



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

REHABILITACIÓN DE POZOS PETROLEROS PARA LA GENERACIÓN DE CALOR
POR GEOTERMIA EN LA REGIÓN DE MAGALLANES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL MECÁNICA

NATALIA ANDREA TRUCCO ANTOGNINI

PROFESOR GUÍA:
ÁLVARO VALENCIA MUSALEM

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
WILLIAMS CALDERÓN MUÑOZ
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA
POR: NATALIA ANDREA TRUCCO ANTOGNINI
FECHA: 2019
PROF. GUÍA: ÁLVARO VALENCIA MUSALEM

REHABILITACIÓN DE POZOS PETROLEROS PARA LA GENERACIÓN DE CALOR POR GEOTERMIA EN LA REGIÓN DE MAGALLANES

Las energías renovables han llegado como una solución para reemplazar los métodos convencionales de generación de energía, de modo de eliminar la dependencia de los combustibles fósiles y así ayudar a combatir el cambio climático. Dentro de estos tipos de generación, los más utilizados son: la bio-energía, la energía hidroeléctrica, la energía solar y la energía eólica. La energía geotérmica, por su parte, no ha sido explotada en gran medida tanto en Chile, como a nivel mundial. La principal razón de esto es el elevado costo de implementar un sistema como este, principalmente por la necesidad de realizar una perforación para poder acceder al potencial geotérmico, cuyo valor puede abarcar hasta el 50 % de la inversión inicial.

En la actualidad, con el objetivo de disminuir la inversión de los proyectos geotérmicos, se han realizado estudios sobre la posibilidad de utilizar las perforaciones de pozos de petróleo abandonados. Pensando en aplicaciones de generación eléctrica o en calefacción, dependiendo de la temperatura alcanzada al fondo. Para esto se considera la instalación de un intercambiador de calor profundo a lo largo del pozo, de modo de permitir que un fluido circule por un circuito cerrado y funcione como portador de la energía en forma de calor.

En el presente informe se realiza un estudio técnico-económico de la reutilización de un pozo de petróleo (CHULENGO 1) para la generación de calor por geotermia, aplicando el calor generado en un sistema de calefacción distrital en la localidad de Punta Delgada, Región de Magallanes. Para esto, en primer lugar, se caracteriza la demanda de energía térmica de las viviendas y el potencial extraíble del pozo, utilizando las condiciones climáticas de la zona y los datos registrados para el pozo (temperatura al fondo y profundidad). Luego, en base a una simulación estacionaria, se determinan los parámetros de operación del sistema para realizar la selección de los equipos principales y el diseño de la red de distribución. Finalmente, luego de obtener las pérdidas térmicas y de carga, se procede a seleccionar los equipos secundarios para completar el sistema. Por otro lado, se realiza la evaluación económica mediante un flujo de caja y el cálculo del costo nivelado de energía (LCOH), considerando dos escenarios de estudio, con y sin la utilización de un crédito para el financiamiento de la inversión inicial.

De acuerdo con los resultados, el potencial extraíble del pozo alcanza una cobertura anual del 74,5 % de la demanda y el sistema diseñado resulta ser factible técnicamente. En cuanto a la evaluación económica, se obtiene un mejor comportamiento en el caso con crédito, alcanzando un valor actual neto positivo para un menor precio de venta de la energía generada, con respecto al caso sin crédito. En ambos casos el costo nivelado de energía calculado es muy cercano al de la fuente combustible actual de la localidad (gas natural), lo que es un resultado positivo. Sin embargo, para que el proyecto sea atractivo económicamente se debe definir un precio para la energía mayor al del gas natural, específicamente 27 [\$/kWh] en el caso con crédito, el cual puede reducirse a 19 [\$/kWh] con la ayuda de un subsidio, pero al ser mayor al del gas natural va a significar una desventaja para el proyecto.

A todos aquellos y todas aquellas que luchan por un mundo con más tolerancia y amor

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia. A mis padres, Rossana y Sergio, por darme la oportunidad de formarme como profesional y entregarme todas las herramientas necesarias para lograrlo, por enseñarme que con esfuerzo y perseverancia puedo hacer cualquier cosa que me proponga, por confiar en mí cuando decidí estudiar esta carrera, por apoyarme siempre, y por su amor incondicional.

A mis hermanas y mi hermano, Daniela, Felipe y Javiera, por todos los momentos compartidos que muchas veces me sacaron de mi rutina, por apoyarme y por siempre estar ahí para darme sus consejos y enseñanzas como hermanos mayores.

Gracias a toda mi familia, a los que mencioné y los que no, por acompañarme en esta etapa de mi vida, por contenerme en momentos de dificultad, por creer en mí y no dejarme bajar los brazos.

A los miembros de la comisión que ayudaron a realizar esta memoria. A mi profesor guía, Álvaro Valencia, por la confianza depositada en mí, por ayudarme y guiarme a lo largo del desarrollo de la memoria, y por su amabilidad y buena disposición. Y a mis profesores Williams Calderón y Ramón Frederick, por contribuir a mi formación académica, y entregarme los conocimientos y herramientas necesarias para poder realizar de la mejor manera este trabajo.

A mi pololo y compañero de vida, Diego, por siempre estar ahí para escucharme, contenerme y animarme a pesar de la distancia, por ayudarme a ser segura de mí misma y a confiar en mis capacidades, por sacarme una sonrisa todos los días, por apoyarme en cada momento y por creer en mí.

Por último, a todos mis amigos y amigas que me acompañaron durante estos años en la universidad. A los de primer año y a los de plan común, a los del Eolian, a los Mecánicos, Tente, Italo, Papo, Cami, Nacha, Matheus, Panda, Coto, Rafa, Guille y Carlitos. A Vale y Noe, por esas conversaciones eternas y por cada consejo entregado. A Pancha, por siempre hacerme reír y por demostrarme que somos capaces de cualquier cosa si peleamos por ello. Y Yani, por su amistad, compañía y apoyo incondicional a lo largo de estos años. Gracias a todos, ya que hicieron que mi estadía en la universidad fuera mucho más amena, compartiendo miles de momentos juntos, entre risas y anécdotas. Gracias por acompañarme en esta gran etapa, espero de todo corazón que cada uno logre cumplir sus sueños y metas, y que esta amistad permanezca intacta.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	3
1.1.1. Objetivo general	3
1.1.2. Objetivos específicos	3
1.2. Alcances	4
2. Revisión Bibliográfica	5
2.1. Rehabilitación pozos petroleros	5
2.1.1. Intercambiador de calor de tubos concéntricos (CHE)	6
2.1.2. Aplicaciones	12
2.2. Calefacción distrital	13
2.2.1. Temperaturas de trabajo	13
2.2.2. Red de distribución	14
2.2.3. Tipos de cañerías	16
3. Metodología	18
3.1. Evaluación técnica	18
3.1.1. Antecedentes técnicos	18
3.1.2. Demanda de energía térmica	26
3.1.3. Potencial extraíble	31
3.1.4. Simulación estacionaria	37
3.1.5. Equipos principales	40
3.1.6. Cañerías y red de distribución	46
3.1.7. Pérdidas térmicas	49
3.1.8. Pérdidas de carga	52
3.1.9. Equipos secundarios	55
3.2. Evaluación económica	57
3.2.1. Inversión	57
3.2.2. Costos de operación y mantención	60
3.2.3. Consideraciones para evaluar	60
3.2.4. Costo nivelado de energía (LCOH)	61
3.3. Beneficio adicional: Emisiones de CO_2	62
4. Resultados	63
4.1. Demanda de energía térmica	63
4.2. Potencial extraíble	65

4.3. Simulación estacionaria	68
4.4. Equipos principales	69
4.4.1. Intercambiador de calor	69
4.4.2. Estanque de almacenamiento	70
4.5. Dimensiones cañerías	71
4.6. Pérdidas térmicas	72
4.6.1. Estanque	72
4.6.2. Cañerías	72
4.7. Pérdidas de carga	73
4.7.1. Intercambiador de calor	73
4.7.2. Cañerías	73
4.7.3. Válvulas	74
4.7.4. Intercambiador de calor de tubos concéntricos CHE	74
4.8. Equipos secundarios	74
4.8.1. Válvulas	74
4.8.2. Bombas	74
4.8.3. Radiadores viviendas	75
4.9. Evaluación económica	76
4.9.1. Inversión	76
4.9.2. Costos	77
4.9.3. Evaluación por casos	77
4.9.4. Costo nivelado de energía (LCOH)	79
4.10. Beneficio adicional: Emisiones de CO_2	80
5. Discusión	81
5.1. Evaluación técnica	81
5.2. Evaluación económica	85
5.3. Beneficio adicional: Emisiones de CO_2	86
6. Conclusiones	87
Bibliografía	89
A. Cálculo coeficiente de transferencia de calor: Intercambiador de carcasa y tubos	94
B. Equipos secundarios	97
B.1. Bombas centrífugas	97
B.2. Válvulas	99
B.3. Radiadores viviendas	101
C. Cañerías red de distribución	102
D. Coeficiente de fricción (Intercambiador de calor)	104
D.1. Coeficiente de fricción tubos	104
D.2. Coeficiente de fricción carcasa	105
E. Diagrama de Moody	106

F. Desglose precios	107
F.1. Equipos secundarios	107
F.2. Intercambiador de calor profundo CHE	108
G. Flujo de caja	109
G.1. Caso sin crédito	109
G.2. Caso con crédito	110
H. Código en EES para simulación estacionaria	111

Índice de Tablas

3.1. Datos del pozo de petróleo CHULENGO 1. [1]	24
3.2. Especificaciones generales de la vivienda.	26
3.3. Materiales y espesores considerados en la vivienda. [2][3][4][5]	27
3.4. Propiedades materiales de la vivienda. [6][7]	27
3.5. Espesores capas tubería interna o de entrada.	32
3.6. Dimensiones intercambiador de calor de tubos concéntricos (Figura 3.10). . .	33
3.7. Propiedades de los materiales del intercambiador CHE.	33
3.8. Parámetros para la simulación estacionaria.	38
3.9. Valores para la conductividad térmica usados en los cálculos. [8][9][10][11] . .	51
3.10. Valores de las variables utilizadas para el cálculo de costos.	58
3.11. Valores de los parámetros utilizados para los equipos.	58
4.1. Análisis de sensibilidad de la demanda según espesores	64
4.2. Error potencial extraíble por tramos.	66
4.3. Efecto del flujo másico en los resultados.	67
4.4. Resultados para las variables de la simulación.	68
4.5. Dimensiones intercambiador de calor.	70
4.6. Dimensiones estanque de almacenamiento.	70
4.7. Diámetro interno cañerías principales.	71
4.8. Diámetro interno ramificación con mayor cantidad de viviendas.	71
4.9. Pérdidas térmicas en el estanque.	72
4.10. Pérdidas térmicas en el tramo más largo de la red.	72
4.11. Pérdidas de carga en el intercambiador de calor.	73
4.12. Pérdidas de carga en el tramo más largo de la red.	73
4.13. Pérdidas de carga en las válvulas del sistema.	74
4.14. Pérdidas de carga en el intercambiador CHE.	74
4.15. Requerimientos para las estaciones de bombeo.	75
4.16. Modelos y características de las bombas seleccionadas.	75
4.17. Modelo y características radiador viviendas.	75
4.18. Detalle de la inversión total del proyecto.	76
4.19. Costos operacionales producto del consumo de energía eléctrica de las bombas.	77
4.20. Análisis de sensibilidad en el caso sin crédito.	78
4.21. Análisis de sensibilidad en el caso con crédito.	78
4.22. Valores para el costo nivelado de energía LCOH.	79
4.23. Emisiones de CO_2 producto del gas natural.	80

C.1. Precios por metro para las cañerías del catálogo de Cosmoplas	102
C.2. Dimensiones principales cañerías para la ramificación con mas viviendas . . .	103
C.3. Largo principales de las cañerías de la red de distribución	103
F.1. Precios bombas centrífugas	107
F.2. Precios válvulas	107
F.3. Precio radiadores viviendas	107
F.4. Precio por metro cañerías intercambiador CHE y largo de la sonda instalada	108
F.5. Precio capa aislante (poliestireno)	108

Índice de Ilustraciones

2.1. Diseños de construcción de un intercambiador de calor profundo. [12]	6
2.2. Intercambiador de calor de tubos concéntricos. [13]	7
2.3. Generación de energía eléctrica en función del flujo másico.	10
2.4. Temperatura de salida del pozo en función del flujo másico. [14]	11
2.5. Potencia extraída del pozo en función del flujo másico. [14]	11
2.6. Esquema de una red de distribución ramificada.	14
2.7. Esquema red de distribución. [15]	15
2.8. Esquema de una red de distribución en malla con una planta generadora única.	15
2.9. Esquema de una red de distribución en malla con más de una planta generadora.	16
2.10. Corte transversal de cañerías simples (single pipes) y cañerías gemelas (twin pipes). [16]	16
2.11. Gráfico comparativo de las pérdidas de calor para cañerías simples y gemelas de un largo de 1 [km]. Utilizando un catálogo de IsoPlus y un método de cálculo por Petter Wallentén. [16]	17
3.1. Imagen satelital que muestra la ubicación del poblado Punta Delgada (Pin rojo), Región de Magallanes.	19
3.2. Gráfico que muestra la evolución de la temperatura ambiente promedio diaria a lo largo del año.	20
3.3. Gráfico que muestra la evolución de la velocidad del viento promedio diaria a lo largo del año.	21
3.4. Gráfico que muestra la evolución de la temperatura a nivel del suelo promedio diaria a lo largo del año.	21
3.5. Gráfico que muestra la evolución de la irradiancia solar promedio diaria a lo largo del año.	22
3.6. Imagen satelital de los pozos de petróleo ubicados a los alrededores de Punta Delgada. [1]	23
3.7. Imagen satelital de Punta Delgada y el pozo CHULENGO 1.	24
3.8. Corte longitudinal de un pozo de petróleo.	25
3.9. Esquema vivienda básica.	26
3.10. Esquema de la sección transversal del intercambiador de tubos concéntricos. En morado la capa aislante, en gris la tubería de acero y en salmón la roca circundante.	32
3.11. Coeficientes generales de transferencia de calor para diferentes fluidos de trabajo.	39
3.12. Esquema del sistema para simular.	39
3.13. Esquema del funcionamiento de una bomba de calor. [17]	44

3.14. Implementación de una bomba de calor en un sistema de reutilización de un pozo de petróleo. [18]	45
3.15. Cañerías utilizadas en sistemas de calefacción distrital. [19]	47
3.16. Esquema de la planta y la red de distribución.	48
3.17. Esquema del sistema de cañerías en el mapa.	48
3.18. Esquema de la red de distribución.	49
3.19. Corte transversal de las cañerías de la red.	51
3.20. Radiador para las viviendas.	57
4.1. Gráfico de la demanda de energía térmica a lo largo de un año.	63
4.2. Evolución de la demanda de energía térmica a lo largo de un día para una vivienda.	64
4.3. Gráfico del potencial extraíble del pozo a lo largo de un año.	65
4.4. Evolución de la temperatura en el pozo (desde la superficie hasta el fondo).	66
4.5. Histograma de la temperatura de salida del pozo.	67
4.6. Gráfico comparativo de la demanda de energía térmica y el potencial extraíble a lo largo de un año.	68
4.7. Esquema resultante de la simulación.	69
4.8. Esquema de un intercambiador de calor de tubos y carcasa.	69
4.9. Esquema de un estanque de almacenamiento con una estratificación.	70
4.10. Gráfico de la inversión total.	76
D.1. Coeficiente para el factor de fricción en los tubos [20]	104
D.2. Coeficiente para el factor de fricción en la carcasa [20]	105
E.1. Diagrama de Moody [21]	106

Capítulo 1

Introducción

El cambio climático es una gran amenaza medioambiental para la humanidad y el planeta. Sus consecuencias pueden ser devastadoras si no se reduce la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por estos mismos. Los impactos de este fenómeno ya son perceptibles y han quedado en evidencia con el aumento de la temperatura a nivel global, la subida del nivel del mar y el deshielo de las masas glaciares.

Este es un problema global, que alcanza una perspectiva ambiental, política, económica y social, en la que las peores previsiones también implican enormes pérdidas económicas. Y es que, cuanto más se tarde el actuar de las personas para revertir este problema, las inversiones para la adaptación al aumento de la temperatura serán mayores.

El sector energético, debido a su uso de energías "sucias" (petróleo, carbón y gas), es uno de los mayores contribuidores al calentamiento global y el cambio climático, por las grandes emisiones de gases que estos medios combustibles implican. De hecho, unas 90 empresas de esta área son las responsables de casi las dos terceras partes de las emisiones a nivel mundial.

Las energías renovables han llegado como una solución para reemplazar a los métodos convencionales de generación y eliminar la dependencia de los combustibles fósiles. Estas son fuentes de energía limpia e inagotables y se diferencian de los combustibles fósiles principalmente por su abundancia en diferentes formas y su potencial aprovechamiento en cualquier parte del planeta. Aunque el aspecto más importante es, sin duda, que no producen gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes, causas principales del cambio climático.

Según la Agencia Internacional de Energía, traducido del inglés *International Energy Agency* (IEA), las energías renovables presentaron un aumento de un 4% en el año 2018, donde las principales contribuciones en dicho aumento se concentraron en China (40%), el continente Europeo (25%), seguido de Estados Unidos y la India que en conjunto alcanzaron el 13% [22].

Por un lado, en relación con este crecimiento, la energía solar fotovoltaica, la energía hidroeléctrica y la eólica corresponden a aproximadamente un tercio del total, y la bioenergía a la mayoría de la fracción restante. Por otro lado, según la IEA, respecto al total

de la energía renovable consumida en el año 2017 a nivel mundial, un 50 % corresponde a bio-energía, un 31 % a energía hidroeléctrica, un 9 % a energía eólica, un 8 % a energía solar (Fotovoltaica y térmica) y un 2 % a energía geotérmica [22].

A su vez, se espera que la participación de las energías renovables en la cobertura de la demanda mundial de energía alcance el 12,3 % en el año 2023, considerando el sector eléctrico, calor y transporte. En el sector eléctrico se espera que exista un crecimiento más rápido, proporcionando casi el 30 % de la demanda de energía eléctrica en 2023, frente al 24 % en 2017. En el sector de transporte, las energías renovables tienen la contribución más baja de los tres sectores, por lo que se espera que su participación crezca solo mínimamente, de 3.4 % en 2017 a 3.8 % en 2023. Por último, en el sector del calor, que incluye la calefacción para edificios o la industria, el crecimiento es menor que en el sector eléctrico, pero se espera que el consumo de calor en base a energía renovable aumente en un 20 %, de modo de alcanzar una participación del 12 % de la demanda del sector de calefacción para 2023 [22].

Dentro de las fuentes de energías renovables ya mencionadas se encuentra la energía geotérmica. Este tipo de fuente de generación utiliza la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la Tierra, la cual engloba el calor almacenado en rocas, suelos y aguas subterráneas. Puede ser utilizada para la generación de electricidad o bien como fuente de calor para sistemas de calefacción y procesos productivos, donde esto último va a depender de las condiciones de presión y temperatura en cada caso. Es así, como la energía geotérmica puede contribuir en el sector eléctrico y el sector de calor o calefacción.

Chile, ubicado en el cinturón de fuego del Pacífico, es uno de los países que presenta mayor cantidad de volcanes activos en el mundo, lo cual es un indicio de un mayor potencial en términos de la generación de energía geotérmica. El gradiente geotérmico (la variación de la temperatura con la profundidad) es mucho mayor que en otras zonas del planeta, donde el promedio a nivel mundial es de 25 [°C] por kilómetro y Chile puede alcanzar hasta los 50 [°C] por kilómetro [23][24]. Por lo anterior se está constantemente en búsqueda de nuevo focos que permitan aprovechar este recurso natural.

Sin embargo, a pesar de su atractivo el potencial geotérmico no se ha explotado en gran medida, tanto en Chile como a nivel mundial, encontrándose en los porcentajes más bajos de implementación, muy por debajo de la energía solar y eólica. Los proyectos de energía geotérmica tienen una gran problemática que supone una desventaja en comparación con otros tipos de energías. El hecho de utilizar el calor bajo la superficie terrestre hace que sea necesario acceder a la roca mediante la realización de perforaciones en el suelo. Dicha perforación más las terminaciones necesarias para que funcione implican elevados costos, alcanzando entre el 30 y 50 % del total de la inversión del proyecto. Este alto costo de inversión hace que muchas veces los proyectos no puedan llevarse a cabo ya que, aunque son factibles técnicamente, no lo son económicamente.

Como todos los combustibles fósiles, el petróleo es un recurso agotable, por lo que los pozos tienen cierta vida útil y cuando esta se termina quedan en estado de abandono. Estos pozos generalmente son lo suficientemente profundos para llegar a temperaturas elevadas al fondo, por lo que en las últimas décadas algunos países han encontrado una oportunidad en la reutilización de estos, con el objetivo de aprovechar la perforación disponible en proyectos de energía geotérmica. Esto permite ahorrar los costos asociados a dicha perforación, de modo

de dar una solución a la problemática para que el proyecto pueda ser llevado a cabo.

Se estima que la energía provista por uno de estos pozos puede alcanzar para satisfacer la demanda de energía térmica de más de una vivienda, por lo que puede pensarse en una aplicación en sistemas de calefacción distrital de pequeña a mediana escala.

En Chile, el petróleo se encuentra en la zona extrema sur del territorio nacional, específicamente en la Región de Magallanes, donde existe una gran cantidad de pozos petrolíferos para la extracción del recurso. Específicamente se pueden encontrar más de 3.600 pozos, de los cuales más de 1.400 están en estado de abandono [1], los cuales podrían ser reutilizados pensando en aplicaciones de generación de energía.

En el presente informe se propone estudiar la reutilización de un pozo de petróleo para la generación de calor por geotérmica, específicamente con aplicación en un sistema de calefacción distrital en la localidad de Punta Delgada, Región de Magallanes.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Realizar una evaluación técnico-económica del uso de una perforación de un pozo de petróleo en estado de abandono, para la generación de calor por geotermia con fines de aplicación en calefacción distrital.

1.1.2. Objetivos específicos

- Determinar el poder energético extraíble del pozo de petróleo
- Obtener la demanda de energía térmica en la localidad de Punta Delgada
- Realizar una simulación en estado estacionario del sistema utilizando el programa EES
- Definir los equipos principales y secundarios en base a los requerimientos de operación
- Estudiar el efecto de la incorporación de una bomba de calor, en el caso en que esta aplique
- Realizar el costeo de equipos e instalación del sistema para la evaluación económica
- Realizar la evaluación económica considerando dos formas de financiamiento de la inversión
- Calcular el costo nivelado de energía (LCOH) y realizar una comparación con el de la fuente actual utilizada en la zona

1.2. Alcances

El trabajo se limita a un estudio de factibilidad técnica-económica del sistema, por lo que no considera la construcción del proyecto.

Se considera como resultado positivo el alcanzar una cobertura de al menos el 50% de la demanda de energía térmica anual del total de viviendas.

La aplicación se enfoca en un sistema de calefacción distrital en la localidad de Punta Delgada en la Región de Magallanes, por lo que no incluye el abastecimiento de agua caliente sanitaria. Además se enfoca solo en la localidad ya mencionada, sin posibilidad de cambiarla a otra locación.

Se realiza el estudio de dos escenarios, con y sin la implementación de una bomba de calor, siempre y cuando la bomba de calor aplique respecto a los parámetros de trabajo del sistema.

La evaluación económica se define como el cálculo de los parámetros económicos de evaluación de un proyecto en base a la elaboración de un flujo de caja para cada escenario, considerando ingresos, costos e inversión.

Respecto al financiamiento del proyecto se evalúa tanto para el caso sin crédito, como también para un crédito por el 50% de la inversión.

Capítulo 2

Revisión Bibliográfica

2.1. Rehabilitación pozos petroleros

De acuerdo con la bibliografía revisada, se encuentran dos maneras de reutilizar un pozo de petróleo para la generación de energía por geotermia. Por un lado, se puede extraer un fluido geotermal que se encuentra al fondo del pozo, donde el aprovechamiento de este recurso puede hacerse directamente si las condiciones geológicas y físicas para la existencia del fluido se dan de forma natural. En el caso en que el yacimiento geotérmico cuenta con condiciones físico-geológicas favorables, pero no existe fluido geotermal, éste puede inyectarse creando así un yacimiento de roca caliente seca (geotermia estimulada), asemejándose a un proyecto de energía geotérmica de alta entalpía.

Por otro lado, se puede modificar el pozo de modo que permita inyectar un fluido que circule por un circuito cerrado dentro de él, funcionando como un intercambiador de calor. El fluido desciende, aumenta su temperatura debido a la alta temperatura de la roca al fondo, y luego asciende con una temperatura mayor a la que entró. Al extraer el calor de esta forma se evita el ingreso de fluidos geotermales al pozo, los cuales pueden dañar las instalaciones producto de la precipitación de minerales y la corrosión, además simplifica el proceso, ya que muchas veces la explotación de fluidos geotérmicos subterráneos es imposible o técnicamente compleja. Por lo tanto, la reconstrucción potencial para un intercambiador de calor de pozos podría ser la única solución que permita utilizar el calor geotérmico.

Para utilizar el pozo de petróleo como un sistema de intercambio de calor se encuentran los intercambiadores de calor de pozo profundo (*Deep Borehole Heat Exchanger* o DBHE), los cuales permiten el intercambio de calor geotérmico entre la formación de roca y el fluido portador de calor, mediante su circulación en un sistema de circuito cerrado entre la superficie y un depósito subterráneo a gran profundidad. Cabe destacar que para este tipo de intercambiadores se considera que el pozo se encuentra sellado al fondo previamente, de modo de cerrar el circuito.

Dentro de este tipo de intercambiadores de calor existen diferentes geometrías potenciales para ser utilizadas como las que se muestran en la figura 2.1. En la figura se puede ver

para cada geometría un corte transversal en la imagen superior y un corte longitudinal en la imagen inferior.

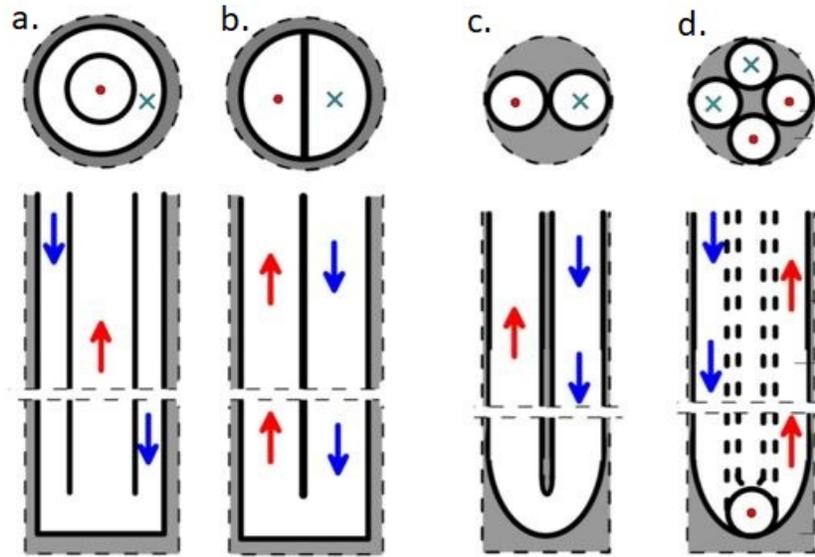


Figura 2.1: Diseños de construcción de un intercambiador de calor profundo. [12]

Donde,

- a. Intercambiador de calor de tubos concéntricos o *Coaxial Heat Exchanger* (CHE)
- b. Intercambiador de calor del tipo mitades o *Demi-Type Heat Exchanger*
- c. Intercambiador de calor tubería simple en U o *Single U-pipe Heat Exchanger*
- d. Intercambiador de calor tubería doble en U o *Double U-pipe Heat Exchanger*

Cada una de estas geometrías presenta ventajas y desventajas, por lo que la decisión de utilizar una o la otra va a depender del tipo de proyecto en el cual se va a implementar. Debido a las diferencias en su estructura, algunas van a resultar más complejas respecto de su construcción e instalación, como también van a tener diferentes áreas de intercambio térmico, lo cual puede aumentar o disminuir el calor transferido hacia el fluido de trabajo y va a ser una determinante a la hora de seleccionar.

2.1.1. Intercambiador de calor de tubos concéntricos (CHE)

De acuerdo con la bibliografía revisada la gran mayoría de los autores utilizan para sus estudios el intercambiador de calor de tubos concéntricos, ya que es el que cuenta con una mayor superficie para la transferencia de calor hacia el fluido de trabajo. Por lo anterior, se selecciona esta geometría para ser utilizada en este estudio.[25][14][26][27][13]

En la figura 2.2 se observa un esquema representativo de este tipo de intercambiadores,

donde se puede notar que su estructura está compuesta principalmente por dos cañerías concéntricas. La tubería exterior corresponde al recubrimiento que el pozo de petróleo tiene previamente, el cual consiste en una tubería de acero a lo largo de toda su extensión y una capa de cemento en los primeros metros de este. La tubería interior, por su parte, está compuesta por dos cañerías de acero, una con mayor diámetro que la otra y entre estas se ubica una capa de material aislante, para que al momento en que el fluido ascienda se minimicen las pérdidas térmicas de este. Además, como se menciona anteriormente, se sella el pozo al fondo de modo de cumplir con el requerimiento de ser un circuito cerrado.

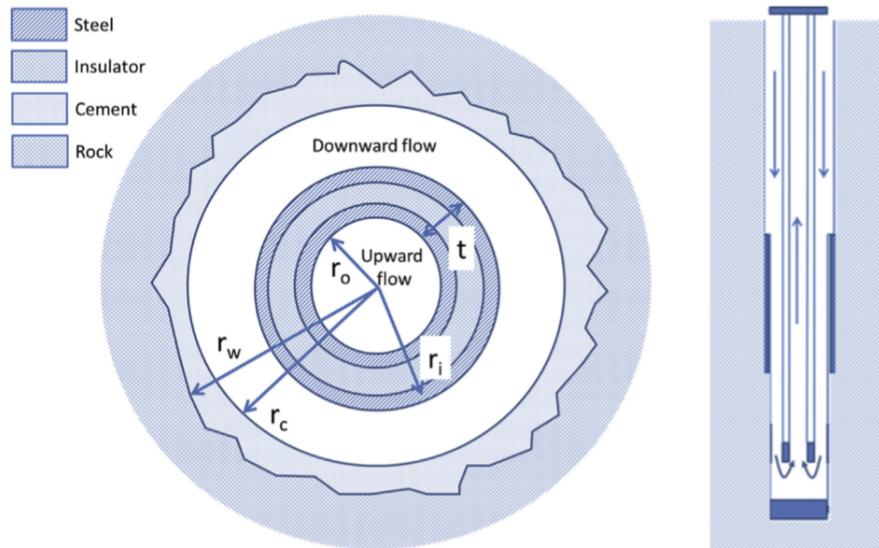


Figura 2.2: Intercambiador de calor de tubos concéntricos. [13]

El funcionamiento de este consiste en lo siguiente, el fluido de trabajo ingresa por la tubería exterior de mayor diámetro y recorre toda la extensión del pozo de petróleo hasta llegar al fondo, generando un aumento de su temperatura por efecto de la transferencia de calor de la roca circundante. Luego, comienza su ascenso por la tubería interior de menor diámetro hasta llegar a la superficie a una temperatura mayor a la de entrada.

Métodos de cálculo

Durante la revisión bibliográfica se encuentran una gran cantidad de estudios respecto a este tipo de intercambiadores de calor, trabajando bajo condiciones de similares o para diferentes características de los pozos de petróleo. Entre estos estudios se notan diferentes formas de modelar el intercambiador de calor y el potencial extraíble que este tiene, como también diferentes consideraciones a la hora de evaluar.

El análisis del sistema trae consigo una serie de variables a considerar que van a dificultar su resolución y que muchas veces van a generar la necesidad de utilizar herramientas avanzadas para llegar a un resultado. Dependiendo de los supuestos van a utilizarse diferentes modelos, tanto numéricos como analíticos, con y sin la consideración de la variable del tiempo, los

cuales van a tener distintos niveles de complejidad y precisión en los resultados. Por lo que, se encuentran diferencias entre los autores, tanto en como abordan el problema, lo modelan y calculan.

Un aspecto importante en el sistema del intercambiador de calor profundo es que a medida que el fluido circula dentro de este y aumenta su temperatura, sus propiedades físicas van cambiando. Esta variable aumenta los grados de libertad del sistema y dificulta en gran medida su resolución. Es por esto por lo que algunos autores, con el objetivo de simplificar los cálculos, definen estas propiedades como constantes en el fluido de modo de poder resolver el problema de una manera más simple.

Respecto a los métodos de cálculo, algunos autores utilizan un método continuo para resolver el problema y otros un método discreto, que consiste en subdividir la extensión del pozo en una cierta cantidad de tramos, realizando el cálculo por partes. Esto, al igual que el supuesto mencionado anteriormente, permite simplificar la resolución del problema.

Por un lado, Davis and Michaelides (2009) [26] utiliza un modelo numérico para el intercambio de calor que se produce dentro del pozo, pero no considera la conducción producida entre la formación rocosa y la pared del pozo, tomando la transferencia de calor de la roca como perfecta. Además, tampoco incorpora la variación de las propiedades del fluido a medida que circula en el pozo, manteniéndolas constantes a lo largo de toda su extensión. Wight and Bennett (2015) [27] al igual que Davis and Michaelides, no considera la conducción entre la formación rocosa y la pared del pozo, pero utiliza un modelo analítico para calcular el intercambio de calor en el pozo.

Por su parte, Bu et al. (2011) [25] y Alimonti and Soldo (2015) [13] si consideran la conducción de calor que existe entre la formación rocosa y la pared del pozo, calculándola en base a un modelo analítico. Para la transferencia de calor en el intercambio de calor profundo utilizan un método numérico, considerando las propiedades del fluido constantes a lo largo del pozo al igual que Davis and Michaelides (2009).

Nian and Cheng (2018) [28] y Cheng et al. (2017) [29] al igual que los autores anteriores utilizan un modelo analítico para la conducción de calor entre la formación rocosa y la pared del pozo. Pero, a diferencia de estos, utilizan un modelo numérico para la transferencia de calor en el intercambiador de calor profundo que si considera la variación de las propiedades del fluido a lo largo del pozo.

Otros autores utilizan herramientas computacionales de simulación que permiten modelar el sistema. Por ejemplo, Noorollahi et al. (2015) [14] utiliza el software de simulación ANSYS para crear un modelo 3D para simular el sistema y resolverlo de manera numérica, donde sí considera la conducción de calor entre la roca y la pared del pozo.

Por último, Wang et al. (2018) [30] utiliza el código AUTOUGH2 para simular la conducción de calor entre la formación rocosa y la pared del pozo. Además, al igual que autores anteriores, utiliza un modelo numérico para la transferencia de calor en el intercambiador profundo.

Es posible notar que, los autores en general utilizan un modelo numérico para el cálculo

de la transferencia de calor dentro del intercambiador profundo y un modelo analítico para la conducción de calor en la formación rocosa. Todos trabajan en base a una misma teoría para la transferencia de calor en el sistema y se diferencian principalmente en los supuestos respecto del comportamiento de las propiedades del fluido dentro del pozo.

Dimensionamiento

El dimensionamiento del intercambiador de calor es un paso muy importante, ya que va a ayudar a definir los parámetros de operación del pozo, como el área transversal, el flujo másico y la velocidad del fluido.

Según Noorollahi et al. (2015), Davis and Michaelides (2009) y Sui et al. (2017) [31] la geometría del pozo tiene un gran efecto en el calor extraído de este. Además, estos autores mencionan que se debe saber aprovechar el espacio ya que, el diámetro externo del pozo, al ser un parámetro fijo, limita el dimensionamiento.

Buscando valores en la literatura para el diámetro de la tubería interna o de salida del intercambiador, se encuentra que Davis and Michaelides (2009) utiliza diámetros entre los 8 y los 11,4 [cm] para un pozo de una profundidad de 3000 [m], esto con el objetivo de obtener un rango de resultados y ver el comportamiento que tienen estos en función del diámetro.

Sliwa et al. (2015) [32], por su parte, utiliza un diámetro de 7 [cm] para la tubería interna, respecto de un diámetro externo del pozo de 12 [cm] y una profundidad de 2316 [m].

Noorollahi et al. (2015) [14] para un pozo con un diámetro externo de 30 [cm] considera un diámetro para la tubería interna de 10 [cm] y Wight and Bennett (2015) utiliza un diámetro para la tubería interna de 24,45 [cm] para un pozo con un diámetro externo de 31,12 [cm].

Se puede ver que las relaciones entre diámetro interno y externo son diferentes en cada caso, y no es posible encontrar una correlación entre ambos. Según los autores, el dimensionamiento del pozo se lleva a cabo mediante un procedimiento de prueba y error para diferentes diámetros, buscando el más adecuado para las características del pozo que se está utilizando y que permita obtener áreas transversales similares para la entrada y la salida, de modo de asegurar el buen funcionamiento del sistema, además de permitir alcanzar un alto potencial extraíble y una alta temperatura del fluido a la salida.

Fluido de trabajo

Entre los autores se mencionan distintos fluidos de trabajo, los cuales se diferencian en sus propiedades físicas y térmicas.

Por un lado, Davis and Michaelides (2009) propone utilizar isobutano como fluido de trabajo, un compuesto orgánico que posee buenas propiedades térmicas, pero que es altamente contaminante, siendo peligroso en el caso de una fuga. A su vez, debido a que en el sistema se requieren grandes cantidades de fluido, y que el isobutano tiene un alto costo, los costos

de inversión son elevados.

Por otro lado, los autores Wight and Bennett (2015) utilizan agua como fluido de trabajo. Si bien el agua no cuenta con las mejores características termodinámicas, tiene la gran ventaja de ser inocua en caso de fuga, además de tener un bajo costo por lo que no eleva los costos de inversión.

Algunos autores estudian el comportamiento de distintos fluidos en sus trabajos, como Alimonti and Soldo (2015) que realiza la comparación entre el agua y aceite diatérmico. En base a su estudio concluyen que, para un mismo flujo másico, el aceite diatérmico logra alcanzar una mayor temperatura respecto al agua, pero el agua resulta ser más eficiente en la transferencia de calor y en la producción de potencia térmica (Ver figura 2.3).

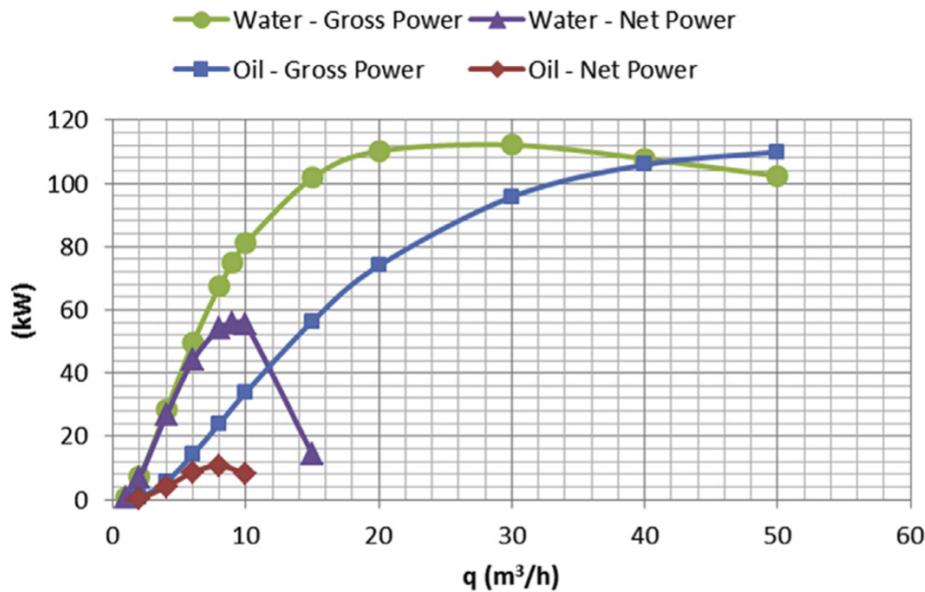


Figura 2.3: Generación de energía eléctrica en función del flujo másico.

El agua resulta ser un buen candidato como fluido de trabajo, ya que no es peligroso su uso, tiene un bajo costo y también se obtienen buenos resultados para el potencial extraíble del pozo.

Flujo másico y velocidad del fluido

- **Flujo másico**

A la hora de determinar el flujo másico dentro del pozo, se debe tener en consideración el dimensionamiento del pozo previamente detallado, ya que de eso dependerá también el área transversal disponible. A su vez se debe tener en cuenta que la velocidad del fluido tiene directa relación con el flujo másico y que dicha velocidad no puede ser muy alta para permitir que la transferencia de calor se lleve a cabo correctamente.

Según los estudios realizados por Noorollahi et al. (2015), Wight and Bennett (2015), Davis and Michaelides (2009) y Alimonti and Soldo (2015), el potencial extraíble obtenido y la temperatura alcanzada a la salida, depende en gran medida del flujo másico, por lo que se debe optimizar su valor. En la figura 2.4 puede verse la evolución de la temperatura de salida del fluido en función del flujo másico para diferentes estructuras de pozos, donde las estructuras correspondientes al pozo de estudio de este trabajo son AZ-I y DQ-I. Se puede observar que para flujo bajo los 1,25 [kg/s] la temperatura tiende a disminuir, luego para flujos entre los 1,5 [kg/s] y los 3[kg/s] se encuentran los valores más altos, alcanzando un máximo. Y finalmente, al seguir aumentando el flujo másico la temperatura obtenida comienza su descenso.

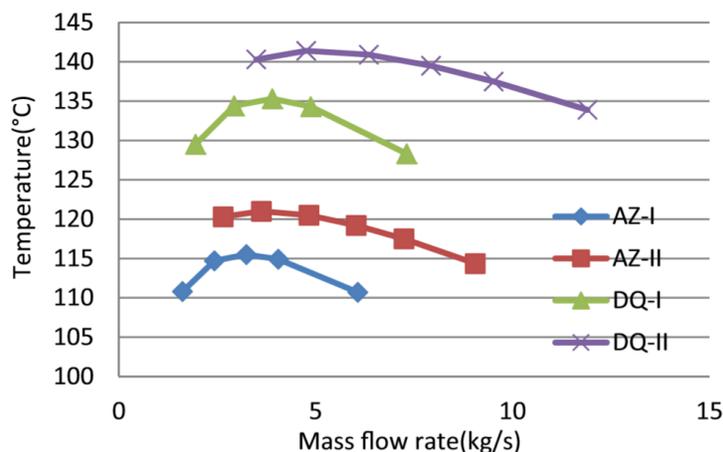


Figura 2.4: Temperatura de salida del pozo en función del flujo másico. [14]

En la figura 2.5 se puede ver la evolución de la potencia extraída del pozo en función del flujo másico. Al igual que en el caso anterior se observan las curvas para las estructuras AZ-I y DQ-I, donde se puede ver que en este caso los valores más altos se encuentran para flujos entre los 2,5 [kg/s] y 4[kg/s], tendiendo a disminuir para valores de flujo fuera de este rango.

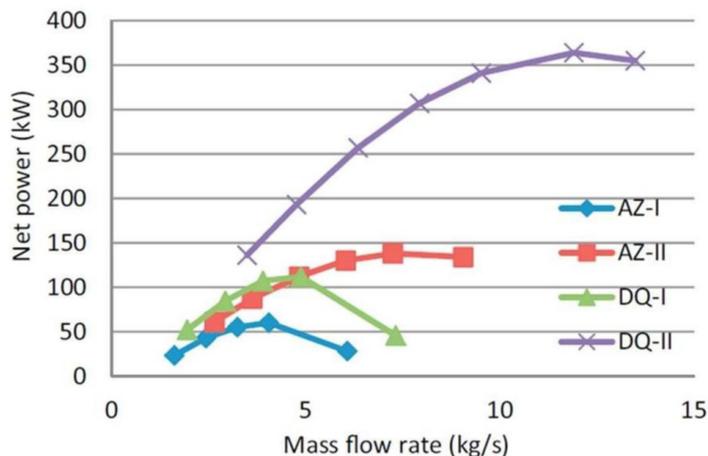


Figura 2.5: Potencia extraída del pozo en función del flujo másico. [14]

Como referencia, Noorollahi et al. (2015) trabaja con dos valores para el flujo másico 1,5 y 2 [kg/s], Wight and Bennett (2015) por su parte utiliza un flujo másico de 2,5 [kg/s] y Alimonti and Soldo (2015) trabaja con un flujo másico de 2,7 [kg/s] aproximadamente.

Al igual que para el dimensionamiento del pozo, este valor suele obtenerse mediante la prueba y error, viendo cómo es que afecta a los resultados obtenidos.

- **Velocidad del fluido**

La velocidad del fluido dentro del pozo debe ser definida de modo de permitir que se alcance a realizar la transferencia de calor hacia el fluido. Está directamente relacionada con los parámetros antes mencionados, como lo es el flujo másico y los diámetros dentro del intercambiador de calor profundo.

En la literatura se han encontrado rangos de valores que sirven como referencia para definir una velocidad que cumpla con los requerimientos. Bu et al. (2011) utiliza velocidades que fluctúan entre los 0,01 y 0,06 [m/s], Noorollahi et al. (2015) velocidades entre los 0,2 y 0,8 [m/s] y Wight and Bennett (2015) velocidades entre los 0,1 y 1,2 [m/s]. En base a esto es posible notar que todos los valores utilizados por los autores son bajos asegurando así una buena transferencia de calor hacia el fluido.

Teniendo en consideración los rangos de velocidades utilizadas en la literatura, la velocidad del fluido se obtiene como una resultante del área transversal del pozo y el flujo másico definido previamente. Por lo que, al calcular su valor, se debe tener en cuenta que su valor sea bajo y que se encuentre entre los rangos trabajados, de modo de asegurar un buen funcionamiento del sistema.

2.1.2. Aplicaciones

La energía extraída de estos pozos petroleros se puede utilizar tanto para la generación de energía eléctrica o como energía térmica para sistemas de calefacción. Su aplicación va a depender del potencial extraíble del pozo, y de la temperatura alcanzada a la salida, ya que para la generación de energía eléctrica por geotermia se requieren altas temperaturas para el fluido.

Por un lado, algunos autores han estudiado el combinar una planta generadora de energía eléctrica con un intercambiador de pozo profundo reutilizando un pozo de petróleo, esto con el objetivo de aprovechar la energía en forma de calor del fluido caliente que sale del pozo en el evaporador de la planta [27].

Por otro lado, en países como Austria y Alemania, han utilizado este sistema de rehabilitación de pozos petroleros para construir sistemas de calefacción a pequeña y mediana escala, aprovechando directamente la temperatura que alcanza el fluido a la salida del pozo [33].

En el año 2009, la compañía austriaca RAG (Rohöl-Aufsuchungs AG) realizó la perforación

para un pozo exploratorio (Mühlleiten ML-002), pero no tuvo éxito, por lo que el pozo quedó en modo de abandono. Este pozo tiene una profundidad de 2.850 [m] y una temperatura de fondo de 105 [°C], por lo que el año 2012 fue convertido en un intercambiador de calor profundo para aprovechar la energía geotérmica en un sistema de calefacción distrital [33].

Los mismo ocurre en Landau (Alemania), donde el pozo tiene una profundidad de cerca de 920 [m] y una temperatura al fondo cercana a los 80 [°C]. Este sistema actualmente genera cerca de 88 [kW] de energía termal, la cual es elevada por medio de una bomba de calor a cerca de 110 [kW] y utilizada en un spa de un parque recreativo cercano [33].

2.2. Calefacción distrital

La calefacción distrital se define como aquella donde el calor es generado de manera centralizada para luego ser entregado a un grupo de edificaciones a través de un sistema de distribución. En otras palabras, las plantas energéticas producen calor a través de distintos mecanismos, para luego distribuir la energía calórica generada a través de agua caliente que circula por redes subterráneas, las cuales cuentan con una aislación adecuada para disminuir las pérdidas térmicas.

Respecto al uso de este tipo de sistemas de calefacción en el mundo, los países europeos son los principales usuarios de la calefacción distrital, alcanzando tasas de implementación superiores al 50%. A pesar de esto, la proporción de suministro de calor en base a combustibles fósiles sigue siendo muy alta, tanto en el mundo (90%) como en la Unión Europea (70%), siendo los combustibles fósiles el principal grupo de suministro de energía para las plantas de generación. Por lo tanto, para reducir las futuras emisiones de dióxido de carbono de estas plantas, las nuevas fuentes de calor deben reemplazar las actuales plantas a base de combustibles fósiles [34].

La idea fundamental de la calefacción distrital es utilizar combustible local o fuentes de calor que de otro modo se desperdiciarían, para satisfacer las demandas locales de calefacción. Los recursos de calor tradicionales son plantas combinadas de energía y calor (CHP), plantas de conversión de residuos en energía y procesos industriales, como también fuentes renovables de energía.

2.2.1. Temperaturas de trabajo

Los sistemas de calefacción distrital trabajan bajo ciertas temperaturas de trabajo. Donde la temperatura del suministro de agua caliente fluctúa entre los 60 a 120 [°C] y la temperatura del agua de retorno fluctúa entre los 25 a 75 [°C].

Actualmente se están desarrollando sistemas de calefacción distrital con temperaturas de suministro menores, aproximadamente 50 [°C]. Esto trae consigo varias ventajas como: tener menores pérdidas de calor en la red, poder utilizar tuberías de plástico, que pueden resultar más rentables que las tuberías a base de metal que se utilizan en sistemas convencionales, usar

calor a baja temperatura permitiendo integrar fuentes de calor adicionales que no alcancen altas temperaturas, como colectores solares térmicos y pozos geotérmicos profundos de baja temperatura [35].

A pesar de lo anterior, se sigue prefiriendo el aprovechar y utilizar las temperaturas altas en los casos en que esta sí se logra alcanzar, implementando un sistema de calefacción distrital tradicional y utilizando las tecnologías que ya se han desarrollado para este.

2.2.2. Red de distribución

Para las redes de distribución en sistemas de calefacción distrital se encuentran dos tipos principalmente.

La red ramificada o radiada (Ver figura 2.6), comienza en un punto de distribución y se va ramificando para llegar a los distintos puntos de demanda. Este tipo de red es la más económica, pero la con menor eficiencia, y solo se emplea en sistemas que tienen una planta generadora única.

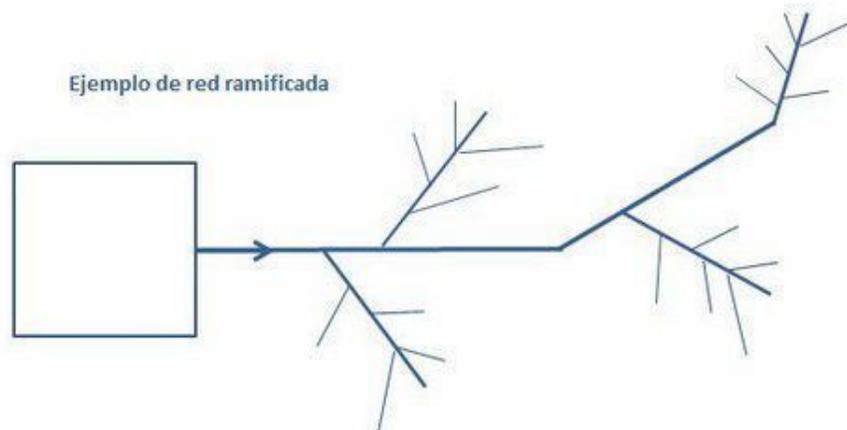


Figura 2.6: Esquema de una red de distribución ramificada.

Para este tipo de redes, a medida que se avanza en las ramificaciones, el diámetro de las cañerías va en descenso, esto con el objetivo de respetar la continuidad en el flujo másico en cada uno de los puntos de demanda. En la figura 2.7 se observa esta disminución del diámetro, donde, en la imagen superior (a) se muestra la red ramificada y como es que conecta con cada vivienda, y en la imagen inferior (b) el área azul representa el tamaño relativo del diámetro de las cañerías, donde, a medida que se avanza en la red, el área disminuye representando un menor diámetro de cañería.

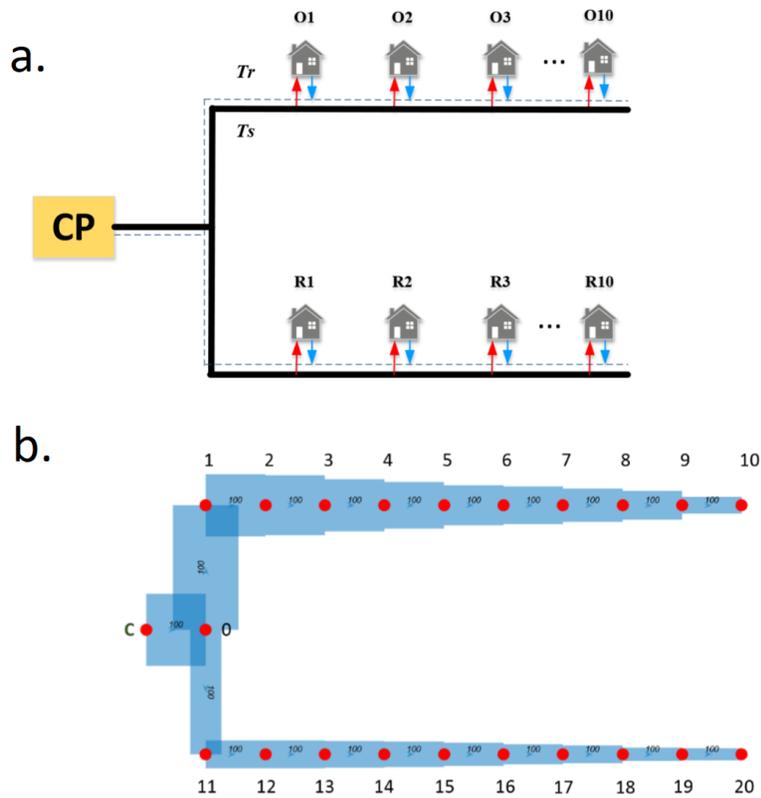


Figura 2.7: Esquema red de distribución. [15]

La red mallada (Ver figura 2.8), comienza en el punto de distribución y se va extendiendo formando un mallado que cubre todo el territorio de la demanda de energía térmica. Este tipo de red es más eficiente que la red ramificada, pero tiene un mayor costo. Además, se emplea principalmente cuando existe más de una planta generadora que aporta al sistema, obteniendo una red como la que se muestra en la figura 2.9.

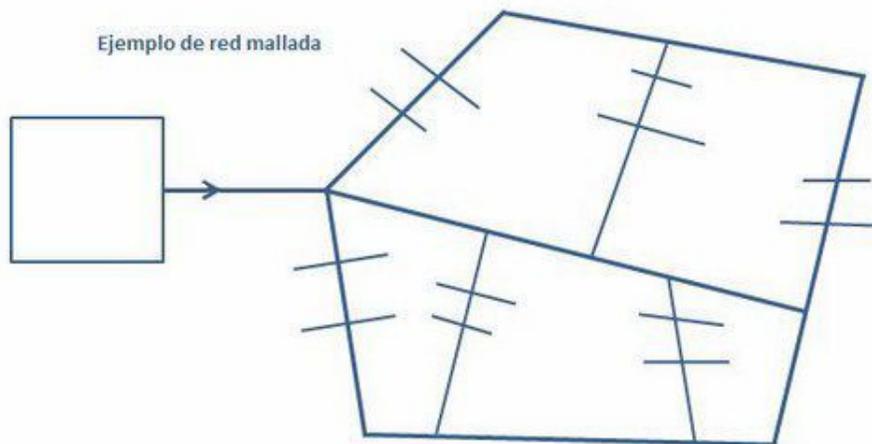


Figura 2.8: Esquema de una red de distribución en malla con una planta generadora única.

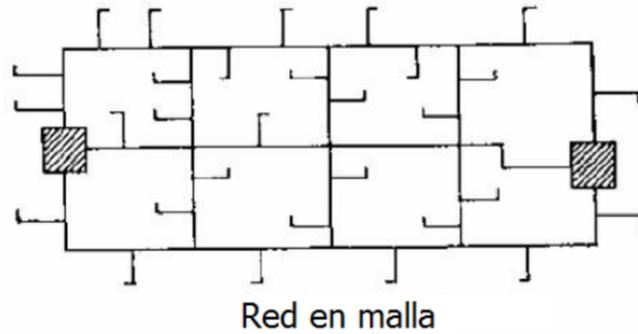


Figura 2.9: Esquema de una red de distribución en malla con más de una planta generadora.

2.2.3. Tipos de cañerías

En los sistemas de calefacción distrital se encuentran dos tipos de cañerías para la red de ida y vuelta, los cuales se van a diferenciar en su estructura.

Por un lado, se encuentran las cañerías simples o *single pipes*, que como su nombre lo indica la cañería de ida (fluido caliente) y la de vuelta (fluido frío) se ubican por separado, cada una con su aislación, sin tener contacto alguno entre ellas.

Por otro lado, se encuentran las cañerías gemelas o *twin pipes*, en donde las cañerías de ida y vuelta se encuentran ubicadas en una misma cañería más grande que incluye la aislación térmica para ambas. Si bien las cañerías no se encuentran en contacto directo, se van a ver influenciadas por la transferencia de calor de la otra.

En la figura 2.10 se muestra un corte transversal de ambos tipos de cañerías anteriormente mencionadas.

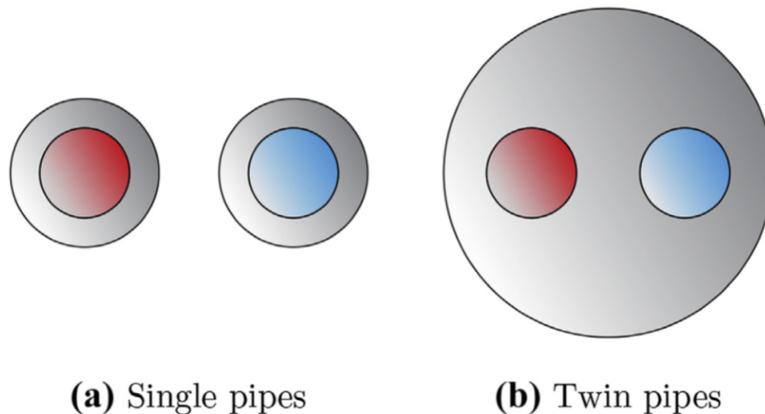


Figura 2.10: Corte transversal de cañerías simples (single pipes) y cañerías gemelas (twin pipes). [16]

Para conocer el desempeño de estas cañerías en la red, Heijde et al. (2017) [16] realiza

un estudio para poder comparar el comportamiento térmico en ambos casos, de modo de ver cómo es que la configuración utilizada afecta las pérdidas térmicas en las cañerías. En la figura 2.11 se observa el gráfico resultante de dicho estudio, en donde se muestran las pérdidas térmicas totales para ambos tipos de cañerías, considerando un largo de 1 [km]. El autor se basa en dos métodos, donde para ambos obtiene que las pérdidas térmicas totales son mayores para la cañería simple (single pipes). Se puede observar que para diámetros bajos la diferencia entre las pérdidas térmicas para ambos tipos de cañería es pequeña, pero a medida que se aumenta el diámetro la diferencia aumenta considerablemente. Por lo anterior, las cañerías gemelas resultan tener un mejor desempeño térmico respecto a las cañerías simples, aunque cabe destacar que debido a su estructura tienen un mayor costo y son más complejas de fabricar.

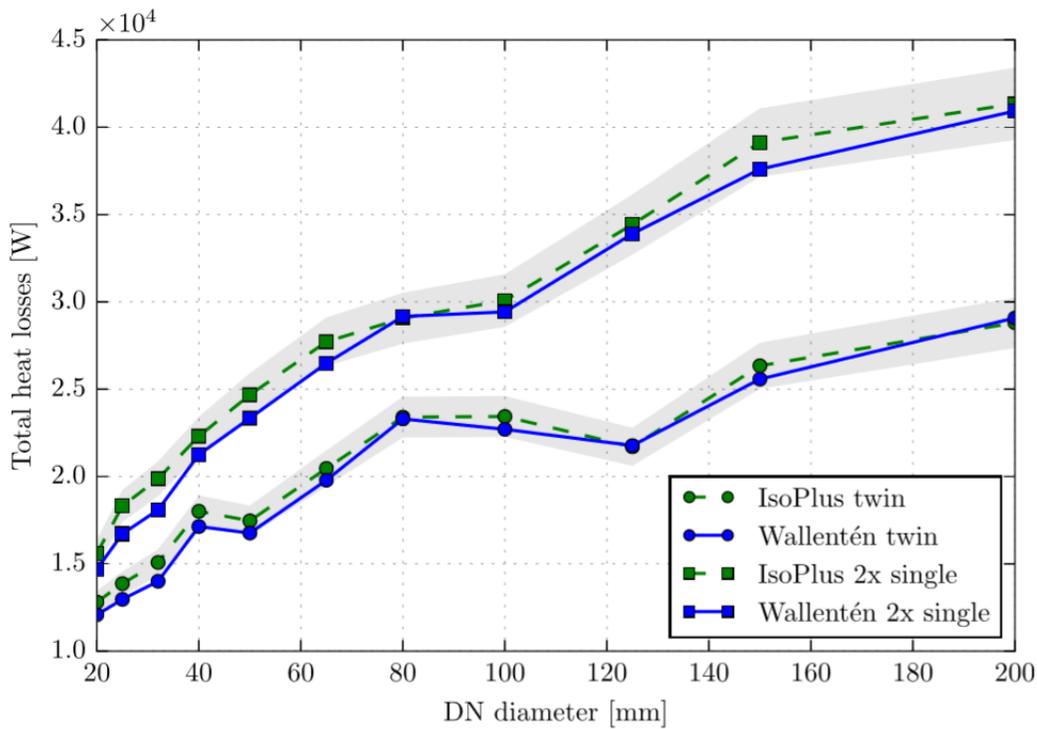


Figura 2.11: Gráfico comparativo de las pérdidas de calor para cañerías simples y gemelas de un largo de 1 [km]. Utilizando un catálogo de IsoPlus y un método de cálculo por Petter Wallentén. [16]

Capítulo 3

Metodología

En la presente sección se detallan los procedimientos utilizados para cada uno de los cálculos realizados en el trabajo, tanto para la evaluación técnica como económica, especificando las consideraciones y supuestos utilizados en cada caso, los fundamentos que justifican los cálculos y que se obtiene en base a ellos.

3.1. Evaluación técnica

La siguiente sección abarca todos los cálculos a nivel técnico asociados al trabajo, los cuales permiten obtener un diseño completo del sistema, asegurando que todo funcione de manera correcta y coordinada.

Comenzando con la definición de los antecedentes técnicos, para en base a esto caracterizar la demanda de energía térmica y el potencial extraíble del pozo. Luego se realiza una simulación en estado estacionario de modo de poder definir los parámetros del sistema y dimensionar los equipos principales que lo componen, como también la red de distribución. Finalmente, se calculan las pérdidas térmicas y de carga para, en base a estos resultados, definir los equipos secundarios que completan el sistema.

3.1.1. Antecedentes técnicos

En primer lugar, se presentan los antecedentes técnicos que se utilizaron como base para los cálculos, tanto de la demanda de energía térmica como también del potencial extraíble del pozo de petróleo a trabajar.

Localidad de trabajo

La localidad de trabajo corresponde al poblado de Punta Delgada y sus alrededores. Este poblado está ubicado en la zona extrema sur del territorio nacional, específicamente en la Región de Magallanes. Se encuentra a una distancia aproximada de 125 kilómetros de la ciudad de Punta Arenas, en la dirección noreste y su territorio tiene una altura de 73 [msnm]. En la figura 3.1 se muestra una imagen satelital extraída de *Google Maps* que permite ver la ubicación del poblado de estudio, respecto de la ciudad de Punta Arenas.

Punta Delgada es el principal poblado y capital de la comuna de San Gregorio, que también funciona como base para un asentamiento militar por su cercanía a la frontera con Argentina. Además, muy cerca del poblado se encuentra una terminal de ferry, en la Primera Angostura desde donde se cruza el estrecho de Magallanes.

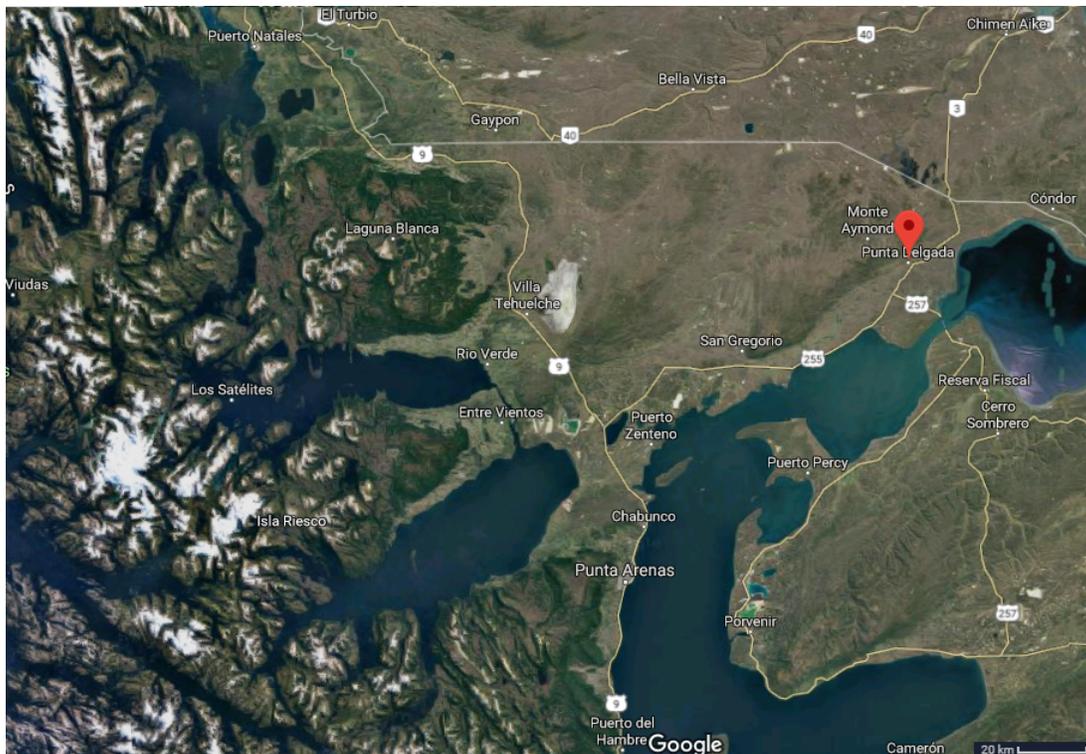


Figura 3.1: Imagen satelital que muestra la ubicación del poblado Punta Delgada (Pin rojo), Región de Magallanes.

Esta localidad es un poblado bastante pequeño que cuenta con un total de 186 habitantes, según el censo del año 2002. Tiene la particularidad de estar ubicando cerca del Parque Nacional Pali Aike, específicamente a una distancia de 18 [km]. Este parque está compuesto principalmente por rocas volcánicas, lo que le entrega buenas características geotermales a la zona.

Debido a que Punta Delgada se encuentra en la zona extrema sur de Chile, se caracteriza por presentar bajas temperaturas a lo largo del año. Dichas características climáticas van a

influir directamente en la demanda de energía térmica de las viviendas, por lo que es muy importante obtener información confiable respecto a sus valores.

Por lo anterior, con el objetivo de calcular la demanda de la localidad se busca obtener las características climáticas, como también la velocidad del viento y la radiación solar de la zona. Para esto se utilizan dos plataformas: *Explorador Solar* [36] y *Agromet* [37], ambas pertenecientes al Gobierno de Chile, específicamente la primera del Ministerio de Energía y la segunda del Ministerio de Agricultura.

Por un lado, del *Explorador Solar* se obtiene la temperatura ambiente y la velocidad del viento, para los cuales esta plataforma entrega datos cada una hora a lo largo de todo un año, tomando valores de diferentes años. En la figura 3.2 se muestra la temperatura ambiente promedio diaria en $^{\circ}C$ de la localidad de Punta Delgada, donde se puede observar la tendencia a disminuir en los meses de invierno, lo que luego se verá reflejado en un aumento de la demanda de energía térmica en dicho periodo. Tomando el total de los datos entregados por la plataforma, es decir, la temperatura ambiente cada una hora a lo largo de todo el año, se encuentra un valor máximo de temperatura de $24,6\text{ }^{\circ}C$ en el mes de enero y un valor mínimo de $-4,78\text{ }^{\circ}C$ en el mes de julio, aunque al ver los valores promedios diarios se encuentra un máximo de $16,75\text{ }^{\circ}C$ en el mes de febrero y un mínimo de $-0,33\text{ }^{\circ}C$ en el mes de agosto.

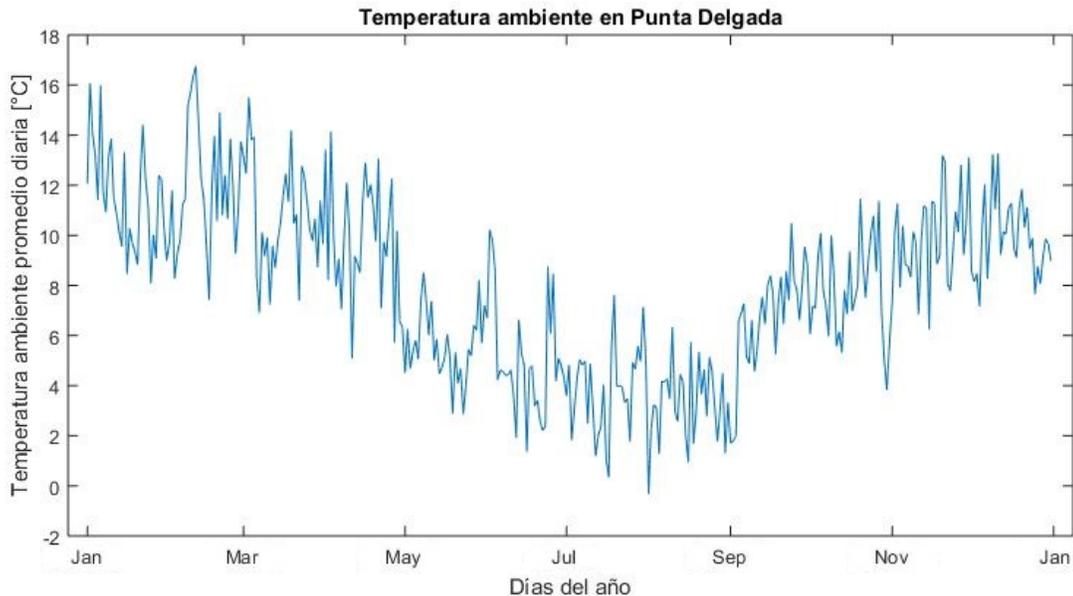


Figura 3.2: Gráfico que muestra la evolución de la temperatura ambiente promedio diaria a lo largo del año.

De la misma plataforma (*Explorador Solar*), se obtiene la velocidad del viento en $[m/s]$, siguiendo la misma lógica explicada para la temperatura ambiente. En la figura 3.3 se puede ver cómo se comporta la velocidad del viento en la localidad de estudio, presentando grandes fluctuaciones a lo largo de todo el año. Donde para el promedio diario se encuentra un máximo de $13,28\text{ }[m/s]$ y un mínimo de $1,78\text{ }[m/s]$.

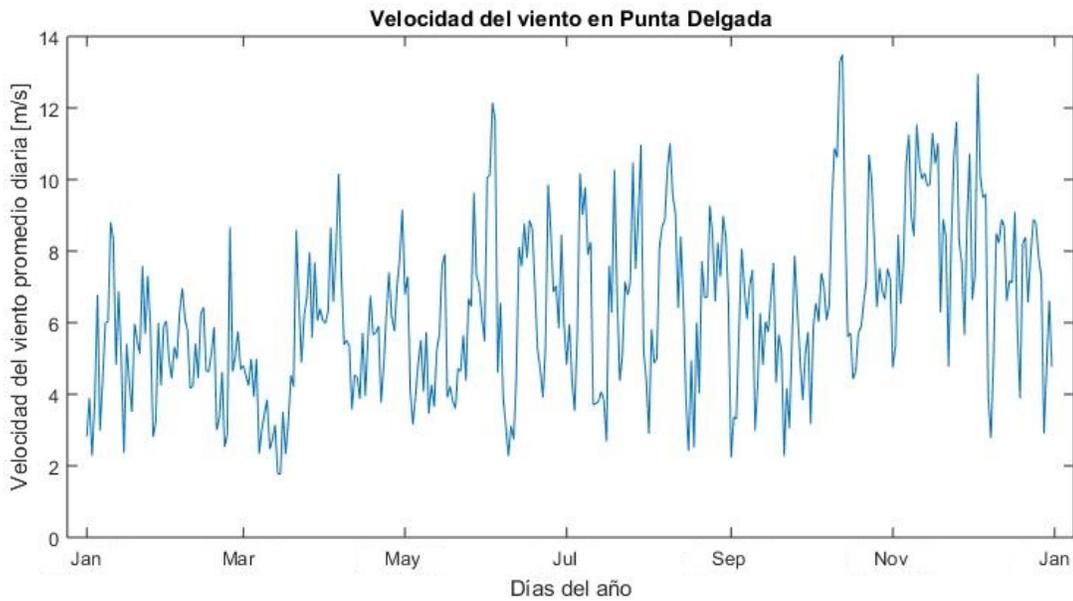


Figura 3.3: Gráfico que muestra la evolución de la velocidad del viento promedio diaria a lo largo del año.

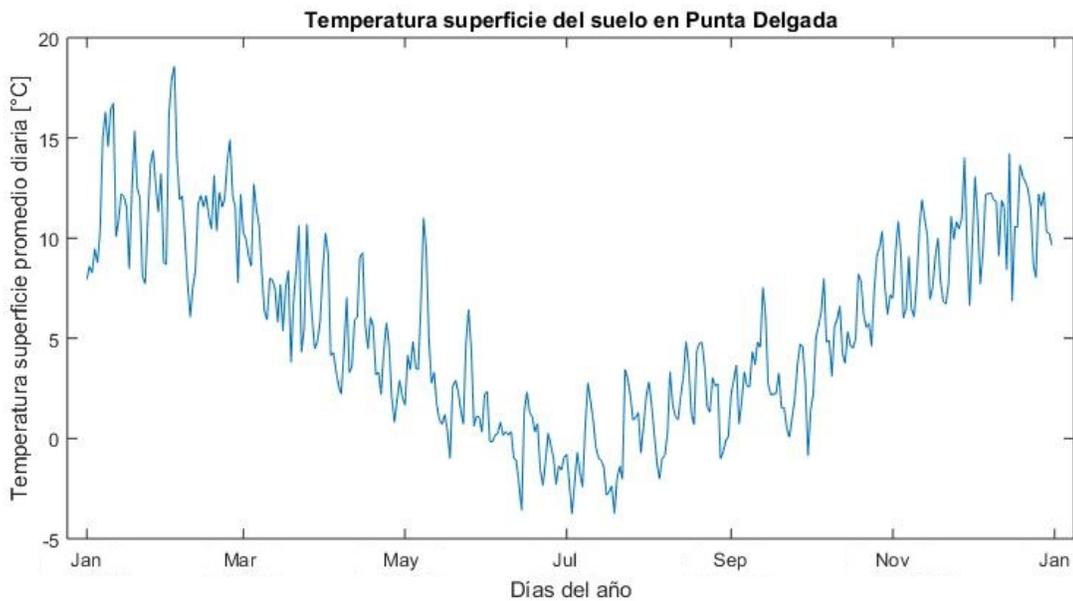


Figura 3.4: Gráfico que muestra la evolución de la temperatura a nivel del suelo promedio diaria a lo largo del año.

Por otro lado, de *Agromet* se obtiene la temperatura a nivel de la superficie del suelo y la irradiación solar, donde, esta plataforma al igual que la anterior, entrega datos cada una hora a lo largo de todo un año, por lo que es posible trabajar en conjunto con los datos de ambas herramientas. En la figura 3.4 se muestra la evolución que tiene la temperatura a nivel

de la superficie del suelo en $^{\circ}C$ de la localidad de Punta Delgada, como es de esperarse, presenta la misma tendencia que la temperatura ambiente, con valores promedio menores en los meses de invierno respecto a los de verano.

De igual manera se obtiene la irradiancia solar en $[W/m^2]$, con datos cada una hora a lo largo de todo un año. En la figura 3.5 se puede observar la evolución de la irradiancia (o radiación) solar promedio diaria que afecta a la localidad de estudio, presentando una tendencia a disminuir en los meses fríos y a aumentar en los meses cálidos.

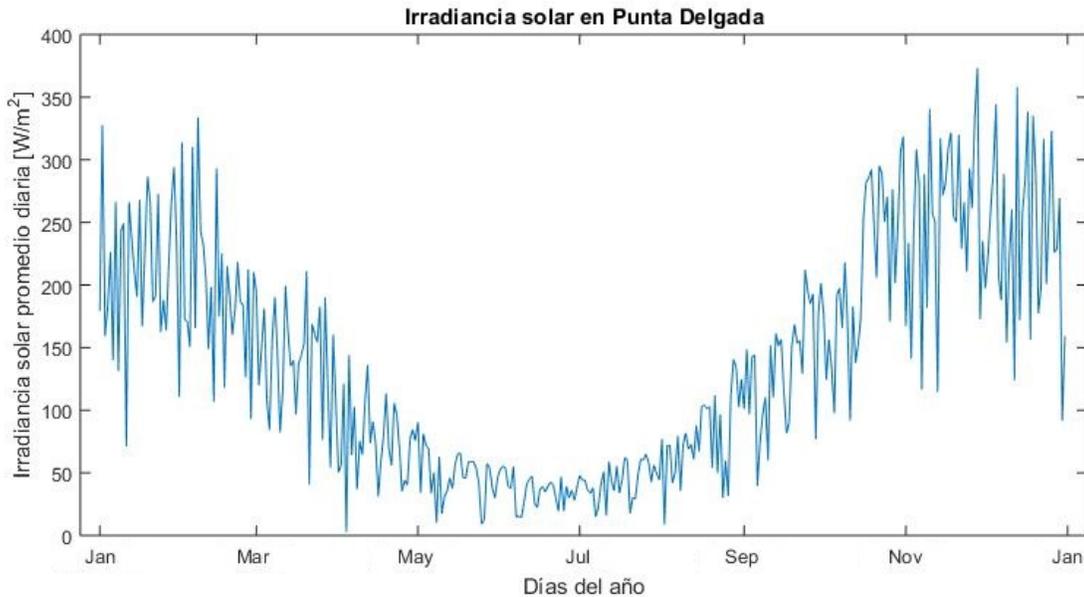


Figura 3.5: Gráfico que muestra la evolución de la irradiancia solar promedio diaria a lo largo del año.

Debido a que se busca implementar un sistema de calefacción en base a energía renovable, en este caso energía geotérmica, se debe tener en consideración la fuente actual que utilizan para calefacción en la zona. Actualmente en las localidades de la Región de Magallanes, como Punta Delgada, utilizan el gas natural como fuente combustible para calefaccionar sus hogares. Si bien este método de calefacción es menos contaminante que la quema de leña que se utiliza mucho al sur de nuestro país, no es un recurso renovable, por lo que se espera que llegue a un punto en donde se verá agotado. Por lo anterior en esta localidad si hay cabida para la implementación de un sistema de calefacción distrital utilizando una fuente no contaminante y renovable.

Respecto a lo anterior, es importante mencionar que la tarifa del gas natural en la Región de Magallanes es mucho menor a la del resto del país, donde, el precio por metro cubico en el país fluctúa entre los \$760 y los \$1.390 [38], dependiendo de la cantidad consumida en el mes, y el precio en Magallanes alcanza un valor de \$128,1 [39]. Entre las principales razones de esta diferencia se encuentra que en la región utilizan el gas natural nacional que extrae la empresa ENAP, y no el proveniente de Argentina, lo que implica un menor costo de transporte. Además, debido al gran consumo de este recurso en la región, el gobierno entrega

un subsidio a la empresa ENAP para la extracción de este, lo que disminuye el precio de venta para las personas.

Pozos de petróleo

Debido a la presencia de petróleo en la Región de Magallanes, existe una gran cantidad de pozos de extracción de dicho recurso a lo largo de toda la región. La mayoría de estos pozos son pertenecientes a la Empresa Nacional del Petróleo ENAP, la cual se dedica a la explotación de yacimientos de hidrocarburos.

La localidad de Punta Delgada se encuentra rodeada de una gran cantidad de pozos petroleros, los cuales se diferencian en su profundidad y la temperatura alcanzada por la roca al fondo. En la figura 3.6 se muestra una imagen satelital de la localidad de Punta Delgada y algunos de los pozos (Puntos rojos), pertenecientes a ENAP, que se ubican próximos a esta.



Figura 3.6: Imagen satelital de los pozos de petróleo ubicados a los alrededores de Punta Delgada. [1]

Entre los pozos identificados se selecciona el pozo CHULENGO 1 por su cercanía a la localidad de Punta Delgada, de modo de disminuir lo máximo posible las pérdidas térmicas y de carga en el sistema. En la figura 3.7 se puede observar la ubicación del pozo respecto a la localidad de trabajo, donde el pozo se encuentra encerrado en un círculo rojo.



Figura 3.7: Imagen satelital de Punta Delgada y el pozo CHULENGO 1.

En la tabla 3.1 se presentan las características principales del pozo a trabajar, las cuales fueron obtenidas de la memoria de titulación de Emil Stefani (2018) [1], Geólogo de la Universidad de Chile, que a su vez obtuvo los datos de la Empresa Nacional del Petróleo o ENAP.

Tabla 3.1: Datos del pozo de petróleo CHULENGO 1. [1]

Característica	Valor	Unidad
Temperatura registrada al fondo del pozo	99	[°C]
Tiempo desde circulación	4	[h]
Temperatura de la roca al fondo (Corrección +18)	117	[°C]
Temperatura de la roca al fondo (Corrección simple)	122	[°C]
Profundidad de medición	2819	[m]
Profundidad del pozo	2821	[m]
Gradiente de temperatura	0,0415	[°C/m]
Radio exterior	0,122	[m]
Distancia desde Punta Delgada	0,66	[km]
Estado	Cerrado descartado	-

Respecto a los datos presentados, se puede observar que se cuenta con diferentes valores para la temperatura alcanzada al fondo del pozo. Esto se debe a que la temperatura indicada en los perfiles entregados por la empresa ENAP corresponde a la temperatura del lodo de perforación y no la temperatura real de la roca. Dicho lodo de perforación es un fluido que se hace circular al perforar y tiene una temperatura menor a la de la roca circundante. Cuando la circulación del fluido se detiene, este gana temperatura de forma gradual, pero dicho proceso es lento y puede llegar a demorar meses. Así, las mediciones de temperatura subestiman la temperatura real de la roca.

Es por lo anterior que se debe buscar un método para obtener la temperatura real de la roca. Para esto generalmente se aplican correcciones de acuerdo con la información con que se cuenta respecto al pozo. Como primera instancia, se recomienda utilizar la corrección de Horner [40], la cual requiere de al menos tres mediciones de temperatura del lodo de perforación, información que difícilmente se tiene por lo que este método queda descartado. Luego se encuentra la corrección simple que necesita una medición de la temperatura del fluido y el tiempo de circulación de este, es decir, el tiempo que ha transcurrido desde que comienza a circular hasta cuando se realiza la medición.

También existen correcciones menos precisas que se utilizan como último recurso. Una de ellas consiste en simplemente sumar $18 [^{\circ}C]$ a la temperatura del lodo. Con este método se tienen errores en la temperatura real de la roca que oscilan entre los $\pm 9 [^{\circ}C]$. Sin embargo, entrega los valores más bajos, por lo que puede ser considerado como una temperatura mínima y por lo tanto conservadora.

En este caso, para el pozo CHULENGO 1, se cuenta con la temperatura obtenida en base a la corrección simple y la corrección $+18 [^{\circ}C]$, entre las cuales se decide trabajar con la temperatura de corrección simple ya que, si bien no es la más precisa, lo es más que la corrección $+18 [^{\circ}C]$.

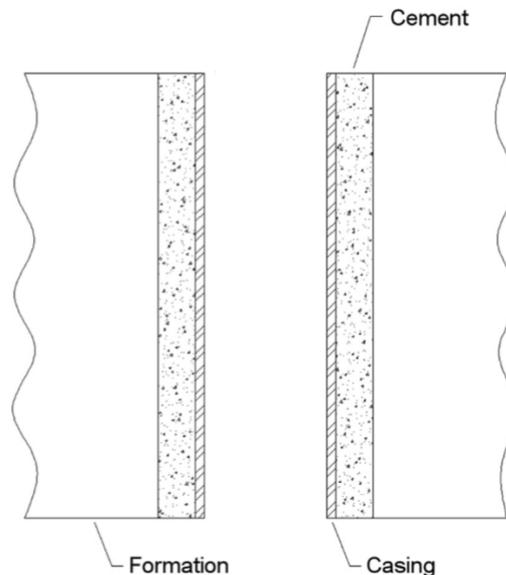


Figura 3.8: Corte longitudinal de un pozo de petróleo.

Respecto a la estructura de los pozos de petróleo (Ver figura 3.8), estos cuentan con un revestimiento de una tubería de acero (casing) que cubre toda la extensión del pozo. Esta tubería se utiliza para evitar el derrumbe de las paredes del agujero y prevenir fugas durante el proceso de perforación, con el objetivo de proteger los estratos de agua dulce. A su vez en los primeros metros del pozo se encuentra una capa de cemento (cement), la cual se obtiene gracias al proceso de cementación. Este consiste en el bombeo de una lechada de cemento dentro de la tubería de acero, con el objetivo de que esta suba por el espacio que queda entre la tubería y las paredes de formación rocosa del pozo, rellenando los espacios vacíos en la estructura. [41]

3.1.2. Demanda de energía térmica

Dimensionamiento viviendas

Para poder determinar la demanda de las viviendas de Punta Delgada primero es necesario realizar el dimensionamiento de estas. Para ello, en primer lugar, se busca información acerca de las características técnicas de las viviendas, tanto la materialidad como las dimensiones principales. Respecto a lo anterior no se logra encontrar información detallada que permita ser utilizada para el dimensionamiento de las casas, por lo que se decide crear un diseño básico de una vivienda en base a fotografías encontradas de la localidad.

Para el diseño se considera una vivienda de forma rectangular como la mostrada en la figura 3.9. Esta cuenta con 6 ventanas distribuidas entre la pared lateral derecha, lateral izquierda y la pared frontal (2 ventanas por cada una), además de una inclinación en el techo, característica de las viviendas al sur del país. En la tabla 3.2 se detallan las dimensiones principales consideradas para la casa.

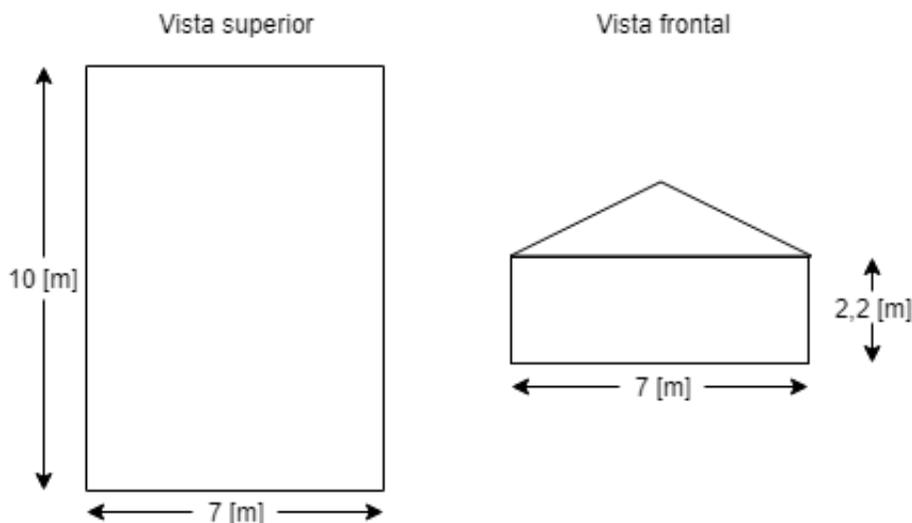


Figura 3.9: Esquema vivienda básica.

Tabla 3.2: Especificaciones generales de la vivienda.

Característica	Valor	Unidad
Ancho	7	[m]
Largo (Profundidad)	10	[m]
Altura (Previo al techo)	2,2	[m]
Número de ventanas	6	-
Altura ventana	1	[m]
Ancho ventana	1,2	[m]
Inclinación techo	25	[°]

Respecto a la materialidad de la vivienda, se considera que está construida de madera

en su totalidad, adicionando una cubierta de lata de zinc al techo. No se incorpora aislación térmica en ninguna de las secciones de la casa, debido a que no se tiene información al respecto y no se quiere subestimar la demanda. El no considerar la aislación significa ubicarse en el peor de los casos, por lo que el resultado es conservador.

En la tabla 3.5 se detallan los materiales y espesores considerados en cada caso, tanto para las paredes, techo y suelo. Estos fueron extraídos de detalles de construcción de viviendas de madera genéricas, seleccionando un valor promedio para las paredes y suelo. Para el caso de la estructura del techo se consideran paneles de madera de un espesor considerable, ya que en el diseño no se incorpora el efecto del entretecho que en general aporta a la aislación de la vivienda.

Tabla 3.3: Materiales y espesores considerados en la vivienda. [2][3][4][5]

Sección	Material	Espesor	Unidad
Paredes	Madera	60	[mm]
Techo (Estructura)	Madera	30	[mm]
Techo (Cubierta)	Lata de zinc	1	[mm]
Suelo	Madera	70	[mm]
Ventanas	Vidrio	5	[mm]

Por último, en la tabla 3.4 se especifica la conductividad térmica y la absortividad de los materiales utilizados, respecto a esta última propiedad cabe destacar que en el caso de los vidrios y cristales se utiliza el término Factor Solar (F.S) que es el porcentaje del flujo de energía solar total incidente que pasa a través del cristal.

Tabla 3.4: Propiedades materiales de la vivienda. [6][7]

Material	Conductividad térmica [W/mK]	Absortividad o Factor Solar
Madera	0,13	0,59
Lata de zinc	58	0,74
Vidrio	0,7	0,84

Cálculo demanda de energía térmica

La demanda de energía térmica es la potencia demandada por la vivienda para lograr llegar a una temperatura dentro de esta que entregue comodidad a sus habitantes. Para calcularla se consideran cuatro componentes, los cuales van a afectar de diferente manera, aumentando o disminuyendo el total alcanzado.

Previo a explicar cuáles son los componentes de la demanda se deben aclarar ciertas consideraciones utilizadas para los cálculos. Por un lado, para determinar la temperatura que se desea obtener dentro de la casa, se investiga acerca de la temperatura ideal dentro del hogar [42], esta oscila entre los 20 y 25 [°C] durante el día y los 15 y 17 [°C] durante la noche, por lo que de modo de simplificar los cálculos se determina utilizar 20 [°C] para todo el día. Por otro lado, debido a que la localidad de Punta Delgada cuenta con un total de 168

habitantes se estima una cantidad de 42 viviendas en la zona, esto considerando un promedio de 4 habitantes por casa.

Dicho lo anterior, las cuatro componentes de la demanda son las siguientes,

1. Pérdidas por transferencia

Este componente considera todas las pérdidas y ganancias obtenidas por conducción y convección en las diferentes secciones de la vivienda. Para calcularla se utiliza la ecuación 3.1 que entrega el resultado en [W].

$$Q_1 = U \cdot A \cdot (T_{int} - T_{ext}) \quad (3.1)$$

Donde U corresponde al coeficiente de transferencia de calor en $[\frac{W}{m^2K}]$, A es el área de cada una de las secciones de la casa en $[m^2]$, T_{int} es la temperatura al interior de la vivienda en $[^\circ C]$ y T_{ext} es la temperatura al exterior de esta en $[^\circ C]$.

Para este componente se realiza el cálculo para techo, suelo y paredes, considerando las ventanas en el caso de estas últimas. Donde, en cada caso se va a tener un coeficiente de transferencia de calor diferente, que depende de los materiales y espesores de cada sección y que se calcula con la ecuación 3.2.

$$U = \frac{1}{\frac{1}{h_{ext}} + \frac{L}{k} + \frac{1}{h_{int}}} \quad (3.2)$$

Donde h_{ext} corresponde al coeficiente de convección del aire en el exterior en $[\frac{W}{m^2K}]$, h_{int} corresponde al coeficiente de convección del aire en el interior de la vivienda, que se considera un valor de 5 $[\frac{W}{m^2K}]$, L es el espesor de la sección en [m] y k es el coeficiente conductivo de material en [W/mK].

En el caso del techo, se agrega otro término en el denominador a la expresión 3.2, debido a que este cuenta con dos capas, la capa estructural de madera y la cubierta de lata de zinc. A su vez, en el caso del suelo no se considera la componente que contiene el término h_{ext} , ya que se encuentra en contacto con el piso.

Para calcular el coeficiente de convección al exterior (h_{ext}) se utilizan las ecuaciones 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6.

$$Re = \frac{\rho V L}{\mu} \quad (3.3)$$

$$Pr = \frac{\mu C_p}{k} \quad (3.4)$$

$$Nu = 0,037 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{1/3} \quad (3.5)$$

$$h = \frac{Nu \cdot k}{L} \quad (3.6)$$

Donde Re es el Número de Reynolds, Pr es el Número de Prandtl y Nu es el Número de Nusselt. Para este último se selecciona la correlación correspondiente a placa plana, considerando un flujo turbulento para el fluido de trabajo, en este caso aire. Como se puede observar en las ecuaciones, estos números se calculan en base a la velocidad del viento (V en [m/s]), una longitud característica (L en [m]) y las propiedades del aire, donde ρ es la densidad en [kg/m^3], μ es la viscosidad dinámica en [$kg/m \cdot s$], k es la conductividad térmica en [W/mK] y C_p es el calor específico en [$J/kg \cdot K$].

Debido a que el coeficiente de convección depende de la velocidad del viento, se va a obtener un resultado cada una hora a lo largo de todo un año. Entonces, lo mismo va a ocurrir con el coeficiente de transferencia de calor, ya que se calcula en base a este término (h_{ext}).

Luego de tener calculadas las pérdidas por transferencia en cada una de las secciones de la vivienda, estas se suman de modo de obtener el total. Cabe destacar que, ya que se cuenta con la temperatura exterior cada una hora a lo largo de todo un año, se van a obtener la misma cantidad de resultados de este componente de la demanda.

2. Pérdidas por ventilación

Este componente considera todas la pérdidas o ganancias térmica producto de la renovación de aire que se produce en la vivienda. Para calcularla se utiliza la ecuación 3.7, que entrega el resultado en [W].

$$Q_2 = \rho \cdot C_p \cdot \dot{V}_a (T_{int} - T_{ext}) \quad (3.7)$$

Donde ρ es la densidad en [kg/m^3], C_p es el calor específico en [$J/kg \cdot K$], T_{int} es la temperatura interior de la vivienda, T_{ext} es la temperatura al exterior [$^{\circ}C$] y \dot{V}_a es el flujo volumétrico del aire en [m^3/s], el cual se calcula utilizando la ecuación 3.8.

$$\dot{V}_a = V_{vivienda} \cdot ACH \cdot \frac{1}{3600} \quad (3.8)$$

Donde $V_{vivienda}$ es el volumen de la vivienda en [m^3] y ACH es la renovación de aire por hora, que en el caso de la zona extrema sur del país se utiliza un valor de 2 [1/h]. [43]

Cabe destacar que al igual que en la componente anterior, se cuenta con la temperatura exterior cada una hora a lo largo de todo un año, por lo que se van a obtener la misma

cantidad de resultados de este componente.

3. Ganancia por personas y equipos

Este componente considera todas las ganancias que se producen por la presencia de las personas dentro de la casa, como también el uso de electrodomésticos, luces, focos, entre otros elementos. Para calcularla se utiliza la ecuación 3.9 [44] que entrega el resultado en [W].

$$Q_3 = \frac{136 + 2,2A_{vivienda} + 22N}{24} \quad (3.9)$$

Donde $A_{vivienda}$ corresponde a la superficie de planta de la vivienda en $[m^2]$ y N es el número de personas que habitan la vivienda. Como se menciona anteriormente, en este caso se consideran 4 habitantes por casa.

4. Ganancia por radiación solar

Este componente considera la ganancia que se produce por el efecto de la radiación solar en la zona. Para calcularla se utiliza la ecuación 3.10 que entrega el resultado en [W].

$$Q_4 = \alpha \cdot A \cdot I \quad (3.10)$$

Donde, A es el área de la sección que está recibiendo la radiación en $[m^2]$, I es la irradiancia solar en $[W/m^2]$ y α es la absorptividad del material, en el caso del vidrio se reemplaza α por F.S o Factor Solar.

Debido al movimiento que tiene el sol a lo largo del día, el área que se ve expuesta a la radiación solar va cambiando. Para calcular dicha área se decide disponer la orientación de la casa de modo que la pared más larga se ubique en la dirección Norte-Sur. Luego se sigue el recorrido angular del sol a lo largo del día en la dirección este a oeste, se dividen las horas del día en cinco tramos iguales, y de acuerdo con la posición del sol y la orientación de la vivienda se determina que secciones se ven afectadas en cada periodo de tiempo. Finalmente, con el dato de la irradiancia a cada hora del día se calcula la ganancia por radiación solar. Cabe destacar que no se considera que el recorrido angular del sol (Oeste-Este) se realiza bajo un cierto ángulo respecto de la vertical, esto con el objetivo de simplificar el cálculo de este componente.

Debido a que la irradiancia solar varía a lo largo del día y se cuenta con los datos de esta cada una hora a lo largo de todo un año, es que se obtienen la misma cantidad de datos de este componente, es decir, cada una hora.

Tendiendo todos los componentes ya explicados, se obtiene la demanda de energía térmica utilizando la ecuación 3.11, donde las pérdidas aumentan la demanda y las ganancias la disminuyen.

$$Q_{total} = Q_1 + Q_2 - Q_3 - Q_4 \quad (3.11)$$

3.1.3. Potencial extraíble

En base a la revisión bibliográfica, para este sistema se decide utilizar un intercambiador de calor de tubos concéntricos o CHE (Coaxial Heat Exchanger), el cual permite extraer calor utilizando un fluido portador mediante su circulación en un circuito cerrado, ya que el pozo se encuentra sellado al fondo. Para obtener el potencial extraíble de este sistema, se debe calcular el calor transferido dentro del intercambiador, considerando las capas y secciones que forman su estructura. Dichas capas son, la roca circundante, la tubería de acero que recubre el pozo, y la tubería interior que cuenta a su vez con una capa aislante. Por lo que en primer lugar es necesario realizar el dimensionamiento del pozo de modo de caracterizar cada una de las capas presentes.

Dimensionamiento pozo de petróleo

En primer lugar, para poder realizar el dimensionamiento del intercambiador de tubos concéntricos se debe identificar su estructura. Se considera el pozo de petróleo con un revestimiento de una tubería de acero a lo largo de toda su extensión, donde en este caso por simplicidad se decide no considerar la capa de cementación mencionada en la sección de antecedentes técnicos, ya que solo se encuentra en los primeros 200 metros del pozo y el no incorporarla no sobre estima el potencial extraíble del pozo, permitiendo obtener un resultado conservador. Se cuenta, además, con una tubería interna compuesta por tres capas, dos de acero y una capa aislante entre medio. En la figura 3.10 se muestran dichas capas y también la dimensión que las caracteriza, el radio, cuyo valor será utilizado más adelante en el cálculo del potencial.

Para definir las dimensiones, se debe tener en consideración el radio externo del pozo de petróleo (0,122 [m]), ya que debido a que este valor está fijo, será una limitante para el diseño. En base esto se debe definir el diámetro interior de la tubería interna y el espesor de las capas de dicha tubería. En la revisión bibliográfica se encuentra que los autores usan diferentes valores para esta dimensión, donde no se encuentra un pozo con las mismas dimensiones del utilizado en este trabajo, pero sí con dimensiones cercanas como lo es el caso de Noorollahi et al. (2015). Este utiliza un pozo con un diámetro externo de 30 [cm], para lo que define un diámetro de 10[cm] para la tubería interna, lo cual va a servir como una referencia de los diámetros utilizados.

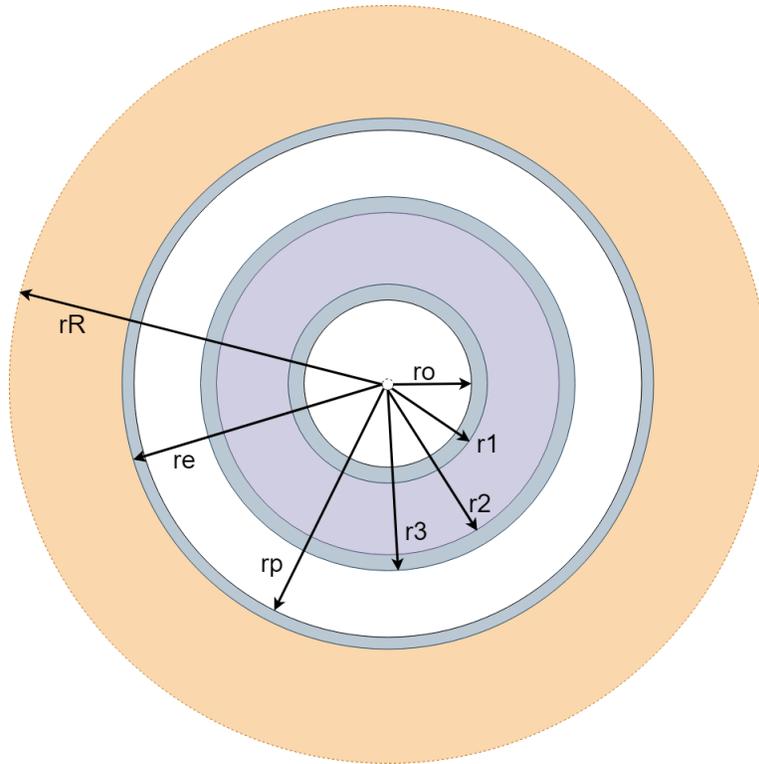


Figura 3.10: Esquema de la sección transversal del intercambiador de tubos concéntricos. En morado la capa aislante, en gris la tubería de acero y en salmón la roca circundante.

En este caso se busca un valor para el diámetro interno que se acomode al espacio con el que se cuenta (considerando los espesores de las tuberías de acero y la capa aislante) de modo de que la variación en el área de la sección de entrada y salida del fluido sea lo mínima posible, con el objetivo de tener un buen comportamiento de este dentro del intercambiador. Adicionalmente, se busca que el valor seleccionado permita obtener un valor alto para el potencial extraíble y para temperatura del fluido a la salida. En base a lo anterior, se define un valor de 6,5 [cm] para el radio interno de la tubería interna o de salida.

Los espesores del acero de la tubería interna y la capa aislante (Ver tabla 3.5) se definen en base a las mismas consideraciones mencionadas para la determinación del diámetro interno, y también buscando una capa aislante gruesa que permita obtener menores pérdidas térmicas en la tubería de salida, para así alcanzar una mayor temperatura para el fluido a la salida del pozo y un mayor potencial extraíble.

Tabla 3.5: Espesores capas tubería interna o de entrada.

Espesor	Valor	Unidad
Acero tubería interna	1,2	[mm]
Aislación tubería interna	30	[mm]
Acero revestimiento pozo	1,5	[mm]

Con dichos espesores se obtienen todos los radios que caracterizan al intercambiador de

pozo profundo (Ver tabla 3.6). Además, se detalla el valor considerado para el radio de la roca r_R que corresponde al radio más allá del cual la roca no ve su temperatura afectada.

Tabla 3.6: Dimensiones intercambiador de calor de tubos concéntricos (Figura 3.10).

Dimensión	Valor	Unidad
r_o	0,065	[m]
r_1	0,0662	[m]
r_2	0,0962	[m]
r_3	0,0974	[m]
r_p	0,122	[m]
r_e	0,1235	[m]
r_R	0,25	[m]

En la tabla 3.7 se muestran los valores para la conductividad térmica de los materiales y de la roca. Como capa aislante se define poliestireno que es lo que se suele utilizar de acuerdo con la literatura.

Tabla 3.7: Propiedades de los materiales del intercambiador CHE.

Conductividad térmica	Valor	Unidad
Roca (k_R)	2,3	[W/mK]
Acero inoxidable (k_a)	15,6	[W/mK]
Aislante (Poliestireno) (k_b)	0,027	[W/mK]

Cálculo potencial extraíble

Como se menciona en la revisión bibliográfica, existen diferentes formas de modelar y calcular el sistema, que se van a diferenciar en las consideraciones y supuestos que se realizan. De acuerdo con las características del problema, existen una serie de parámetros que son variables que, si se busca considerarlos todos, aumentan la complejidad de los cálculos y se requiere de herramientas avanzadas para resolverlos. En este caso se decide no considerar las variaciones que presentan las propiedades del fluido (principalmente la densidad), debido a la variación de su temperatura a medida que circula por el intercambiador de tubos concéntricos o CHE. El no considerar esta variación va a permitir fijar estos valores y así poder resolver el problema.

Para los cálculos se decide utilizar un método discreto, es decir, se subdivide el largo del pozo en una cierta cantidad de tramos, de modo de realizar los cálculos por sección. En base a esto se selecciona un total de 280 tramos, donde, considerando la profundidad del pozo utilizada en el trabajo (2819 [m]), se obtiene un largo de 10,07 [m] (Δz) para cada uno. Cabe destacar que para validar el cálculo y demostrar que la cantidad de tramos es suficiente, se realiza el mismo cálculo con diferentes cantidades de tramos: 100, 200 y 350, de modo de ver la convergencia de los resultados y obtener el error porcentual a medida que se varia dicho parámetro.

Para los cálculos se considera agua como fluido de trabajo en base a lo estudiado en la literatura. Este fluido si bien no cuenta con las mejores propiedades termodinámicas, es inocuo y tiene un menor costo. Llamaremos fluido de entrada al que ingresa por la tubería externa y fluido de salida al que sale por la tubería interna, pero ambos corresponden a agua.

Luego de aclarar lo anterior, se detallan las expresiones utilizadas para obtener el potencial extraíble. Se divide el cálculo en dos partes, en primer lugar, se obtiene la transferencia de calor en la tubería externa que se encuentra en contacto con el pozo de petróleo. El fluido ingresa a una cierta temperatura, la cual aumenta a medida que desciende, por el efecto del calor transferido debido a la alta temperatura de la roca circundante al fondo del pozo. Este cálculo se realiza tramo por tramo, comenzando en la superficie del suelo hasta completar los 280 tramos considerados en el cálculo. Luego de obtener la temperatura que alcanza el fluido al fondo, se procede a calcular la transferencia de calor que ocurre entre el fluido de salida y entrada, por el hecho de usar un sistema de tubos concéntricos. El fluido de salida circula a una mayor temperatura por lo que se va a producir una transferencia de calor hacia el fluido de entrada, esto va a generar una disminución de la temperatura del fluido de salida (la aislación entre medio permite minimizar esta disminución). Al igual que la tubería de entrada, el cálculo se realiza por tramo comenzando desde el fondo hasta llegar a la superficie y obtener la temperatura de salida del agua.

Debido a que se debe mantener un balance de energía en los cálculos, el calor perdido por el fluido de salida producto de la transferencia de calor hacia el fluido de entrada, se suma al calor transportado en este último.

• Tubería entrada

Para obtener el calor transferido entre la roca y el fluido en la tubería de entrada se utiliza lo siguiente.

$$\dot{Q}_1 = 2\pi \cdot r_p \cdot U_1 \cdot (T_R - T_1) \cdot \Delta z \quad (3.12)$$

Donde,

r_p : Radio tubería de entrada [m],

U_1 : Coeficiente de transferencia de calor en $[W/m^2K]$,

T_R : Temperatura de la roca a profundidad z en $[^\circ C]$

T_1 : Temperatura de entrada del fluido en $[^\circ C]$,

Δz : Distancia vertical del tramo a considerar en [m]

Luego, para obtener el cambio en la temperatura del fluido en un tramo se utiliza lo siguiente,

$$\dot{Q}_1 = \dot{m}C_p(\hat{T}_1 - T_1) \quad (3.13)$$

Donde,

\dot{m} : Flujo másico [kg/s],

C_p : Calor específico del agua $[J/kgK]$,

\hat{T}_1 : Temperatura de salida del tramo [$^{\circ}C$]
 T_1 : Temperatura de entrada del tramo [$^{\circ}C$]

El flujo másico (\dot{m}) considerado al interior del pozo se define en base a la literatura. Como se explica en la revisión bibliográfica, para pozos de petróleo e intercambiadores CHE de características similares a las utilizadas en el trabajo, se utilizan valores bajos que van entre los 1,5 y los 2,5 [kg/s]. Esto con el objetivo de obtener una velocidad del fluido baja que permita que se realice la transferencia de calor hacia este, para así alcanzar un alto potencial extraíble y una alta temperatura del fluido a la salida. Por lo tanto, en este caso se decide trabajar con un valor de 1,5 [kg/s] para el flujo másico, que significa una velocidad de 0,1 [m/s] suficiente para permitir dicha transferencia de calor.

La temperatura de entrada del fluido T_1 se obtiene del cálculo del tramo anterior y de este modo la temperatura de entrada de un tramo va a corresponder a la temperatura de salida del tramo anterior. En el caso del primer tramo la temperatura de entrada se define previamente, en este caso se considera un valor de 40 [$^{\circ}C$].

La temperatura de la roca, por su parte, se obtiene en base al gradiente de temperatura. Este gradiente se calcula con la temperatura a nivel de superficie en la localidad de Punta Delgada y la temperatura al fondo del pozo (122 [$^{\circ}C$]). Por lo que asumiendo que la temperatura evoluciona linealmente, es posible obtener la temperatura de la roca en función de la profundidad para cada tramo. Cabe destacar que, si bien la temperatura de la roca no tiene un comportamiento lineal en los primeros metros, esta se estabiliza a una profundidad de 30 [m] aproximadamente para seguir aumentando en función del gradiente geotérmico [45].

Finalmente, para calcular el coeficiente de transferencia de calor U_1 , se utiliza la siguiente expresión,

$$U_1 = \frac{1}{\frac{1}{2r_p h_{ent}} + \frac{1}{2k_R} \ln\left(\frac{r_R}{r_e}\right) + \frac{1}{2k_a} \ln\left(\frac{r_e}{r_p}\right)} \quad (3.14)$$

Donde,

r_p : Radio tubería de entrada [m]

r_e : Radio externo pozo de petróleo [m]

r_R : Radio de la roca [m]

k_R : Conductividad térmica de la roca [W/mK]

k_a : Conductividad térmica del acero inoxidable [W/mK]

h_{ent} : Coeficiente de convección del fluido de entrada [W/m^2K]

Luego de realizar el cálculo para cada uno de los tramos, se va a obtener la temperatura que alcanza el fluido al fondo de pozo, que será utilizada en el cálculo de la tubería de salida como condición inicial.

- **Tubería salida**

Para obtener el calor transferido entre el fluido de salida y entrada se utiliza lo siguiente.

$$\dot{Q}_2 = 2\pi \cdot r_o \cdot U_2 \cdot (T_2 - T_1) \cdot \Delta z \quad (3.15)$$

Donde,

r_o : Radio interior que la tubería de salida [m]

U_2 : Coeficiente de transferencia de calor [W/m^2K]

T_2 : Temperatura de salida del fluido [$^{\circ}C$]

T_1 : Temperatura de entrada del fluido en el tramo [$^{\circ}C$]

$$\dot{Q}_2 = \dot{m}C_p(\hat{T}_2 - T_2) \quad (3.16)$$

\dot{m} : Flujo másico [kg/s],

C_p : Calor específico del agua [J/kgK],

\hat{T}_2 : Temperatura de salida del tramo [$^{\circ}C$]

T_2 : Temperatura de entrada del tramo [$^{\circ}C$],

Al igual que en el caso de la tubería de entrada, la temperatura T_2 se obtiene del tramo anterior, solo que en este caso el pozo se recorre de abajo hacia arriba. De este modo la temperatura de entrada de un tramo, va a corresponder a la temperatura de salida del tramo anterior, con excepción del primer tramo donde la temperatura T_2 va a corresponder a la temperatura obtenida al fondo del pozo para el fluido, asumiendo que esta es uniforme en la base.

Para obtener el coeficiente de transferencia de calor U_2 se utiliza la siguiente expresión

$$U_2 = \frac{1}{\frac{1}{2k_a} \ln\left(\frac{r_1}{r_o}\right) + \frac{1}{2k_b} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{1}{2k_a} \ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right) + \frac{1}{2r_o h_{sal}} + \frac{1}{2r_3 h_{ent}}} \quad (3.17)$$

Donde,

k_a : Conductividad térmica del acero inoxidable [W/mK]

k_b : Conductividad térmica del material aislante [W/mK]

h_{sal} : Coeficiente de convección del fluido de salida [W/m^2K]

h_{ent} : Coeficiente de convección del fluido de entrada [W/m^2K]

Los radios utilizados en la expresión 3.17 se pueden ver en la figura 3.10.

Se puede notar que para ambos casos se necesita el coeficiente de convección del fluido dentro del pozo, el cual se calcula tanto para la tubería de entrada y la de salida por separado. Como se menciona anteriormente, no se considera su variación por el aumento o disminución de la temperatura al ir descendiendo o ascendiendo en el pozo, y se calcula como sigue,

$$h = \frac{Nu \cdot k_f}{D} \quad (3.18)$$

Donde,

Nu: Número de Nusselt

k_f : Conductividad térmica del fluido [W/mK]

D: Diámetro hidráulico [m]

Para el Número de Nusselt se utiliza $Nu = 0,023Re^{0,8}Pr^{0,4}$ ya que se considera flujo turbulento dentro de las tuberías, donde Re es el Número de Reynolds y Pr es el Número de Prandtl (Ver ecuaciones 3.19 y 3.20). Estos números se calculan en base a la velocidad del fluido (V en [m/s]), una longitud característica (en este caso el diámetro hidráulico D en [m]) y las propiedades del agua, donde ρ es la densidad en [kg/m^3], μ es la viscosidad dinámica en [$kg/m \cdot s$], k es la conductividad térmica en [W/mK] y C_p es el calor específico en [$J/kg \cdot K$].

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (3.19)$$

$$Pr = \frac{\mu C_p}{k} \quad (3.20)$$

El diámetro hidráulico en el caso de la tubería de entrada es $D_{in} = 2(r_p - r_3)$ y en el caso de la tubería de salida es $D_{out} = 2r_o$

Finalmente, teniendo las temperaturas de entrada y salida del fluido en el pozo, es posible obtener el potencial extraíble de este utilizando la siguiente expresión,

$$\dot{Q} = \dot{m}C_p(T_2 - T_1) \quad (3.21)$$

Debido a que se trabaja con datos cada una hora a lo largo de todo un año en la localidad, se obtiene la misma cantidad de datos para el potencial extraíble y para la temperatura de salida del pozo.

3.1.4. Simulación estacionaria

Para poder obtener las variables de funcionamiento de todo el sistema, se realiza una simulación en estado estacionario. Para esto, se hace un balance de energía utilizando la información que se tiene de la demanda de energía térmica y el potencial extraíble del pozo. Además, se considera la presencia de un intercambiador de calor entre la red del pozo y la red secundaria (Ver figura 3.12) y un intercambiador de calor en cada vivienda.

Se utilizan las ecuaciones características de los intercambiadores de calor para realizar el balance de energía, las cuales son detalladas más adelante en la sección de equipos principales. A su vez, cabe destacar que se consideran intercambiadores de calor del tipo contracorriente, debido a la ventaja térmica que tienen por sobre los intercambiadores cocorriente.

La simulación se lleva a cabo utilizando el programa *Engineering Equation Solver o EES* que incorpora una gran cantidad de funciones matemáticas y termofísicas que permiten resolver de manera eficiente un conjunto de ecuaciones algebraicas. En el Apéndice H se muestra el código utilizado para la simulación.

Para hacer la simulación se deben definir los parámetros y variables a considerar, de modo de tener claridad de los resultados que entrega la simulación.

Parámetros para simular

En la tabla 3.8 se muestran los parámetros utilizados en la simulación. Respecto a dichos parámetros se debe mencionar que la temperatura de salida del pozo se selecciona en base a un histograma de los resultados, de modo de utilizar un valor representativo de dicho cálculo. Lo mismo se realiza para los valores seleccionados en el caso de la demanda de la vivienda y el potencial extraído del pozo, se realiza un histograma con los datos obtenidos para el potencial cada día del año y se selecciona el con mayor tendencia, para luego comparar con el valor de la demanda en dicho período.

Los coeficientes de transferencia de los intercambiadores se obtienen utilizando la figura 3.11 extraída de la literatura [20], que corresponde a un gráfico que muestra el coeficiente de transferencia de calor para diferentes combinaciones de fluidos de trabajo. A su vez en el apéndice A se muestra una metodología para el cálculo de este coeficiente en intercambiadores de carcasa y tubos, con el objetivo de respaldar el valor seleccionado.

Respecto a la temperatura de salida del intercambiador principal se busca un valor que permita desarrollar un sistema de calefacción distrital, para lo que se necesita una temperatura de al menos 60 [°C], ya que para valores menores el sistema no cumple con el objetivo de calefaccionar. Por lo anterior y de modo de considerar las posibles pérdidas térmicas en el sistema, se selecciona un valor de 65 [°C].

Tabla 3.8: Parámetros para la simulación estacionaria.

Parámetros	Valor	Unidad
Temperatura de salida del pozo	76	[°C]
Temperatura de entrada al pozo	40	[°C]
Temperatura salida intercambiador principal (hacia la red)	65	[°C]
Temperatura entrada aire (casa)	7	[°C]
Temperatura salida aire (casa)	25	[°C]
Velocidad del fluido	1,5	[m/s]
Presión del fluido (Red pozo)	1	[bar]
Presión del fluido (Red secundaria)	1	[bar]
Potencial extraído del pozo	250.000	[W]
Demanda de vivienda	7.000	[W]
Número de viviendas	42	-
Coficiente de transferencia intercambiador agua-agua	1150	[W/m ² K]
Coficiente de transferencia intercambiador agua-aire	400	[W/m ² K]

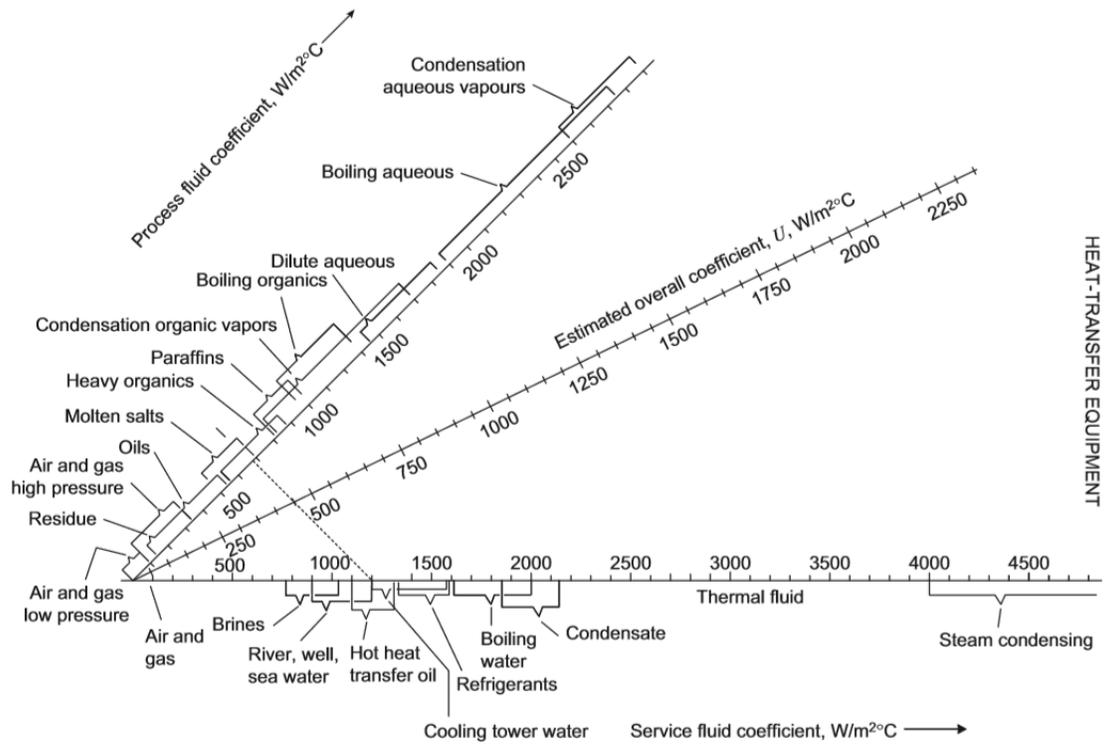


Figura 3.11: Coeficientes generales de transferencia de calor para diferentes fluidos de trabajo.

En la figura 3.12 se muestra un esquema del sistema utilizado para la simulación.

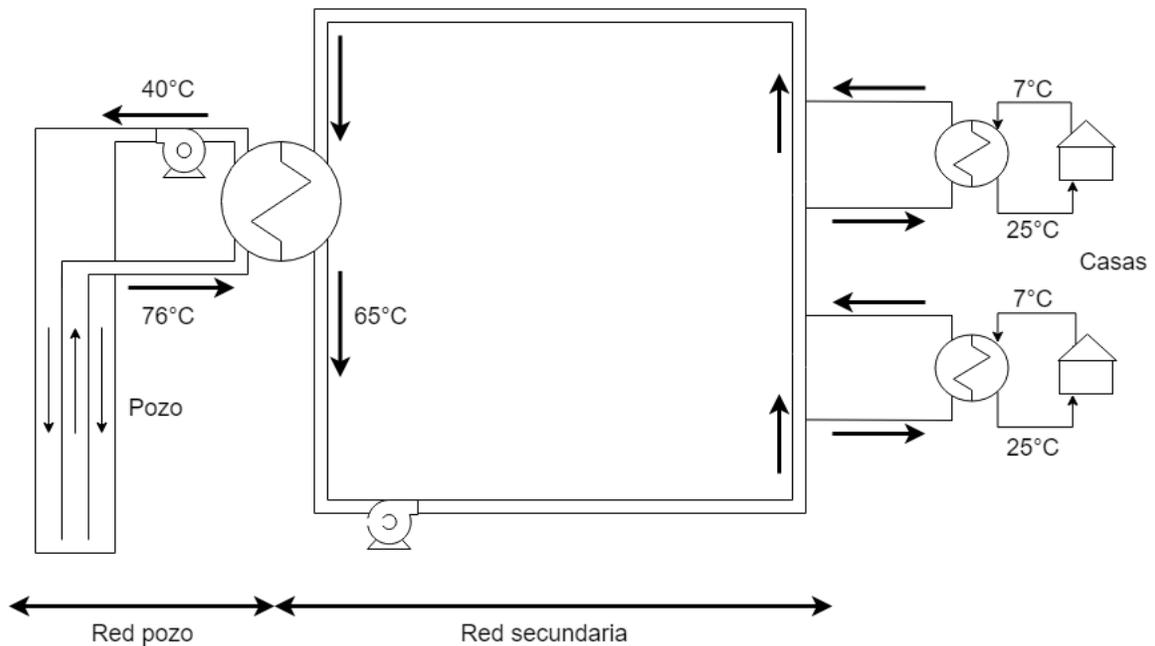


Figura 3.12: Esquema del sistema para simular.

VARIABLES DE LA SIMULACIÓN

Las variables consideradas en la simulación estacionaria son las siguientes,

- Temperatura de vuelta del distrito [$^{\circ}C$]
- Flujo másico por viviendas [kg/s]
- Flujo másico red secundaria [kg/s]
- Flujo másico red pozo [kg/s]
- Diámetro cañerías (Red pozo) [m]
- Diámetro cañería principal (Red secundaria) [m]

Estos valores van a permitir realizar el dimensionamiento de los equipos y de la red de distribución, de modo de asegurar que cumplan con los requerimientos y que funcionen correctamente.

3.1.5. Equipos principales

En la siguiente sección se presentan los equipos principales que componen el sistema, detallando su función, las ecuaciones que los definen y como se dimensionan.

Intercambiador de calor

El intercambiador de calor es una de las partes esenciales del sistema, el cual se encarga de transferir la energía de la red del pozo hacia la red secundaria o de distribución. Se considera la utilización de un intercambiador contracorriente de tubos y carcasas, debido a su alta eficiencia y su versatilidad en cuanto a las condiciones de trabajo.

Para poder caracterizar y dimensionar el intercambiador de calor se utilizan las siguientes expresiones,

- **Temperatura logarítmica** (ΔT_{log})

$$\Delta T_{log} = \frac{(T_{hot,ent} - T_{cold,sal}) - (T_{hot,sal} - T_{cold,ent})}{\log\left(\frac{T_{hot,ent} - T_{cold,sal}}{T_{hot,sal} - T_{cold,ent}}\right)} \quad (3.22)$$

Donde,

$T_{hot,ent}$: Temperatura de entrada del fluido caliente [$^{\circ}C$]

$T_{cold,sal}$: Temperatura de salida del fluido frío [$^{\circ}C$]

$T_{hot,sal}$: Temperatura de salida del fluido caliente [$^{\circ}C$]

$T_{cold,ent}$: Temperatura de entrada del fluido frío [$^{\circ}C$]

- **Área de intercambio**

$$A_s = \frac{\dot{Q}_{nom}}{U \Delta T_{log}} \quad (3.23)$$

Donde,

\dot{Q}_{nom} : Calor nominal transferido en [W]
 U : Coeficiente general de transferencia de calor en [$\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C}$]
 A_s : Área de intercambio térmico [m^2]
 ΔT_{log} : Temperatura logarítmica en [$^\circ C$].

- **Dimensiones tubos y carcasa**

Para el dimensionamiento de los tubos y la carcasa se utiliza el siguiente procedimiento [46]. Primero se utiliza la relación 3.24 para la cual se selecciona un valor intermedio. Luego se define un valor para el diámetro de los tubos, que según la literatura va desde los 8 a los 20 [mm]. En este caso se toma un valor de 16 [mm].

$$1,25 \leq \frac{p_t}{d_o} \leq 1,5 \rightarrow \frac{p_t}{d_o} = 1,3 \quad (3.24)$$

Donde,

d_o : Diámetro externo tubos [mm]
 p_t : Separación entre tubos [mm]

Teniendo lo anterior se calcula el diámetro de la carcasa (D_c) utilizando la ecuación 3.25.

$$D_c = 0,637 \sqrt{\frac{CL}{CTP}} \sqrt{\frac{A_s (\frac{p_t}{d_o})^2 d_o}{L}} \quad (3.25)$$

Donde,

A_s : Área de intercambio [m^2]
 L : Largo del intercambiador [m]

El factor CL depende de la configuración de los tubos y en este caso se trabaja con un arreglo triangular, por lo que este toma un valor de 0,87, y el factor CTP depende de la cantidad de pasadas consideradas para los tubos. En este caso al utilizar dos pasadas este factor toma el valor 2.

Luego se tiene la relación 3.26 para la cual al igual que la relación anterior se define un valor intermedio.

$$\frac{1}{15} \leq \frac{D_c}{L} \leq \frac{1}{5} \rightarrow \frac{D_c}{L} = 0,12 \quad (3.26)$$

Luego de obtener el valor de L con las ecuaciones 3.25 y 3.26 es posible calcular el número de tubos (N_t) con la ecuación 3.27.

$$N_t = \frac{A_s}{A_{tubos}} \quad (3.27)$$

Donde,

A_{tubos} : Área del manto de los tubos [m^2]

Estanque de almacenamiento

El estanque de almacenamiento funciona como un amortiguador térmico. Este permite guardar la energía mediante el almacenamiento de un fluido caliente, de modo de mantener una continuidad en el suministro.

En este caso se considera un estanque con una estratificación. Esta funciona en base a las distintas densidades que tiene el agua a diferentes temperaturas. El agua caliente tiende a subir al tener una menor densidad que el agua fría, por lo que el agua fría se queda en la parte inferior del estanque. En este tipo de estanques, se tiene una zona de transición de la temperatura caliente y fría que se denomina termoclina.

Cabe destacar que debido a que se está trabajando con temperaturas del fluido menores a los 100 [$^{\circ}C$], se puede diseñar un estanque no presurizado.

Para caracterizar y dimensionar el estanque, se utilizan las expresiones detalladas a continuación.

- **Capacidad de Almacenamiento**

La capacidad de almacenamiento del estanque se define con la ecuación 3.28, donde \dot{Q} es la potencia almacenada, que en este caso se considera como la potencia requerida por las viviendas en [W], C_p es la capacidad calorífica del agua a presión constante en [$J/kg^{\circ}C$], T_1 en la temperatura superior del estanque y T_2 en la temperatura inferior de este, ambas en [$^{\circ}C$].

$$\dot{Q}_{est} = m_{estanque} \cdot C_p \left(\frac{T_1 - T_2}{3600 \cdot \Delta t} \right) \quad (3.28)$$

Para este caso se define un valor para Δt de 12 [h], que corresponde al tiempo estimado de funcionamiento autónomo del estanque. Teniendo esto, es posible obtener la masa contenida en el estanque ($m_{estanque}$) en [kg].

A su vez, para calcular la máxima capacidad de almacenamiento del estanque ($\dot{Q}_{max,est}$) en [W], se utiliza la ecuación 3.29 para un Δt de 12 [h].

$$\dot{Q}_{max,est} = \dot{Q}_{est} \cdot \Delta t \quad (3.29)$$

- **Dimensionamiento del estanque**

Para estimar las dimensiones generales del estanque se utilizan las ecuaciones 3.30 y la relación 3.31, que para una mayor estabilidad del estanque se recomienda un valor de 1,1.

$$V_{\text{estanque}} = \frac{m_{\text{estanque}}}{\rho} = \pi D_{\text{int}}^2 H_{\text{est}} \quad (3.30)$$

$$\frac{H_{\text{est}}}{D_{\text{int}}} = 1,1 \quad (3.31)$$

Donde,

V_{estanque} : Volumen de estanque [m^3]

ρ : Densidad del agua dentro del estanque [kg/m^3]

D_{int} : Diámetro interior del estanque [m]

H_{est} : Altura del estanque [m]

Para obtener el diámetro exterior del estanque, es necesario calcular el espesor de la pared (t_{est} en [mm]) usando la ecuación 3.32 [47].

$$t_{\text{est}} = \frac{4,9 \cdot D_{\text{int}} \cdot G \cdot (H_{\text{est}} - 0,3048)}{S_d} + CA \quad (3.32)$$

Donde, CA es el desgaste del material producto de la corrosión, por lo que se considera como un sobre espesor, en este caso 2 [mm]. G es la gravedad específica del fluido que en el caso del agua es 1 y S_d es la tensión máxima admisible de diseño en [MPa]. Según la norma para estanques de agua se utiliza acero ASTM A36, donde S_d toma un valor de 103,4 [MPa].

• Altura de la termoclina

Como se menciona anteriormente, se considera un estanque con una estratificación. Por lo que se debe calcular la altura de la termoclina y así obtener la masa correspondiente a cada temperatura de la estratificación.

Usando la ecuación 3.33, se calcula la fracción de energía correspondiente a cada sección del estanque, donde x corresponde a la fracción de la parte superior.

$$\dot{Q}_{\text{est}} = \frac{x \cdot m_{\text{estanque}} \cdot C_p \cdot T_1 + (1 - x) \cdot m_{\text{estanque}} \cdot C_p \cdot T_2}{3600\Delta t} \quad (3.33)$$

Luego, con las ecuaciones 3.34 y 3.35 se obtiene la altura del agua para la temperatura T_1 y T_2 en [m], respectivamente.

$$H_{T_1} = x \cdot H_{\text{est}} \quad (3.34)$$

$$H_{T_2} = (1 - x) \cdot H_{\text{est}} \quad (3.35)$$

Finalmente, la altura de la termoclina va a corresponder a la altura H_{T_2} en [m].

Bomba de calor

Las bombas de calor son equipos capaces de extraer calor de una zona fría y enviarlo a una zona caliente. Están compuestas por un circuito cerrado, formado principalmente por un evaporador (zona fría), un condensador (zona caliente), una válvula de expansión y un compresor (Ver figura 3.13). El circuito frigorífico es recorrido por un fluido refrigerante, que continuamente cambia de temperatura, presión y estado, encontrándose a una temperatura inferior (en la zona fría) que el fluido con el que intercambia (lado captación), y a mayor temperatura en la zona caliente que el fluido interior (lado instalación).

Las bombas de calor geotérmicas (tierra-agua o tierra-aire) se caracterizan por disponer de temperaturas prácticamente constantes durante todo el año en el foco geotérmico, lo que permite obtener rendimientos muy elevados y producción de calor y frío durante todo el año.

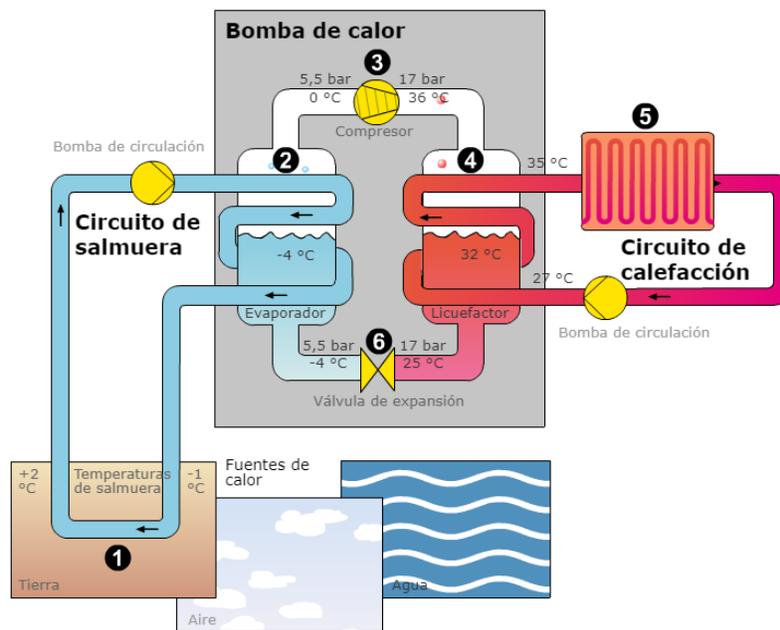


Figura 3.13: Esquema del funcionamiento de una bomba de calor. [17]

El fluido de intercambio térmico utilizado en este tipo de bombas de calor suele ser agua, la cual tiene la característica de poseer una capacidad de intercambio térmico mayor a la del aire, permitiendo que estos equipos sean más pequeños que bombas de calor aire-agua.

Una de las características principales de las bombas de calor en general es su Coeficiente de Operatividad o *Coefficient Of Performance* (COP), el cual se define como el cociente que existe entre la potencia térmica suministrada (\dot{Q}) en [W] y la potencia eléctrica consumida por los componentes del equipo (\dot{W}) en [W]. Debido a las características del funcionamiento de estos equipos, es que dicho coeficiente alcanza valores mayores a 1, ya que las bombas de calor transportan mayor energía de la que necesitan para operar.

$$COP = \frac{\dot{Q}}{\dot{W}} \quad (3.36)$$

Según Nian et al. (2019) [18] es posible combinar la rehabilitación de pozos con una bomba de calor geotérmica (Ver figura 3.14), en los casos en que la temperatura del fluido a la salida del pozo no es lo suficientemente alta para ser utilizada directamente. Este sistema suele implementarse en pozos poco profundos o con baja temperatura al fondo.

De acuerdo con lo explicado por el autor, en el caso en que el fluido a la salida alcance una temperatura entre los 20 [°C] y 30 [°C], es necesario utilizar una bomba de calor para aumentarla, ya que para un sistema de calefacción resulta ser muy baja.

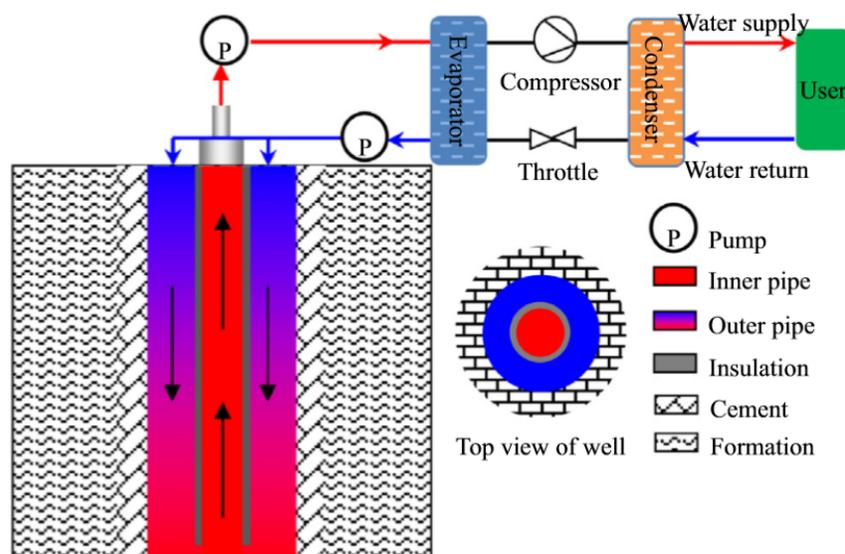


Figura 3.14: Implementación de una bomba de calor en un sistema de reutilización de un pozo de petróleo. [18]

Adicionalmente, al querer considerar la implementación de una bomba de calor geotérmica, se debe tener en cuenta la temperatura con las que estas trabajan, ya que se caracterizan por trabajar con un fluido de entrada a bajas temperaturas, siendo este su principal atractivo. Según lo investigado, en la empresa *Waterkotte* trabajan con temperaturas entre los 10 y 15 [°C] para el agua que ingresa al sistema de la bomba [48]. A su vez, en la empresa *Nordic* desarrollaron una bomba de calor que trabaja entre un rango de 10 a 50 [°C] para la temperatura del agua de entrada [49]. Pero, actualmente no se encuentran bombas de calor que trabajen con temperaturas superiores a los 50 [°C].

En el caso del proyecto la temperatura de entrada a la bomba de calor corresponde a la temperatura a la que el fluido sale del pozo, dicha temperatura va a determinar si es posible incorporar una bomba de calor al sistema o si esta no aplica.

3.1.6. Cañerías y red de distribución

Selección y dimensionamiento

En la revisión bibliográfica se realiza la comparación entre dos tipos de cañerías para sistemas de calefacción distrital (*single pipe* y *twin pipe*), donde se establece que las cañerías gemelas tienen menores pérdidas térmicas respecto de las cañerías simples, pero dicha diferencia se nota en mayor medida al trabajar con diámetros grandes. Como en el proyecto se trabaja con diámetros de cañerías pequeños y tomando en consideración que las cañerías simples son más sencillas de trabajar, se seleccionan estas últimas para el sistema.

Luego, es posible realizar el dimensionamiento de las cañerías en base a la ecuación de continuidad y los flujos máxicos en la red.

La ecuación de continuidad se define como sigue,

$$\dot{m} = \rho V_{el} A \quad (3.37)$$

Donde \dot{m} es el flujo máxico en [kg/s], A es el área transversal de la cañería en [m^2], ρ es la densidad del fluido en [kg/m^3] y V_{el} es la velocidad del mismo en [m/s], que en este caso se define de 1,5 [m/s].

Teniendo lo anterior es posible determinar el diámetro interno de las cañerías (D) en cada tramo de la red utilizando la ecuación 3.38.

$$A = \pi \frac{D^2}{4} \quad (3.38)$$

Finalmente, para determinar el largo de cada tramo de la red se utiliza la herramienta para medir de *Google maps* en base a una imagen satelital de la localidad y la posición del pozo.

Aislación térmica

En sistemas de calefacción distrital las cañerías tienen una cierta estructura de capas (Ver figura 3.15), donde se destaca la presencia de una capa aislante que permite minimizar las pérdidas térmicas en la red de distribución.



Figura 3.15: Cañerías utilizadas en sistemas de calefacción distrital. [19]

En dicha estructura se identifican tres capas,

- Tubo interno de acero
- Capa de espuma de poliuretano (capa aislante)
- Tubo externo de polietileno

Donde el espesor de la capa aislante de espuma de poliuretano va a depender del diámetro del tubo interno de acero, cuyo valor se obtiene en base a catálogos existentes de cañerías para sistemas de calefacción distrital.

Tipo de red de distribución

En base a lo explicado en la revisión bibliográfica, para la red de distribución se selecciona el tipo *Red ramificada*, principalmente porque el proyecto cuenta con un solo punto de generación y el diseño de la red resulta ser más simple.

En la figura 3.16 se muestra un esquema del sistema, donde las líneas rojas representan el fluido caliente y las líneas azules el fluido frío. Dicho esquema incluye al intercambiador de calor profundo (CHE), al intercambiador de calor, el estanque de almacenamiento, las bombas y la red de distribución hacia las viviendas. Cabe mencionar que, en el esquema no se muestran las válvulas que forman parte de la red, pero los tipos seleccionados y sus posiciones son detallados en la sección *Equipos secundarios* presentada más adelante.

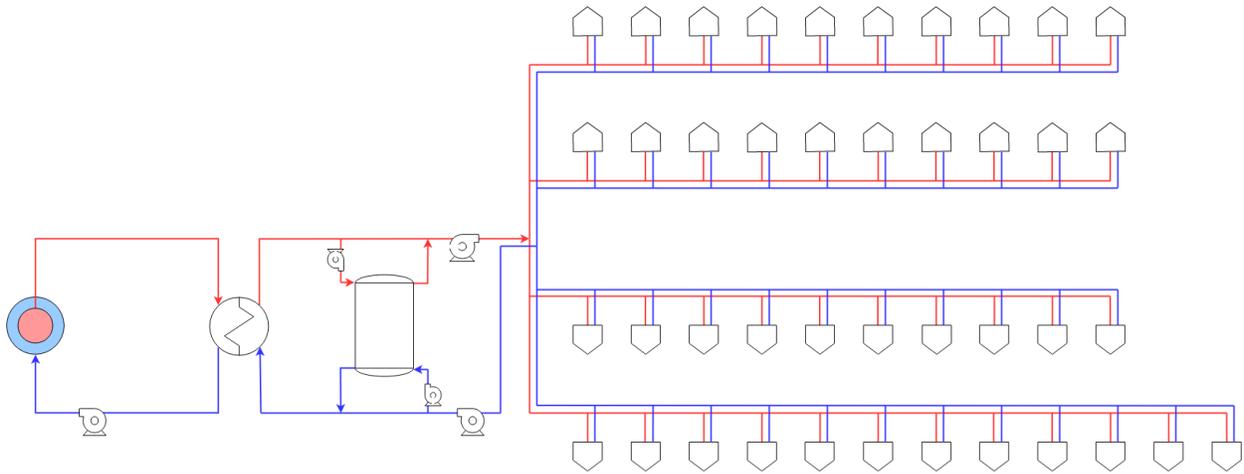


Figura 3.16: Esquema de la planta y la red de distribución.

En la figura 3.17 se muestra la ubicación en el mapa de los nodos principales de la red de distribución. En esta figura es importante mencionar que el intercambiador de calor y el estanque de almacenamiento se ubican en el círculo del pozo, por lo que el nodo A, para la red de ida está ubicado luego del estanque de almacenamiento, y para la red de vuelta se ubica antes de llegar al estanque de almacenamiento.

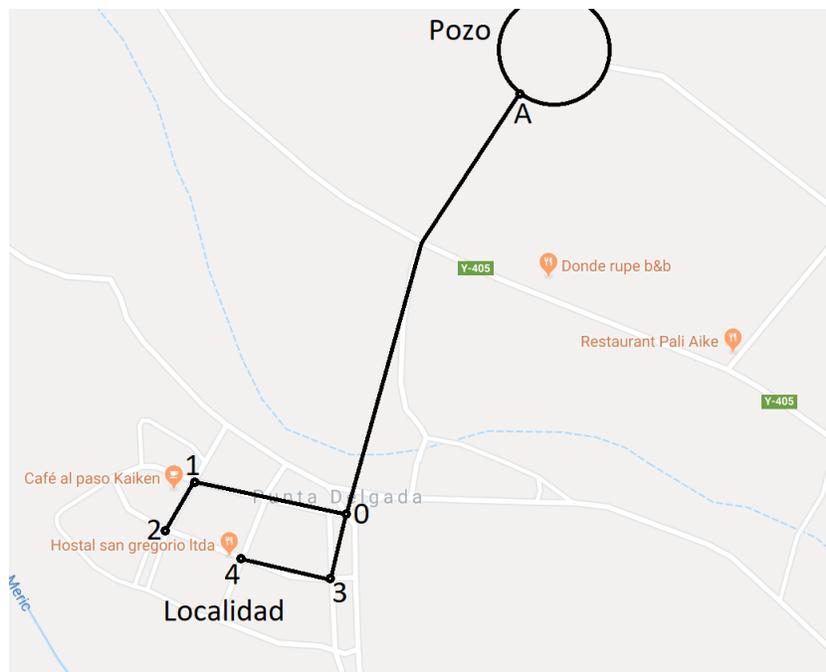


Figura 3.17: Esquema del sistema de cañerías en el mapa.

A su vez, en la figura 3.18 se muestran los nodos a cada punto de la red de distribución.

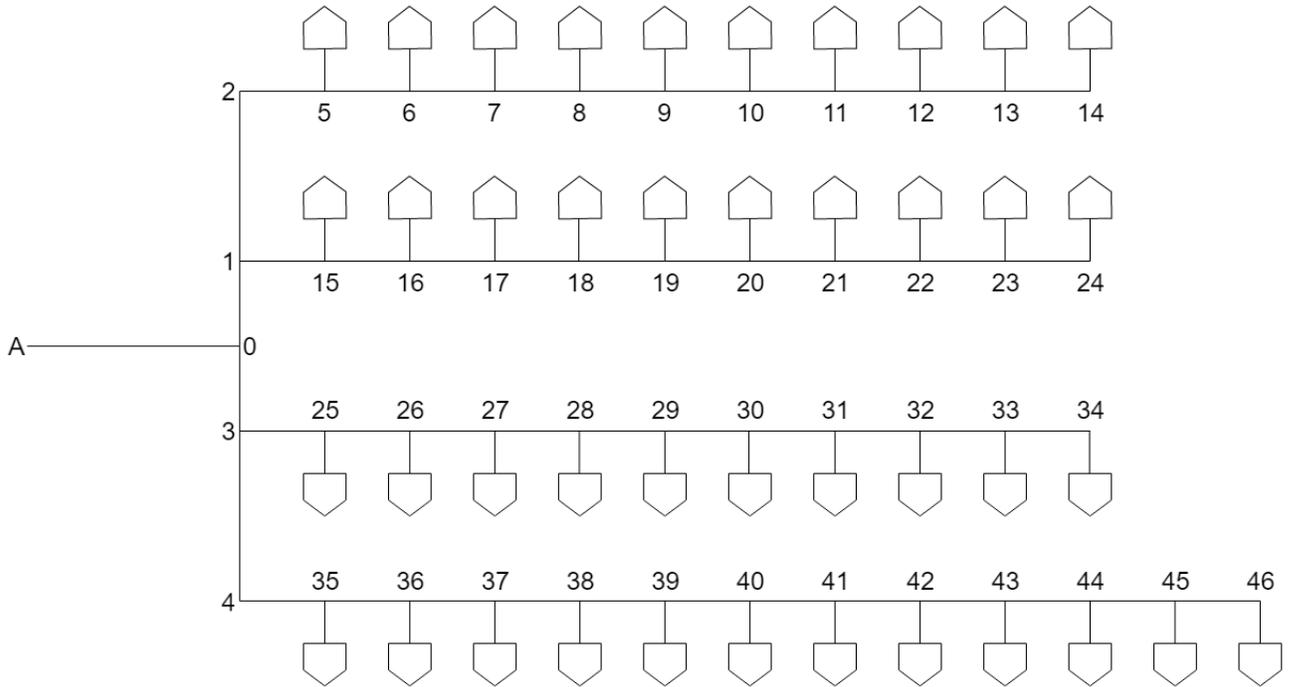


Figura 3.18: Esquema de la red de distribución.

3.1.7. Pérdidas térmicas

Estanque

Para estimar las pérdidas térmicas del estanque de almacenamiento en [W], se utiliza la ecuación 3.39.

$$\dot{Q}_{perd,est} = \frac{T_{ambiente} - T_{pared}}{R_{est}} \quad (3.39)$$

Donde, R_{est} es la resistencia térmica del estanque en [K/W], $T_{ambiente}$ es la temperatura ambiente que se define un valor de 15 [°C] y T_{pared} es la temperatura de la pared interna del estanque en [°C].

La resistencia térmica del estanque R_{est} se calcula con la ecuación 3.40

$$R_{est} = \frac{\ln\left[\frac{D_{ext,est}}{D_{int,est}}\right]}{2\pi k_{pared} H_{est}} + \frac{1}{A_{ext,est} h_{aire}} \quad (3.40)$$

Donde,

k_{pared} : Coeficiente de conductividad térmica en la pared [W/mK]

h_{aire} : Coeficiente de convección del aire [W/m^2K]
 D_{int} : Diámetro interior del estanque [m]
 D_{ext} : Diámetro exterior del estanque [m]
 H_{est} : Altura del estanque [m]
 A_{est} : Área del manto del estanque [m^2]

Como se trabaja con un estanque estratificado, se van a obtener resultados para la parte superior e inferior, donde, utilizando el programa EES, se obtiene que el coeficiente de conductividad de la pared es $k_{pared,1}=57,73$ [$\frac{W}{mK}$] para la parte superior y $k_{pared,2}=62,79$ [$\frac{W}{mK}$] para la parte inferior, y el coeficiente de convección del aire es $h_{aire,1}=7,679$ [$\frac{W}{m^2K}$] en la parte superior y $h_{aire,2}=7,793$ [$\frac{W}{m^2K}$] en la parte inferior.

Para la estimación de las pérdidas, se considera que la temperatura de pared interna corresponde a la temperatura del fluido al interior del estanque, tanto en la parte superior e inferior. Esto significa que el coeficiente convectivo del líquido al interior del estanque se desprecia. Además, el cálculo no considera la aislación del estanque.

Cañerías

Para obtener las pérdidas térmicas de las cañerías por unidad de largo se utiliza la ecuación 3.41 que entrega el resultado en [W/m].

$$\frac{\dot{Q}}{L} = \frac{2\pi(T_{int} - T_{suelo})}{\frac{1}{r_1 h_{fluido}} + \frac{1}{k_{acero}} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{1}{k_{aislante}} \ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right) + \frac{1}{k_{polietileno}} \ln\left(\frac{r_4}{r_3}\right) + R_{suelo}} \quad (3.41)$$

Donde,

T_{int} : Temperatura del fluido al interior de la cañería [$^{\circ}C$]
 T_{suelo} : Temperatura del suelo a profundidad p [$^{\circ}C$]
 h_{fluido} : Coeficiente de convección del fluido [$\frac{W}{m^2K}$]
 k_{acero} : Coeficiente conductivo del acero [$\frac{W}{mK}$]
 $k_{aislante}$: Coeficiente conductivo del material aislante [$\frac{W}{mK}$]
 $k_{polietileno}$: Coeficiente conductivo del polietileno [$\frac{W}{mK}$]
 R_{suelo} : Resistencia térmica del suelo [mK/W]

En la figura 3.19 se observan los radios r_1 , r_2 , r_3 y r_4 utilizados en el cálculo, donde en gris se muestra la cañería de acero, en amarillo la capa de material aislante y en azul la tubería externa de polietileno.

La resistencia térmica del suelo se calcula con la ecuación 3.42.

$$R_{suelo} = \frac{1}{k_{suelo}} \ln\left[\left(\frac{2p}{D_{ext}}\right) \sqrt{\left(\frac{2p}{D_{ext}}\right)^2 - 1}\right] \quad (3.42)$$

Donde, k_{suelo} es el coeficiente conductivo del suelo en [$\frac{W}{mK}$], D_{ext} es el diámetro externo de

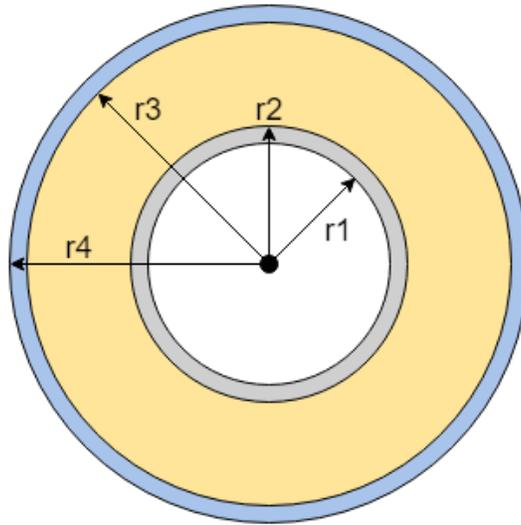


Figura 3.19: Corte transversal de las cañerías de la red.

la cañería en [m] y p es la profundidad a la que están enterradas las cañerías en [m].

Por un lado, para el valor de la temperatura del fluido al interior de la cañería se utiliza la temperatura que sale hacia la red de distribución luego del intercambiador de calor principal, es decir $65 [^{\circ}C]$. Por otro lado, para la temperatura del suelo se hace un histograma de los datos de la temperatura a nivel de superficie de Punta Delgada y se selecciona el valor más representativo ($8 [^{\circ}C]$), considerando que las cañerías están enterradas a una profundidad p de $0,8 [m]$.

Para calcular el diámetro externo de las cañerías (D_{ext}) se considera un espesor de $2,5 [mm]$ para el tubo interno de acero y $3,5 [mm]$ para el tubo externo de polietileno. Respecto a la aislación esta se define de acuerdo con un catálogo de cañerías para redes de calefacción distrital, ya que como se menciona anteriormente el espesor de la aislación depende del diámetro interior de la cañería.

En la tabla 3.9 se muestran los valores para la conductividad térmica del suelo y los materiales de la cañería.

Tabla 3.9: Valores para la conductividad térmica usados en los cálculos. [8][9][10][11]

Conductividad térmica	Valor	Unidad
Suelo	2,3	$[W/mK]$
Acero inoxidable	15,6	$[W/mK]$
Poliuretano (Aislante)	0,023	$[W/mK]$
Polietileno	0,5	$[W/mK]$

3.1.8. Pérdidas de carga

Intercambiador de calor

Para estimar las pérdidas de carga dentro del intercambiador, tanto para los tubos como la carcasa, se utiliza el siguiente procedimiento.

- **Interior de los tubos**

Dentro de los tubos se tienen dos grandes fuentes de pérdidas de carga, la fricción de los tubos y el comportamiento del flujo al interior de este (contracciones, expansiones y flujo inverso). Para estimar dichas pérdidas se utiliza la ecuación 3.43

$$h_t = N_p \left[8j_f \left(\frac{L}{d_i} \right) \left(\frac{\mu}{\mu_{agua}} \right)^{-m} + 2,5 \right] \frac{\rho V_t^2}{2} \quad (3.43)$$

Donde,

N_p : Número de tubos

L : Largo de los tubos [m]

d_i : Diámetro interior de los tubos [m]

μ : Viscosidad dinámica del fluido de trabajo [$kg/m \cdot s$]

μ_{agua} : Viscosidad dinámica del agua [$kg/m \cdot s$]

ρ : Densidad del agua [kg/m^3]

V_t : velocidad del fluido dentro de los tubos [m/s]

El exponente m es 0,14 para flujo turbulento y 0,25 para flujo laminar, en este caso se considera un flujo turbulento dentro de los tubos.

Para obtener el factor de fricción (j_f) se utiliza el gráfico del Apéndice D.1 [20], para lo que se necesita calcular el Número de Reynolds utilizando la ecuación 3.44.

$$Re = \frac{\rho V_t d_e}{\mu} \quad (3.44)$$

Donde, d_e corresponde a un diámetro equivalente que en este caso es igual al diámetro interior de los tubos.

Cabe destacar que el cociente $\frac{\mu}{\mu_{agua}}$ es igual a 1, ya que el fluido de trabajo en este caso es el agua.

- **Interior de la carcasa**

Para estimar la pérdida de carga del fluido que circula al interior de la carcasa se utiliza la ecuación 3.45.

$$h_{ca} = 8j_f \left(\frac{D_c}{d_e} \right) \left(\frac{L}{l_b} \right) \frac{\rho V_{ca}^2}{2} \left(\frac{\mu}{\mu_{agua}} \right)^{-0,14} \quad (3.45)$$

Donde,

D_c : Diámetro interno de la carcasa [m]

d_e : Diámetro equivalente [m]

L: largo de la carcasa [m]

l_b : Separación entre los baffles [m]

μ : Viscosidad dinámica del fluido de trabajo [$kg/m \cdot s$]

μ_{agua} : Viscosidad dinámica del agua [$kg/m \cdot s$]

ρ : Densidad del agua [kg/m^3]

V_t : velocidad del fluido dentro de la carcasa [m/s]

La separación entre los baffles se estima en base al diámetro de la carcasa (D_c), tomando un valor entre el rango mostrado en la expresión 3.46, en este caso se toma un valor intermedio.

$$0,2 \leq \frac{l_b}{D_c} \leq 1,0 \rightarrow \frac{l_b}{D_c} = 0,5 \quad (3.46)$$

Para calcular el diámetro equivalente d_e en el caso de la carcasa se utiliza la siguiente ecuación.

$$d_e = \frac{1,1}{d_o}(p_t^2 - 0,917d_o^2) \quad (3.47)$$

Donde, d_o es el diámetro externo de los tubos en [m] y p_t es la separación entre estos, datos que se tienen del dimensionamiento del intercambiador.

En el caso de la carcasa, para obtener el factor de fricción (j_f) se utiliza el gráfico del Apéndice D.2 [20], para lo cual se necesita calcular el Número de Reynolds utilizando la ecuación 3.44.

$$Re = \frac{\rho V_t d_e}{\mu} \quad (3.48)$$

Donde, d_e corresponde al diámetro equivalente ya calculado.

Al igual que en caso de los tubos, el cociente $\frac{\mu}{\mu_{agua}}$ es igual a 1, ya que el fluido de trabajo en este caso es el agua.

Cañerías

Para las pérdidas de carga en las cañerías se considera el diseño de toda la red, considerando el largo de cada uno de los tramos medidos previamente, utilizando la herramienta de *Google Maps*.

Luego, las pérdidas de carga se calculan utilizando la ecuación 3.49.

$$h_c = \frac{8fLQ^2}{\pi^2 g D^5} \quad (3.49)$$

Donde,

L: Largo de la cañería [m]

Q: Caudal dentro de la cañería [m^3/s]

D: Diámetro interno de la cañería [m]

g: Aceleración de gravedad [m/s^2]

El factor f es el factor de fricción de las cañerías o *Factor de D'Arcy* el cual se obtiene utilizando la expresión 3.50, que depende de la rugosidad de la cañería (ε) y su diámetro interno (D).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2\log\left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}}\right) \quad (3.50)$$

Pero también es posible extraerlo del *Diagrama de Moody* (Ver Apéndice E[21]), para esto se necesita la rugosidad relativa de la cañería y el Número de Reynolds, los cuales se calculan con las ecuaciones 3.51 y 3.52, respectivamente.

$$\varepsilon_r = \frac{\varepsilon}{D} \quad (3.51)$$

$$Re = \frac{4Q}{\pi\nu D} \quad (3.52)$$

Donde,

ν : Viscosidad cinemática del agua [m^2/s]

ε : Rugosidad del material [m]

Válvulas

En el caso de las válvulas del sistema se utiliza la ecuación 3.53 para obtener las pérdidas de carga.

$$h_v = k_f \frac{8Q^2}{\pi^2 g D^4} \quad (3.53)$$

Donde,

Q: Caudal [m^3/s]

g: Aceleración de gravedad [m/s^2]

D: Diámetro [m]

El factor k_f es coeficiente de pérdidas singulares o factor de pérdida, el cual va a depender del tipo de válvula (Ver expresión 3.54).

$$k_f = \begin{cases} 2 & \text{Válvula de retención(Check)} \\ 1,15 & \text{Válvula de compuerta} \\ 5 & \text{Válvula de tres vias} \end{cases} \quad (3.54)$$

Intercambiador de calor de tubos concéntricos CHE

Para calcular las pérdidas de carga en el intercambiador de calor instalado en el pozo se utiliza la siguiente expresión, tanto para la tubería interna como para la externa.

$$h_{\text{pozo}} = f \frac{z}{D} \rho \frac{V^2}{2} \quad (3.55)$$

Donde,

f: Coeficiente de fricción

z: Profundidad del pozo [m]

D: Diámetro equivalente de la sección [m]

ρ : Densidad del fluido [kg/m^3]

V: Velocidad del fluido dentro del pozo[m/s]

Al igual que en el caso de las cañerías el factor de fricción f se extrae del *Diagrama de Moody* en base a la rugosidad relativa y el Número de Reynolds.

3.1.9. Equipos secundarios

Válvulas

En el sistema se decide utilizar tres tipos de válvulas que permiten regular y controlar el flujo en la red.

- **Válvula de retención (Check)**

La función principal de las válvulas check es proteger equipos, como la bomba, previniendo el flujo inverso del fluido. El flujo inverso podría dañar los componentes internos de la bomba y causar fallas que se ven reflejadas en mantenciones adicionales, cambios del equipos y costos extras.

Es por lo anterior, que se decide posicionar una válvula check después de cada una de las bombas que componen el sistema.

- **Válvula reguladora de caudal**

Las válvulas reguladoras de caudal o válvulas de compuerta, como su nombre lo indica, es un tipo de válvula que permite controlar el flujo mediante una compuerta que tiene un diámetro igual a la sección transversal de la válvula. Esta permite controlar el paso del fluido, de modo de regular el caudal y la presión entregada por la estación de bombeo.

Por lo anterior, se dispone de este tipo de válvula luego de cada estación de bombeo, como también en cada una de las viviendas.

- **Válvula de 3 vías**

La válvula de 3 vías, como su nombre lo indica, es una válvula que cuenta con 3 salidas, y se utiliza para poder combinar dos tipos de fluidos distintos o bien para separar un flujo en dos salidas. Estas, están diseñadas para reemplazar y realizar las funciones de dos válvulas de control de un solo puerto que actúan en direcciones opuestas.

Las válvulas de 3 vías se posicionan en las entradas y salidas del estanque de almacenamiento.

Bombas

Las bombas son las encargadas de permitir la circulación del fluido de trabajo y compensar las pérdidas de carga a lo largo de todo el sistema. Por lo que, estas deben seleccionarse en base al caudal de trabajo en dicha sección y la altura manométrica requerida.

Para este trabajo se decide trabajar con bombas centrífugas en toda la red. Estas bombas funcionan mediante los conceptos de impulsión y aspiración de un fluido, por lo tanto, su ecuación general está gobernada por la ecuación de Bernoulli, la cual es mostrada de manera simplificada en la ecuación 3.56.

$$H_b = \Delta z + h_f \quad (3.56)$$

Donde Δz corresponde a la diferencia de altura entre la posición de la bomba y la zona de depósito, y h_f corresponden a las pérdidas locales del sistema.

A lo largo de toda la red se considera altura constante por lo que el parámetro Δz no se considera.

En el caso de la circulación del fluido dentro de pozo se considera el *Efecto Termosifón*, que se produce cuando los fluidos se calientan. Al calentarse se genera una disminución de la densidad por lo que tiene a ascender por sí solo, provocando una circulación natural. Autores como Alimonti and Soldo (2015) [13] consideran este efecto en la selección de la estación de bombeo para el pozo, considerando solo las pérdidas de carga de las cañerías dentro de este.

Radiadores viviendas

Para generar el intercambio de calor dentro de las viviendas, se consideran radiadores en los cuales circula el agua caliente y mediante su forma con aletas permiten la transferencia de calor hacia el aire dentro de la vivienda.

Para su selección en catálogos se debe considerar la superficie de la vivienda, que en este caso es de 70 $[m^2]$ y la demanda de cada de ellas.



Figura 3.20: Radiador para las viviendas.

3.2. Evaluación económica

En la siguiente sección se presenta la metodología utilizada para realizar la evaluación económica del proyecto.

Se comienza con la definición de la inversión que implica el proyecto, detallando como es que se estiman los precios asociados a cada sección. Luego, se calculan los costos asociados a la operación y mantención del sistema y se detallan las consideraciones para realizar la evaluación económica en base a dos métodos para el financiamiento de la inversión. Finalmente, se detalla como es que se realiza el cálculo del costos nivelado de la energía de modo de poder realizar una comparación con la fuente actual de la localidad.

3.2.1. Inversión

La inversión inicial del proyecto considera el intercambiador de calor de tubos concéntricos o CHE, los equipos y otros componentes que forman parte del sistema (primarios y secundarios), como también los costos de obras civiles e instalación. Cabe mencionar que algunos de los precios se obtienen en dólares, por lo que para realizar el cambio de considera que un dólar es equivalente a \$685 [CLP].

Equipos y componentes

Dentro de los equipos y componentes se encuentra el intercambiador de calor principal, el estanque de almacenamiento, las bombas, los radiadores de las viviendas, las válvulas y las cañerías.

La falta de acceso a información respecto de los precios de los equipos de mayor magnitud como el intercambiador de calor y el estanque de almacenamiento, llevan a la búsqueda de correlaciones que puedan servir como primera aproximación para la estimación de los costos de estos equipos. Para esto se utiliza una correlación dada en el libro *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design* (2013) [20].

$$C_e = a + bS^n \quad (3.57)$$

Donde a y b corresponden a constantes de costo, S a un parámetro de tamaño característico del equipo y n a un exponente que varía según el tipo de equipo que se está calculando. La tabla 3.10 presenta los valores de las variables anteriormente mencionada para los equipos calculados mediante este método.

Tabla 3.10: Valores de las variables utilizadas para el cálculo de costos.

Equipo	Parámetro S	Unidad	$S_{inferior}$	$S_{superior}$	a	b	n
Intercambiador de calor	Área de intercambio	m^2	10	1000	28000	54	1,2
Estanque	Volumen	m^3	10	4000	5800	1600	0,7

Donde el valor del parámetro de tamaño S utilizado en cada caso se muestra en la tabla 3.11.

Tabla 3.11: Valores de los parámetros utilizados para los equipos.

Equipo	Parámetro S	Unidad
Intercambiador de calor	58,98	m^2
Estanque	120,6	m^3

Teniendo lo anterior y la correlación 3.57 se obtiene el costo de estos equipos.

Para el caso de las válvulas y las cañerías se utiliza el catálogo de *Cosmoplas* [50], del cual se extraen precios de acuerdo con las dimensiones de cada componente. Cabe destacar que, en el caso de las cañerías, el precio entregado por el catálogo no considera la aislación térmica de esta (espuma de poliuretano), por lo que para incorporar dicha aislación y las cañerías necesarias para hacer llegar el agua caliente al radiador de cada vivienda se multiplica el total por un factor 2.

Para las bombas se utiliza el catálogo del proveedor *Koslan* [51], que cuenta con diferentes modelos de bombas de acuerdo con los requerimientos que estas tengan, específicamente se seleccionan bombas de la marca *Pedrollo*.

El precio de los radiadores para las viviendas se obtiene del catálogo de *ANWO* [52], donde se selecciona el modelo que cumple con los requerimientos de trabajo.

Intercambiador de tubos concéntricos

Para el caso del intercambiador de tubos concéntricos, de acuerdo con la estructura y el largo de la sonda que se debe instalar, se estima el total de materiales utilizados para su construcción, tanto las cañerías de acero inoxidable y la aislación de poliestireno entre estas. Luego se obtienen los precios de dichos materiales, donde el de las cañerías se extrae del catálogo de *Cosmoplas* y el del material aislante de la página web de *Sodimac* [53]. Finalmente, en base a lo anterior se estima el costo total en materiales para la construcción del intercambiador de tubos concéntricos. Cabe destacar que el total se multiplica por un factor de 1,2 para incorporar los gastos asociados a sellar el pozo al fondo y a las terminaciones.

Obras civiles e instalación

Para estimar los costos de las obras civiles asociados a la instalación del sistema de cañerías, se considera una retroexcavadora con una capacidad de cucharón de 0,7 [m³], donde el rendimiento de estas maquinarias fluctúa entre los 30-50 [m³/h] [54]. El costo por hora de una retroexcavadora de estas características es de aproximadamente \$30.000. A su vez el costo de la mano de obra para un operario de la máquina alcanza un valor de \$3.900 por hora [55].

Teniendo la anterior, se calcula el total de metros cúbicos que se deben excavar para enterrar las cañerías a una profundidad de 0,8 [m]. Considerando el largo de las cañerías en toda la red, se obtiene un total de 1652,21 [m³]. Usando el rendimiento de la maquinaria es posible obtener el total de horas que esta debe estar trabajando para cumplir el objetivo, en este caso dicho valor corresponde a 33 [h]. Por último, con el total de horas de operación se obtiene el costo por maquinaria y mano de obra para completar el total de la excavación.

El total calculado representa las horas efectivas en que la maquinaria está en uso, pero para considerar los tiempos muertos y posibles problemáticas que puedan surgir el total de la excavación se multiplica por 2.

Respecto al costo de instalación se debe considerar la instalación de las cañerías, los equipos y el intercambiador de calor CHE en el pozo. Estimar este valor es complejo, ya que

no se cuenta con información al respecto, por lo que se define un valor de \$10.000.000.

3.2.2. Costos de operación y mantención

Costos de operación

Los costos de operación del sistema corresponden al consumo eléctrico que tienen las bombas centrífugas. Teniendo los modelos de las bombas es posible conocer su consumo eléctrico por hora de funcionamiento, a su vez y de acuerdo con el comportamiento de la demanda de energía térmica se pueden obtener las horas de funcionamiento de las bombas a lo largo de un mes, debido a que la demanda varía dependiendo del mes también lo hará el consumo de las bombas.

Teniendo lo anterior es posible obtener el consumo mensual de las bombas, que al multiplicarlo por la tarifa de la red eléctrica de la zona nos entrega el costo de operación asociado. Luego sumando el valor obtenido para cada mes del año se obtienen los costos de operación anuales.

Para el cálculo se utiliza la tarifa entregada por *Edelmag* que es la Empresa Eléctrica de Magallanes. Para el mes de julio de 2019 se registra un valor para la energía de 70 \$/kWh [56].

Costos de mantención

El costo de mantención del proyecto resulta difícil de determinar, ya que depende de la empresa que lo realice y de las condiciones de trabajo. En este tipo de casos, se suele estimar el costo de mantención anual como un porcentaje de la inversión total de los equipos y componentes, en este caso se definen los costos de mantención como un 2% de dicho valor.

3.2.3. Consideraciones para evaluar

Para realizar la evaluación económica se realizan ciertos supuestos para limitar el estudio. En primer lugar, se asume la total disponibilidad del pozo de petróleo CHULENGO 1 para trabajar, sin tener que incurrir en costos adicionales respecto a la obtención este.

Se considera un horizonte de evaluación de 20 años, asumiendo que la vida útil del pozo de petróleo y del intercambiador de calor de tubos concéntricos es del total de este periodo.

Se considera que las válvulas tienen una vida útil de 10 años y que los radiadores de las viviendas tienen una vida útil de 15 años. Para el resto de los equipos y componentes se considera una vida útil de 20 años.

Los ingresos se calculan en base a la cobertura anual de la demanda, fijando un precio de venta para la energía en [\$/kWh].

El impuesto de primera categoría utilizado en la estructura del flujo de caja se extrae de la página del Servicio de Impuesto Interno o SSI [57] y tiene un valor del 27 %, el cual se aplica siempre que las utilidades anuales tengan un valor positivo.

Para evaluar el proyecto se decide considerar dos escenarios para abordar la inversión total: sin crédito y con crédito.

- **Sin crédito:** En este caso se considera que se paga el total de la inversión en el primer año. Esto trae consigo un alto riesgo para el proyecto por lo que se define una tasa de oportunidad del 10 %.
- **Con crédito:** En este caso se considera un crédito a 5 años por el 50 % del total de la inversión, donde la tasa de interés del crédito es del 10 %. El hecho de considerar un crédito en la inversión permite disminuir el riesgo del proyecto por lo que la tasa de oportunidad considerada baja al 8 %.

3.2.4. Costo nivelado de energía (LCOH)

La generación de calor puede obtenerse en base a diferentes fuentes de energía, cada una con distintos costos asociados, tanto en su inversión, como también sus costos operacionales y de mantención. Esto hace que muchas veces sea difícil realizar comparaciones entre estas fuentes de energía.

El costo nivelado de energía es la valoración económica del costo del sistema de generación incluyendo la inversión y costos asociados. El cálculo de este factor entrega un resultado en [\$/kWh], por lo que resulta ser útil para realizar comparaciones entre los costos unitarios de diferentes tecnologías de generación, ya que se encuentra en unidades estándar. Por otra parte, el costo nivelado de energía es el valor más cercano al costo real de la inversión, tanto en la producción, como en escenarios de precios regulados en mercados competitivos.

Este factor se puede aplicar para el área de la generación de energía *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) y para el área de la generación de calor *Levelized Cost Of Heat* (LCOH), lo único que va a cambiar va a ser la naturaleza de la energía generada.

Para calcularlo se utiliza la siguiente ecuación.

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.58)$$

Donde,

I_t : Inversión en el periodo t [\\$]

M_t : Costos de operación y mantención en el periodo t [\\$]

E_t : Energía generada en el periodo t [kWh]

r: Tasa de descuento [%]

n: Periodo de evaluación [años]

Luego de obtener el valor del LCOH para el proyecto, tanto para el caso sin crédito y con crédito, este se compara con el LCOH del gas natural que, como se menciona anteriormente, es la fuente combustible que utilizan actualmente en la localidad de trabajo. Esto va a permitir realizar un análisis y comparación entre ambas situaciones en base a un factor estandarizado.

El valor para el LCOH del gas natural se calcula en base a la tarifa por metro cúbico de este (128,1 [$\$/m^3$] en la Región de Magallanes) y su poder calorífico (9.417 [$Kcal/m^3$]) [39] ya que, se busca realizar la comparación directamente con la localidad utilizando el precio que perciben las personas para este recurso.

3.3. Beneficio adicional: Emisiones de CO_2

Como un cálculo adicional a la evaluación técnica y económica, se busca cuantificar el efecto que trae consigo a nivel ambiental la incorporación de un sistema de calefacción distrital a base de energía renovable en la localidad de estudio, se calcula la disminución de emisiones de CO_2 que esto genera.

Para obtener este resultado, se debe considerar que el gas natural emite 0,208 [$kgCO_2/kWh$] [58]. Luego, en base a la demanda total de la localidad que debe satisfacerse en el caso con y sin proyecto en base a gas natural, es posible calcular los kilogramos emitidos en ambos escenarios. Por un lado, para el caso con proyecto se considera la demanda que no alcanza a cubrir el potencial extraíble del intercambiador de calor de tubos concéntricos o CHE (502.909,67 [kWh]), esta debe ser cubierta utilizando gas natural y equivale a 46.308,44 [m^3] de este combustible. Por otro lado, para el caso sin proyecto se considera la demanda total de la localidad (1.971.382,33 [kWh]) que debe satisfacerse en su totalidad con gas natural, equivalente a 181.526,91 [m^3].

Capítulo 4

Resultados

4.1. Demanda de energía térmica

Luego de realizar el cálculo de cada uno de los componentes de la demanda, se obtienen los resultados mostrados en la figura 4.1, donde, como era de esperarse por el comportamiento de la temperatura en el sector, se obtiene que la demanda tiende a aumentar en gran medida en los meses fríos y a disminuir en los meses cálidos, y alcanza un valor anual de 1.971.382 [kWh/año]. En el mes de julio se alcanza el máximo para la demanda llegando a los 10.131 [kWh/día] para las 42 viviendas, donde en los meses de verano, como enero y diciembre esta disminuye llegando a los 1.754 [kWh/día] aproximadamente.

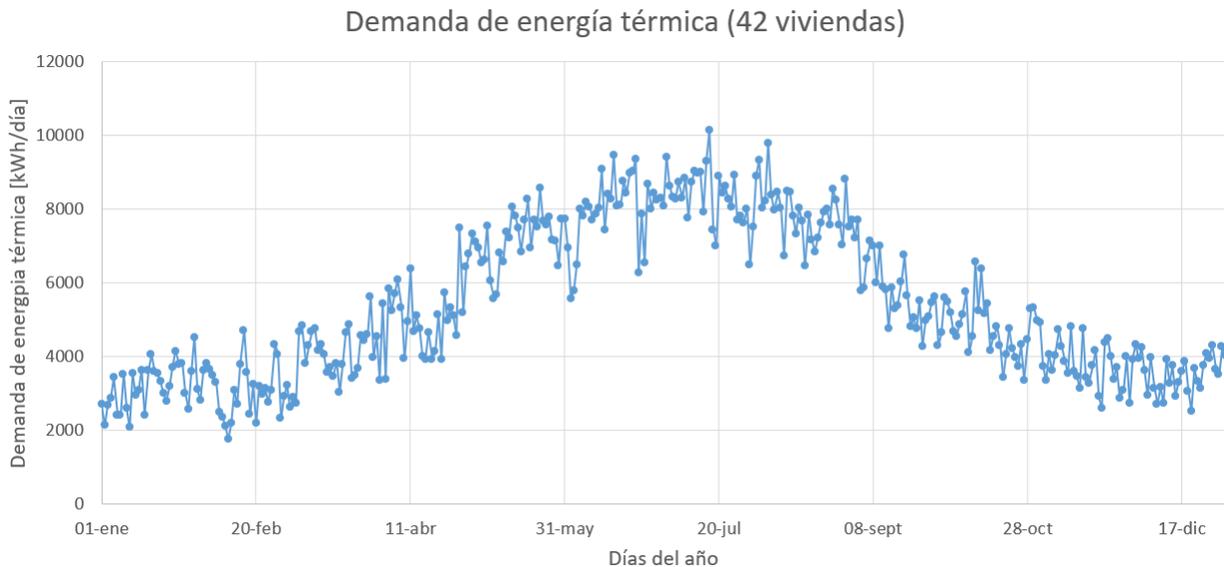


Figura 4.1: Gráfico de la demanda de energía térmica a lo largo de un año.

En la figura 4.2 se observa la evolución de la demanda de energía térmica de una vivienda a lo largo de un día en periodo de invierno. Se puede observar que la demanda tiene una

tendencia a disminuir luego de las 10:00 de la mañana, llegando a un mínimo al medio día. Luego comienza a aumentar a medida que se acerca la tarde, presentando el máximo durante la madrugada.



Figura 4.2: Evolución de la demanda de energía térmica a lo largo de un día para una vivienda.

En relación con la demanda total anual, como se explica en la metodología, se compone por las pérdidas y ganancias de energía, donde cada una aporta en diferentes magnitudes al resultado final. Entre los componentes que aportan al aumento de la demanda, es decir, las pérdidas térmicas del sistema, se tiene que las pérdidas por transferencia en paredes, ventanas, techo y suelo conforman el 73,79 % del total, y las pérdidas por ventilación aportan el 26,2 % restante. Respecto a las ganancias que ayudan a disminuir la demanda, se obtiene que del total las causadas por las personas y equipos dentro de la vivienda aportan con el 0,83 %, dejando el 99,16 % para las ganancias por radiación solar.

A su vez, en la tabla 4.1 se muestra un análisis de sensibilidad de la demanda respecto a variaciones en el espesor considerado para la estructura de la vivienda, donde el valor para la demanda mostrado se extrae de un histograma realizado para los datos obtenidos cada una hora a lo largo de todo el año para una vivienda en la localidad. Cabe mencionar que el caso base que se muestra en la tabla 4.1 corresponde al diseño de la vivienda con los espesores detallados en la tabla 3.5 mostrada en la metodología.

Tabla 4.1: Análisis de sensibilidad de la demanda según espesores

Caso	Demanda 1 vivienda [Wh]	Caso base	Diferencia porcentual [%]
+10 [mm] en paredes, techo y suelo	8.000	8500 [Wh]	∨ 5,88 %
-10 [mm] en paredes, techo y suelo	9.300		∧ 9,41 %
+20 [mm] en paredes, techo y suelo	7.000		∨ 17,64 %
-20 [mm] en paredes, techo y suelo	10.500		∧ 23,52 %
+10 [mm] en paredes y suelo	8200		∨ 3,52 %
-10 [mm] en paredes y suelo	9000		∧ 5,88 %
+20 [mm] en paredes y suelo	8100		∨ 4,70 %
-20 [mm] en paredes y suelo	9300		∧ 9,41 %

4.2. Potencial extraíble

Utilizando la metodología previamente detallada, se obtiene el potencial extraíble del pozo y la temperatura del fluido a la salida de este. En la figura 4.3 se puede observar el potencial obtenido para un flujo másico de 1,5 [kg/s] dentro del intercambiador profundo (CHE), donde la generación anual alcanza un valor de 2.122.352 [kWh/año]. Al contrario que la demanda, el potencial tiende a disminuir levemente en los meses de invierno y a ser mayor en los meses de verano. Esto tiene directa relación con la evolución de la temperatura a nivel de superficie en la localidad, ya que va a afectar las pérdidas térmicas del fluido en los primeros metros de extensión del pozo.

Es importante mencionar que, en comparación con las variaciones producidas en la demanda a lo largo del año, las diferencias de la oferta (potencial extraíble) entre el periodo cálido y frío son mucho menores. Alcanzando un máximo de aproximadamente 6400 [kWh/día] en el mes de febrero, y un mínimo de 5400 [kWh/día] en el mes de julio. Por lo que, respecto a la demanda, el potencial presenta una tendencia a mantenerse relativamente estable a lo largo del año.

Este comportamiento en los resultados tiene sentido ya que, la temperatura de la roca a grandes profundidades no se ve afectada por las fluctuaciones en la temperatura en el ambiente del sector, manteniéndose estable a lo largo de todo el año.

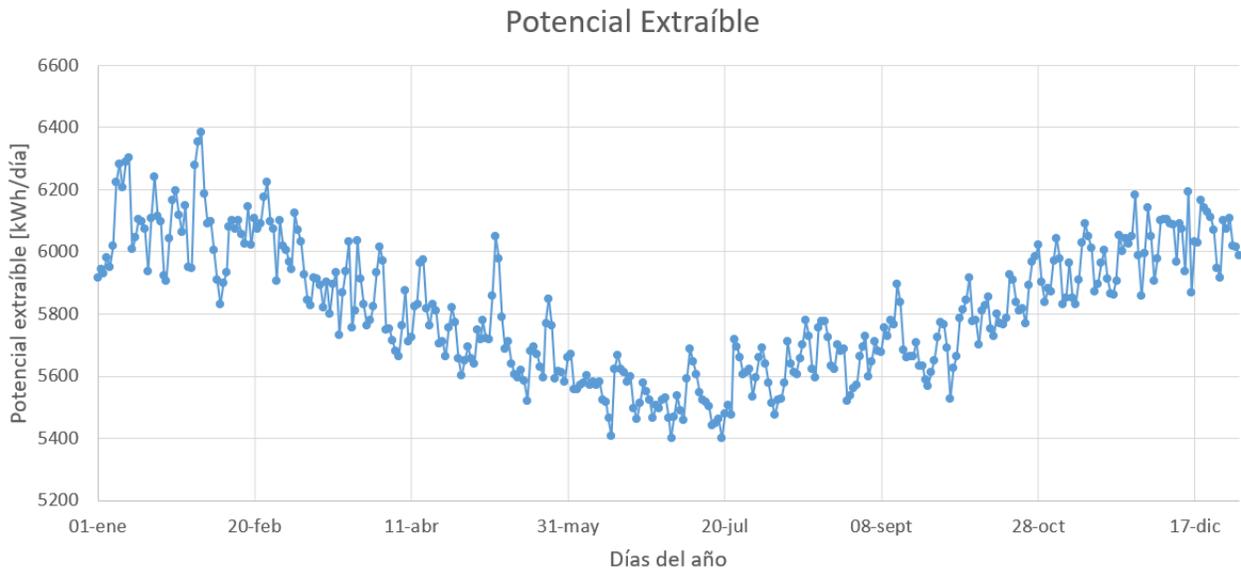


Figura 4.3: Gráfico del potencial extraíble del pozo a lo largo de un año.

Como se menciona en la metodología, se realiza el cálculo del potencial considerando diferentes cantidades de tramos para subdividir el pozo, esto con el objetivo de saber si este parámetro afecta los resultados obtenidos. En la tabla 4.2 se muestra el error obtenido en cada caso, considerando como caso base una división en 280 tramos. Los resultados muestran que a medida que se aumenta la cantidad de tramos el resultado del potencial extraíble comienza

a converger a un valor, obteniendo una diferencia porcentual muy pequeña para el caso de los 200 y 350 tramos, por lo que el considerar 280 tramos es un valor razonable para realizar los cálculos.

Tabla 4.2: Error potencial extraíble por tramos.

Cantidad de tramos	Error porcentual
100	2,9 %
200	0,49 %
350	0,24 %

En la figura 4.4 se observa la evolución que tiene la temperatura del fluido en cada uno de los 280 tramos que se consideraron para el cálculo del pozo, comenzando en la superficie con una temperatura de entrada de 40 [°C] y alcanzando los 78 [°C] al fondo del pozo. Cabe destacar que estos resultados fueron tomados de un día del mes de enero, pero que en cualquier día del año sigue la misma tendencia.

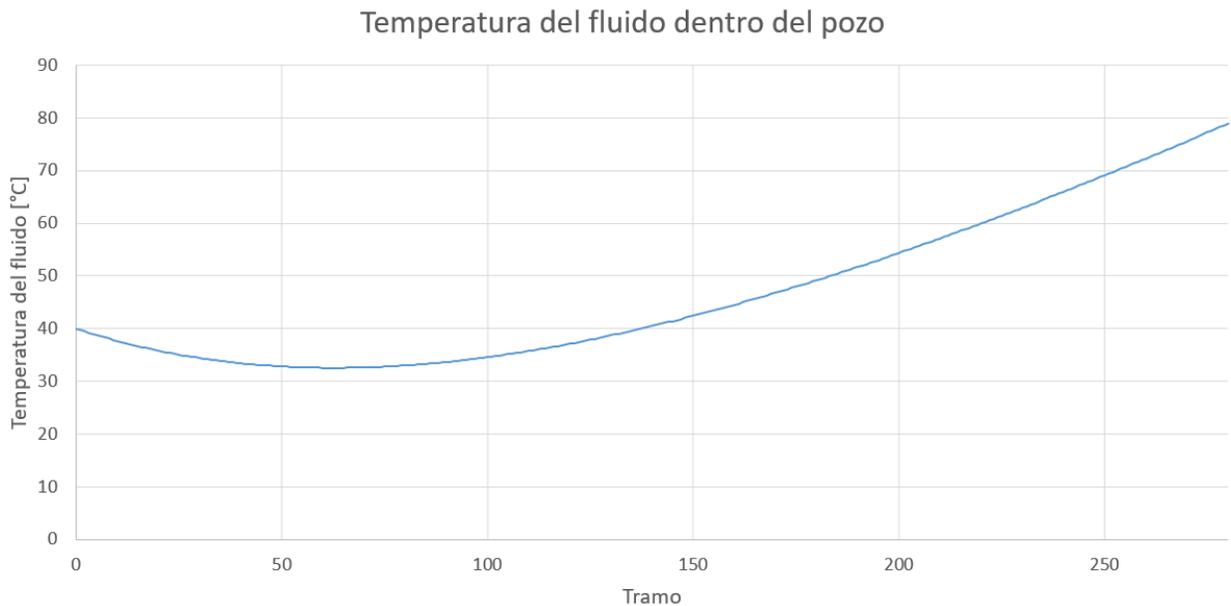


Figura 4.4: Evolución de la temperatura en el pozo (desde la superficie hasta el fondo).

Adicionalmente, en la figura 4.5 se observa un histograma de la temperatura alcanzada a la salida del pozo, respecto a los resultados obtenidos cada una hora a lo largo de todo el año, donde la temperatura con mayor tendencia es de 76 [°C].

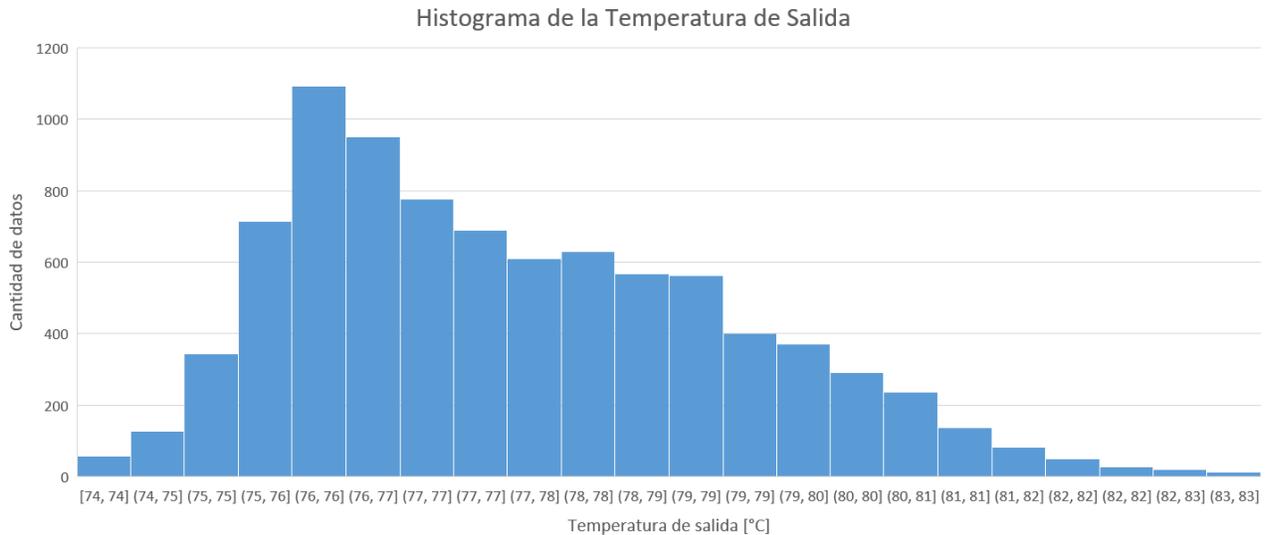


Figura 4.5: Histograma de la temperatura de salida del pozo.

En base a lo mencionado en la metodología respecto del uso de una bomba de calor, esta temperatura descarta su uso, ya que se encuentra muy por encima de los 50 [°C] admitidos para su funcionamiento.

Con el objetivo de seleccionar el flujo másico para trabajar, se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados respecto a este. En la tabla 4.3 se muestra la variación que presenta en potencial extraíble y la temperatura a la salida respecto del flujo másico, para un radio de tubería interna de 6,5 [cm].

Tabla 4.3: Efecto del flujo másico en los resultados.

Flujo másico [kg/s]	Potencial extraíble [kWh/año]	Temperatura fluido de salida [°C]
1	1.790.353	85
1,5	2.122.352	76
2	2.317.349	69
2,5	2.442.605	64,5

Se puede notar que a medida que aumenta el flujo másico el potencial extraíble también lo hace, pero dicho aumento tiende a ser menor. Por el contrario, la temperatura del fluido a la salida del pozo disminuye, lo cual puede ser una desventaja a la hora de querer implementar un sistema de calefacción distrital. Por lo anterior, se selecciona un flujo másico de 1,5 [kg/s], ya que alcanza un equilibrio entre entregar un potencial alto y también una temperatura que cumple con lo requerimientos para un sistema de calefacción.

Finalmente, en la figura 4.6 se observa un gráfico que muestra la relación de magnitud entre la demanda de energía térmica (naranja) y el potencial extraíble del pozo (azul). En dicho gráfico se puede observar con mayor claridad la tendencia a permanecer relativamente estable del potencial extraíble, respecto del comportamiento de la demanda. A su vez es posible ver la gran magnitud en la variación de la demanda a lo largo del año.

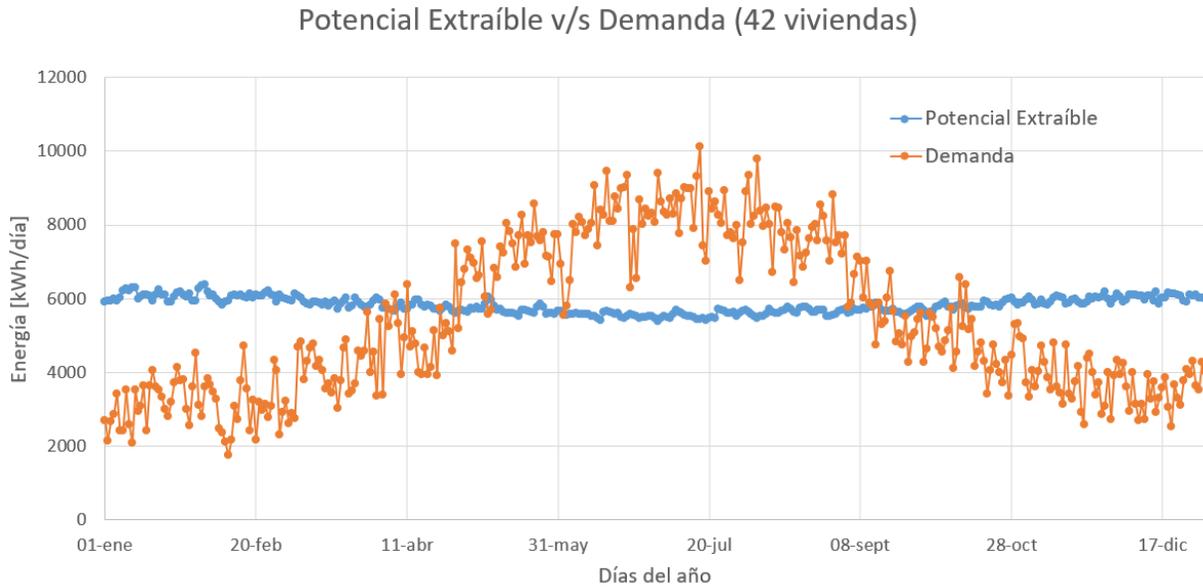


Figura 4.6: Gráfico comparativo de la demanda de energía térmica y el potencial extraíble a lo largo de un año.

De acuerdo al gráfico, se observa que, en los meses de invierno, entre mayo y agosto, la demanda de energía térmica supera al potencial extraíble del pozo considerablemente, y que en los meses de verano ocurre lo contrario.

En base a lo anterior, es posible determinar la cobertura anual que va a tener el potencial extraíble del pozo respecto de la demanda, la cual logra alcanzar un 74,49 %, donde, la demanda que falta por cubrir al año corresponde a 502.909,67 [kWh], equivalentes a 46.308,44 [m^3] de gas natural.

4.3. Simulación estacionaria

En la tabla 4.4 se detallan los valores obtenidos para cada una de las variables.

Tabla 4.4: Resultados para las variables de la simulación.

Variable	Valor	Unidad
Temperatura de vuelta del distrito	39,33	[°C]
Flujo másico por vivienda	0,06518	[kg/s]
Flujo másico red secundaria	2,737	[kg/s]
Flujo másico red pozo	1,657	[kg/s]
Diámetro cañería red pozo	0,038	[m]
Diámetro cañería red secundaria (principal)	0,0486	[m]

A su vez, en la figura 4.7 se muestra el esquema resultante, donde cabe destacar que las dos casas mostradas representan el total de las 42 viviendas consideradas.

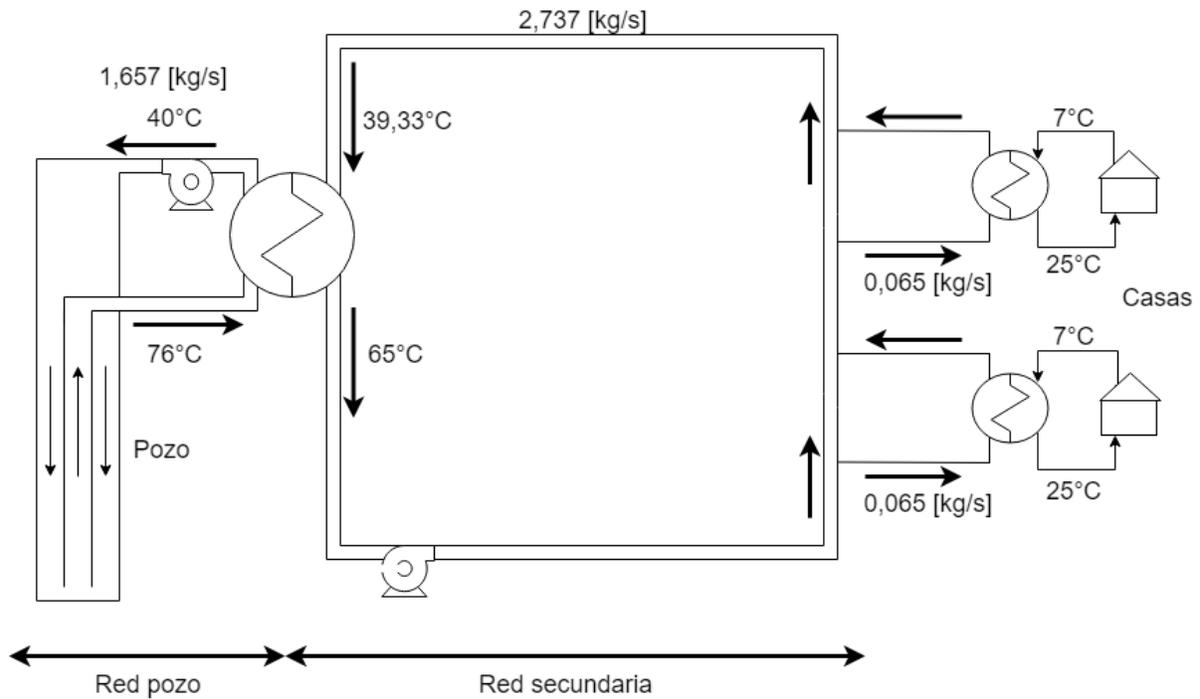


Figura 4.7: Esquema resultante de la simulación.

4.4. Equipos principales

4.4.1. Intercambiador de calor

El intercambiador de calor corresponde al tipo de tubos y carcasa como el que se muestra en la figura 4.8.

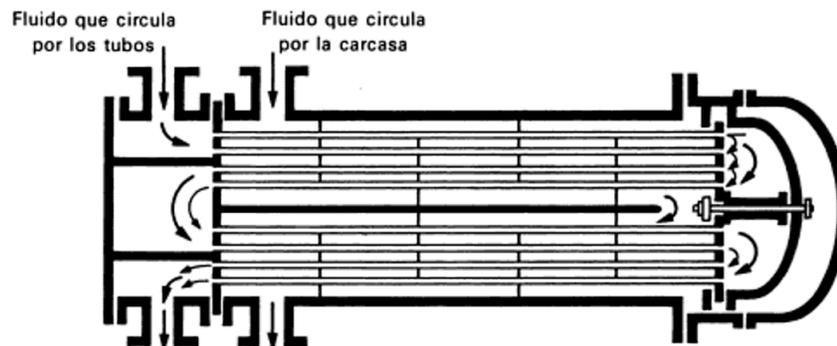


Figura 4.8: Esquema de un intercambiador de calor de tubos y carcasa.

En base a la metodología, en la tabla 4.5 se muestran los resultados obtenidos para el dimensionamiento del intercambiador de calor.

Tabla 4.5: Dimensiones intercambiador de calor.

Dimensión	Valor	Unidad
Área de intercambio	58,98	[m ²]
Largo	3,52	[m]
Diámetro tubos	0,016	[m]
Diámetro carcasa	0,4218	[m]
Número de tubos	334	-

4.4.2. Estanque de almacenamiento

Se calcula el estanque de almacenamiento en base a la metodología considerando una estratificación, donde el fluido a mayor temperatura se posiciona en la parte superior del estanque y el fluido a menor temperatura en la parte inferior de este (Ver figura 4.9).

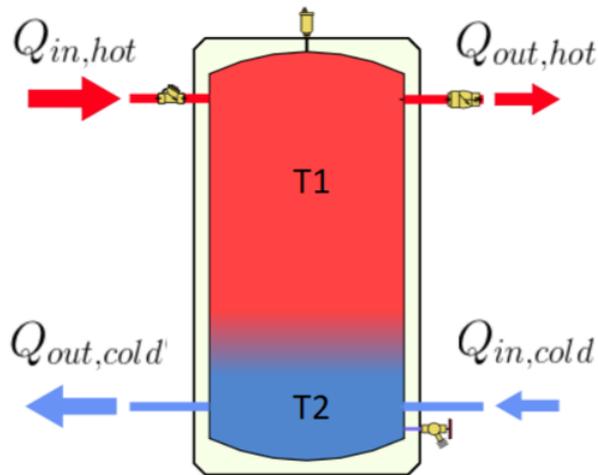


Figura 4.9: Esquema de un estanque de almacenamiento con una estratificación.

En la tabla 4.6 se muestran las características y dimensiones obtenidas para el estanque.

Tabla 4.6: Dimensiones estanque de almacenamiento.

Dimensión	Valor	Unidad
Volumen	120,6	[m ³]
Diámetro interno	5,2	[m]
Altura	5,7	[m]
Área base	21,14	[m ²]
Espesor pared	3,328	[mm]
Altura termoclina	2,12	[m]
Capacidad máxima de almacenamiento ($\dot{Q}_{max,est}$)	3,528	[MW]

4.5. Dimensiones cañerías

En base a la simulación se obtienen los valores para los diámetros principales en el sistema, los cuales se detallan en la tabla 4.7.

Tabla 4.7: Diámetro interno cañerías principales.

Sección	Valor	Unidad
Red pozo	0,038	[m]
Red secundaria	0,049	[m]

A su vez, en la tabla 4.8 se pueden observar los diámetros internos obtenidos en base a la metodología para la ramificación con mayor cantidad de viviendas. En la figura 3.18, presentada anteriormente, se muestra el esquema de la red indicando los valores asignados para cada nodo.

Tabla 4.8: Diámetro interno ramificación con mayor cantidad de viviendas.

Nodos red		Diámetro interno
Nodo salida	Nodo llegada	[m]
A	0	0,049
0	3	0,035
3	4	0,026
4	35	0,026
35	36	0,025
36	37	0,024
37	38	0,023
38	39	0,021
39	40	0,020
40	41	0,018
41	42	0,017
42	43	0,015
43	44	0,013
44	45	0,011
45	46	0,008

En los Apéndices C.2 y C.3 se muestran los espesores de las capas que conforman las cañerías y el largo de estas, respectivamente.

4.6. Pérdidas térmicas

4.6.1. Estanque

Las pérdidas térmicas del estanque se calculan para la sección superior e inferior por separado, sin considerar la aislación térmica de este en ninguno de los casos.

En la tabla 4.9 se muestran las pérdidas térmicas obtenidas, donde se puede notar que son mayores en la sección superior, debido a que en esta parte del estanque el fluido se encuentra a una mayor temperatura.

Tabla 4.9: Pérdidas térmicas en el estanque.

Sección	Valor	Unidad
Superior	35,736	[kW]
Inferior	17,65	[kW]

4.6.2. Cañerías

En tabla 4.10 se muestran las pérdidas térmicas en la ramificación con mayor longitud de cañerías. Se puede observar, que se obtiene una pérdida máxima de 2,631 [°C], comenzando en el nodo A y terminando en el 14, que corresponde al extremo de una de las ramificaciones de la red (Ver figura 3.18).

Tabla 4.10: Pérdidas térmicas en el tramo más largo de la red.

Nodos		Largo [m]	Diámetro [m]	Pérdidas térmicas	
Nodo salida	Nodo llegada			[kW]	[°C]
A	0	710,27	0,049	7,268	0,634
0	1	220	0,034	1,820	0,333
1	2	75	0,024	0,577	0,211
2	5	20	0,024	0,154	0,056
5	6	20	0,023	0,150	0,061
6	7	20	0,021	0,146	0,067
7	8	20	0,020	0,161	0,084
8	9	20	0,018	0,155	0,094
9	10	20	0,017	0,148	0,109
10	11	20	0,015	0,141	0,129
11	12	20	0,013	0,133	0,162
12	13	20	0,011	0,123	0,225
13	14	20	0,008	0,127	0,464
TOTAL				11,101	2,631

4.7. Pérdidas de carga

4.7.1. Intercambiador de calor

En base a la metodología se obtienen las pérdidas de carga en el intercambiador de calor mostradas en la tabla 4.11, tanto para los tubos como para la carcasa. Se puede observar que la pérdida de carga en las tubos supera a la de la carcasa, pero en ambos casos resultan ser pequeñas.

Tabla 4.11: Pérdidas de carga en el intercambiador de calor.

Sección	Valor	Unidad
Tubos	1,5543	[m.c.a]
Carcasa	0,1554	[m.c.a]

4.7.2. Cañerías

Al igual que en el caso de las pérdidas térmicas, en la tabla 4.12 se muestran las pérdidas de carga en el tramo más largo en la red de distribución. Se obtiene una pérdida máxima de 84,73 [m.c.a], comenzando en el nodo A y terminando en el 14, que corresponde al extremo de una de las ramificaciones de la red (Ver figura 3.18).

Tabla 4.12: Pérdidas de carga en el tramo más largo de la red.

Nodos		Largo [m]	Diámetro [m]	Pérdidas de carga [m.c.a]
Nodo salida	Nodo llegada			
A	0	710,27	0,049	25,096
0	1	220	0,034	13,518
1	2	75	0,024	7,965
2	5	20	0,024	2,124
5	6	20	0,023	2,239
6	7	20	0,021	2,591
7	8	20	0,020	2,770
8	9	20	0,018	2,991
9	10	20	0,017	3,140
10	11	20	0,015	3,511
11	12	20	0,013	4,407
12	13	20	0,011	5,829
13	14	20	0,008	8,549
TOTAL				84,730

4.7.3. Válvulas

En base a la metodología se obtienen las pérdidas de carga en las válvulas. En la tabla 4.13 se muestran los valores máximos obtenidos para cada tipo de válvula, donde, se puede notar que en los tres casos los valores alcanzados para las pérdidas de carga son muy pequeños.

Tabla 4.13: Pérdidas de carga en las válvulas del sistema.

Sección	Valor	Unidad
Válvula de retención (Check)	0,229	[m.c.a]
Válvula reguladora o de compuerta	0,132	[m.c.a]
Válvula 3 vías	0,573	[m.c.a]

4.7.4. Intercambiador de calor de tubos concéntricos CHE

En base a la metodología se obtienen las pérdidas de carga a lo largo del intercambiador en el pozo, dichos resultados se muestran en la tabla 4.14.

Tabla 4.14: Pérdidas de carga en el intercambiador CHE.

Sección	Valor	Unidad
Tubería externa	2,11	[m.c.a]
Tubería interna	0,65	[m.c.a]

Las pérdidas dentro del pozo son muy pequeñas, debido a la baja velocidad que tiene el fluido al interior del intercambiador CHE.

4.8. Equipos secundarios

4.8.1. Válvulas

Las válvulas del sistema se seleccionan en base al catálogo de *Cosmoplas*, buscando el tipo adecuado para cada función y verificando que estén disponibles en el diámetro de la sección en donde está ubicada cada una. En el Apéndice B.2 se muestran los modelos de las válvulas seleccionadas.

4.8.2. Bombas

Se acuerdo a las pérdidas de carga calculadas se obtienen los requerimientos de las estaciones de bombeo a considerar. En la tabla 4.15 se muestra el detalle.

Tabla 4.15: Requerimientos para las estaciones de bombeo.

Sección	Altura [m.c.a]	Caudal [m^3/h]
Red pozo	6,503	6,084
Red secundaria (ida)	89,154	10,052
Red secundaria (vuelta)	86,64	10,052
Estanque (superior)	10	10,052
Estanque (inferior)	10	10,052

En base a lo anterior y buscando en el catálogo del proveedor *Koslan*, se seleccionan las bombas a utilizar que se muestran en la tabla 4.16. En el Apéndice B.1 se pueden ver las curvas características de cada bomba seleccionada y sus especificaciones técnicas.

Tabla 4.16: Modelos y características de las bombas seleccionadas.

Sección	Marca	Modelo	Altura [m.c.a]	Caudal [m^3/h]
Red pozo	Pedrollo	NGA 1B	13	12
Red secundaria (ida)	Pedrollo	2CP32/210A	94	11
Red secundaria (vuelta)	Pedrollo	2CP32/210A	94	11
Estanque (superior)	Pedrollo	NGA 1B	13	12
Estanque (inferior)	Pedrollo	NGA 1B	13	12

4.8.3. Radiadores viviendas

En el catálogo se ANWO se encuentran radiadores con diferentes características en cuanto a sus dimensiones y potencia. Se busca un radiador de dimensiones razonables para que puedan ser instalados en las viviendas sin afectar en gran medida el espacio dentro de estas. Por lo anterior se prefiere utilizar una mayor cantidad de radiadores por vivienda, pero de dimensiones más pequeñas, de modo que puedan distribuirse en las diferentes habitaciones y así lograr calefaccionar uniformemente.

En la tabla 4.17 se muestra la marca y el modelo seleccionado para los radiadores en las viviendas, con sus características principales. En el Apéndice B.3 se puede ver un esquema del radiador seleccionado.

Tabla 4.17: Modelo y características radiador viviendas.

Marca	ANWO
Modelo	DK 500.0800
Largo [mm]	800
Altura [mm]	500
Potencia [kW]	1,758
Capacidad [lts]	7,68
Cantidad (Por vivienda)	4

4.9. Evaluación económica

4.9.1. Inversión

En base a la metodología utilizada para el cálculo de los precios de equipos, componentes y obras civiles se obtiene la inversión total del proyecto. En la tabla 4.18 se muestra el detalle de dicha inversión y su valor total, además en la figura 4.10 se muestra un gráfico circular de la inversión y los porcentajes que corresponden a cada ítem.

Se puede ver que la inversión total es de \$192.929.928, donde el mayor porcentaje corresponde al intercambiador de tubos concéntricos CHE (50%), seguido del estanque de almacenamiento (18%), el intercambiador de calor (12%) y las cañerías (6%).

Tabla 4.18: Detalle de la inversión total del proyecto.

Ítem	Valor (CLP)
Equipos y componentes	
Intercambiador de calor	\$24.110.944
Estanque	\$35.360.279
Bombas	\$1.672.350
Radiadores	\$8.748.382
Cañerías	\$12.362.170
Válvulas	\$2.471.543
Intercambiador CHE	\$95.966.860
Obras civiles	
Excavación	\$2.237.400
Instalaciones	\$10.000.000
TOTAL INVERSIÓN	\$192.929.928

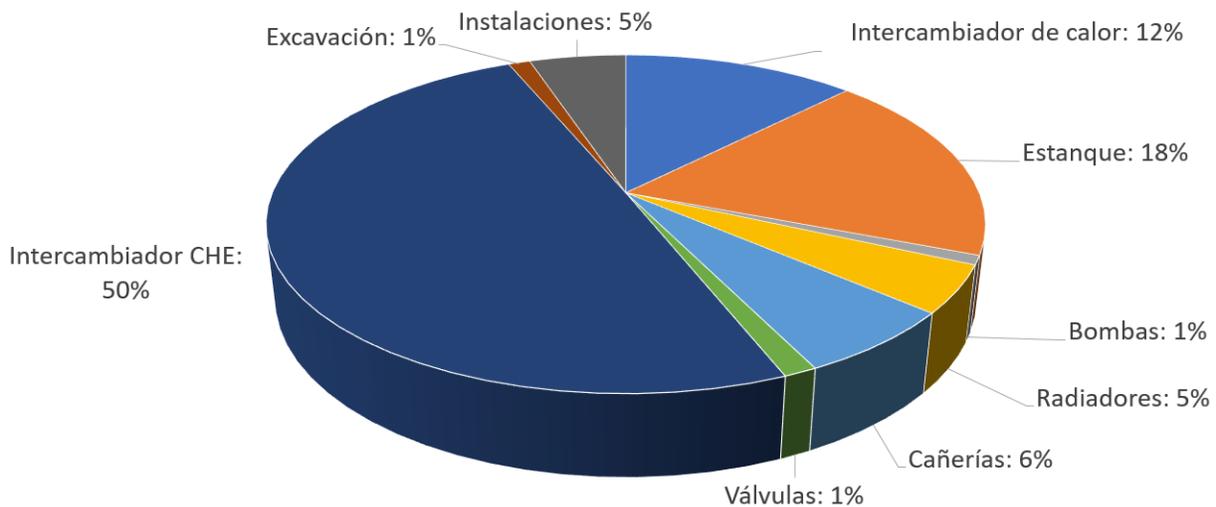


Figura 4.10: Gráfico de la inversión total.

En el Apéndice F se muestra el detalle de los precios para los equipos secundarios (Válvulas, bombas y radiadores) y el intercambiador de calor CHE. En el Apéndice C.1 se puede revisar el desglose de precios por metro según el diámetro de las cañerías.

4.9.2. Costos

En los costos del proyecto se consideran los costos operacionales y de mantención.

Por un lado, en el caso de los costos operacionales, en la tabla 4.19 se muestra el detalle mensual de consumo eléctrico y el costo asociado a este consumo en base a la tarifa de energía eléctrica en Magallanes. Al final de la tabla se muestra el total anual utilizado en la evaluación económica, que asciende a un valor de \$8.318.146 [CLP].

Tabla 4.19: Costos operacionales producto del consumo de energía eléctrica de las bombas.

Mes	Consumo bombas [kWh]	Tarifa eléctrica [\$/kWh]	Costo mensual (CLP)
Enero	7964,07	70	\$557.485
Febrero	7051,52	70	\$493.607
Marzo	9158,68	70	\$641.108
Abril	10900,82	70	\$763.058
Mayo	12294,54	70	\$860.618
Junio	11946,11	70	\$836.228
Julio	12344,31	70	\$864.102
Agosto	12277,95	70	\$859.457
Septiembre	10220,56	70	\$715.439
Octubre	9108,91	70	\$637.624
Noviembre	7565,87	70	\$529.611
Diciembre	7997,25	70	\$559.808
TOTAL ANUAL			\$8.318.146

Por otro lado, como se explica en la metodología, los costos de mantención se estiman en un 2% del monto de la inversión de los equipos y componentes del proyecto. Considerando que estos alcanzan los \$180.692.528 [CLP], según se puede calcular en la tabla 4.18, el costo de mantención anual alcanza un valor de \$3.613.851 [CLP].

4.9.3. Evaluación por casos

En la siguiente sección se detallan los resultados obtenidos en la evaluación económica del proyecto. Como se explica en la metodología se evalúan dos casos, con y sin la consideración de un crédito para el financiamiento de la inversión, de modo de realizar una comparación entre ambos escenarios y ver cual tiene un mejor comportamiento.

Caso 1: Sin crédito

En el caso sin crédito, se considera que se paga el total de la inversión ya detallada con recursos propios. En base a las consideraciones explicadas en la metodología, se realiza la evaluación económica para el proyecto mediante un flujo de caja (Ver Apéndice G.1), estudiando su comportamiento para diferentes precios de venta de la energía generada de modo de saber cual es el precio que entrega resultados positivos y que hace que el proyecto sea atractivo económicamente.

En la tabla 4.20 se muestra la evolución de los parámetros de evaluación en función del precio de venta, estos son, el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (PRI).

Tabla 4.20: Análisis de sensibilidad en el caso sin crédito.

Precio venta [$\$/kWh$]	VAN [CLP]	TIR [%]	PRI [años]
26	-\$32.846.553	7,38 %	10,20
27	-\$23.720.140	8,13 %	9,61
28	-\$14.593.727	8,86 %	9,06
29	-\$5.467.314	9,58 %	8,62
30	\$3.659.099	10,28 %	8,23

Caso 2: Con crédito

En el caso con crédito, se considera que se paga la mitad del total de la inversión con recursos propios, y se solicita un crédito por el 50 % restante. Al igual que en el caso anterior, en base a las consideraciones explicadas en la metodología se realiza la evaluación económica mediante un flujo de caja (Ver Apéndice G.2), para el cual se evalúa su comportamiento para diferentes precios de venta de la energía. En el Apéndice G.2 se puede observar el detalle del crédito a 5 años.

En la tabla 4.21 se muestra la evolución de los parámetros de evaluación en función del mismo precio de venta con el que se evalúa el caso anterior.

Tabla 4.21: Análisis de sensibilidad en el caso con crédito.

Precio venta [$\$/kWh$]	VAN	TIR	PRI
26	-\$6.906.136	7,40 %	11,37
27	\$3.618.771	8,31 %	10,77
28	\$14.143.678	9,22 %	10,23
29	\$24.668.585	10,12 %	9,70
30	\$35.193.492	11,00 %	9,21

Al revisar ambos casos se puede observar que los parámetros de evaluación son muy sensibles al precio de venta, cambiando drásticamente la situación del proyecto. Además, es

posible notar que se alcanza un valor actual neto positivo con un precio menor en el caso con crédito, pero que el periodo de recuperación de la inversión resulta ser mayor en este último.

Como resultado adicional, se evalúa el comportamiento del caso con crédito si se incorpora un subsidio por parte del gobierno. Esto considerando que, en base a lo explicado en los antecedentes técnicos, actualmente se invierte en un subsidio para la extracción del gas natural en la región por la gran cantidad que utilizan de este recurso, lo que disminuye el precio de venta para los usuarios. Como se busca disminuir el consumo de gas natural en la localidad y reemplazarlo por una fuente renovable, se estudia el caso en que se aplique un subsidio por el 100 % de los gastos asociados a los costos de operación y mantención del proyecto, es decir \$11.931.996. Al considerar dicho subsidio, para un precio de venta de la energía de 19 [\$/kWh], se alcanza un VAN positivo de \$4.939.084, una TIR del 8,43 % y un valor para el PRI de 10,70 años.

4.9.4. Costo nivelado de energía (LCOH)

Con el objetivo de poder comparar la situación del proyecto de estudio con la situación actual de la localidad de Punta Delgada se calcula el valor del *Costo Nivelado de Energía o Calor (LCOH)*.

Para esto se utiliza la ecuación 3.58 presentada en la metodología, la cual está definida por inversión anual, los costos de operación y mantención anuales, la generación total de energía anual, la tasa de descuento del proyecto y el período de evaluación en años.

En base al flujo de caja resultante en cada caso se realiza el cálculo de este parámetro LCOH, obteniendo los resultados presentados en la tabla 4.22. Estos valores van a permitir tener una referencia del precio de venta que debe tener la energía para obtener flujos anuales positivos en la evaluación económica.

Tabla 4.22: Valores para el costo nivelado de energía LCOH.

Sin crédito	14,73	[\$/kWh]
Con crédito	13,89	[\$/kWh]

Adicionalmente, en base a la tarifa del gas natural en la Región de Magallanes y el poder calorífico del mismo, es posible obtener el LCOH del gas natural, el cual asciende a un valor de 11,79 [\$/kWh] y va a corresponder al precio percibido por las personas de la localidad para este recurso. Con estos resultados es posible notar que los valores obtenidos para el proyecto resultan ser muy cercanos al valor para el gas natural, donde, en ambos casos son mayores. A su vez, es importante mencionar, que la energía generada por el proyecto no se logra aprovechar al 100 %, lo que genera que el precio de venta de la energía sea mayor al costo nivelado de energía calculado para el proyecto.

4.10. Beneficio adicional: Emisiones de CO_2

En base a la metodología se calculan las emisiones de CO_2 producto del gas natural, en los casos con y sin proyecto. Esto con el objetivo de cuantificar el beneficio que trae consigo la implementación de un sistema de calefacción a base de energía renovable.

En la tabla 4.23 se pueden ver los kilogramos de CO_2 emitidos en la localidad de Punta Delgada en ambos casos de estudio. Cabe destacar que para el caso *con proyecto* se considera la demanda que falta por satisfacer respecto de la cobertura que alcanza a tener el potencial extraíble del pozo de petróleo, y en el caso *sin proyecto* se considera la demanda total anual de la localidad.

Tabla 4.23: Emisiones de CO_2 producto del gas natural.

Sin proyecto	410.047,52	[$kgCO_2/año$]
Con proyecto	104.605,21	[$kgCO_2/año$]

En base a lo anterior se obtiene una disminución del 74,5% de las emisiones de CO_2 en el caso con proyecto respecto al sin proyecto.

Capítulo 5

Discusión

5.1. Evaluación técnica

De acuerdo con las características climáticas del sector de trabajo y la temperatura ambiente registrada, Punta Delgada es una localidad que requiere calefacción a lo largo de todo el año, por lo que es un buen candidato para implementar un sistema de calefacción distrital y así asegurar la comodidad de las personas en la vivienda. A la hora de calcular la demanda de energía térmica de la vivienda, se observa la gran influencia que tienen las pérdidas por transferencia de calor en las paredes, techo y suelo, superando en gran medida a las pérdidas por ventilación. Esto significa que, al querer calefaccionar una vivienda es de suma importancia contar con una buena aislación térmica en cada una de las secciones que la componen. Si bien algunas áreas van a influir más que otras, todas aportan con un porcentaje importante en las pérdidas térmicas, por lo que cada una debe ser considerada en la aislación de la vivienda.

Respecto a lo anterior, es importante mencionar que en el cálculo de la demanda no se considera dicha aislación térmica en las viviendas, ya que no se cuenta con información respecto a estas características de las construcciones en la localidad. Para los cálculos se realiza un diseño sencillo de las casas del sector sin dicha aislación, lo cual puede ser una fuente de error en los resultados. Sin embargo, esto posiciona al estudio en el peor de los casos y no subestima la demanda obtenida para las viviendas, por lo que resultado es conservador y puede ser utilizado en los cálculos y análisis posteriores.

A su vez, de acuerdo al análisis de sensibilidad de la demanda respecto del espesor de las paredes, techo y suelo, es posible observar la gran variación que tiene esta al modificar el espesor de cada una de dichas secciones, lo que deja en evidencia que este parámetro es una determinante en la evaluación del proyecto y que el diseño de la vivienda puede cambiar el escenario de estudio de manera importante.

Al observar la evolución de la demanda a lo largo del año (Ver figura 4.1), como es de esperarse en base al comportamiento de la temperatura ambiente, se obtiene que esta es mayor en los meses más fríos, entre mayo y octubre aproximadamente, alcanzando un máximo en

el mes de julio y siendo el periodo de invierno el más difícil en términos de calefacción. Al contrario, durante los periodos de primavera y verano, la demanda tiende a disminuir alcanzando los valores más bajos a lo largo de todo el año. A su vez, al revisar la evolución de la demanda a lo largo de un día (Ver figura 4.2) resulta ser mayor en la madrugada, tendiendo a disminuir durante el mediodía y a aumentar, nuevamente, luego de las 17:00 [h] aproximadamente. En los meses cálidos, en el periodo de verano principalmente, se obtiene que la demanda puede llegar a ser nula en las horas donde las ganancias por radiación solar logran superar a las pérdidas en la vivienda. Por el contrario, en los meses fríos las ganancias térmicas no alcanzan a contrarrestar las pérdidas térmicas, por lo que la demanda no llega a ser cero a ninguna hora del día.

El cálculo del potencial extraíble se realiza en base a un modelo numérico y estacionario, sin considerar las variaciones en las propiedades del fluido a medida que circula por el pozo, ni el efecto del tiempo en la temperatura de la roca circundante. Es por esto, que los resultados obtenidos funcionan como una primera aproximación del potencial extraíble del pozo. A su vez se utiliza un método discreto para realizar el cálculo, dividiendo la extensión total del pozo en una cierta cantidad de tramos. Con el objetivo de verificar que la cantidad de tramos seleccionados (280 tramos) no sea una fuente de error, se realiza el mismo cálculo para diferentes cantidades. En base a esto se obtiene que para los 200 tramos el error porcentual respecto del caso base de 280 tramos es muy pequeño (0,49%), siendo incluso menor para 350 tramos (0,24%). En el caso de los 100 tramos este error alcanza un valor más elevado de 2,9%. Esto indica que los resultados comienzan a converger a partir de los 200 tramos aproximadamente, por lo que trabajar con 280 tramos asegura que los cálculos son confiables.

Para la evolución de la temperatura de la roca en función de la profundidad, se asume que esta sigue una tendencia lineal, comenzando con la temperatura a nivel de superficie del suelo hasta llegar a la temperatura de la roca al fondo del pozo. Esta es una buena aproximación, ya que si bien en los primeros metros este comportamiento no es lineal, se estabiliza a los 30 metros de profundidad del pozo aproximadamente, donde el aumento de la temperatura comienza a estar determinado por el gradiente geotérmico. Adicionalmente, para efectos de este trabajo se considera que no existen acuíferos en profundidad u otros fluidos que puedan circular alrededor del pozo. Respecto a esto, cabe destacar que cuando se tiene agua circulando alrededor del pozo también hay transporte de calor en el entorno de este por efecto del flujo de agua subterránea. Esto renueva rápidamente la temperatura en torno al pozo favoreciendo la renovación del recurso geotérmico, por lo que el no considerarlos no sobreestima el potencial extraíble.

Al dimensionar el intercambiador de calor profundo ubicado en el pozo, se busca obtener un potencial extraíble alto y también una temperatura para el fluido de salida que sea de utilidad para un sistema de calefacción distrital. De acuerdo con los cálculos, estos resultados dependen de la geometría del pozo y de sus parámetros de operación (flujo másico y velocidad). Dichos parámetros deben asegurar un flujo turbulento dentro del pozo, que aumente el coeficiente de convección y así la transferencia de calor hacia el fluido. En base a lo anterior, se define el diámetro de la tubería interna (6,5 [cm]), teniendo en cuenta que el área de entrada y salida del fluido sean lo más parecidas posible, de modo que la circulación se lleve a cabo correctamente.

Respecto a lo mencionado anteriormente, el flujo másico es un parámetro muy importante en el diseño del intercambiador CHE. Es por esto, que al definir su valor se tiene en cuenta como varían los resultados en base a este (Ver tabla 4.3). Se obtiene que a medida que aumenta el flujo másico, la temperatura de salida del pozo comienza a disminuir de manera brusca, pasando de los 85 [°C] para un flujo de 1 [kg/s] a los 76 [°C] para un flujo de 1,5 [kg/s] y a los 69 [°C] para un flujo de 2 [kg/s]. El potencial, por el contrario, comienza a aumentar a medida que aumenta el flujo, aunque cada vez en menor magnitud, ya que entre un flujo másico de 1,5 [kg/s] y 1[kg/s] la diferencia es de 331.999 [kWh/año], entre 2 [kg/s] y 1[kg/s] es de 194.997 [kWh/año], y entre 2,5 [kg/s] y 2[kg/s] es de 125.256 [kWh/año]. En base a lo anterior se selecciona el flujo másico de 1,5 [kg/s], ya que si bien no se obtiene el mayor potencial, se alcanza una temperatura suficiente para un sistema de calefacción distrital. Además, la velocidad del fluido resulta ser baja, lo cual es positivo, ya que si es muy alta puede aumentar en gran magnitud las pérdidas de carga dentro del pozo, y aún más importante, disminuir la transferencia de calor hacia el fluido.

En base a los resultados obtenidos, es posible observar la evolución del potencial extraíble del pozo a lo largo del año (Ver figura 4.3), alcanzando un valor mayor en los meses con temperaturas más cálidas. Aunque la diferencia entre el máximo y el mínimo resulta ser pequeña, respecto de la diferencia en el caso de la demanda. Por lo que, en relación con esta, el potencial extraíble presenta un comportamiento relativamente estable a lo largo del año. Esto tiene sentido, ya que, a grandes profundidades, la temperatura de la roca no se ve afectada por las fluctuaciones de la temperatura en el ambiente.

Al revisar el comportamiento de la temperatura del fluido dentro del pozo (Ver figura 4.4), se observa que, en un principio, al ingresar, esta tiende a disminuir, ya que la temperatura de entrada (40[°C]) resulta ser mayor que la temperatura de la roca circundante en los primeros metros, generando pérdidas por transferencia de calor. Luego al seguir descendiendo en el pozo la temperatura del fluido comienza a aumentar, ya que la roca se encuentra a una mayor temperatura que el fluido, transfiriéndole calor a este. Finalmente, el fluido alcanza su temperatura máxima al fondo del pozo, que luego al subir hacia la superficie tiene una disminución muy pequeña, producto de la transferencia de calor hacia el fluido de entrada que se encuentra a una menor temperatura. Para efectos del trabajo, este calor perdido por el fluido ascendente o de salida se suma al fluido descendente o, de entrada, de modo de mantener el balance de energía, teniendo en cuenta que dadas las características del sistema este calor no puede perderse hacia otra parte.

De acuerdo con la temperatura de salida obtenida para el fluido de trabajo, 76 [°C] según el histograma (Ver figura 4.5), se descarta el uso de una bomba de calor en el sistema. Como se menciona en la metodología, las bombas de calor trabajan con temperaturas que no superan los 50 [°C] para el fluido de entrada, de modo de poder aprovechar el calor que este posee y elevar la temperatura del fluido de salida de la bomba. En este caso no aplica utilizarla, ya que por un lado no existen bombas de calor que trabajen bajo las condiciones de este trabajo y además la temperatura que se obtiene a la salida ya es suficiente por si sola para el sistema de calefacción distrital.

Según los resultados obtenidos tanto para la demanda de energía térmica y el potencial extraíble, resulta ser que este último no alcanza a satisfacer toda la demanda de la localidad

a lo largo del año, teniendo una cobertura anual del 74,5%, es decir, 1.468.472 [kWh/año]. Si bien se obtiene que el potencial extraíble del pozo alcanza un valor de 2.122.352 [kWh/año] y la demanda total anual es de 1.971.382 [kWh/año], no es correcto guiarse solo por estos resultados. Se debe considerar la evolución de estos valores a lo largo del año y la relación que tienen entre ellos. En los meses cálidos se obtiene energía sobrante debido a que la demanda es menor al potencial y dicha energía no se puede almacenar para utilizarla en los meses fríos, ya que el periodo de almacenamiento es muy grande. Esto va a generar la diferencia entre el potencial total extraído del pozo y el realmente aprovechado en el sistema de calefacción.

En base a la simulación en estado estacionario del sistema, se obtienen los parámetros de operación y los diámetros de las cañerías principales (Ver tabla 4.4). Con esto se realiza el dimensionamiento de los equipos principales y la red de distribución. Respecto a esta última se puede notar que los diámetros para las cañerías disminuyen a medida que se avanza en la ramificación, hasta llegar al extremo de esta (Ver tabla 4.8), cumpliendo con la continuidad del flujo y manteniendo las condiciones de trabajo a lo largo de toda su extensión. A su vez, es importante mencionar que en la simulación no se considera el efecto del estanque de almacenamiento, el cual al permitir guardar la energía sobrante por un cierto período de tiempo y va a ayudar a realizar un suministro continuo. Esto va a significar que la evaluación técnica se lleva a cabo posicionándose en el peor de los casos y el resultado resulta ser conservador, permitiendo realizar un posterior análisis sin sobreestimar el comportamiento del sistema.

Respecto a los resultados obtenidos para las pérdidas térmicas, estas son pequeñas en la red de distribución, alcanzando los 2,631 [°C] en la ramificación con mayor longitud. Esto demuestra la eficiencia de las cañerías para sistemas de calefacción distrital, donde la capa aislante cumple un rol fundamental. En el caso del estanque de almacenamiento, las pérdidas térmicas se calculan sin considerar una capa aislante en su estructura, donde, se obtiene que son mayores en la sección superior del estanque respecto a la inferior, debido a que el fluido a mayor temperatura se deposita en la sección superior. Sin embargo, en ambos casos las pérdidas son grandes, lo que da cuenta de la importancia de la incorporación de una capa aislante en la estructura del estanque, ya que debe ser capaz de cumplir con su función de almacenar calor.

Las pérdidas de carga, por su parte, resultan ser mucho mayores en la red de distribución respecto del resto de componentes, alcanzando un total de 84,73 [m.c.a] en la ramificación con mayor longitud de la red, por lo que este valor resulta ser el más determinante en la selección de las estaciones de bombeo. Al observar los resultados presentado en la tabla 4.12 se puede notar que para tramos con la misma longitud el diámetro tiene un gran efecto en las pérdidas de carga, generando grandes diferencias en su magnitud para diámetros muy cercanos. Respecto a las pérdidas obtenidas para el intercambiador de calor estas son bastantes pequeñas en comparación con las de la red, alcanzando un máximo de 1,55 [m.c.a] en los tubos que supera por más del doble al valor obtenido para la carcasa. En cuanto a las válvulas, las pérdidas de carga máximas para cada tipo son muy pequeñas, casi despreciables en comparación con las de la red. Por último, las pérdidas de carga en el intercambiador de calor de tubos concéntricos (CHE) son muy pequeñas, lo cual tiene directa relación con la baja velocidad a la que circula el fluido en su interior.

5.2. Evaluación económica

A la hora de determinar la inversión del proyecto, se utilizan diferentes medios para la obtención de los precios de los equipos y componentes del sistema. En algunas ocasiones es necesario recurrir a correlaciones que permitan determinar el precio en base a ciertos parámetros característicos, como lo es el caso del intercambiador de calor principal y el estanque de almacenamiento. El utilizar una correlación para determinar el precio puede ser una fuente de error en los resultados, pero es una buena aproximación en los casos en que no se logra obtener información por otros medios.

En base a los resultados obtenidos para la inversión, al observar la tabla 4.18 y la figura 4.10 es posible notar que el mayor porcentaje de la inversión corresponde al intercambiador de tubos concéntricos o CHE, alcanzando el 50 % del total, debido al costo que implican los materiales para su construcción. Luego, lo siguen los equipos principales, como el estanque de almacenamiento (18 %) y el intercambiador de calor (12 %), como también las cañerías de la red de distribución (6 %). A su vez, se puede notar que la inversión en equipos y componentes es mucho mayor a los costos asociados a las obras civiles, como lo son la excavación y la instalación del sistema. Esto es un punto importante, ya que en un proyecto de energía geotérmica normalmente la perforación del pozo equivale a entre el 30 y 50 % de la inversión, provocando que los costos por obras civiles superen por mucho a los costos de equipos y componentes.

La evaluación económica se lleva a cabo considerando dos casos de estudio, con y sin crédito para el financiamiento de la inversión. En base a los resultados obtenidos (Ver tablas 4.20 y 4.21) se puede notar que el caso con crédito tiene un mejor comportamiento, ya que requiere de un precio menor de venta para alcanzar un valor actual neto positivo, específicamente 27 [\$/kWh]. El considerar un crédito disminuye el riesgo asociado al proyecto, ya que la inversión en el primer año es menor y el total está distribuido en un mayor periodo de tiempo. Esta disminución en el riesgo se ve reflejada en una menor tasa de descuento para la evaluación del proyecto, por lo que el escenario resulta ser mejor que en el caso sin crédito. Se puede ver que para un mismo precio de venta el valor actual neto (VAN) alcanzando para el caso con crédito es siempre mayor al del caso sin crédito en gran magnitud, lo mismo ocurre con la TIR, pero en menor magnitud. Por el contrario, resulta ser que el valor para el PRI es mayor en el caso sin crédito, lo cual tiene sentido ya que, debido a los intereses asociados, al final de dicho periodo el total a pagar va a ser mayor que la inversión presupuestada en un principio.

A su vez, se puede notar en ambos escenarios de evaluación, que los parámetros VAN, TIR y PRI son muy sensibles al precio de venta de la energía, ya que para pequeñas variaciones cambia totalmente la situación del proyecto. Por ejemplo, en el caso con crédito, para un precio de venta de 26 [\$/kWh] se obtiene un valor actual neto de -\$6.906.136, una TIR del 7,40 % y un valor para el PRI de 11,37 años, y para un precio de venta de 27 [\$/kWh] se obtiene un valor actual neto de \$3.618.771, una TIR del 8,31 % y un valor para el PRI de 10,77 años. Esto tiene sentido, ya que el precio de venta tiene directa relación con los ingresos asociados al proyecto, cuyo valor influye en gran medida en la evaluación económica.

Respecto a los valores del costo nivelado de energía o LCOH se observa que existe una pequeña diferencia entre los casos con y sin crédito, resultando ser mayor para el caso sin

crédito. Esta diferencia tiene que ver con la inversión en cada caso y también con la tasa de descuento utilizada para la evaluación, que como se menciona anteriormente resulta ser menor en el caso con crédito. Luego, al comparar dichos valores con el LCOH calculado para la fuente actual de la localidad (gas natural), se tiene que los valores obtenidos en el proyecto son cercanos a este, pero en ambos casos resultan ser mayores. El obtener un valor para el costo nivelado de energía cercano al del gas natural en la localidad, es un resultado positivo, considerando que los proyectos de energía geotérmica suelen ser muy costosos en comparación con otros tipos de generación.

Si bien se tiene un valor para el costo nivelado de energía bajo, el precio al que se vende la energía resulta ser mayor a este. Esto tiene que ver con que el LCOH se calcula en base al total de la energía generada por la planta, pero a la hora de realizar la evaluación económica y confeccionar el flujo de caja, los ingresos se calculan en base a la cobertura de la demanda, ya que esto es lo que realmente van a pagar las personas. Como no se logra aprovechar el 100% de la energía generada por no poder almacenarla por largos periodos de tiempo, es necesario aumentar el precio de venta para obtener un resultado positivo en la evaluación económica. Por lo que a la hora de comparar el precio de venta con el del gas natural, el del proyecto resulta ser mayor.

El precio de venta que se define para que el caso con crédito obtenga resultados positivos es de 27 [\$/kWh] que, como se menciona anteriormente, resulta ser mayor que los 11,79 [\$/kWh] para el gas natural. En el caso de considerar un subsidio del gobierno por los costos de operación y mantención del proyecto, el precio de venta de la energía puede reducirse a 19 [\$/kWh] para que el proyecto mantenga sus resultados positivos, pero de igual manera al ser un precio mayor al de gas natural, es una desventaja y el proyecto no es atractivo para las personas de la localidad.

Dicho subsidio se considera pensando en la situación actual de la localidad, donde, como se menciona en los antecedentes técnicos, al estar dentro de la Región de Magallanes, los usuarios se ven beneficiados por el subsidio por parte del gobierno para la extracción del recurso. Por lo que al pensar en reemplazar el gas natural por una fuente renovable parte de dicho subsidio podría pasar a subvencionar el proyecto propuesto.

5.3. Beneficio adicional: Emisiones de CO_2

Finalmente, respecto de las emisiones de CO_2 se obtiene que estas se reducen de manera considerable al implementar el sistema, disminuyendo en un 74,5% los kilogramos de CO_2 por año respecto del caso base que corresponde a la cobertura total de la demanda utilizando gas natural como fuente combustible. Este beneficio adicional del proyecto resulta ser atractivo pensando en la actual lucha contra el cambio climático.

Capítulo 6

Conclusiones

Para la localidad de trabajo se propone reutilizar un pozo de petróleo cercano como un intercambiador de calor profundo de tubos concéntricos, de modo de generar un circuito cerrado para la generación de calor por geotermia y utilizar dicho calor en un sistema de calefacción distrital.

Utilizando la metodología detallada en este informe se logra caracterizar la demanda de energía térmica de la localidad de Punta Delgada, como también el potencial extraíble del pozo. Al realizar el análisis y la comparación de ambos resultados se obtiene que se logra una cobertura sobre el 50 % de la demanda anual, alcanzando el 74,5 %, que se considera como un resultado positivo para el proyecto.

Se obtienen los parámetros de funcionamiento del sistema en base a la simulación estacionaria, y se realiza el dimensionamiento de los equipos y de la red de distribución. A su vez, en base a los cálculos posteriores de las pérdidas térmicas y de carga en los equipos y la red de distribución, se seleccionan los equipos secundarios que completan el sistema.

De acuerdo con la temperatura de salida del pozo se descarta la implementación de una bomba de calor en el sistema, ya que no cumple con los requerimientos. Este equipo podría implementarse en casos donde la profundidad del pozo sea menor y la temperatura del fluido a la salida esta bajo los 50 [°C].

Se realiza la evaluación económica del proyecto en los dos escenarios, con y sin crédito para el financiamiento de la inversión. Para esto se determina la inversión determinando el costo asociados a los equipos y la instalación del sistema, como también los costos de operación y mantención anuales que permiten el buen funcionamiento de la planta.

Respecto a los dos escenarios de evaluación estudiados se obtiene que, el proyecto resulta atractivo económicamente para el caso con crédito, ya que permite fijar un menor precio de venta para las personas respecto del caso sin crédito. En vistas de que se busca poder reemplazar la fuente actual de la zona (gas natural), este aspecto es muy importante.

Se realizar la comparación con la fuente actual de la localidad, gas natural, en base al cálculo del costo nivelado de energía o LCOH para el proyecto. Se obtiene que el LCOH

obtenido para el proyecto se encuentra levemente por encima del valor calculado para el gas natural en la zona, superándolo por 2,94 [\$/kWh] en el caso sin crédito y por 2,1 [\$/kWh] en el caso con crédito. Esto es positivo al estar trabajando con un proyecto de energía geotérmica, ya que normalmente tienen un alto costo y resultan no ser factibles económicamente. Por lo tanto, el aprovechar la perforación del pozo de petróleo trae consigo un gran ahorro en el proyecto y resultados favorables en su evaluación económica.

Sin embargo, el precio de venta de la energía en el caso del proyecto debe ser mayor al del gas natural por diferentes razones mencionadas en la discusión. Por lo que para que el proyecto sea atractivo para las personas de la localidad se debe considerar la posibilidad de recibir un subsidio por parte del gobierno, de modo de disminuir el precio para la energía percibido por las personas.

Por lo tanto, la reutilización del pozo CHULENGO 1 para la generación de calor por geotermia con aplicación en calefacción, resulta ser factible técnicamente, ya que mediante el trabajo en conjunto de los equipos y componentes del sistema, se logra extraer la energía en forma de calor del pozo y hacerla llegar a las viviendas. Si bien no se logra satisfacer el total de la demanda, se alcanza un gran porcentaje de cobertura, logrando reducir el consumo de gas natural, la dependencia de este recurso agotable y las emisiones que implica.

En términos económicos, el proyecto resulta ser atractivo en el caso con crédito para un precio de venta de 27 [\$/kWh], mayor al precio de la fuente combustible actual utilizada en la localidad (11,79 [\$/kWh]). Este precio logra reducirse a 19 [\$/kWh] si se incorpora un subsidio por parte del gobierno a los costos de operación y mantención, reduciendo considerablemente la diferencia con el precio del gas natural y dando como resultado un mejor escenario para el proyecto. A pesar de lo anterior, sigue existiendo una diferencia entre el precio propuesto y el de la fuente actual, lo que va a significar una desventaja para el proyecto, pensando en el atractivo económico para los usuarios.

Finalmente, cabe mencionar que este estudio puede extenderse a otras localidades de la Región de Magallanes que cuenten con pozos cercanos en estado de abandono. A su vez, con el objetivo de lograr satisfacer el total de la demanda de energía térmica de la localidad y eliminar por completo la dependencia del gas natural, se puede considerar el utilizar otra fuente de energía limpia en base a un recurso renovable o utilizar más de un pozo de petróleo para la generación de calor por geotermia, de modo que funcione como un complemento y ayude a llegar a una cobertura del 100%. Adicionalmente, se puede estudiar el aprovechar la energía generada sobrante en los meses de verano, en alguna aplicación en la localidad de modo de no desperdiciarla, como por ejemplo en algún proceso industrial.

Además, considerando que la localidad actualmente se ve beneficiada por el subsidio que brinda el gobierno al gas natural de la zona y este proyecto permite disminuir su consumo, se puede estudiar la posibilidad de implementar un subsidio mayor al planteado en este trabajo para el proyecto generación por geotermia utilizando un pozo petrolero, lo cual podría permitir igualar el precio de la energía con el del gas natural y hacer que el proyecto sea atractivo económicamente para las personas de la localidad.

Bibliografía

- [1] E. Stefani, *Metodología para el desarrollo de calefacción geotérmica distrital mediante la rehabilitación de pozos petroleros con aplicación en Punta Delgada, Región de Magallanes*. Memoria de título, Universidad de Chile, Chile, (2018).
- [2] Kommerling, “Vidrios y herrajes.” <http://www.kommerling.es/ventanas/vidrios-herrajes>. (2019-07-29).
- [3] Cintac, “Cubiertas y revestimientos.” <https://www.cintac.cl/pdf/Catalogo-Cubiertas-revestimientos-Habitacionales-Cintac-en2018.pdf>. (2018-07-29).
- [4] Infomader, “Memoria de calidades.” <http://www.infomader.com/memoria-de-calidades/index.html>. (2018-08-19).
- [5] Sodimac, “Terciado estructural.” <https://www.sodimac.cl/sodimac-cl/product/650838/18mm-1.20x2.40-m-Terciado-estructural-pino/650838>. (2018-08-19).
- [6] L. madera, “Conductividad térmica en la madera.” <https://lamadera.net/conductividad-termica-la-madera/>. (2019-07-29).
- [7] R. S. Netto, “Tabla de conductividad térmica.” https://www.fisicanet.com.ar/fisica/termodinamica/tb03_conductividad.php. (2019-07-29).
- [8] T. de los plásticos, “Propiedades térmicas.” <https://tecnologiadelosplasticos.blogspot.com/2011/06/propiedades-termicas.html>. (2019-07-29).
- [9] Kostec, “Espuma de poliuretano.” https://www.kaefer.pe/Binaries/Binary1820/Kostec_PUR.pdf. (2018-07-29).
- [10] C. nacional de metrología CENAM, “Conductividad térmica de metales.” <https://www.cenam.mx/sm2010/info/carteles/sm2010-c29.pdf>. (2018-07-29).
- [11] C. S. Steel, “Ficha técnica del acero inoxidable.” <https://www.empresascarbhone.com/pdf/ficha-tecnica-del-acero-inoxidable.pdf>. (2018-07-29).
- [12] GeoEnergy, “Deep borehole heat exchangers (dbhe).” <https://www.geoenergymarketing.com/tag/deep-borehole-heat-exchangers/>. (2018-08-03).

- [13] C. Alimonti and E. Soldo, "Study of geothermal power generation from a very deep oil well with a wellbore heat exchanger," *Renewable Energy*, vol. 86, pp. 292–301, 2016.
- [14] Y. Noorollahi, M. Pourarshad, S. Jalilinasrabady, and H. Yousefi, "Numerical simulation of power production from abandoned oil wells in Ahwaz oil field in southern Iran," *Geothermics*, vol. 55, pp. 16–23, 2015.
- [15] D. Wang, K. Orehounig, and J. Carmeliet, "A Study of District Heating Systems with Solar Thermal Based Prosumers," *Energy Procedia*, vol. 149, pp. 132–140, 2018.
- [16] B. V. D. Heijde, A. Aertgeerts, and L. Helsen, "Modelling steady-state thermal behaviour of double thermal network pipes," *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 117, pp. 316–327, 2017.
- [17] Dimplex, "Detalles técnicos bomba de calor." <http://www.dimplex.de/es/profesional/detalles-tecnicos/bombas-de-calor/el-funcionamiento-de-una-bomba-de-calor.html>. (2018-08-01).
- [18] Y.-l. Nian, W.-l. Cheng, X.-y. Yang, and K. Xie, "Simulation of a novel deep ground source heat pump system using abandoned oil wells with coaxial BHE," *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 137, pp. 400–412, 2019.
- [19] Battenfeld, "District heating pipes." <https://www.battenfeld-cincinnati.com/applications/pipe/po-pipes/district-heating-pipes.html>. (2018-08-01).
- [20] G. Towler and R. Sinnott, *Chemical engineering design*. Elsevier Ltd, 2nd edition ed., 2013.
- [21] M. González, "Diagrama de moody." <https://fisica.laguia2000.com/complementos-matematicos/diagrama-de-moody>. (2018-08-19).
- [22] I. E. Agency, "Renewables." <https://www.iea.org/geco/renewables/>. (2019-07-29).
- [23] D. Morata, ".^{el} potencial geotérmico de chile es mayor a cualquier otra fuente de energía." <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1925>. (2019-07-29).
- [24] C. de excelencia en geotermia de los andes CEGA, "Geotermia en chile." <http://www.cega-uchile.cl/informacion-de-interes/geotermia-en-chile/>. (2019-07-29).
- [25] X. Bu, W. Ma, and H. Li, "Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells," *Renewable Energy*, vol. 41, pp. 80–85, 2012.
- [26] A. P. Davis and E. E. Michaelides, "Geothermal power production from abandoned oil wells," *Energy*, vol. 34, no. 7, pp. 866–872, 2009.
- [27] N. M. Wight and N. S. Bennett, "Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore," *Applied Thermal Engineering*, vol. 89, pp. 908–915, 2015.

- [28] Y.-l. Nian and W.-l. Cheng, “Insights into geothermal utilization of abandoned oil and gas wells,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 87, no. June 2017, pp. 44–60, 2018.
- [29] Y.-l. Nian and W.-l. Cheng, “Evaluation of geothermal heating from abandoned oil wells,” *Energy*, vol. 142, pp. 592–607, 2018.
- [30] K. Wang, J. Liu, and X. Wu, “Downhole geothermal power generation in oil and gas wells,” *Geothermics*, vol. 76, no. October 2017, pp. 141–148, 2018.
- [31] M. Røksland, T. A. Basmoen, and D. Sui, “Geothermal energy extraction from abandoned wells,” *Energy Procedia*, vol. 105, no. 1876, pp. 244–249, 2017.
- [32] T. Sliwa, A. Gonet, A. Sapinska-sliwa, D. Knez, and Z. Jezuit, “Applicability of Borehole R-1 as BHE for Heating of a Gas Well,” *World Geothermal Congress 2015*, 2015.
- [33] D. Michalzik, M. Meisel, and J. Steffahn, “Uso geotérmico de pozos de petróleo y gas abandonados. reporte de campo:alemania.” <http://cienciauanl.uanl.mx/?p=6669>. (2019-07-29).
- [34] M. Kuosa, S. Rahiala, K. Tallinen, T. Mäkilä, M. Lampinen, R. Lahdelma, and L. Pulkkinen, “Mass flow controlled district heating with an extract air heat pump in apartment buildings : A practical concept study,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 157, no. October 2018, p. 113745, 2019.
- [35] D. Schmidt, A. Kallert, M. Blesl, S. Svendsen, H. Li, N. Nord, and K. Sipila, “Low Temperature District Heating for Future Energy Systems,” *Energy Procedia*, vol. 116, pp. 26–38, 2017.
- [36] M. de Energía, “Explorador solar.” <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>. (2019-07-29).
- [37] M. de Agricultura, “Agromet.” <http://agromet.inia.cl/estaciones.php>. (2019-07-29).
- [38] Metrogas, “Listado de tipos de gas y servicios afines prestados por metrogas s.a.” <http://www.metrogas.cl>. (2018-08-19).
- [39] G. Magallanes, “Tarifas julio 2019, punta arenas y puesto natales.” <https://www.gascomagallanes.cl/tarifas/>. (2019-07-29).
- [40] J. Rodríguez, I. Paniagua, Ángel Jiménez ans Rafael Nieto, and C. González, “Métodos para la estimación de la temperatura estática de la formación en yacimiento de petróleo y geotérmicos.” http://oa.upm.es/13050/1/INVE_MEM_2011_109115.pdf. (2018-08-19).
- [41] I. N. de Seguridad e Higiene en el Trabajo, “Petroleo: prospección y perforación.” <https://www.insst.es/InsstWeb/Contenidos/Documentacion/TextosOnline/EnciclopediaOIT/tomo3/75.pdf>. (2018-07-29).

- [42] Endesa, “Temperatura ideal para tu casa: diurna, nocturna y por si hay bebés.” <https://www.endesaclientes.com/blog/temperatura-recomendada-hogar>. (2019-07-29).
- [43] C. de investigaciones en tecnologías de la construcción UBB, “Manual de hermeticidad al aire de edificaciones.” <http://www.arquitecturayenergia.cl/cl/wp-content/uploads/2014/09/Manual-Hermeticidad-al-Aire-de-Edificaciones.pdf>. (2018-07-29).
- [44] B. Ortega, *Evaluación de un sistema de climatización con bomba de calor geotérmica para una casa representativa en diferentes climas de Chile*. Memoria de título, Universidad de Chile, Chile, (2017).
- [45] N. Hurtado, *Evaluación del uso de bombas de calor geotérmicas en invernaderos*. Memoria de título, Universidad de Chile, Chile, (2017).
- [46] M. I. Briceño, “Dimensionamiento de intercambiadores de calor tubulares.” <https://www.monografias.com/docs113/dimensionamiento-intercambiadores-calor-tubulares/dimensionamiento-intercambiadores-calor-tubulares.shtml>. (2019-07-29).
- [47] J. Llanos, *Aplicación y justificación de la Norma API 650. Comparación con la Norma Nch2369 Of.2003*. Memoria de título, Universidad del Bio-Bio, Chile, (2009).
- [48] Waterkotte, “Heat pump.” <https://www.waterkotte.eu/>. (2019-07-29).
- [49] Nordic, “High temperature water-water geothermal heat pump.” <https://www.nordicghp.com>. (2018-08-03).
- [50] Cosmoplas, “Cosmoplas: Lista de precios 2016-2017.” <https://www.cosmoplas.cl/wp-content/uploads/2017/02/cosmoplas-2016-2017.pdf>. (2018-07-29).
- [51] Koslan, “Bombas centrífugas.” <https://www.koslan.cl/categoria-producto/bombas-centrifugas/>. (2018-08-02).
- [52] ANWO, “Calefacción: Radidores.” https://www.anwo.cl/calefaccion/radiadores/resultado_nuevo.html?c=1384&u=1&pagina=1. (2019-07-29).
- [53] Sodimac, “Poliestireno.” <https://www.sodimac.cl/sodimac-cl/product/261513/2x1m-50-mm-plancha/261513>. (2018-08-02).
- [54] M. Pesadas, “Retro-excavadoras.” <https://www.maquinariaspesadas.org/maquinaria-pesada/retroexcavadora>. (2018-08-03).
- [55] C. I. S.A, “Generador de precios de la construcción.” <https://www.chile.generadordeprecios.info>. (2018-08-03).
- [56] Edelmag, “Tarifas de suministro julio 2019.” <http://www.edelmag.cl/wp-content/uploads/2016/03/Tarifas-Suminitro-julio-2019.pdf>. (2018-07-29).

- [57] S. de Impuestos Internos SII, “Impuestos directos.” http://www.sii.cl/aprenda_sobre_impuestos/impuestos/imp_directos.htm. (2019-07-29).
- [58] G. d. E. Ministerios para la transición ecológica, “Gas natural y medio ambiente.” <https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>. (2019-07-29).

Apéndice A

Cálculo coeficiente de transferencia de calor: Intercambiador de carcasa y tubos

El cálculo del coeficiente de transferencia de calor de un intercambiador de carcasa y tubos puede resultar complejo debido a su geometría, principalmente a la de la carcasa. Las correlaciones que se utilizan normalmente en tubos no aplican para esta última estructura del intercambiador, por lo que se suele determinar este valor de manera experimental. Sin embargo, se encuentra la siguiente metodología que puede ser utilizada para calcular este coeficiente y que se acerca a los valores reales utilizados para el diseño.

En primer lugar, se tiene la expresión A.1 que se utiliza para calcular el coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador cuando este se encuentra limpio (U_o).

$$U_o = \frac{1}{\frac{d_o}{d_i h_{ext}} + \frac{d_o \ln(d_o/d_i)}{2k} + \frac{1}{h_{int}}} \quad (\text{A.1})$$

Donde,

d_o : Diámetro externo tubos [m]

d_i : Diámetro interno tubos [m]

k : Conductividad térmica del material de los tubos [W/mK]

h_{int} : Coeficiente convectivo interior [W/m^2K]

h_{ext} : Coeficiente convectivo exterior [W/m^2K]

Luego, considerando que el espesor de los tubos es muy pequeño se puede utilizar la aproximación $d_o \approx d_i$, por lo que la expresión se reduce a lo siguiente,

$$U_o = \frac{1}{\frac{1}{h_{ext}} + \frac{1}{h_{int}}} \quad (\text{A.2})$$

Para determinar el coeficiente convectivo interior (h_{int} dentro de los tubos) se utiliza la

metodología típica para tubos que se muestra a continuación, considerando la correlación para el Número de Nusselt en el caso de un flujo turbulento.

$$Re = \frac{\rho V D_h}{\mu} ; Pr = \frac{\mu C_p}{k} \quad (A.3)$$

$$Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,4} \quad (A.4)$$

$$h_{int} = \frac{Nu \cdot k}{D_h} \quad (A.5)$$

Donde,

ρ : Densidad del fluido [kg/m^3]

V: Velocidad del fluido [m/s]

D_h : Diámetro hidráulico equivalente [m]

μ : Viscosidad dinámica [$kg/m \cdot s$]

C_p : Calor específico [$J/kg \cdot K$]

k: Conductividad térmica del fluido [W/mK]

Para el caso del coeficiente convectivo exterior (h_{ext} en la carcasa) no es posible utilizar la misma correlación para el Número de Nusselt ya que, la estructura de la carcasa es más compleja al contar con baffles y tubos en su interior que generan un flujo parcialmente cruzado para el fluido. Los baffles principalmente ayudan a que el flujo sea más turbulento y que se alcance un mayor coeficiente de transferencia de calor dentro del intercambiador de calor. Por lo anterior es que se utiliza el Método de Kern para determinar este coeficiente, el cual propone la siguiente correlación para el Número de Nusselt,

$$Nu = \frac{h_{ext} D_e}{k} = 0,36 \left(\frac{D_e G}{\mu} \right)^{0,55} Pr^{0,33} \left(\frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0,14} \quad (A.6)$$

Donde,

D_e : Diámetro hidráulico equivalente [m]

k: Conductividad térmica del fluido [W/mK]

G: Velocidad másica [$kg/m^2 \cdot s$]

Pr: Número de Prandtl

μ : Viscosidad dinámica [$kg/m \cdot s$]

μ_w : Viscosidad dinámica del agua [$kg/m \cdot s$]

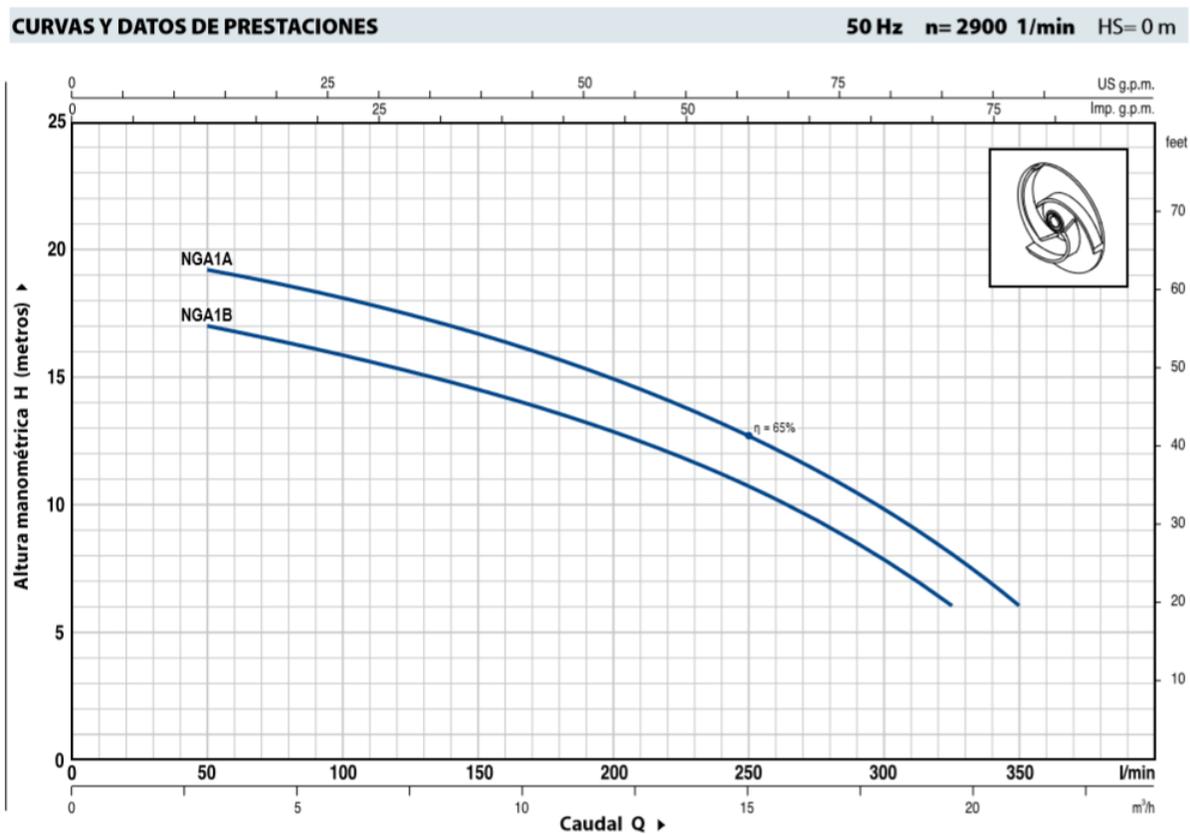
La velocidad másica se calcula $G=W/A$ considerando el flujo cruzado al haz de tubos, donde W es el caudal másico en [kg/s] y A es el área de flujo en [m^2]. Esta última se determina considerando la separación entre los baffles (l_s), el diámetro interno de la carcasa (D_c), la separación entre los tubos (p_t) y el diámetro externo de los tubos (d_o) y se calcula mediante la siguiente expresión $A = l_s D_c \left(\frac{p_t - d_o}{p_t} \right)$.

Por último, para determinar el diámetro hidráulico equivalente se considera el flujo paralelo al haz de tubos y se calcula mediante la ecuación $De = 4 \frac{A_1}{p_m}$, donde para un arreglo de tubos triangular $A_1 = p_t^2 \frac{\sqrt{3}}{4} - \pi \frac{d_o^2}{8}$ y $p_m = \pi d_o / 2$.

Apéndice B

Equipos secundarios

B.1. Bombas centrífugas



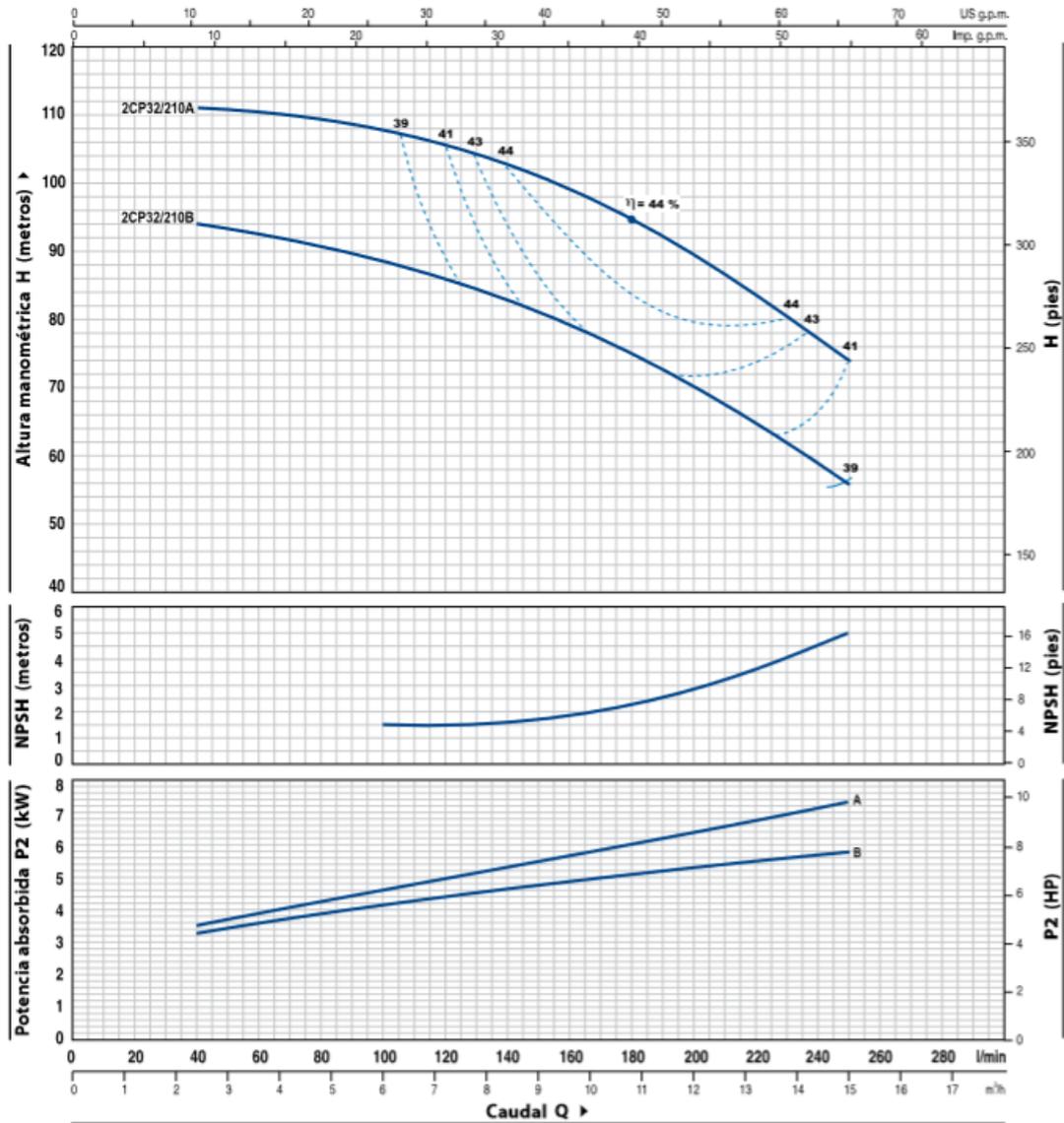
MODELO		POTENCIA		Q	Caudal											
Monofásica	Trifásica	kW	HP		m³/h	0	3	6	9	12	15	18	19.5	21		
NGAm 1B	NGA 1B	0.55	0.75	l/min	0	50	100	150	200	250	300	325	350			
				H metros	18	17	16	14.5	13	10.5	8	6				
NGAm 1A	NGA 1A	0.75	1		20	19.5	18	16.5	15	12.5	10	8	6			

Q = Caudal H = Altura manométrica total HS = Altura de aspiración

Tolerancia de las curvas de prestación según EN ISO9906 Grade 3.

CURVAS Y DATOS DE PRESTACIONES

50 Hz n= 2900 1/min HS= 0 m



MODELO	POTENCIA		Q	Caudal														
	kW	HP		0	2.4	3.0	3.6	4.2	4.8	5.4	6.0	6.6	7.5	8.4	9.6	10.8	12.0	15.0
2CP 32/210B	5.5	7.5	H metros	94	94	93.5	93	92	91	90	89	87	85	83	79	75	70	56
2CP 32/210A	7.5	10	H metros	112	111	110.8	110.5	110.3	110	109	108	107	105	102	99	94	89	74

Q = Caudal H = Altura manométrica total HS = Altura de aspiración

Tolerancia de las curvas de prestación según EN ISO 9906 Grade 3.

B.2. Válvulas



VÁLVULAS MOTORIZADAS MEZCLADORAS 3 VÍAS

MARCA: JOHNSON CONTROLS
ACTUADOR: PROPORCIONAL 0 A 10 VDC, 24V
PRESIÓN NOMINAL: BOLA 40 BAR
 MARIPOSA 12 BAR
TEMPERATURA AGUA: BOLA -5 A 95°C
 MARIPOSA -40 A 121°C
UNIDAD DE VENTA: UNITARIO

CÓDIGO	MODELO	TIPO / MEDIDA	MATERIAL	USD NETO
229224	VG1841CN+9T4GGA	BOLA 1"	PLATED BRASS	255,99
229226	VG1841DP+906GGA	BOLA 1 1/4"	PLATED BRASS	326,69
229228	VG1841ER+906GGA	BOLA 1 1/2"	PLATED BRASS	414,46
229230	VG1841FS+909GGA	BOLA 2"	PLATED BRASS	536,36
229232	VFD025HB+916GGA	MARIPOSA 2 1/2"	HIERRO	758,22
229234	VFD030HB+924GGA	MARIPOSA 3"	HIERRO	987,31
229236	VFD040HB2924GGA	MARIPOSA 4"	HIERRO	1.479,31
229238	VFD060LB2924GGA	MARIPOSA 6"	HIERRO	1.935,26
229290	CONTROLADOR PROPORCIONAL T° A350PS-2C			418



VÁLVULA DE RETENCIÓN CHAPALETA ACERO INOXIDABLE

MARCA: TAYSON
MATERIAL: ACERO INOXIDABLE SS 316
CONEXIÓN: ROSCA NPT
PRESIÓN: 200 WOG
UNIDAD DE VENTA: UNITARIO

CÓDIGO	MEDIDA	NETO
162270	1/2"	\$ 17.835
162272	3/4"	\$ 22.745
162274	1"	\$ 33.387
162276	1 1/4"	\$ 46.860
162278	1 1/2"	\$ 65.563
162280	2"	\$ 89.518



VÁLVULA DE COMPUERTA
MARCA: RASTELLI (ITALIA)
MATERIAL: LATÓN
PRESIÓN: PN 16
UNIDAD DE VENTA: UNITARIO

CÓDIGO	MEDIDA	NETO
173000	1/2"	\$ 4.365
173001	3/4"	\$ 6.548
173002	1"	\$ 8.443
173003	1 1/4"	\$ 12.809
173004	1 1/2"	\$ 16.886
173005	2"	\$ 24.754
173006	2 1/2"	\$ 35.222
173007	3"	\$ 44.437
173008	4"	\$ 79.684

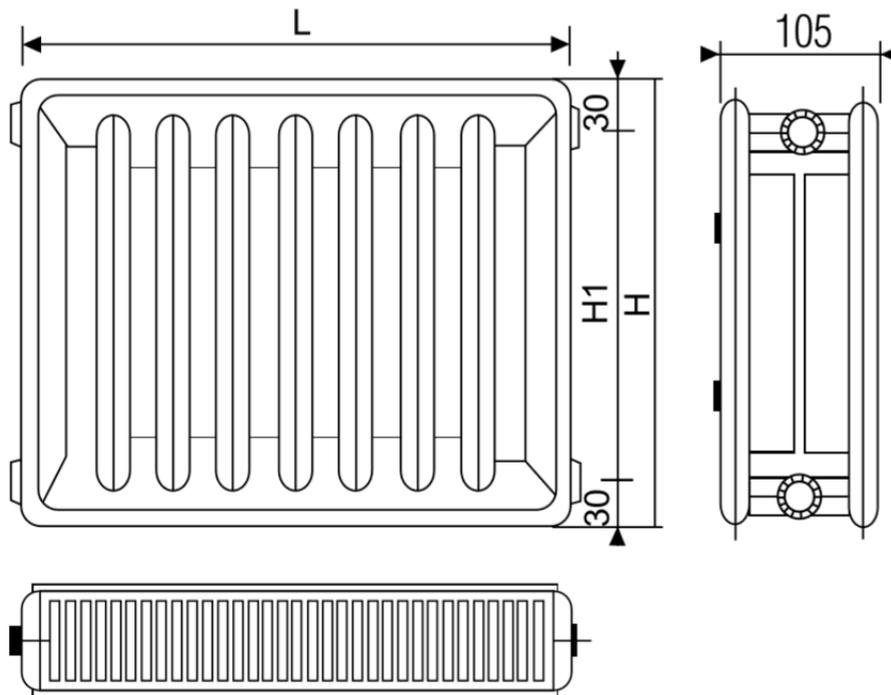


VÁLVULA MARIPOSA DE FIERRO
MARCA: TAYSON
 DISCO ACERO INOXIDABLE SS 316, NORMA DIN/ANSI,
 SELLO ELASTOMÉRICO
TEMPERATURA MÁXIMA: 100° C
PRESIÓN: PN 16
UNIDAD DE VENTA: UNITARIO

CÓDIGO	MEDIDA	REGULACIÓN	NETO
149200	2"	PALANCA	\$ 37.980
149202	2 1/2"	PALANCA	\$ 42.521
149204	3"	PALANCA	\$ 50.881
149206	4"	PALANCA	\$ 67.571
149208	5"	PALANCA	\$ 92.939
149210	6"	PALANCA	\$ 119.985
149212	8"	PALANCA	\$ 210.320
149214	10"	PALANCA	\$ 382.690
149216	12"	VOLANTE	\$ 592.258

B.3. Radiadores viviendas

Código	Largo (mm)	Altura (mm)	KW	Kcal/h	Capacidad lts
DK 500.0400	400	500	0,879	756	3,84
DK 500.0500	500	500	1,099	945	4,80
DK 500.0600	600	500	1,319	1134	5,76
DK 500.0700	700	500	1,538	1323	6,72
DK 500.0800	800	500	1,758	1512	7,68
DK 500.0900	900	500	1,978	1701	8,64
DK 500.1000	1000	500	2,197	1890	9,60
DK 500.1100	1100	500	2,417	2079	10,56
DK 500.1200	1200	500	2,637	2268	11,52
DK 500.1300	1300	500	2,857	2457	12,48
DK 500.1400	1400	500	3,077	2646	13,44
DK 500.1500	1500	500	3,297	2835	14,40
DK 500.1600	1600	500	3,516	3024	15,36
DK 500.1800	1800	500	3,956	3402	17,28
DK 500.2000	2000	500	4,395	3780	19,20
DK 500.2200	2200	500	4,835	4158	21,12
DK 500.2400	2400	500	5,274	4536	23,04
DK 500.2600	2600	500	5,714	4914	24,96
DK 500.2800	2800	500	6,153	5292	26,88
DK 500.3000	3000	500	6,593	5670	28,80



Apéndice C

Cañerías red de distribución

Tabla C.1: Precios por metro para las cañerías del catálogo de Cosmoplas

Precios por metro (Cañerías Cosmoplas)		
Diámetro [mm]	USD/m	CLP/m
10	1	\$685
13	1,25	\$856
17	1,35	\$925
20	1,51	\$1.034
25	1,58	\$1.082
32	2,01	\$1.377
40	2,15	\$1.473
50	3,30	\$2.261
63	5,24	\$3.589
75	7,32	\$5.014
90	10,55	\$7.227
110	15,86	\$10.864
125	20,59	\$14.104

Tabla C.2: Dimensiones principales cañerías para la ramificación con mas viviendas

Nodos		Diámetro interno [m]	Espesores		
Nodo salida	Nodo llegada		Tubo acero [mm]	Aislación [mm]	Tubo polietileno [mm]
A	0	0,049	2,5	30	3,5
0	3	0,035	2,5	30	3,5
3	4	0,026	2,5	25	3,5
4	35	0,026	2,5	25	3,5
35	36	0,025	2,5	25	3,5
36	37	0,024	2,5	25	3,5
37	38	0,023	2,5	25	3,5
38	39	0,021	2,5	25	3,5
39	40	0,020	2,5	20	3,5
40	41	0,018	2,5	20	3,5
41	42	0,017	2,5	20	3,5
42	43	0,015	2,5	20	3,5
43	44	0,013	2,5	20	3,5
44	45	0,011	2,5	20	3,5
45	46	0,008	2,5	15	3,5

Tabla C.3: Largo principales de las cañerías de la red de distribución

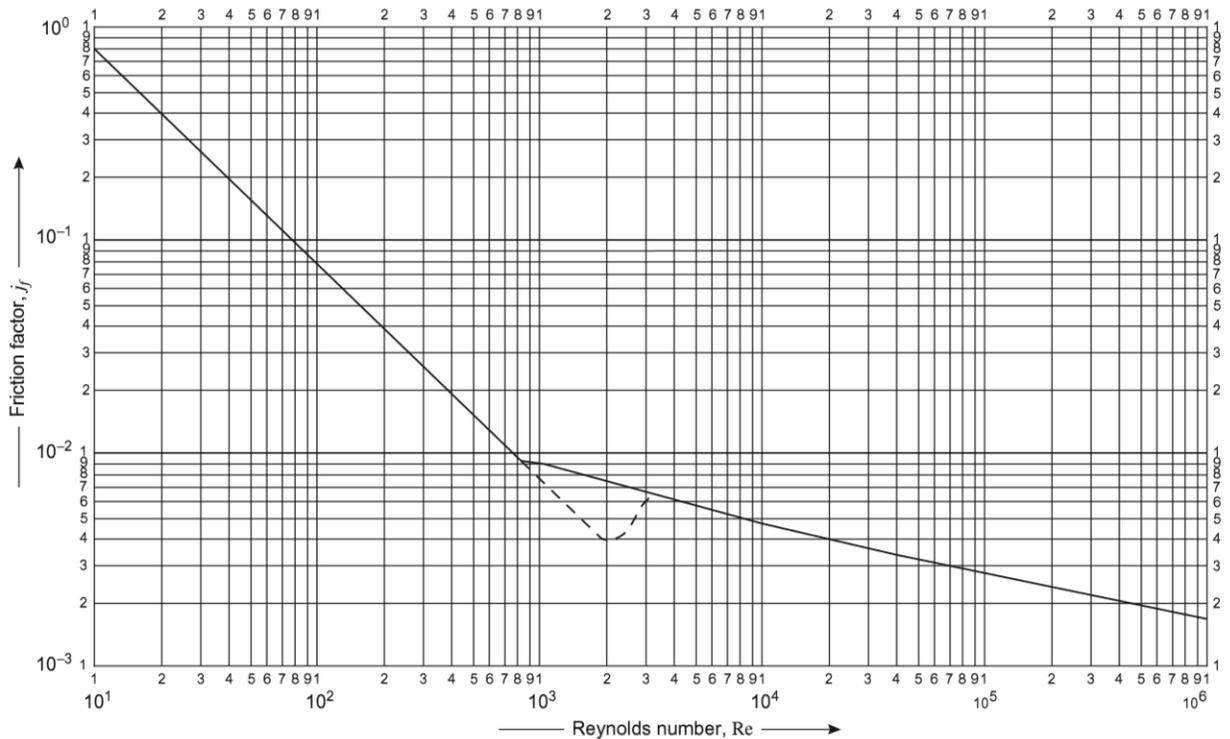
Nodos		Largo [m]
Nodo salida	Nodo llegada	
A	0	710,27
0	3	100
0	1	220
3	4	120
1	2	75
4	35	20
35	36	20
36	37	20
37	38	20
38	39	20
39	40	20
40	41	20
41	42	20
42	43	20
43	44	20
44	45	20
45	46	20

Apéndice D

Coeficiente de fricción (Intercambiador de calor)

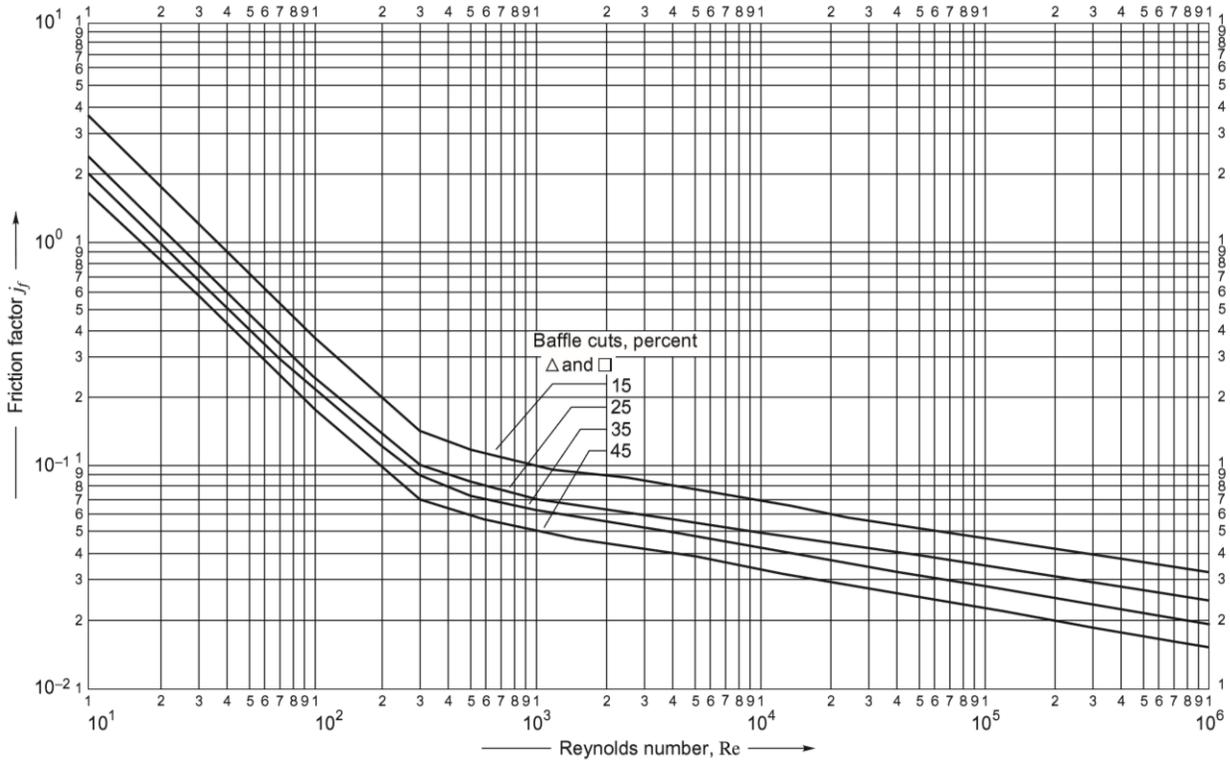
D.1. Coeficiente de fricción tubos

Figura D.1: Coeficiente para el factor de fricción en los tubos [20]



D.2. Coeficiente de fricción carcasa

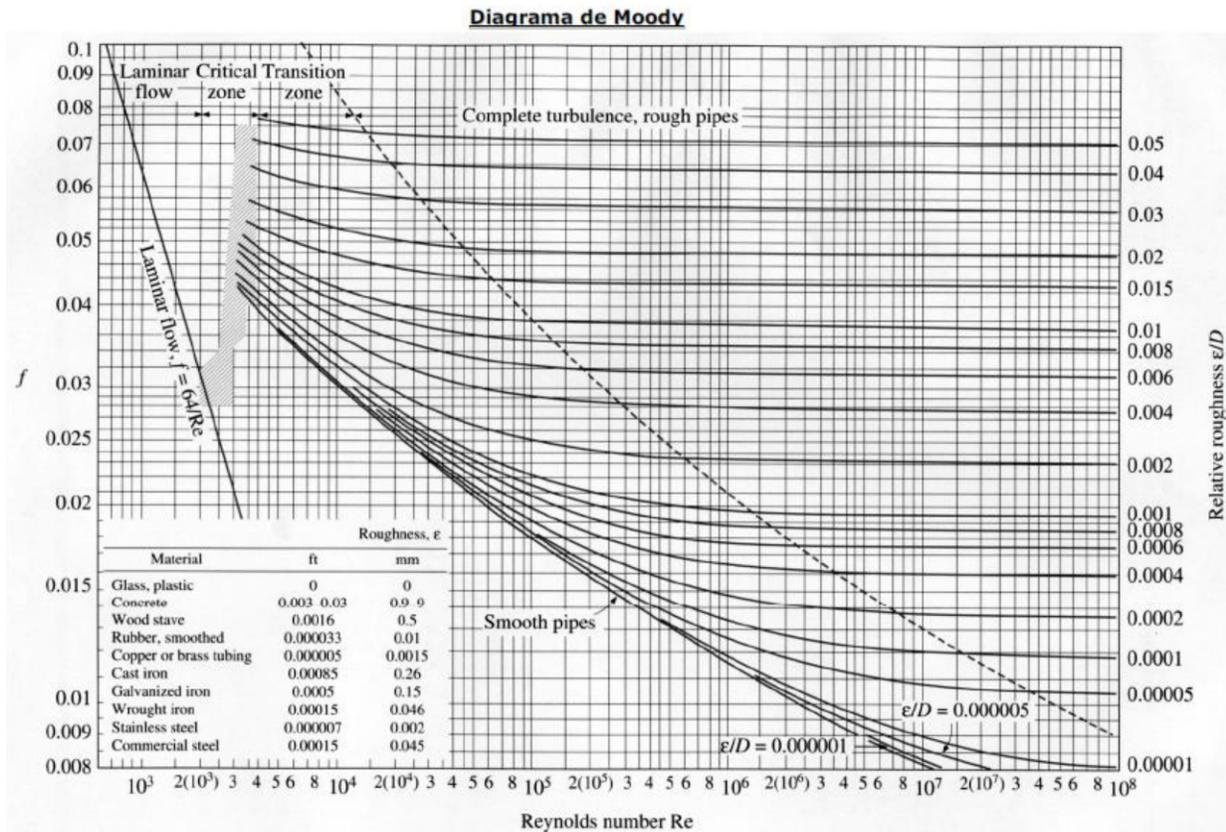
Figura D.2: Coeficiente para el factor de fricción en la carcasa [20]



Apéndice E

Diagrama de Moody

Figura E.1: Diagrama de Moody [21]



Apéndice F

Desglose precios

F.1. Equipos secundarios

Tabla F.1: Precios bombas centrífugas

Marca	Modelo	Precio (CLP)
Pedrollo	NGA 1B	\$236.870
Pedrollo	2CP32/210A	\$480.870

Tabla F.2: Precios válvulas

Tipo	Diámetro [in]	Precio (CLP)
Compuerta	0,5	\$4.365
	1,0	\$8.443
	1,5	\$16.886
	2,0	\$37.980
Retención (check)	1,5	\$65.563
	2,0	\$89.518
3 vías	2	\$367.407

Tabla F.3: Precio radiadores viviendas

Marca	Modelo	Precio (CLP)
ANWO	DK 500.0800	\$52.074

F.2. Intercambiador de calor profundo CHE

Tabla F.4: Precio por metro cañerías intercambiador CHE y largo de la sonda instalada

Precios por metro			Largo sonda
Diámetro [mm]	[USD/m]	[CLP/m]	[m]
130	13,35	\$9.144,75	2819
192	27,41	\$18.775.85	2819

Tabla F.5: Precio capa aislante (poliestireno)

Precio [CLP/m^3]	Metros cúbicos sonda [m^3]
\$29.300	43,14

Apéndice G

Flujo de caja

G.1. Caso sin crédito

FLUJO DE CAJA (SIN PRESTAMO)																					
Item	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos		\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6
Costos operación y mantención		-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9
Perdida del ejercicio anterior		\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Utilidad antes de impuesto		\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7
Impuesto de primera categoría (27%)		-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5
Utilidad despues de impuesto		\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2
Perdidas del ejercicio anterior		\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
FLUJO OPERACIONAL		\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2
Inversion		-\$192,9	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	-\$2,5	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	-\$8,7	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
FLUJO DE CAPITALES		-\$192,9	\$0,0	-\$2,5	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	-\$8,7	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0							
FLUJO DE CAJA PRIVADO		-\$192,9	\$20,2	\$17,8	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$11,5	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2							
VAN		-\$23,7																			
TIR		8,13%																			

G.2. Caso con crédito

FLUJO DE CAJA (CON PRESTAMO)																					
Item	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos		\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6	\$39,6
Costos operación y mantención		-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9	-\$11,9
Interes por credito		-\$9,6	-\$8,1	-\$6,3	-\$4,4	-\$2,3	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Perdida del ejercicio anterior		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Utilidad antes de impuesto		\$18,1	\$19,7	\$21,4	\$23,3	\$25,4	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7	\$27,7
Impuesto de primera categoria (27%)		-\$4,9	-\$5,3	-\$5,8	-\$6,3	-\$6,9	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5	-\$7,5
Utilidad despues de impuesto		\$13,2	\$14,3	\$15,6	\$17,0	\$18,5	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2
Perdidas del ejercicio anterior		\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
FLUJO OPERACIONAL		\$13,2	\$14,3	\$15,6	\$17,0	\$18,5	\$20,2														
Inversion	-\$192,9	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	-\$2,5	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	-\$8,7	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Prestamo	\$96,5	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Amortizaciones		-\$15,8	-\$17,4	-\$19,1	-\$21,0	-\$23,1	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
FLUJO DE CAPITALES	-\$96,5	-\$15,8	-\$17,4	-\$19,1	-\$21,0	-\$23,1	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	-\$2,5	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	-\$8,7	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
FLUJO DE CAJA PRIVADO	-\$96,5	-\$2,6	-\$3,0	-\$3,5	-\$4,0	-\$4,6	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$17,8	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$11,5	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2	\$20,2

VAN	\$3,6
TIR	8,31%

Año	Deuda	Interes	Amortización	Cuota
0	\$96.464.964			
1	\$80.664.246	\$9.646.496	\$15.800.718	\$25.447.215
2	\$63.283.456	\$8.066.425	\$17.380.790	\$25.447.215
3	\$44.164.587	\$6.328.346	\$19.118.869	\$25.447.215
4	\$23.133.831	\$4.416.459	\$21.030.756	\$25.447.215
5	\$0	\$2.313.383	\$23.133.831	\$25.447.215

Apéndice H

Código en EES para simulación estacionaria

```
" Definicion _Temperaturas "  
  
T_salidapozo=76  
T_entradapozo=40  
T_red1=65  
  
" Velocidad _Cañerías "  
  
Vel_fluido1=1,5  
Vel_fluido2=1,5  
  
" Fluido _de _Trabajo _1: _Agua "  
  
P_fluido1=1  
  
cp_fluido1=cp(Water;T=T_salidapozo;P=P_fluido1)  
rho_fluido1=density(Water;T=T_salidapozo;P=P_fluido1)  
  
" Fluido _de _Trabajo _2: _Agua "  
  
P_fluido2=1  
m_fluido2=m_FluidoCasa*N_viviendas  
  
cp_fluido2=cp(Water;T=T_red1;P=P_fluido2)  
rho_fluido2=density(Water;T=T_red1;P=P_fluido2)  
  
" Energia _Pozo "  
  
EnergiaPozo=250000  
  
EnergiaPozo=m_fluido1*cp_fluido1*(T_salidapozo-T_entradapozo)  
  
" Consumo _Casas "  
  
N_viviendas=42
```

```

Consumo_vivienda=7000
EnergiaCasas=N_viviendas*Consumo_vivienda
EnergiaRed=m_fluido2*cp_fluido2*(T_red1-T_red2)
EnergiaRestante=EnergiaRed-EnergiaCasas

"Intercambiador_de_Calor_Principal"

U_AguaAgua=1150

Eficiencia=0,7
Eficiencia=(T_red1-T_red2)/(T_salidapozo-T_red2)

DeltaT1_1=T_salidapozo-T_red1
DeltaT2_1=T_entradapozo-T_red2

DeltaTLn_1=(DeltaT1_1-DeltaT2_1)/(ln(DeltaT1_1/DeltaT2_1))

A_intercambiador=EnergiaPozo/(U_AguaAgua*DeltaTLn_1)

"Dimensiones_Generales_Cañerias"

A_cañeria1=m_fluido1/(rho_fluido1*Vel_fluido1)
A_cañeria2=m_fluido2/(rho_fluido2*Vel_fluido2)

D_cañeria1=sqrt((4*A_cañeria1)/pi)
D_cañeria2=sqrt((4*A_cañeria2)/pi)

"Intercambiador_de_Calor_Casas"

U_AguaAire=400

T_EntradaAire=7
T_SalidaAire=25
T_EntradaCasa=62 "Temperatura_obtenida_luego_de_las_p_rdidass_en_la_red"
T_SalidaCasa=T_red2

m_FluidoCasa=0,06518 "Calculado_antes_de_las_p_rdidass"

EnergiaAguaCasa=Consumo_vivienda

"EnergiaAguaCasa=m_FluidoCasa*cp_fluido2*(T_EntradaCasa-T_SalidaCasa)"

DeltaT1_2=T_EntradaCasa-T_SalidaAire
DeltaT2_2=T_SalidaCasa-T_EntradaAire

DeltaTLn_2=(DeltaT1_2-DeltaT2_2)/(ln(DeltaT1_2/DeltaT2_2))

A_InterCasa=EnergiaAguaCasa/(U_AguaAire*DeltaTLn_2)

"Dimensiones_Intercambiador_de_Calor_Principal"

DiametroTubos=16/1000
Separacion=1,3*DiametroTubos
Configuracion=0,87 "Arreglo_triangular"
Pasadas=0,9 "2_pasadas"

```

```

D_carcasa=0,637*sqrt( Configuracion/Pasadas)*sqrt(( A_intercambiador*((
    Separacion/DiametroTubos)^2)*DiametroTubos)/Largo)
Largo=D_carcasa/0,12

Area_tubos=pi*DiametroTubos*Largo

N_tubos=A_intercambiador/Area_tubos

"Dimensiones_Estanque_de_Almacenamiento"

Tiempo_segundos=12*3600 "En_segundos"

T_SupEstanque=T_red1
T_InfEstanque=T_red2

EnergiaCasas=m_estanque*cp_fluido2*((T_SupEstanque-T_InfEstanque)/(
    Tiempo_segundos)) "Me_entrega_la_masa_del_estanque_en_kg"

Q_maximaestanque=EnergiaCasas*12

H_estanque=D_IntEstanque*1,1
Area_BaseEstanque=pi*((D_IntEstanque/2)^2)
Vol_Estanque=H_estanque*Area_BaseEstanque
Vol_Estanque=m_estanque/rho_fluido2

EnergiaCasas=((x)*m_estanque*cp_fluido2*T_SupEstanque-(1-x)*m_estanque*
    cp_fluido2*T_InfEstanque)/(Tiempo_segundos)

Vol_Estanque1=H_estanqueT1*Area_BaseEstanque
Vol_Estanque1=x*m_estanque/rho_fluido2

Vol_Estanque2=H_estanqueT2*Area_BaseEstanque
Vol_Estanque2=(1-x)*m_estanque/rho_fluido2

S=103,4
G=1
CA=2

t_espesor=((4,9*D_IntEstanque*(H_estanque-0,3048)*G)/S)+CA

t_espesorMetros=t_espesor/1000

D_ExtEstanque=D_IntEstanque+(2*(t_espesorMetros))

A_ExtEstanque=pi*D_ExtEstanque*H_estanque

" P rdidas_t rmicas:_Estanque"

T_ambiente=15
P_ambiente=1
V_aire=4

k_pared1=Conductivity(Carbon_steel; T=T_SupEstanque)
k_pared2=Conductivity(Carbon_steel; T=T_InfEstanque)

```

```

T_bulk1=(T_ambiente+T_SupEstanque)/2
T_bulk2=(T_ambiente+T_InfEstanque)/2

Call External_Flow_Cylinder('Air'; T_ambiente; T_bulk1; P_ambiente; V_aire;
  D_IntEstanque: F_d\L_1; h_1; C_d_1; Nusselt_1; Re_1)
Call External_Flow_Cylinder('Air'; T_ambiente; T_bulk2; P_ambiente; V_aire;
  D_IntEstanque: F_d\L_2; h_2; C_d_2; Nusselt_2; Re_2)

R_estanque1=((ln(D_ExtEstanque/D_IntEstanque))/(2*pi*k_pared1*H_estanque))
  +(1/(A_ExtEstanque*h_1))
R_estanque2=((ln(D_ExtEstanque/D_IntEstanque))/(2*pi*k_pared2*H_estanque))
  +(1/(A_ExtEstanque*h_2))

Q_PerdEstanque1=(T_SupEstanque-T_ambiente)/(R_estanque1)
Q_PerdEstanque2=(T_InfEstanque-T_ambiente)/(R_estanque2)

" P rdidas_de_carga:_Intercambiador_de_calor "

Espesor_Tubos=0,0012
D_IntTubos=DiametroTubos-(2*Espesor_Tubos)

A_TransTubo=pi*(D_IntTubos^2)*(1/4)
A_TotalTubos=A_TransTubo*N_tubos
Vel_1Pasada=m_fluido1/(rho_fluido1*A_TotalTubos)
N_pasadas=2
Vel_Tubos=N_pasadas*Vel_1Pasada

SepBaffle=0,5*D_carcasa

T_bulk_tubo=(T_salidapozo+T_entradapozo)/2
T_bulk_carcasa=(T_red1+T_red2)/2

P=1

mu_tubo=Viscosity(Water;T=T_bulk_tubo;P=P)
mu_carcasa=Viscosity(Water;T=T_bulk_carcasa;P=P)

A_TransCarcasa=((Separacion-DiametroTubos)/Separacion)*D_carcasa*SepBaffle

G_s=m_fluido2/A_TransCarcasa

Vel_Carcasa=G_s/rho_fluido2

de_carcasa=(1,1/DiametroTubos)*(((Separacion^2)-(0,917*(DiametroTubos^2)))) "
  regimen_turbulento "

Re_Tubos=(rho_fluido1*Vel_Tubos*D_IntTubos)/(mu_tubo)

Re_Carcasa=(rho_fluido2*Vel_Carcasa*de_carcasa)/(mu_carcasa)

j_fTubo=8*10^(-3) "Dependen_del_Reynold_y_se_sacan_de_grafico "

j_fCarcasa=4*10^(-2)

Delta_P_tubo=N_tubos*((8*j_fTubo*(Largo/D_IntTubos))+2,5)*((rho_fluido1*(
  Vel_Tubos^2))/2) "Pa"

```

$$\Delta P_{\text{carcasa}} = 8 \cdot j_{\text{Carcasa}} \cdot \left(\frac{D_{\text{carcasa}}}{d_{\text{carcasa}}} \right) \cdot \left(\frac{\text{Largo}}{\text{SepBaffle}} \right) \cdot \left(\frac{\rho_{\text{fluido}} \cdot (\text{Vel}_{\text{Carcasa}})^2}{2} \right) \text{ "Pa"}$$