4.8 Portata complessiva entrante nel sistema al variare del numero di anelli collegati in serie e della lunghezza della galleria

	Numero di anelli in serie [-]				
	1	2	3	4	5
L_{galleria} [m]	Portata entrante [m³/h]				
90	39.1	19.5	13.0	9.8	7.8
180	78.2	39.1	26.1	19.5	15.6
270	117.3	58.6	39.1	29.3	23.5
360	156.3	78.2	52.1	39.1	31.3
450	195.4	97.7	65.1	48.9	39.1
540	234.5	117.3	78.2	58.6	46.9
630	273.6	136.8	91.2	68.4	54.7
720	312.7	156.3	104.2	78.2	62.5
810	351.8	175.9	117.3	87.9	70.4
900	390.9	195.4	130.3	97.7	78.2
990	430.0	215.0	143.3	107.5	86.0

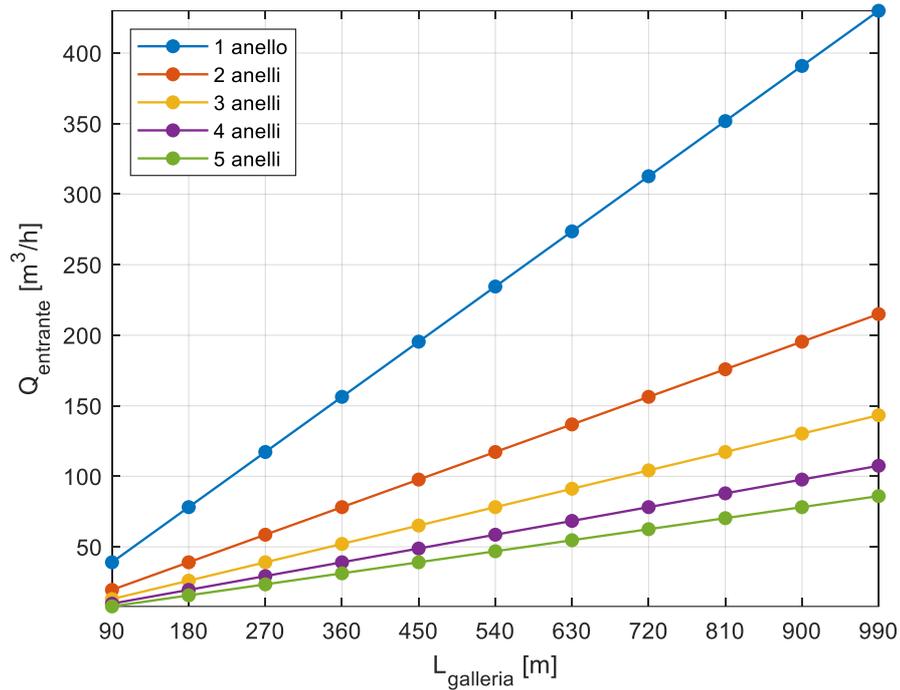


Figura 4.15 Portata complessiva entrante nel sistema idraulico al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione

Dalla Figura 4.15, è possibile osservare che, a parità di lunghezza, la portata entrante nel sistema diminuisce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie; infatti, essa è funzione della portata q_s che circola nelle serpentine (Eq. 23), che rimane costante, e del numero di circuiti da servire $n_{circuiti} = n_{anelli}/n_{serie}$, che a parità di lunghezza, si riduce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie, come mostrato in Tabella 4.9.

4-Modellazione dell'impianto idraulico

Tabella 4.9 Numero di circuiti presenti nel sistema idraulico in funzione del numero di anelli collegati in serie e della lunghezza della galleria

		Numero di anelli in serie [-]				
		1	2	3	4	5
L _{galleria} [m]	Numero anelli [-]	Numero di circuiti [-]				
		90	60	60	30	20
180	120	120	60	40	30	24
270	180	180	90	60	45	36
360	240	240	120	80	60	48
450	300	300	150	100	75	60
540	360	360	180	120	90	72
630	420	420	210	140	105	84
720	480	480	240	160	120	96
810	540	540	270	180	135	108
900	600	600	300	200	150	120
990	660	660	330	220	165	132

In particolare, considerando la configurazione con velocità massima pari a 3 m/s e con una lunghezza della galleria pari a 90 m, il numero totale di anelli che costituiscono il rivestimento è pari a 60 ed il numero di circuiti sarà pari a 60 e 12, rispettivamente per il caso di tutti gli anelli collegati in parallelo e 5 anelli collegati in serie.

Facendo il rapporto tra la portata entrante nel caso di tutti gli anelli collegati in parallelo e nel caso di 5 anelli collegati in serie si ottiene:

$$\frac{Q_{entrante}(1\ anello)}{Q_{entrante}(5\ anelli)} = \frac{60 \cdot q_s}{12 \cdot q_s} = 5$$

Quindi la portata entrante nel caso di tutti gli anelli collegati in parallelo è cinque volte maggiore rispetto a quella che si ha nel caso di 5 anelli collegati in serie.

Mentre, facendo il rapporto della perdita di carico nei due casi, si ottiene:

$$\frac{\Delta H(1\ anello)}{\Delta H(5\ anelli)} = \frac{50.7\ m}{123.6\ m} \cong 0.4 = 2/5$$

Quindi la perdita di carico nel caso di tutti gli anelli collegati in parallelo è $2/5$ di quella che si ha nel caso di 5 anelli collegati in serie.

Da ciò si deduce che da un caso all'altro, ovvero all'aumentare del numero di anelli collegati in serie, la potenza idraulica è maggiormente influenzata dalla riduzione della portata entrante nell'impianto idraulico, piuttosto che dalla perdita di carico

5 Analisi dei costi idraulici

Sulla base delle caratteristiche di ogni rete idraulica modellata e dei risultati ottenuti dall'analisi idraulica, è stato possibile effettuare un'analisi economica che permette di stimare il costo del sistema idraulico che rappresenta il circuito primario.

Per la determinazione del costo idraulico globale si tiene in conto dei seguenti costi:

- Costo di pompaggio, individuato in funzione della potenza elettrica assorbita dalla pompa di circolazione;
- Costo complessivo degli elementi costituenti l'impianto idraulico.

Per costo complessivo degli elementi dell'impianto idraulico si intende la somma dei seguenti costi:

- Costo degli anelli energetici, che comprende il costo delle tubazioni di scambio termico inserite all'interno dei conci di rivestimento oltre che della manodopera;
- Costo dei raccordi, che permettono il collegamento tra le tubazioni principali e le tubazioni di scambio termico;
- Costo di posa delle tubazioni principali, di mandata e di ritorno.

Nel costo degli elementi non si tiene in conto né del costo relativo alla pompa di circolazione, che viene selezionata in funzione della perdita di carico e della portata entrante nel sistema, né di quello della pompa di calore.

In particolare, per ogni configurazione, si individua un costo giornaliero considerando di suddividere i singoli costi in funzione di tre ipotesi di funzionamento del sistema geotermico e, di conseguenza, del sistema idraulico:

- Funzionamento della pompa di circolazione per 24 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 365 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 12 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 24 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno.

Nel primo caso, si ipotizza un funzionamento continuo del sistema geotermico, sia durante la stagione invernale che durante la stagione estiva; negli altri due casi il sistema non lavora di continuo, ma si ipotizza lavori solo durante la stagione invernale, per poter garantire il riscaldamento degli edifici.

5.1 Costo di pompaggio

Per determinare il costo di pompaggio è necessario individuare la potenza elettrica assorbita dalla pompa di circolazione; in generale, il rendimento di una pompa di circolazione si definisce come il rapporto tra la potenza idraulica e la potenza assorbita dal motore elettrico:

$$\eta = \frac{P_{idraulica}}{P_{assorbita}}$$

Ipotizzando di utilizzare una pompa di circolazione che abbia un rendimento massimo, pari a 0.7, si può determinare **la potenza elettrica assorbita** nel seguente modo:

$$P_{assorbita} = \frac{P_{idraulica}}{\eta} = \frac{\gamma \cdot Q_{entrante} \cdot \Delta H}{\eta} \quad [W] \quad (28)$$

Il costo di pompaggio dipenderà, oltre che dalla potenza elettrica assorbita, dal tempo di funzionamento della pompa di circolazione, per cui si definisce l'energia idraulica tramite l'Eq. 29:

$$E_{idraulica} = P_{assorbita} \cdot t \quad [kWh] \quad (29)$$

dove per t si intende il tempo di funzionamento della pompa di circolazione, posto pari a 24h e 12h.

Successivamente, si individua il prezzo dell'energia elettrica al kWh, facendo riferimento al caso di uso domestico, e si procede alla valutazione del **costo giornaliero di pompaggio**:

$$\text{Costo giornaliero}_{\text{pompaggio}} = E_{idraulica} \cdot \text{Prezzo}_{\text{energia_elettrica}} \quad [€] \quad (30)$$

dove il $\text{Prezzo}_{\text{energia_elettrica}} = 0.22262 \text{ €/kWh}_E$ (www.energia.eu)

In Figura 5.1 e in Figura 5.2, si riporta la distribuzione del costo giornaliero di pompaggio, per un funzionamento della pompa di circolazione di 24 h e di 12 h, rispettivamente. Per ogni caso di funzionamento e per ogni configurazione caratterizzata da un certo numero di anelli in serie, si osserva il costo giornaliero di pompaggio al variare della lunghezza della galleria (L_{galleria}) e della velocità massima del fluido lungo le tubazioni principali (V_{max}).

Costo giornaliero di pompaggio [€/gg]

Funzionamento di 24 h

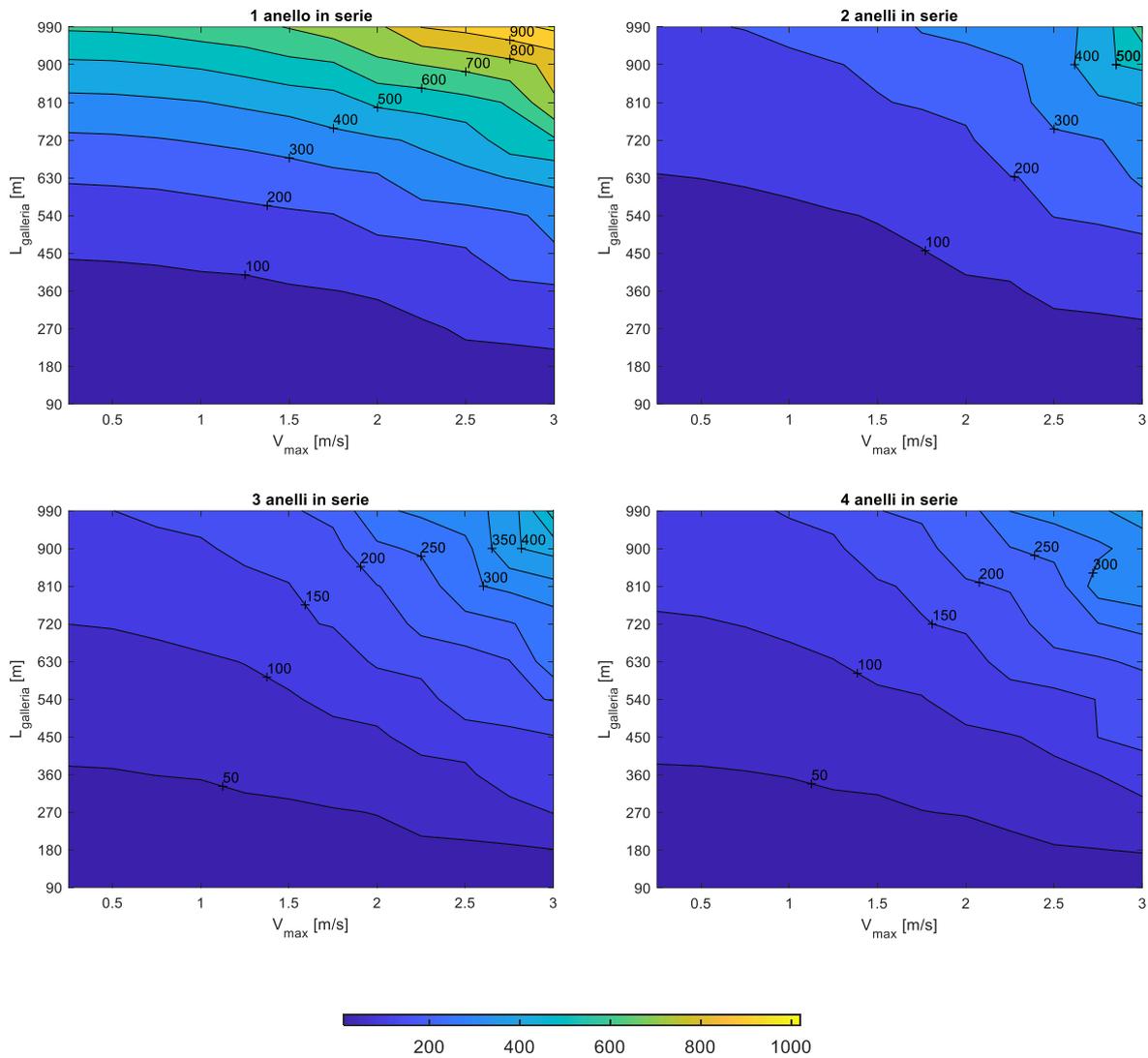


Figura 5.1 Costo giornaliero di pompaggio per ogni configurazione (Funzionamento 24h)

Come la potenza idraulica, il costo giornaliero di pompaggio cresce al crescere della lunghezza della galleria considerata e della massima velocità nelle condotte principali, fissato il numero di anelli collegati in serie; diminuisce, invece, all'aumentare del numero di anelli collegati in serie. Pertanto, dalla Figura 5.1 è possibile osservare che in corrispondenza di una lunghezza della galleria pari a 990 m e per una velocità massima nelle tubazioni principali pari a 3 m/s, si raggiunge il massimo costo di pompaggio che risulta di circa 900 €, 500 €, 400 € e 300 €, rispettivamente per un numero di anelli pari a 1, 2, 3, 4. Di conseguenza, nel caso di 4 anelli

collegati in serie si ha una riduzione del massimo costo giornaliero di pompaggio di tre volte rispetto al caso in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo alle condotte principali. Al contrario, il minimo costo di pompaggio si mantiene pari a circa 12 € per tutte le configurazioni, in corrispondenza di una lunghezza della galleria pari a 90 m e per una velocità massima di 0.25 m/s.

Considerando un funzionamento di 12h, il valore del costo giornaliero di pompaggio si dimezza rispetto al caso precedente, ma la sua distribuzione, riportata per ogni configurazione in Figura 5.2, rimane invariata.

Costo giornaliero di pompaggio [€/gg]

Funzionamento di 12 h

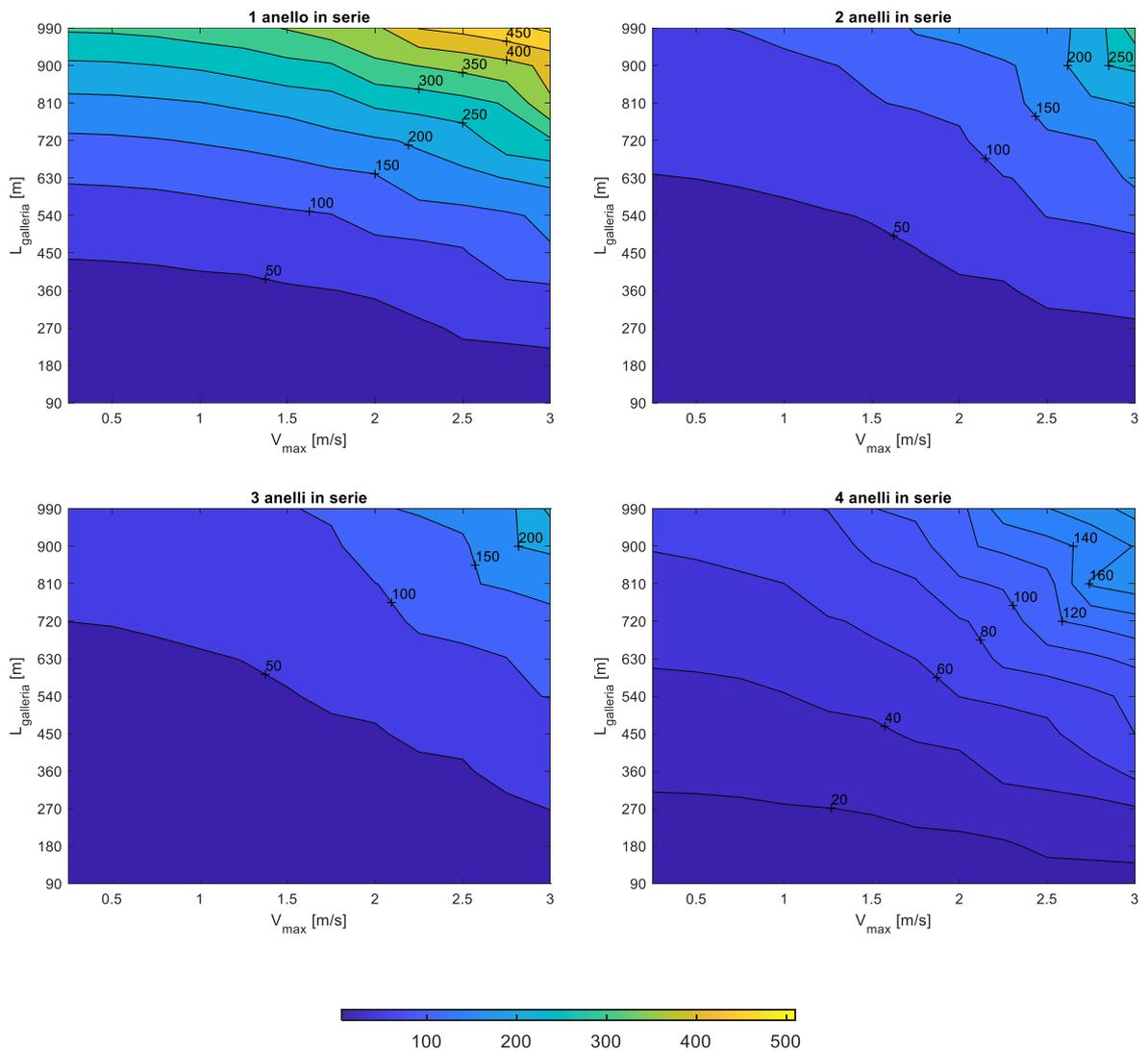


Figura 5.2 Costo giornaliero di pompaggio per ogni configurazione (Funzionamento 12h)

5.2 Costo degli elementi costituenti l'impianto idraulico

Il costo degli elementi dell'impianto idraulico comprende:

- il costo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno;
- il costo degli anelli energetici, comprensivi del costo dei tubi di scambio termico oltre che della manodopera;
- il costo dei raccordi che permettono il collegamento delle tubazioni di scambio termico immerse nel rivestimento della galleria alle tubazioni principali.

Il **costo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno** è definito in funzione delle lunghezze e dei diametri corrispondenti ai vari tratti in cui vengono suddivise in base alla portata fluente nel sistema e alla lunghezza della galleria. Pertanto, una volta individuati i diametri che caratterizzano le tubazioni principali di ogni rete idraulica modellata, si seleziona, attraverso il prezzario della Regione Piemonte (Regione Piemonte, 2019), il prezzo del corrispondente diametro nominale (DN) al metro; in seguito, il prezzo dei vari diametri [€/m] si moltiplica per la lunghezza del tratto di condotta corrispondente. Sommando il costo relativo ad ogni tratto, si ottiene il costo complessivo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno, espresso attraverso l'Eq. 31:

$$Costo_{posa_tubazioni} = \sum_{i=1}^{n_tratti} L_i[m] \cdot Prezzo_del_diametro_i[€/m] \quad [€] \quad (31)$$

dove n_{tratti} è il numero di tratti di lunghezza i -esima (L_i) che compongono le tubazioni di mandata e di ritorno e che hanno un determinato diametro a cui corrisponde un prezzo i -esimo ($Prezzo_del_diametro_i$).

In Tabella 5.1, si riporta il prezzo al metro dei diametri nominali corrispondenti ai diametri interni presenti in commercio.

5-Analisi dei costi idraulici

Tabella 5.1 Prezzo del diametro nominale al metro (Regione Piemonte, 2019)

DINTERNO [mm]	DN [-]	Prezzo [€/m]
22.9	20	33.66
29.1	25	33.66
37.2	32	35.34
43.1	40	35.54
54.5	50	37.91
70.3	65	40.99
82.5	80	45.74
107.1	100	52.8
132.5	125	60.37
160.3	150	66.99
210.1	200	86.23
263	250	111.7
312.7	300	134.99
344.4	350	160.28
393.8	400	185.82
444.4	450	211.01
495.4	500	269.01
606	600	339.09
695	700	417.7
795.4	800	484.17

In Figura 5.3, si osserva, per ogni configurazione, la distribuzione del costo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno, al variare della lunghezza della galleria ($L_{galleria}$) e della velocità massima (V_{max}) nelle tubazioni principali, in ognuna delle quali è possibile individuare le isolinee del costo di posa. In particolare, i valori ottenuti rappresentano un risultato della modellazione.

Costo di posa delle tubazioni principali [€]

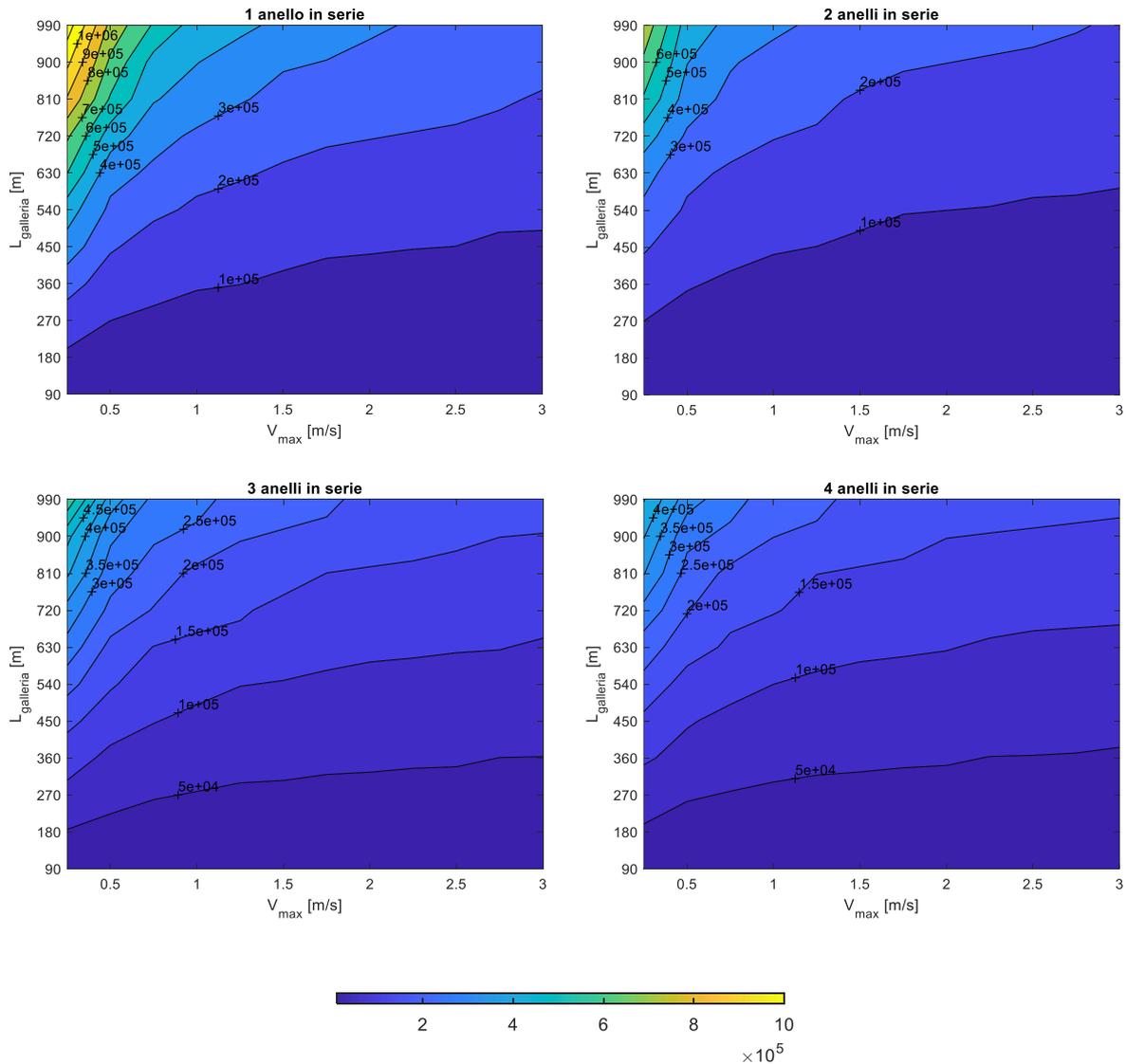


Figura 5.3 Costo di posa delle tubazioni principali per ogni configurazione

Fissato il numero di anelli collegati in serie, il costo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno cresce all'aumentare della lunghezza della galleria da attivare energeticamente e al diminuire della massima velocità imposta nelle condotte principali per individuare il diametro teorico. Infatti, il costo di posa delle tubazioni principali, definito tramite l'Eq. 31 è funzione del prezzo dei diametri al metro e della lunghezza della galleria a cui corrisponde tale diametro. Da una parte, per piccole velocità, le tubazioni saranno caratterizzate da un diametro molto grande, al quale corrisponde un maggiore costo del diametro al metro, per cui il costo di posa subisce un incremento; dall'altra, per grandi lunghezze della galleria, la lunghezza delle

tubazioni di mandata e di ritorno cresce e, di conseguenza, il costo di posa subisce un incremento.

Inoltre, confrontando le diverse configurazioni, è possibile notare che il costo di posa maggiore si ha in corrispondenza di quella configurazione in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo, che risulta di circa 1 milione di euro, e si riduce man mano che aumenta il numero di anelli collegati in serie, fino a 4 anelli in serie; in corrispondenza di tale configurazione si ha un costo massimo di 450000 €.

Il motivo per il quale il costo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno si riduce nel momento in cui aumenta il numero di anelli collegati in serie è dovuto alla diminuzione della portata entrante nel sistema (Tabella 4.8), che a sua volta porta alla determinazione di diametri delle tubazioni principali complessivamente più piccoli.

Inoltre, dalla Figura 5.3 è possibile osservare che il costo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno è influenzato maggiormente dalla lunghezza della galleria piuttosto che dalla velocità massima del fluido nelle condotte principali; infatti, per ogni configurazione si ha la presenza di isolinee di costo che assumono un andamento pressoché orizzontale, soprattutto per la configurazione con 4 anelli collegati in serie.

Successivamente, per individuare il **costo degli anelli energetici** si è fatto riferimento ai preventivi relativi alla fabbricazione dei conci ENERTUN utilizzati per l'impianto sperimentale installato nella Linea 1 della Metropolitana di Torino (Barla et al., 2019b); è stato trovato il costo per singolo anello, che comprende il costo delle tubazioni di scambio termico RAUTHERM-S in Pe-Xa oltre che della manodopera. Nel caso in esame, la lunghezza delle tubazioni all'interno di un anello rimane costante per ogni configurazione studiata e risulta pari a 146 m, da cui deriva un costo per singolo anello pari a 1800 €. Pertanto, il costo complessivo degli anelli energetici è stato ottenuto dal prodotto tra il numero di anelli di rivestimento e il costo del singolo anello energetico ed è stato applicato un fattore di sconto pari a 0.8 (Figura 5.4).

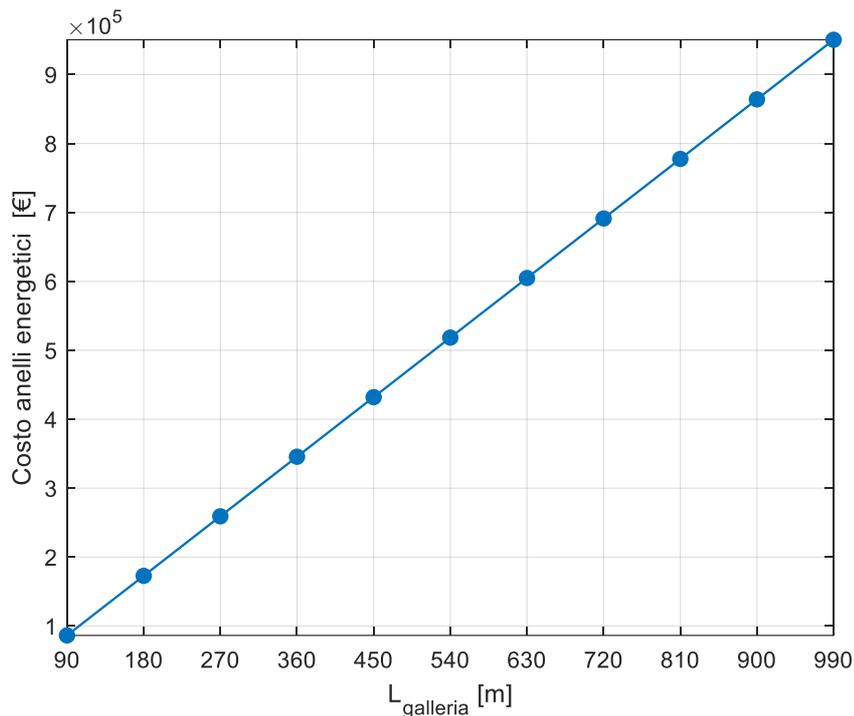


Figura 5.4 Costo degli anelli energetici al variare della lunghezza della galleria

Dalla Figura 5.4 si osserva che il costo complessivo degli anelli cresce linearmente al crescere della lunghezza della galleria attivata termicamente in quanto cresce il numero di anelli di rivestimento. Inoltre, tale costo è indipendente dal numero di anelli collegati in serie.

Per quanto riguarda il **costo dei raccordi**, che permettono il collegamento delle tubazioni di scambio termico alle condotte principali, è stato determinato tramite il numero di circuiti (Tabella 4.9) e considerando un costo per singolo raccordo, pari a 403.5 €, individuato attraverso il prezzario della Regione Piemonte (Regione Piemonte, 2019). In Figura 5.5 si riportano i risultati ottenuti per ogni configurazione e al variare della lunghezza della galleria.

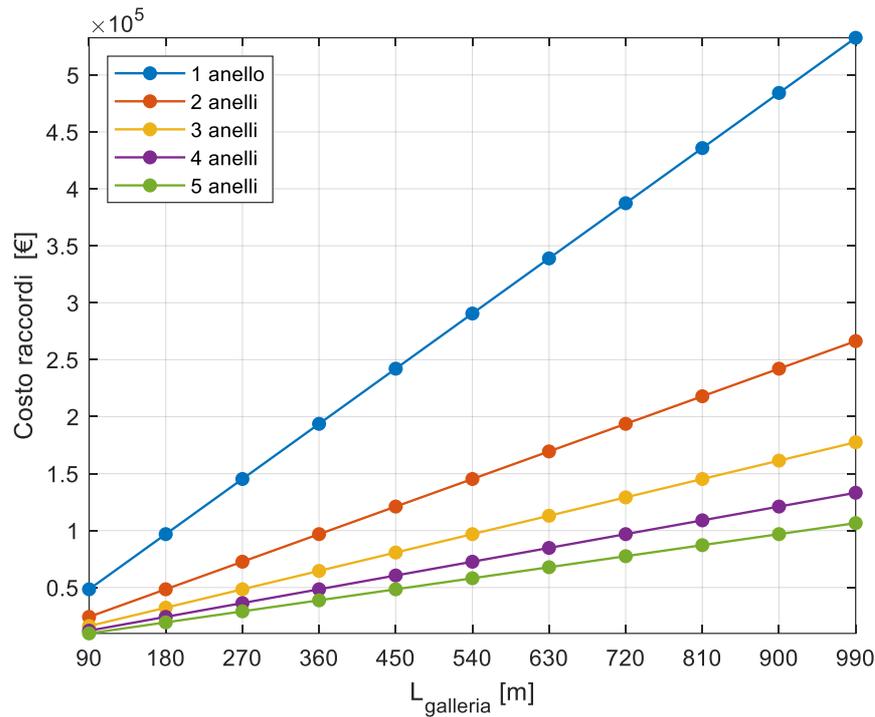


Figura 5.5 Costo dei raccordi al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione

Dalla Figura 5.5 si nota che il costo complessivo dei raccordi, a parità di numero di anelli collegati in serie, cresce al crescere della lunghezza della galleria in quanto aumenta il numero di circuiti da servire. A parità di lunghezza, il costo dei raccordi nel caso in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo alle condotte principali è cinque volte più grande del costo relativo al caso con 5 anelli collegati in serie. Inoltre, si considerano due raccordi per ogni circuito che permettono l'ingresso e l'uscita del fluido termovettore dalle tubazioni di scambio termico.

Una volta determinati i singoli costi relativi agli anelli energetici, ai raccordi e alla posa delle tubazioni di mandata e di ritorno, sono stati sommati per ogni configurazione per poter valutare il **costo complessivo degli elementi dell'impianto idraulico**, al variare della lunghezza della galleria ($L_{galleria}$) e della velocità massima (V_{max}) nelle tubazioni principali; il risultato si riporta in Figura 5.6.

Costo complessivo degli elementi dell'impianto idraulico [€]

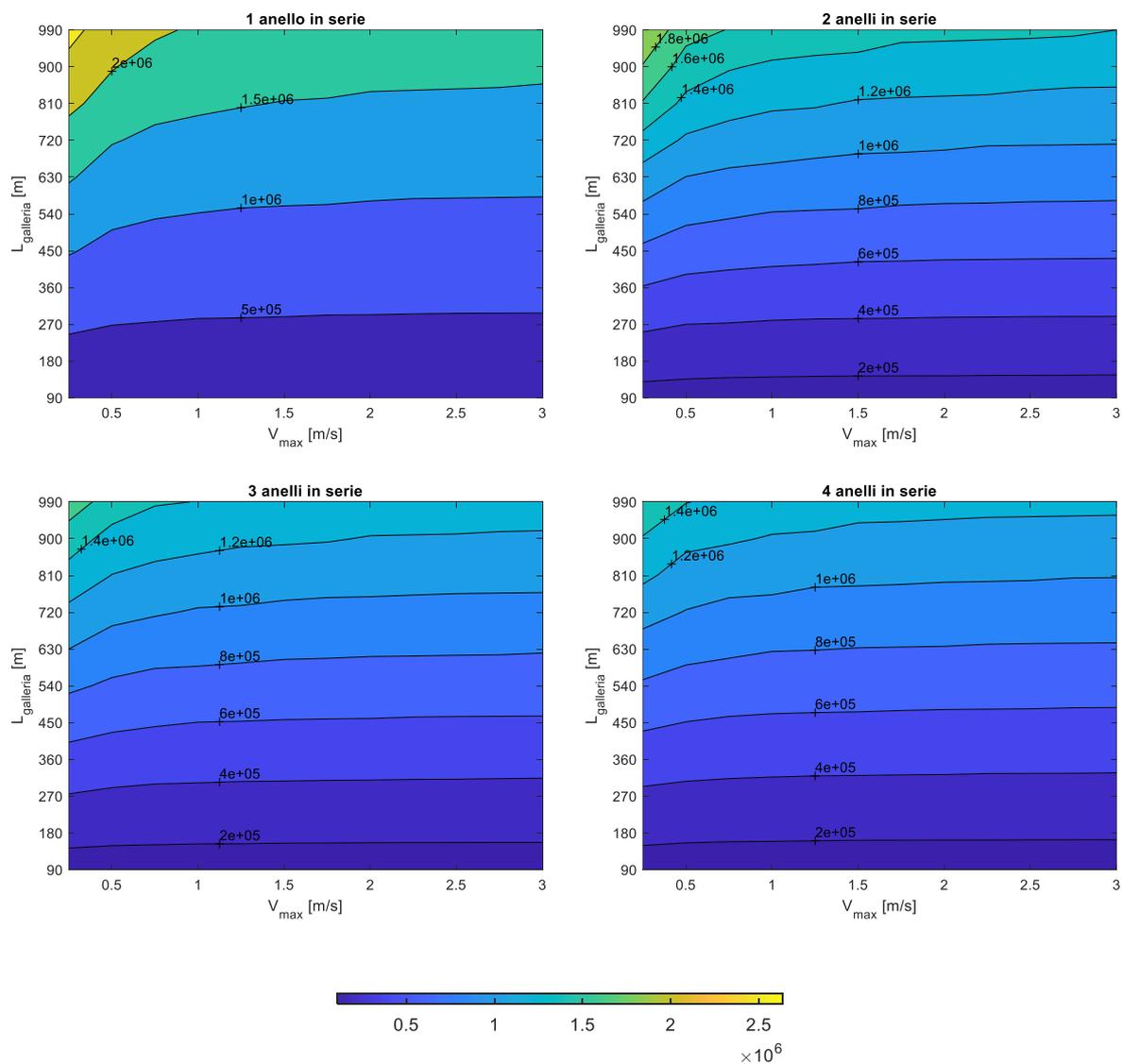


Figura 5.6 Costo degli elementi dell'impianto idraulico per ogni configurazione

La Figura 5.6 mette in evidenza che il costo complessivo degli elementi dell'impianto idraulico risulta maggiormente influenzato dalla lunghezza della galleria, piuttosto che dalla velocità massima; infatti si osserva un andamento delle isolinee di costo pressoché orizzontale per gallerie di piccola lunghezza. Nello specifico, per ogni configurazione si osserva un picco del costo in corrispondenza della massima lunghezza della galleria pari a 990 m e della più piccola velocità pari a 0.25 m/s, medesime caratteristiche alle quali corrispondono i massimi dei singoli costi, in particolare, del costo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno; inoltre, tale valore decresce al crescere del numero di anelli collegati in serie.

In generale si può constatare che, fissata la lunghezza della galleria da servire, il costo degli anelli energetici rimane costante per ogni configurazione caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie, il costo dei raccordi si riduce di 5 volte passando dal caso in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo al caso con 5 anelli collegati in serie, in quanto si riduce di cinque volte il numero di circuiti da servire. Mentre, il costo di posa delle tubazioni principali è variabile in funzione della velocità imposta al fluido nelle condotte e del numero di anelli collegati in serie.

Allo scopo di determinare il costo giornaliero idraulico, ovvero quel costo che tenga in considerazione del costo giornaliero di pompaggio e del costo degli elementi costituenti il sistema idraulico, quest'ultimo è stato ripartito per un numero di anni pari a 10. Di conseguenza, è stato ottenuto il **costo giornaliero degli elementi dell'impianto idraulico** attraverso l'Eq.32:

$$Costo\ giornaliero_{elementi\ impianto} = \frac{costo_{elementi\ impianto}}{n_{giorni} \cdot n_{anni}} \quad [€] \quad (32)$$

Dove il numero di anni (n_{anni}) si pone uguale a 10 (tempo utile di una pompa di calore) e si considera un numero di giorni (n_{giorni}) pari a 365 per la prima ipotesi di funzionamento continuo del sistema e pari a 180 per le rimanenti ipotesi di funzionamento solo nella stagione invernale. I risultati ottenuti sono riportati in Figura 5.7 e Figura 5.8, rispettivamente per la prima ipotesi di funzionamento (365 gg) e per le rimanenti (180 gg) ed è possibile osservare per ogni configurazione come si distribuisce il costo giornaliero degli elementi costituenti l'impianto idraulico al variare della lunghezza della galleria ($L_{galleria}$) e della velocità massima (V_{max}) nelle tubazioni principali.

Costo giornaliero degli elementi dell'impianto idraulico [€/gg]
Funzionamento per 365 gg

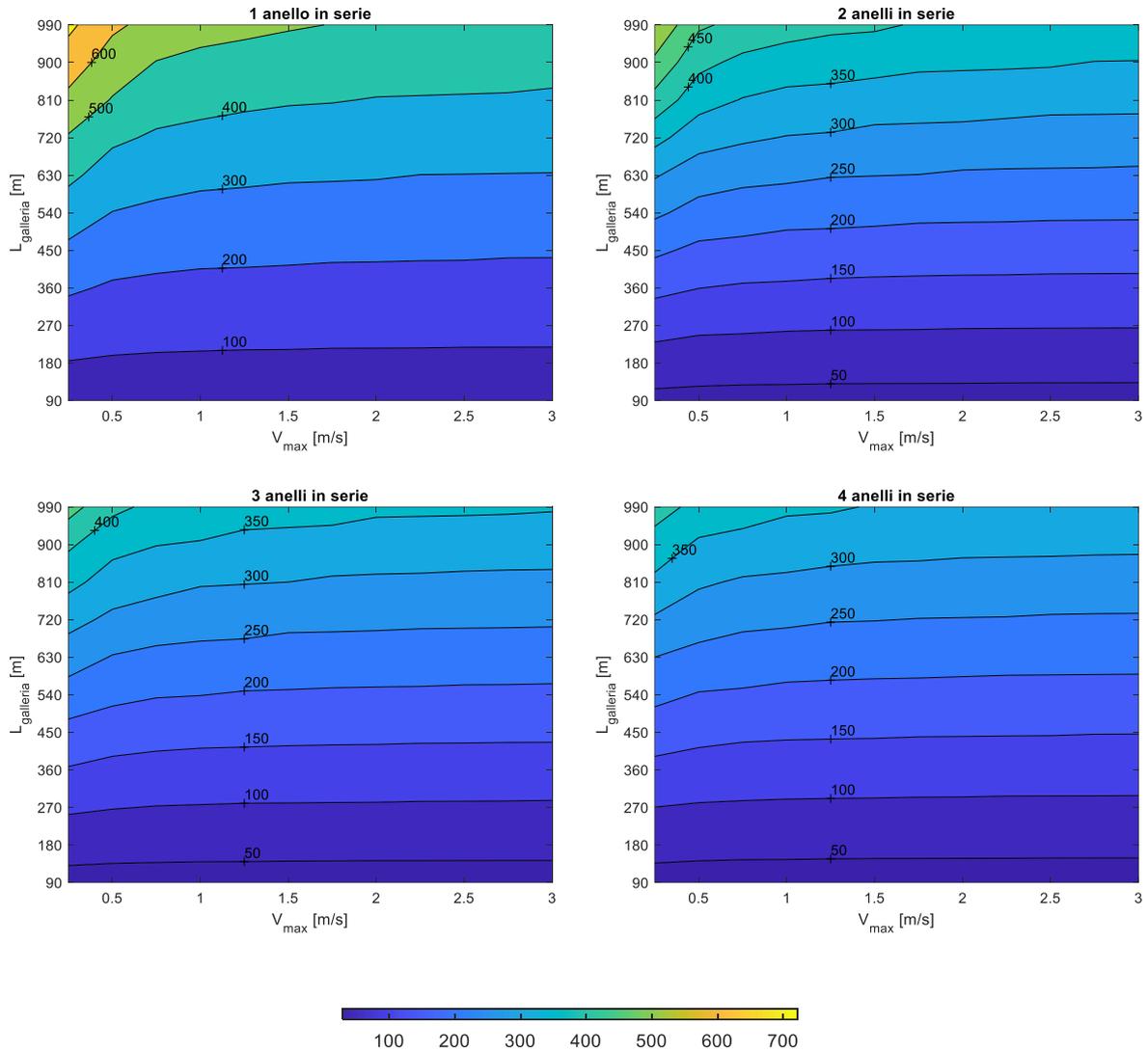


Figura 5.7 Costo giornaliero degli elementi dell'impianto idraulico per ogni configurazione (Funzionamento per 365gg)

Costo giornaliero degli elementi dell'impianto idraulico [€/gg]

Funzionamento per 180 gg

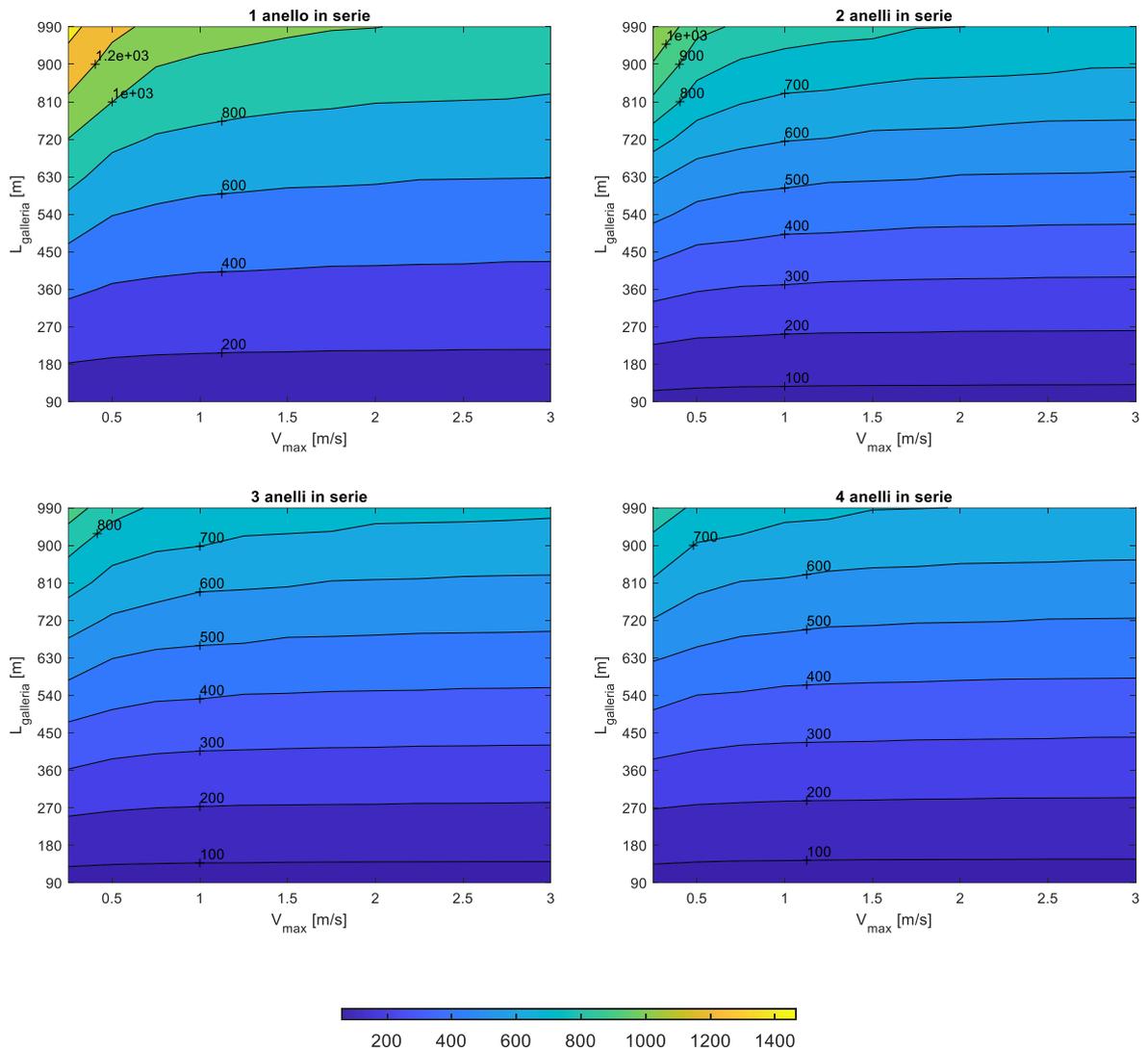


Figura 5.8 Costo giornaliero degli elementi dell'impianto idraulico per ogni configurazione (Funzionamento per 180 gg)

Nella Figura 5.7 e nella Figura 5.8 si può notare che il costo giornaliero relativo agli elementi dell'impianto idraulico si distribuisce allo stesso modo del costo complessivo riportato in Figura 5.6, anche in termini di picco che viene raggiunto in corrispondenza della massima lunghezza della galleria e della più piccola velocità considerata nelle tubazioni principali. L'unica differenza risiede nel valore assunto dal costo giornaliero nei due casi di funzionamento, infatti, nel secondo caso (180 gg) si ottengono dei costi che risultano il doppio rispetto a quelli del primo caso di funzionamento (365 gg). Di conseguenza, considerare un

funzionamento di 180 giorni in un anno porta ad una maggiore incidenza del costo degli elementi dell'impianto idraulico sul costo globale e rappresenta la condizione più sfavorevole dal punto di vista economico.

5.3 Costo giornaliero idraulico globale

Per ottenere un risultato più completo, è stato calcolato per ogni configurazione il **costo giornaliero idraulico globale**, dato dalla somma del costo giornaliero di pompaggio e del costo giornaliero degli elementi costituenti l'impianto idraulico. In particolare, è stato calcolato un costo per i seguenti casi di funzionamento:

- Funzionamento della pompa di circolazione per 24 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 365 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 12 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 24 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno.

L'andamento del costo giornaliero idraulico globale, al variare della lunghezza della galleria ($L_{galleria}$) e della velocità massima (V_{max}) nelle tubazioni principali, è riportato in Figura 5.9, Figura 5.10 e Figura 5.11, rispettivamente per il primo caso di funzionamento di 365 giorni per 24 h, per il secondo caso di funzionamento di 180 giorni per 12 h e per il terzo caso di funzionamento 180 giorni per 24 h.

Costo giornaliero idraulico [€/gg]

Funzionamento di 365 giorni per 24 h

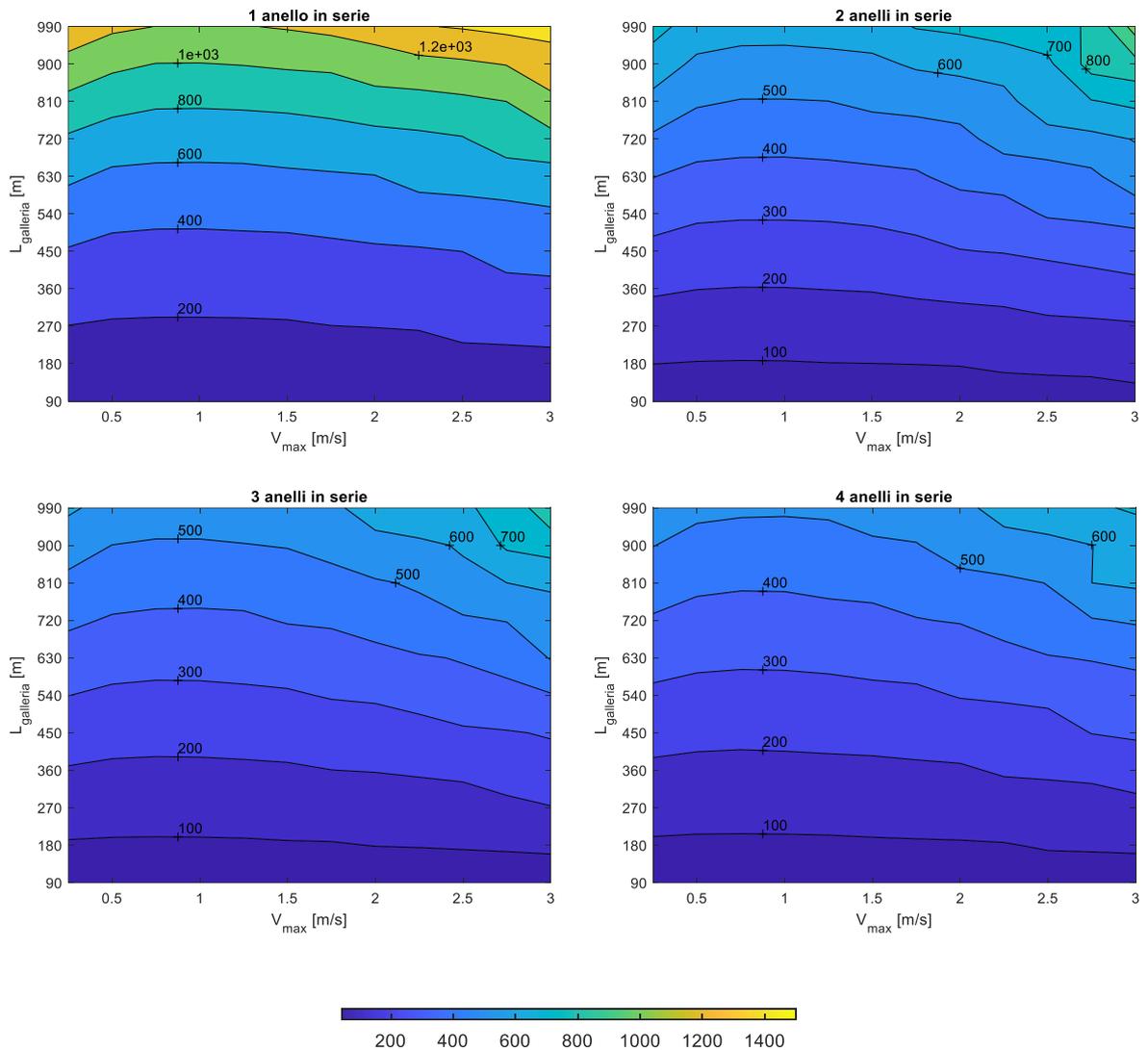


Figura 5.9 Costo giornaliero idraulico globale per ogni configurazione (Funzionamento di 365 gg per 24h)

Nel primo caso di funzionamento di 365 giorni per 24 h (Figura 5.9) il costo giornaliero idraulico globale risulta massimo in corrispondenza della massima lunghezza della galleria considerata e della più grande velocità imposta al fluido nelle condotte principali, a parità di numero di anelli collegati in serie. Quindi, si deduce che, in tal caso, il costo giornaliero di pompaggio influenzi maggiormente il costo giornaliero globale rispetto al costo complessivo degli elementi che costituiscono il sistema idraulico, se quest'ultimo viene ripartito in un numero di anni pari a 10 e in 365 giorni in un anno. Il valore di picco del costo si riduce al

crescere del numero di anelli collegati in serie, da circa 1400 € in corrispondenza del caso in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo fino a circa 700 € in corrispondenza del caso con 4 anelli collegati in serie.

In particolare in ogni configurazione il costo risulta minore per velocità comprese tra circa 0.75 e 1.5 m/s, mentre al di sopra di una velocità pari a circa 1.5 m/s e di una lunghezza pari a circa 800 m cresce fino a raggiungere il valore di picco; invece, al di sotto di 0.75 m/s si osserva l'influenza da parte del costo degli elementi dell'impianto, soprattutto del costo di posa delle tubazioni che è maggiore per piccole velocità, in quanto le tubazioni sono caratterizzate da grandi diametri.

Nel secondo caso di funzionamento di 180 giorni per 12 h (Figura 5.10) il costo giornaliero idraulico assume dei valori complessivamente maggiori rispetto al caso precedente (Figura 5.9); ciò vuole dire che si ha una maggiore influenza del costo giornaliero degli elementi dell'impianto piuttosto che del costo giornaliero di pompaggio. Infatti, il costo di pompaggio si dimezza, mentre quello relativo ai vari elementi dell'impianto si raddoppia. Un'ulteriore differenza che è possibile notare riguarda il valore di picco del costo che non risulta più concentrato solo in corrispondenza della più grande velocità e della massima lunghezza della galleria, ma si concentra soprattutto in corrispondenza della più piccola velocità imposta nelle tubazioni principali e della massima lunghezza della galleria. Il motivo è sempre dovuto alla maggiore incidenza del costo degli elementi rispetto al caso precedente. Inoltre, in ogni configurazione è possibile notare un intervallo di velocità entro il quale si osserva il minimo costo idraulico al variare della lunghezza della galleria; tale intervallo si restringe man mano che cresce il numero di anelli collegati in serie. In particolare, nel caso in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo, tale intervallo di velocità si estende da 1 a 2 m/s.

Costo giornaliero idraulico [€/gg]

Funzionamento di 180 giorni per 12 h

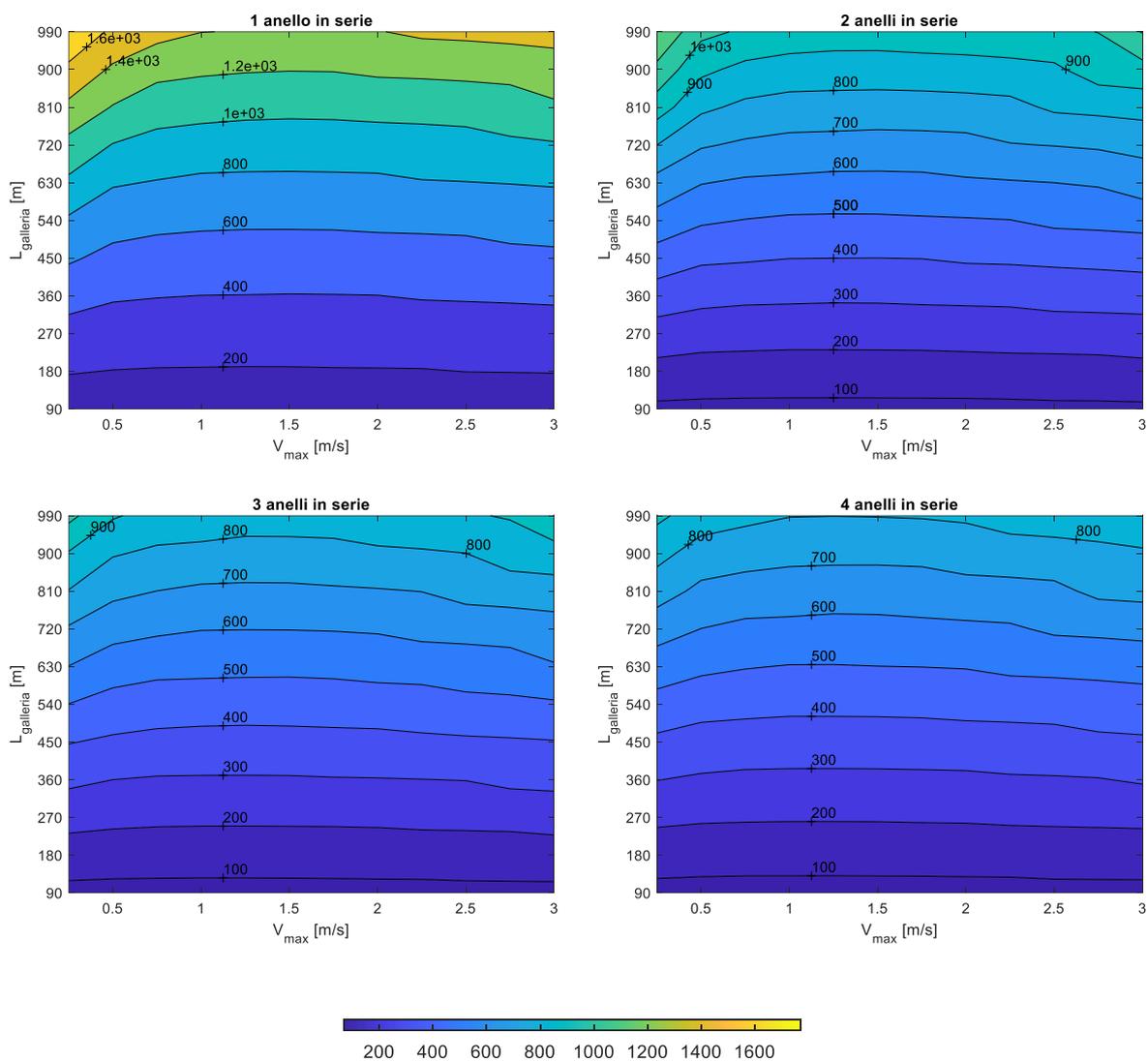


Figura 5.10 Costo giornaliero idraulico globale per ogni configurazione (Funzionamento di 180 gg per 12h)

Il caso in cui si ipotizza un funzionamento del sistema geotermico per 24 ore al giorno e solo durante la stagione invernale (180 gg) rappresenta quello a cui corrisponde il massimo costo giornaliero idraulico, in quanto il costo giornaliero degli elementi costituenti l'impianto idraulico e il costo giornaliero di pompaggio si raddoppiano. In Figura 5.11 si nota che il picco del costo giornaliero idraulico si concentra in corrispondenza della massima velocità del fluido lungo le tubazioni principali e della massima lunghezza della galleria; per tale motivo il costo giornaliero idraulico è maggiormente influenzato dal costo giornaliero di pompaggio, nonostante il costo giornaliero degli elementi del sistema è il doppio rispetto al primo caso di funzionamento (365 gg per 24 h).

Nello specifico, il valore di picco risulta pari 1800 € in corrispondenza della configurazione con tutti gli anelli collegati in parallelo e si riduce man mano che diminuisce il numero di anelli collegati in serie fino a diventare pari a circa 1000 € nel caso di 4 anelli in serie.

Inoltre, in ogni configurazione il costo risulta minore per velocità comprese tra circa 0.75 e 2 m/s, mentre al di sopra di una velocità pari a circa 2 m/s cresce fino a raggiungere il valore di picco; invece, al di sotto di 0.75 m/s si osserva l'influenza da parte del costo degli elementi dell'impianto, soprattutto del costo di posa delle tubazioni che è maggiore per piccole velocità, in quanto le tubazioni sono caratterizzate da grandi diametri.

Costo giornaliero idraulico [€/gg]

Funzionamento di 180 giorni per 24 h

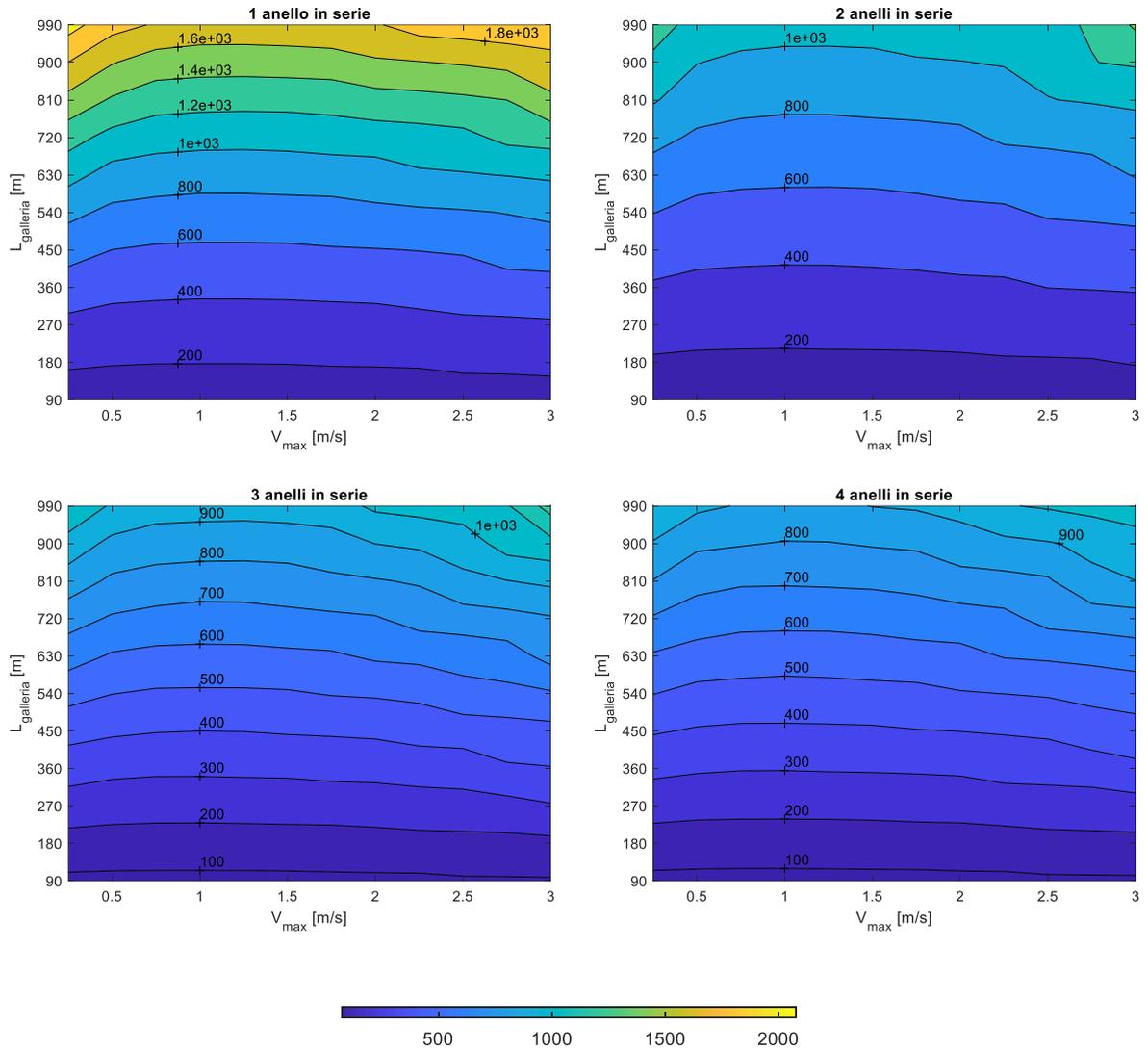


Figura 5.11 Costo giornaliero idraulico globale per ogni configurazione (Funzionamento di 180 gg per 24h)

5.4 Stima del minimo costo giornaliero idraulico

Avendo individuato per ogni configurazione la distribuzione del costo giornaliero idraulico al variare della lunghezza della galleria e della velocità massima del fluido nelle tubazioni principali si procede nel ricercare la velocità per la quale il costo risulti minimo, fissato il

numero di anelli collegati in serie (n_{serie}) e la lunghezza della galleria ($L_{galleria}$). In tal modo, si individua il minimo costo al quale corrisponde una precisa velocità da imporre al fluido, detta velocità ottimale. Tale valutazione si effettua nuovamente per tre ipotesi di funzionamento del sistema:

- Funzionamento della pompa di circolazione per 24h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 365 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 12 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 24 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno;

5.4.1 Funzionamento 365 giorni per 24 ore

Ipotizzando un funzionamento continuo del sistema geotermico, sia durante la stagione invernale che estiva, è stata individuata la velocità per la quale si ha il minimo costo giornaliero idraulico, fissando il numero di anelli collegati in serie e la lunghezza della galleria. I risultati, in termini di minimo costo, sono riportati in Tabella 5.2 e graficamente in Figura 5.12.

Tabella 5.2 Minimo costo idraulico al variare del numero di anelli in serie e della lunghezza della galleria (Funzionamento 365 gg per 24 h)

$L_{galleria}$ [m]	Numero di anelli in serie [-]				
	1	2	3	4	5
	Minimo costo giornaliero idraulico [€/gg] Funzionamento 365 gg per 24 h				
90	55.7	47.4	44.5	43.0	42.1
180	115.2	95.5	89.5	86.3	84.5
270	181.7	145.9	135.3	130.4	127.4
360	256.0	197.4	182.1	175.1	170.9
450	340.9	251.9	230.9	220.4	214.8
540	437.9	309.1	279.7	267.8	259.3
630	550.7	367.8	329.9	314.5	305.7
720	680.2	429.7	382.6	362.0	351.6
810	826.2	495.2	436.5	410.4	397.6
900	993.6	562.9	490.4	460.8	444.3
990	1184.7	634.0	545.9	511.7	491.6

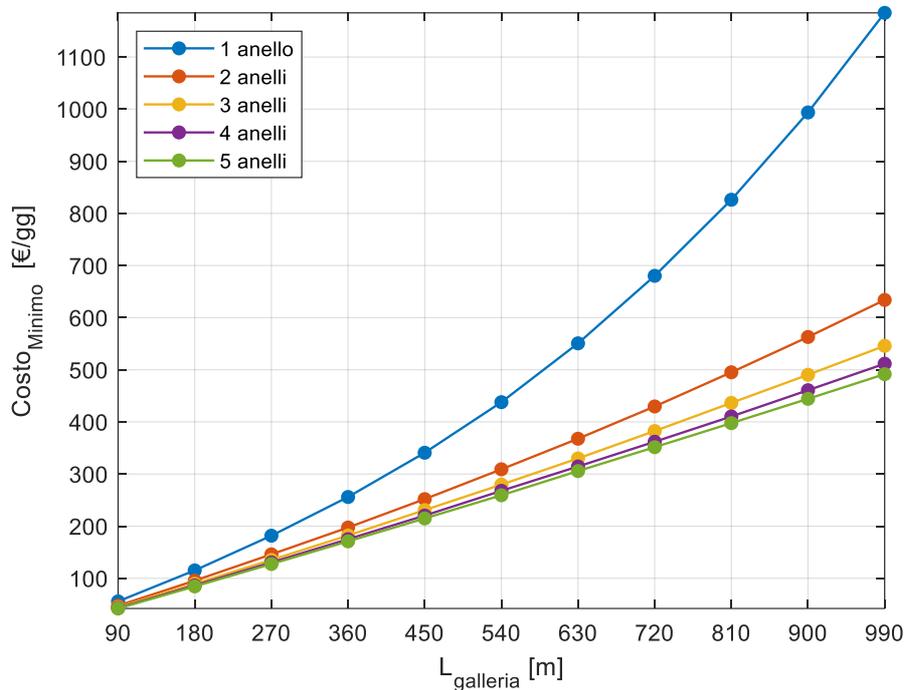


Figura 5.12 Minimo costo idraulico al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione

(Funzionamento 365 gg per 24 h)

Dalla Figura 5.12 è possibile osservare che il minimo costo idraulico cresce all'aumentare della lunghezza della galleria, fissato il numero di anelli collegati in serie; invece, decresce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie, fissata la lunghezza della galleria. In particolare, la differenza tra i costi individuati per ogni configurazione è minore per ridotte lunghezze della galleria, viceversa per grandi lunghezze.

Infatti, nel caso in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo e in corrispondenza della massima lunghezza della galleria analizzata, pari a 990 m, il costo idraulico risulta circa il doppio rispetto a quello corrispondente al caso di 5 anelli collegati in serie.

In seguito si sono ricavate la velocità e il diametro massimo delle tubazioni di mandata e di ritorno che caratterizzano la rete idraulica alla quale corrisponde il minimo costo idraulico individuato. In Figura 5.13 e in Figura 5.14 si riportano rispettivamente la velocità ottimale e il diametro massimo ottimale al variare della lunghezza della galleria esplorata, per ogni configurazione.

Velocità ottimale corrispondente al minimo costo idraulico [m/s]

Funzionamento 365 gg per 24 h

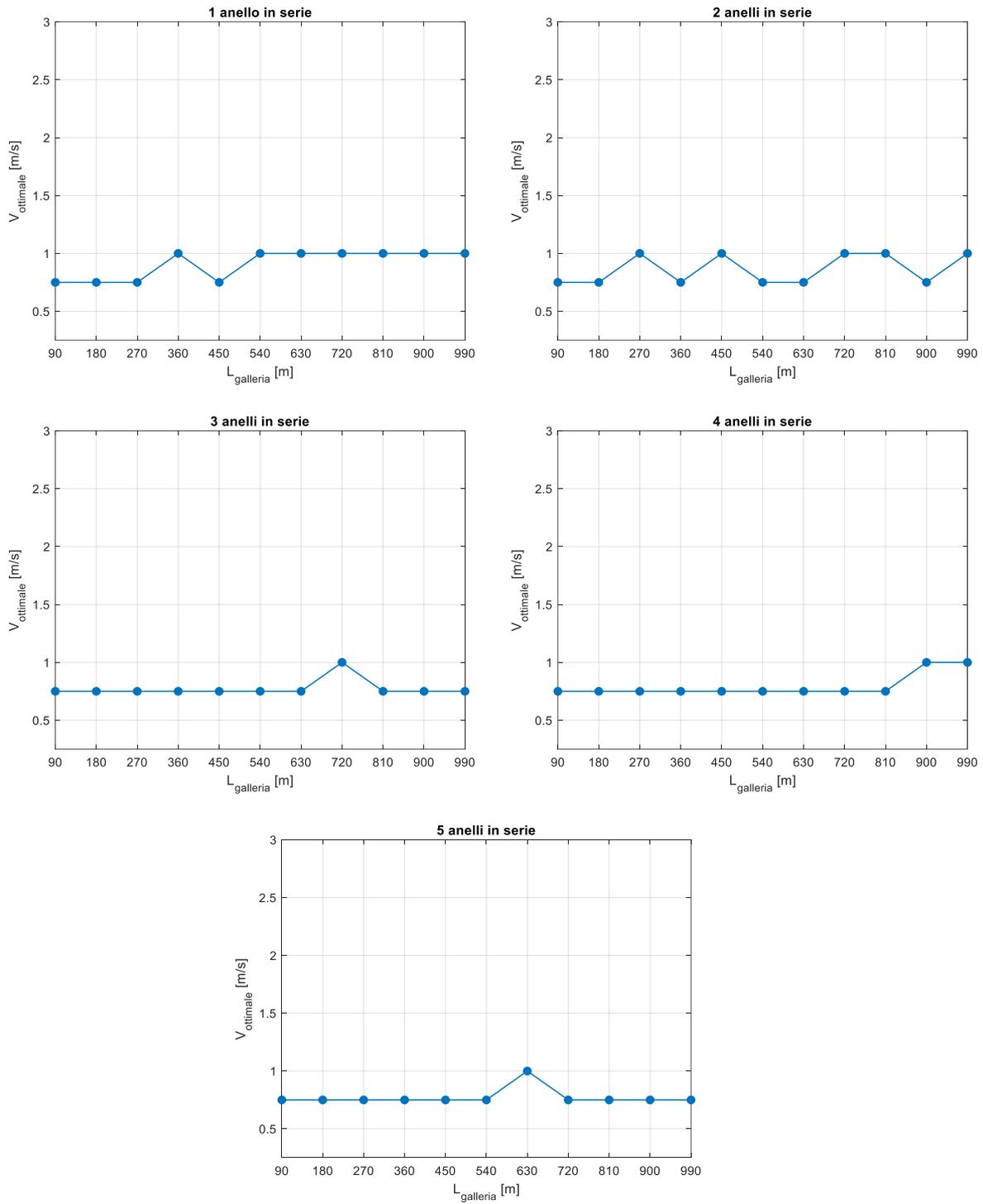
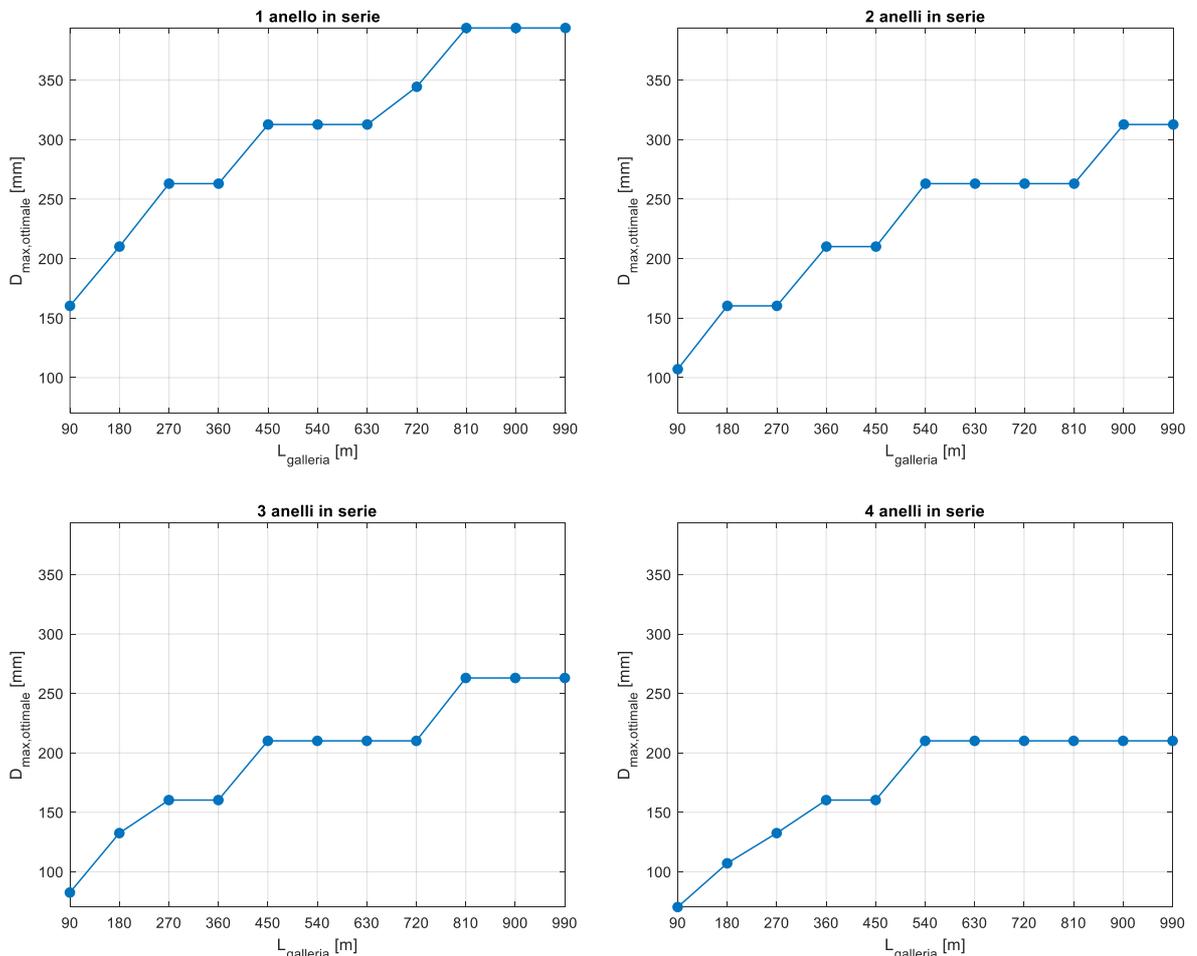


Figura 5.13 Andamento della velocità ottimale al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h)

Nella Figura 5.13 si osserva che, per ogni configurazione, la velocità ottimale è pari a 0.75 m/s oppure ad 1 m/s, al variare della lunghezza della galleria analizzata. Pertanto, una volta scelta la configurazione e la lunghezza della galleria che si vogliono utilizzare, si risale alla velocità ottimale con la quale il fluido termovettore scorre lungo il primo tratto della tubazione di mandata e lungo l'ultimo tratto del ritorno inverso. Per quanto riguarda le velocità del fluido lungo i tratti che collegano un circuito all'altro, sia della tubazione di mandata e sia della tubazione di ritorno, varierà in funzione della portata fluente e del diametro corrispondente.

Diametri massimi ottimali corrispondenti al minimo costo idraulico [mm]

Funzionamento 365 gg per 24 h



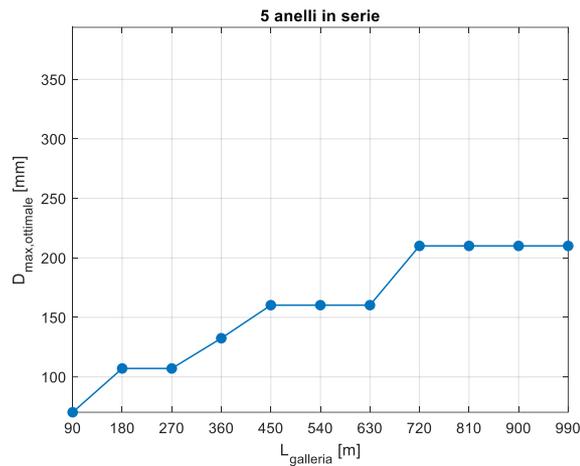


Figura 5.14 Andamento del diametro massimo ottimale al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h)

In Figura 5.14 vengono riportati i diametri massimi che caratterizzano il primo tratto della tubazione di mandata, che si estende dalla pompa di circolazione al primo circuito, e l'ultimo tratto della tubazione di ritorno inverso, in corrispondenza della rete idraulica alla quale corrisponde il minimo costo individuato per ogni lunghezza della galleria e configurazione in esame. Tali diametri crescono al crescere della lunghezza della galleria, a parità di numero di anelli collegati in serie, in quanto man mano che le lunghezze crescono la portata da fornire al sistema aumenta. Considerando una lunghezza della galleria pari a 990 m, il diametro più grande è quello relativo alla configurazione rappresentata da tutti gli anelli collegati in parallelo, che risulta pari a 393.8 mm, mentre il diametro più piccolo corrisponde al caso di 5 anelli in serie, che risulta pari a 210.10 mm. Tale risultato è ancora una volta attribuibile alla portata entrante nel sistema che si riduce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie.

5.4.2 Funzionamento 180 giorni per 12 ore

Allo stesso modo del primo caso di funzionamento, fissando il numero di anelli collegati in serie e la lunghezza della galleria, si individua la velocità ottimale alla quale corrisponde il minimo costo giornaliero idraulico; i risultati ottenuti in termini di minimo costo giornaliero idraulico nel caso di funzionamento del sistema solo durante la stagione invernale e per 12 h al giorno sono riportati in Tabella 5.3 e graficamente in Figura 5.15.

5-Analisi dei costi idraulici

Tabella 5.3 Minimo costo idraulico al variare del numero di anelli in serie e della lunghezza della galleria (Funzionamento 180 gg per 12 h)

L_{galleria} [m]	Numero di anelli in serie [-]				
	1	2	3	4	5
	Minimo costo giornaliero idraulico [€/gg] Funzionamento 180 gg per 12 h				
90	92.9	77.0	71.4	68.8	67.1
180	187.6	154.8	143.5	137.6	133.9
270	288.4	234.2	216.8	207.5	202.2
360	394.4	315.1	291.0	278.7	270.7
450	508.8	399.8	366.2	350.4	340.7
540	628.8	485.0	442.5	423.2	410.8
630	758.7	572.0	521.8	496.0	481.9
720	897.3	662.2	601.9	570.0	553.1
810	1045.8	755.5	681.6	645.4	624.8
900	1206.9	851.7	762.6	723.8	697.4
990	1384.9	948.1	845.1	801.1	771.1

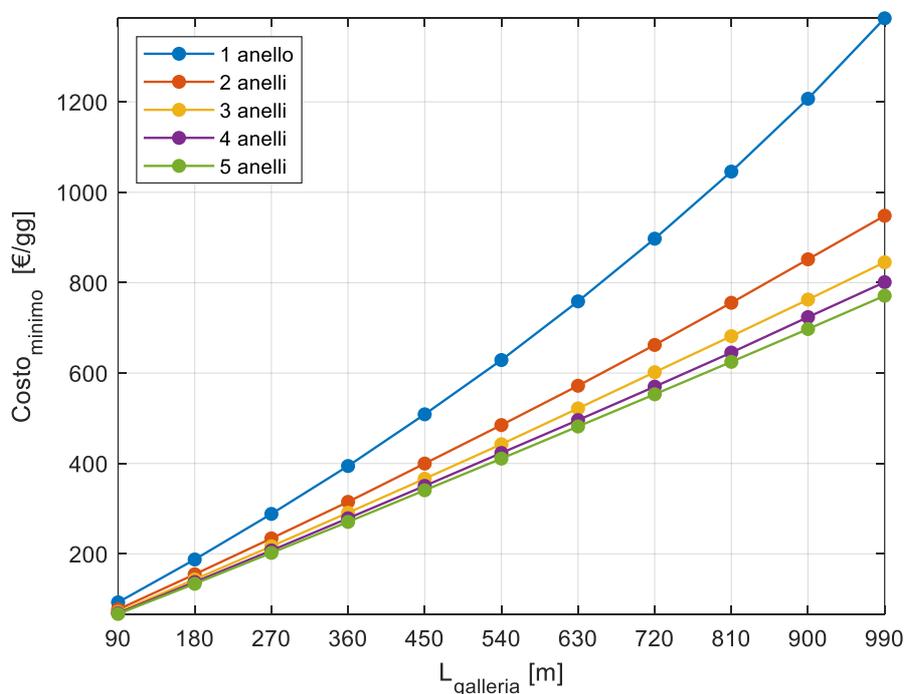


Figura 5.15 Minimo costo idraulico al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h)

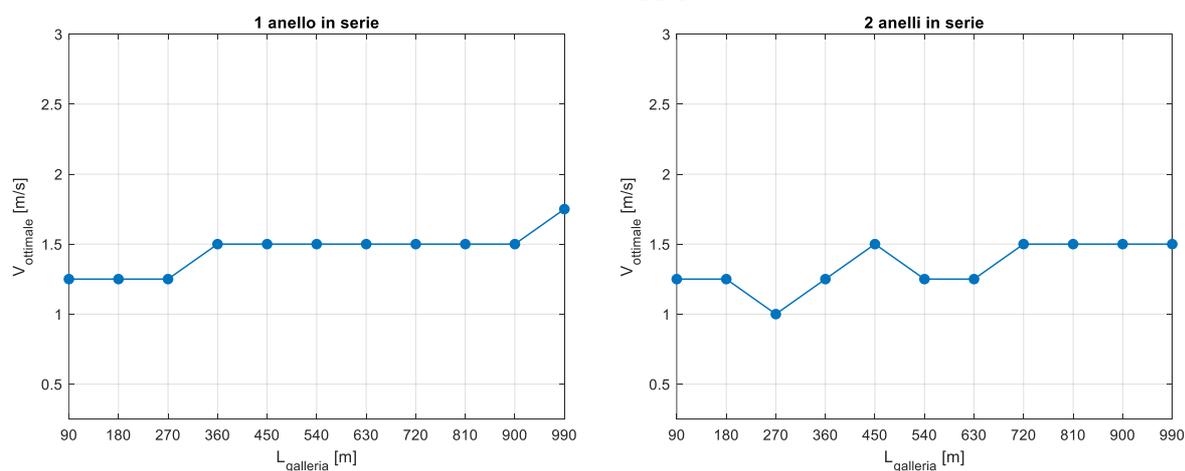
Dalla Figura 5.15 si evince che il minimo costo idraulico assume lo stesso andamento del caso in cui si ipotizza un funzionamento continuo (Figura 5.12), cioè risulta crescente al crescere della lunghezza della galleria, a parità di configurazione; diminuisce, invece, all'aumentare del numero di anelli collegati in serie.

In generale, il minimo costo giornaliero idraulico risulta maggiore rispetto al primo caso di funzionamento (365gg e 24 h) e ciò è dovuto ai costi relativi agli elementi del sistema idraulico che vengono ripartiti in 10 anni e per 180 giorni in un anno, quindi per un più piccolo numero di giorni, corrispondenti al funzionamento invernale del sistema. Infatti, nel caso di tutti gli anelli collegati in parallelo e in corrispondenza della massima lunghezza della galleria, il costo è superiore a 1200€, mentre nel caso precedente si manteneva al di sotto di tale valore (Figura 5.12).

In seguito similmente al funzionamento continuo del sistema sono stati ricavati la velocità e il diametro massimo delle tubazioni di mandata e di ritorno che caratterizzano la rete idraulica alla quale corrisponde il minimo costo idraulico individuato. In Figura 5.16 e in Figura 5.17 si riportano rispettivamente la velocità ottimale e il diametro massimo ottimale al variare della lunghezza della galleria esplorata, per ogni configurazione.

Velocità ottimale corrispondente al minimo costo idraulico [m/s]

Funzionamento 180 gg per 12 h



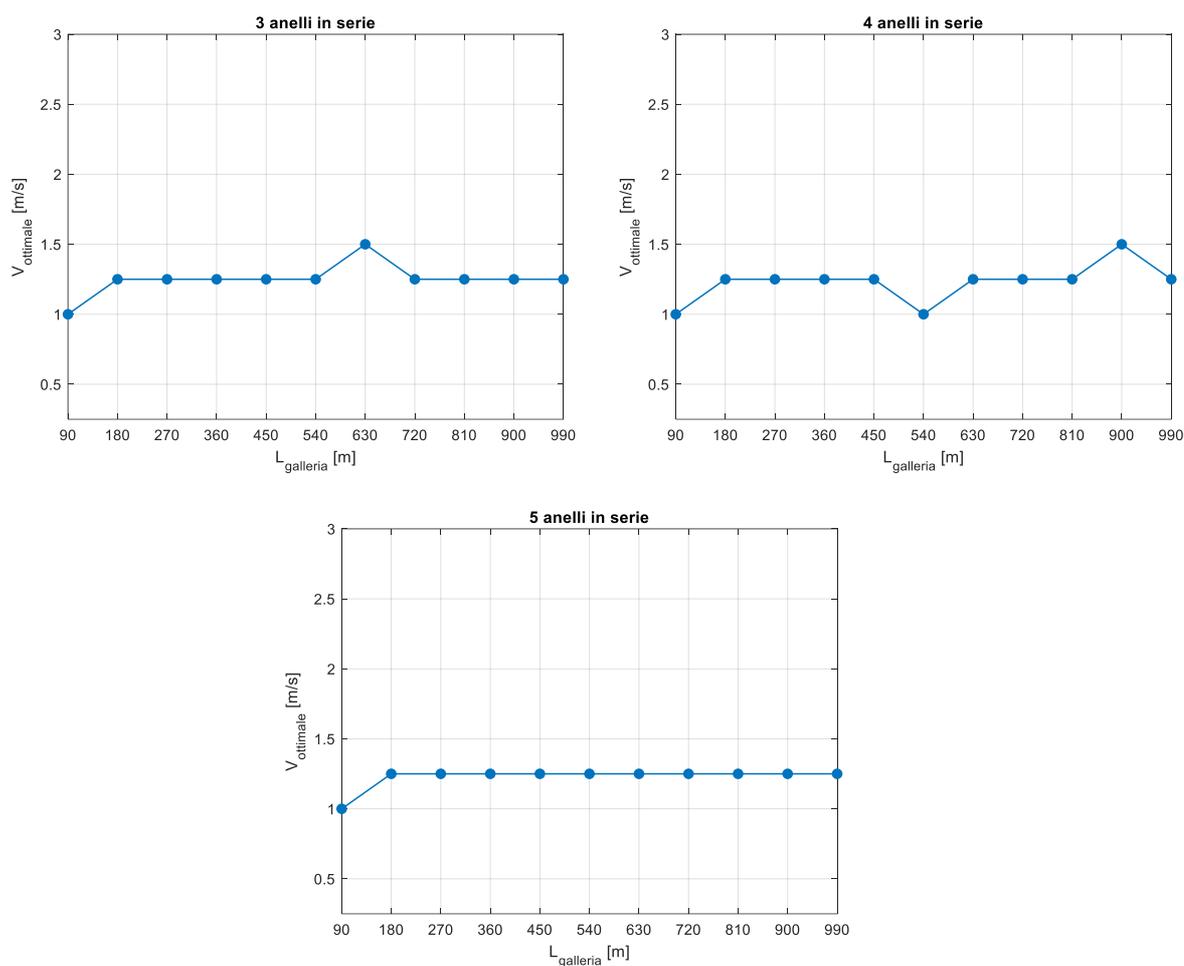


Figura 5.16 Andamento della velocità ottimale corrispondente al minimo costo al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h)

Dalla Figura 5.16 si individua la velocità ottimale, ovvero quella per la quale si ha il minimo costo giornaliero idraulico; in ogni configurazione tale velocità varia tra 1 e 1.5 m/s, al variare della lunghezza della galleria analizzata, risultando superiore rispetto al primo caso di funzionamento (Figura 5.13). Infatti, osservando la distribuzione del costo giornaliero idraulico, per il primo caso di funzionamento in Figura 5.9 e per il secondo caso di funzionamento in Figura 5.10, è possibile notare una traslazione del minimo costo dall'intervallo di velocità compreso tra 0.75 e 1.5 m/s, nel primo caso, all'intervallo di velocità compreso tra 1 e 2 m/s, nel secondo caso. Nel secondo caso di funzionamento, si ha tale traslazione in quanto per una velocità inferiore ad 1 m/s si ha un incremento dei costi dovuti ad una maggiore influenza del costo relativo agli elementi del sistema idraulico.

Diametri massimi ottimali corrispondenti al minimo costo idraulico [mm]

Funzionamento 180 gg per 12 h

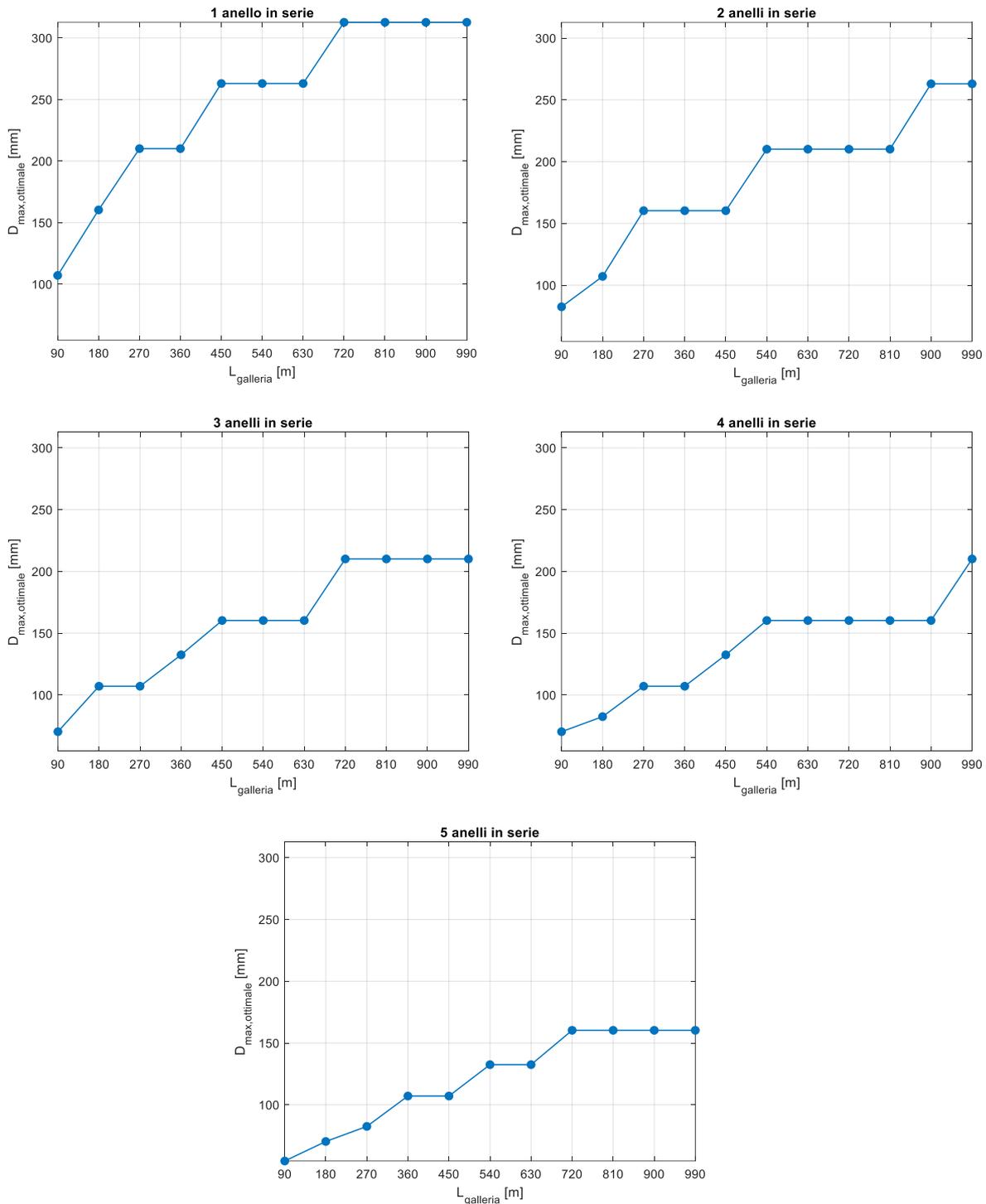


Figura 5.17 Andamento del diametro massimo ottimale corrispondente al minimo costo al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h)

In Figura 5.17 vengono riportati i diametri massimi che crescono al crescere della lunghezza della galleria, per ogni configurazione. Inoltre, è possibile osservare che tali diametri risultano più piccoli rispetto a quelli individuati per il primo caso di funzionamento (Figura 5.14); infatti, in corrispondenza della massima lunghezza della galleria, il diametro più grande è pari a 312.7 mm anziché 393.8 mm, per 1 anello in serie, ed il diametro più piccolo è pari a 160.3 mm anziché 210.10 mm, per 5 anelli in serie. Il motivo di tale riduzione è attribuibile alla velocità per la quale si ha il minimo costo, che risulta superiore rispetto al caso precedente in cui si ipotizza un funzionamento continuo.

5.4.3 Funzionamento 180 giorni per 24 ore

Considerando un funzionamento del sistema geotermico per 180 giorni e per 24 ore al giorno, si individua la velocità ottimale alla quale corrisponde il minimo costo giornaliero idraulico, fissando il numero di anelli collegati in serie e la lunghezza della galleria; i risultati ottenuti in termini di minimo costo giornaliero idraulico sono riportati in Tabella 5.4 e graficamente in Figura 5.18.

Tabella 5.4 Minimo costo idraulico al variare del numero di anelli in serie e della lunghezza della galleria (Funzionamento 180 gg per 24 h)

L _{galleria} [m]	Numero di anelli in serie [-]				
	1	2	3	4	5
	Minimo costo giornaliero idraulico [€/gg] Funzionamento 180 gg per 24 h				
90	99.7	83.5	77.8	74.8	73.2
180	204.0	167.9	156.2	150.3	146.5
270	315.0	254.4	236.2	226.8	220.9
360	438.0	345.4	317.4	304.4	296.7
450	570.7	437.1	400.1	383.2	372.7
540	718.2	532.2	486.8	462.4	450.0
630	879.2	632.6	572.4	543.5	527.3
720	1059.1	736.0	659.8	628.2	605.9
810	1261.9	841.1	749.3	710.9	686.0
900	1484.4	950.7	842.7	794.7	769.5
990	1727.8	1065.4	937.8	879.8	850.5

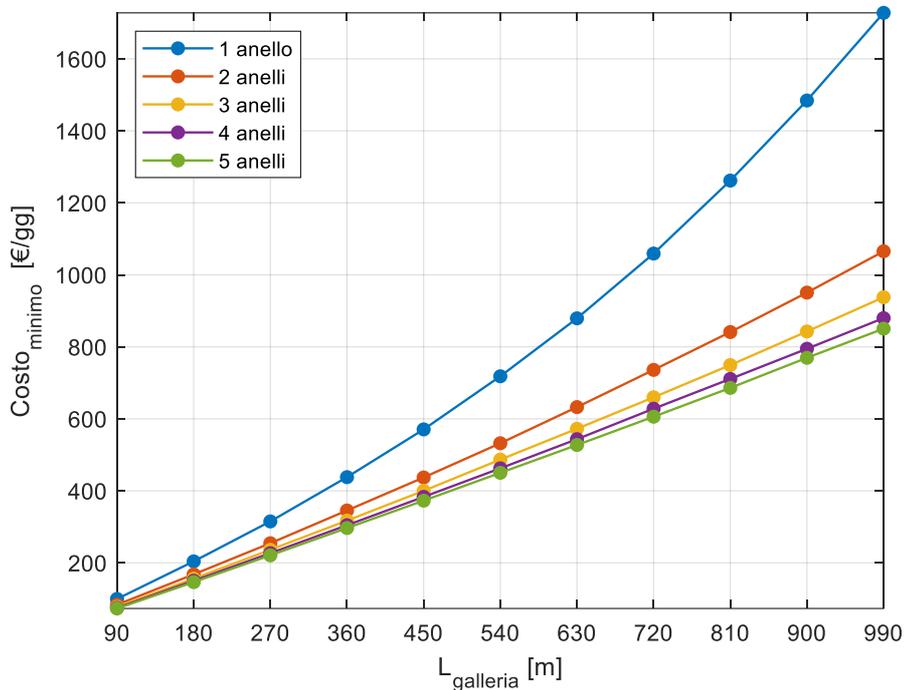


Figura 5.18 Minimo costo idraulico al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione

(Funzionamento 180 gg per 24 h)

Dalla Figura 5.18 si osserva che il minimo costo giornaliero idraulico assume lo stesso andamento degli altri casi di funzionamento e la differenza risiede nel valore assunto in corrispondenza di ogni configurazione e al variare della lunghezza della galleria.

Infatti, ipotizzando un funzionamento del sistema solo durante la stagione invernale (180 giorni) e per 24 ore al giorno si ottengono dei valori del minimo costo giornaliero idraulico che risultano maggiori rispetto al primo caso di funzionamento continuo (365 gg per 24 h) e al secondo caso di funzionamento (180 gg per 12 h); il motivo di tale incremento è dovuto a sua volta ad un incremento dei seguenti costi:

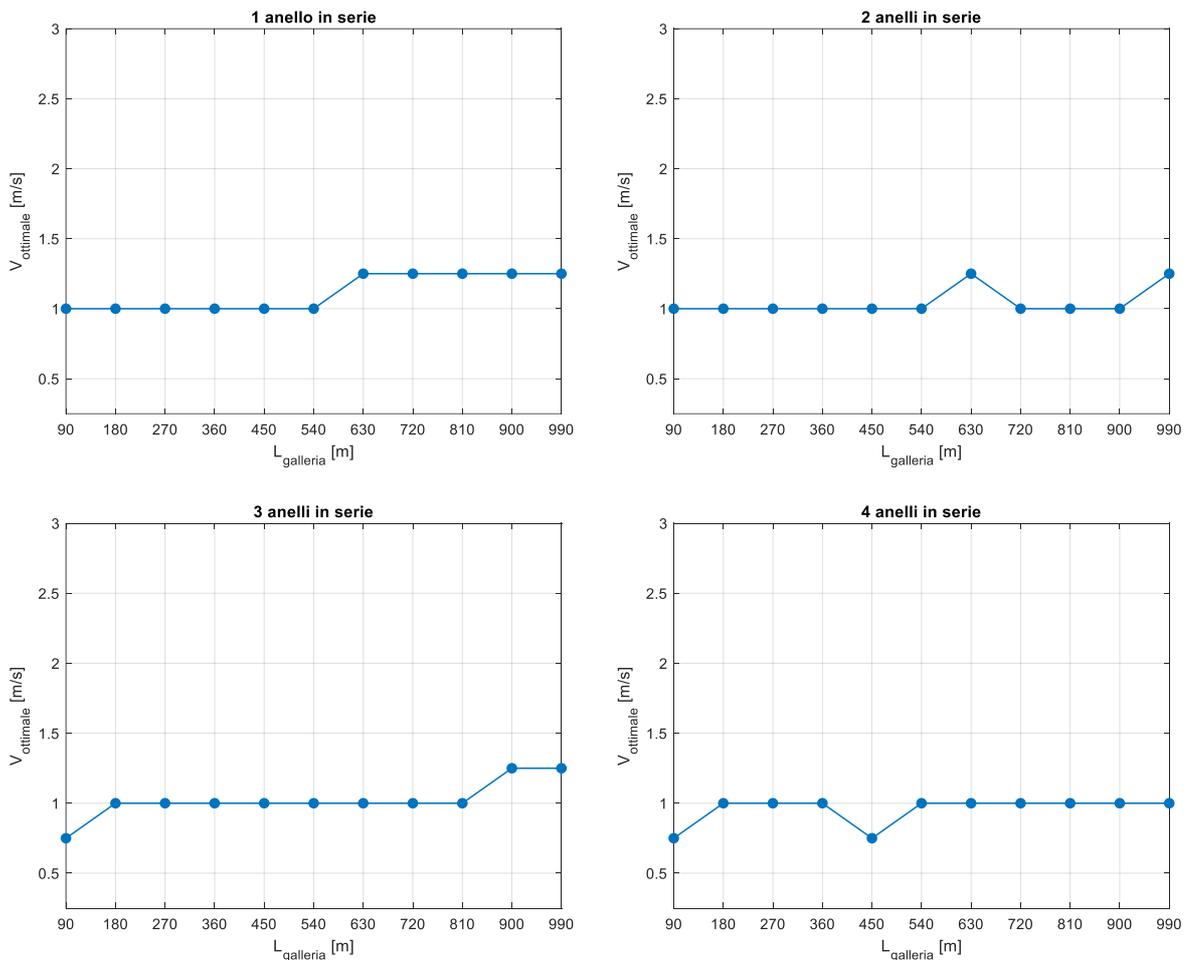
- dei costi relativi agli elementi del sistema idraulico che vengono ripartiti in 10 anni e per 180 giorni in un anno, anziché 365 giorni
- del costo giornaliero di pompaggio che viene valutato per un funzionamento di 24 ore al giorno anziché 12 ore.

Infatti, nel caso di tutti gli anelli collegati in parallelo e in corrispondenza della massima lunghezza della galleria, il minimo costo supera la cifra di 1600 €, mentre nei casi precedenti assumeva valori minori (Figura 5.12, Figura 5.15).

In seguito sono stati ricavati la velocità e il diametro massimo delle tubazioni di mandata e di ritorno che caratterizzano la rete idraulica alla quale corrisponde il minimo costo idraulico individuato. In Figura 5.19 e Figura 5.20 si riportano rispettivamente la velocità ottimale e il diametro massimo ottimale al variare della lunghezza della galleria esplorata, per ogni configurazione.

Velocità ottimale corrispondente al minimo costo idraulico [m/s]

Funzionamento 180 gg per 24 h



5-Analisi dei costi idraulici

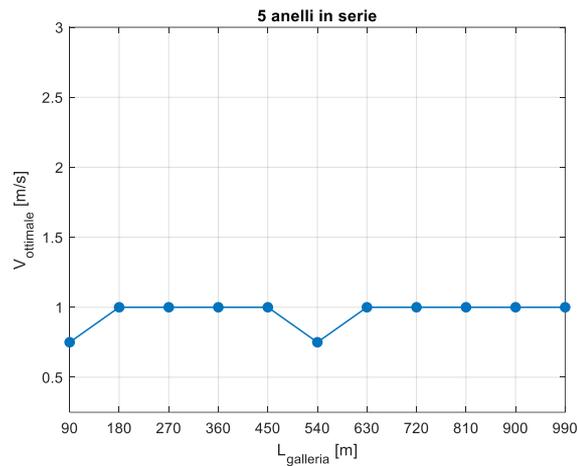
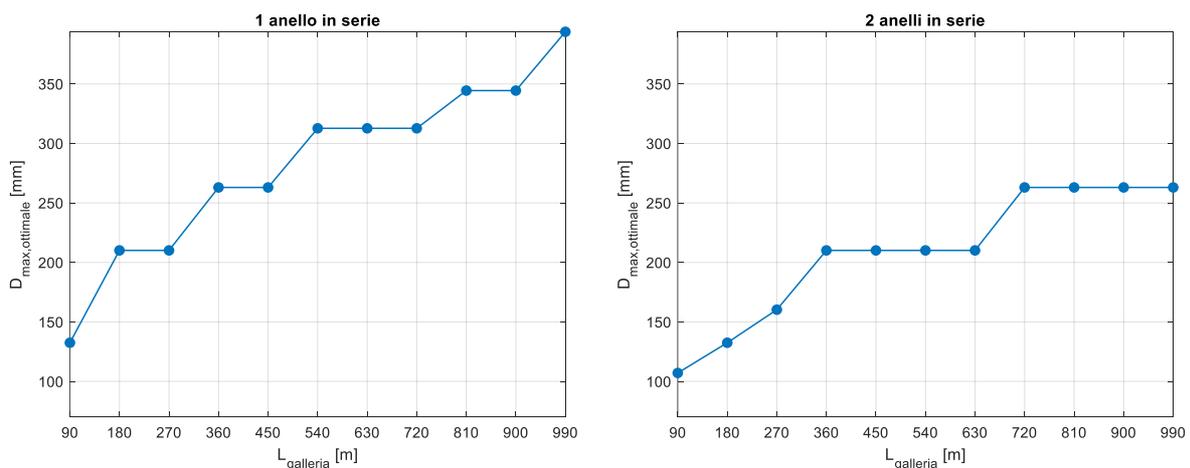


Figura 5.19 Andamento della velocità ottimale corrispondente al minimo costo al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h)

Dalla Figura 5.19 si individua la velocità ottimale, ovvero quella per la quale si ha il minimo costo giornaliero idraulico; tale velocità varia in un intervallo compreso tra 0.75 e 2 m/s, al variare della lunghezza della galleria e della configurazione analizzata; tale intervallo comprende l'intervallo di velocità ottimale al quale corrisponde il minimo costo idraulico individuato sia per il funzionamento di 365 giorni per 24 ore al giorno (0.75-1 m/s) e sia per il funzionamento di 180 giorni per 12 ore al giorno (1-1.5 m/s).

Diametri massimi ottimali corrispondenti al minimo costo idraulico [mm]

Funzionamento 180 gg per 24 h



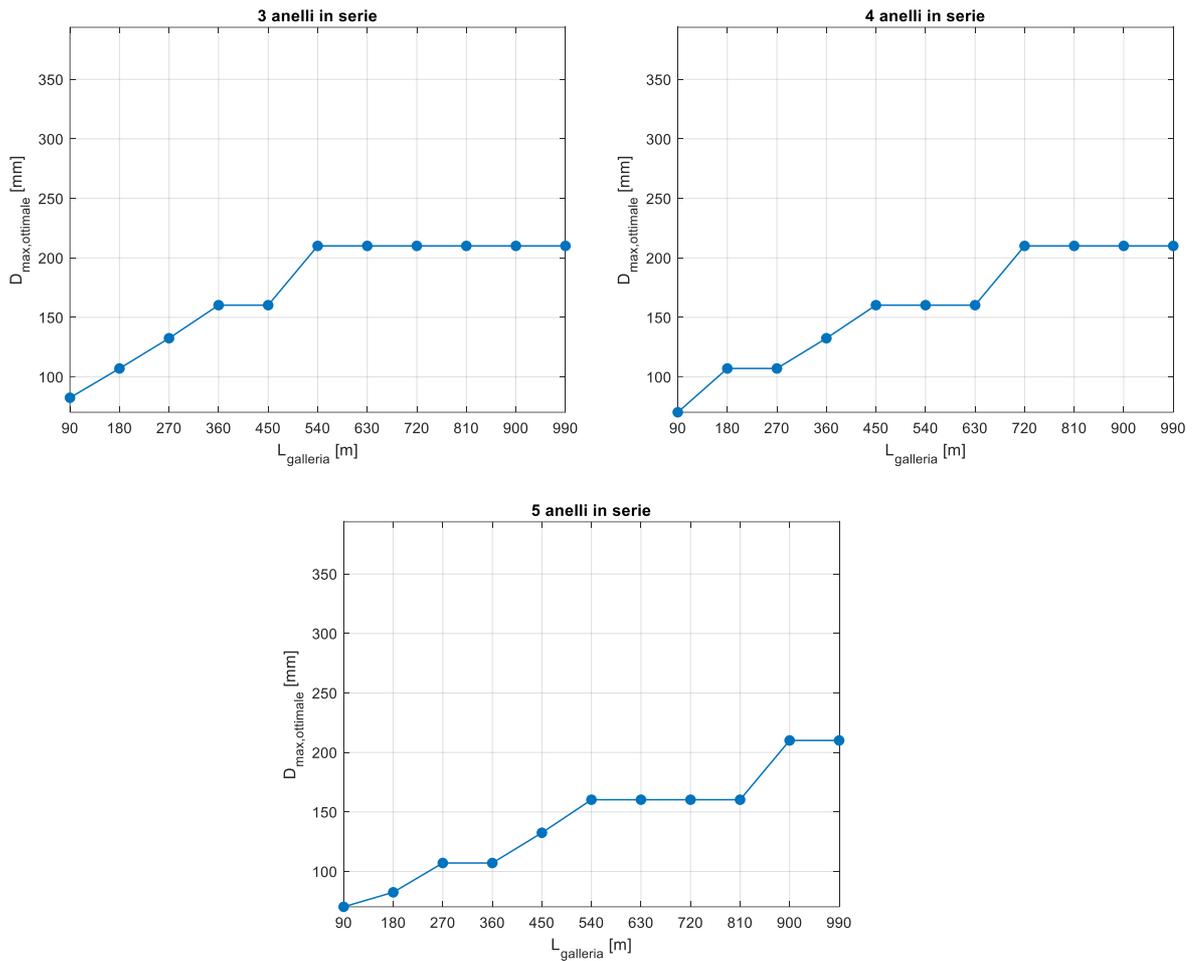


Figura 5.20 Andamento del diametro massimo ottimale corrispondente al minimo costo al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h)

In Figura 5.20 vengono riportati i diametri massimi che crescono al crescere della lunghezza della galleria, per ogni configurazione, in quanto man mano che le lunghezze crescono la portata da fornire al sistema aumenta. Inoltre, considerando la massima lunghezza della galleria, il diametro più grande si ritrova in corrispondenza della configurazione con tutti gli anelli collegati in serie, pari a 393.8 mm, e il più piccolo diametro si individua in corrispondenza della configurazione con 5 anelli collegati in serie, pari a 210.10 mm; stessi valori individuati per il primo caso di funzionamento del sistema (Figura 5.14).

5.5 Considerazioni finali

Sulla base dell'analisi economica effettuata per ogni configurazione impiantistica caratterizzata da un numero di anelli collegati in serie che varia da 1 a 5 si può concludere che il minimo costo giornaliero idraulico cresce al crescere della lunghezza della galleria che si attiva energeticamente. Inoltre, si riduce man mano che cresce il numero di anelli collegati in serie. In particolare, l'analisi del minimo costo giornaliero idraulico è stata effettuata per tre tipi di funzionamento del sistema e risulta complessivamente minore nel caso in cui si ipotizza un funzionamento continuo caratterizzato da una distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto idraulico in 365 giorni e 10 anni e da un funzionamento della pompa di circolazione per 24 h al giorno. Viceversa, i costi risultano complessivamente maggiori considerando un funzionamento del sistema solo per 180 gg in un anno (stagione invernale) e per 24 h al giorno.

Alla luce di tali risultati si può dedurre che la configurazione ottimale, dal punto di vista idraulico, deriva da un equilibrio tra il costo di posa del circuito primario e i costi di pompaggio.

Questi ultimi sono influenzati da diversi fattori:

- economici, per esempio il costo di posa degli elementi del circuito primario o il prezzo dell'energia;
- termici, per esempio il tasso di utilizzo dello scambiatore geotermico;
- impiantistici, per esempio la lunghezza delle serpentine o delle tubazioni principali di mandata e di ritorno.

Dalla sola analisi economica si può affermare che la configurazione ottimale sia quella caratterizzata da 5 anelli collegati in serie a cui corrisponde un minore costo giornaliero idraulico per ogni ipotesi di funzionamento del sistema studiato.

In realtà, è necessario tenere in conto anche dell'aspetto termico, in quanto a parità di lunghezza della galleria, diverse configurazioni portano ad una diversa estrazione di calore. Di conseguenza, l'individuazione della configurazione impiantistica ottimale è effettuata attraverso il confronto tra i costi e l'energia termica estraibile per ogni configurazione in esame.

6 Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Nel presente capitolo si individua la configurazione ottimale dell' impianto idraulico a partire dal minimo costo giornaliero idraulico globale (Paragrafo 5.4); diverse configurazioni idrauliche, caratterizzate da un diverso numero di anelli collegati in serie, portano all'estrazione di una diversa quantità di potenza termica specifica e di conseguenza, il parametro per valutare la maggiore efficienza del sistema non è tanto il costo idraulico globale, quanto il rapporto tra il costo e la potenza termica estratta, in modo da considerare entrambi gli aspetti. La quantità di calore estraibile attraverso una galleria energetica dipende dalle condizioni al contorno in cui essa si trova lungo il suo tracciato plano-altimetrico; pertanto, avendo determinato il costo giornaliero idraulico globale sulla base delle caratteristiche della galleria della Linea 2 della Metropolitana di Torino, ci si basa sul calore estraibile in corrispondenza di determinate tratte del suo percorso per una possibile integrazione della galleria energetica nei sistemi di teleriscaldamento.

Nello specifico si individuano diverse configurazioni impiantistiche da poter realizzare in una porzione del percorso della ML2 compresa tra due stazioni, a partire dalla valutazione del rapporto tra il minimo costo giornaliero idraulico e l'energia termica estraibile attraverso il sistema. Per la stima dell'energia estraibile si prendono in considerazione due tratte della porzione in esame che si trovano in condizioni più favorevoli e meno favorevoli, rispettivamente.

6.1 Descrizione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

La tratta centrale della Linea 2 della Metropolitana di Torino avrà un'estensione di 14.5 km e collegherà la zona Sud-Ovest della città alla zona Nord-Est (Figura 6.1), attraversando aree densamente abitate come Barriera di Milano, Aurora-Rossini, Centro città, Crocetta, Santa Rita, Mirafiori Nord. Inoltre, durante la progettazione sono state previste significative estensioni della linea dalla città di Torino verso San Mauro (Nord-Est), Bengasi (Sud-Est) e verso Orbassano (Sud-Ovest).

La galleria sarà realizzata principalmente mediante scavo meccanizzato con TBM, dalla stazione Anselmetti alla stazione Bologna, per una lunghezza totale di 12 km, mentre la porzione terminale della linea tra Bologna e Rebaudengo (ultima stazione) sarà realizzata con metodo di scavo Cut & Cover (C&C) per una lunghezza di 3 km.

Per quanto riguarda l'andamento altimetrico, la profondità della galleria scavata tramite TBM varia da 20 a 38 m al di sotto del livello stradale, mentre quella caratterizzata da uno scavo Cut & Cover varia da 6.5 a 15 m.

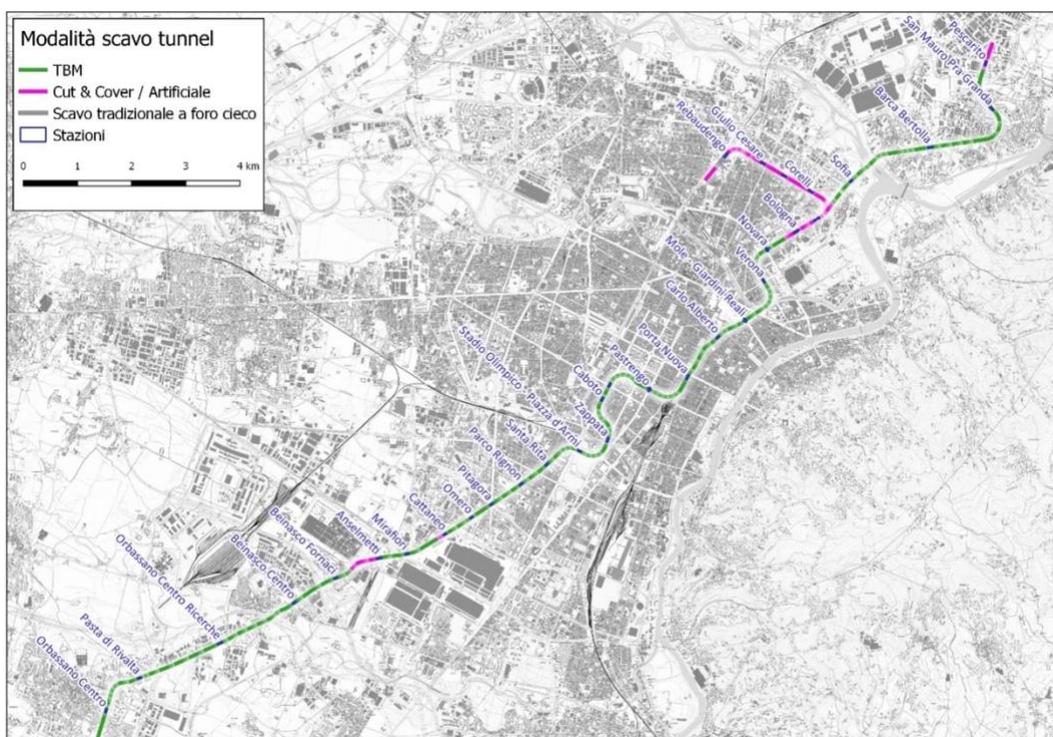


Figura 6.1 Planimetria con indicazione del tracciato della ML2

6.2 Stima del potenziale geotermico

Per la valutazione della quantità di calore estraibile attraverso il sistema geotermico rappresentato dalla galleria della Linea 2 della Metropolitana di Torino ci si basa sullo studio di fattibilità effettuato per l'attivazione termica del suo rivestimento (Barla et al., 2019a) che ha lo scopo di descrivere la metodologia da adottare.

Una volta raccolte le caratteristiche globali in termini di:

- Caratteristiche geometriche, ad esempio il diametro e la forma della galleria, la profondità del suo asse;
- Caratteristiche geotecniche e geologiche del terreno lungo la linea (Unità Geotecniche);
- Caratteristiche idrogeologiche delle differenti Unità Geotecniche (permeabilità, trasmissività, porosità effettiva, direzione e velocità del flusso di falda, temperatura dell'acqua di falda);
- Parametri geotermici delle differenti Unità Geotecniche (conduttività termica, capacità termica, diffusività e così via)

l'intera Linea 2 della Metropolitana viene discretizzata in un numero finito di sezioni omogenee associate ad una geometria specifica della galleria da scavare e ad un insieme specifico di parametri geotecnici, idrogeologici e geotermici (Figura 6.2).

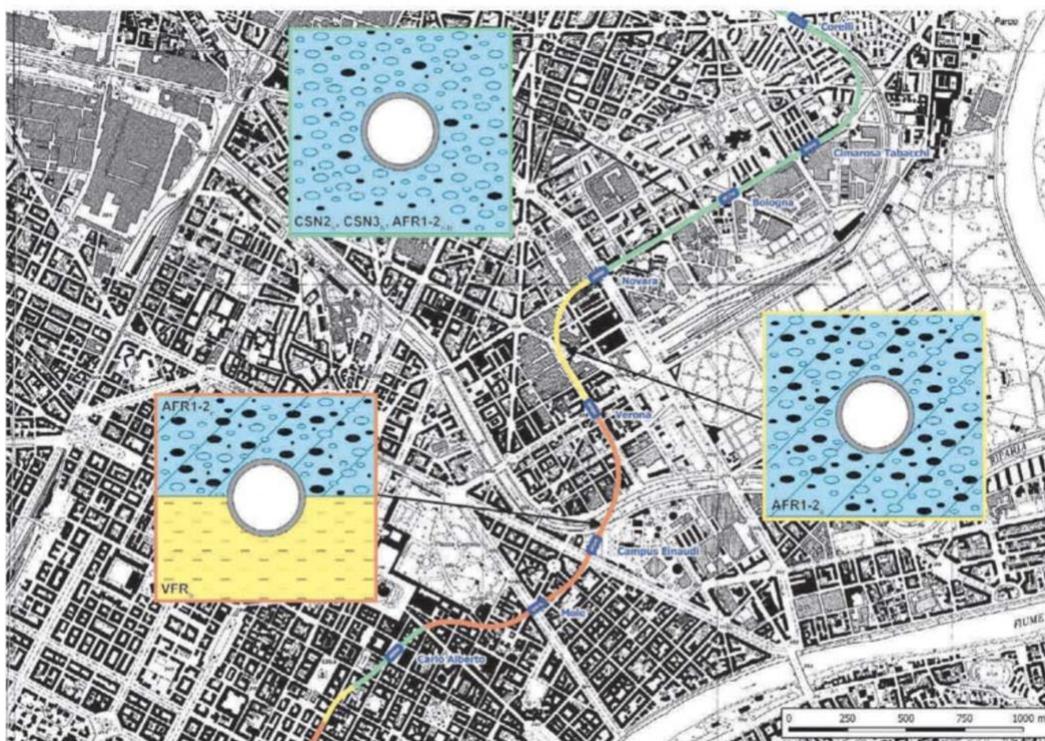


Figura 6.2 Esempio di discretizzazione della Linea 2 della Metropolitana di Torino in sezioni omogenee (Barla et al., 2019a)

L'idea è quella di costruire dei modelli numerici agli elementi finiti tridimensionali per ogni sezione rappresentativa, finalizzata al calcolo del potenziale geotermico. Infatti, l'interpretazione delle analisi termoidrauliche agli elementi finiti consentirà di determinare l'energia prodotta (kWh) e l'efficienza energetica per ciascuna zona omogenea, nonché il potenziale geotermico complessivo della Linea 2 della Metropolitana di Torino.

Nel caso in esame è stata presa in considerazione la porzione di percorso della ML2 compresa tra la stazione Verona e Novara che si estende per una lunghezza di 658 m ed è stato stimato il potenziale geotermico mediante una modellazione numerica agli elementi finiti con il codice di calcolo FEFLOW che ha permesso di individuare la temperatura in uscita del fluido termovettore T_{wo} (Rosso, 2020).

In particolare, la porzione d'interesse è stata suddivisa in funzione delle caratteristiche termoidrogeologiche in 5 tratte tutte caratterizzate dalla medesima modalità costruttiva (metodo di scavo meccanizzato con TBM) e sono stati identificati due modelli numerici rappresentativi rispettivamente di una tratta di galleria che si trova in condizioni *più favorevoli*, la tratta 1, e di una tratta che si trova in condizioni *meno favorevoli*, la tratta 5.

Le caratteristiche dei due modelli sono le seguenti:

- “*Modello più favorevole*”, caratterizzato da un sostenuto flusso di falda ortogonale all’asse della galleria, con superficie freatica al di sopra della calotta, in una formazione con buone capacità di scambio termico; in particolare si tratta dell’unità geologica AFR composta da depositi fluviali pleistocenici costituiti con ciottoli e ghiaie eterometriche in matrice sabbiosa-debolmente limosa poco alterate con grado di cementazione da mullo a moderato (Figura 6.3).

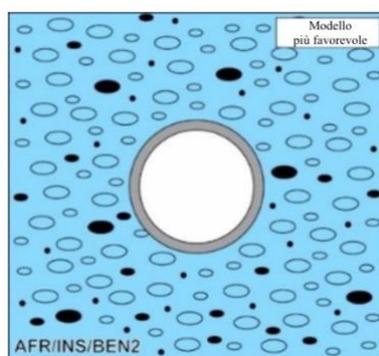


Figura 6.3 Unità geologica AFR del modello più favorevole

- “*Modello meno favorevole*”, caratterizzato da un sostenuto flusso di falda parallelo all’asse della galleria, con superficie freatica al di sopra della calotta, parzialmente in una formazione con scarse capacità di scambio termico; in particolare la galleria è immersa parzialmente in depositi fluvioglaciali pleistocenici descritti precedentemente (unità geologica AFR) che sovrastano depositi marini (unità geologica FAA) costituiti da limi, limi argillosi e argille limose con livelli sottili sabbioso-limosi e ghiaioso-limosi (Figura 6.4).

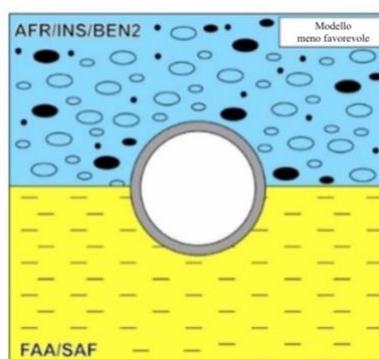


Figura 6.4 Unità geologica AFR/FAA del modello meno favorevole

Per quanto riguarda le condizioni iniziali termiche, ipotizzando un funzionamento invernale del sistema, è stata fissata una temperatura in ingresso del fluido termovettore nelle serpentine pari a 4°C, una temperatura del terreno pari a 14.9 °C e 15.5 °C rispettivamente per il *modello più favorevole e meno favorevole*, ed è stata considerata una temperatura all'intradosso della galleria pari a 13°C.

Per entrambi i modelli sono state valutate le temperature in uscita del fluido termovettore e la potenza termica estratta per unità di lunghezza della galleria, considerando delle configurazioni caratterizzate da un numero di anelli collegati in serie che varia da 1 a 5 (Rosso, 2020).

Sulla base di tali parametri, è stata individuata l'energia termica estraibile al variare della lunghezza della galleria (90-990 m), per ogni configurazione.

Si ricorda che i valori di energia termica individuati fanno riferimento ad una temperatura in uscita del fluido a 30 giorni dall'attivazione termica, che rappresenta la condizione più conservativa per il calcolo della potenza estraibile dal sistema geotermico.

L'energia termica estratta dal sistema potrebbe essere inferiore se si prendesse in considerazione un'attivazione termica del rivestimento della galleria per un periodo maggiore di 180 giorni.

6.2.1 Condizioni più favorevoli

Nel caso del *modello più favorevole* è stata condotta un'analisi agli elementi finiti per cinque configurazioni nelle quali si ipotizza di attivare termicamente un diverso numero di anelli collegati in serie e dalla quale si ottiene la **temperatura in uscita del fluido termovettore** dopo 30 giorni dall'attivazione termica; tale temperatura è differente nelle 5 configurazioni e viene riportata in Tabella 6.1.

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Tabella 6.1 Temperatura in uscita del fluido in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole),(Rosso, 2020)

Numero di anelli in serie	Temperatura in uscita del fluido
$n_{serie} [-]$	$T_{wo} [^{\circ}C]$
1	8.1
2	10.5
3	11.8
4	12.6
5	13

Una volta nota la temperatura in ingresso, pari a 4°C, e la temperatura in uscita per ogni caso in esame, si calcola la **differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido termovettore** $T_{wo} - T_{wi}$, e risultati sono riportati in Tabella 6.2.

Tabella 6.2 Differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido termovettore in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole)

Numero di anelli in serie	Differenza di temperatura
$n_{serie} [-]$	$T_{wo} - T_{wi} [^{\circ}C]$
1	4.1
2	6.5
3	7.8
4	8.6
5	9

In Figura 6.5, si riporta l'andamento crescente sia della temperatura in uscita del fluido termovettore, sia della differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido, al crescere del numero di anelli collegati in serie.

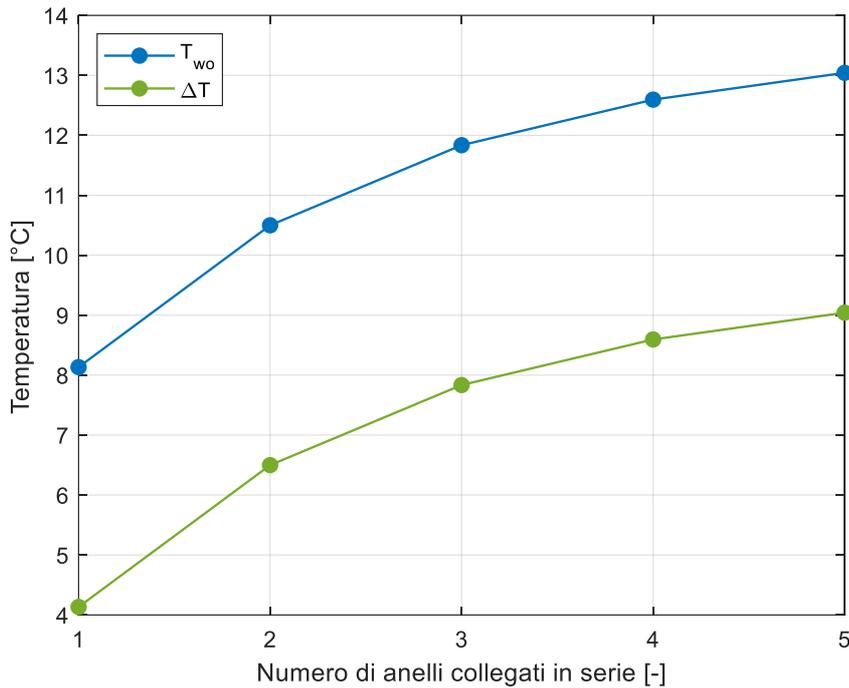


Figura 6.5 Andamento della temperatura in uscita del fluido e della differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole)

In seguito, si valuta la **potenza termica Q** in [kW], applicando l'Eq. 2, i cui valori sono riportati in Tabella 6.3 e si rappresenta graficamente l'andamento crescente della potenza termica estratta in Figura 6.6.

Tabella 6.3 Potenza termica estratta dalla galleria in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole)

Numero di anelli in serie	Potenza termica
n_{serie} [-]	Q [kW]
1	3.1
2	4.8
3	5.8
4	6.4
5	6.7

Ogni valore di potenza termica [kW] è stato calcolato, assumendo una portata massica del fluido termovettore $\dot{m} = 0.18 \text{ kg/s}$, ottenuta attraverso una densità del fluido a 4°C $\rho_w = 1014.6 \text{ kg/m}^3$, una velocità del fluido nelle serpentine $v = 0.9 \text{ m/s}$ e un'area delle tubazioni

di scambio termico $A = 2.01 \cdot 10^4 \text{ m}^2$, ed inoltre, un calore specifico del fluido a 4°C $c_w = 4.043 \text{ kJ/kgK}$.

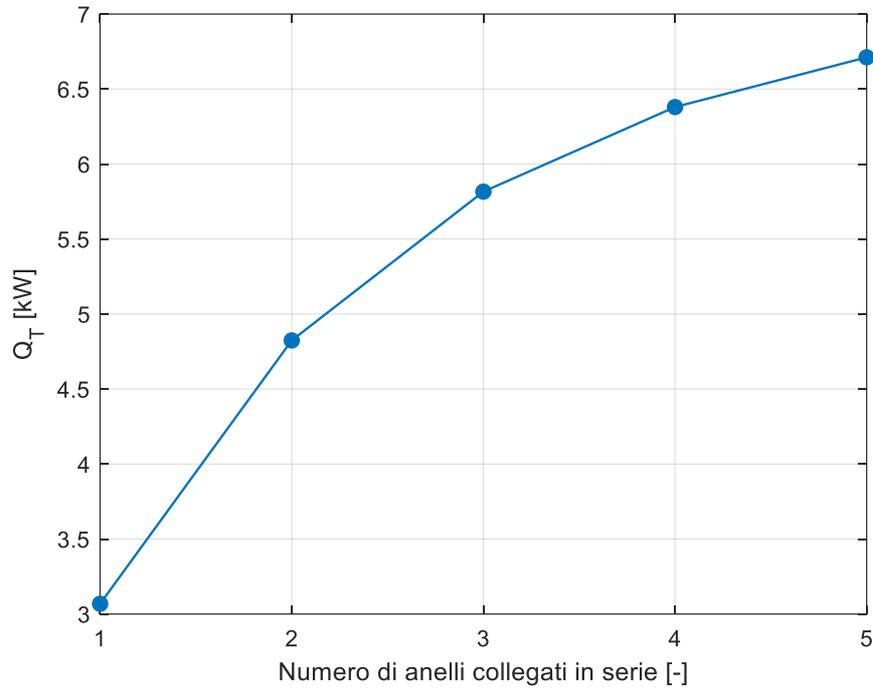


Figura 6.6 Andamento della potenza termica estratta al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole)

Dalla Figura 6.6 è possibile osservare che il valore della potenza termica estratta dal rivestimento della galleria aumenta all'aumentare del numero di anelli collegati in serie.

A partire da tale risultato, dividendo per la lunghezza di galleria della tratta in esame, si ottiene la **potenza termica estraibile per unità di lunghezza della galleria** q [kW/m]:

$$q = \frac{\dot{m}c_w|T_{wo} - T_{wi}|}{L} \quad (34)$$

Per il calcolo di q , si considera che la lunghezza della tratta L in esame varia al variare del numero di anelli collegati in serie, e considerando la profondità di un concio pari a 1.5 m si ottengono i seguenti valori, riportati in Tabella 6.4.

Tabella 6.4 Lunghezza della tratta di riferimento al variare del numero di anelli collegati in serie

Numero di anelli in serie	Lunghezza tratta di riferimento
$n_{serie} [-]$	$L [m]$
1	1.5
2	3
3	4.5
4	6
5	7.5

Dai risultati si evince che, nonostante la temperatura in uscita del fluido termovettore cresce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie, la potenza termica per unità di lunghezza estraibile dal sistema in esame decresce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie. I valori di tale grandezza, ottenuti applicando l'Eq. 34, sono riportati numericamente in Tabella 6.5 e graficamente in Figura 6.7, al variare del numero di anelli collegati in serie.

Tabella 6.5 Potenza termica per unità di lunghezza della galleria in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole)

Numero di anelli in serie	Potenza termica per unità di lunghezza
$n_{serie} [-]$	$q [kW/m]$
1	2.1
2	1.6
3	1.3
4	1.1
5	0.9

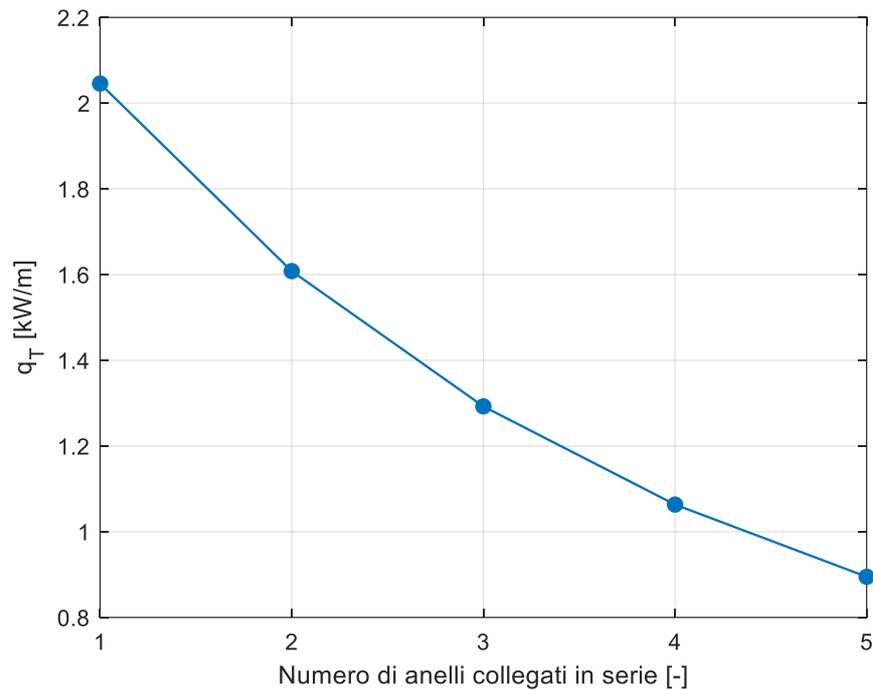


Figura 6.7 Andamento della potenza termica estratta per unità di lunghezza della galleria al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello più favorevole)

Una volta ricavata la potenza estraibile per unità di lunghezza della galleria, questa è stata moltiplicata per le lunghezze della galleria esaminate, che variano da 90 a 990 m, in modo tale da ottenere la potenza termica estraibile al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione. I risultati ottenuti sono rappresentati in Figura 6.8.

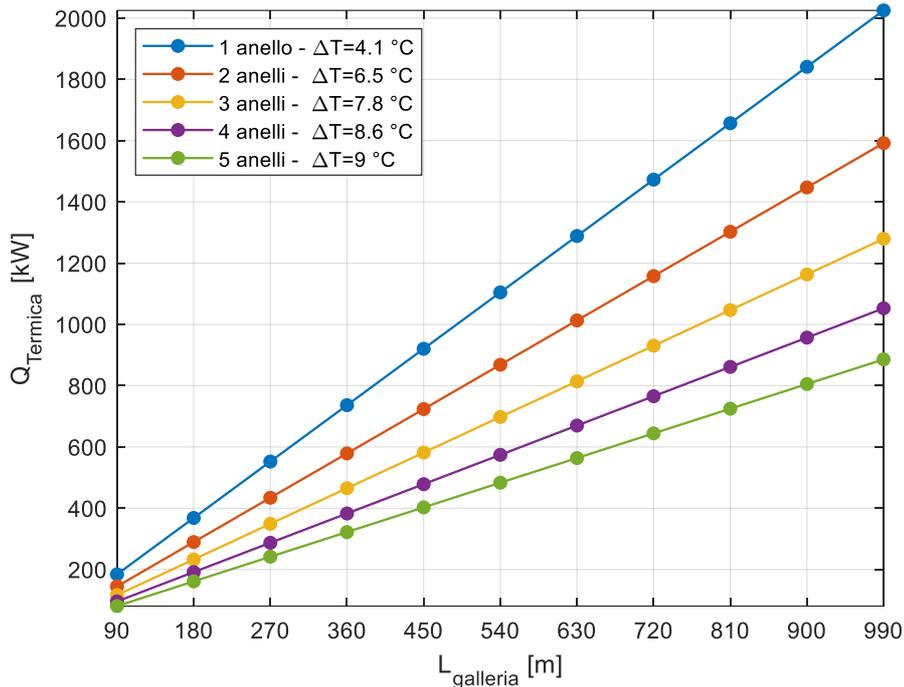


Figura 6.8 Andamento della potenza termica estratta al variare della lunghezza della galleria analizzata per ogni configurazione (Modello più favorevole)

Dalla Figura 6.8 si osserva che la potenza termica cresce al crescere della lunghezza della galleria per ogni configurazione, e nello specifico, in corrispondenza della massima lunghezza pari a 990 m e della configurazione caratterizzata da 1 anello in serie, la potenza termica è maggiore del doppio rispetto al caso con 5 anelli collegati in serie.

Infine, dalla potenza termica si ricava l'energia termica considerando un'estrazione del calore dal terreno per un tempo t pari a 24 h, allo stesso modo dell'energia idraulica. Il valore dell'energia termica è stato determinato tramite l'Eq. 35 per ogni configurazione e al variare della lunghezza della galleria attivata energeticamente e il risultato è riportato in Figura 6.9.

$$E_{termica} = Q_{Termica} \cdot t [kWh] \quad (35)$$

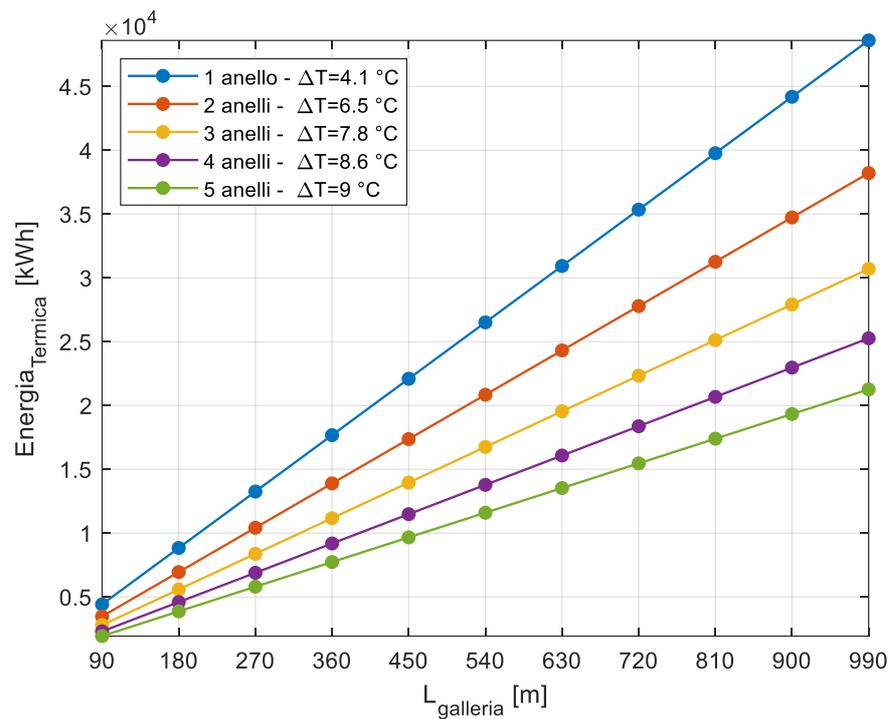


Figura 6.9 Andamento dell'energia termica estratta al variare della lunghezza della galleria analizzata per ogni configurazione (Modello più favorevole)

Si ricorda che nel caso di funzionamento del sistema geotermico per un tempo pari a 12h anziché 24 h, i valori dell'energia termica risultano dimezzati.

6.2.2 Condizioni meno favorevoli

I risultati ottenuti dall'analisi numerica effettuata per il *modello meno favorevole*, in termini di **temperatura in uscita del fluido termovettore** dopo 30 giorni dall'attivazione termica del rivestimento della galleria sono riportati in Tabella 6.6, per ogni configurazione caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie.

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Tabella 6.6 Temperatura in uscita del fluido in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole), (Rosso, 2020)

Numero di anelli in serie	Temperatura in uscita del fluido
n_{serie} [-]	T_{wo} [°C]
1	7
2	9.1
3	10
4	11.3
5	11.7

Dalla Tabella 6.6 si osserva che, rispetto ai valori ottenuti dal *modello più favorevole* (Tabella 6.1), le temperature in uscita del fluido risultano più piccole, in quanto la galleria si trova in condizioni sfavorevoli, ovvero immersa parzialmente in una formazione con scarse capacità di scambio termico.

Una volta nota la temperatura in ingresso pari a 4°C, e la temperatura in uscita per ogni caso in esame, si calcola la **differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido termovettore** $T_{wo} - T_{wi}$, e i risultati sono riportati in Tabella 6.7.

Tabella 6.7 Differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido termovettore in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)

Numero di anelli in serie	Differenza di temperatura
n_{serie} [-]	$T_{wo} - T_{wi}$ [°C]
1	3
2	5.1
3	6.4
4	7.3
5	7.7

Dalla Tabella 6.7 si osserva che la differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido ottenuta dal modello meno favorevole è minore rispetto a quella ottenuta dal modello più favorevole (Tabella 6.2).

In Figura 6.10 si riporta l'andamento crescente sia della temperatura in uscita del fluido termovettore, sia della differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido, per ogni configurazione.

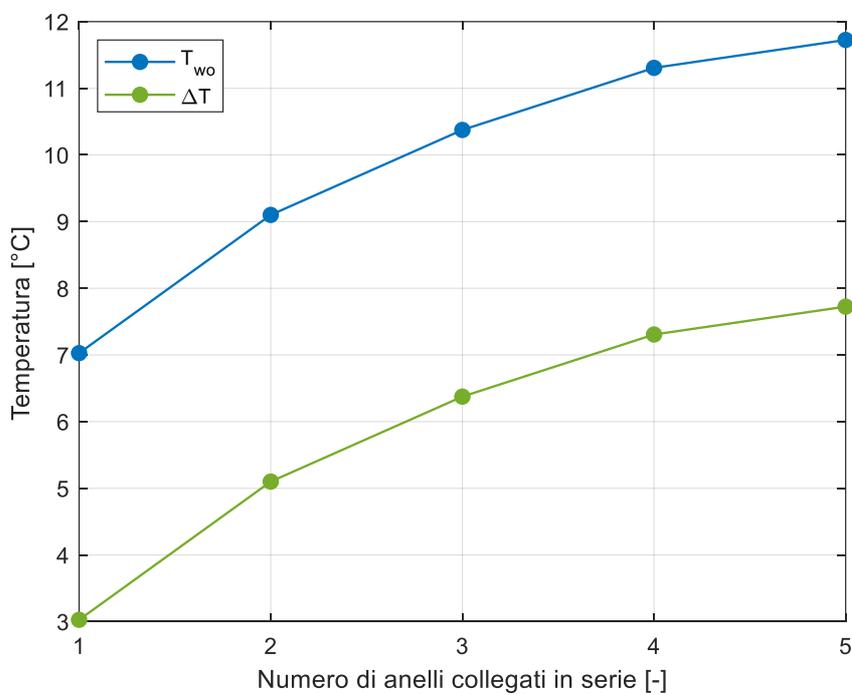


Figura 6.10 Andamento della temperatura in uscita del fluido e della differenza di temperatura in uscita e in ingresso del fluido al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)

In seguito, si valuta la **potenza termica Q** in [kW], applicando l'Eq. 2, i cui valori sono riportati in Tabella 6.8 e si rappresenta graficamente l'andamento crescente della potenza termica estratta in Figura 6.11.

Tabella 6.8 Potenza termica estratta dalla galleria in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)

Numero di anelli in serie Potenza termica	
n_{serie} [-]	Q [kW]
1	2.2
2	3.8
3	4.7
4	5.4
5	5.7

Ogni valore di potenza termica [kW] è stato calcolato, assumendo una portata massica del fluido termovettore $\dot{m} = 0.18 \text{ kg/s}$, ottenuta attraverso una densità del fluido a 4°C $\rho_w = 1014.6 \text{ kg/m}^3$, una velocità del fluido nelle serpentine $v = 0.9 \text{ m/s}$ e un'area delle tubazioni di scambio termico $A = 2.01 \cdot 10^4 \text{ m}^2$, ed inoltre, un calore specifico del fluido a 4°C $c_w = 4.043 \text{ kJ/kgK}$.

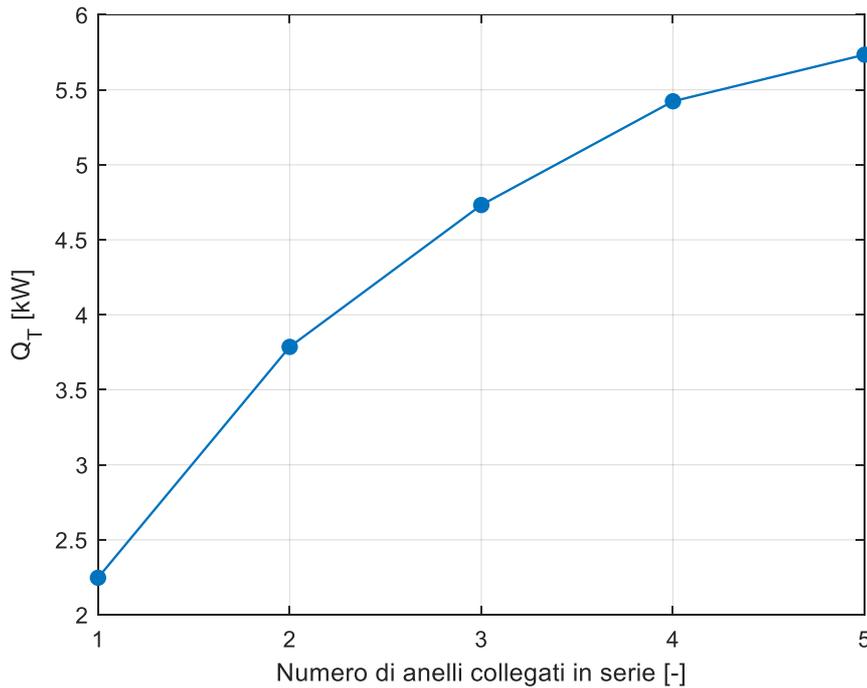


Figura 6.11 Andamento della potenza termica estratta al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)

Dalla Figura 6.11 è possibile osservare che il valore della potenza termica estratta dal rivestimento della galleria aumenta all'aumentare del numero di anelli collegati in serie e risulta minore rispetto a quella determinata nel caso del modello più favorevole (Figura 6.6).

A partire da tale risultato, si determinano i valori della **potenza termica estraibile per unità di lunghezza della galleria** q [kW/m], applicando l'Eq. 34, e i risultati sono riportati numericamente in Tabella 6.9 e graficamente in Figura 6.12, al variare del numero di anelli collegati in serie.

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Tabella 6.9 Potenza termica per unità di lunghezza di lunghezza in funzione del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)

Numero di anelli in serie	Potenza termica per unità di lunghezza
n_{serie} [-]	q [kW/m]
1	1.5
2	1.3
3	1.1
4	0.9
5	0.8

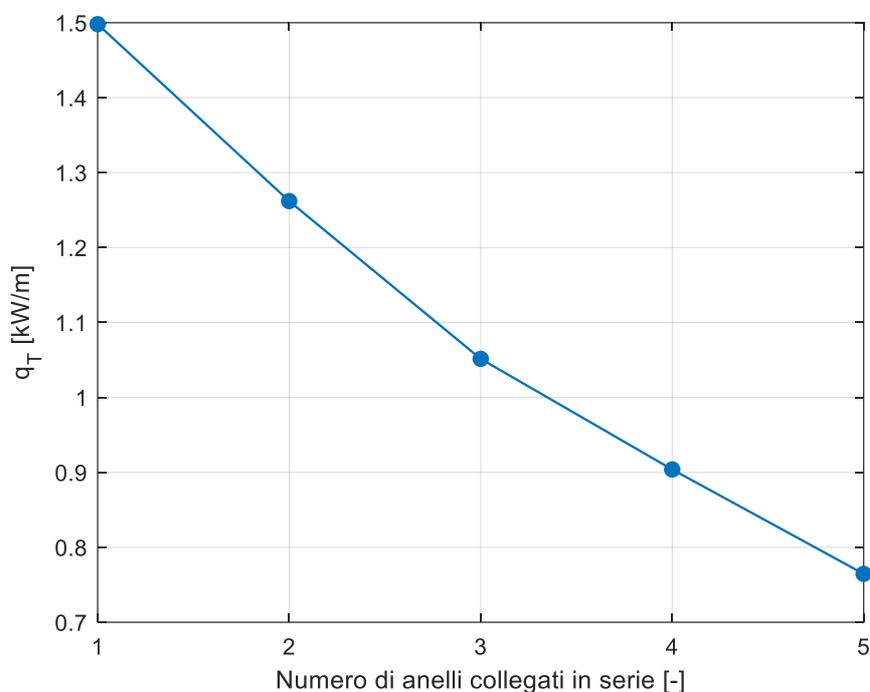


Figura 6.12 Andamento della potenza termica estratta per unità di lunghezza della galleria al variare del numero di anelli collegati in serie (Modello meno favorevole)

Dalla Figura 6.12 si nota che la potenza termica estratta per unità di lunghezza decresce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie, nonostante la temperatura in uscita del fluido termovettore cresca all'aumentare del numero di anelli in serie.

Una volta ricavata la potenza estraibile per unità di lunghezza, è stata moltiplicata per le lunghezze della galleria esaminate, che variano da 90 a 990 m, in modo tale da ottenere la potenza termica estraibile al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione. I risultati ottenuti sono rappresentati in Figura 6.13.

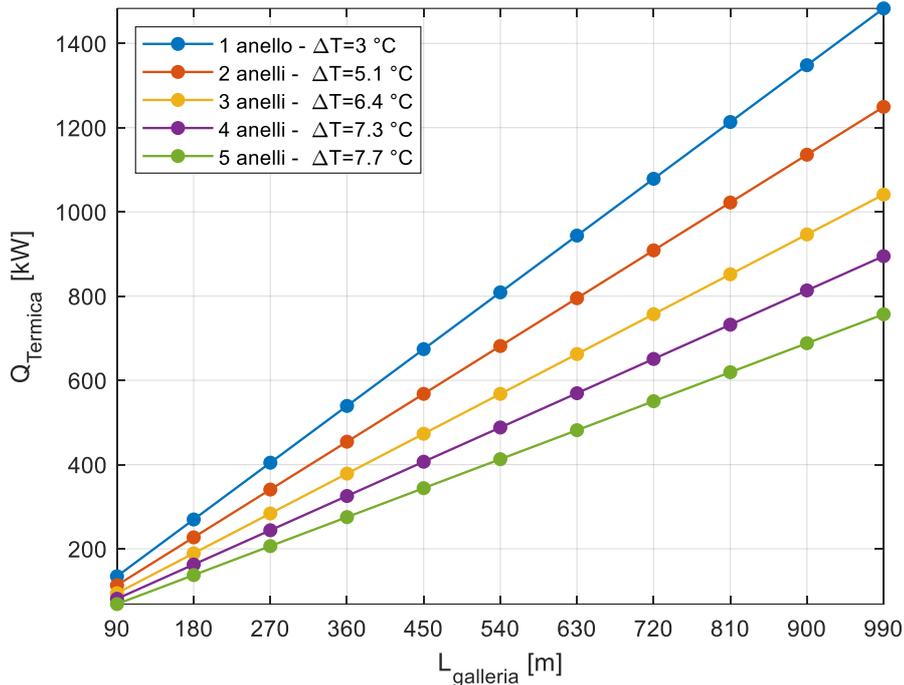


Figura 6.13 Andamento della potenza termica estratta al variare della lunghezza della galleria analizzata per ogni configurazione (Modello meno favorevole)

Dalla Figura 6.13 si evince che la potenza termica cresce al crescere della lunghezza della galleria per ogni configurazione e risulta minore rispetto ai valori di potenza termica ottenuti con l'utilizzo del modello più favorevole (Figura 6.9).

In particolare, considerando la massima lunghezza della galleria pari a 990 m e la configurazione con tutti gli anelli collegati in parallelo, la potenza termica estratta dal sistema geotermico in condizioni sfavorevoli è circa pari a 1500 kW, mentre quella estratta in condizioni favorevoli è circa pari a 2000 kW (Figura 6.8); man mano che aumenta il numero di anelli collegati in serie, la differenza tra la potenza termica estratta in condizioni più favorevoli e quella estratta in condizioni meno favorevoli si riduce.

Dalla potenza termica si ricava l'energia termica considerando un'estrazione del calore dal terreno per un tempo t pari a 24 h e i risultati sono riportati in Figura 6.14.

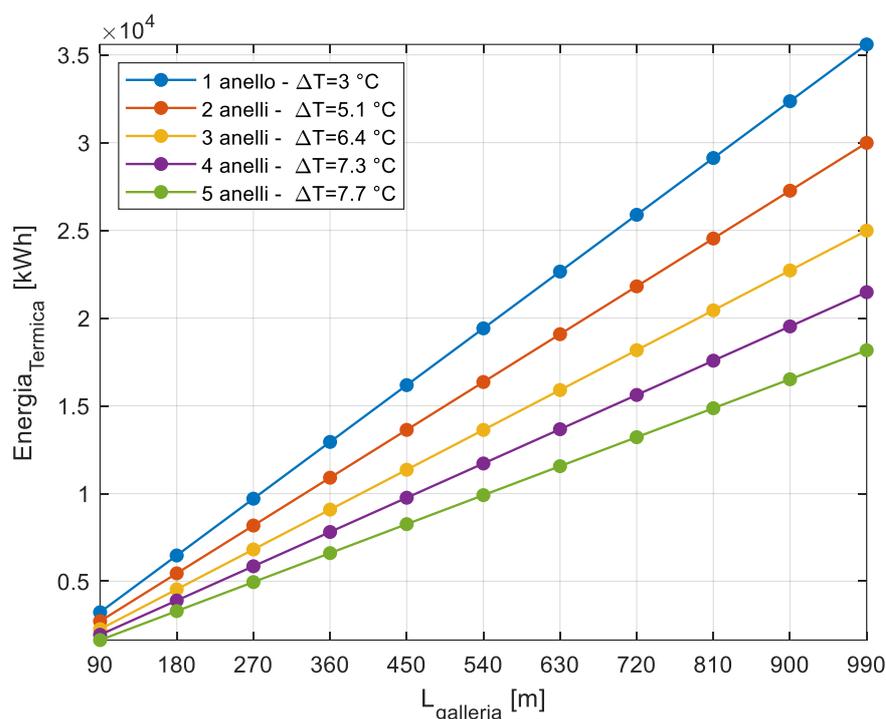


Figura 6.14 Andamento dell'energia termica estratta al variare della lunghezza della galleria analizzata per ogni configurazione (Modello meno favorevole)

Si ricorda che nel caso di funzionamento del sistema geotermico per un tempo pari a 12h anziché 24 h, i valori dell'energia termica risultano dimezzati.

6.3 Confronto tra il costo giornaliero idraulico e l'energia termica estratta

A partire dalla stima del minimo costo giornaliero idraulico (Paragrafo 5.4) e dell'energia termica estratta attraverso la galleria (Paragrafo 6.2) se ne valuta il rapporto al variare della lunghezza della galleria da servire con i conci energetici e per ogni configurazione, con l'obiettivo di individuare la configurazione idraulica per la quale si riesce ad estrarre la massima energia termica in maniera più conveniente dal punto di vista economico.

Per l'individuazione della configurazione ottimale si ricorda che, da una parte, il minimo costo giornaliero idraulico viene determinato per le seguenti ipotesi di funzionamento del sistema:

- Funzionamento della pompa di circolazione per 24h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 365 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 12 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 24 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno;

Dall'altra, si prende in considerazione un'energia termica estratta in corrispondenza di due sezioni omogenee facenti parte della porzione d'interesse della Linea 2 della Metropolitana e quindi:

- Un' estrazione dell'energia termica in condizioni *più favorevoli*;
- Un' estrazione dell'energia termica in condizioni *meno favorevoli*.

6.3.1 Funzionamento 365 giorni per 24 ore

Il rapporto tra il minimo costo idraulico, corrispondente al funzionamento continuo del sistema geotermico di 365 giorni per 24 ore al giorno, e l'energia termica estratta dal sistema geotermico per 24 h viene riportato in Figura 6.15 e Figura 6.16, rispettivamente per il caso in cui l'energia è estratta in condizioni *più favorevoli* e *meno favorevoli*. Tale rapporto viene valutato al variare della lunghezza della galleria da attivare energeticamente e per ogni configurazione caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie.

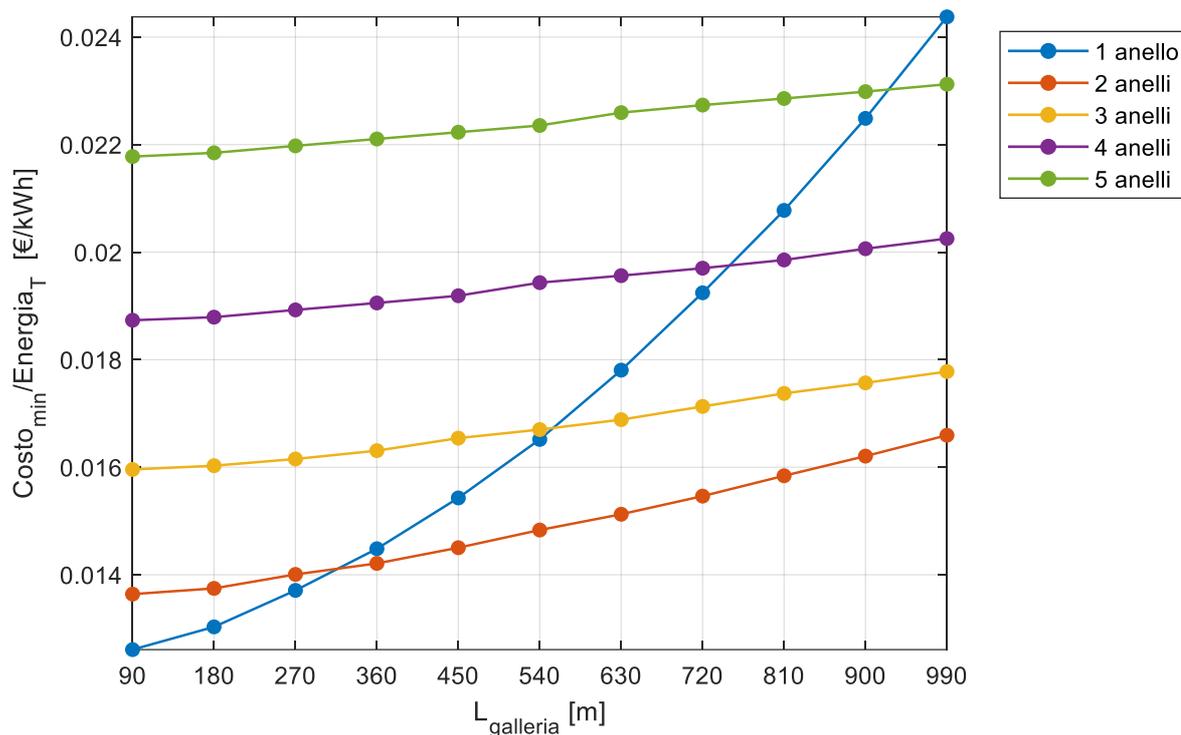


Figura 6.15 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h - Condizioni più favorevoli)

Dalla Figura 6.15 è possibile osservare che non esiste una lunghezza della galleria ottimale per la quale si riesca ad estrarre la massima energia al minor costo idraulico; ma, in generale, per ogni configurazione, il rapporto tra il costo idraulico e l'energia termica cresce al crescere della lunghezza della galleria. In particolare, il minimo costo giornaliero idraulico al kWh termico cresce in maniera repentina se tutti gli anelli sono collegati in parallelo e supera quello di ogni configurazione al di là di una lunghezza di circa 900 m.

Inoltre, la configurazione caratterizzata da cinque anelli collegati in serie non risulta conveniente per nessuna lunghezza della galleria in quanto rappresenta quella configurazione alla quale corrisponde una minore potenza termica per unità di lunghezza, nonostante sia caratterizzata dal costo idraulico più piccolo in assoluto. In tal modo non si pone il problema relativo al superamento del valore limite della perdita di carico.

Inoltre, se fosse necessario attivare un tratto di galleria di lunghezza ridotta, minore di circa 300 m, sarebbe conveniente utilizzare una configurazione in cui tutti gli anelli siano collegati in parallelo alle condotte principali; però tale configurazione non rappresenta quella più

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

economica dal punto di vista idraulico, ma quella che permette di estrarre una potenza termica maggiore ad un costo idraulico che è di poco superiore rispetto a quello delle altre configurazioni. Ad esempio, nel caso in cui si voglia attivare energeticamente un tratto di galleria di lunghezza pari a 90 m si hanno i valori di minimo costo idraulico e potenza termica estraibile in condizioni più favorevoli illustrati in Tabella 6.10, rispettivamente per il caso di 1 anello e di 5 anelli in serie.

Tabella 6.10 Minimo costo ed energia termica in corrispondenza di 1 anello e 5 anelli collegati in serie

(Funzionamento 365 gg per 24 h - Condizioni più favorevoli)

Numero di anelli in serie	Minimo costo giornaliero idraulico [€/gg]	Energia termica giornaliera [kWh]
1	55.7	4419
5	42.1	1933

Si può notare che, a parità di lunghezza della galleria da attivare energeticamente, nel caso in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo si riuscirebbe ad estrarre un'energia termica maggiore del doppio rispetto a quella estraibile con una configurazione con 5 anelli in serie tramite un costo giornaliero idraulico che è di poco superiore. Quindi, risulta conveniente realizzare una galleria di lunghezza 90 m in cui tutti gli anelli di rivestimento sono collegati in parallelo, fino ad una lunghezza pari a circa 300 m.

Invece, nel caso in cui si volesse attivare energeticamente una galleria con lunghezza maggiore di 300 m, la configurazione più conveniente per ottenere il minimo costo idraulico al kWh termico è quella rappresentata da due anelli collegati in serie.

Inoltre, è possibile osservare che se non viene fissata la lunghezza della galleria che si vuole attivare energeticamente, ma si fissa una determinata quantità di energia termica da ricavare dall'attivazione energetica del rivestimento della galleria, allora si ricava la lunghezza di galleria necessaria per poter estrarre una stessa quantità di calore per ogni configurazione studiata, a partire dal calore per unità di lunghezza della galleria. Tale lunghezza della galleria risulterà crescente al crescere del numero di anelli collegati in serie. Di conseguenza, le configurazioni con tutti gli anelli collegati in parallelo e con due anelli collegati in serie saranno quelle più efficienti in quanto caratterizzate da una minore lunghezza della galleria da attivare

energeticamente e quindi da un minore costo giornaliero idraulico, essendo quest'ultimo crescente al crescere della lunghezza della galleria.

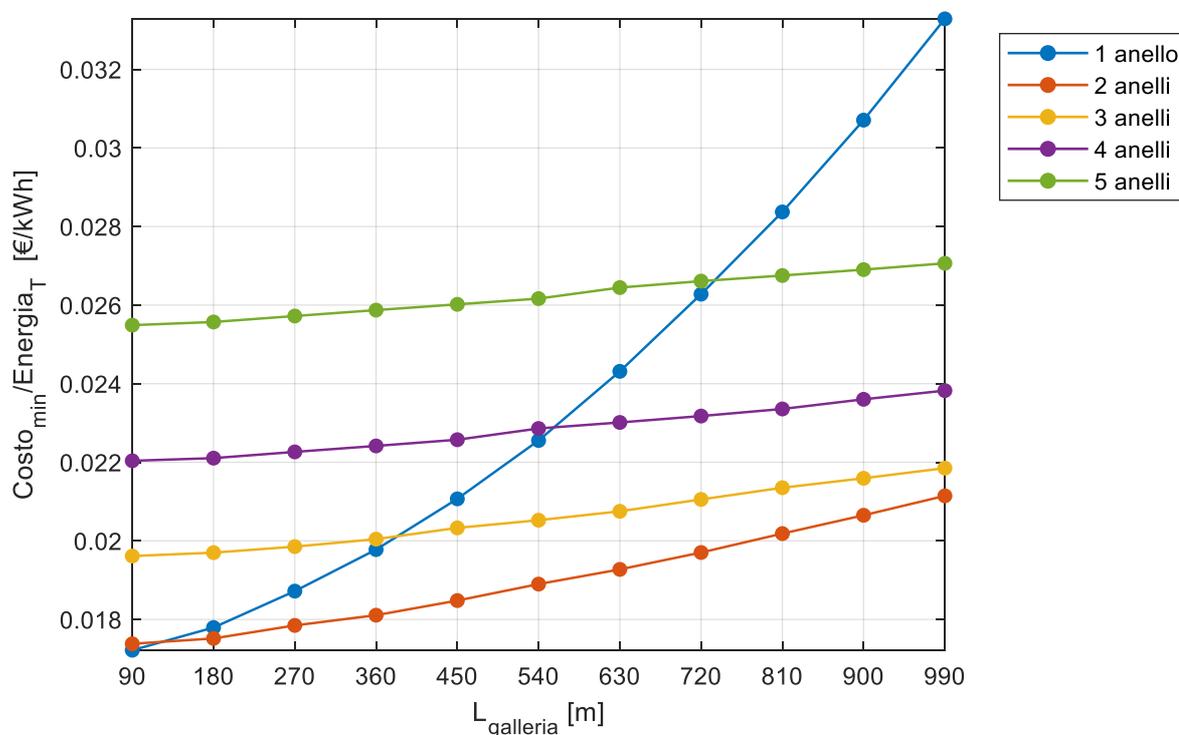


Figura 6.16 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h - Condizioni meno favorevoli)

Dalla Figura 6.16 è possibile osservare che nel caso di estrazione del calore in condizioni meno favorevoli, per qualunque lunghezza della galleria, la configurazione con due anelli collegati in serie risulta quella ottimale, ovvero quella che permette di estrarre la maggiore potenza termica in maniera più conveniente dal punto di vista idraulico. Inoltre, in tale caso il rapporto tra il minimo costo giornaliero idraulico e l'energia termica estratta risulta maggiore rispetto al caso precedente in cui si prende in considerazione l'energia estratta in condizioni più favorevoli (Figura 6.15). Il motivo è attribuibile all'energia termica che risulta minore rispetto al caso più favorevole, in quanto il minimo costo giornaliero idraulico rimane invariato in corrispondenza della stessa ipotesi di funzionamento del sistema.

6.3.2 Funzionamento 180 giorni per 12 ore

Il rapporto tra il minimo costo idraulico, corrispondente al funzionamento di 180 giorni per 12 ore al giorno, e l'energia termica estratta dal sistema geotermico per 12 h al giorno viene riportato in Figura 6.17 e Figura 6.18, rispettivamente per le condizioni *più favorevoli e meno favorevoli*. Tale rapporto viene valutato al variare della lunghezza della galleria da attivare energeticamente e per ogni configurazione caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie.

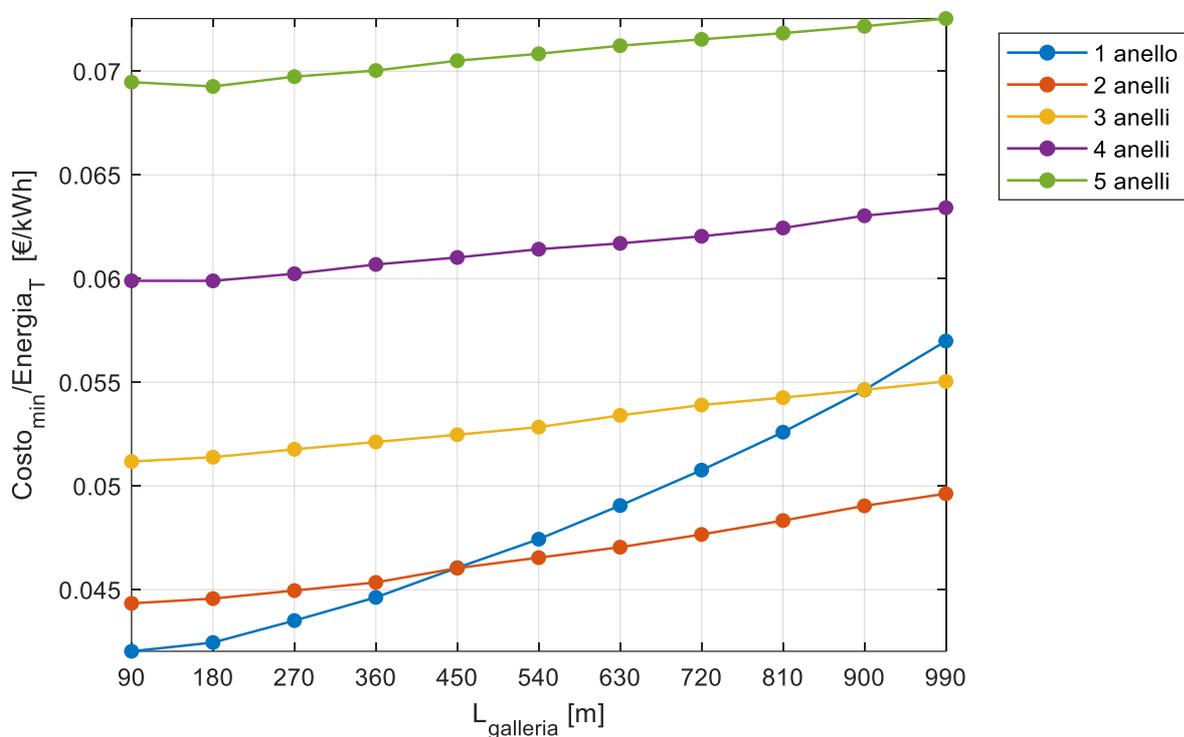


Figura 6.17 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta in funzione della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h – Condizioni più favorevoli)

Dalla Figura 6.17 è possibile concludere che, anche per un funzionamento di 180 giorni e 12 ore, risulta conveniente utilizzare una configurazione con tutti gli anelli collegati in parallelo per lunghezze della galleria ridotte affinché si riesca ad estrarre la maggiore quantità di energia in maniera più conveniente dal punto di vista economico. Invece, per lunghezze maggiori di 450 m, la configurazione più efficace è quella con due anelli collegati in serie. In particolare, la configurazione con 5 anelli collegati in serie risulta la meno conveniente se il relativo costo

idraulico viene rapportato all'energia termica che si riesce ad estrarre al variare della lunghezza della galleria.

Inoltre, si ricorda che in corrispondenza di tale ipotesi di funzionamento si effettua un rapporto tra un costo che risulta maggiore e un'energia termica che si dimezza rispetto al caso precedente caratterizzato da un funzionamento continuo del sistema geotermico (Figura 6.15). Pertanto, il rapporto tra il minimo costo e l'energia termica risulta complessivamente maggiore per ogni configurazione.

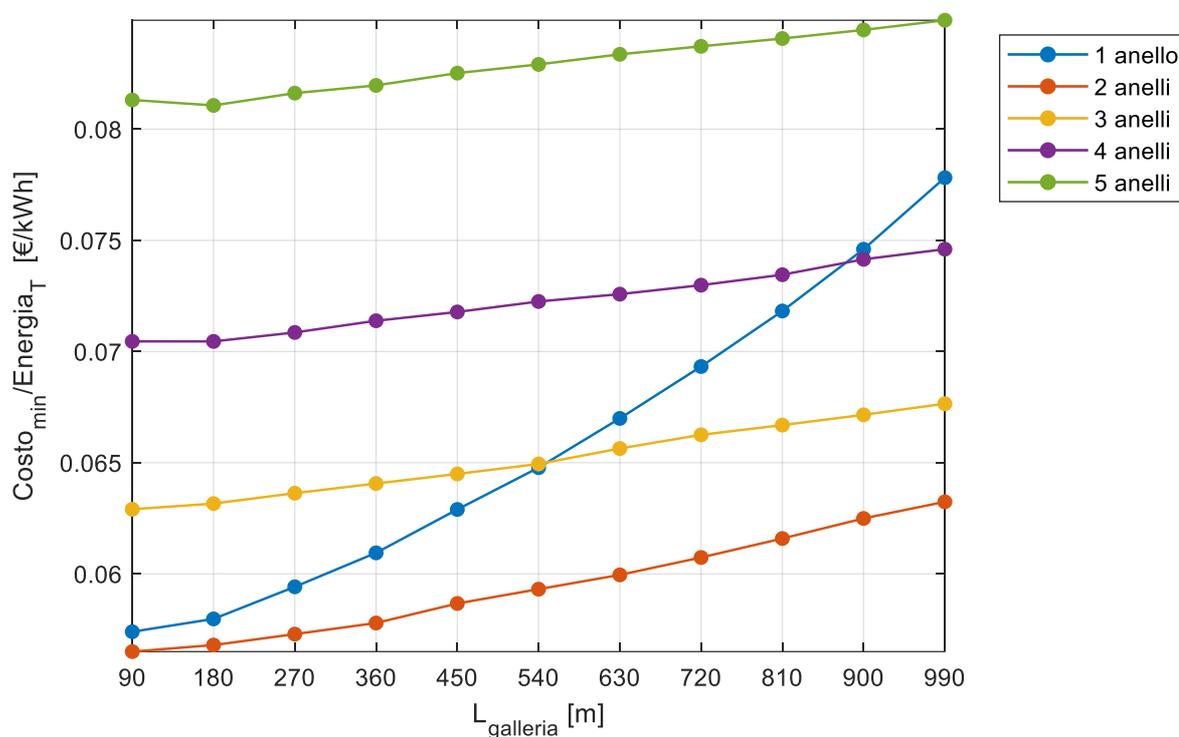


Figura 6.18 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta in funzione della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h – Condizioni meno favorevoli)

Dalla Figura 6.18 si nota che, per qualunque lunghezza della galleria, la configurazione con due anelli collegati in serie risulta quella ottimale, ovvero quella che permette di estrarre la maggiore potenza termica in maniera conveniente dal punto di vista idraulico. Inoltre, considerando l'energia termica estratta in condizioni meno favorevoli tale rapporto risulta maggiore rispetto a quello individuato in condizioni più favorevoli (Figura 6.17), in quanto

l'energia termica estratta si riduce, mentre il minimo costo giornaliero idraulico rimane invariato in corrispondenza della stessa ipotesi di funzionamento del sistema.

6.3.3 Funzionamento 180 giorni per 24 ore

Nel caso si ipotizzi un funzionamento del sistema solo durante la stagione invernale (180 gg) e per 24 h al giorno, il rapporto tra il minimo costo idraulico in tali condizioni e l'energia termica estratta dal sistema geotermico per un tempo di 24 h al giorno viene riportato in Figura 6.19 e Figura 6.20, rispettivamente per il caso in cui l'energia è estratta in condizioni *più favorevoli* e *meno favorevoli*. Tale rapporto viene valutato al variare della lunghezza della galleria da attivare termicamente e per ogni configurazione caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie.

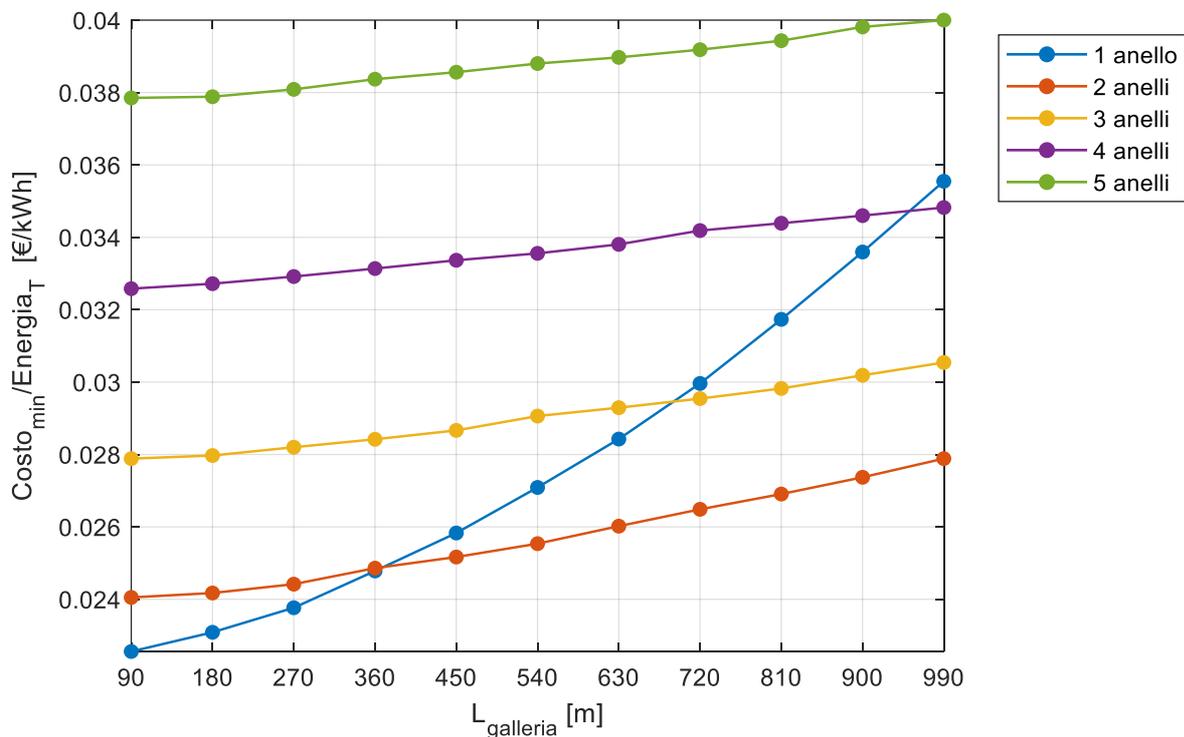


Figura 6.19 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta in funzione della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h – Condizioni più favorevoli)

Dalla Figura 6.19 è possibile individuare che, ancora una volta, per lunghezze della galleria ridotte la configurazione ottimale risulta quella caratterizzata da tutti gli anelli collegati in parallelo fino ad una lunghezza pari a 360 m, dopo la quale la configurazione con due anelli in serie risulta migliore.

Inoltre, per ogni configurazione, il rapporto tra il minimo costo giornaliero idraulico e l'energia termica estratta risulta complessivamente maggiore di quello individuato per il funzionamento continuo del sistema di 365 giorni per 24 ore al giorno (Figura 6.15), e minore di quello individuato per il funzionamento del sistema di 180 giorni per 12 ore al giorno (Figura 6.17). Quindi, il funzionamento del sistema solo durante la stagione invernale ma per 24 h al giorno rappresenta la condizione intermedia poiché si considera un'estrazione del calore maggiore, per 24 ore al giorno anziché 12 h, nonostante si tratti dell'ipotesi di funzionamento a cui corrispondono dei valori del minimo costo giornaliero idraulico maggiori rispetto a quelli ottenuti per le altre ipotesi di funzionamento.

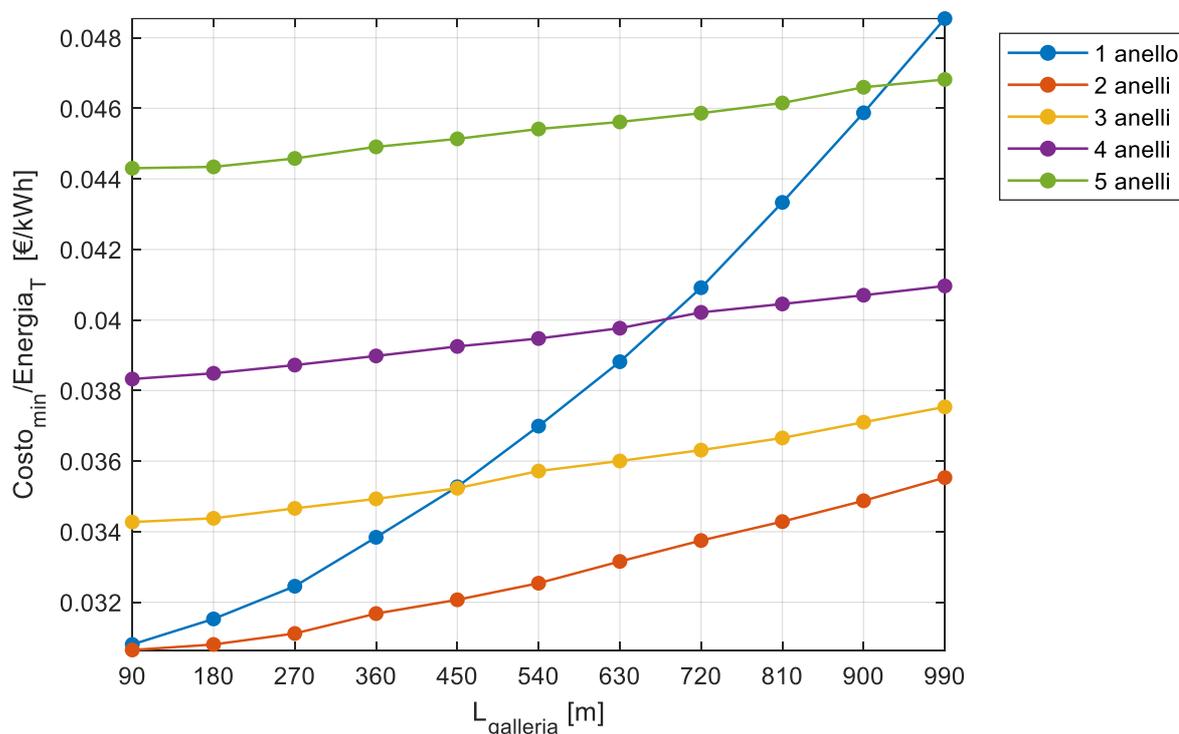


Figura 6.20 Rapporto tra il minimo costo idraulico e l'energia termica estratta in funzione della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h – Condizioni meno favorevoli)

Dalla Figura 6.20 è possibile osservare che per qualunque lunghezza della galleria la configurazione con due anelli collegati in serie risulta quella ottimale, ovvero quella che permette di estrarre la maggiore potenza termica in maniera più efficace dal punto di vista idraulico. Inoltre, tale rapporto risulta maggiore nonostante si consideri la stessa ipotesi di funzionamento, in quanto l'energia termica estratta in condizioni meno favorevoli è minore rispetto a quella estratta in condizioni più favorevoli (Figura 6.19).

6.3.4 Confronto tra i ricavi e i costi

Dopo aver valutato il costo idraulico al kWh termico si effettua un confronto anche tra i ricavi e costi considerando che l'energia termica estratta grazie al sistema geotermico rappresenti un ricavo; quest'ultimo viene calcolato facendo riferimento ad un prezzo dell'energia termica pari a 0.083 €/kWh, individuato attraverso i prezzi del teleriscaldamento di Torino riportati da IREN (Ferina, 2019).

In particolare si analizzano i ricavi e i costi giornalieri idraulici che caratterizzano il circuito primario della galleria; pertanto per una completa valutazione bisognerebbe tenere in conto anche il costo dell'energia elettrica utile al funzionamento della pompa di calore, oltre che il costo relativo all'acquisto della pompa di circolazione e della pompa di calore; tali costi aggiuntivi comporterebbero una diminuzione ulteriore del rapporto tra i ricavi e i costi.

Da un lato, la valutazione dei ricavi si distingue in funzione di:

- Energia termica estratta in condizioni *più favorevoli*;
- Energia termica estratta in condizioni *meno favorevoli*.

Dall'altro, il costo giornaliero idraulico si distingue in funzione di tre ipotesi di funzionamento:

- Funzionamento della pompa di circolazione per 24h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 365 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 12 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno;
- Funzionamento della pompa di circolazione per 24 h al giorno e distribuzione dei costi relativi agli elementi dell'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno;

In Figura 6.21, Figura 6.22 e Figura 6.23 si riportano i valori del rapporto tra i ricavi e i costi al variare della lunghezza della galleria e per ogni configurazione, rispettivamente per le tre ipotesi di funzionamento del sistema geotermico, in ognuna delle quali si distingue un'estrazione dell'energia termica in condizioni *più favorevoli* e *meno favorevoli*.

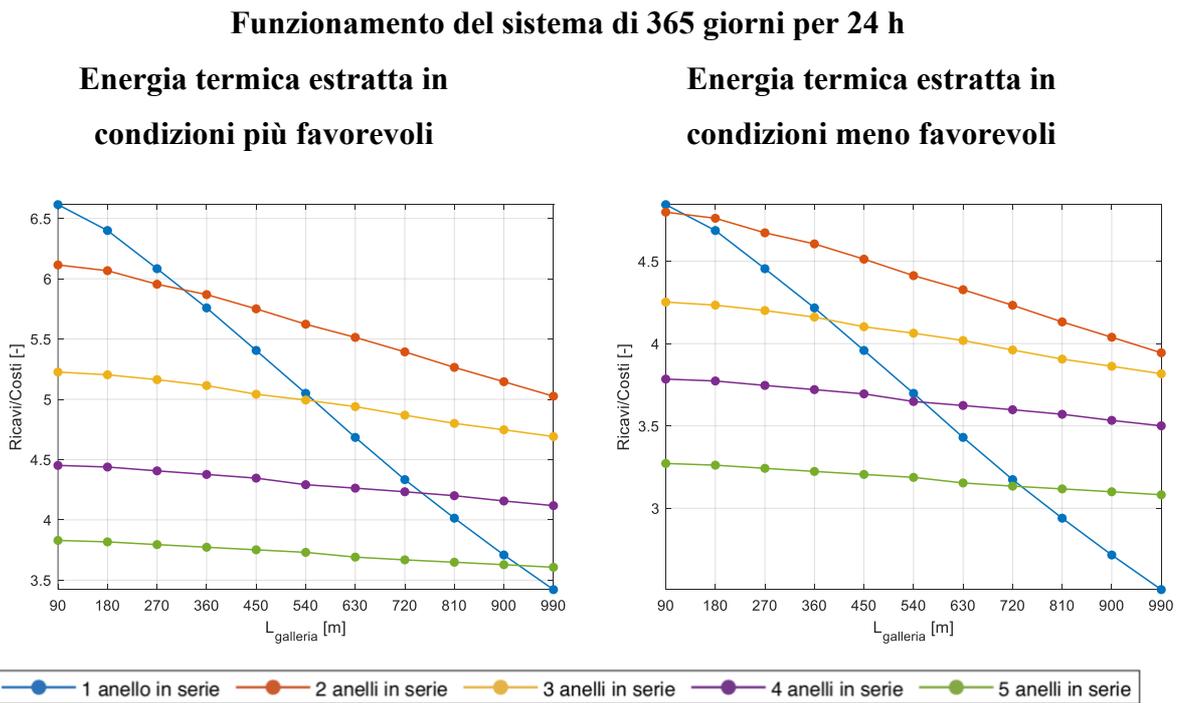
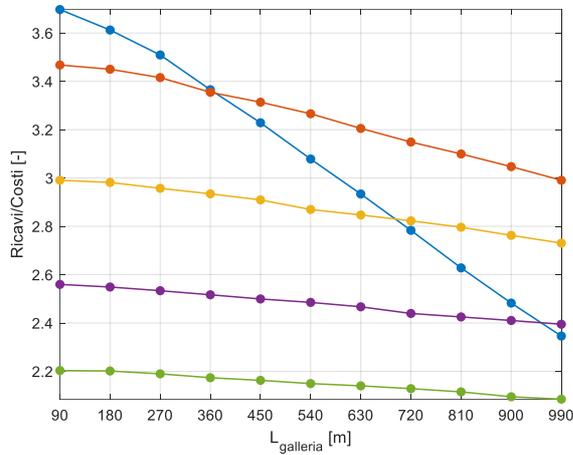


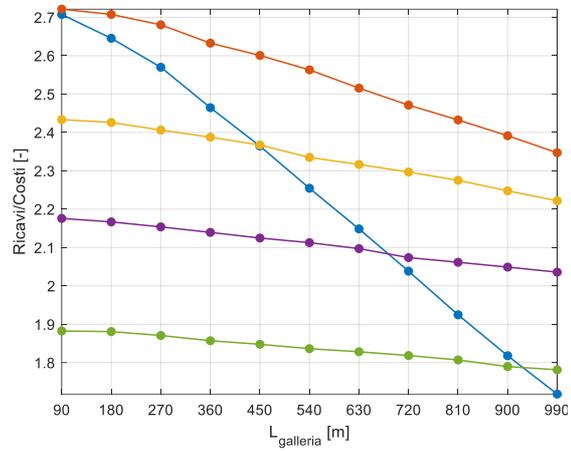
Figura 6.21 Rapporto tra ricavi e costi al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 365 gg per 24 h)

Funzionamento del sistema di 180 giorni per 24 h

**Energia termica estratta in
condizioni più favorevoli**



**Energia termica estratta in
condizioni meno favorevoli**

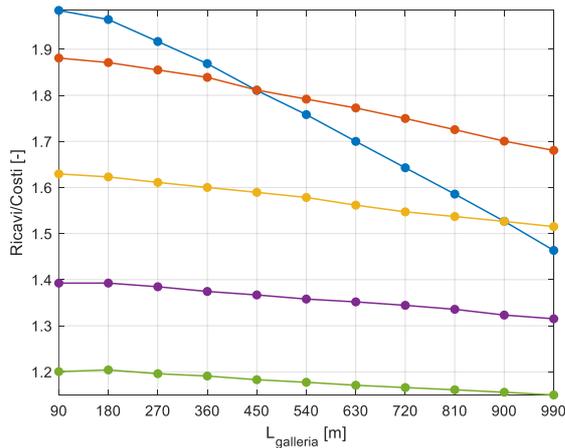


—●— 1 anello in serie —●— 2 anelli in serie —●— 3 anelli in serie —●— 4 anelli in serie —●— 5 anelli in serie

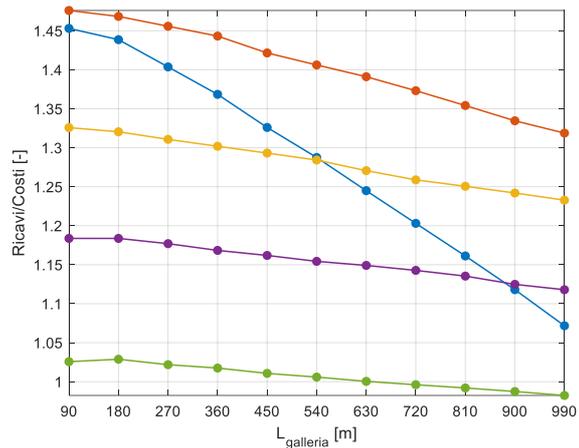
Figura 6.22 Rapporto tra ricavi e costi al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 24 h)

Funzionamento del sistema di 180 giorni per 12 h

**Energia termica estratta in
condizioni più favorevoli**



**Energia termica estratta in
condizioni meno favorevoli**



—●— 1 anello in serie —●— 2 anelli in serie —●— 3 anelli in serie —●— 4 anelli in serie —●— 5 anelli in serie

Figura 6.23 Rapporto tra ricavi e costi al variare della lunghezza della galleria per ogni configurazione (Funzionamento 180 gg per 12 h)

Dalla Figura 6.21, Figura 6.22 e Figura 6.23 analizzando le diverse ipotesi di funzionamento del sistema geotermico nel caso di estrazione dell'energia termica in condizioni *più favorevoli* si può osservare che:

- Se si vogliono attivare energeticamente gallerie di lunghezza ridotta, allora la configurazione ottimale è rappresentata da quella in cui tutti gli anelli sono collegati in parallelo; in particolare fino ad una lunghezza della galleria pari a 300 m (Figura 6.21), 360 m (Figura 6.22) e 450 m (Figura 6.23), rispettivamente per le tre ipotesi di funzionamento;
- Se si vogliono attivare energeticamente gallerie di grande lunghezza, allora la configurazione ottimale è rappresentata da quella in cui due anelli sono collegati in serie.

Inoltre, i ricavi risultano sempre maggiori rispetto ai costi ed il loro rapporto si riduce passando da un funzionamento annuale ad un funzionamento solo durante la stagione invernale, a parità del numero di ore al giorno di attivazione termica del sistema, pari a 24 h; tale rapporto si riduce ulteriormente considerando un'attivazione del sistema di soli 12 h al giorno.

In generale, il rapporto tra i ricavi e i costi si riduce all'aumentare della lunghezza della galleria da attivare energeticamente a parità di configurazione, in quanto le portate da convogliare e le estensioni maggiori della galleria portano ad un incremento dei costi idraulici.

In seguito, dalla Figura 6.21, Figura 6.22 e Figura 6.23 analizzando le diverse ipotesi di funzionamento del sistema geotermico e prendendo in considerazione l'energia termica estratta dalla galleria in condizioni *meno favorevoli* si può osservare che:

- Se si vuole attivare energeticamente una galleria di lunghezza variabile da 90 a 990 m la configurazione con due anelli collegati in serie è quella ottimale.

Infine, fissato il tipo di funzionamento del sistema e prendendo come riferimento l'energia termica estratta in condizioni *meno favorevoli* si può notare che i ricavi rispetto ai costi giornalieri idraulici si riducono in quanto la potenza termica per unità di lunghezza della galleria risulta minore in tali condizioni. Ad esempio, nel caso di funzionamento di 180 giorni per 24

ore al giorno (Figura 6.22) ed in corrispondenza di una lunghezza della galleria pari a 90 m il rapporto tra i ricavi e i costi è pari a 3.8 e 2.7, rispettivamente per le condizioni *più favorevoli* e *meno favorevoli* di estrazione del calore.

Per tale motivo i risultati ottenuti in termini di ricavi sui costi, non rappresentano una condizione assoluta, ma è molto dipendente dalla quantità di calore che si riesce ad estrarre tramite la galleria geotermica che a sua volta dipende dalle condizioni al contorno, in termini direzione del flusso di falda, tipologia di terreno, temperature interne alla galleria, temperatura del terreno, temperatura in ingresso del fluido termovettore e così via.

6.4 Individuazione della configurazione impiantistica ottimale

Prendendo come riferimento la Linea 2 della Metropolitana di Torino si analizzano tre possibili configurazioni impiantistiche (A, B e C) che possono essere realizzate in corrispondenza della porzione di percorso in esame, compresa tra la stazione Verona e la stazione Novara, nel caso in cui si volesse attivare termicamente il rivestimento della galleria. La porzione della Linea 2 che viene studiata si estende per 658 m ed è suddivisa in funzione delle caratteristiche termoidrogeologiche in 5 tratte; le caratteristiche di ogni tratta sono riassunte in Tabella 6.11.

Tabella 6.11 Caratteristiche delle tratte dell'area di interesse della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Tratta	P _{k,inizio} [km]	P _{k,fine} [km]	Lunghezza [km]	Modello
1	9.251	9.331	0.800	Più favorevole
2	9.331	9.500	0.169	Meno favorevole
3	9.500	9.700	0.200	Meno favorevole
4	9.700	9.800	0.100	Meno favorevole
5	9.800	9.909	0.109	Meno favorevole

Per lo studio della quantità della quantità di potenza termica specifica estraibile dall'attivazione energetica della porzione della ML2 in esame si prendono in considerazione i risultati delle analisi numeriche agli elementi finiti effettuate per il modello *più favorevole* e *meno favorevole* (Paragrafo 6.2) che sono rappresentativi rispettivamente della tratta 1 e della tratta 5. Per le rimanenti tratte (2,3,4) è stato adottato un principio di verosimiglianza, cioè ciascuna tratta è

stata assimilata al modello meno favorevole in base alle relative caratteristiche termoidrogeologiche.

In Figura 6.24 si riporta la rappresentazione schematica della porzione di percorso in esame.

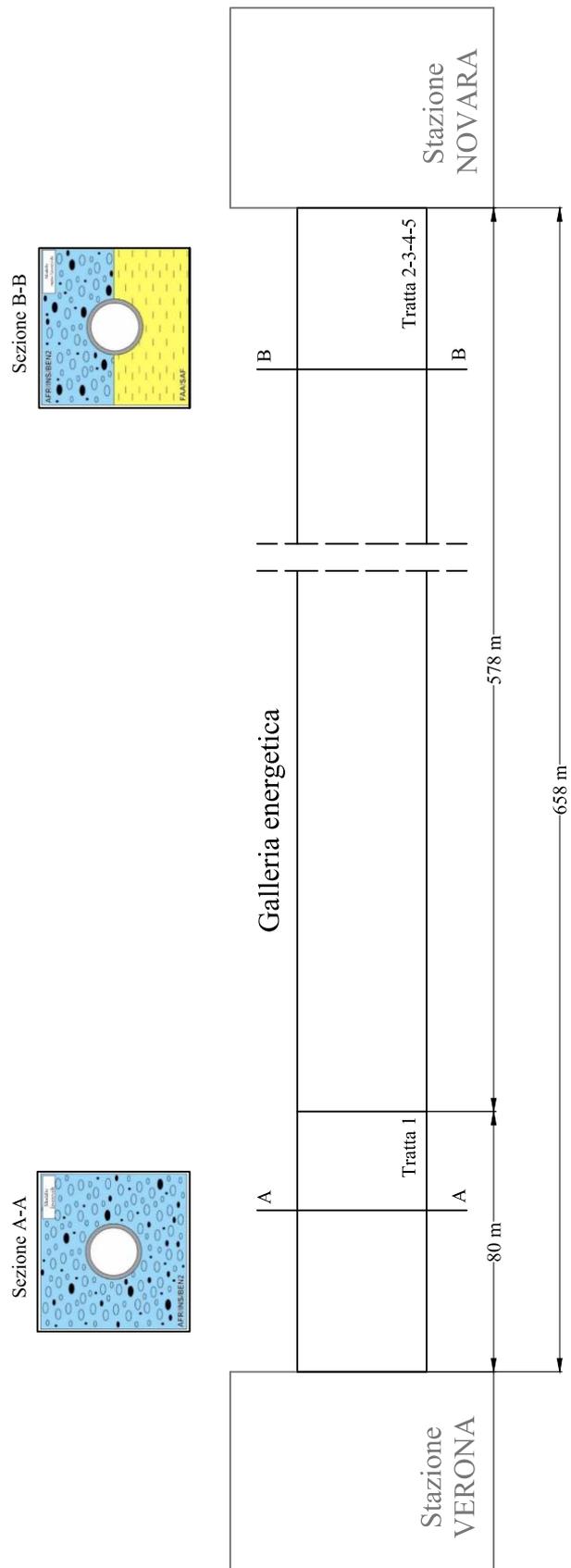


Figura 6.24 Schema della porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino in esame

Per l'individuazione della configurazione impiantistica ottimale si utilizzano i grafici ottenuti al Paragrafo 6.3 che rappresentano l'andamento del rapporto tra il minimo costo giornaliero idraulico e l'energia termica estraibile dal sistema geotermico al variare della lunghezza della galleria, individuato per ogni configurazione impiantistica caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie. Nello specifico, per la scelta della configurazione si fissa il tipo di funzionamento del sistema oltre che le condizioni in cui viene estratto il calore geotermico; dopodiché si può procedere seguendo due approcci progettuali:

- **Approccio progettuale 1:** è noto il fabbisogno energetico, lato sistema geotermico, utile alla pompa di calore per riscaldare gli edifici in superficie ed è nota la quantità di calore per unità di lunghezza della galleria che è possibile estrarre attraverso ogni configurazione caratterizzata da un certo numero di anelli collegati in serie. Di conseguenza, per ogni configurazione, si ricava la lunghezza della galleria da attivare energeticamente per poter ottenere la stessa quantità di energia termica. Dagli studi effettuati si osserva che, a parità di energia termica da estrarre, la lunghezza della galleria che deve essere attivata energeticamente cresce al crescere del numero di anelli collegati in serie. Ad ogni lunghezza della galleria che è necessaria da attivare energeticamente corrisponde un determinato costo giornaliero idraulico, quindi si seleziona la configurazione che è caratterizzata dal valore minore.
- **Approccio progettuale 2:** nota la lunghezza della galleria che è disponibile per l'attivazione termica del rivestimento si risale alla configurazione caratterizzata dal minor rapporto tra il costo giornaliero idraulico e l'energia termica estraibile. Dopodiché si individua la quantità di calore che è possibile estrarre dall'attivazione energetica di tale lunghezza e il relativo costo giornaliero idraulico. Nello specifico, avendo individuato i costi per una lunghezza della galleria variabile tra 90 e 990 m, con passo 90 m, si risale al valore del minimo costo giornaliero idraulico per interpolazione lineare, noto il numero di anelli collegati in serie e la lunghezza della galleria. Inoltre, si individua la velocità ottimale corrispondente al minimo costo idraulico attraverso la quale è possibile selezionare la perdita di carico, tramite la Figura 4.13, e la portata complessiva entrante nel sistema, tramite la Tabella 4.8. Queste ultime grandezze sono utili per selezionare la pompa di circolazione che permette il funzionamento del sistema e il cui costo deve essere sommato a quello degli elementi costituenti l'impianto

idraulico. In alternativa, per un'analisi dei costi idraulici più precisa è possibile effettuare una nuova analisi idraulica della rete caratterizzante l'impianto idraulico, la quale viene costruita sulla base della lunghezza della galleria, del numero di anelli in serie e della velocità del fluido nelle condotte principali. Dall'analisi è possibile determinare la perdita di carico, la portata entrante nel sistema e il costo degli elementi costituenti l'impianto idraulico.

Per il caso in esame l'individuazione della configurazione impiantistica ottimale è stata effettuata seguendo il secondo approccio progettuale, in quanto si studia solo il circuito primario e non si tiene in conto né della pompa di calore né del circuito secondario, lato edifici. Nello specifico, sono state utilizzate le rappresentazioni grafiche del rapporto tra il minimo costo giornaliero idraulico e l'energia termica estraibile ottenute ipotizzando un funzionamento del sistema solo durante la stagione invernale (180 gg) per 24 h al giorno e in condizioni sia *più favorevoli* che *meno favorevoli* (Figura 6.19, Figura 6.20).

6.4.1 Configurazione impiantistica A

A partire dalla lunghezza della galleria che si vuole attivare energeticamente si risale alla configurazione di impianto idraulico a cui corrisponde il minimo valore del costo giornaliero idraulico al kWh termico. Nello specifico, supponendo di utilizzare il sistema geotermico per un funzionamento di 180 giorni per 24 ore al giorno (Modalità singola-invernale) e considerando la tratta 1 di lunghezza pari a 80 m, il minimo costo giornaliero idraulico al kWh termico si ottiene attraverso la configurazione con tutti gli anelli collegati in parallelo (Figura 6.19). Invece, la configurazione delle rimanenti tratte, di lunghezza complessiva pari a 578 m, alla quale corrisponde il minimo costo giornaliero idraulico al kWh termico è caratterizzata da due anelli collegati in serie alle tubazioni principali (Figura 6.20). Quindi, la configurazione impiantistica di tipo A è composta da anelli energetici tutti collegati in parallelo alle tubazioni principali per una lunghezza di 80 m e da due anelli collegati in serie per una lunghezza di 578 m. Una volta individuate le configurazioni ottimali si valuta l'energia termica estraibile dall'attivazione energetica di ogni tratta e i risultati sono riportati in **Error! Reference source not found.**

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Tabella 6.12 Energia termica estraibile attraverso la configurazione impiantistica A (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Tratta	L [m]	Modello	Numero di anelli in serie	q [kW/m]	Q [kW]	Energia [kWh]
1	80	Favorevole	1	2.05	164	3936
2	169	Sfavorevole	2	1.26	213	5111
3	200	Sfavorevole	2	1.26	252	6048
4	100	Sfavorevole	2	1.26	126	3024
5	109	Sfavorevole	2	1.26	137	3296
					892	21415

La potenza termica che può essere estratta complessivamente dall'attivazione energetica del rivestimento della galleria compresa tra le due stazioni in esame è pari a 892 kW e considerando un funzionamento del sistema per 24 h al giorno si ottiene un'energia pari a 21415 kWh. Essendo la larghezza di ogni concio di rivestimento pari a 1.5 m, gli anelli di rivestimento che effettivamente potranno essere attivati termicamente per la tratta 1 sono pari a 53, e quindi una lunghezza della galleria di 79.5 m; per le tratte rimanenti, il numero di anelli è pari a 384 e quindi una lunghezza della galleria che potrebbe essere attivata termicamente di 576 m. Di conseguenza, si ipotizza di realizzare due impianti idraulici, distinti per la tratta 1 (Configurazione impiantistica 1A) e per le rimanenti tratte (Configurazione impiantistica 2A). Di seguito, è stata condotta un'analisi idraulica modellando due reti idrauliche che caratterizzano la configurazione impiantistica di tipo 1A e 2A, rispettivamente; esse sono state costruite a partire dai parametri di input riportati in Tabella 6.13.

Tabella 6.13 Parametri di input per l'analisi idraulica della configurazione impiantistica A (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Tratta	L [m]	Numero di anelli in serie	V _{max} [m/s]
1	79.5	1	1
2-3-4-5	576	2	1

dove il valore della massima velocità è stato selezionato in Figura 5.19 in funzione della lunghezza della galleria e del numero di anelli collegati in serie. Tale valore di velocità rappresenta la velocità per la quale si ottiene il minimo costo giornaliero idraulico.

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Dall'analisi idraulica sono stati determinati i valori della perdita di carico e della portata entrante che caratterizzano le due reti idrauliche e i risultati ottenuti sono riportati in Tabella 6.14.

Tabella 6.14 Risultati dell'analisi idraulica della configurazione impiantistica A (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Tratta	Perdita di carico [m]	Portata complessiva entrante [m³/h]
1	16	35
2-3-4-5	36.4	125

La perdita di carico e la portata complessiva entrante individuati separatamente per le due reti idrauliche sono utili per selezionare la pompa di circolazione che permetterà il funzionamento del sistema. Avendo identificato un impianto idraulico con tutti gli anelli collegati in parallelo per la tratta 1 e con due anelli in serie per le rimanenti tratte si selezionano due pompe di circolazione differenti; tramite il sito Lowara è stata ricercata una pompa di circolazione che potesse rispettare i valori di prevalenza e portata individuati nei due casi. Tra i possibili modelli è stata selezionata una pompa di circolazione di tipo Serie e-NSC a 50Hz, 4 poli (Lowara, 2019); in particolare, per la tratta 1 è stato scelto il modello NSCS 50-250/40/P45VCS4, caratterizzato dai seguenti parametri:

- Prevalenza $H=19.93$ m
- Portata convogliata $Q=39.6$ m³/h
- Potenza idraulica $P_{idraulica}=2.2$ kW
- Rendimento $\eta=68.6$ %
- Potenza assorbita $P_{assorbita}=3.2$ kW
- Costo pompa di circolazione 1973 €

dove, i valori di prevalenza e di portata convogliata sono stati ottenuti come risultato di un'ulteriore analisi idraulica effettuata inserendo la pompa di circolazione selezionata con la relativa curva caratteristica (Figura B.1) all'interno della rete idrica.

La potenza assorbita è stata ricavata a partire dai valori di rendimento e di potenza idraulica tramite l'Eq. 28.

Per la configurazione impiantistica 2A delle rimanenti tratte è stato scelto il modello NSCS 80-400/300/W45VCC4 caratterizzato dai seguenti parametri:

- Prevalenza $H= 43.3$ m
- Portata convogliata $Q=149.8$ m³/h
- Potenza idraulica $P_{idraulica}=17.9$ kW
- Rendimento $\eta=72.5$ %
- Potenza assorbita $P_{assorbita}=24.7$ kW
- Costo pompa di circolazione 3397.64 €

dove, i valori di prevalenza e di portata convogliata sono stati ottenuti come risultato di un'ulteriore analisi idraulica effettuata inserendo la pompa di circolazione selezionata con la relativa curva caratteristica (Figura B.2) all'interno della rete idrica.

La potenza assorbita è stata ricavata a partire dai valori di rendimento e di potenza idraulica tramite l'Eq. 28.

Successivamente, è stata effettuata un'analisi economica per la configurazione di impianto di tipo A valutando tramite l'Eq. 30 il costo giornaliero di pompaggio in funzione della potenza assorbita dalla pompa di circolazione selezionata, il costo giornaliero degli elementi costituenti l'impianto (ottenuto dall'analisi idraulica), al quale è stato sommato il costo della pompa di circolazione. I singoli costi sono stati individuati separatamente per le due reti idrauliche e successivamente sono stati sommati per ricavare il costo giornaliero idraulico della configurazione impiantistica in esame per un'ipotesi di funzionamento di 180 per 24 h al giorno; i risultati sono riportati in Tabella 6.15.

Tabella 6.15 Costo giornaliero idraulico della configurazione impiantistica A (Linea 2 della metropolitana di Torino)

Funzionamento 180 giorni per 24 h			
Tratta	Costo giornaliero elementi costituenti l'impianto [€/gg]	Costo giornaliero di pompaggio [€/gg]	Costo giornaliero idraulico [€/gg]
1	68	17	85
2-3-4-5	412.8	132.2	545
	480.8	150.2	630

Dalla Tabella 6.15 si osserva che, volendo utilizzare il sistema geotermico per produrre un'energia termica pari a 21415 kWh al giorno utile per il riscaldamento degli edifici durante

la stagione invernale, il costo giornaliero idraulico corrispondente alla configurazione impiantistica A è pari a 630 €/gg; tale costo comprende il costo giornaliero di pompaggio per un tempo pari a 24 h e una distribuzione dei costi relativi agli elementi costituenti l'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno. Inoltre, per una completa valutazione economica relativa all'impianto caratterizzante il circuito primario è stato preso in considerazione anche il costo delle due pompe di circolazione selezionate pari a 5370.64 €. Infine, considerando un funzionamento del sistema per l'intera stagione invernale (180 giorni), il costo di utilizzo dell'impianto sarà pari a 113400 €/anno e permetterà un'estrazione di energia termica pari a circa 3855 MWh/anno.

In Figura 6.25 si riporta la rappresentazione schematica della configurazione impiantistica A ed inoltre, in Tabella C.2 e in Tabella C.3 si riportano le dimensioni delle tubazioni principali, in termini di diametro e lunghezza, rispettivamente per la configurazione 1A e 2A.

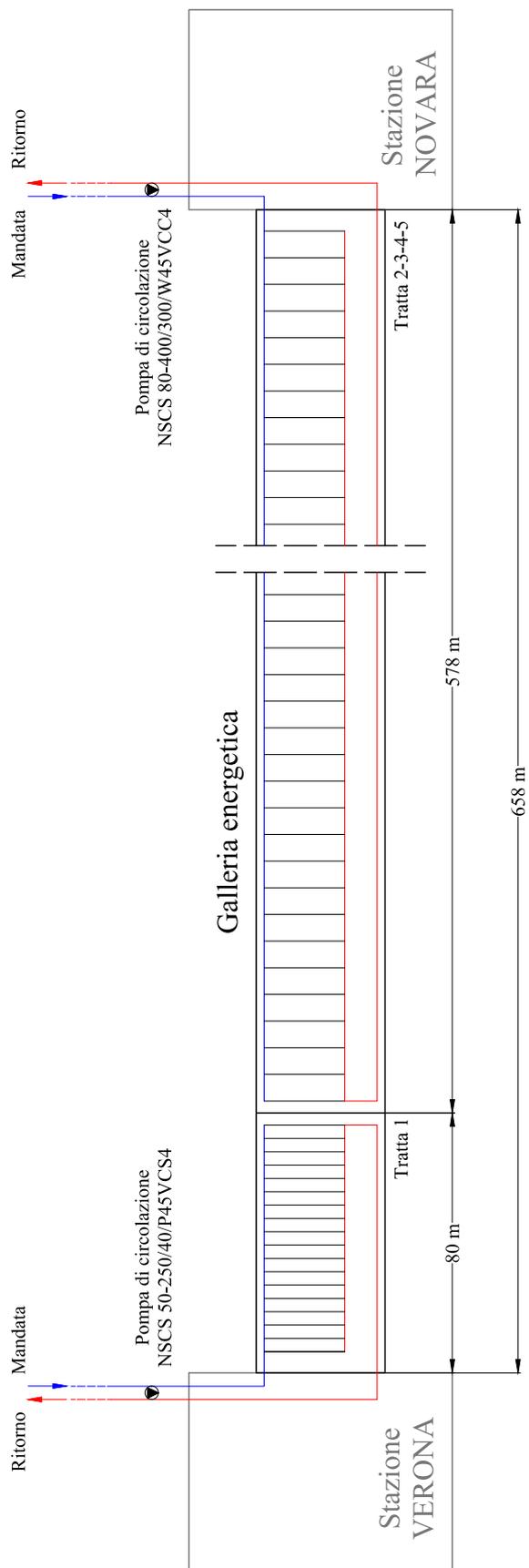


Figura 6.25 Schema rappresentativo della configurazione impiantistica A (Linea 2 della metropolitana di Torino)

6.4.2 Configurazione impiantistica B

Per evitare l'utilizzo di due pompe di circolazione, si analizza un'ulteriore configurazione impiantistica di tipo B in cui si collegano in serie due anelli per tutta la lunghezza della galleria compresa tra le due stazioni (Verona e Novara), pari a 658 m. Pertanto, è stata valutata l'energia termica estraibile attraverso l'attivazione energetica dell'intera galleria con due anelli di rivestimento collegati in serie e i valori sono riportati in Tabella 6.16.

Tabella 6.16 Energia termica estraibile attraverso la configurazione impiantistica B (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Tratta	L [m]	Modello	Numero di anelli in serie	q [kW/m]	Q [kW]	Energia [kWh]
1	80	Favorevole	2	1.61	129	3091
2	169	Sfavorevole	2	1.26	213	5111
3	200	Sfavorevole	2	1.26	252	6048
4	100	Sfavorevole	2	1.26	126	3024
5	109	Sfavorevole	2	1.26	137	3296
					857	20570

Dalla Tabella 6.16 si osserva che l'energia estraibile risulta 20570 kWh al giorno considerando il medesimo funzionamento del sistema di 180 giorni per 24 h al giorno (Modalità singola-invernale); tale quantità di energia risulta leggermente inferiore rispetto a quella che si ottiene con la precedente configurazione impiantistica (**Error! Reference source not found.**).

Inoltre, il numero di anelli che è possibile attivare termicamente è pari a 438 e ne deriva una lunghezza della galleria di 657 m; data tale lunghezza della galleria e fissata la configurazione di impianto idraulico con due anelli in serie si individua la velocità ottimale per la quale si ottiene il minimo costo giornaliero idraulico (Figura 5.19). Successivamente, è stata effettuata un'analisi idraulica per la singola rete modellata sulla base dei parametri di input riportati in Tabella 6.17.

Tabella 6.17 Parametri di input per l'analisi idraulica della configurazione impiantistica B (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Tratta	L [m]	Numero di anelli in serie	V _{max} [m/s]
1-2-3-4-5	657	2	1

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Dall'analisi idraulica sono stati determinati i valori della perdita di carico e della portata entrante che caratterizzano la rete idraulica modellata e i risultati ottenuti sono riportati in Tabella 6.18.

Tabella 6.18 Risultati dell'analisi idraulica della configurazione impiantistica B (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Tratta	Perdita di carico [m]	Portata complessiva entrante [m³/h]
1-2-3-4-5	38.2	143

Tramite il sito Lowara è stata ricercata una pompa di circolazione che abbia una prevalenza di almeno 38.2 m e che fornisca una portata di almeno 143 m³/h. Ne deriva l'utilizzo di una pompa di circolazione NSCS 80-400/300/W45VCC4 caratterizzata dai seguenti parametri:

- Prevalenza $H=41$ m
- Portata convogliata $Q=164.4$ m³/h
- Potenza idraulica $P_{idraulica}=18.6$ kW
- Rendimento $\eta=72.5$ %
- Potenza assorbita $P_{assorbita}=25.7$ kW
- Costo pompa di circolazione 3397.64 €

dove, i valori di prevalenza e di portata convogliata sono stati ottenuti come risultato di un'ulteriore analisi idraulica effettuata inserendo la pompa di circolazione selezionata con la relativa curva caratteristica (Figura B.2) all'interno della rete idrica.

La potenza assorbita è stata ricavata a partire dai valori di rendimento e di potenza idraulica tramite l'Eq. 28.

In seguito, è stata effettuata un'analisi economica anche per la configurazione di impianto B prendendo in considerazione il costo giornaliero di pompaggio determinato tramite l'Eq. 30 in funzione della potenza assorbita dalla pompa di circolazione selezionata e il costo giornaliero degli elementi costituenti l'impianto (ottenuto dall'analisi idraulica), al quale è stato sommato il costo della pompa di circolazione. I singoli costi sono stati individuati separatamente e successivamente sono stati sommati per ricavare il costo giornaliero idraulico della

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

configurazione impiantistica in esame per un'ipotesi di funzionamento di 180 per 24 al giorno; i risultati sono riportati in Tabella 6.19.

Tabella 6.19 Costo giornaliero idraulico della configurazione impiantistica B (Linea 2 della metropolitana di Torino)

Funzionamento 180 giorni per 24 h			
Tratta	Costo giornaliero elementi costituenti l'impianto [€/gg]	Costo giornaliero di pompaggio [€/gg]	Costo giornaliero idraulico [€/gg]
1-2-3-4-5	473.6	137.3	610.9

Dalla Tabella 6.19 si osserva che, volendo utilizzare il sistema geotermico per produrre un'energia termica pari a 20570 kWh al giorno utile per il riscaldamento degli edifici durante la stagione invernale, il costo giornaliero idraulico corrispondente alla configurazione impiantistica di tipo B è pari a 610.9 €/gg; tale costo comprende il costo giornaliero di pompaggio per un tempo pari a 24 h e una distribuzione dei costi relativi agli elementi costituenti l'impianto in 10 anni per 180 giorni in un anno. Infine, considerando un funzionamento del sistema per l'intera stagione invernale (180 giorni), il costo di utilizzo dell'impianto sarà pari a 109962 €/anno e permetterà un'estrazione di energia termica pari a circa 3702 MWh/anno.

In Figura 6.26 si riporta la rappresentazione schematica della configurazione impiantistica B ed inoltre, in Tabella C.4 le dimensioni delle tubazioni principali, in termini di diametro e lunghezza.

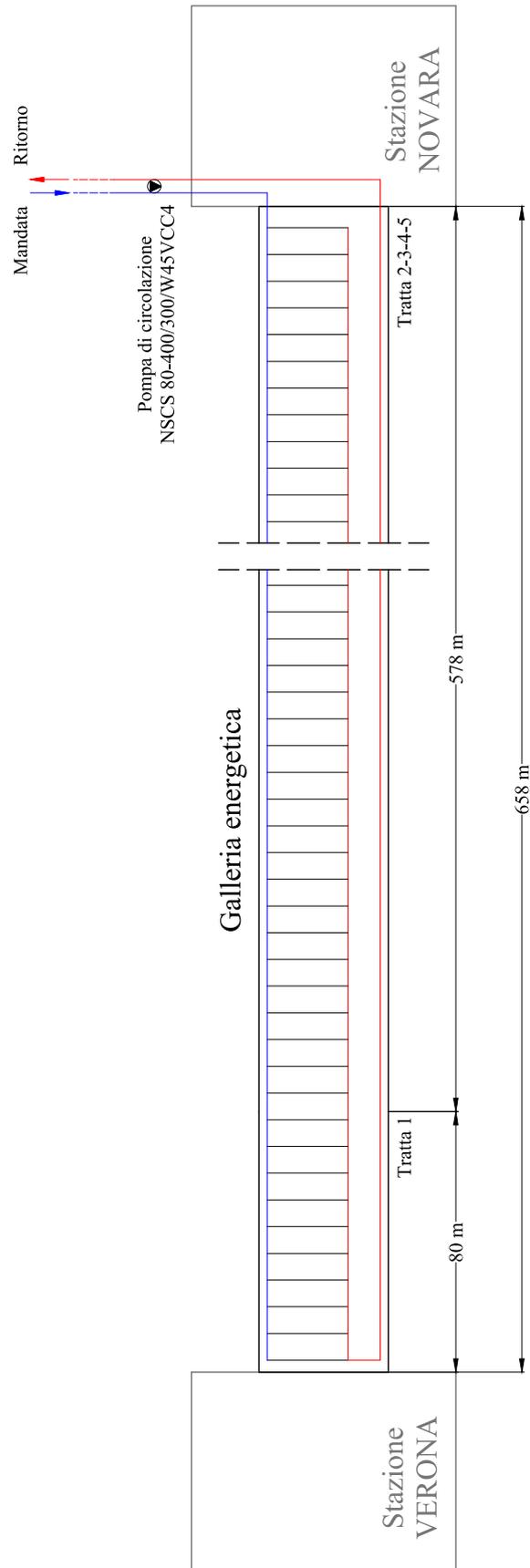


Figura 6.26 Schema rappresentativo della configurazione impiantistica B (Linea 2 della metropolitana di Torino)

6.4.3 Configurazione impiantistica C

A partire dalla configurazione impiantistica di tipo B, caratterizzata da due anelli collegati in serie, si studia un'ulteriore configurazione impiantistica di tipo C in cui si ipotizza di attivare termicamente la porzione di galleria compresa tra le due stazioni attraverso la realizzazione di due impianti idraulici separati; in particolare, ogni impianto convoglierà il fluido termovettore per una lunghezza della galleria pari a metà di quella complessiva e il funzionamento di ogni impianto sarà garantito da una pompa di circolazione.

Volendo attivare termicamente l'intera lunghezza della galleria con una configurazione con 2 anelli collegati in serie l'energia termica estraibile da ogni tratta della porzione in esame rimane la medesima di quella che è possibile estrarre con la configurazione impiantistica B (Tabella 6.16).

Inoltre, dividendo a metà la lunghezza della galleria compresa tra le due stazioni, il numero di anelli che è possibile attivare energeticamente è pari a 218, e di conseguenza una lunghezza della galleria di 327 m. Data la lunghezza della galleria e fissata la configurazione di impianto idraulico con due anelli in serie si individua la velocità ottimale per la quale si ottiene il minimo costo giornaliero idraulico (Figura 5.19). Di seguito, avendo ipotizzato di attivare la porzione in esame dividendola in due parti uguali, gli impianti idraulici saranno i medesimi e per tale motivo è stata effettuata l'analisi idraulica di una sola rete idrica a partire dai parametri di input riportati in Tabella 6.20.

Tabella 6.20 Parametri di input per l'analisi idraulica della configurazione impiantistica C (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Tratta	L [m]	Numero di anelli in serie	V_{max} [m/s]
1-2-3-4-5	327 (x2)	2	1

Dall'analisi idraulica sono stati determinati i valori della perdita di carico e della portata entrante che caratterizzano la rete idraulica modellata e i risultati ottenuti sono riportati in Tabella 6.21.

Tabella 6.21 Risultati dell'analisi idraulica della configurazione impiantistica C (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Tratta	Perdita di carico [m]	Portata complessiva entrante [m ³ /h]
1-2-3-4-5	34.5	71

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

Tramite il sito Lowara è stata ricercata una pompa di circolazione che avesse una prevalenza di almeno 34.5 m e che fornisse una portata di almeno 71 m³/h. Ne deriva l'utilizzo di una pompa di circolazione NSCS 80-315/185/W45VCC4 caratterizzata dai seguenti parametri:

- Prevalenza $H=35.22$ m
- Portata convogliata $Q=73.9$ m³/h
- Potenza idraulica $P_{idraulica}=7.2$ kW
- Rendimento $\eta=77.2$ %
- Potenza assorbita $P_{assorbita}=9.3$ kW
- Costo pompa di circolazione 2851.40 €

dove, i valori di prevalenza e di portata convogliata sono stati ottenuti come risultato di un'ulteriore analisi idraulica effettuata inserendo la pompa di circolazione selezionata con la relativa curva caratteristica (Figura B.3) all'interno della rete idrica.

La potenza assorbita è stata ricavata a partire dai valori di rendimento e di potenza idraulica tramite l'Eq. 28.

Una volta selezionata la pompa di circolazione, è stata effettuata un'analisi dei costi idraulici relativa alla configurazione impiantistica C includendo il costo giornaliero di pompaggio valutato tramite l'Eq. 30 ed il costo degli elementi costituenti l'impianto idraulico (determinato dall'analisi idraulica), sommando a quest'ultimo il costo della pompa di circolazione. I singoli costi sono stati individuati separatamente e successivamente sono stati sommati per ricavare il costo giornaliero idraulico di una sola rete idrica che fa parte della configurazione impiantistica in esame per un'ipotesi di funzionamento di 180 per 24 al giorno; i risultati sono riportati in Tabella 6.22.

Tabella 6.22 Costo giornaliero idraulico della configurazione impiantistica C (Linea 2 della metropolitana di Torino)

Funzionamento 180 giorni per 24 h			
Tratta	Costo giornaliero elementi costituenti l'impianto [€/gg]	Costo giornaliero di pompaggio [€/gg]	Costo giornaliero idraulico [€/gg]
1-2-3-4-5	222.2 (x2)	49.8 (x2)	272 (x2)
	444.4	99.6	544

6-Applicazione ad una porzione della Linea 2 della Metropolitana di Torino

In Tabella 6.22 si riporta il costo giornaliero idraulico relativo ad un solo impianto e di conseguenza il costo giornaliero idraulico relativo alla configurazione impiantistica di tipo C risulta il doppio e pari a 544 €/gg con l'utilizzo di due uguali pompe di circolazione caratterizzate da un costo complessivo di 5702.8 €. Inoltre, considerando un funzionamento del sistema per l'intera stagione invernale (180 giorni), il costo di utilizzo dell'impianto sarà pari a 97920 €/anno che permetteranno un'estrazione di energia termica pari a circa 3702 MWh/anno.

In Figura 6.27 si riporta la rappresentazione schematica della configurazione impiantistica C ed inoltre, in Tabella C.5 le dimensioni delle tubazioni principali, in termini di diametro e lunghezza.

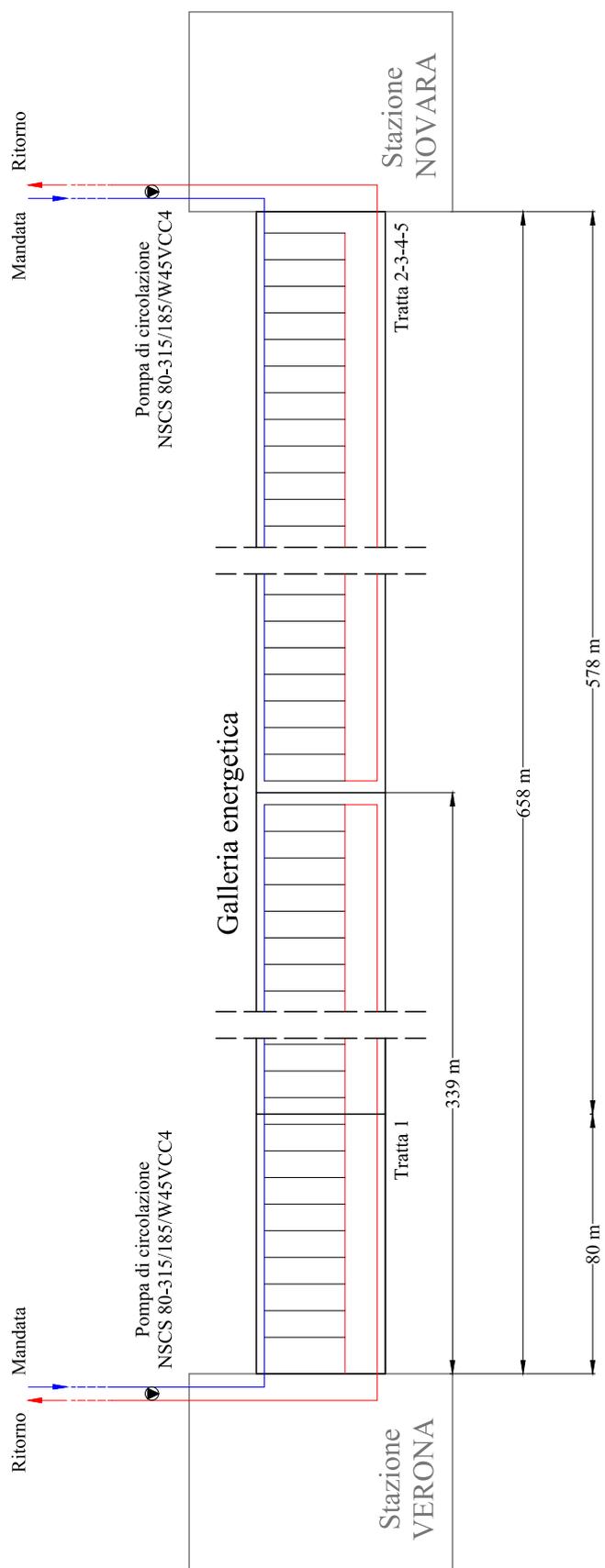


Figura 6.27 Schema rappresentativo della configurazione impiantistica C (Linea 2 della metropolitana di Torino)

6.5 Considerazioni finali

Dai risultati dell'analisi economica condotta per le tre configurazioni impiantistiche che potrebbero essere realizzate in corrispondenza della porzione della ML2 in esame si può osservare che la configurazione impiantistica C è quella ottimale, e in successione la configurazione impiantistica A e B.

Infatti, il costo giornaliero idraulico relativo a tale configurazione (Tabella 6.22) è minore rispetto a quello ottenuto per la configurazione impiantistica B (Tabella 6.19), a parità di energia termica estraibile attraverso il sistema geotermico pari a 20570 kWh al giorno. Pertanto, si deduce che, a parità di configurazione impiantistica caratterizzata da due anelli collegati in serie, è più conveniente attivare l'intera lunghezza della galleria compresa tra le due stazioni utilizzando due uguali impianti idraulici con estensioni e portate in ingresso limitate anziché utilizzare un solo impianto idraulico che avrebbe estensioni e portate così elevate da incrementare i relativi costi idraulici (energetici ed impiantistici).

Inoltre, la configurazione impiantistica C è caratterizzata da un costo minore rispetto alla configurazione impiantistica A, nonostante l'energia termica estraibile sia leggermente minore.

In seguito, è stato effettuato il confronto tra il costo e l'energia termica estraibile attraverso ogni configurazione impiantistica studiata ed è riportato in Tabella 6.23.

Tabella 6.23 Confronto tra il costo giornaliero idraulico e l'energia termica delle configurazioni impiantistiche A, B, C (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Configurazione impiantistica	Costo giornaliero idraulico [€/gg]	Energia termica [kWh_T]	Costo/Energia [€/kWh_T]
A	629.9	21415	0.0294
B	610.9	20570	0.0297
C	544	20570	0.0264

Dalla Tabella 6.23 si può osservare che il valore del costo al kWh termico di ogni configurazione impiantistica studiata è molto simile; per tale motivo in fase di progettazione si può valutare quale sia la più semplice da realizzare, oppure la più funzionale in base agli edifici da servire o in base all'energia termica necessaria al funzionamento della pompa di calore geotermica.

7 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi è stato svolto con lo scopo di valutare il comportamento (idraulico ed economico) del circuito primario di una generica galleria energetica in modo tale da individuarne la configurazione e il dimensionamento ottimale.

A tal fine è stato scritto un codice in MATLAB che permettesse di generare in maniera automatica un modello di rete idraulica al variare delle caratteristiche della galleria e della disposizione delle tubazioni di scambio termico all'interno dei conci di rivestimento. In particolare, per il presente studio sono state fissate le caratteristiche della galleria in funzione di quelle della Linea 2 della Metropolitana di Torino ed è stato preso come riferimento il concio energetico ENERTUN, brevettato presso il Politecnico di Torino.

L'analisi idraulica è stata condotta tramite il software EPANET-MATLAB Toolkit a partire dalla modellazione di diverse reti idrauliche rappresentanti un impianto a tre tubi con ritorno inverso e differenti in termini di numero di anelli collegati in serie, lunghezza della galleria da attivare energeticamente e velocità imposta al fluido lungo tubazioni principali, parametri che influenzano il dimensionamento delle tubazioni di mandata e di ritorno, la portata entrante nell'impianto idraulico e la sua estensione.

I risultati ottenuti sono stati rappresentati al variare della lunghezza della galleria, nell'intervallo 90-990 m e della velocità massima del fluido lungo le tubazioni principali, nell'intervallo 0.25-3 m/s, per ogni configurazione rappresentata da un certo numero di anelli collegati in serie, variabile da 1 a 5.

Il comportamento idraulico è stato studiato tramite la valutazione della perdita di carico che, a parità di configurazione, risulta crescente al crescere della lunghezza della galleria e della velocità massima del fluido lungo le tubazioni principali; aumenta, invece, all'aumentare del numero di anelli collegati in serie. Nello specifico, la configurazione con 5 anelli collegati in serie risulta tecnicamente non praticabile dal momento che la perdita di carico supera sempre il valore limite pari a 60 m. Dalla perdita di carico [m] e dalla portata entrante [m³/h] nel sistema è stato possibile determinare la potenza idraulica [kW] di un'ipotetica pompa di circolazione che permettesse il funzionamento del sistema in tali condizioni di prevalenza e di portata. È stata individuata una potenza idraulica crescente al crescere della lunghezza della galleria e della velocità massima del fluido termovettore lungo le tubazioni principali, a parità di configurazione. Inoltre, tale grandezza, a differenza della perdita di carico, si riduce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie. Il motivo di tale riduzione è attribuibile alla portata entrante nel sistema, la quale si riduce all'aumentare del numero di anelli collegati in serie, in quanto a parità di lunghezza si riduce il numero di circuiti da servire.

In seguito, è stata condotta un'analisi economica per il solo circuito primario in quanto la rete di tubazioni incide significativamente sull'investimento totale e sui costi operativi del sistema geotermico.

Per ogni rete idraulica modellata è stato valutato il relativo costo giornaliero idraulico globale attraverso la determinazione dei seguenti costi:

- il costo di pompaggio che rappresenta un costo operativo del sistema;
- il costo degli elementi costituenti l'impianto idraulico, che rappresenta un costo d'investimento in quanto comprende il costo degli anelli energetici, il costo dei raccordi che permettono il collegamento delle tubazioni di scambio termico con quelle principali, e il costo di posa delle tubazioni di mandata e di ritorno.

Nello specifico, è stata rappresentata la distribuzione del costo giornaliero idraulico globale per tre diverse ipotesi di funzionamento del sistema:

- Per l'ipotesi di **funzionamento di 365 giorni per 24 h al giorno** in cui il costo giornaliero idraulico raggiunge il picco per grandi lunghezze della galleria e per grandi valori della velocità del fluido lungo le tubazioni principali, mentre i valori minori si

- distribuiscono all'interno di un intervallo di velocità che varia da 0.75 a 1.5 m/s. In tal caso, il costo risulta maggiormente influenzato dal costo di pompaggio, in quanto il costo degli elementi viene distribuito per 10 anni e per 365 giorni anziché 180.
- Per l'ipotesi di **funzionamento di 180 giorni per 12 h al giorno** dove il costo giornaliero idraulico raggiunge il picco per grandi lunghezze della galleria e sia per piccoli che per grandi valori di velocità lungo le tubazioni principali, in quanto in questo caso di funzionamento si risente dell'influenza del costo degli elementi oltre che del costo di pompaggio. Inoltre, l'intervallo entro cui si osserva il minimo costo idraulico subisce una traslazione verso velocità maggiori, e risulta caratterizzato da un intervallo compreso tra 1 e 2 m/s.
 - Per l'ipotesi di **funzionamento di 180 giorni per 24 h al giorno** il costo giornaliero idraulico raggiunge il valore di picco in corrispondenza della più grande lunghezza della galleria e della più grande velocità del fluido lungo le tubazioni principali, fissato il numero di anelli collegati in serie. Inoltre, il minimo costo si distribuisce in un intervallo di velocità che varia da 0.75 a 2 m/s. In tal caso di funzionamento, a parità di configurazione, si ottiene il maggiore costo giornaliero idraulico rispetto alle altre due ipotesi di funzionamento, in quanto si ipotizza che la pompa di circolazione lavori per 24 ore al giorno ed il costo degli elementi dell'impianto è stato suddiviso in 180 giorni anziché 365.

Confrontando i risultati ottenuti per le diverse modalità di funzionamento del sistema emerge che la configurazione impiantistica più efficiente deriva da un equilibrio tra i costi di posa degli elementi del circuito primario e i costi di pompaggio. Tale equilibrio è influenzato da diversi fattori, tra i quali emerge l'aspetto termico.

Di conseguenza, per l'individuazione della configurazione idraulica ottimale si tiene in conto dell'aspetto sia idraulico che termico in quanto diverse configurazioni portano all'estrazione di diverse quantità di calore geotermico, oltre che ad essere caratterizzate da un diverso costo giornaliero idraulico.

In particolare, è stata effettuata un'applicazione dello studio ad una porzione del percorso della Linea 2 della Metropolitana di Torino per la quale sono state studiate diverse configurazioni impiantistiche a partire dalla valutazione del rapporto tra il minimo costo giornaliero idraulico e l'energia termica estraibile dal sistema geotermico.

Da una parte, fissando la lunghezza della galleria e il numero di anelli collegati in serie, è stata ricercata la velocità per la quale si riesce ad ottenere il minimo costo giornaliero idraulico, dall'altra parte l'energia termica è stata stimata attraverso i risultati di analisi numeriche agli elementi finiti effettuate per due modelli, un *modello più favorevole* e un *modello meno favorevole*, rappresentativi di due tratte presenti in corrispondenza della porzione del percorso della ML2 in esame.

Grazie all'analisi dei minimi costi idraulici e alla stima del potenziale geotermico, è stato possibile osservare che il costo giornaliero idraulico e la quantità di energia estratta crescono al crescere della lunghezza della galleria e al diminuire del numero di anelli collegati in serie.

In questo modo, a parità di fabbisogno energetico richiesto al circuito primario, la lunghezza della galleria da attivare energeticamente per l'estrazione di una fissata quantità di energia termica cresce al crescere del numero di anelli collegati in serie; ciò giustifica il fatto che le configurazioni con tutti gli anelli collegati in parallelo o con due anelli collegati in serie permettono di estrarre la stessa quantità di energia termica ad un costo giornaliero idraulico minore rispetto a quello delle altre configurazioni, in quanto sono caratterizzate da estensioni ridotte dell'impianto idraulico.

Infatti, dal confronto tra i costi e l'energia termica si osserva che, per ogni ipotesi di funzionamento e in condizioni più favorevoli, se si volesse attivare termicamente una galleria di lunghezza ridotta, la configurazione ottimale è quella con tutti gli anelli collegati in parallelo e man mano che la lunghezza diventa maggiore è preferibile scegliere la configurazione con due anelli in serie. Invece, per ogni ipotesi di funzionamento e in condizioni meno favorevoli, la configurazione con due anelli collegati in serie è quella migliore per qualunque lunghezza della galleria.

Successivamente, tramite la valutazione del costo al kWh termico sono stati studiate diverse configurazioni impiantistiche che potrebbero essere realizzate in corrispondenza della porzione del percorso della ML2, ipotizzando un funzionamento del sistema solo durante la stagione invernale (180 gg) per 24 h al giorno. In particolare, a partire dalla lunghezza della galleria disponibile per l'attivazione energetica del suo rivestimento sono state analizzate le seguenti configurazioni impiantistiche:

- Configurazione impiantistica A: caratterizzata da due impianti idraulici (1A e 2A) il cui funzionamento è garantito dall'utilizzo di due differenti pompe di circolazione; un impianto fornisce la tratta 1 di lunghezza pari a 80 m, in cui tutti gli anelli di rivestimento sono collegati in parallelo, mentre l'altro fornisce le rimanenti tratte per una lunghezza di 578 m, in cui si collegano due anelli in serie. In tal caso si riesce ad estrarre attraverso l'attivazione del rivestimento della galleria un'energia termica pari a 21415 kWh al giorno ad un costo giornaliero idraulico di 629.9 €/gg.
- Configurazione impiantistica B: caratterizzata da un solo impianto idraulico in cui si collegano in serie due anelli per tutta la lunghezza della galleria in esame pari a 658 m e in cui si ipotizza l'utilizzo di una sola pompa di circolazione. In tal caso si riesce ad estrarre un'energia termica di 20570 kWh al giorno ad un costo giornaliero idraulico di 610.9 €/gg.
- Configurazione impiantistica C: costituita da due anelli collegati in serie per tutta la lunghezza della galleria attivata energeticamente attraverso due impianti idraulici che si estendono per una lunghezza pari a metà di quella complessiva.
Attraverso questa configurazione si riesce ad estrarre la stessa quantità di energia termica della configurazione B, pari a 20570 kWh, ma ad un costo idraulico minore, pari a 544 €/gg.

Nell'analisi dei costi idraulici (impiantistici e di pompaggio) è stato preso in considerazione anche il costo della pompa di circolazione; quest'ultima è stata selezionata a partire dai risultati (perdita di carico e portata complessiva entrante) dell'analisi idraulica effettuata per ogni configurazione. Dal confronto delle diverse configurazioni impiantistiche, dal punto di vista economico, emerge che la configurazione impiantistica C è quella ottimale in quanto è caratterizzata da un minore costo giornaliero idraulico. Ne consegue che, a parità di energia termica estraibile dalla porzione della ML2 in esame, è più conveniente realizzare due impianti idraulici caratterizzati da estensioni e portate ridotte anziché un unico impianto (configurazione impiantistica B), nel caso in cui si volesse attivare energeticamente l'intera lunghezza della galleria con due anelli collegati in serie. Per quanto riguarda la configurazione impiantistica A (1 anello+ 2 anelli) potrebbe essere scelta nel caso in cui si volesse estrarre una maggiore quantità di calore rispetto a quella estraibile collegando due anelli in serie per l'intera lunghezza della galleria, ma a discapito del costo idraulico che sarebbe maggiore.

Infine, si ricorda che l'analisi dei costi relativi al circuito primario fa parte di un'analisi complessiva che tiene in conto anche del circuito secondario, lato edifici da riscaldare o raffrescare, e della pompa di calore. In particolare si dovrebbe considerare il costo dell'eventuale pompa di calore e dell'energia elettrica utile a quest'ultima per innalzare la temperatura del fluido di lavoro alla temperatura richiesta dai sistemi di riscaldamento degli edifici. Il costo dell'energia elettrica della pompa di calore si determina a partire dal COP e dalla potenza termica utile all'utenza.

Inoltre, potrebbe essere approfondito lo studio di un impianto idraulico con due tubi a ritorno diretto, il quale è stato escluso dalle analisi in quanto non ha la capacità di auto bilanciarsi, motivo per il quale sono state osservate delle portate e delle velocità all'interno delle serpentine variabili anziché costanti come nel caso del ritorno inverso. Nello specifico, nel caso dell'impianto idraulico con ritorno diretto la velocità e la portata nelle serpentine si riducono man mano che ci si allontana dal primo circuito. Una soluzione a tale problema potrebbe essere quella di collegare un numero di anelli in serie decrescente man mano che si percorre la lunghezza della galleria che si vuole attivare energeticamente.

Bibliografia

- Adam, D., Markiewicz, R., 2009. Energy from earth-coupled structures, foundations, tunnels and sewers. *Geotechnique* 59, 229–236. <https://doi.org/10.1680/geot.2009.59.3.229>
- Auer, J., Just, T., Berger, S., Mayer, T., 2010. Geothermal Energy [WWW Document]. Dtsch. Bank Res. URL https://en.wikipedia.org/wiki/Geothermal_power
- Baietto, A., Salvatici, E., Verticali, S., Acqua, E.P.D., Di, P.R., Geotermici, I., Verticali, S.O., Acqua, E.P.D., 2010. Progettazione di impianti geotermici.
- Barla, M., Baralis, M., Insana, A., Zacco, F., Aiassa, S., Antolini, F., Azzarone, F., Marchetti, P., 2019a. Feasibility study for the thermal activation of Turin Metro Line 2. *Tunnels Undergr. Cities Eng. Innov. meet Archaeol. Archit. Art- Proc. WTC 2019 ITA-AITES World Tunn. Congr.* 1, 231–240. <https://doi.org/10.1201/9780429424441-24>
- Barla, M., Di Donna, A., 2018. Energy tunnels: concept and design aspects. *Undergr. Sp.* 3, 268–276. <https://doi.org/10.1016/j.undsp.2018.03.003>
- Barla, M., Di Donna, A., 2016. Conci energetici per il rivestimento delle gallerie. *Strade e autostrade Gall.* 2–5.
- Barla, M., Di Donna, A., Insana, A., 2019b. A novel real-scale experimental prototype of energy tunnel. *Tunn. Undergr. Sp. Technol.* <https://doi.org/10.1016/j.tust.2019.01.024>
- Barla, M., Di Donna, A., Perino, A., 2016. Application of energy tunnels to an urban environment. *Geothermics.* <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2016.01.014>
- Brandl, H., 2006. Energy foundations and other thermo-active ground structures. *Geotechnique.* <https://doi.org/10.1680/geot.2006.56.2.81>

- Dickson, M.H., Fanelli, M., 2004. Cos ' è l ' Energia Geotermica ? Terra 1–56.
- Ecoline, 2019. Scheda tecnica tubi in acciaio.
- Ferina, D., 2019. Geostrutture energetiche a bassa temperatura - integrazione in sistemi di teleriscaldamento.
- Franzius, J.N., Pralle, N., 2011. Turning segmental tunnels into sources of renewable energy. Proc. Inst. Civ. Eng. Civ. Eng. <https://doi.org/10.1680/cien.2011.164.1.35>
- Laloui, L., di Donna, A., 2011. Understanding the behaviour of energy geo-structures. Proc. Inst. Civ. Eng. Civ. Eng. 164, 184–191. <https://doi.org/10.1680/cien.2011.164.4.184>
- Lowara, 2019. Scheda tecnica Elettropompe centrifughe orizzontali Serie e-NSC.
- Moormann, C., Buhmann, P., Friedemann, W., Homuth, S., Pralle, N., 2016. Tunnel geothermics – International experience with renewable energy concepts in tunnelling / Tunnelgeothermie – Internationale Erfahrungen zu regenerativen Energiekonzepten im Tunnelbau. Geomech. und Tunnelbau 9, 467–480. <https://doi.org/10.1002/geot.201600048>
- Munson, B.R., Young, D.F., Okiishi, T.H., Huesbsh, W.W., 2009. FUNDAMENTALS OF FLUID MECHANICS.
- Nicholson, D.P., Chen, Q., De Silva, M., Winter, A., Winterling, R., 2014. The design of thermal tunnel energy segments for Crossrail, UK. Proc. Inst. Civ. Eng. Eng. Sustain. <https://doi.org/10.1680/ensu.13.00014>
- Nicholson, D.P., Chen, Q., Pillai, A., Chendorain, M., 2013. Developments in thermal piles and thermal tunnel lining for city scale GSHP systems. Thirty-Eighth Work. Geotherm. Reserv. Eng. 1437–1444.
- Regione Piemonte, 2019. Prezziario Regione Piemonte (Sezione 12: Teleriscaldamento).
- Rehau, 2013. INFORMAZIONE TECNICA 850624 Fondamenti del sistema, tubo e tecnica di collegamento progettazione e montaggio.
- Rossman, L.A., 2000. EPANET 2 User's Manual Cincinnati, U.S.A. <https://doi.org/10.1177/0306312708089715>
- Rosso, E., 2020. Gallerie energetiche: studio del comportamento stagionale.
- Schneider, M., Moormann, C., 2010. GeoTU6 – a geothermal Research Project for Tunnels. Tunnel 2, 14–21.
- Self, S.J., Reddy, B. V., Rosen, M.A., 2013. Geothermal heat pump systems: Status review and comparison with other heating options. Appl. Energy 101, 341–348.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.048>

Soltani, M., M. Kashkooli, F., Dehghani-Sanij, A.R., Kazemi, A.R., Bordbar, N., Farshchi, M.J., Elmi, M., Gharali, K., B. Dusseault, M., 2019. A comprehensive study of geothermal heating and cooling systems. *Sustain. Cities Soc.* 44, 793–818.
<https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.09.036>

Allegati

A. Elenco delle funzioni della libreria EPANET

Tabella A.1 Funzioni della libreria EPANET

Function	Description
epanet	Load Input file and open the EPANET Toolkit system
unload	Unload library and close the EPANET Toolkit system
getComputedHydraulicTimeSeries	Computed Hydraulic Time Series
getLinkDiameter	Retrieves the value of all link diameters
getLinkindex	Retrieves the indices of all links, or the indices of an ID set of links
getLinkLength	Retrieves the values of all link lengths
setLinkNodesIndex	Retrieves the indexes of the from/to nodes of all links
getLinkPipeIndex	Retrieves the indices of pipes
getLinkPipeNameID	Retrieves the pipe IDs
getNodeHydraulicHead	Retrieves the computed values of all hydraulic heads
getNodeIndex	Retrieves the indices of all nodes or some nodes with a specified ID
addNodeJunction	Adds a new junction
addNodeReservoir	Adds a new reservoir
addLinkPipe	Adds a new pipe
saveInputFile	Writes all current network input file
setLinkDiameter	Sets the values of diameters
setLinkInitialStatus	Sets the values of initial status
setLinkLength	Sets the values of lengths
setLinkMinorLossCoeff	Sets the values of minor loss coefficient
setLinkRoughnessCoeff	Sets the values of roughness coefficient
setNodeBaseDemands	Sets values of demands
setNodeCoordinates	Sets node coordinates
setNodeElevations	Sets the values of elevations

B. Pompa di circolazione Serie e-NSC: caratteristiche di funzionamento a 50 Hz, 4poli

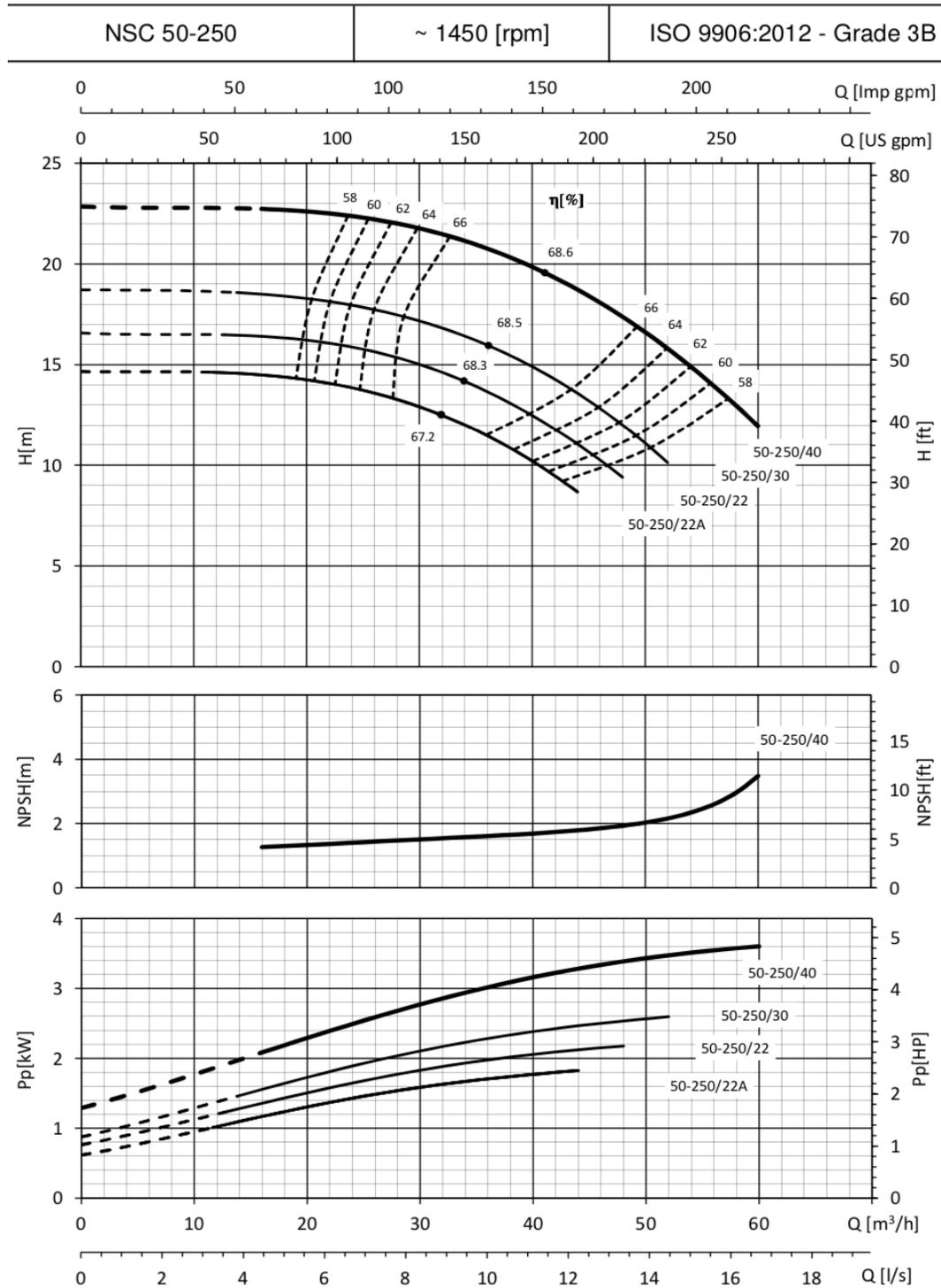


Figura B.1 Caratteristiche di funzionamento NSCS 50-250/40

NSC 80-400	~ 1450 [rpm]	ISO 9906:2012 - Grade 3B
------------	--------------	--------------------------

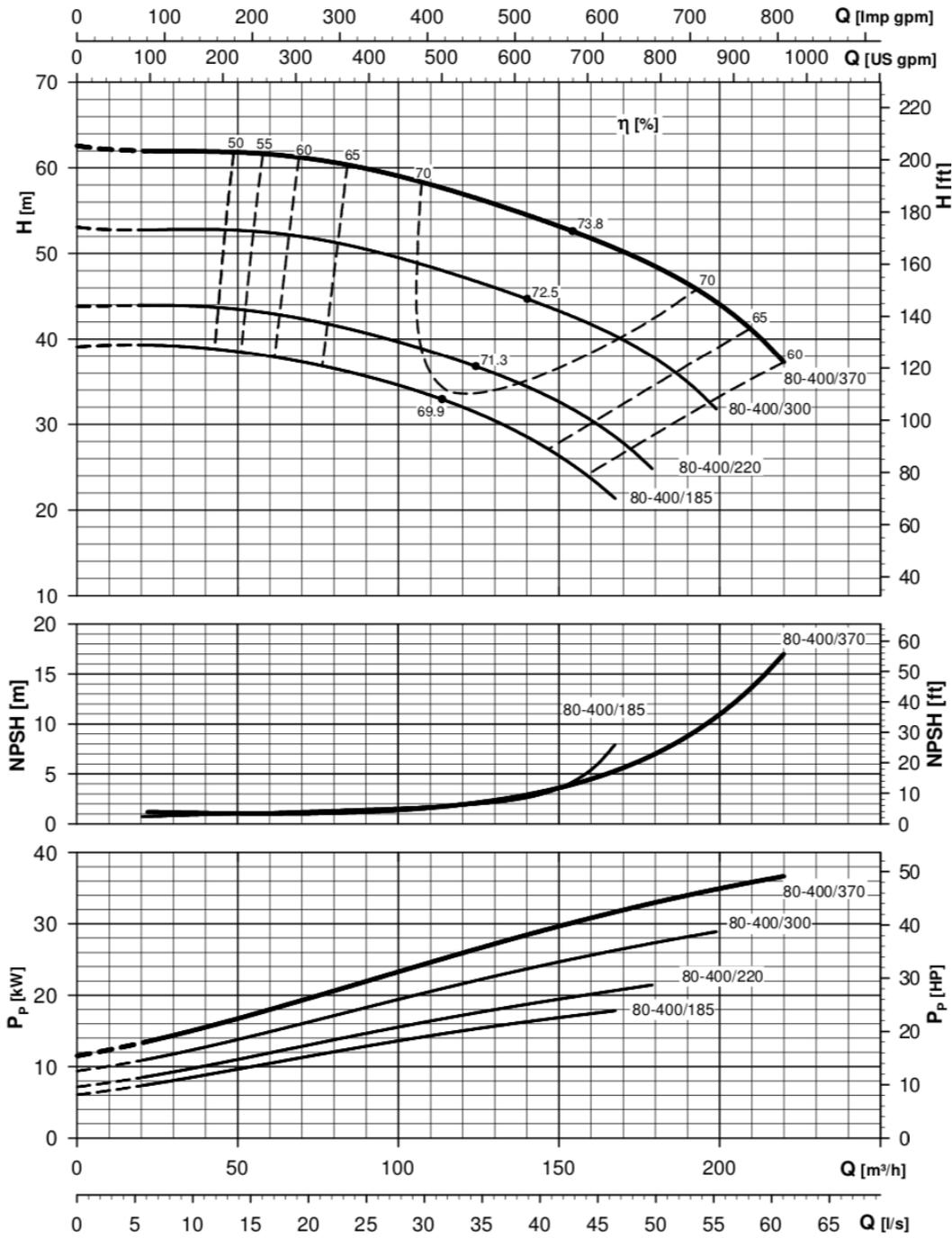


Figura B.2 Caratteristiche di funzionamento NSCS 80-400/300

NSC 80-315	~ 1450 [rpm]	ISO 9906:2012 - Grade 3B
------------	--------------	--------------------------

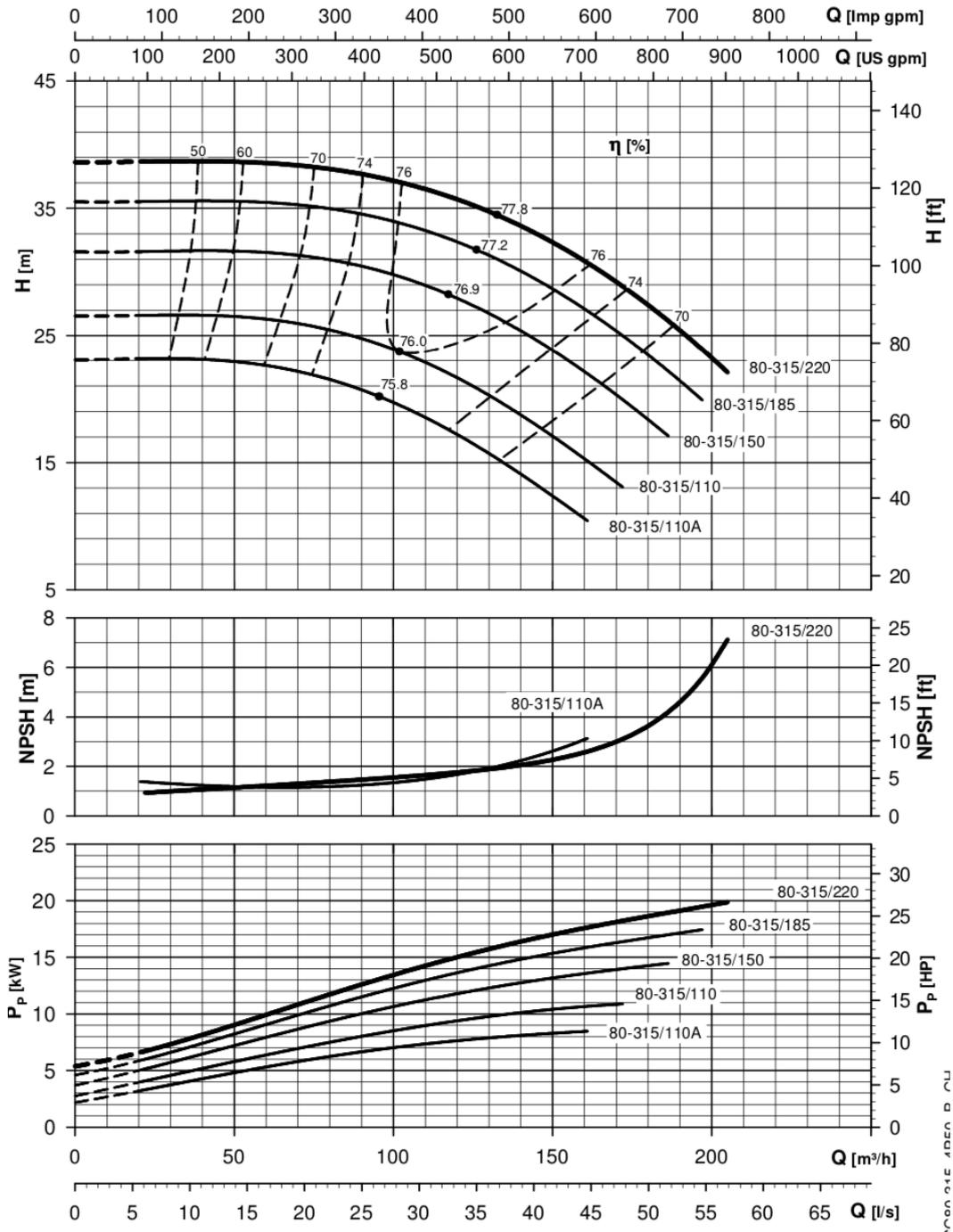


Figura B.3 Caratteristiche di funzionamento NSCS 80-315/150

C. Dimensioni delle tubazioni di mandata e di ritorno delle configurazioni impiantistiche individuate per la Linea 2 della Metropolitana di Torino

Si riportano le lunghezze dei tratti della tubazione di mandata e di ritorno con i corrispondenti diametri, in particolare la tubazione di mandata subisce un restringimento, mentre quella di ritorno un allargamento.

Tabella C.2 Dimensioni della tubazione di mandata e di ritorno della configurazione impiantistica 1A (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Configurazione impiantistica 1A	
Tubazione di mandata e di ritorno	
L [m]	D [mm]
6	132.50
30	107.10
12	82.50
13.5	70.30
6	54.50
3	43.10
4.5	37.20
1.5	29.10
3	22.90

Si ricorda che nel caso della tubazione di mandata, è stato considerato un primo tratto che si estende dalla pompa di circolazione all'inizio della galleria di lunghezza pari a 50 m e caratterizzato da un diametro pari a 132.5 mm.

La tubazione caratterizzante il ritorno inverso, che si estende dalla fine della galleria alla pompa di circolazione, avrà una lunghezza complessiva pari alla lunghezza della galleria + 50 m e sarà caratterizzata da un diametro pari a 132.5 mm.

Tabella C.3 Dimensioni della tubazione di mandata e di ritorno della configurazione impiantistica 2A (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Configurazione impiantistica 2A	
Tubazione di mandata e di ritorno	
L [m]	D [mm]
3	263.00
240	210.10
105	160.30
81	132.50
60	107.10
24	82.50
27	70.30
12	54.50
6	43.10
9	37.2
3	29.1
6	22.9

Si ricorda che nel caso della tubazione di mandata, è stato considerato un primo tratto che si estende dalla pompa di circolazione all'inizio della galleria di lunghezza pari a 50 m e caratterizzato da un diametro pari a 263mm.

La tubazione caratterizzante il ritorno inverso, che si estende dalla fine della galleria alla pompa di circolazione, avrà una lunghezza complessiva pari alla lunghezza della galleria + 50 m e sarà caratterizzata da un diametro pari a 263 mm.

Tabella C.4 Dimensioni della tubazione di mandata e di ritorno della configurazione impiantistica B (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Configurazione impiantistica B	
Tubazione di mandata e di ritorno	
L [m]	D [mm]
84	263.00
240	210.10
105	160.30
81	132.50
60	107.10
24	82.50
27	70.30
12	54.50
6	43.10
9	37.2
3	29.1
6	22.9

Si ricorda che nel caso della tubazione di mandata, è stato considerato un primo tratto che si estende dalla pompa di circolazione all'inizio della galleria di lunghezza pari a 50 m e caratterizzato da un diametro pari a 263mm.

La tubazione caratterizzante il ritorno inverso, che si estende dalla fine della galleria alla pompa di circolazione, avrà una lunghezza complessiva pari alla lunghezza della galleria + 50 m e sarà caratterizzata da un diametro pari a 263 mm.

Tabella C.5 Dimensioni della tubazione di mandata e di ritorno della configurazione impiantistica C (Linea 2 della Metropolitana di Torino)

Configurazione impiantistica C	
Tubazione di mandata o di ritorno	
L [m]	D [mm]
99	160.30
81	132.50
60	107.10
24	82.50
27	70.30
12	54.50
6	43.10
9	37.2
3	29.1
6	22.9

Si ricorda che nel caso della tubazione di mandata, è stato considerato un primo tratto che si estende dalla pompa di circolazione all'inizio della galleria di lunghezza pari a 50 m e caratterizzato da un diametro pari a 160 mm.

La tubazione caratterizzante il ritorno inverso, che si estende dalla fine della galleria alla pompa di circolazione, avrà una lunghezza complessiva pari alla lunghezza della galleria + 50 m e sarà caratterizzata da un diametro pari a 160 mm.

Inoltre, le dimensioni fanno riferimento ad uno dei due medesimi impianti idraulici che caratterizzano la configurazione impiantistica C.