



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

**Escola Politècnica Superior d'Enginyeria
de Vilanova i la Geltrú**



TRABAJO FINAL DE GRADO

TÍTULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL GEOTÉRMICA EN CHILE.

AUTOR: SERGIO ANDRÉS LAGOS ERICES

TITULACIÓN: INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA

ESCUELA: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE VILANOVA I LA GELTRÚ (EPSEVG)

DIRECTOR: Dr. Jaume MIQUEL MASALLES

DEPARTAMENTO: MECÁNICA DE FLUIDOS (729)

FECHA: 31 de Enero de 2017

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA
CENTRAL GEOTÉRMICA EN CHILE.**

Informe de Habilitación Profesional presentado en conformidad a los requisitos para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico.

Profesor Guía:
Sr. Reinaldo Sánchez Arriagada.

SERGIO ANDRÉS LAGOS ERICES

CONCEPCIÓN - CHILE
2017

Diligencia de refrendo

El trabajo que lleva por título: “*ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL GEOTÉRMICA EN CHILE*” ha sido realizado por el estudiante ***Sergio Andrés Lagos Erices*** de la Universidad del Bío-Bío (Chile) durante su estancia de estudios en la Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova i la Geltrú (EPSEVG) de la Universidad Politécnica de Cataluña - UPC (España). El acuerdo específico entre estas dos Universidades establece que el trabajo será evaluado en España y el veredicto asumido a todos los efectos en la Universidad de origen, en Chile.

Así mismo damos fe de que todo el proceso se ha desarrollado satisfactoriamente.

Y para que así conste firmamos el presente escrito,

Joan V. Castell Balaguer

Subdirector de Relaciones Internacionales de la EPSEVG

Frederic Vilà Martí

Director de la EPSEVG

***Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova i la Geltrú (EPSEVG)
Universidad Politécnica de Cataluña (UPC) - España***

Vilanova i la Geltrú, 31 de Enero de 2017

Este Trabajo Final de Grado tiene en cuenta aspectos ambientales: Sí No

TRABAJO FINAL DE GRADO

RESUMEN (Máximo 50 Líneas)

El presente Trabajo Final de Grado determina la factibilidad de instalar una central geotérmica para la generación de electricidad en Chile, y conocer el procedimiento de su implementación en el país.

En primera instancia, se comenzará con una investigación acabada de las principales características de la energía geotérmica y su proceso de producción. Además, son detallados los diferentes tipos de yacimientos geotérmicos con sus respectivas aplicaciones. Dentro de éstos, sobresale el uso de centrales de energía para yacimientos de alta temperatura y las bombas de calor geotérmicas para los yacimientos de baja temperatura, asimismo, existen otras aplicaciones de procesos industriales.

A partir de esto y considerando que el estudio está enfocado en la generación de energía eléctrica mediante energía geotérmica, se estudiaron las ventajas y desventajas de la misma. Dentro de las ventajas, se enfatiza su alto factor de planta, 90% en promedio, y sus bajas emisiones de contaminantes al medio ambiente. Por otro lado, sus principales desventajas se deben a que este recurso está presente sólo en zonas que tienen actividad volcánica, y la inversión de los proyectos suele ser elevada, debido a las etapas de exploración y perforaciones en el terreno.

Posteriormente, se dan a conocer los diferentes sistemas de tecnologías para la generación de electricidad, su respectivo procedimiento y los principales equipos que se utilizan. Actualmente, se utilizan los sistemas de expansión súbita (Simple o doble flash) cuando el fluido geotérmico presenta altas temperaturas, entre 155 – 350°C; en cambio, cuando la temperatura es un tanto menor, entre 100 – 200°C, se utilizan los sistemas binarios (Ciclo Orgánico de Rankine - ORC - o bien el ciclo Kalina).

En cuanto al estudio de la energía geotérmica a nivel mundial, se muestra la capacidad total instalada de energía geotérmica y los países que abastecen su matriz energética utilizando este tipo de energía, donde Estados Unidos es el que posee la mayor potencia instalada, con 3.450 MWe que representan casi el 30% de todo el mundo y que produjo 16.000 GWh el año 2015. Conjuntamente, se presenta la situación actual de Chile, con respecto a la energía eléctrica y particularmente la geotérmica.

En base a esto, se determinó el potencial geotérmico de un área específica de Chile, ubicada en la zona sur del país, en el sector Alto Bío Bío. Utilizando el método “USGS Heat in place” con simulación de Montecarlo, se obtuvo un potencial eléctrico de 35 MWe para un ciclo simple flash y 7,2 MWe para un ciclo binario (ORC). A partir de estos dos ciclos se seleccionó el simple flash para el análisis técnico y económico, por tener una mayor producción de energía eléctrica y mejor rendimiento termodinámico.

Finalmente, se realizó la programación de la construcción del proyecto para un periodo de 7 años, en donde se estimaron las etapas y los costos asociados para determinar la inversión, la que se calculó en US\$ 229.924.252 (211.721.915 €). También se utilizó el

software “System Advisor Model” (SAM) para la estimación del número de sondeos geotérmicos y corroborar la inversión calculada previamente. De esta forma, se logró determinar que el proyecto, no es factible en un plazo de 30 años, principalmente por los bajos precios del nudo de energía, 65 US\$/kWh (59,9 €/kWh). Sin embargo, la instalación de esta planta presenta varias ventajas ambientales y puede reducir aproximadamente entre 150.000 – 345.000 Tm/año de emisiones de CO₂ y entre 1.300 – 1.500 Tm/año de emisiones de SO₂, con respecto a las centrales térmicas de combustibles fósiles.

Palabras claves (Máximo 10):

1. Energía geotérmica	2. Central geotérmica	3. Yacimiento geotérmico	4. Chile
5. Potencial geotérmico	6. Sondeos geotérmicos	7. Estudio de factibilidad	8. Fluido geotérmico
9. Método USGS “Heat in place”	10. Proyecto geotérmico		

FINAL WORK DEGREE

ABSTRACT (50 lines maximum)

The present study determines the feasibility of installing a geothermal power station in the country of Chile, and to know the procedure of its implementation there.

Beginning with a thorough investigation of the geothermal energy and its production process. In addition, the different types of geothermal reservoirs with their respective applications are detailed. Among these, the used of power plants for high temperature reservoirs and geothermal heat pumps for low temperature fields it is highlighted, as well as other applications for industrial process.

Considering this, since this study is focused in the generation of electric energy through geothermal energy, the advantages and disadvantages were studied. Among the advantages, it stands out its high plant factor, 90% on average, and its low emissions to the environment. However, its main disadvantages are because this resource is present only in areas that have volcanic activity, and the investment of projects is usually high due to the exploration stages and drilling in the field.

Subsequently, the different systems of technologies for the generation of electricity, their respective procedure, and the primordial equipment that they use are presented. Currently, the systems of sudden expansion (Simple or double flash) are used when the geothermal fluid has high temperatures, between 155 – 350°C; On the other hand, when the temperature is a little smaller, between 100 – 200°C, the binary systems (Organic Rankine Cycle - ORC - or Kalina Cycle) are used.

Regarding the study of geothermal energy worldwide, it shows the total installed capacity of geothermal energy and the countries that supply its energy matrix using this type of energy, where United States has having the highest installed power, with 3.450 MWe, which represents almost 30% of the world, producing 16.000 GWh in 2015. Additionally, Chile's current situation in terms of electric energy and, particularly, geothermal energy is presented.

Based on this, the geothermal potential of a specific area of Chile in the Alto Bio Bio sector, located in the south of the country, was determined. Using the “USGS Heat in place” method with MonteCarlo simulation, an electric potential of 35 MWe was obtained for a single flash cycle and 7,2 MWe for a binary cycle (ORC). From these two cycles, the simple flash was selected for the technical and economic analysis because it has a greater production of electrical energy and better thermodynamic performance.

Finally, the construction programming of the project was carried out for a period of 7 years, where the stages and associated costs were estimated to determine the investment, which was calculated to be US\$ 229.924.252 (211.721.915 €). The “System Advisor Model” (SAM) software was also used for the estimation of the number for the geothermal probes and to corroborate the previously estimated investment. Therefore, it was possible to determine that the project is not feasible in a period of 30 years, mainly due to the low energy node prices, 65 US\$/kWh (59,9 €/kWh). However, the installation of this plant has several environmental advantages and it can reduce, approximately,

between 150.000 – 345.000 Tm/year of CO₂ emissions and between 1.300 – 1500 Tm/year of SO₂ emissions, compared to fossil fuel thermal power stations.

Keywords (10 maximum):

1. Geothermal energy	2. Geothermal plant	3. Feasibility study	4. Chile
5. Geothermal potential	6. Geothermal probes	7. Geothermal reservoir	8. Geothermal fluid
9. USGS “Heat in place” method	10. Geothermal project		

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a Dios, por darme la vida y guiarla día a día en lo que propone para mí.

A mis padres, los seres más importantes de mi vida y a quienes debo todo lo que soy. Siempre valoraré su enorme esfuerzo para educar a sus dos hijos, que han dado frutos obteniendo dos personas que los aman y amarán por toda la vida.

A mi hermana Solange, mi gran ejemplo de vida a seguir. Su muestra de esfuerzo, perseverancia y humildad, me han hecho admirarla siempre, inculcando en mí el deseo de responsabilidad y superación. Gracias hermana, por el apoyo incondicional y los consejos que, desde niño, fueron la base de lo que soy hoy en día.

A mis familiares más cercanos, como son mi tía Ceci, y el tatita Manuel, que más que tíos, son la muestra de amor de abuelos más cercana que tengo, gracias por todo su apoyo y buenos deseos siempre.

A mi amada Carolina, la mujer de mi vida, gracias por ser el pilar fundamental durante estos 6 años de relación y al mismo tiempo los 6 años de estudio de esta carrera. Gracias por tu paciencia, tu confianza y por entregarme todo el amor que, de alguna forma hacen mis días más alegres y me hacen dar lo mejor de mi persona.

A mis amigos, Padre Pato, Alex, Carlitos, Erick y Jennifer, por su muestra de apoyo todo este tiempo, aún estando lejos de casa siguen preocupándose por tener un buen regreso. Agradecer a mis grandes compañeros de la Universidad, Guillermo, Christopher y Rodrigo, que se convirtieron en mis amigos durante este proceso y el apoyo mutuo nos ha llevado a terminar este camino.

Mis sinceros agradecimientos al profesor Dr. Jaume Miquel, director del trabajo en la Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova i la Geltrú, Universidad Politécnica de Catalunya (España), por compartir sus conocimientos, su forma de trabajar y su valioso tiempo para apoyar el desarrollo de esta memoria, donde sus correcciones y buenas ideas, complementaron e hicieron posible la finalización del proyecto. A mis profesores de la Universidad del Bío-Bío por entregar sus conocimientos y experiencia durante la carrera universitaria. Además, un agradecimiento a los funcionarios del departamento de Mecánica, en especial a la Sra. Laurita, por su muestra de cariño y apoyo hacia mi persona, durante el proceso académico.

NOMENCLATURA

Símbolo	Definición
- ACERA	<i>Asociación Chilena de Energías Renovables.</i>
- ASHRAE	<i>American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.</i>
- CAPEX	<i>Costos de inversión (Capital Expenditure).</i>
- CEGA	<i>Centro de Excelencia en Geotermia de Los Andes.</i>
- CG	<i>Central geotérmica.</i>
- CLP	<i>Pesos chilenos.</i>
- CNE	<i>Comisión Nacional de Energía.</i>
- CORFO	<i>Corporación de Fomento de la Producción.</i>
- CO ₂	<i>Dióxido de carbono.</i>
- CV	<i>Coefficiente de variación.</i>
- Db(A)	<i>Decibelio ponderado.</i>
- EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes.</i>
- EGS	<i>Sistemas geotérmicos estimulados (Enhanced Geothermal System).</i>
- EIA	<i>Estudio de Impacto Ambiental.</i>
- ENAP	<i>Empresa Nacional del Petróleo.</i>
- ERNC	<i>Energía Renovable No Convencional.</i>
- ESMAP	<i>Energy sector management assistance program.</i>
- FG	<i>Fluido geotérmico</i>
- HDR	<i>Roca caliente seca (Hot Dry Rock).</i>
- HFU	<i>Unidad de flujo de calor (Heat Flux Unit.)</i>
- HP	<i>Horse Power.</i>
- H ₂ S	<i>Sulfuro de hidrógeno.</i>
- IDEA	<i>Instituto para la diversificación y ahorro de energía.</i>
- IEA	<i>Agencia Internacional de Energía.</i>
- IGME	<i>Instituto Geológico y Minero de España.</i>
- Máx	<i>Máximo.</i>
- Mín	<i>Mínimo.</i>
- MRP	<i>Mighty river power.</i>
- m.s.n.m	<i>Metros sobre el nivel del mar.</i>
- MT	<i>Magneto telúrico.</i>
- MUS\$	<i>Millones de dólares.</i>
- M€	<i>Millones de euros.</i>
- NCG	<i>Gases no condensables.</i>
- NIST	<i>National Institute of Standards and Technology.</i>
- NO _x	<i>Óxidos de nitrógeno.</i>
- NRDC	<i>Consejo para la Defensa de los Recursos Naturales.</i>
- ONU	<i>Organización de las Naciones Unidas.</i>
- OPEX	<i>Costos de operación (Operating Expenditure).</i>
- ORC	<i>Ciclo Orgánico de Rankine.</i>
- PM	<i>Material particulado.</i>
- R _g	<i>Factor de recuperación térmica.</i>
- SAM	<i>System Advisor Model software.</i>
- Sea	<i>Servicios de Evaluación Ambiental.</i>
- SEA	<i>Sistema Energético Aysén.</i>

- **SEIA** *Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.*
- **SEM** *Sistema Energético Magallanes.*
- **Sernageomin** *Servicio Nacional de Geología y Minería.*
- **SIC** *Sistema Interconectado Central.*
- **SII** *Servicios de Impuestos Internos.*
- **Sim** *Simulación.*
- **SING** *Sistema Interconectado Norte Grande.*
- **SO₂** *Dióxido de azufre.*
- **TEM** *Transitorio electromagnético.*
- **TFG** *Trabajo Final de Grado.*
- **TIR** *Tasa Interna de Retorno.*
- **Tm** *Toneladas métricas.*
- **T_P** *Temperatura del punto de pelizco.*
- **T_R** *Temperatura del yacimiento o reservorio.*
- **UF** *Unidad de Fomento.*
- **UNDP** *Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas.*
- **USGS** *United States Geological Survey.*
- **VAN** *Valor Actual Neto.*
- **WBDG** *Whole Building Design Guide.*
- **We** *Watt eléctrico.*
- **Wh** *Watt-hora.*
- **Wt** *Watt térmico.*

Símbolo	Prefijo	Valor en el SI
----------------	----------------	-----------------------

- | | | |
|------------|--------------|-----------|
| - T | <i>Tera</i> | 10^{12} |
| - G | <i>Giga</i> | 10^9 |
| - M | <i>Mega</i> | 10^6 |
| - k | <i>kilo</i> | 10^3 |
| - c | <i>centi</i> | 10^{-2} |
| - m | <i>mili</i> | 10^{-3} |
| - μ | <i>micro</i> | 10^{-6} |

ÍNDICE

MEMORIA

	Pág.
1.- Introducción y Objetivos del Proyecto.....	3
1.1.- Introducción y motivaciones del proyecto.....	3
1.2.- Objetivos.....	5
1.2.1.- Objetivo General.....	5
1.2.2.- Objetivos Específicos	5
1.3.- Descripción y programación temporal del trabajo a realizar	6
2.- Estudio de la Energía Geotérmica.....	11
2.1.- Definición	11
2.2 Energía interna de la tierra	11
2.2.1 El calor de la tierra	11
2.2.2 Transferencia de calor en la tierra.....	11
2.2.3 Estructura interna de la tierra	12
2.2.3.1 Cinturón de fuego del Pacífico.....	14
2.2.4 Flujo de calor	15
2.2.4.1 Conductividad térmica	15
2.2.4.2 Gradiente geotérmico.....	17
2.3 Recursos geotérmicos	19
2.3.1 Estructura de los recursos geotérmicos	19
2.3.2 Tipos de recursos geotérmicos	21
2.4 Tipos de yacimientos geotérmicos	22
2.4.1 Yacimientos de agua caliente.....	22
2.4.1.1 Yacimientos de alta temperatura.....	22
2.4.1.2 Yacimientos de media temperatura.....	23
2.4.1.3 Yacimientos de baja temperatura	23
2.4.1.4 Yacimientos de muy baja temperatura.....	23
2.4.2 Otros yacimientos	24
2.4.2.1 Yacimientos geotérmicos supercríticos	24
2.4.2.2 Yacimientos de roca caliente seca	25
2.4.2.3 Yacimientos geopresurizados	26
2.4.2.4 Yacimientos marinos.....	26
2.4.2.5 Yacimientos magmáticos	26
2.5 Aplicaciones de la energía geotérmica.....	27
2.5.1 Forma directa	27
2.5.2 Forma indirecta	32
2.5.3 Uso en cascada	34

3. Ventajas y desventajas de la Energía Geotérmica	39
3.1 Ventajas.....	39
3.2 Desventajas	43
4.- Tecnologías de Aprovechamiento Para Centrales Geotérmicas	49
4.1 Tipos de tecnologías.....	49
4.1.1 Plantas de vapor seco	49
4.1.1.1 Ciclo directo sin condensación	50
4.1.1.2 Ciclo directo con condensación	50
4.1.2 Plantas de expansión súbita o vapor flash.....	51
4.1.2.1 Sistemas de expansión súbita de una etapa o simple flash	51
4.1.2.2 Sistemas de expansión súbita de dos etapas o doble flash.....	52
4.1.3 Plantas de ciclo binario	53
4.1.3.1 Ciclo Orgánico de Rankine (ORC)	54
4.1.3.1 Ciclo Kalina	55
4.2 Componentes principales de las centrales geotérmicas.	56
4.2.1 Turbinas y generadores	56
4.2.2 Condensadores	57
4.2.3 Torres de enfriamiento	58
4.2.3.1 Torres de enfriamiento por convección natural	58
4.2.3.2 Torres de enfriamiento por convección mecánica	59
4.2.4 Sondeos geotérmicos del yacimiento	60
4.2.4.1 Sondeos de exploración	62
4.2.4.2 Sondeos de explotación o producción.....	62
4.2.4.3 Sondeos de reinyección.....	63
5.- La Energía Geotérmica en el Mundo	67
5.1 Energía geotérmica internacional.....	67
5.1.1 Energía geotérmica de aplicación directa	67
5.2 Energía geotérmica como generadora de electricidad	68
5.2.1 Generalidades.....	68
5.2.2 Producción mundial de energía eléctrica	69
5.2.3 Principales centrales geotérmicas del mundo.	73
5.2.3.1 Complejo geotérmico The Geysers.....	73
5.2.3.2 Complejo geotérmico Cerro Prieto	74
5.2.3.3 Complejo geotérmico Larderello	74
5.2.3.4 Complejo geotérmico Olkaria.....	75
5.2.3.5 Complejo geotérmico Makban.....	76
5.3 Energía geotérmica en Chile	77
5.3.1 Sistema energético País.....	78
5.3.1.1 Potencia instalada Nacional	80
5.3.2 Antecedentes históricos de la geotermia.....	82

5.3.3 Concesiones geotérmicas	82
5.3.4 Potencial geotérmico de Chile	84
5.3.5 Producción geotérmica nacional	86
5.3.5.1 Central geotérmica Cerro Pabellón	86
5.3.5.2 Central geotérmica Curacautín.....	87
6.- Estudio Térmico del Recurso Geotérmico	91
6.1 Ubicación de la central geotérmica	91
6.1.1 Características del sector.....	91
6.2 Metodología de cálculo para determinar el potencial eléctrico	94
6.2.1 Método volumétrico USGS “Heat in Place” con simulación de Montecarlo.	94
6.2.2 Calor recuperable del yacimiento	94
6.2.3 Trabajo disponible y eficiencia de conversión.....	96
6.2.3.1 Metodología de cálculo ciclo flash	98
6.2.3.2 Metodología de cálculo ciclo binario.....	99
6.2.4 Función de distribución triangular	101
6.2.5 Construcción de la tabla de distribución de frecuencias	102
6.3 Estudio del potencial eléctrico según la ubicación de la central geotérmica	104
6.3.1 Determinación de parámetros del Grupo 1	104
6.3.1.1 Área y espesor del reservorio.....	104
6.3.1.2 Profundidad y gradiente geotérmico	105
6.3.1.3 Factor de recuperación térmica (Rg).....	106
6.3.2 Determinación de parámetros del Grupo 2	106
6.3.2.1 Capacidad calorífica volumétrica.....	106
6.3.2.2 Temperatura de referencia	108
6.3.2.3 Eficiencia de conversión eléctrica.....	108
6.3.2.4 Vida útil y factor de carga.....	109
6.3.3 Resultados del potencial geotérmico.....	109
6.3.3.1 Resultados ciclo simple flash.....	110
6.3.3.2 Resultados ciclo binario (ORC)	114
7.- Estudio Técnico de la Central Geotérmica.....	121
7.1 Selección de la central geotérmica a instalar	121
7.2 Planificación de la central geotérmica de 35 MWe	122
7.3 Etapas del proyecto geotérmico de 35 MWe	124
7.3.1 Etapa 1: Inspección topográfica preliminar	125
7.3.2 Etapa 2: Exploración.....	125
7.3.3 Etapa 3: Perforación de prueba	128
7.3.4 Etapa 4: Revisión y planificación del proyecto	129
7.3.5 Etapa 5: Desarrollo de campo	130
7.3.6 Etapa 6: Construcción	131
7.3.7 Etapa 7: Arranque y puesta en servicio.....	132

8.- Estudio Económico de la Central Geotérmica	137
8.1 Horizonte de evaluación del proyecto.....	137
8.2 Estimación de la inversión o CAPEX de la planta.....	137
8.2.1 Inversión en detalle mediante estimación de costos	137
8.2.2 Inversión mediante el uso de software SAM	138
8.3 Ingresos de la central geotérmica.....	139
8.3.1 Ingresos por venta de energía.....	139
8.3.1.1 Energía eléctrica producida.....	139
8.3.1.2 Precio de venta de la energía.....	140
8.3.1.3 Ingresos anuales por venta de energía.....	142
8.3.2 Ingresos por venta de potencia.....	142
8.3.2.1 Potencia producida por la central.....	142
8.3.2.2 Precio de venta de potencia.....	144
8.3.2.3 Ingresos anuales por venta de potencia.....	144
8.4 Estimación de los costos operacionales u OPEX.....	145
8.5 Otros parámetros del análisis económico.....	146
8.5.1 Depreciación	146
8.5.2 Tasa de descuento	146
8.5.3 Tasa tributaria	147
8.6 Flujo de caja del proyecto	147
8.6.1 Análisis de sensibilidad de los resultados	150
8.6.2 Estudio de comportamiento económico.....	151
9.- Aspectos medioambientales del TFG	157
9.1 Impacto ecológico en la zona donde se construye la central	157
9.1.1 Impactos en el recurso aire.....	157
9.1.2 Impactos en el recurso suelo	157
9.1.3 Impactos sobre el recurso agua	158
9.1.4 Impactos visuales	159
9.1.5 Impactos en la flora y fauna del lugar.....	159
9.1.6 Impactos del ruido ambiental.....	159
9.1.7 Impactos de valor turístico.....	160
9.2 Consumo estimado de recursos y energía.....	160
9.2.1 Consumo de recursos	160
9.2.2 Consumo de energía.....	161
9.2.3 Consumo de agua de refrigeración.....	161
9.3 Generación de residuos	163
9.4 Producción de energía y reducción de emisiones	163
9.4.2 Reducción de emisiones.....	164
9.4.2.1 Emisiones principales	164
9.4.2.2 Otras emisiones	166
9.4.2.3 Resumen de emisiones	167

9.5 Fase de cierre	168
9.5.1 Cierre de la central geotérmica	168
9.5.2 Reciclaje de componentes	169
9.6 Conclusiones del impacto ambiental.....	172
10.- Conclusiones del Trabajo y Perspectivas Futuras	177
10.1 Conclusiones técnicas del trabajo	177
10.2 Aspectos destacables y aportaciones del TFG	179
10.3 Conclusiones y valoraciones personales	180
10.4 Futuras líneas de trabajo	180
11.- Bibliografía	185
11.1 Libros	185
11.2 Artículos Científicos, Manuales y Estudios Técnicos	185
11.3 Proyectos Final de Carrera.....	187
11.4 Páginas Web.....	187

ANEXOS

ANEXO A.1.- Etapas del desarrollo del proyecto de la central geotérmica.

ANEXO A.2.- Normativa utilizada.

ANEXO A.3.- Software utilizado.

ANEXO A.4.- Correos de consulta sobre el yacimiento geotérmico en Chile.

ANEXO A.5.- Validación de la metodología de cálculo del potencial del yacimiento geotérmico.

ANEXO A.6.- Variación del índice de costos CEPCI.

ANEXO A.7.- Cálculo de la inversión del proyecto.

ANEXO A.8.- Estudio Económico.

ANEXO A.9.- Tablas utilizadas en el TFG.

ANEXO A.10.- PLANOS.

ÍNDICE DE PLANOS

- PLANO 1.- Plano de situación en el país.
- PLANO 2.- Plano de situación en provincia.
- PLANO 3.- Plano de emplazamiento del proyecto geotérmico.
- PLANO 4.- Plano de funcionamiento del proyecto geotérmico.
- PLANO 5.- Plano de distribución de equipos del proyecto geotérmico.
- PLANO 6 - Plano de perforación para pozo geotérmico profundo.

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	Pág.
Figura 1.1 <i>Aplicaciones de la energía geotérmica</i>	4
Figura 1.2a. <i>Programación del TFG parte A</i>	6
Figura 1.2b. <i>Programación del TFG parte B</i>	7
Figura 1.2c. <i>Programación del TFG parte C</i>	7
Figura 2.1 <i>Formas de transferencias de calor</i>	12
Figura 2.2 <i>Estructura interna de la tierra</i>	13
Figura 2.3 <i>Capas geológicas de la tierra</i>	13
Figura 2.4 <i>Cinturón del fuego del pacifico</i>	15
Figura 2.5 <i>Tipos de zonas en la corteza terrestre con su respectivo flujo de calor</i>	18
Figura 2.6 <i>Estructura de los recursos geotérmicos</i>	19
Figura 2.7 <i>Tipos de recursos geotérmicos en el mundo</i>	22
Figura 2.8 <i>Tipos de yacimientos geotérmicos</i>	23
Figura 2.9 <i>Sistemas geotérmicos estimulados (EGS)</i>	25
Figura 2.10 <i>Estructura de un volcán</i>	26
Figura 2.11 <i>Ciclo invierno y verano de una bomba de calor geotérmica</i>	28
Figura 2.12 <i>Aplicación de una bomba de calor geotérmica</i>	29
Figura 2.13 <i>Piscina temperada mediante energía geotérmica</i>	30
Figura 2.14 <i>Tipos de calefacción de invernaderos mediante geotermia</i>	31
Figura 2.15 <i>Generación de electricidad con energía geotérmica</i>	33
Figura 2.16 <i>Aplicaciones de la energía geotérmica con respecto a la temperatura</i>	34
Figura 2.17 <i>Aplicaciones en cascada de la energía geotérmica</i>	34
Figura 4.1 <i>Esquema conceptual de una planta geotérmica de vapor seco</i>	50
Figura 4.2 <i>Esquema conceptual de una planta de vapor simple flash</i>	52
Figura 4.3 <i>Esquema conceptual de una planta de vapor doble flash</i>	53
Figura 4.4 <i>Esquema conceptual de una planta de ciclo binaria</i>	54
Figura 4.5 <i>Esquema conceptual del Ciclo Orgánico de Rankine</i>	55
Figura 4.6 <i>Grupo turboalternador de una central eléctrica de vapor</i>	56
Figura 4.7 <i>Esquema típico de un condensador carcaza - tubo</i>	57
Figura 4.8 <i>Condensador de placas</i>	58
Figura 4.9 <i>Esquema de una torre de enfriamiento por convección natural</i>	59
Figura 4.10 <i>Torre de enfriamiento por convección inducida</i>	60
Figura 4.11 <i>Torre de enfriamiento por convección forzada</i>	60
Figura 4.12 <i>Proceso de sondeo geotérmico del Complejo The Geysers</i>	61
Figura 4.13 <i>Perforación de un pozo de producción o reinyección</i>	63
Figura 5.1 <i>Capacidad geotérmica instalada en el mundo al año 2015</i>	72
Figura 5.2 <i>Distribución del recurso geotérmico en América del Sur</i>	77
Figura 5.3 <i>Resumen de potenciales por Sistema Interconectado</i>	79
Figura 5.4 <i>Cronograma y proceso de una concesión geotérmica</i>	83
Figura 5.5 <i>Potencial geotérmico nacional</i>	84
Figura 5.6 <i>Fuentes geotérmicas por región</i>	85
Figura 6.1 <i>Temperatura del punto de pellizco (Tp)</i>	95
Figura 6.2 <i>Variables de una distribución triangular</i>	101
Figura 6.3 <i>Mapa geológico del Volcán Callaqui y sus alrededores</i>	107
Figura 7.1 <i>Esquema representativo de la instalación simple flash</i>	121
Figura 7.2 <i>Desarrollo del proyecto geotérmico de 35 MWe</i>	123
Figura 7.3 <i>Sección transversal de resistividad para un campo geotérmico</i>	126

Figura 7.4 <i>Número de pozos obtenidos mediante System Advisor Model (SAM)</i>	130
Figura 7.5 <i>Plano de distribución de equipos del proyecto geotérmico</i>	133
Figura 8.1 <i>Monto de inversión mediante software SAM</i>	139
Figura 9.2 <i>Colores de contenedores para distintos residuos</i>	170

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	Pág.
Tabla 2.1 <i>Cálculo del enfriamiento de la tierra</i>	15
Tabla 2.2 <i>Conductividad térmica y capacidad térmica volumétrica de los tipos de roca y otros materiales</i>	16
Tabla 2.3 <i>Gradiente geotérmico de la corteza</i>	17
Tabla 2.4 <i>Estabilidad geológica de la corteza terrestre</i>	18
Tabla 2.5 <i>Gradientes geotérmicos y flujos de calor</i>	18
Tabla 2.6 <i>Permeabilidad de los tipos de suelos más comunes</i>	19
Tabla 2.7 <i>Aplicaciones de la energía geotérmica</i>	27
Tabla 3.1 <i>Terrenos ocupados según tipo de central</i>	41
Tabla 3.2 <i>Residuos generales por tipo de central</i>	42
Tabla 3.3 <i>Inversiones según tipo de centrales eléctricas</i>	43
Tabla 3.4 <i>Ventajas, inconvenientes y desafíos de la energía Geotérmica</i>	44
Tabla 4.1 <i>Tipos de tecnologías en centrales geotérmicas</i>	49
Tabla 4.2 <i>Hidrocarburos utilizados en plantas ORC</i>	55
Tabla 5.1 <i>Potencias mundiales de aplicaciones geotérmicas directas al año 2010</i>	67
Tabla 5.2 <i>Capacidad total instalada a nivel mundial a partir de 1950 hasta el 2015 y la predicción a corto plazo</i>	69
Tabla 5.3 <i>Capacidad total instalada a nivel continental a partir de 2000 hasta el 2015 y la predicción a corto plazo</i>	69
Tabla 5.4 <i>Capacidad total instalada a nivel país a desde el 2010 hasta el 2015 y la predicción a corto plazo</i>	71
Tabla 5.5 <i>Características de las concesiones</i>	82
Tabla 5.6 <i>Potencial por fuente geotérmica</i>	85
Tabla 6.1 <i>Parámetros necesarios para el método volumétrico USGS “Heat in place”</i>	100
Tabla 6.2 <i>Tipos de roca presente en el sector Alto Bío Bío</i>	108
Tabla 6.3 <i>Parámetros utilizados en el cálculo de un ciclo simple flash</i>	109
Tabla 6.4 <i>Resumen de la programación mediante la metodología de cálculo simple flash</i>	110
Tabla 6.5 <i>Distribución de frecuencias considerando Rg:0 - 20%</i>	112
Tabla 6.6 <i>Resultados de potencial eléctrico del ciclo simple flash con Rg:0 - 20%</i>	112
Tabla 6.7 <i>Distribución de frecuencias considerando Rg:5 - 20%</i>	113
Tabla 6.8 <i>Resultados de potencial eléctrico del ciclo simple flash con Rg:5 - 20%</i>	113
Tabla 6.9 <i>Parámetros utilizados en el cálculo de un ciclo binario (ORC)</i>	114
Tabla 6.10 <i>Resumen de la programación mediante la metodología de cálculo ciclo binario (ORC)</i>	115
Tabla 6.11 <i>Distribución de frecuencias ciclo binario (ORC)</i>	116
Tabla 6.12 <i>Resultados de potencial eléctrico ciclo binario (ORC)</i>	117
Tabla 7.1 <i>Resultados correspondientes a la mediana del conjunto de simulaciones</i>	121
Tabla 7.3 <i>Costos de inspección topográfica preliminar</i>	125
Tabla 7.4 <i>Costos de exploración del proyecto geotérmico</i>	127
Tabla 7.5 <i>Costos de perforaciones de prueba del proyecto geotérmico</i>	129
Tabla 7.6 <i>Costos de revisión y planificación del proyecto geotérmico</i>	129
Tabla 7.7 <i>Costos de desarrollo de campo del proyecto geotérmico</i>	131
Tabla 7.8 <i>Costos de construcción del proyecto geotérmico</i>	131
Tabla 7.9 <i>Costos de arranque y puesta en servicio del proyecto geotérmico</i>	132
Tabla 8.1 <i>Costos unitarios de inversión para una central geotérmica de 35 MWe</i>	137
Tabla 8.2 <i>Monto de inversión estimada del proyecto geotérmico</i>	138

Tabla 8.3 <i>Tasa tributaria definida por el SII</i>	147
Tabla 8.4 <i>Flujo de caja del proyecto geotérmico de 35 MWe</i>	149
Tabla 8.5 <i>Resultados obtenidos según los casos de precio de venta de energía</i>	150
Tabla 8.6 <i>Análisis de sensibilidad de los parámetros iniciales</i>	151
Tabla 8.7 <i>Comportamiento económico del proyecto frente a los costos de O&M</i>	151
Tabla 8.8 <i>Comportamiento económico del proyecto frente al factor de planta</i>	152
Tabla 9.1 <i>Probabilidad y severidad de los impactos ecológicos</i>	160
Tabla 9.2 <i>Consumo de agua durante el ciclo de vida de los sistemas geotérmicos</i>	161
Tabla 9.3 <i>Resumen de emisiones por tipo de central</i>	168
Tabla 9.4 <i>Resumen de la Evaluación de impacto ambiental</i>	173

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICA	Pág.
Gráfico 3.1 <i>Factor de disponibilidad de las ERNC en Chile</i>	40
Gráfico 3.2 <i>Emisiones de CO₂ por fuente de energía primaria en los Estados Unidos</i>	40
Gráfico 3.3 <i>Comparación de costos con las ERNC</i>	41
Gráfico 5.1 <i>Porcentaje de potencia instalada al 2010 de aplicaciones directas</i>	67
Gráfico 5.2 <i>Tendencias de los primeros productores mundiales de electricidad geotérmica</i>	69
Gráfico 5.3 <i>Países con mayor potencia instalada y energía producida del mundo, a partir de energía geotérmica.</i>	72
Gráfico 5.4 <i>Capacidad instalada del SIC y SING 2015</i>	80
Gráfico 5.5 <i>Potencia instalada por tipos de tecnologías en Chile al año 2016</i>	81
Gráfico 5.6 <i>Participación de las ERNC al año 2016</i>	81
Gráfico 6.1 <i>Potencial eléctrico del ciclo simple flash considerando Rg: 0 – 20%</i>	112
Gráfico 6.2 <i>Potencial eléctrico del ciclo simple flash considerando Rg: 5 – 20%</i>	113
Gráfico 6.3 <i>Potencial eléctrico del ciclo binario (ORC)</i>	116
Gráfico 7.1 <i>Riesgo de un proyecto vs el costo acumulado en las fases de desarrollo</i>	124
Gráfico 8.1 <i>Distribución del CAPEX del proyecto</i>	138
Gráfico 8.2 <i>Precio de nudo de energía.</i>	141
Gráfico 8.3 <i>Casos considerados del precio de nudo de energía para el TFG</i>	142
Gráfico 8.4 <i>Evolución capacidad instalada y demanda máxima SIC</i>	143
Gráfico 8.5 <i>Precio de nudo de potencia</i>	144
Gráfico 9.1 <i>Terreno utilizado en m²/GWh de una planta geotérmica.</i>	158
Gráfico 9.2 <i>Consumo de agua para la generación de energía eléctrica</i>	162
Gráfico 9.3 <i>Emisiones de NOx</i>	166
Gráfico 9.4 <i>Emisiones de SO₂</i>	166
Gráfico 9.5 <i>Emisiones de CO₂</i>	166
Gráfico 9.6 <i>Emisiones de PM</i>	166
Gráfico 9.7 <i>Residuos de la central geotérmica.</i>	170

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

FOTOGRAFÍA	Pág.
Fotografía 1.1 <i>Manifestaciones geotérmicas naturales</i>	3
Fotografía 2.1 <i>Fuentes termales de agua caliente</i>	30
Fotografía 2.2 <i>Dos modalidades de calefacción de invernaderos</i>	30
Fotografía 2.3 <i>Sistema de deshielo de nieve para pavimentos</i>	31
Fotografía 2.4 <i>Complejo industrial de Kawerau, Nueva Zelanda</i>	35
Fotografía 4.1 <i>Turbinas de vapor</i>	57
Fotografía 4.2 <i>Torre de enfriamiento del complejo geotérmico Larderello</i>	59
Fotografía 4.3 <i>Sondeo de explotación de la central geotérmica Curacautín</i>	62
Fotografía 5.1 <i>Primera central geotérmica del mundo</i>	68
Fotografía 5.2 <i>Complejo geotérmico The Geysers, EEUU</i>	73
Fotografía 5.3 <i>Complejo geotérmico Cerro Prieto, México</i>	74
Fotografía 5.4 <i>Complejo geotérmico Larderello, Italia</i>	75
Fotografía 5.5 <i>Complejo geotérmico Olkaria, Kenia</i>	76
Fotografía 5.6 <i>Complejo geotérmico Makban, Filipinas</i>	76
Fotografía 5.7 <i>Pozo de producción de la central geotérmica Cerro Pabellón</i>	86
Fotografía 5.8 <i>Pozo de producción de la central geotérmica Curacautín</i>	87
Fotografía 6.1 <i>Mapa satelital del sector Alto Bío Bío</i>	92
Fotografía 6.2 <i>Mapa satelital de la posible ubicación de la C.G.</i>	93
Fotografía 6.3 <i>Mapa satelital de la posible ubicación de la C.G. y sus características</i>	93
Fotografía 6.4 <i>Imagen satelital de la estimación del reservorio geotérmico</i>	105
Fotografía 9.1 <i>Impactos visuales de las centrales geotérmicas</i>	159

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.- Introducción y Objetivos del Proyecto

1.1.- Introducción y motivaciones del proyecto

Actualmente en el país existe un déficit de energías renovables no convencionales (ERNC) y se están buscando nuevos métodos de ésta, para la generación de energía eléctrica. Así también se han propuesto metas, donde una de ellas es alcanzar el 20% en la matriz energética nacional por parte de ERNC. De esta forma se pretende analizar la factibilidad de la energía geotérmica para que sea utilizada como fuente eléctrica en Chile. La energía geotérmica pertenece al grupo de las ERNC en conjunto con las energías: Solar, eólica, biomasa, hidroeléctrica y mareomotriz, entre otras. El término "geotérmico" viene del griego “geo” que significa tierra, y “thermos” que significa calor. La energía geotérmica según el Ministerio de Chile, se define como la energía calórica contenida en el interior de la Tierra [48]. Este calor interno de la tierra, fue generado en el origen de los tiempos, en la formación del sistema solar, de ahí fue concentrado en el centro de la tierra y es llevado a la superficie mediante la transferencia de calor. Otro proceso que permite la generación de calor, es a través del movimiento de las placas tectónicas, las que dividen el planeta. Estas placas se mueven y se empujan lentamente hasta el punto en que se juntan y superponen una sobre otra. Este fenómeno, permite la generación de intrusiones magmáticas que en algunos casos pueden llegar a la superficie generando volcanes o montañas, o como en la mayoría de estos, no alcanza el exterior y se acumula en zonas subterráneas, produciendo el calentamiento de las rocas y en determinadas zonas, los conocidos geiseres (1), fumarolas (2) y fuentes termales (3) presentados en la Fotografía 1.1.



Fotografía 1.1 Manifestaciones geotérmicas naturales. Adaptado de [8]

Hoy en día, los progresos en los métodos de perforación y bombeo permiten explotar la energía geotérmica en numerosos lugares del mundo, ya sea para usos directos de calor, que incluyen procesos industriales o la energía somera para la climatización de viviendas. El otro uso, llamado indirecto, corresponde a las centrales geotérmicas, para la generación de energía eléctrica. En este caso, para aprovechar de forma técnica y económicamente eficiente esta energía en centrales de gran escala, es necesario que se den yacimientos con estructuras adecuadas que posean temperaturas superiores a los 150°C a profundidades menores a 4 km.

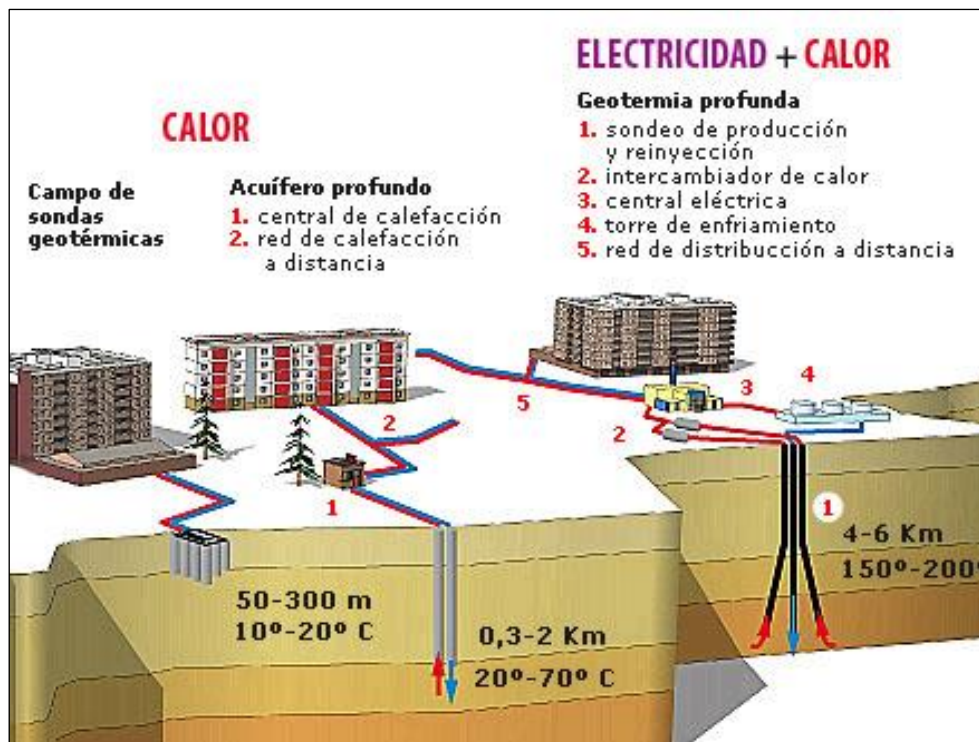


Figura 1.1 Aplicaciones de la energía geotérmica. [50]

La energía geotérmica posee gran potencial energético en uso de generación de electricidad a nivel mundial alcanzando los 12.635 MWe de potencia instalada al año 2015, donde 5.089 MWe de ellos se encuentran en el continente americano [12] y Chile, que es el país a considerar para la instalación, no posee energía eléctrica proporcionada por centrales geotérmicas, no obstante, existen dos plantas que se encuentran en su etapa de desarrollo y se espera que al año 2017, puedan comenzar su etapa de operación, siendo las primeras plantas geotérmicas del país [17].

El potencial geotérmico generar electricidad en Chile, es estimado por diferentes fuentes, donde se calcula entre 1.235 a 3.550 MW [41] y de 3.350 a 16.000 MW [48], este último valor representa aproximadamente el 80% de la capacidad instalada de la matriz energética del país, la que al 31 de diciembre de 2014 equivale a 19.966 MW [55]. Chile tiene un altísimo potencial de esta energía, que, si es operado y administrado de forma correcta, puede ser la solución y reemplazo a centrales contaminantes, ocupando un rol importante dentro de las energías renovables no convencionales del país. Dado esto se puede decir que, el problema principalmente radica en el deficiente aprovechamiento de este recurso, principalmente en el ámbito de instalaciones de plantas generadoras de electricidad. Por este motivo, se realizará un estudio de factibilidad para instalar una central geotérmica en el territorio chileno.

Dentro de las motivaciones para abordar este tema se encuentran varios puntos a considerar, entre ellos, destacan:

- La energía geotérmica es una energía renovable, cualidad que presentan otras energías, pero a diferencia de esta, no depende de factores climáticos como la velocidad del viento, radiación solar, entre otros. Al ser una energía que está presente en el subsuelo y siempre cuando se halle un yacimiento adecuado, la temperatura del fluido geotérmico puede ser estable y continua en cualquier hora del día y estación del año.

- El territorio chileno posee gran potencial geotérmico en todo el largo del país, principalmente porque se encuentra en un lugar activo de la corteza terrestre, conocida como cinturón del fuego.
- Que el país de Chile tenga un atractivo potencial de energía geotérmica, es un factor que motiva a empresas extranjeras a invertir en este tipo de energía y esto constituye una fuente o campo laboral que se abre al futuro profesional para estudiar y desarrollar la ingeniería de esta energía.
- El hecho de que no esté presente en todos los lugares del mundo para el aprovechamiento de energía eléctrica, le provee de cierta forma un aspecto interesante para ser estudiada y aplicada.
- Existen países como EEUU, Filipinas, Indonesia y México [12] que poseen gran parte de su matriz energética proporcionada por energía geotérmica, esto significa que es una energía confiable y puede abastecer de electricidad perfectamente a un país, lo cual sería un aspecto considerable para reemplazar centrales de combustibles fósiles y favorecer el cuidado del medio ambiente.

Estas son algunas de las motivaciones presentes al estudiar el tema del proyecto, que se complementan con una motivación principal, que es el amplio interés por el área energética, principalmente por las energías renovables.

1.2.- Objetivos

1.2.1.- Objetivo General

- Estudiar la factibilidad para la instalación de una central geotérmica en Chile.

Uno de los principales inconvenientes que tienen muchos proyectos geotérmicos de alta temperatura, cuya finalidad es producir energía eléctrica, es una inversión elevada, debido específicamente a los sondeos o perforaciones de roca para encontrar yacimientos idóneos. Por lo tanto, nace la siguiente interrogante: ¿Qué tan factible es la instalación de una central geotérmica en Chile?, es por este motivo que el objetivo general de este proyecto es estudiar la factibilidad para la instalación de una planta geotérmica, y responder con resultados concretos, si realmente es factible invertir en una planta de este tipo en el territorio chileno.

1.2.2.- Objetivos Específicos

- Entregar un amplio conocimiento de la energía geotérmica, desde cómo se origina, hasta sus diferentes aplicaciones.
- Conocer los diferentes tipos de yacimientos que se encuentran en la corteza terrestre y estudiar las diferentes formas de extracción de la energía geotérmica.
- Identificar las principales centrales geotérmicas en el mundo, detallando las principales características de las instalaciones.
- Realizar un estudio térmico para el cálculo de potencial eléctrico, el que se considerará para el estudio técnico y económico del proyecto.
- Determinar de forma cuantitativa la factibilidad económica de instalar una central geotérmica en Chile.
- Estudiar el impacto ambiental de las centrales geotérmicas, específicamente en la ubicación del proyecto.

1.3.- Descripción y programación temporal del trabajo a realizar

El desarrollo del trabajo a realizar, será mediante el apoyo de páginas web, libros, artículos técnicos y otros, para la investigación y redacción del estudio general de la energía geotérmica.

EL estudio térmico, constará de una parte investigativa para identificar la forma de calcular el potencial geotérmico del yacimiento, luego consultar con servicios o empresas nacionales la características geográficas y tipo de geología, para poder determinar el potencial eléctrico del lugar específico.

El estudio técnico consiste en estimar la construcción del proyecto geotérmico a través de una programación temporal de las etapas, con su respectivo personal, equipos y materiales más importantes a utilizar en la instalación, para luego, mediante los costos asociados en cada etapa, poder estimar la inversión de cada una.

El estudio económico, se basa principalmente en calcular la inversión del proyecto, los ingresos, costos de operación y mantención y otros factores que permitirán calcular la factibilidad de la instalación geotérmica.

Además, se realizará el estudio de impacto ambiental que puede tener la instalación y el desecho de los componentes una vez terminada la vida útil de la planta geotérmica.

Finalmente, confeccionar el resumen y presentación del proyecto para la defensa del mismo.

A continuación, se presenta el progreso esperado del TFG, diseñado en el software “Tom's Planner”.

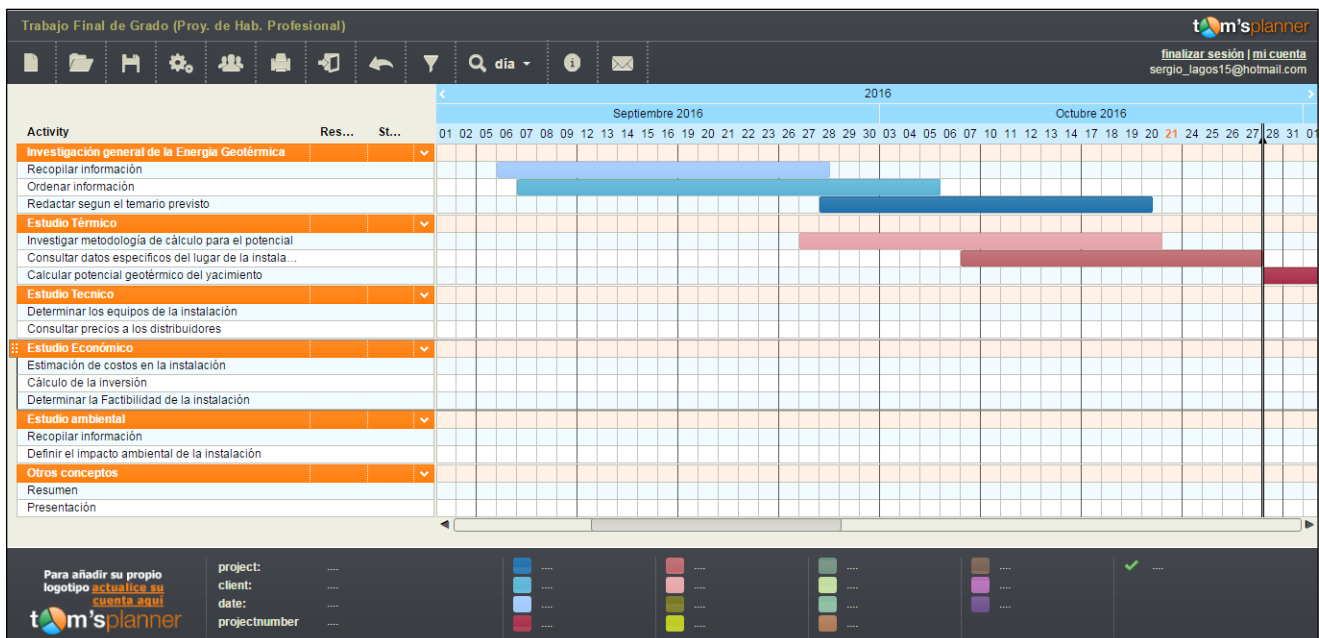


Figura 1.2a. Programación del TFG parte A. [Anexo A.3.1]

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

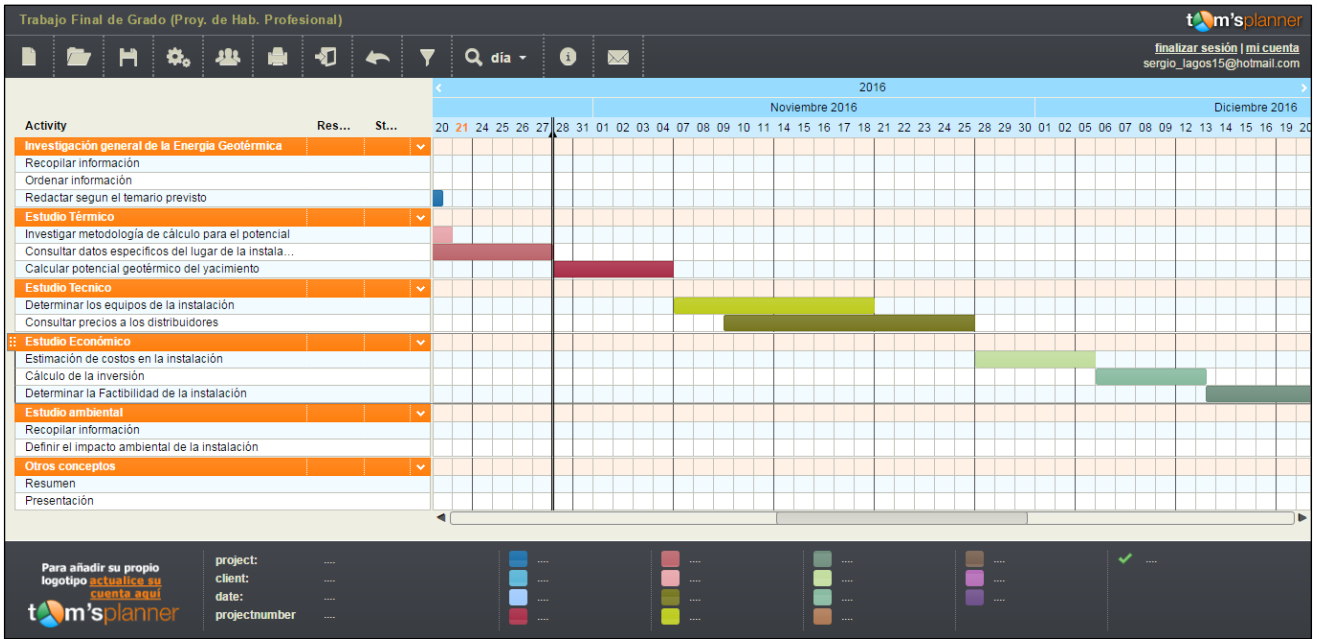


Figura 1.2b. Programación del TFG parte B. [Anexo A.3.1]

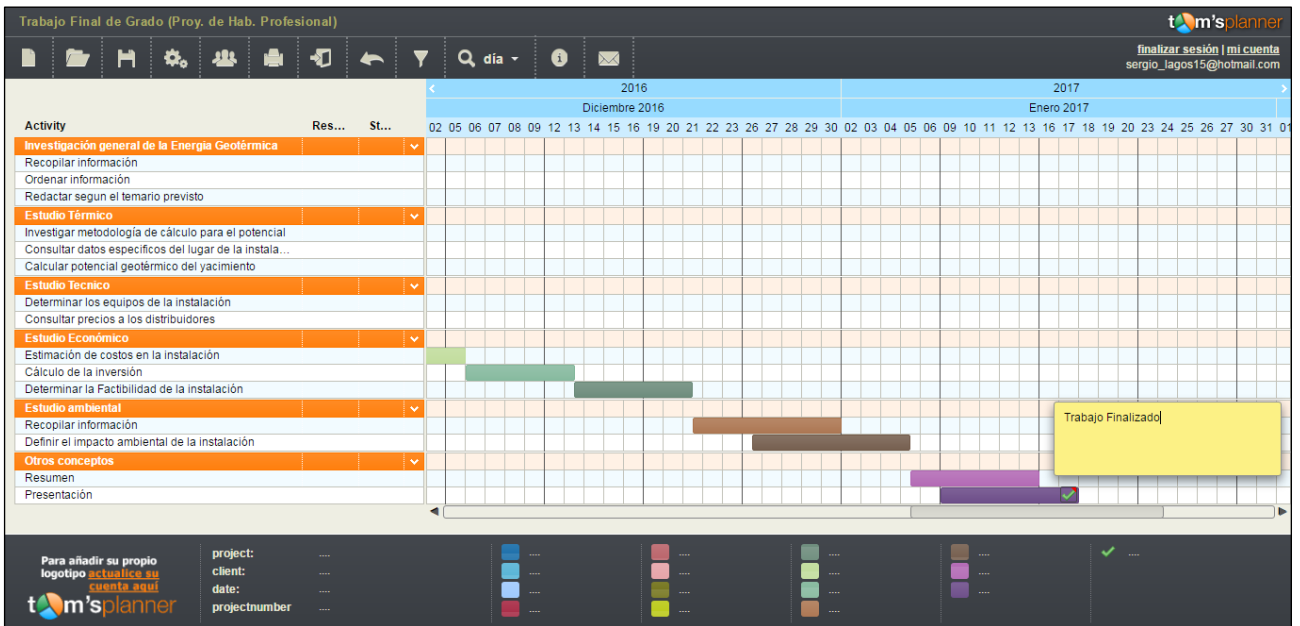


Figura 1.2c. Programación del TFG parte C. [Anexo A.3.1]

2.- ESTUDIO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

2.- Estudio de la Energía Geotérmica

2.1.- Definición

La energía geotérmica es una fuente de energía considerada renovable, que se obtiene de las profundidades de la tierra producto de la constante emisión de calor desde su centro.

El Consejo Europeo de la Energía Geotérmica (EGEC) define Energía Geotérmica como [8]:

"La energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie de la tierra"

Esta definición engloba el calor almacenado en rocas, suelos y aguas subterráneas, cualquiera que sea su temperatura, profundidad o procedencia. Incluye además la energía que se encuentra almacenada en las aguas superficiales, ya sean continentales o marinas.

2.2 Energía interna de la tierra

2.2.1 El calor de la tierra

El calor de la tierra se debe principalmente a la formación de esta, la que se cree que comenzó hace alrededor de 4.600 millones de años, a partir de una nube constituida por gases y polvo generada por la explosión de una supernova. Esta explosión dio paso a la formación del sol y de materiales sobrantes, como bloques de roca, que producto de la acción gravitatoria aceleraron aumentando su velocidad chocando con otras masas de roca. Produciendo la transformación de energía cinética en calor, incrementando considerablemente la temperatura de las rocas, sobrepasado el punto de fusión de las mismas. Este proceso permitió una acumulación gigantesca de calor en el centro del planeta.

La parte externa de la tierra perdió calor por radiación, generando una corteza rígida y una capa conocida como el manto, que se encuentra entre el núcleo y la corteza de la tierra. De este modo, se produce una transferencia de calor por conducción y convección desde el centro de la tierra hasta la corteza de la misma.

Una cantidad de calor producido en el interior de la tierra proviene de la desintegración de isótopos radiactivos como el Th^{232} , U^{235} , U^{238} , K^{40} . Además, tanto la fricción del núcleo con capas externas, como el roce de las placas tectónicas en la corteza, producen la liberación de calor y, por ende, la producción de energía geotérmica. *Adaptado de [1]*

2.2.2 Transferencia de calor en la tierra

El calor que posee la tierra se origina en su núcleo y se transfiere de capa en capa hacia la superficie terrestre, mediante los procesos de transferencia de calor, que pueden ser de tres formas:

- **Conducción:** Es la transferencia de calor o energía de un objeto sólido a otro cuando los dos están en contacto, o bien, se transfiere el calor en partes de un mismo cuerpo a diferente temperatura. En ambos casos, el calor se propaga desde la parte caliente hasta la parte más fría.

- **Convección:** La transferencia de calor o energía por convección se da por el movimiento de las moléculas de un fluido, que puede ser gaseoso o líquido. Debido a las características físicas de ambos, el fluido caliente al tener menor densidad que el fluido frío, asciende, mientras el frío desciende. Este fenómeno es conocido como convección natural, pero también se puede producir la convección forzada, que se realiza por medio de equipos térmicos.
- **Radiación:** Es la transferencia de calor o energía que se produce en dos cuerpos a distancia, por medio de ondas de calor. Se diferencia de las dos primeras, ya que entre los cuerpos o sustancias que intercambian calor, no existe contacto físico entre sí.

En la Figura 2.1 se puede observar los tres tipos de transferencia de calor, donde existe un foco de calor (fuego), que en el primer caso calienta una varilla metálica, la cual, al calentarse, le trasfiere calor al extremo frío por conducción (1). En la convección (2) se calienta un fluido, en este caso el aire, que, por diferencia de densidad con el aire más frío, sube transfiriendo calor a las manos. Por último, en la radiación (3), el hecho de existir un foco caliente, se emiten ondas de calor que son captadas por las manos.

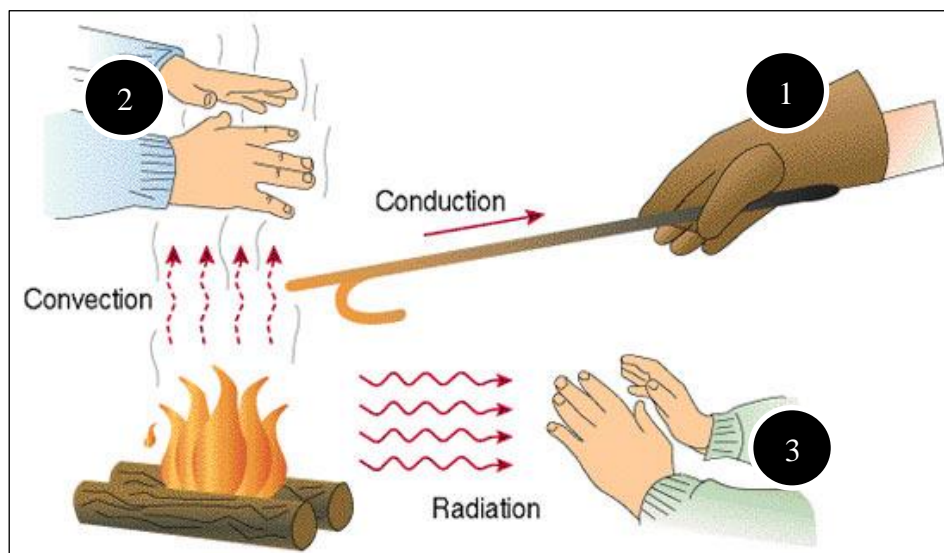


Figura 2.1 Formas de transferencias de calor. [51]

2.2.3 Estructura interna de la tierra

El planeta se encuentra formado por tres capas concéntricas, estas son:

- **Núcleo:** Conformado por núcleo interno y externo.
 - **Núcleo interno:** Formado por Ni y Fe que se mantiene en estado sólido, producto de las altas presiones que existen a la profundidad de entre 5.150 y 6.370 km. Su temperatura alcanza valores entre 4.300 y 4.500°C.
 - **Núcleo externo:** Tiene una composición de hierro fundido, se encuentra en estado líquido a una temperatura entre los 3.700 y 4.300°C y su profundidad se detecta entre los 2.900 y 5.150 km.
- **Manto:** Es la capa intermedia, que se encuentra constituida por silicatos de hierro y magnesio que forman el magma fundido, su espesor es de aproximadamente 2.900 km y su temperatura varía desde los 3.700°C en su contacto con el núcleo, hasta los 800 a 1.000°C en la superficie exterior.

- **Corteza:** Es la capa externa formada por silicatos de aluminio y magnesio, principalmente en un estado rígido por la conformación de rocas, tiene un espesor variable de 5 a 35 km dependiendo de la ubicación donde se analice y su temperatura está entre los 800 a 1.000 °C en contacto con el manto y los 15 a 20 °C en la superficie terrestre.

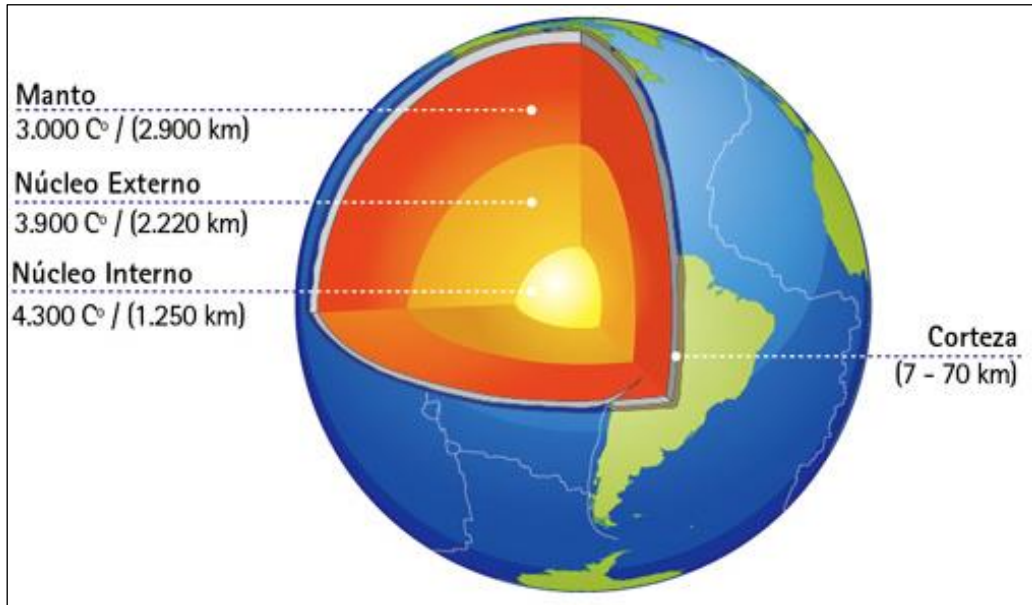


Figura 2.2 Estructura interna de la tierra. [41]

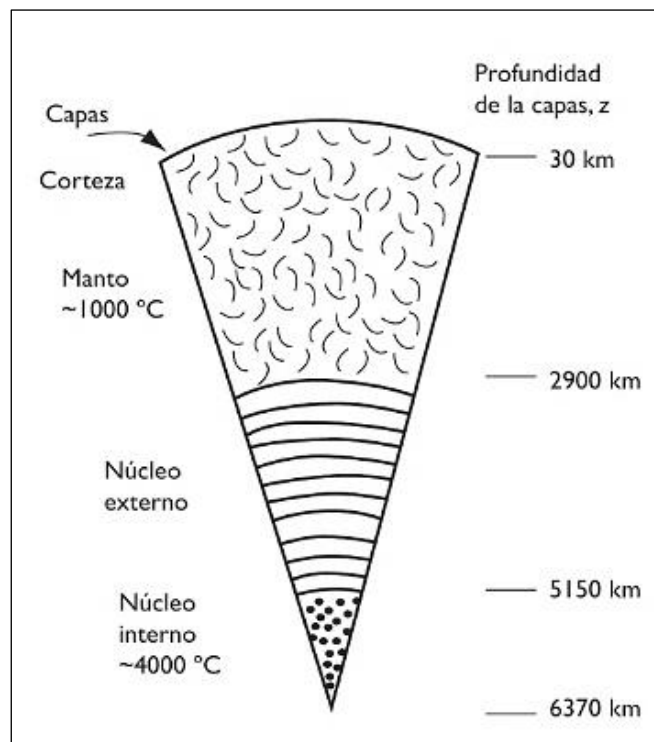


Figura 2.3 Capas geológicas de la tierra. [1]

En la Figura 2.2 y 2.3 existe discrepancia en los datos de temperatura o profundidad, de manera que, en función de la referencia citada, puede variar el valor de los datos mencionados.

2.2.3.1 Cinturón de fuego del Pacífico

El cinturón de fuego o anillo de fuego del Pacífico se encuentra en el océano Pacífico, este posee 452 volcanes activos a lo largo de su trayectoria, un 75% de los volcanes del mundo, se caracteriza por las zonas de subducción de placas más importantes del mundo y tiene profunda relación con el fenómeno de los terremotos, ya que aproximadamente el 90% de los terremotos que se producen en distintas partes del mundo, ocurren en este lugar, siendo el 80% los más importantes y grandes del mundo. *Adaptado de [42]*

Se extiende a lo largo de más de 40.000 km por la costa del océano [41] involucrando países del continente americano como Argentina, Chile, Bolivia, Perú, Panamá, Costa Rica, Colombia, Nicaragua, Honduras, Guatemala, El Salvador, México, Estados Unidos y Canadá. En la parte alta del anillo rodea las islas Aleutianas y finaliza por la zona de las islas y costas de Rusia, Filipinas, Indonesia, Japón, Taiwán, Nueva Zelanda y Papúa Nueva Guinea. Es en estos países donde se encuentran las mayores plantas geotérmicas construidas hasta ahora, como, el complejo geotérmico The Geysers, ubicada en EE.UU y el complejo Cerro Prieto en México, con 1.517 MW y 720 MW de potencia instalada hasta el año 2014 respectivamente [65].

El océano pacífico al estar conformado por numerosas placas, se encuentra en una permanente fricción que ocasiona la acumulación de tensión. Cuando la tensión es liberada se generan terremotos que afectan a los países mencionados, ubicados en el cinturón del pacifico. De esta forma, las zonas cercanas al anillo del fuego presentan mayor actividad sísmica y volcánica, por ende, un mayor potencial de energía geotérmica en el subsuelo del lugar.

El territorio chileno incluye gran parte de este cinturón debido a la forma estrecha y alargada que posee, con 4.270 km de largo y un máximo de 445 km de ancho [66], la Cordillera de Los Andes abarca todo el largo del país e involucra el 20% de volcanes activos continentales [48]. Lo que hace que el país posea un gradiente geotérmico alto [67] y sea favorecido para la explotación de esta energía.

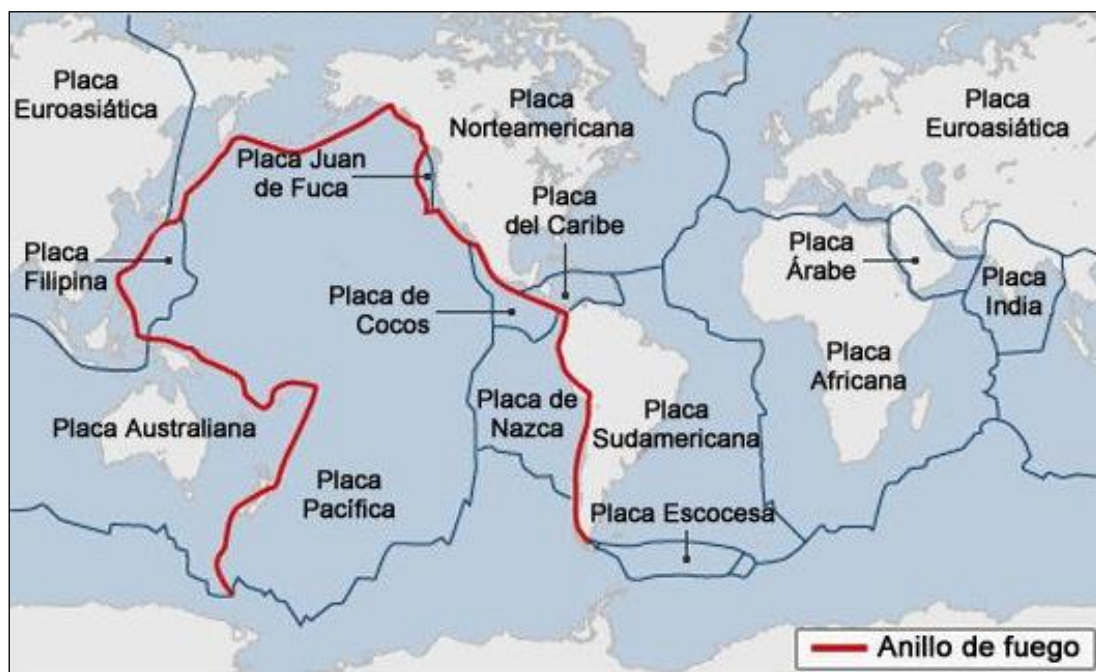


Figura 2.4 Cinturón del fuego del Pacífico. [42]

2.2.4 Flujo de calor

Debido a la generación de calor desde las profundidades de la tierra, se percibe en la superficie un flujo de calor que emana lentamente de su interior. El flujo de calor se define como: [8]

“El producto de la conductividad térmica y el gradiente geotérmico, el cual sale en forma de calor por unidad de superficie y por unidad de tiempo. expresado en $[W/m^2]$.”

Este flujo de calor alcanza un valor global de $4,2 \times 10^{10} \text{ kW}$ [3], o aproximadamente $10^{21} \text{ joules por año}$. Este flujo de calor emana del interior de forma lenta, cuyo flujo de energía promedio es de $0,063 \text{ W/m}^2$, equivalentes a $1,5 \text{ HFU}$. [1]

Donde:

$$1\text{HFU} = 1 [\mu\text{cal}/\text{cm}^2 \cdot \text{s}] = 10^{-2} [\text{cal}/\text{m}^2 \cdot \text{s}] = 0,0418 [\text{J}/\text{m}^2 \cdot \text{s}] = 0,0418 [\text{W}/\text{m}^2].$$

Algunos estudios señalan que el calor total almacenado en la tierra es de $4 \times 10^{30} \text{ J}$ [1]. Si el flujo promedio es de $0,063 \text{ W/m}^2$, se puede calcular el número de años que tardaría en emanar todo el calor acumulado. En la Tabla 2.1 se presenta el cálculo mencionado.

- El radio (r) de la tierra es igual a 6.370 km, lo que es igual a: $r = 6,37 \times 10^6 \text{ m}$
- La superficie (S) de la tierra está definida por: $S = 4\pi r^2$ $S = 4\pi \cdot (6,37 \times 10^6 \text{ m}) = 5 \times 10^{14} \text{ m}^2$
- El flujo de calor (fc) por toda la superficie es: $fc = 0,063 \text{ W/m}^2 \cdot 5 \times 10^{14} \text{ m}^2 = 3 \times 10^{13} \text{ W}$
- Por lo tanto, el tiempo de enfriamiento (Te) es: $Te = \frac{4 \times 10^{30} \text{ J}}{3 \times 10^{13} \text{ J/s}} = 1,3 \times 10^{17} \text{ s} = \mathbf{4,2 \times 10^9 [\text{años}]}$

Tabla 2.1 Cálculo del enfriamiento de la Tierra. Adaptado de [1]

Este valor implica que se necesita una cantidad de años, similar al que lleva la tierra desde su origen, para emanar toda la energía geotérmica almacenada y enfriarse totalmente. En el cálculo no se incluye el calor generado en el tiempo por la descomposición de los elementos radiactivos o el movimiento de las placas tectónicas. De tal modo que, el número de años sería mayor, debido al calor proporcionado por estos procesos.

2.2.4.1 Conductividad térmica

La conductividad térmica es una propiedad física de cada material que indica la capacidad para conducir el calor, que se define como [8]:

“El flujo de calor transmitido por conducción a través de un cuerpo sometido a un gradiente de temperatura de 1 grado kelvin por metro, expresado en $[W/m \cdot K]$.”

En la Tabla 2.2 se muestra la conductividad térmica y capacidad térmica volumétrica de los tipos de rocas más comunes del planeta y otros materiales de uso cotidiano.

La capacidad térmica volumétrica se define como [8]:

“La cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de 1 [m³] de terreno en 1 [K], expresada en [J/m³ · K].

Tipo de Roca	Conductividad Térmica [W/m·K]			Capacidad Térmica Volumétrica [MJ/m ³ ·K]
	min.	Valor típico	máx.	
Rocas Magmáticas				
Basalto	1,3	1,7	2,3	2,3 – 2,6
Diorita	2	2,6	2,9	2,9
Granito	2,1	3,4	4,1	2,1 – 3,0
Peridotita	3,8	4	5,3	2,7
Riolita	3,1	3,3	3,4	2,1
Rocas Metamórficas				
Gneis	1,9	2,9	4	1,8 – 2,4
Mármol	1,3	2,1	3,1	2
Metacuarcita	–	aprox. 5,8	–	2,1
Roca Sedimentaria				
Caliza	2,5	2,8	4	2,1 – 2,4
Cuarcita	3,6	6	6,6	2,1 – 2,2
Sal	5,3	5,4	6,4	1,2
Arenisca	1,3	2,3	5,1	1,6 – 2,8
Rocas arcillosas, limosas	1,1	2,2	3,5	2,1 – 2,4
Rocas no consolidadas				
Grava, seca	0,4	0,4	0,5	1,4 – 1,6
Grava, saturada de agua	–	aprox. 1,8	–	aprox. 2,4
Arena, seca	0,3	0,4	0,8	1,3 – 1,6
Arena Saturada de agua	1,7	2,4	5	2,2 – 2,9
Arcilla / limo, seco	0,4	0,5	1	1,5 – 1,6
Arcilla / limo, saturado de agua	0,9	1,7	2,3	1,6 – 3,4
Turba	0,2	0,4	0,7	0,5 – 3,8
Otros materiales				
Hormigón	0,9	1,6	2	aprox. 1,8
Hielo (-10°C)	–	2,32	–	1,87
Plástico (PE)	–	0,39	–	–
Aire (0 - 20°C, seco)	–	0,02	–	0,0012
Acero	–	60	–	3,12
Agua (+10°C)	–	0,58	–	4,19

Tabla 2.2 Conductividad térmica y capacidad térmica volumétrica de los tipos de roca y otros materiales. Adaptado de [8]

2.2.4.2 Gradiente geotérmico

Debido a la elevada temperatura que posee el núcleo de la tierra y la temperatura que existe en la superficie de la misma, se produce un cambio a medida que la profundidad hacia el interior aumenta, de tal forma que se genera un gradiente térmico en el planeta. El gradiente geotérmico se define como [8]:

“La variación de temperatura en función de la profundidad existente en la tierra, expresado en [°C/km]”

Y se calcula mediante:

$$G = \frac{\Delta T}{\Delta z} \quad [2.1]$$

Donde:

G: Gradiente geotérmico. (°C/km ó K/km ó °C/m)

ΔT: Diferencia de temperatura. (°C ó K)

Δz: Diferencia de profundidad. (km ó m)

Para el aprovechamiento de la energía geotérmica, el trabajo se realiza en la corteza de la tierra, dadas las herramientas y tecnologías que se tienen hasta el momento para intervenir en perforaciones. Así pues, se puede calcular el gradiente geotérmico que existe en esta capa de la tierra, usando los datos del Capítulo 2.2.3, se tiene que:

- Corteza:

- Temperatura aproximada en contacto con el manto: 900°C
- Temperatura aproximada en la superficie: 15°C
- Profundidad aproximada de la corteza: 30 km
- Profundidad de la superficie: 0 km

Por lo tanto:

$$G = \frac{900 - 15 \text{ °C}}{30 - 0 \text{ km}} = 29,5 \left[\frac{\text{°C}}{\text{km}} \right]$$

Tabla 2.3 Gradiente Geotérmico de la corteza.

La corteza de la tierra puede tener una profundidad o espesor variable, que depende del lugar que se analice. Por lo general, las zonas que presentan una mayor actividad volcánica, tienden a poseer zonas en que la corteza terrestre es más delgada y el flujo de calor es mayor.

En la Tabla 2.4 se observan los dos tipos de zonas que se pueden encontrar en esta capa, con el tipo de flujo de energía que presentan y el tipo de formaciones de roca que se producen en cada una de ellas, señalando el tipo de yacimiento que se puede encontrar.

Corteza Terrestre	ZONAS ESTABLES (Flujo normal)	Formaciones Impermeables (No explotable)
		Formaciones Permeables (Recursos geotérmicos de baja temperatura)
	ZONAS INESTABLES (Flujo elevado)	Formaciones Permeables (Roca caliente seca)
		Formaciones Impermeables (Recursos geotérmicos de alta temperatura)

Tabla 2.4 Estabilidad geológica de la corteza terrestre. Adaptado de [49]

Por lo tanto, en la corteza, el gradiente geotérmico cambia dependiendo el tipo de zona que se encuentre y da lugar a que el flujo de calor también sea diferente como se observa en la Tabla 2.5. Identificando que el flujo de calor es proporcional al gradiente geotérmico.

Ítem	Gradiente geotérmico [°C/km]	Flujo de calor [$\mu\text{cal}/\text{cm}^2 \cdot \text{s}$]
Zona Estable	30	1
Zona Inestable	150 – 300	10 – 15

Tabla 2.5 Gradientes geotérmicos y flujos de calor. Adaptado de [49]

En la Figura 2.5 se muestra mencionado anteriormente, identificando el adelgazamiento de la corteza en zonas inestables, como la separación, choque y subducción de placas, que tienen actividad volcánica y permiten la producción de geotermia de alta temperatura, debido al flujo elevado de calor. Por otro lado, en las zonas estables se dan usos de geotermia de baja temperatura por su flujo de calor bajo.

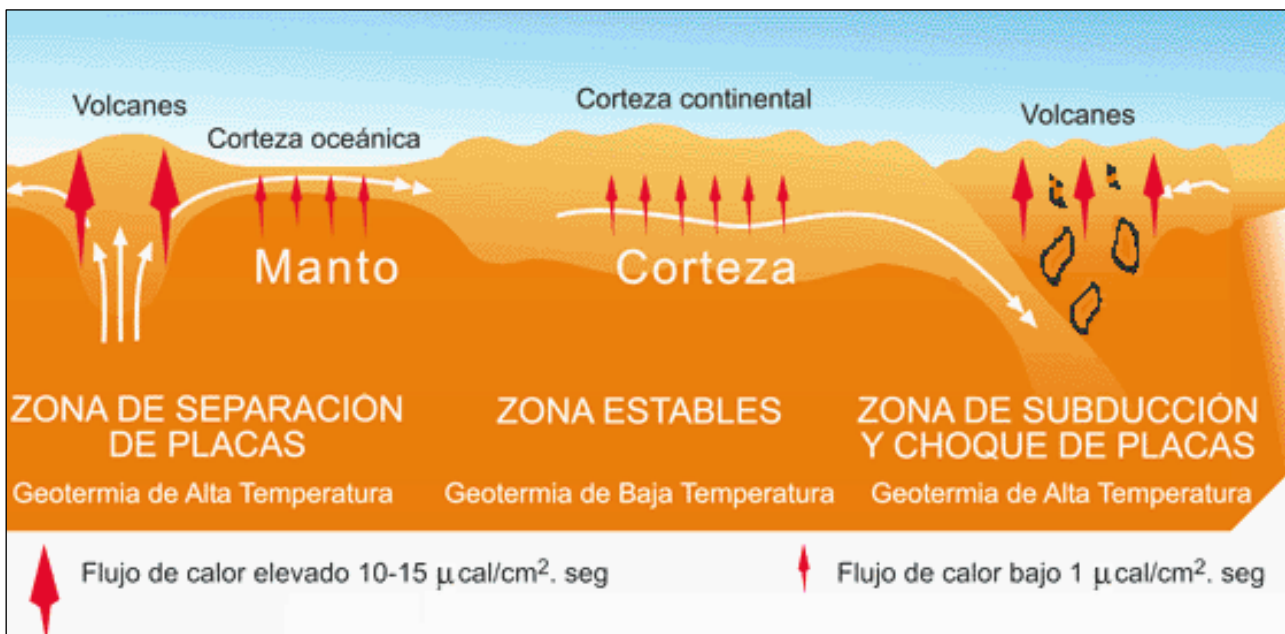


Figura 2.5 Tipos de zonas en la corteza terrestre con su respectivo flujo de calor. [49]

2.3 Recursos geotérmicos

Se dice que se encuentra un recurso geotérmico cuando se dan condiciones geológicas y geotérmicas específicas, que sean favorables para poder ser explotado. En la mayoría de los casos debe estar compuesto por una estructura determinada que es necesaria para el correcto aprovechamiento de la energía.

2.3.1 Estructura de los recursos geotérmicos

Existen recursos geotérmicos que no presentan alguno de los requerimientos que se muestran a continuación, pero pueden ser simulados de forma artificial para conseguir ser explotados.

- **Fuente de calor**

En el ámbito geotérmico, la fuente de calor corresponde generalmente a un cuerpo de lava a unos 600 a 900 °C ubicado a menos de 10 km de profundidad [15], este magma fue desplazado por medio de una liberación de energía a través de las fallas hacia la corteza terrestre debido a sismos, de mediana o gran intensidad. Al producirse la liberación de energía, la lava volcánica puede salir al exterior generando volcanes o formaciones nuevas de roca, o bien la energía no es suficiente para salir al exterior y el magma se aloja en el interior de la corteza, lugar desde el cual, se transmite calor a las rocas circundantes.

- **Nivel permeable**

La permeabilidad se define como, la capacidad del suelo o roca para ser atravesado por el agua [8]. El subsuelo debe tener un nivel permeable, ya sea por fracturas de la tierra o rocas permeables que permitan que el agua superficial pueda infiltrarse en la corteza terrestre, hasta alcanzar la profundidad necesaria para ser calentada.

En la Tabla 2.6 se observa la permeabilidad de los tipos de suelo más comunes, con su respectiva conductividad térmica y capacidad térmica volumétrica.

Tipo de suelo	Permeabilidad [m/s]	Conductividad Térmica [W/m·K]		Capacidad Térmica Volumétrica [MJ/m ³ ·K]	
		seco	saturado	seco	saturado
Arcilla	1x10 ⁻⁰⁸ – 1x10 ⁻¹⁰	0,2 – 0,3	1,1 – 1,6	0,3 – 0,6	2,1 – 3,2
Limo	1x10 ⁻⁰⁵ – 1x10 ⁻⁰⁸	0,2 – 0,3	1,2 – 2,5	0,6 – 1,0	2,1 – 2,4
Arena	1x10 ⁻⁰³ – 1x10 ⁻⁰⁴	0,3 – 0,4	1,7 – 3,2	1,0 – 1,3	2,2 – 2,4
Grava	1x10 ⁻⁰¹ – 1x10 ⁻⁰³	0,3 – 0,4	1,8 – 3,3	1,2 – 1,6	2,2 – 2,4

Tabla 2.6 Permeabilidad de los tipos de suelos más comunes. [8]

- **Reservorio**

Es el volumen de rocas permeables a una profundidad accesible mediante perforaciones, donde se almacena el agua caliente o el vapor. Su propósito es acumular el fluido hasta calentarse o evaporarse y luego realizar su extracción. También se utiliza la palabra acuífero, para referirse al contenido de agua que se encuentra en el yacimiento.

Si un recurso geotérmico no presenta la permeabilidad para generar un reservorio, pero presenta la fuente de calor, se puede crear una fractura de las rocas en el subsuelo inyectando agua a alta presión, formando los sistemas geotérmicos estimulados (EGS).

- **Capa impermeable**

La capa impermeable impide el escape de los fluidos hacia el exterior del sistema, de manera que permite que el reservorio se mantenga bajo la superficie y además se puedan alcanzar temperaturas mayores a lo normal, generando un yacimiento ideal para la generación de energía eléctrica. Usualmente está formado de rocas arcillosas o la precipitación de sales de las mismas fuentes termales.

En la Figura 2.6 se muestra el proceso natural, donde se observan los puntos necesarios para formar un yacimiento que pueda ser explotado de forma económica y sustentable.

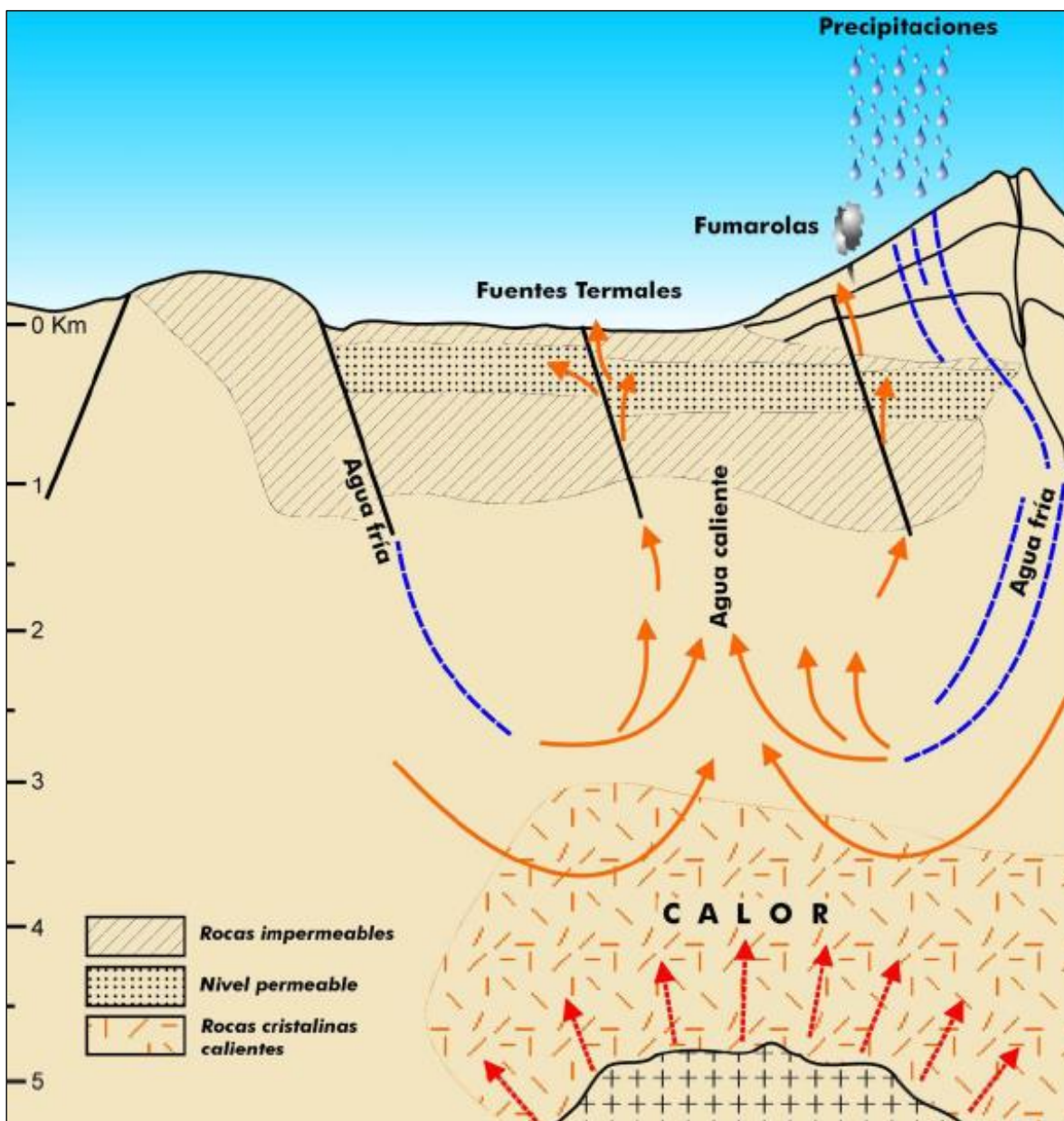


Figura 2.6 Estructura de los recursos geotérmicos. [15]

El proceso que hace posible la producción de energía geotérmica se debe a los movimientos de las placas tectónicas presentes en toda la tierra, las que se mueven lentamente produciendo un choque y subducción de placas, este fenómeno permite la liberación de energía magmática que en este caso queda sumergido en la corteza terrestre, a pocos kilómetros de la superficie de la tierra. El magma acumulado se considera como una fuente de calor, ya que por transferencia de calor por conducción produce el calentamiento de las rocas circundantes que alcanzan temperaturas superiores a 250°C. Es necesario además para el proceso, la presencia del reservorio en el interior de la tierra, generalmente entre 500 y 4.000 m de profundidad, el cual almacena el agua interior. Este puede ser generado de forma natural a través de las lluvias o agua nieve que ingresan por medio de fracturas en la tierra, como se muestra en la figura, o de forma artificial donde se perfora el terreno y mediante tuberías se introduce el agua. El calor de las rocas produce el calentamiento del agua por convección, el que se evapora y por diferencia de densidad con el agua, sale a la superficie, de esta forma se producen los geiseros, fumarolas o fuentes termales, fenómenos que son utilizados para identificar rápidamente donde se existe presencia de actividad geotérmica.

2.3.2 Tipos de recursos geotérmicos

Anteriormente, se dieron a conocer las temperaturas geotérmicas a nivel de profundidad, mencionados como un gradiente geotérmico, a medida que aumente la profundidad el valor de temperatura también aumenta, por tal motivo un recurso geotérmico se puede encontrar en las zonas más cercanas a la superficie como también las zonas más profundas, algunas similares a las profundidades de extracción del petróleo.

Los recursos geotérmicos se clasifican según su nivel térmico, es decir, de su entalpía. Significado que se utiliza para cuantificar la cantidad de energía térmica que un fluido u objeto puede intercambiar con su entorno (expresado en kJ/kg o kcal/kg). [8]

Los recursos que existen en la actualidad son los siguientes: *Adaptado de [8]*

- **Recursos geotérmicos de alta entalpía**

Este recurso se encuentra en las zonas inestables de la corteza terrestre, en zonas con gradientes geotérmicos elevados, a profundidades entre 1.500 y 3.000 m. Presenta temperaturas superiores a 150°C y son utilizados generalmente para la producción de electricidad.

- **Recursos geotérmicos de media entalpía**

Se presenta en zonas con gradientes geotérmicos elevados a profundidades inferiores a los 2.000 m, sus temperaturas están entre los 100 a 150°C y son usados para la producción de electricidad usando otros sistemas de aprovechamiento, climatización en sistemas urbanos y procesos industriales.

- **Recursos geotérmicos de baja entalpía**

Los recursos de este tipo tienen un gradiente geotérmico normal, ubicados en las zonas estables de la corteza terrestre, a profundidades entre los 1.500 y 2.500 m. La temperatura que alcanza el fluido geotérmico fluctúa entre 30 y 100°C. Dependiendo de la temperatura pueden ser utilizadas en diferentes procesos de uso directo.

- **Recursos geotérmicos de muy baja entalpía**

Este tipo de recurso se localiza en gran parte de la corteza terrestre, debido a que sus temperaturas son inferiores a 30°C y se encuentra a profundidades menores a 200 m. Se utiliza principalmente para calefacción y refrigeración de viviendas o procesos de menor temperatura, que se apoyan en mayoría de los casos con una bomba de calor.

En la Figura 2.7, se muestran las zonas donde se pueden encontrar los tipos de recursos mencionados a nivel mundial, aclarando que en las zonas marcadas es más favorable encontrar un recurso según lo indicado anteriormente y, además, se pueden encontrar otros tipos que no han sido descubiertos.



Figura 2.7 Tipos de recursos geotérmicos en el mundo. [43]

Si bien, los recursos se basan a través de la entalpía, no existe hasta ahora tecnología que permita determinar directamente la entalpía de un fluido en el subsuelo, por este motivo los yacimientos se clasifican en función de la temperatura, ya que ésta, es directamente proporcional a la entalpía de un fluido.

2.4 Tipos de yacimientos geotérmicos

Estos yacimientos pueden ser clasificados según el contexto geológico, modo de explotación, nivel de temperatura de los fluidos y tipo de utilización. Siendo la clasificación más importante el nivel de temperatura de los fluidos geotérmicos, dado que son las temperaturas las que determinan su futura aplicación industrial. Las clasificaciones de los yacimientos se detallan a continuación.

2.4.1 Yacimientos de agua caliente

2.4.1.1 Yacimientos de alta temperatura

Este tipo de yacimiento se encuentra en zonas activas de la corteza terrestre, cuyo gradiente geotérmico aumenta a razón de 30°C cada 100 m de profundidad, y la temperatura del vapor geotérmico está por sobre los 150°C. [8]

Generalmente este tipo de yacimientos se encuentra en zonas donde existen fenómenos geológicos considerables, como actividad sísmica, actividad volcánica reciente y en zonas situadas en los bordes de las placas tectónicas. Es en estos límites de placas y principalmente en zonas frágiles de la corteza, donde el flujo magmático puede escapar y ascender, formando intrusiones magmáticas.

Su explotación se realiza utilizando perforaciones comprendidas entre 1.500 y 3.000 m con técnicas similares a la extracción del petróleo, para trasladar el vapor en forma directa a la superficie y mediante el uso de turbinas, generar electricidad.

2.4.1.2 Yacimientos de media temperatura

Es aquella en que los fluidos de los acuíferos están a temperaturas normalmente entre 90 y 150°C [8]. Se encuentran en numerosos lugares del planeta, como en cuencas sedimentarias de baja temperatura que están a profundidades entre 2.000 y 4.000 m, en regiones donde el espesor de la corteza se ve reducido, o en los mismos ámbitos que los yacimientos de alta temperatura, pero a profundidades menores, cercanas a los 1.000 m.

Este tipo de yacimiento se puede observar en un alto número de zonas, donde debido a fallas o fracturas de la tierra, el agua subterránea puede salir al exterior de la superficie produciendo fuentes termales.

Al igual que los yacimientos de alta temperatura, los yacimientos de media temperatura, poseen una fuente magmática (fuente de calor) y un reservorio con buena recarga de agua. Lo que hace diferente el uno del otro, es que el yacimiento de alta temperatura presenta una formación de rocas impermeables, que permite mantener el calor y la presión en el yacimiento, y lograr que el agua subterránea alcance temperaturas por sobre los 150°C.

La producción de electricidad debe explotarse por medio de un fluido volátil, que hoy en día presentan todavía rendimientos termodinámicos muy bajos, siendo su mejor utilización la aplicación en procesos industriales.

2.4.1.3 Yacimientos de baja temperatura

Se encuentran en zonas estables de la corteza terrestre, como cuencas sedimentarias, en las que el gradiente geotérmico sea normal, alrededor de 3°C cada 100 m, o superior a este valor. Generalmente, la temperatura del agua subterránea varía entre los 30 y 90°C [8]. El yacimiento debe presentar formaciones geológicas permeables capaces de contener y dejar circular fluidos que extraigan el calor de las rocas, a una profundidad aproximada de entre 1.500 y 2.500 m. Debido a este bajo nivel de temperatura, se ha de utilizar en aplicaciones directas del calor, como calefacción de viviendas, procesos industriales y usos agrícolas, que requieren la existencia de un centro de consumo adecuado próximo a la instalación.

2.4.1.4 Yacimientos de muy baja temperatura

Este tipo de yacimiento se puede encontrar en toda la corteza terrestre del planeta, donde las temperaturas son inferiores a 30°C y se puede ocupar para la climatización de casas individuales y edificios por medio de bombas de calor geotérmicas. [8]

El suelo de la tierra intercambia calor con la atmósfera variando la temperatura diariamente hasta una profundidad de 0,5 m. La temperatura permanece estable entre 7 y 13°C hasta 10 m de profundidad, esto se produce por el calor recibido del sol, que calienta la corteza terrestre especialmente en verano. A partir de los 10 m, el suelo es capaz de almacenar el calor que recibe y mantenerlo incluso estacionalmente, de tal forma que a una profundidad de 15 m aproximadamente, se considera una temperatura constante, ligeramente superior a la temperatura media anual en la superficie de la zona en estudio. Por sobre los 20 m de profundidad, el gradiente geotérmico aumenta a razón de unos 3°C cada 100 m, debido a que, a esta profundidad la temperatura no depende de las variaciones del clima, solo de las condiciones geológicas y geotérmicas.

La Figura 2.8 muestra los tipos de yacimientos mencionados, estos yacimientos son los que se encuentran en la corteza del planeta, donde las temperaturas mencionadas se verifican a través de sondas térmicas que miden esta propiedad.

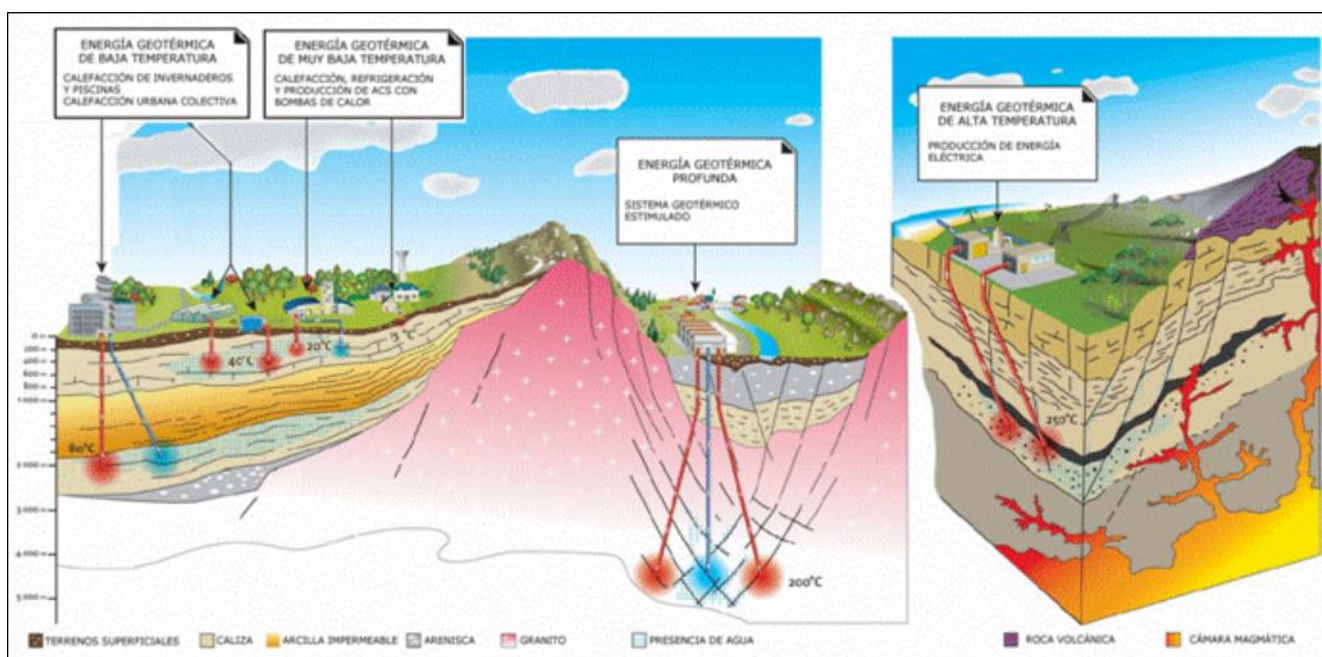


Figura 2.8 Tipos de yacimientos geotérmicos. [8]

2.4.2 Otros yacimientos

Además de los yacimientos de agua caliente, existen casos particulares de yacimientos donde el fluido geotérmico puede alcanzar altas temperaturas, los cuales se muestran a continuación:

2.4.2.1 Yacimientos geotérmicos supercríticos

Estos yacimientos presentan temperaturas superiores a 300°C, que se han desarrollado este último tiempo en condiciones termodinámicas que permitirían la producción de electricidad y además de hidrógeno. Como los recursos están calentados por el magma bajo la superficie en regiones volcánicas, la tecnología utilizada en equipos geotérmicos debe funcionar adecuadamente y durante largos periodos de tiempo a temperaturas muy elevadas. *Adaptado de [11]*

2.4.2.2 Yacimientos de roca caliente seca

Denominados HDR (“Hot Dry Rock”), por sus siglas en inglés, o también como Sistemas Geotérmicos Estimulados, EGS (“Enhanced Geothermal System”). Estos yacimientos se encuentran en zonas impermeables de la corteza terrestre a profundidades elevadas, entre 3 y 10 km como se observa en la Figura 2.9. Si el yacimiento presenta una fuente de calor, el ser humano puede mejorar la permeabilidad geológica del lugar y el agua del acuífero utilizando el proceso de hidrofracturación, que consiste en inyectar altos volúmenes de agua a alta presión por el pozo de inyección para generar la fractura de las rocas, formando un reservorio en el yacimiento.

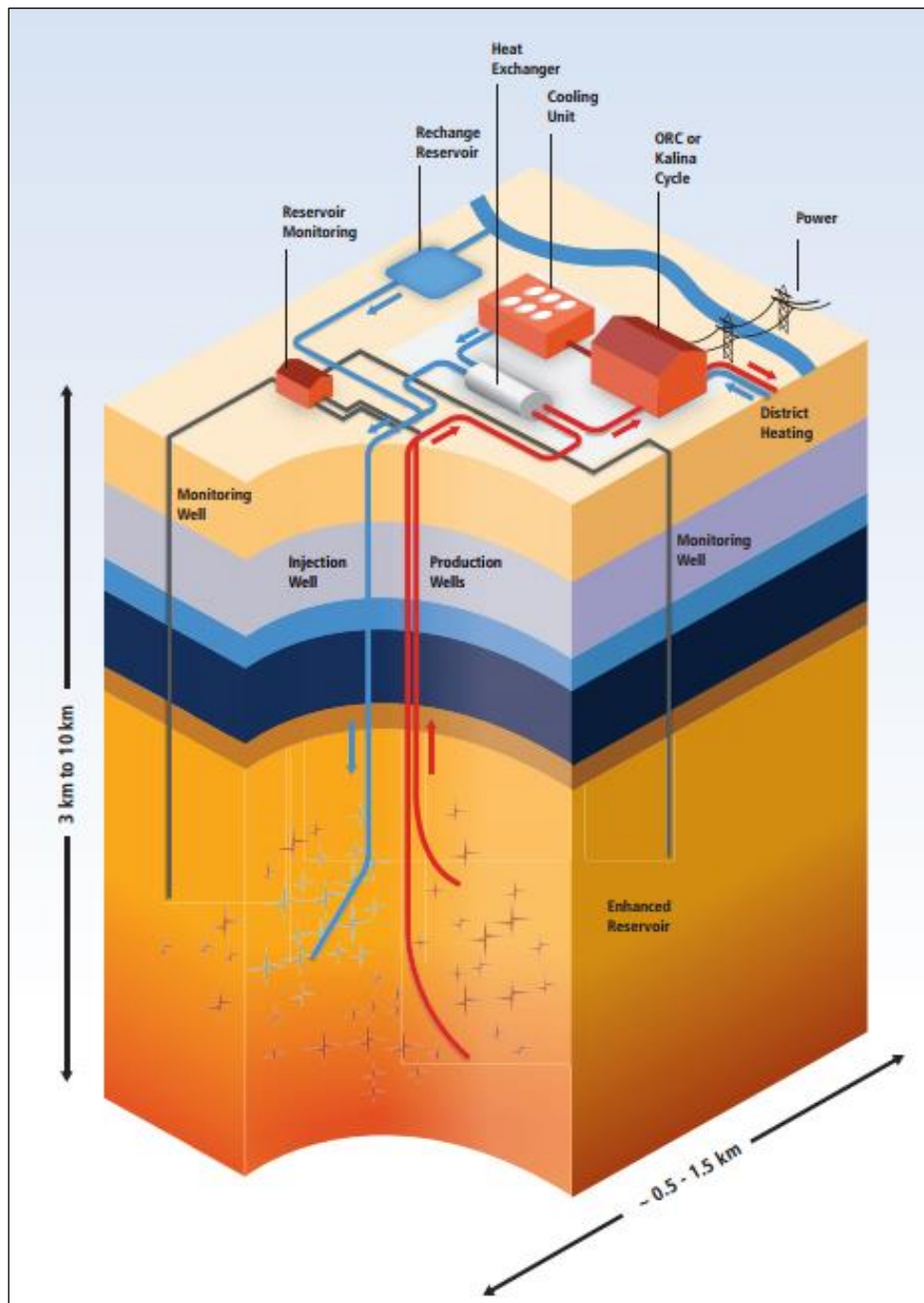


Figura 2.9 *Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS).* [10]

2.4.2.3 Yacimientos geopresurizados

Es tipo de yacimiento se ha descubierto debido a las explotaciones petrolíferas en cuencas sedimentarias con un gradiente geotérmico normal, donde la temperatura del agua subterránea es superior a 150°C y se encuentra a una profundidad por sobre los 6.000 m. La particularidad que tienen estos yacimientos, es que el agua del acuífero está sometida a presiones entre 40 a 90% por sobre la presión hidrostática que correspondería a la profundidad que se ubica. Además de presentar importantes cantidades de metano disuelto en el agua subterránea. Estos yacimientos ofrecen tres tipos de energía: Térmica (agua caliente), química (metano) y mecánica (fluidos a muy alta presión). *Adaptado de [11 y 19]*

2.4.2.4 Yacimientos marinos

La principal característica de estos yacimientos es que se encuentran en el fondo del mar y presentan temperaturas elevadas por la presencia de volcanes sumergidos en el mar. Estos yacimientos han sido poco estudiados hasta ahora y actualmente no han sido explotados. Según un estudio que se hizo en el Golfo de California (México). Hace algunos años se efectuaron estudios preliminares que incluyeron algunas inmersiones en un submarino. Esto permitió observar a 2.600 m de profundidad impresionantes chimeneas naturales que descargan chorros de agua a 350°C. El flujo de calor medido en algunos puntos del Golfo de California es muy alto, de 0,34 W/m², mientras que en promedio el flujo natural de calor alcanza valores de entre 0,05 y 0,1 W/m² [19].

2.4.2.5 Yacimientos magmáticos

Corresponde a yacimientos de roca fundida existentes en volcanes activos o con zonas de debilidad cortical, a gran profundidad. El atractivo más importante de este tipo de yacimiento son las altísimas temperaturas disponibles que pueden ser mayores a 800°C [19]. Actualmente no han sido explotados, pero en algunos años más, cuando se cuente con la tecnología y los materiales adecuados para resistir la corrosión y las altas temperaturas, puedan ser explotados aprovechando la inmensa energía almacenada en las cámaras magmáticas de los volcanes. En la Figura 2.10 se puede observar la forma de un volcán, donde se pretende ocupar la temperatura de la cámara magmática para calentar el fluido geotérmico.

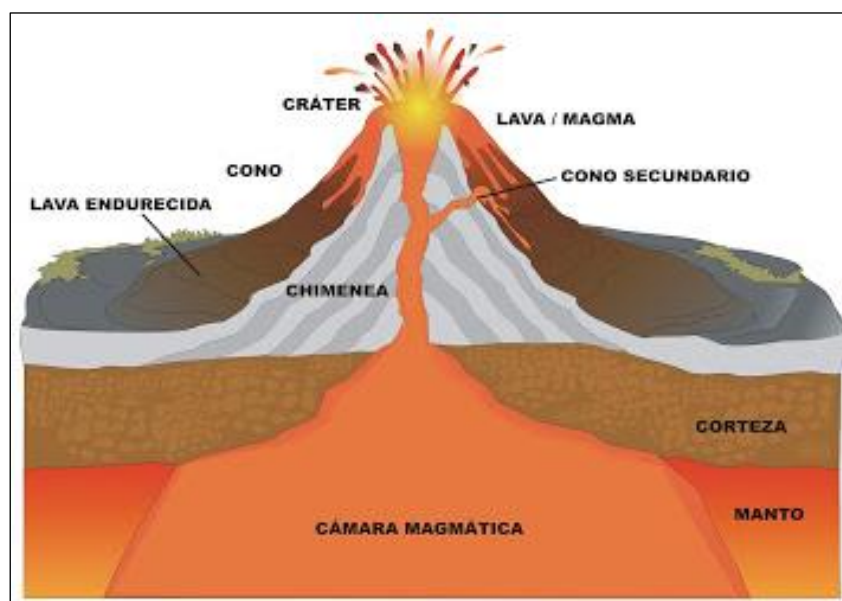


Figura 2.10 Estructura de un volcán. [61]

2.5 Aplicaciones de la energía geotérmica

Las aplicaciones para esta energía son variadas y se pueden clasificar según la temperatura que posea el fluido geotérmico proveniente del yacimiento. La energía geotérmica al ser una energía sostenible no depende de factores como la velocidad del viento, la estación del año y el clima del medio ambiente. Por este motivo puede proporcionar calor durante las 24 horas del día y se mantiene a una temperatura estable dependiendo del tipo de yacimiento, lo que le permite ser utilizada en diferentes aplicaciones que se dividen en forma directa e indirecta.

<i>Forma Directa</i>	<i>Forma Indirecta</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Climatización de recintos • Climatización de invernaderos • Temperar piscinas • Secado de verduras • Secado de madera • Procesados de papel • Otros (Deshielo de nieve, calefacción en granjas de animales) 	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de energía eléctrica

Tabla 2.7 *Aplicaciones de la energía geotérmica*

2.5.1 Forma directa

Corresponden a las aplicaciones donde el fluido geotérmico se aprovecha de forma directa, esto quiere decir, que el fluido caliente proveniente del acuífero se utiliza para ceder o quitar calor dependiendo del uso que se le quiera dar, sin intervenir en otro proceso más, que intercambiar calor. Los usos que se dan frecuentemente se describen a continuación.

• Bombas de calor geotérmica

Principalmente usada en yacimientos de baja y muy baja temperatura, los que se encuentran en todo el planeta, dado que después de los 10 m de profundidad, el calor de la tierra se mantiene a una temperatura constante y luego de los 20 m comienza a aumentar según el gradiente térmico del lugar. El calor que se encuentra en el subsuelo, a esta profundidad (mayor a 10 m) puede ser ocupado para la climatización de recintos mediante bombas de calor geotérmica, ya que permite el ahorro de calor y así, menor consumo de energía eléctrica. *Adaptado de [8]*

Siendo esta última característica, la gran diferencia que posee una bomba de calor geotérmica frente a una bomba de calor convencional, donde el sistema geotérmico tiene menor coste energético, con ahorros que pueden suponer el 75% [59] sobre los costes normales de calefacción y climatización. Precisamente porque la energía utilizada para calentar o enfriar el agua es menor, gracias a la energía aportada por el subsuelo terrestre.

Las eficiencias de las bombas de calor pueden ser hasta cinco veces mayor que la de los sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria basados en combustibles fósiles o energía eléctrica. La eficiencia de estas se determina a partir del coeficiente de performance (COP), el que evalúa la relación entre la energía demandada, respecto de la aportada externamente por el compresor, este valor es mayor a 1 y se determina por:

$$COP = \left(\frac{Q_s}{W_e} \right) = \left(\frac{Q_s}{Q_s - Q_e} \right) > 1 \quad [2.2]$$

Donde:

- COP*: Coeficiente de performance
- Q_s*: Calor de salida (W ó kW)
- W_e*: Trabajo en el eje del compresor (W ó kW)
- Q_e*: Calor de entrada (W ó kW)

Sus rendimientos son superiores al 400%, o lo que es igual a un COP igual a 4, esto significa que, para aportar a la vivienda 4 kW de calor, solo se necesita 1 kW de energía eléctrica. *Adaptado de [59]*

Las bombas de calor se utilizan para calentar o para refrigerar recintos, por este motivo pueden ser usadas en cualquier época del año. También, se obtiene agua caliente sanitaria tanto en invierno como en verano.

En la Figura 2.11 se puede observar el esquema conceptual de una bomba de calor, ya sea para un ciclo de calefacción en invierno o un ciclo de refrigeración en verano. En invierno se utiliza el proceso de calefacción, donde la tierra le transfiere el calor almacenado al agua y en verano se utiliza para refrigeración, en donde, el agua le transfiere al terreno el exceso de calor del recinto. En estos casos se presenta el esquema de cada uno donde se muestra como la válvula de 4 vías realiza el proceso inverso para la utilidad que se requiera.

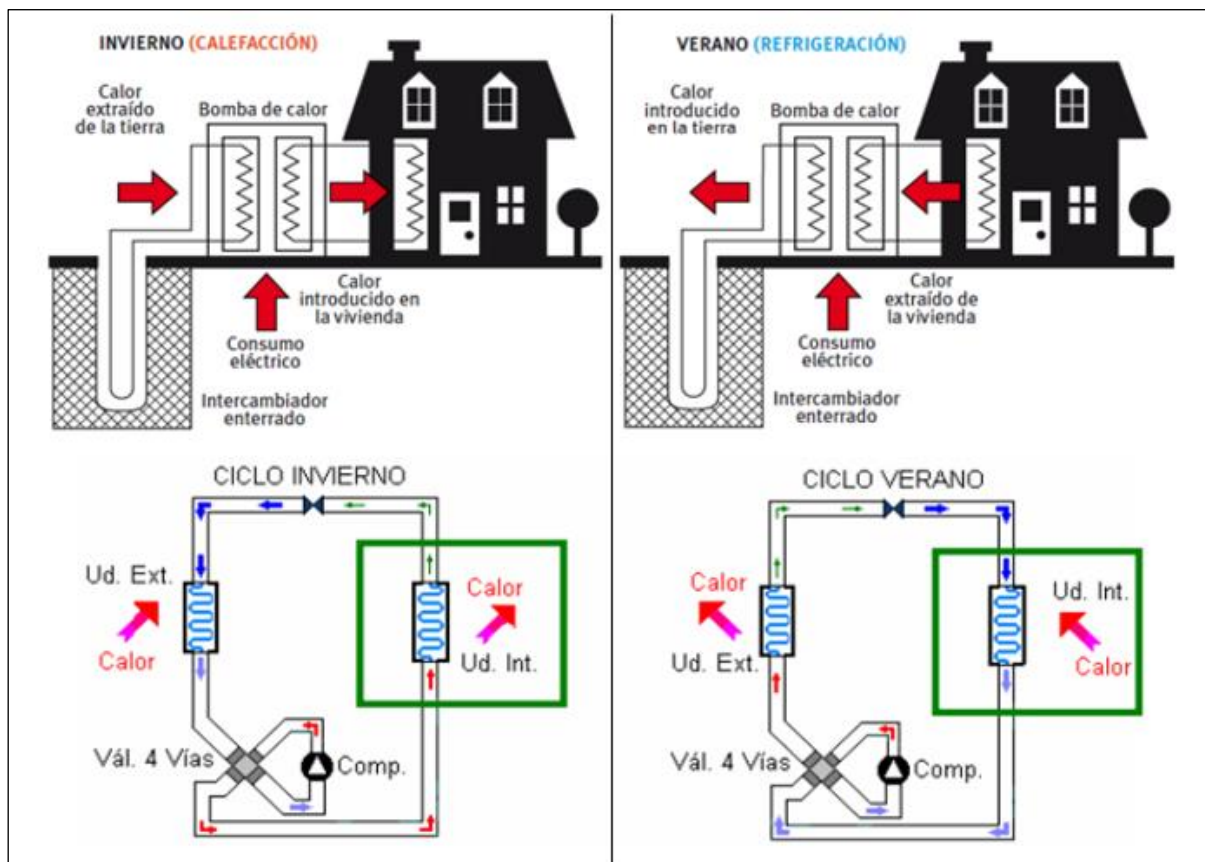


Figura 2.11 Ciclo invierno y verano de una bomba de calor geotérmica. *Adaptada de [23 y 59]*

Las ventajas energéticas y medioambientales del uso de esta tecnología son considerables, ya que se aprovecha un recurso renovable ampliamente disponible y que, además, ofrece una gran eficiencia energética. En refrigeración pasiva, donde el fluido del circuito enfría la casa sin pasar por el compresor, el consumo de electricidad se debe exclusivamente a la bomba de circulación y el ahorro es aún mayor [59]. Este sistema está siendo utilizado a nivel mundial en viviendas, escuelas, edificios y otros tipos de construcción, debido a su baja mantención, normalmente de una vez al año. Su eficiencia es estable en todo el año, porque no depende de las condiciones ambientales y principalmente su bajo costo de operación, lo que se traduce a un ahorro de dinero considerable.

El intercambio geotérmico se realiza por medio de un circuito cerrado, que puede ser instalado en sondeos verticales, donde se perfora el terreno generalmente entre 80 y 150 m, y son los más utilizados debido a su fiabilidad y rendimiento. También se pueden instalar colectores horizontales enterrados a una profundidad de aprox. 15 m ocupando cierta superficie de terreno. Esquemas que se presentan en la Figura 2.12.

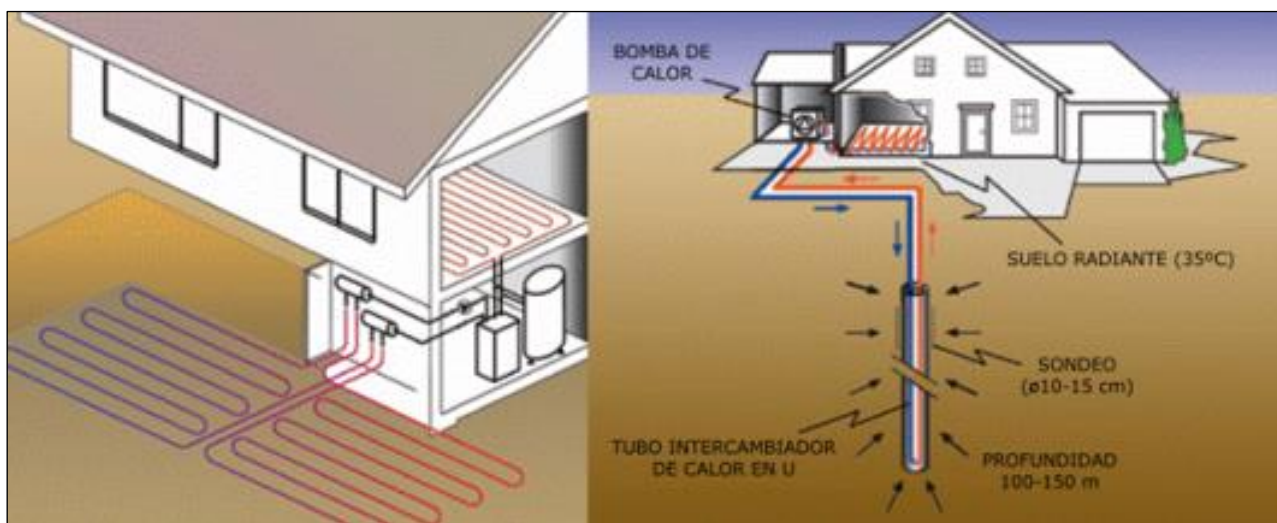


Figura 2.12 Aplicación de una bomba de calor geotérmica. [8]

- **Balnearios y piscinas**

Utilizado en yacimientos de baja temperatura principalmente en piscinas templadas que requieren energía geotérmica para el calentamiento de sus aguas, además de usos relacionados con balnearios como los spas, balneoterapias, resorts, entre otros. Estos presentan un uso importante en las zonas que cuentan con la presencia de fuentes termales propias del lugar.

En la Figura 2.13 se presenta el diseño de climatización de una piscina mediante el uso de una bomba de calor con energía geotérmica.

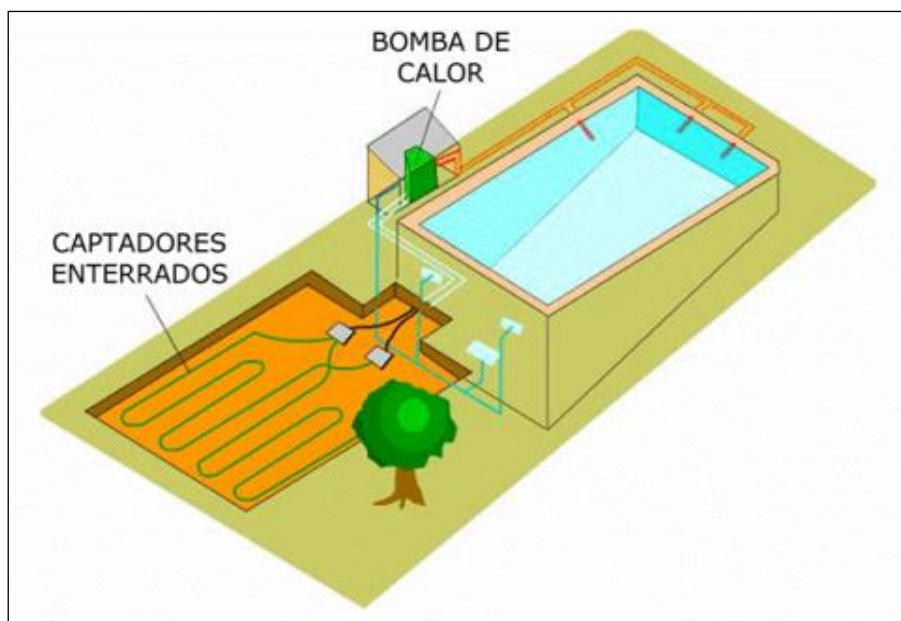


Figura 2.13 Piscina temperada mediante energía geotérmica. [8]

En la Fotografía 2.1 se observa una aplicación conocida, frecuentemente utilizada en lugares que tienen la oportunidad de aprovechar las fuentes termales. En este caso, se presenta una fotografía de las Termas de Puyehue, ubicadas en Puyehue, Región de Los Ríos, Chile.



Fotografía 2.1 Fuentes termales de agua caliente. [16]

- **Secado de productos agrícolas**

Esta aplicación se puede dar en yacimientos de baja temperatura, de entre 30 a 90°C, una temperatura ideal para el secado de diversos tipos de grano, verduras y frutas, incluso en aplicaciones de calefacción de invernaderos, que implican la calefacción de cultivos de verduras y flores, que son las más usadas en este tipo.

Una de las ventajas que se da al usar energía geotérmica en la agricultura, es que se puede disponer de los productos en cualquier periodo del año, aumentando la calidad y precio final de los mismos, y mejorando la capacidad de producción del país.

En la Figura 2.14 se muestran las diferentes formas de poder aplicar la energía geotérmica para el cultivo en invernaderos, los cuales pueden ser:

- a) Tubos suspendidos para calefacción aérea.
- b) Calefacción de maceteros.
- c) Calefacción combinada de aire y suelo.
- d) Calefacción del suelo.
- e) Convectores laterales.
- f) Ventiladores suspendidos.

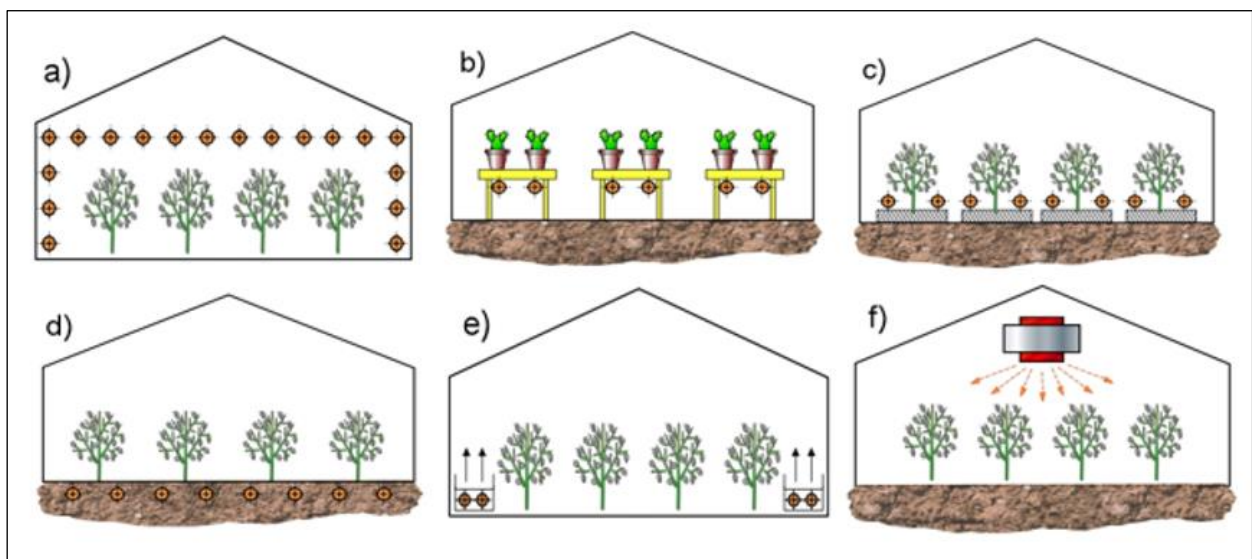


Figura 2.14 Tipos de calefacción de invernaderos mediante geotermia. [57]

Al mismo tiempo se muestra en la Fotografía 2.2 dos modalidades de las mencionadas anteriormente, donde en A, se identifica una convección forzada por parte de ventiladores, combinada con un sistema de tubos suspendidos para la calefacción aérea, mientras que, en B se tiene un sistema de calefacción combinada por aire y suelo.



Fotografía 2.2 Dos modalidades de calefacción de invernaderos. [9]

- **Procesos industriales**

Estos usos se dan en yacimientos de media y baja temperatura por sus variadas aplicaciones, en ellas destacan el embotellado de agua y bebidas gaseosas, procesado de pulpa y papel, secado de madera, curado del hormigón, industria del cuero, extracción química, entre otras. El funcionamiento es igual que una industria convencional de estos procesos, diferenciándose en que el calor requerido para cada uno, se obtiene mediante el calor del subsuelo terrestre.

- **Otros**

Otras formas de usos directos de calor con energía geotérmica directa, son el deshielo de nieve, calefacción de granjas de animales y esterilización de recipientes.

En el primer caso, se realiza la fundición de nieve en pavimentos, el cual funciona como un sistema de suelo radiante, instalando en el asfalto tubos por donde circule el agua caliente que puedan transferir calor al cemento y generar el derretimiento de la nieve. Esta metodología se está aplicando en países como Argentina, Islandia, Suiza, Japón y Estados Unidos [11].

En la Fotografía 2.3 se observa este proceso, instalado en el puente Deck de Oklahoma State University, EEUU, donde se realiza la instalación (A) y el modo de operación (B).



Fotografía 2.3 Sistema de deshielo de nieve para pavimentos. [9]

2.5.2 Forma indirecta

- **Generación de energía eléctrica**

Esta forma se llama indirecta, básicamente porque para la generación de energía eléctrica el vapor del yacimiento se debe pasar por la turbina-generator para generar electricidad, es decir, el vapor no produce directamente energía eléctrica sin la presencia de una turbina-generator.

Se produce en yacimientos de media a alta temperatura, y según la temperatura del fluido geotérmico depende la tecnología de aprovechamiento para la generación eléctrica. Cuando se presentan yacimientos de media temperatura, la tecnología a utilizar en la central geotérmica es de ciclo binario, donde el vapor geotérmico le transfiere calor a un fluido que presenta un punto de ebullición más bajo, que se evapora y se introduce a la turbina. Por otra parte, cuando se cuenta con yacimientos de alta temperatura la tecnología puede ser de tipo flash o vapor seco, donde el vapor con las propiedades de presión y temperatura adecuadas se utilizan para generar electricidad.

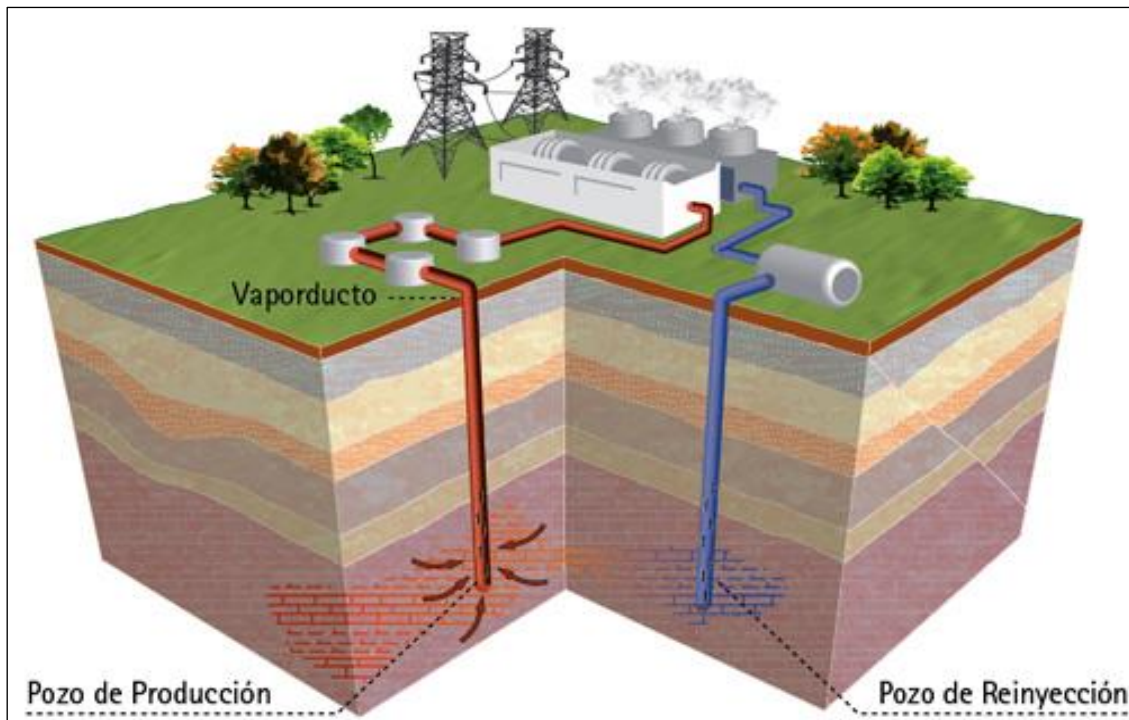


Figura 2.15 *Generación de electricidad con energía geotérmica. [41]*

En la Figura 2.15 se muestra un esquema simple de una central geotérmica, donde se identifican los pozos de producción y reinyección de fluido, además se muestra la sala de máquinas donde se encuentra la o las turbinas de vapor y el generador de electricidad. Junto a esta distribución, está el sistema de refrigeración, que provee de agua refrigerada para completar el ciclo de funcionamiento. La tecnología utilizada será explicada detalladamente en el Capítulo 4.

En resumen, se explican las diferentes aplicaciones de la energía geotérmica, que pueden ser de forma directa o indirecta, según su determinado uso. En la Figura 2.16 se observan las diferentes aplicaciones de la energía geotérmica, en función de la temperatura del fluido geotérmico.

Es posible también, que las temperaturas correspondientes a las aplicaciones presentes en la Figura 2.16, sean diferentes de las descritas en cada yacimiento geotérmico. Esto ocurre porque existen diferentes autores que difieren en la indicación de las temperaturas para cada yacimiento, aunque en todos ellos, las temperaturas son similares para cada caso.

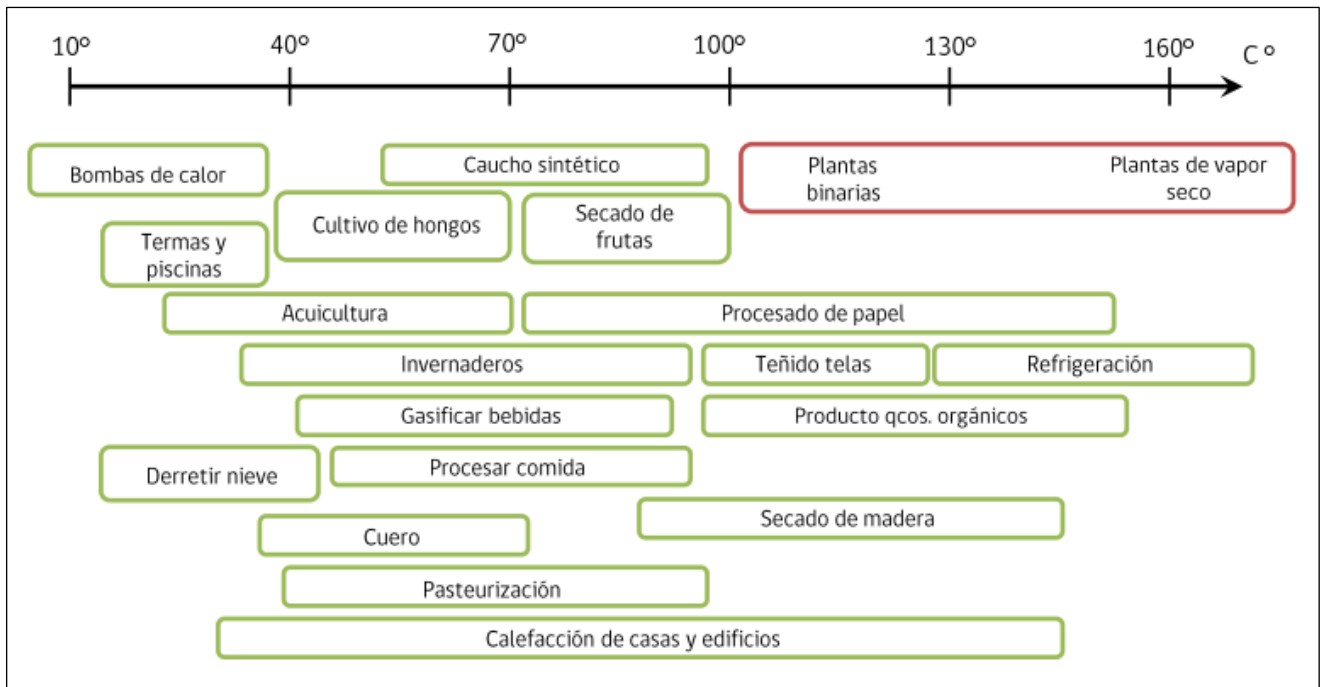


Figura 2.16 Aplicaciones de la Energía geotérmica con respecto a la temperatura. [16]

2.5.3 Uso en cascada

Se llama uso o aplicación en cascada cuando se cuenta con un yacimiento que, al ser utilizado en un determinado proceso, genera un fluido geotérmico residual que puede ser aprovechado en otro proceso, que necesite una temperatura más baja para su funcionamiento.

En la Figura 2.17 se puede observar lo mencionado, donde el vapor geotérmico a una temperatura mayor a 180°C, se puede utilizar en la planta de generación eléctrica y el residuo de fluido geotérmico, puede ser ocupado en una planta binaria o refrigeración. Luego de este proceso, el fluido ya más frío puede utilizarse en secado de madera u otros, y así sucesivamente se puede diseñar una red de procesos que ocupan el mismo fluido geotérmico proveniente de un solo yacimiento.

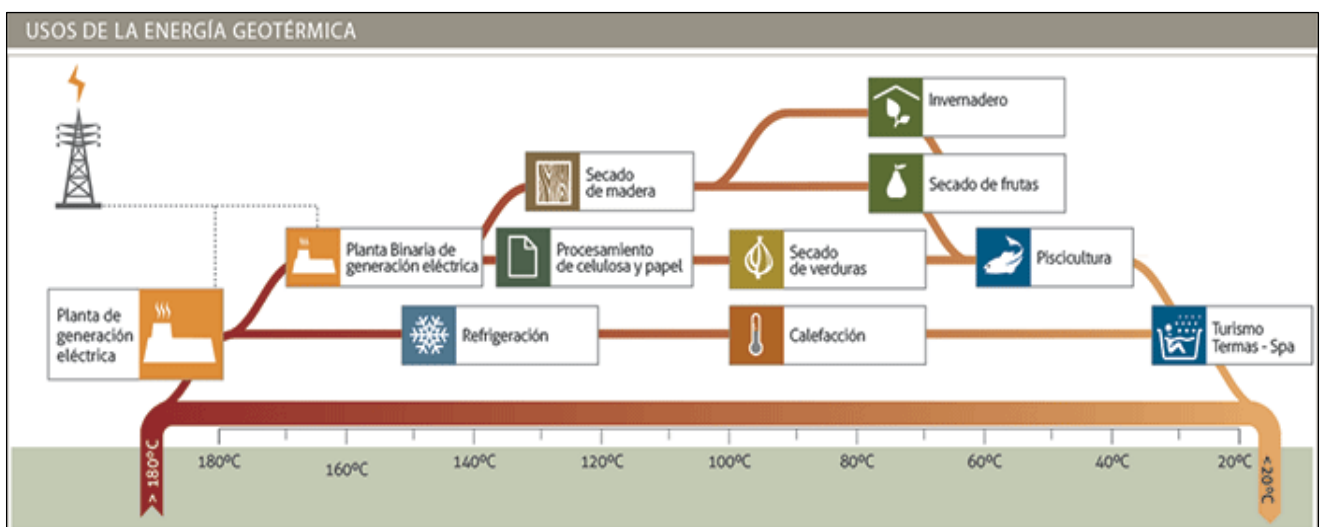
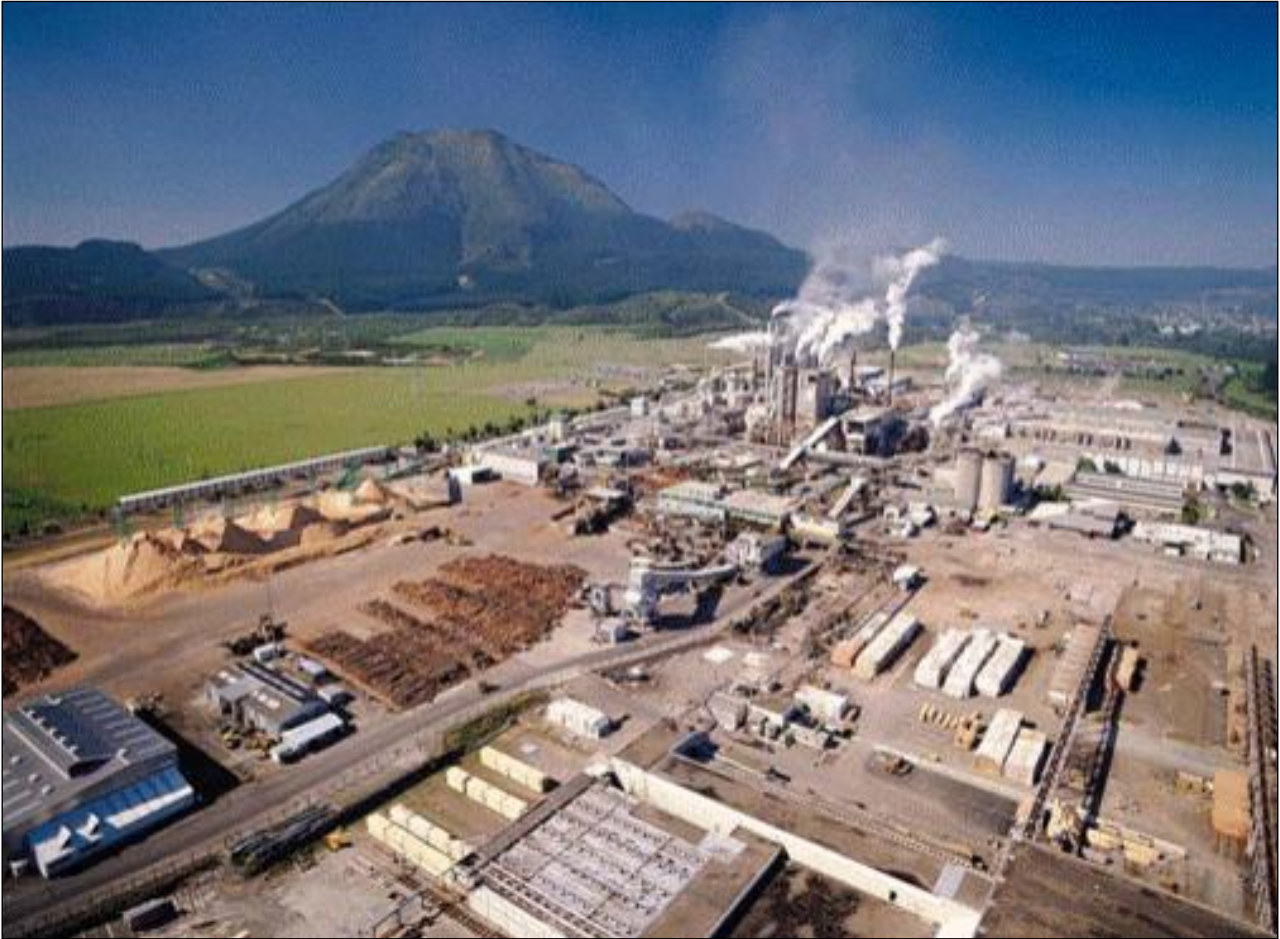


Figura 2.17 Aplicaciones en cascada de la energía geotérmica. [41]

En la Fotografía 2.4 se puede visualizar el complejo industrial de Kawerua, ubicado en la Bahía de Plenty en Nueva Zelanda, es el mayor complejo industrial que utiliza calor geotérmico, alcanzando los 5.316 TJ/año, para la producción de pasta de papel, papel de periódico, secado de madera y producción de energía eléctrica. [8]



Fotografía 2.4 *Complejo industrial de Kawerua, Nueva Zelanda. [16]*

3.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

3. Ventajas y desventajas de la Energía Geotérmica

Las ventajas y desventajas que se detallan a continuación se hacen desde el punto de vista de la generación de energía eléctrica.

La energía geotérmica posee grandes ventajas que son atractivas frente a otros tipos de energía. La más relevante es una característica común de todas las tecnologías de energía renovable que corresponde a los beneficios ambientales, ya que no utiliza combustibles fósiles para su funcionamiento. Sin embargo, la energía geotérmica presenta ventajas sobre otras energías renovables como la energía eólica, solar e hidráulica que necesitan en cada caso, una condición climática determinada durante el día para un funcionamiento eficiente. *Adaptado de [9]*. No así la energía geotérmica, que puede ser operada durante las 24 horas del día, sin importar factores climáticos, dado que solo depende de un yacimiento con las características adecuadas y el correcto funcionamiento y mantenimiento de la planta.

Al mismo tiempo, si la energía geotérmica tiene grandes cualidades para ser utilizada, en la actualidad no representa gran uso como generación de energía eléctrica. Esto se debe principalmente a que no todos los países poseen lugares con las características necesarias para la generación de electricidad.

3.1 Ventajas

- *Si bien la energía geotérmica no es infinita, se calcula que existe unas 50.000 veces más de esta energía, que de gas natural o petróleo [18].*

Esta afirmación fue mencionada por el departamento de Energía de Estados Unidos, en su publicación de septiembre de 2003. “La energía geotérmica en la actualidad”. Esto, engloba todos los usos de la energía y permite dimensionar la gran capacidad de energía que existe bajo la superficie terrestre, suficiente como para reemplazar energías que utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento.

- *Chile tiene una ventaja comparativa frente a otros países.*

Desde el punto de vista país, Chile tiene una gran ventaja comparativa frente a otros países, debido al lugar donde permanece ubicado, precisamente en la placa sudamericana, que converge y genera zonas de subducción con la placa de Nazca y Antártica. Si bien el país se caracteriza por tener alta actividad volcánica y sísmica, estos factores dan indicios que existan mayores probabilidades para encontrar yacimientos geotérmicos de alta temperatura, con el fin de generar electricidad.

- *Puede generar un flujo constante de producción de energía a lo largo del año.*

La energía geotérmica es una fuente renovable, donde el núcleo de la tierra constantemente genera calor debido a la descomposición radioactiva. De esta forma genera una producción de energía sin interrupción, usualmente durante varias décadas. Si bien la producción de energía depende de un yacimiento de alta o media temperatura para generar electricidad, el fluido geotérmico que se utiliza, sea agua caliente o vapor, se puede reinyectar al acuífero de forma apropiada para hacer sustentable la explotación del yacimiento.

- *Las centrales geotérmicas poseen un factor de disponibilidad mayor frente a otras centrales.*

Las centrales geotérmicas son realmente fiables y por lo regular funcionan más del 95% del tiempo; algunas plantas lo hacen más del 99%. Valor que sobrepasa a las disponibilidades del 60 a 70% de las plantas nucleares y a base de carbón, así también a los factores de disponibilidad de otros tipos de energías renovables no convencionales (ERNC). En el manual (Kutscher 2000), se asume que el factor de disponibilidad de instalaciones geotérmicas modernas generalmente sea de 90% [7].

En el Gráfico 3.1 se observa la disponibilidad promedio de los tipos de centrales generadoras de electricidad en Chile.

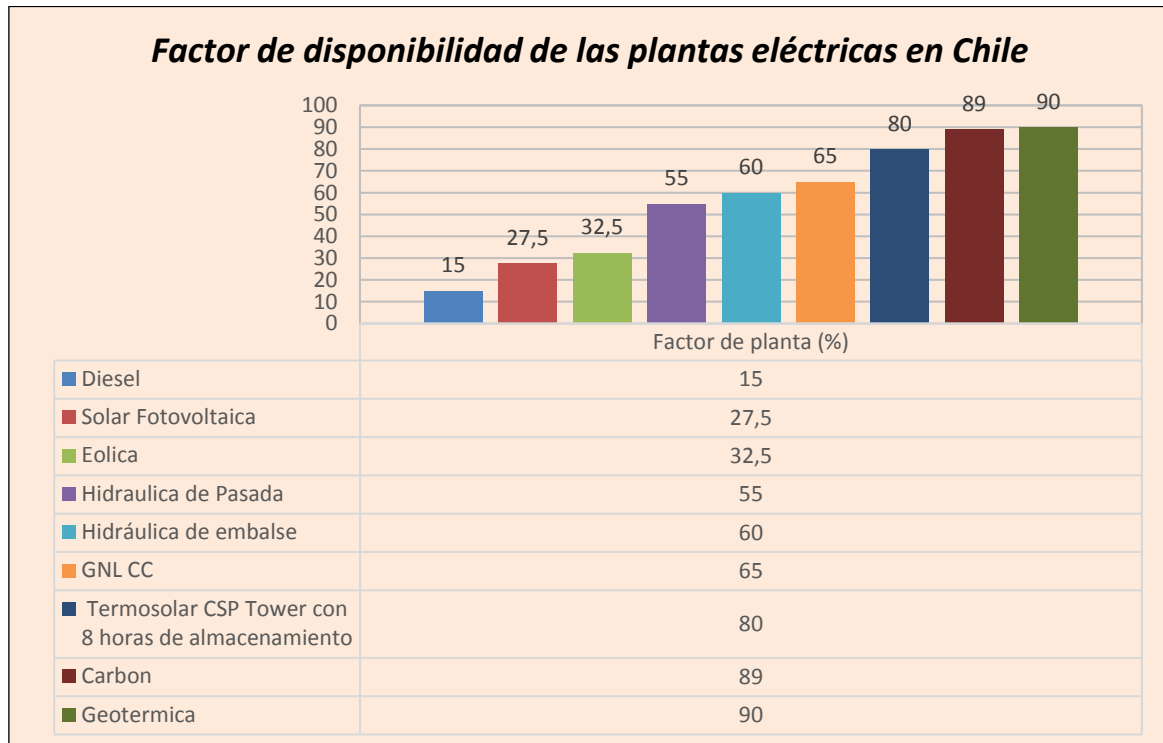


Gráfico 3.1 Factor de disponibilidad de las plantas eléctricas en Chile. Adaptado de [21]

- *Menor cantidad de dióxido de carbono por unidad de energía producida que los combustibles fósiles.*

La utilización de energía geotérmica en lugar de combustibles fósiles, tales como petróleo, gas y carbón vegetal, reduce la contaminación atmosférica producto de las emisiones de CO₂, que se refleja por unidad de energía producida. En el Gráfico 3.2 se identifica que la energía geotérmica genera 91 gramos de CO₂/kWh, valor bajo comparado con las centrales termoeléctricas, no obstante, este valor corresponde a las centrales flash, ya que las centrales binarias no generan emisiones. Ambas tecnologías geotérmicas se describirán en el Capítulo 4 de la memoria.

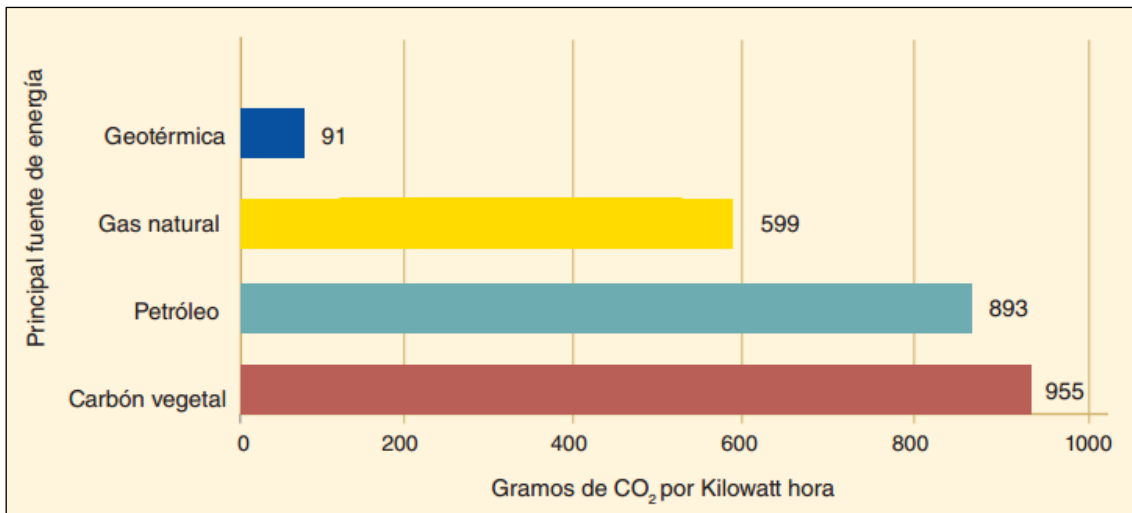


Gráfico 3.2 Emisiones de CO₂ por fuente de energía primaria en los Estados Unidos. [7]

- Es un recurso que evita a algunos países la dependencia energética del exterior.

Es una excelente energía que protege en cierta forma al país, frente a las variaciones de precios de la energía, porque no depende de los precios de los combustibles fósiles. Esto implica que el país puede obtener mayor independencia de otros países para el abastecimiento de combustibles en centrales de energía.

- El costo de producir electricidad de las plantas geotérmicas es igual o menor que el de las plantas de carbón, gas y plantas nucleares. [7]

En condiciones geológicas favorables, la generación de energía a partir de recursos renovables se encuentra entre las opciones de menor costo para la generación de energía y en muchos casos puede competir con la generación de energía nuclear, de carbón vegetal y de gas en costos de generación nivelados.

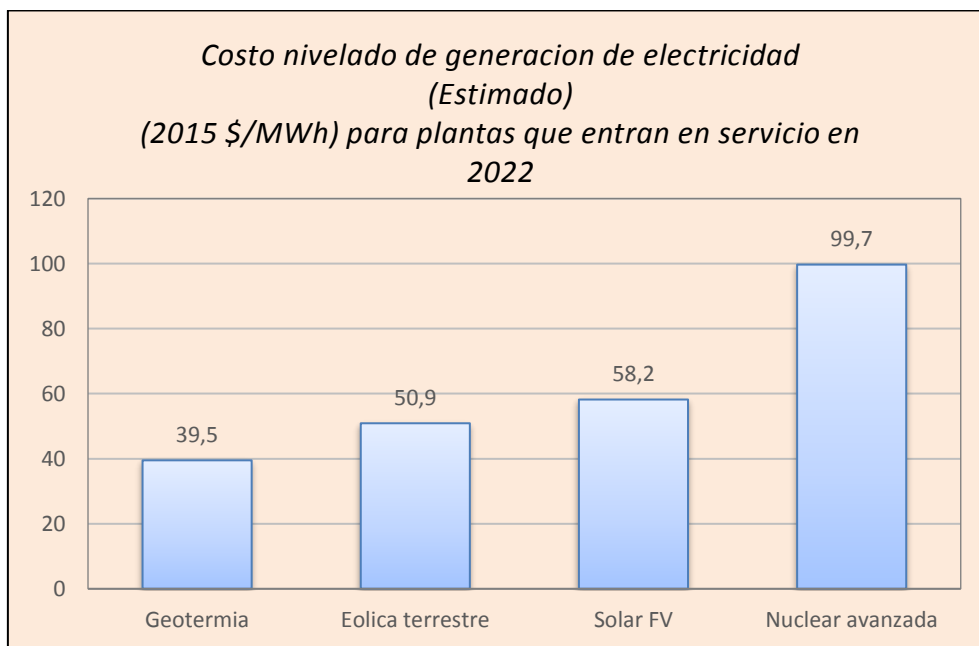


Gráfico 3.3 Comparación de costos con las ERNC. Adaptado de [60]

- *La infraestructura y el área del terreno requeridos por las plantas geotérmicas son menores.*

Las centrales geotérmicas requieren menos terreno en comparación con las centrales de energía hidráulica de embalse o plantas de carbón vegetal como se ve en la Tabla 3.1. La capacidad necesaria de terreno se compara favorablemente con los de energía eólica o solar conectada a la red eléctrica.

De forma aproximada, una planta térmica de gas ocuparía tres veces más espacio que una geotérmica y una de carbón hasta ocho veces más [9].

Tipo de Central	Terreno Ocupado (ha/MW)
Geotermia	0,1 – 0,3
Turbina Gas Natural	0,3 – 0,8*
Carbón Ciclo de Vapor	0,8 – 8,0*
Hidroeléctrico	2,4 – 1.000
(*) no incluye gaseoductos	

Tabla 3.1 Terrenos ocupados según tipo de central. Adaptado de [20]

- *Los residuos que produce son mínimos y ocasionan menor impacto ambiental y visual que los originados por el petróleo y el carbón.*

Como se mencionó anteriormente, los residuos de CO₂ son menores que las plantas de combustibles fósiles, pero además tienen un menor impacto ambiental, ya que el flujo de vapor que se observa en una central geotérmica, específicamente binaria, corresponde a vapor de agua de las torres de enfriamiento, mientras que contiene bajas concentraciones de contaminantes cuando es una central flash. Por el contrario, las centrales fósiles emiten grandes cantidades de gases dañinos al medio ambiente. También, se genera menor impacto visual, dado que por lo general las plantas geotérmicas están ubicadas en sectores montañosos cuya estructura, en algunos casos, no es visible.

g/kWh	NO _x	SO ₂	CO ₂
Carbón	2,0	4,7	996
Petróleo	1,8	5,5	760
Gas Natural	1,3	0,1	551
Geotermia (flash)	0	0,1	27
Geotermia (ciclo binario y flash/binario)	0	0	0

Tabla 3.2 Residuos generales por tipo de central. [7]

- *La energía geotérmica presenta pocos aspectos tecnológicos desconocidos. [7]*

La generación de energía lleva en funcionamiento por un periodo de tiempo superior a un siglo, este tiempo ha permitido conocer los riesgos operativos y el mantenimiento adecuado de las instalaciones, principalmente porque son similares a las mantenciones de centrales termoeléctricas, donde además se incluyen los pozos geotérmicos.

- *Se pueden ajustar el tamaño de la planta según los requerimientos de demanda generando economías de escala. [7]*

Los espacios del terreno permiten adoptar el tamaño de una planta según la escala que sea necesaria, desde 50 MW hasta varios cientos de megavatios, comparada con otras tecnologías de generación eléctrica. Un ejemplo de esta ventaja se da en grandes centrales construidas, como el caso de la central Larderello, en Italia, que comenzó con una potencia instalada de 250 kW y hasta la fecha tiene instalado 769 MW.

3.2 Desventajas

- *El recurso no está presente en todos los lugares del mundo, si no en zonas donde existe principalmente actividad volcánica.*

Como se mencionó en capítulos anteriores, este recurso posee mayor posibilidad de explotación en lugares que presentan gran actividad sísmica y volcánica, como los lugares cercanos al cinturón del fuego. Esta condición limita a solo algunos países el poder aprovechar la energía geotérmica para generar electricidad.

- *En ciertos casos se produce la emisión de sulfuro de hidrogeno (H_2S), que en grandes cantidades puede llegar a ser letal. [13]*

Los fluidos geotérmicos pueden contener cantidades considerables de sulfuro de hidrógeno, que se caracteriza por un olor fétido, percibido en fuentes termales. Cuando la concentración de este compuesto químico es elevada, el olor no se percibe y puede ser letal. Se encuentran conjuntamente otros gases no condensables (NCG), tales como CO_2 , ambos gases pueden tener impactos ambientales si se liberan a la atmósfera. Cuando existe alta presencia de gases no condensables en el subsuelo, el yacimiento no puede ser utilizado para generar energía [7].

- *En algunas áreas el desarrollo geotérmico puede alterar los ecosistemas a través de la contaminación térmica y deterioro del paisaje.*

Esto se debe a la expulsión del vapor de agua al medio ambiente. Al expulsar el vapor de agua desde las torres de enfriamiento se producen microclimas en las zonas cercanas, que pueden generar un aumento de las lluvias en el lugar. En estos casos, dependerá de las cantidades de vapor expulsado al medio ambiente, donde en la mayoría, es mínimo.

- *Las centrales geotérmicas presentan inversiones elevadas y largo ciclo de desarrollo del proyecto [1].*

Los riesgos iniciales que conllevan la práctica de esta energía son altos, como el riesgo geológico, la necesidad de una inversión elevada y largo ciclo de desarrollo del proyecto. Principalmente las etapas de exploración y perforación, hacen que los proyectos geotérmicos sean menos atractivos que otras tecnologías de generación de energía.

En la Tabla 3.3 se presenta la inversión de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

<i>Tecnología</i>	<i>Costo de inversión unitario [US\$/kW]</i>
Hidráulica de pasada	2.670 – 4.000
Hidráulica de embalse	2.750 – 3.650
Eólica	2.000 – 2.500
Carbón	2.400 – 3.000
Solar fotovoltaica	1.960 – 2.500
Geotérmica	3.480 – 6.600
GNL CC	1.000 – 1.200
Termosolar CSP Tower con 8 horas de almacenamiento	7.378 – 7.841
Diésel	390 – 860

Tabla 3.3 *Inversiones según tipo de centrales eléctricas. Adaptado de [21]*

- *Gran dificultad para poder encontrar yacimientos de fácil acceso.*

Los recursos geotérmicos se encuentran en sectores de difícil acceso, que requieren la construcción de caminos u otra infraestructura para que los sitios sean accesibles. Esto aumenta los requisitos indirectos de terreno y también los costos de inversión.

- *Las centrales geotérmicas necesitan un correcto mantenimiento de las instalaciones, ya que si no son aprovechados de la forma adecuada pueden agotarse en pocos años.*

En algunos casos se han intervenido en perforaciones adicionales de pozos, para reemplazar los pozos anteriores que han perdido parte de su potencial de producción de vapor, lo que implica costos adicionales debido a la perforación. También se pueden producir problemas de contaminación en los pozos de producción o reinyección, producto de la formación de una capa de minerales que obstruye el paso adecuado del fluido geotérmico, por este motivo una central de vapor geotérmico requiere mantenimiento sofisticado, mediante uso de químicos o limpieza frecuente de pozos.

- *Es necesario una mayor cantidad de perforaciones para aumentar las economías de escala de esta energía. [7]*

Para aumentar el potencial instalado de una planta geotérmica, se requiere perforar otros pozos de producción que puede someter a prueba los límites de sostenibilidad de un yacimiento, aumentando además los costos asociados.

La Tabla 3.4 muestra las ventajas y desventajas presentadas anteriormente, donde además se incorpora una columna de los desafíos a considerar para mejorar el inconveniente mostrado.

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

<i>VENTAJA</i>	<i>DESVENTAJA</i>	<i>DESAFÍO</i>
La Energía Geotérmica es una energía renovable.	El recurso no está presente en todos los lugares del mundo.	Uso en aplicaciones de forma directa, o Indirecta a través de centrales de Ciclo Binario.
Se encuentra gran potencial geotérmico a nivel mundial.		
Tiene un alto factor de disponibilidad.		
Baja emisión de CO ₂ por unidad de energía.	Contenido de H ₂ S y CO ₂ en algunos yacimientos.	Uso de centrales de ciclo binario y tecnologías de abatimiento de H ₂ S.
Permite una dependencia nacional energética.	Presentan inversiones elevadas y largo ciclo de desarrollo del proyecto.	Utilización de nuevos sistemas de perforación o incentivos a las empresas desarrolladoras de estos proyectos.
No depende de los precios de combustibles fósiles.		
Costo relativamente bajo por kWh.		
Baja utilización del terreno.	Dificultad para encontrar yacimientos de fácil acceso.	Mejoras en técnicas de búsqueda que no impliquen perforaciones.
Menor impacto ambiental y visual.	Puede alterar ecosistemas a través de la contaminación térmica.	Reducir volúmenes de vapor emitidos al medio ambiente.
Tecnología conocida y establecida.	Se necesita un mantenimiento periódico de las instalaciones.	Investigar en el mantenimiento adecuado de las instalaciones.
Ampliable según la demanda sin requerir mucho espacio.	Es necesario mayor cantidad de perforaciones.	Posibilidad de ampliar una central en operación a través de centrales de ciclo binario.

Tabla 3.4 *Ventajas, desventajas y desafíos de la energía geotérmica. Adaptado de [7]*

4.- TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO PARA CENTRALES GEOTÉRMICAS

4.- Tecnologías de Aprovechamiento Para Centrales Geotérmicas

4.1 Tipos de tecnologías

De acuerdo a los avances que se conocen hasta hoy, existen tres tipos de tecnologías para generar electricidad a través de la energía geotérmica, los que se mencionan en la Tabla 4.1. Por su parte, cada una se utiliza en condiciones específicas que dependen del tipo de yacimiento, que por lo general son de alta o media temperatura, además de las características del fluido geotérmico para ser explotado, como la calidad del vapor, la temperatura del fluido, la presión, o bien si existe presencia de gases no condensables.

<i>Tipo de tecnología</i>	<i>Característica</i>
Plantas de vapor seco	Ciclo directo sin condensación
	Ciclo directo con condensación
	Ciclo directo con condensación y recuperación de aguas mineralizadas
Planta de vapor Flash	Simple Flash
	Doble Flash
Plantas Binarias	ORC
	Kalina

Tabla 4.1 Tipos de tecnologías en centrales geotérmicas. [23]

4.1.1 Plantas de vapor seco

También conocidas como plantas de conversión directa. Es una de las tecnologías más simples debido a que el yacimiento geotérmico produce un vapor seco de alta temperatura, aproximadamente entre 180 – 185°C y a presiones que están entre 0,8 – 0,9 MPa. En ciertos casos se explotan recursos con vapor a 300 – 350°C y presiones de más de 1 MPa [1]. Esto las hace eficientes, ya que no se requiere la separación del vapor del agua, de modo que, el vapor seco se aprovecha de forma directa en la turbina. Son las más favorables pero las también las menos frecuentes.

The Geysers, en California o Lardarello, en Italia, son ejemplos de estos sistemas hidrotermales de alta temperatura, donde los poros de las rocas están más saturados por vapor que por agua líquida [11].

Las plantas de vapor seco se clasifican en dos formas, las que pueden ser “sin o con” condensación. Si bien en la Tabla 4.1 se muestran tres ciclos, la última es una derivada de las plantas con condensación, donde se utilizaba un recuperador para las aguas mineralizadas, los minerales recuperados eran el amoníaco y ácido bórico, altamente corrosivos. Este ciclo se dejó de utilizar a partir del siglo XX, debido al avance conseguido en los materiales para las turbinas, que resisten la presencia de productos corrosivos en el vapor. *Adaptado de [32]*. A continuación, solo se presentan los dos primeros tipos.

4.1.1.1 Ciclo directo sin condensación

La principal particularidad que tiene este tipo de ciclo, es que el vapor luego de ser ocupado en la turbina se libera a la atmósfera [23]. Sin embargo, el vapor contiene entre 2 – 10% de GNC, como el CO_2 y H_2S [3]. Los costes de instalación son bajos y se suelen emplear en plantas piloto, o en unidades aisladas de pequeña potencia.

4.1.1.2 Ciclo directo con condensación

La diferencia que tiene este ciclo con el anterior, es que el vapor después de su paso por la turbina es condensado, separándose los GNC. El agua enfriada puede ser evacuada en una corriente superficial si no tiene sustancias contaminantes, o en caso contrario, reinyectadas en el reservorio. Es el más común en yacimientos de vapor seco.

Los ciclos de vapor seco se componen de mínimas etapas para su funcionamiento, sólo requieren vapor a alta temperatura, un pozo para la inyección del condensado y unos dispositivos de limpieza del vapor. Necesitan, además, un colector para retirar sólidos de gran tamaño, un centrifugador para separar el condensado y las partículas sólidas de pequeño tamaño, puntos para el drenaje del condensado a lo largo de las tuberías y, finalmente, un filtro para eliminar partículas pequeñas y sólidos disueltos.

En la Figura 4.1 se presenta el esquema conceptual del ciclo directo con condensación de una planta de vapor seco.

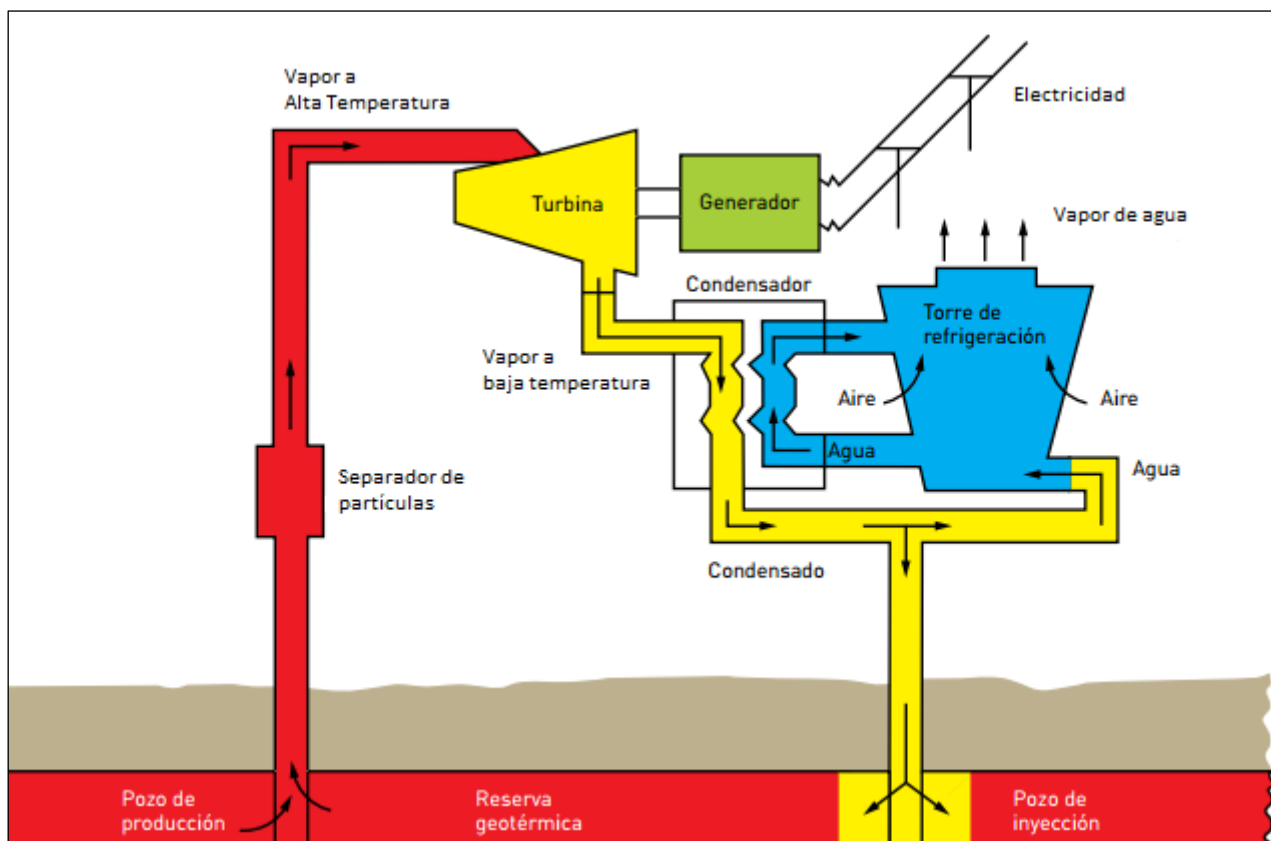


Figura 4.1 Esquema conceptual de una planta geotérmica de vapor seco. Adaptado de [11]

El proceso de esta tecnología es sencillo, luego que el vapor de alta temperatura llega a la superficie a través de pozo de producción, se separa de las partículas sólidas y luego se emplea de forma directa para accionar la turbina, que esta acoplada a un generador eléctrico, para producir energía eléctrica. Una vez que el vapor pasa por la turbina de expansión, se dirige al condensador, donde se produce el cambio de fase de vapor a líquido saturado y los GNC son separados. Parte del agua obtenida del condensador se lleva a la torre de enfriamiento y está a su vez se envía al condensador para utilizarla como fluido refrigerante, el resto del condensado es inyectado a la reserva geotérmica por el pozo de reinyección. En el proceso se producen pérdidas de agua por la descarga de vapor en torres de enfriamiento, la que es compensada con agua de reposición. El agua de reposición puede ser obtenida por ríos, lagos o napas subterráneas, según las condiciones que se presenten en el lugar. *Adaptado de [4]*

4.1.2 Plantas de expansión súbita o vapor flash

También conocidas como plantas de chorro de vapor. La mayoría de los yacimientos geotérmicos que son ocupados hoy en día para la generación de electricidad, entregan un fluido geotérmico a alta presión, generalmente hasta 1 MPa. Este fluido se compone de vapor y salmuera líquida, donde el contenido de vapor por peso de la mezcla esta entre el 10 – 50 % [3]. En estos casos, la forma más simple para aprovechar el recurso, es separar el vapor de la parte líquida e introducirlo a la sala de máquinas para accionar la turbina. Pero dado que la parte de vapor es de entre 10 y 50% del peso de la mezcla, no se aprovecha el total de la energía contenida en ella.

Por lo tanto, para mejorar la eficiencia de la planta es necesario utilizar un separador de fases o tanque de expansión, que permite que el fluido geotérmico que viene del yacimiento, se evapore rápidamente y de origen a un chorro de vapor que es conducido a la turbina, permitiendo capacidades de generación que normalmente fluctúan entre 20 y 55 MW [3].

En este tipo de plantas se suelen ocupar dos tipos de tecnologías, las cuales se describen a continuación.

4.1.2.1 Sistemas de expansión súbita de una etapa o simple flash

Los sistemas de expansión súbita de una etapa se caracterizan por utilizar solo un separador de fases y una turbina de vapor para la generación de electricidad. Este sistema funciona a temperaturas y presiones más bajas que las plantas de vapor seco, aproximadamente entre 155 – 165°C y 0,5 – 0,6 MPa respectivamente. La eficiencia de conversión es menor lo que se traduce en un consumo mayor de vapor por unidad de energía producida. *Adaptado de [1]*

En la Figura 4.2 se presenta el esquema conceptual de este ciclo, el cual considera la presencia de una sola turbina y separador de fases para el funcionamiento.

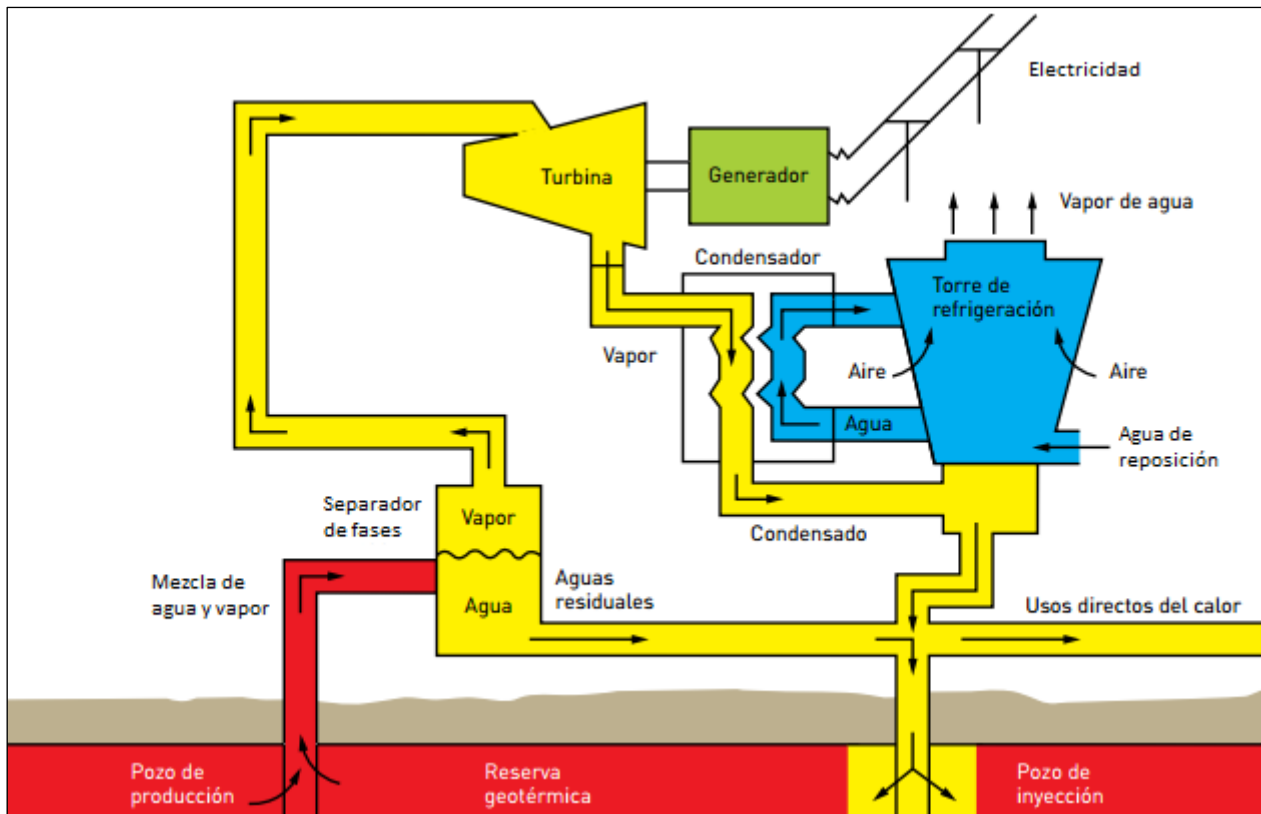


Figura 4.2 Esquema conceptual de una planta de vapor simple flash. Adaptado de [11]

En el procedimiento de este ciclo, la mezcla de líquido-vapor que se obtiene del pozo de producción se introduce a través del separador de fases, generando un chorro de vapor que se expande por la turbina mecánica produciendo electricidad mediante un generador. Al igual que el proceso de conversión directa, luego de esto, el vapor se lleva al condensador donde se convierte en agua líquida saturada y se separan los GNC. Parte del condensado, se conduce a la torre de enfriamiento para que actúe como fluido refrigerante y el resto, junto con el agua residual del separador de fases, se puede utilizar en procesos de uso directo de calor, o bien es reinyectada al reservorio por el pozo de reinyección. También, se utiliza agua de reposición en las torres de enfriamiento. Adaptado de [4]

4.1.2.2 Sistemas de expansión súbita de dos etapas o doble flash

Los sistemas de expansión súbita de dos etapas generalmente se utilizan en yacimientos donde predomina el agua líquida con bajos contenidos de impurezas, se emplean para mejorar el rendimiento de los sistemas de una etapa [4] y también, para evitar las inversiones necesarias para llevar a cabo una planta de ciclo binario [1].

Estas plantas permiten aumentar la producción de electricidad en un 20 – 25%, con un aumento de solo el 5% en el coste de la planta para una sola etapa [1]. Un ejemplo de central geotérmica que utiliza este tipo de tecnología es la central de East Mesa (California), que comenzó a operar en el año 1988 y tiene 37 MW de potencia instalada, empleando 10 veces más fluido geotérmico que una central de vapor seco [4].

En la Figura 4.3 se observa el esquema conceptual de una instalación de doble flash, resaltando en este caso que la turbina posee dos cuerpos, conocidos como turbina de alta presión (AP) y turbina de baja presión (BP).

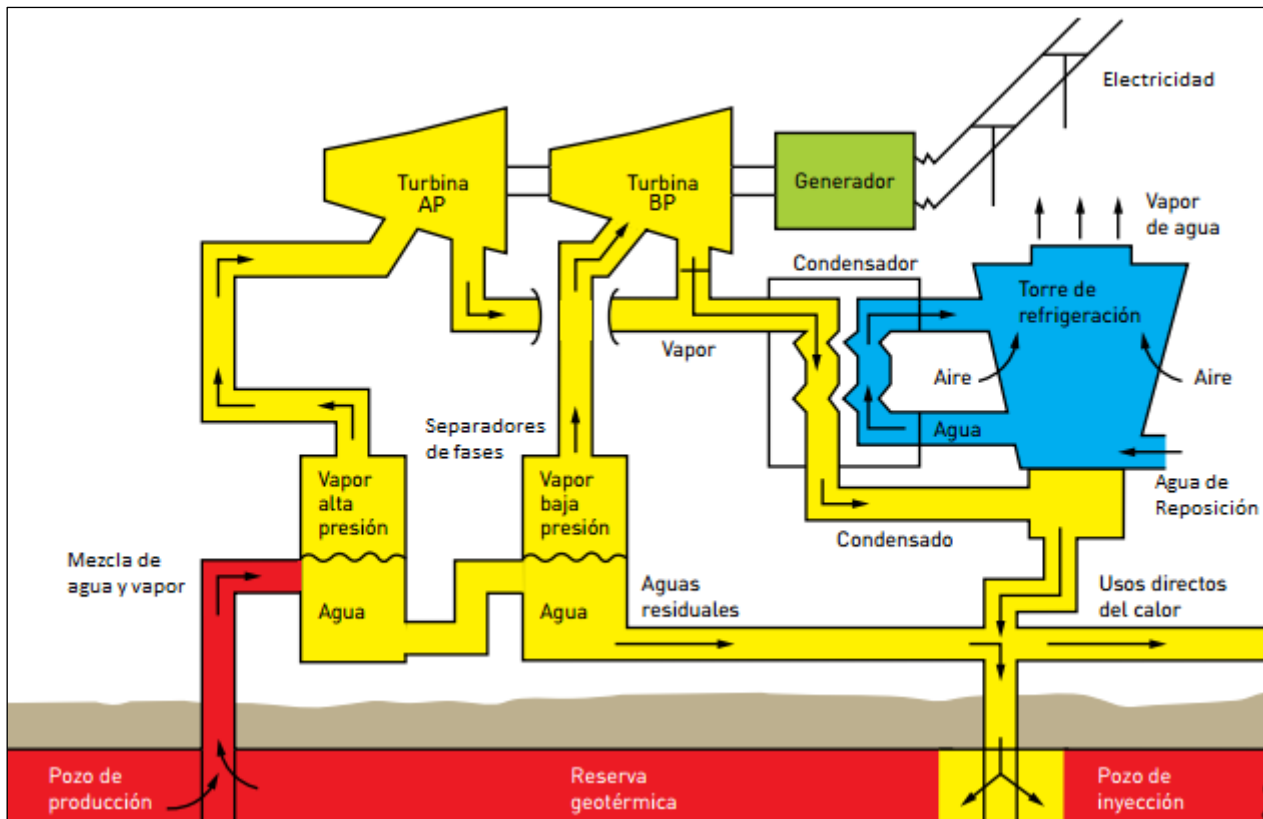


Figura 4.3 Esquema conceptual de una planta de vapor doble flash. Adaptado de [11]

El proceso de una planta de expansión súbita de dos etapas es similar a la de una etapa, lo único que varía es la presencia de un separador de alta y baja presión, que alimenta a las turbinas de alta y baja presión respectivamente. El resto del proceso es similar a los mencionados anteriormente.

4.1.3 Plantas de ciclo binario

Las plantas presentadas anteriormente de vapor seco o vapor flash utilizan un fluido cuyas temperaturas están entre 155 y 350°C. En el caso de las plantas binarias la temperatura del fluido es menor y se da principalmente en yacimientos de media temperatura, que permite utilizar la energía presente en estos yacimientos para la producción de energía eléctrica.

Otra particularidad que tienen estos sistemas es que admiten la explotación de los yacimientos donde el acuífero presenta mayor porcentaje de impurezas, sean gases, minerales u otros contaminantes, yacimientos que antiguamente eran rechazados por la presencia de estas impurezas.

La temperatura del fluido geotérmico, para el uso plantas binarias, normalmente está entre 100 y 200°C y la fase que predomina es líquida [1]. La diferencia que existe frente a los otros ciclos, se debe a que en las plantas de ciclo binario se utilizan dos fluidos en su instalación. El primero de ellos es el fluido geotérmico, que se encarga de transportar la energía en forma de calor presente en el subsuelo terrestre. Este le transfiere su calor a otro fluido industrial que se evapora fácilmente y es el que acciona la turbina para generar electricidad.

En las plantas de ciclo binario se encuentran dos tipos de tecnologías, presentadas a continuación. Sin embargo, el proceso de transformación de energía es similar en ambos casos y se puede observar en el esquema conceptual de la Figura 4.4.

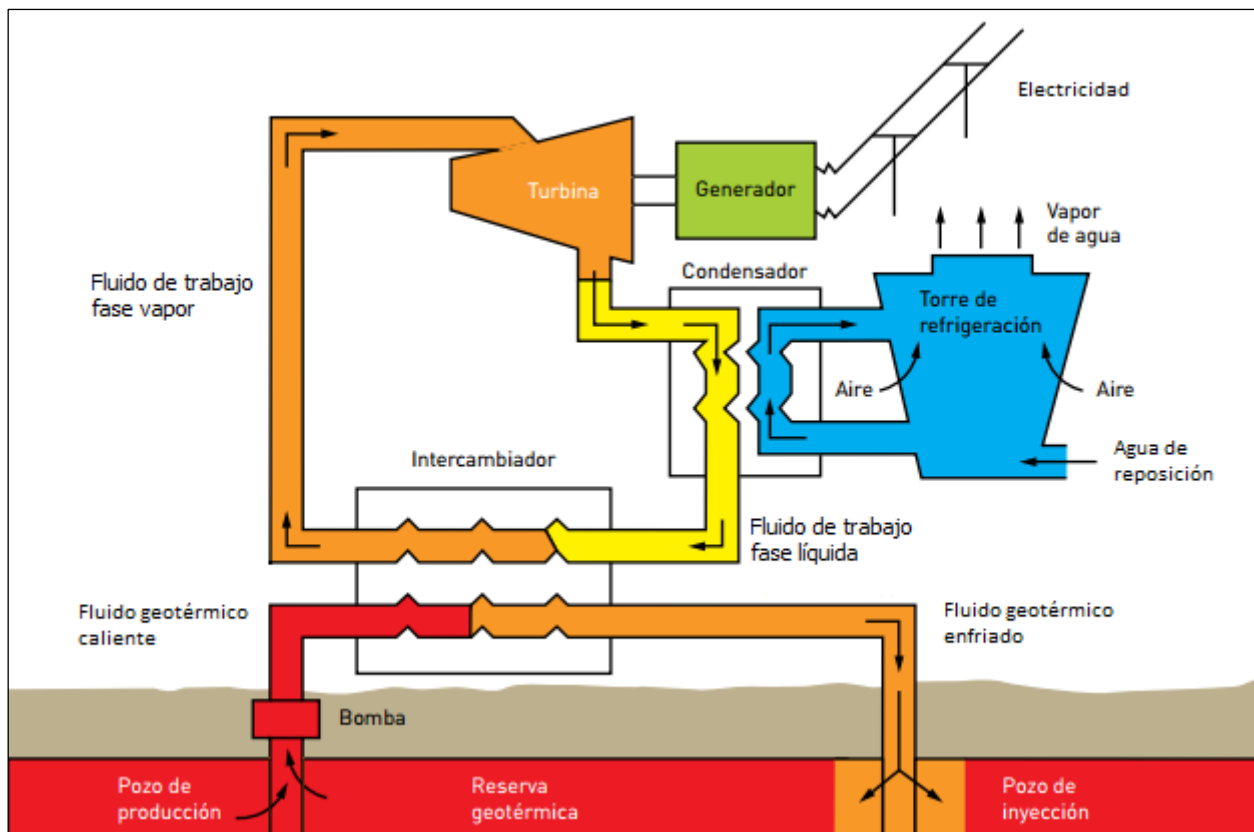


Figura 4.4 Esquema conceptual de una planta de ciclo binaria. Adaptado de [11]

El fluido que proviene del reservorio geotérmico es llevado al intercambiador de calor (evaporador), donde le cede el calor al fluido de trabajo y luego es reinyectado al reservorio, de modo que, los contaminantes que contiene este fluido geotérmico no se expulsan al medio ambiente. Una vez que el fluido de trabajo recibe calor, se evapora rápidamente y se conduce a la turbina, la que, conectada al generador, produce energía eléctrica. Posteriormente, este fluido se envía al condensador cediendo calor al fluido refrigerante, logrando la condensación para continuar con el ciclo. La torre de enfriamiento, a diferencia de los procesos anteriores necesita mayor cantidad de agua como fluido refrigerante, que se puede obtener de alguna fuente externa y por lo general corresponden a napas subterráneas.

4.1.3.1 Ciclo Orgánico de Rankine (ORC)

El sistema de producción eléctrica es un sistema de ciclo binario avanzado, completamente cerrado, basado en un simple proceso de evaporación. Las plantas eléctricas de ciclo binario que operan con este ciclo lo hacen con recursos de temperaturas superiores a 120°C. También pueden utilizarse en ellas recursos de temperaturas más bajas. Como sucede en la central geotérmica ORC de Simbach Braunau (Austria), que usa salmueras a 80°C para producir energía eléctrica, pero con costos más altos y eficiencias más bajas en la conversión de calor a electricidad. Adaptado de [11]

Este tipo de ciclo opera de forma similar a los ciclos de agua - vapor, a diferencia de estos, el ORC se caracteriza por utilizar un fluido orgánico como fluido de trabajo, que presenta un punto de ebullición más bajo que el agua para accionar la turbina, generalmente son hidrocarburos tales como los que se observan en la Tabla 4.2. cuyo punto de ebullición y densidad, se muestran en condiciones estándar de temperatura y presión, sin embargo, en un ciclo termodinámico estas condiciones pueden variar.

<i>Hidrocarburo</i>	<i>Punto de ebullición [°C]</i>	<i>Densidad [kg/m³]</i>
Butano	0	2,52
Isopentano	27,9	616
Pentano	36,1	621
Isooctano	99	690
Tolueno	111	887
<i>Datos en condiciones estándar (25°C y 1 atm)</i>		

Tabla 4.2 *Hidrocarburos utilizados en plantas ORC. Adaptado de [5]*

En la Figura 4.5 se muestra el proceso conceptual de una planta de ciclo binario, con presencia de un fluido orgánico como fluido de trabajo.

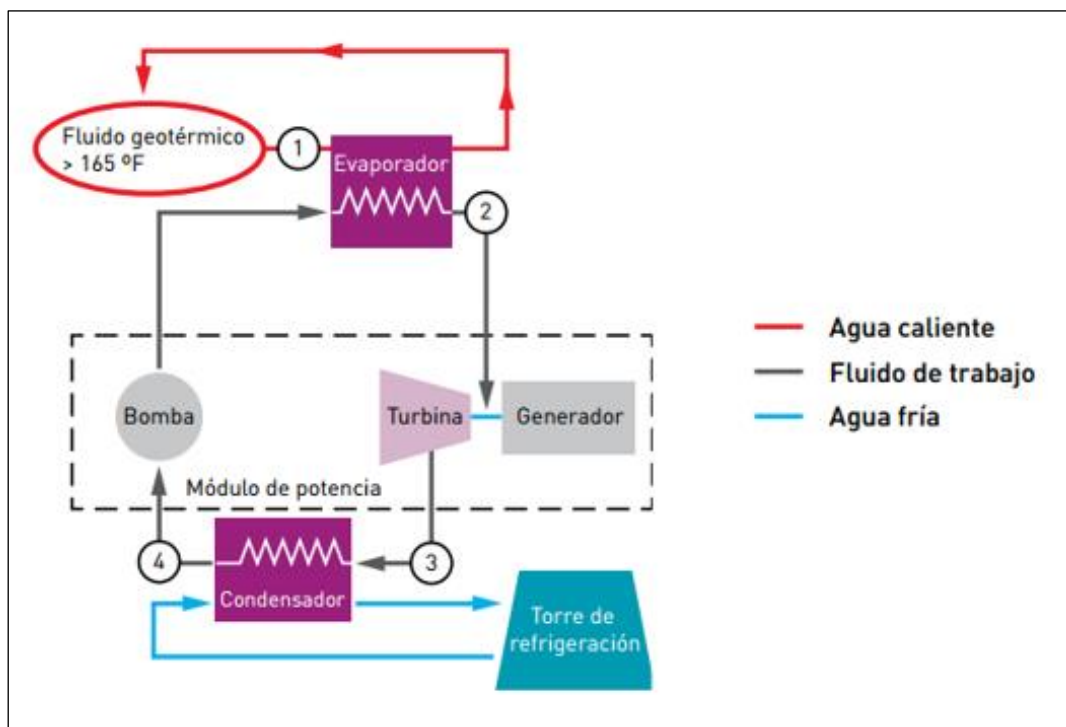


Figura 4.5 *Esquema conceptual del ciclo orgánico de Rankine. [11]*

4.1.3.1 Ciclo Kalina

Las plantas de ciclo Kalina fueron desarrolladas en el año 1990 y se caracterizan por presentar mejor eficiencia que los ORC, pero contienen un diseño más complejo. [1]

El proceso de funcionamiento es similar al caso anterior, donde el cambio principal, se da en el fluido de trabajo. El ciclo Kalina utiliza un fluido de trabajo con, al menos, dos componentes químicos, normalmente amoníaco y agua, donde el agua actúa como disolvente. La proporción de los fluidos se puede modificar para permitir el cambio de fase a determinadas condiciones de presión y temperatura. Esto supone una mayor adaptabilidad a las condiciones del fluido geotérmico.

La eficiencia en la conversión de energía bruta de una central eléctrica de ciclo Kalina depende, de la temperatura inicial del fluido geotérmico, aumentando desde el 8,5% a 80°C, hasta el 12% a una temperatura de 160°C. De este modo, la eficiencia es mayor que las plantas ORC, especialmente a bajas temperaturas. Este hecho, junto a su mayor variación de mezcla del fluido de trabajo, constituye la principal ventaja de la tecnología Kalina, frente a la tecnología ORC. *Adaptado de [11]*

4.2 Componentes principales de las centrales geotérmicas.

Las tecnologías que ocupan las centrales geotérmicas son diferentes según las condiciones previas que se conozcan del yacimiento, pero todas tienen algo en común, que son los componentes utilizados en sus instalaciones para la generación de energía eléctrica. A continuación, se presentan los equipos básicos que se utilizan para este proceso, que se resumen en turbinas y generadores, evaporadores y condensadores, torres de enfriamiento y, por último, los pozos de producción y reinyección.

4.2.1 Turbinas y generadores

Las turbinas de vapor son máquinas térmicas que generan energía de movimiento rotatorio a partir de vapor a alta presión y temperatura. Este vapor se expande a medida que pasa por los álabes de la turbina, de modo que parte de la diferencia de entalpía entre la entrada y la salida, se convierte en energía mecánica en el eje del equipo.

La turbina se encuentra acoplada mecánicamente a un generador eléctrico, encargado de transformar la energía mecánica proveniente del eje de la turbina, en energía eléctrica mediante el movimiento del rotor, que al interactuar con el estator produce un campo magnético haciendo posible la generación de electricidad.

Este conjunto conocido como grupo turboalternador presentado en la Figura 4.6, es el encargado de producir electricidad, que a su vez es conducida a un transformador para modificar el voltaje y ser transportado por las líneas de alta tensión a las subestaciones, que distribuyen la energía eléctrica en el país.

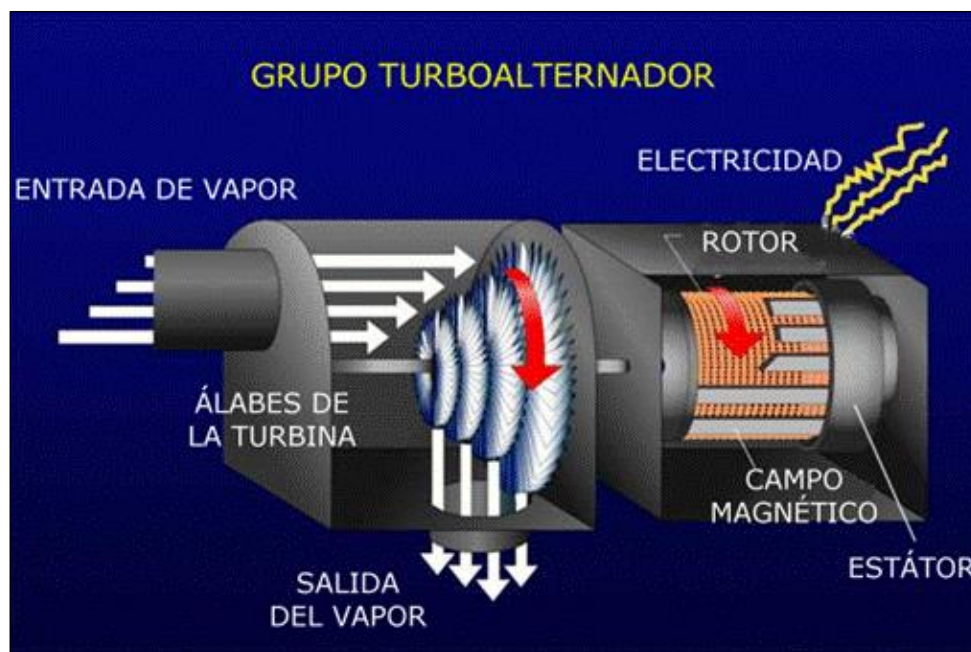
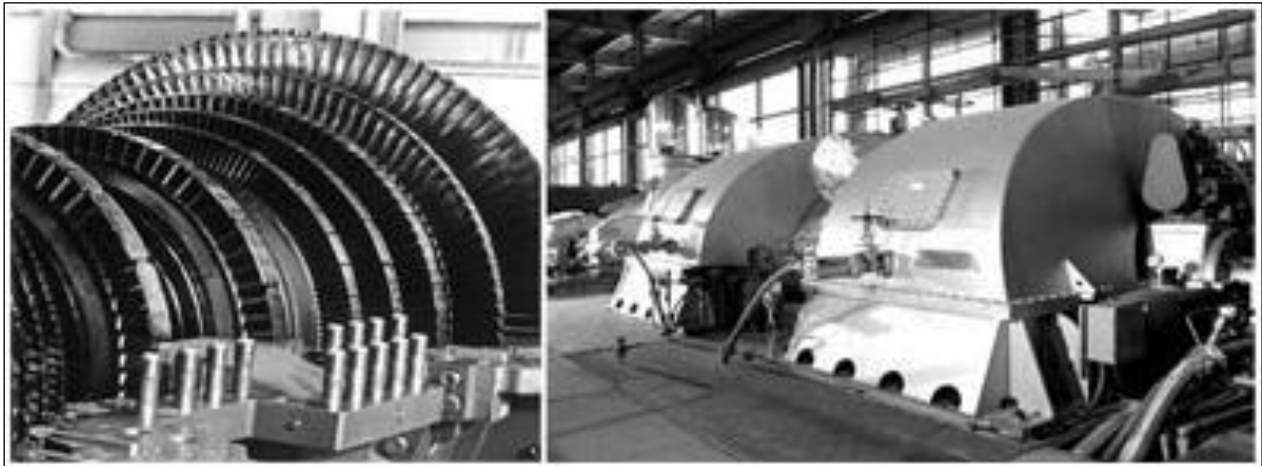


Figura 4.6 Grupo turboalternador de una central eléctrica de vapor. [8]

La turbina requiere de una mantención constante, ya que se presentan problemas de precipitación de sales, incrustaciones, corrosión y desgastes, producto del paso del fluido geotérmico a través del equipo. Estos problemas se reducen enormemente cuando se emplean centrales de ciclo binario.

Dependiendo de las características del yacimiento se pueden emplear turbinas simples de vapor y de costes relativamente bajos o turbinas de vapor de múltiples etapas. Las cuales se muestran en la Fotografía 4.1.



Fotografía 4.1 Turbinas de vapor. [4]

4.2.2 Condensadores

El condensador es un equipo que debe estar presente en cualquier tipo de estas plantas geotérmicas, a excepción del ciclo sin condensación cuyo fluido es descargado al ambiente. El condensador se encarga de mantener una temperatura baja para que la relación de expansión en la turbina sea aceptable.

Existen diferentes tipos de condensadores, los más normales son los de coraza - tubo, de contacto directo o refrigerados por aire [9]. En estos tipos de intercambiadores la condensación es muy efectiva, de tal forma que a la salida del equipo solo existe presencia de líquido saturado.

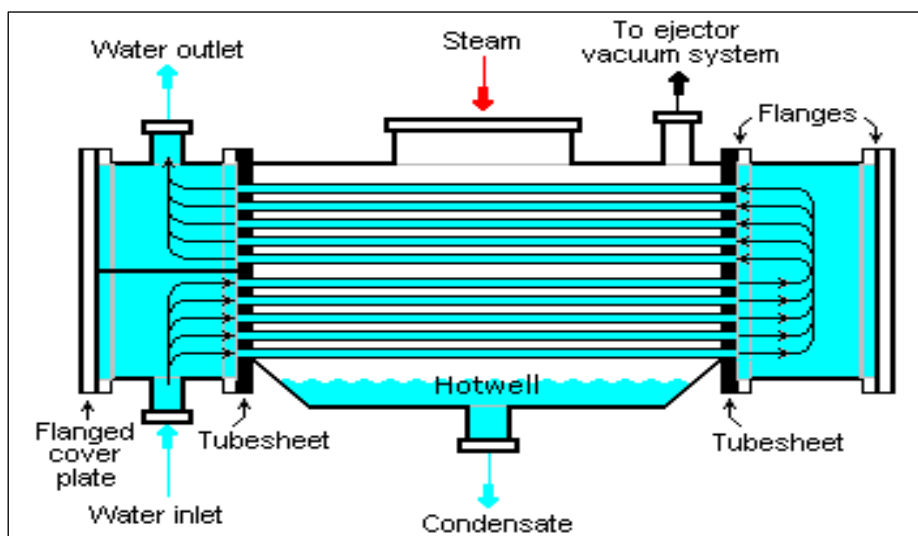


Figura 4.7 Esquema típico de un condensador carcasa - tubo. [88]

Las plantas de ciclo binario, suelen usar un condensador de tipo placa mostrado en la Figura 4.8, en este caso el fluido de trabajo pasa intercaladamente por muchas superficies de placas de metal, transfiriendo el calor al agua de refrigeración que circula intercaladamente a través del resto de placas [4]. A modo de ejemplo, si el condensador estuviese enumerado con un valor conocido de placas, el fluido de trabajo circularía por las placas enumeradas en número par, mientras que el fluido refrigerante lo haría en el número impar.

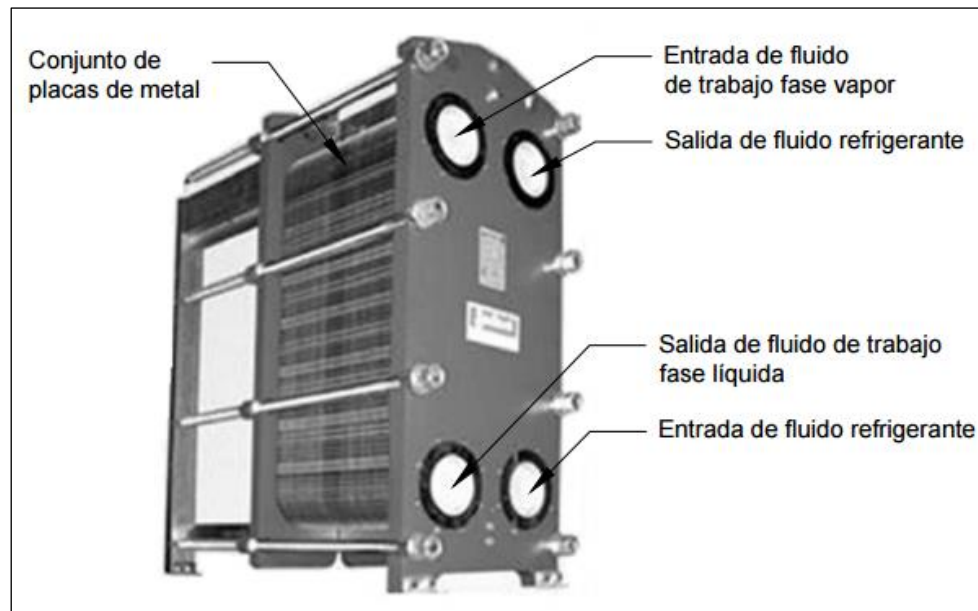


Figura 4.8 Condensador de placas. Adaptado de [4].

4.2.3 Torres de enfriamiento

Son equipos cuya función es proveer de fluido refrigerante a los condensadores para permitir el cambio de fase en los mismos, de esta forma el calor del proceso de condensación se cede a la atmósfera en vez de hacerlo en el agua de un río, lago u océano. Los sistemas más comunes de una torre de enfriamiento son las de torres por convección natural y las torres de convección forzada.

4.2.3.1 Torres de enfriamiento por convección natural

Las torres por convección natural son apropiadas para cantidades de fluido muy grandes de enfriamiento. Las estructuras de hormigón armado que se acostumbra a utilizar llegan a tener diámetros del orden de 81 m y alturas superiores a 103 m. [4]

El agua caliente que viene del condensador es pulverizada directamente en la corriente de aire que se mueve por la torre de enfriamiento. Al caer, las gotas de agua le ceden calor al aire presente en la torre de enfriamiento, de modo que parte del agua que cae se evapora y la otra parte se condensa. Debido a la diferencia de densidad de ambas fases, el vapor de agua asciende y sale por la torre de enfriamiento, mientras que el agua cae y se acumula en la piscina ubicada en la parte inferior de la torre de enfriamiento.

Además, la torre de enfriamiento contiene dentro de ella, una plataforma de relleno que reduce la velocidad media de caída de las gotas y, por lo tanto, aumenta el tiempo de exposición de gotas a la corriente de aire en la torre [4]. De este modo se consigue el enfriamiento del fluido que es nuevamente enviado al condensador.

En la Figura 4.9 se muestra el esquema de una torre de enfriamiento por convección natural y sus principales componentes. Además, en la Fotografía 4.2 se observa una torre de enfriamiento de convección natural, que está ubicada en el complejo geotérmico Larderello, Italia.

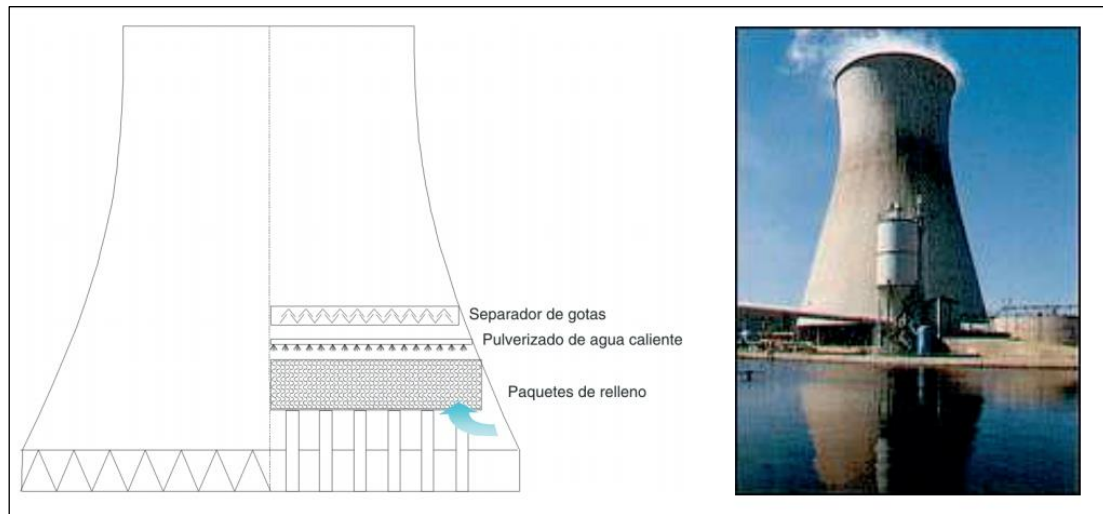


Figura 4.9 Esquema de una torre de enfriamiento por convección natural. [26]



Fotografía 4.2 Torre de enfriamiento del complejo geotérmico Larderello. [65]

4.2.3.2 Torres de enfriamiento por convección mecánica

En una torre de este tipo, se pulveriza el agua proveniente del condensador, en una corriente de aire que se produce por un ventilador, de ahí el nombre de convección mecánica. La torre de enfriamiento puede ser de convección inducida, donde el ventilador está ubicado en la parte superior de la torre, aspirando el aire hacia arriba, o puede ser de convección forzada, donde el ventilador está situado en

la parte baja de la torre y fuerza el aire hacia la salida en la parte superior. El procedimiento es similar para ambos y se presenta a continuación.

El agua de retorno (1), es pulverizada por la parte superior de la torre (2), pasando a través del relleno (3), que incrementa el tiempo de retención y el contacto con el aire ascendente (4), el que entra por las aperturas laterales (Figura 4.10) o por los ventiladores laterales (Figura 4.11). En el relleno se produce el enfriamiento, donde el agua queda en la piscina de la torre (5), que es impulsado por equipos de bombeo para continuar el ciclo (6). *Adaptado de [26]*

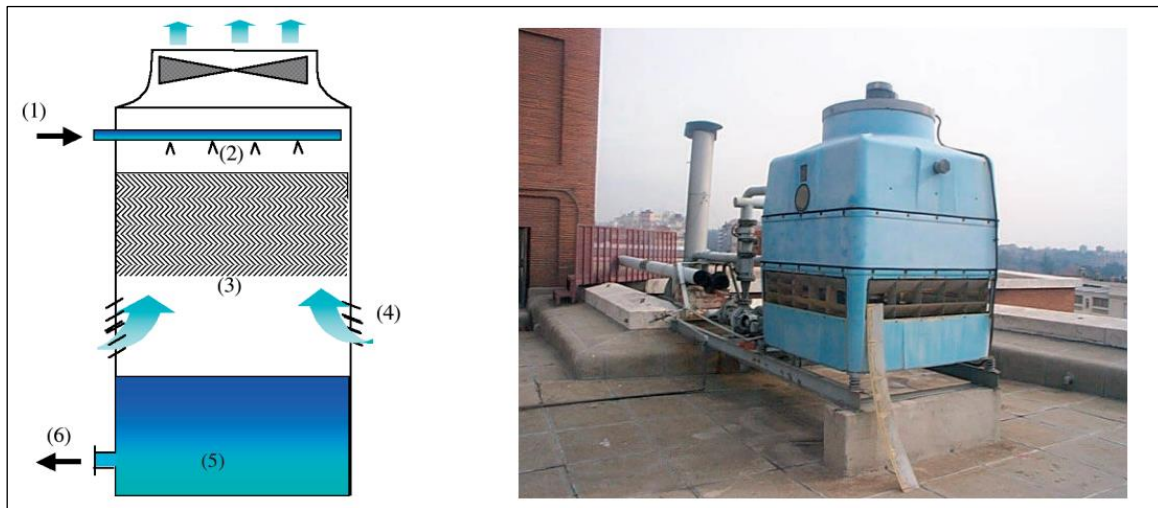


Figura 4.10 Torre de enfriamiento por convección inducida. [26]

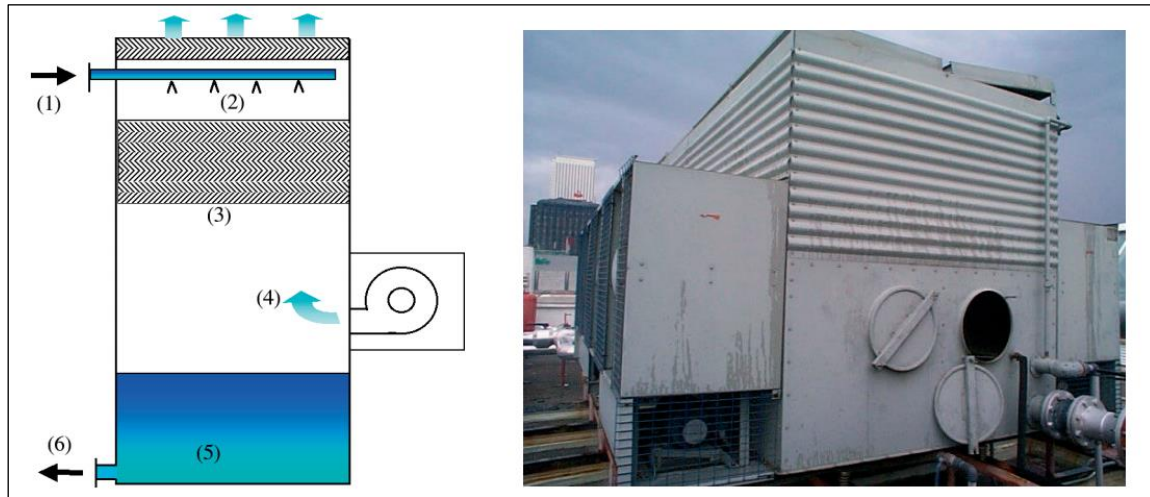


Figura 4.11 Torre de enfriamiento por convección forzada. [26]

4.2.4 Sondeos geotérmicos del yacimiento

Los sondeos del yacimiento se hacen con técnicas similares a las utilizadas para la extracción del petróleo, se diferencia en que los yacimientos geotérmicos presentan altas temperaturas en la medida que la perforación aumenta, la que afecta generalmente al sistema de circulación del fluido, al tipo de cimentación de las paredes, al tipo de cable de perforación y al entubado de pozos. Para la perforación se instalan plataformas de perforación donde se hace el montaje de todos los equipos y materiales necesarios para realizar este proceso. El sondeo normalmente se hace en rotación y el fluido ocupado para refrigerar la broca de perforación es lodo o aire comprimido.

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

La tubería de perforación está formada por un conjunto de tubos de acero cilíndricos, conectados en sus extremos por collares o uniones de tubería, cuya finalidad es transmitir el movimiento mecánico proveniente de la mesa rotatoria a la barrena, con el mínimo de pérdidas. Las barrenas habituales suelen ser triconos de inserción con dientes de acero o de widia. *Adaptado de [9]*
 En la Figura 4.12 se presenta el proceso de un sondeo geotérmico, llevado a cabo en el complejo geotérmico The Geysers, California.

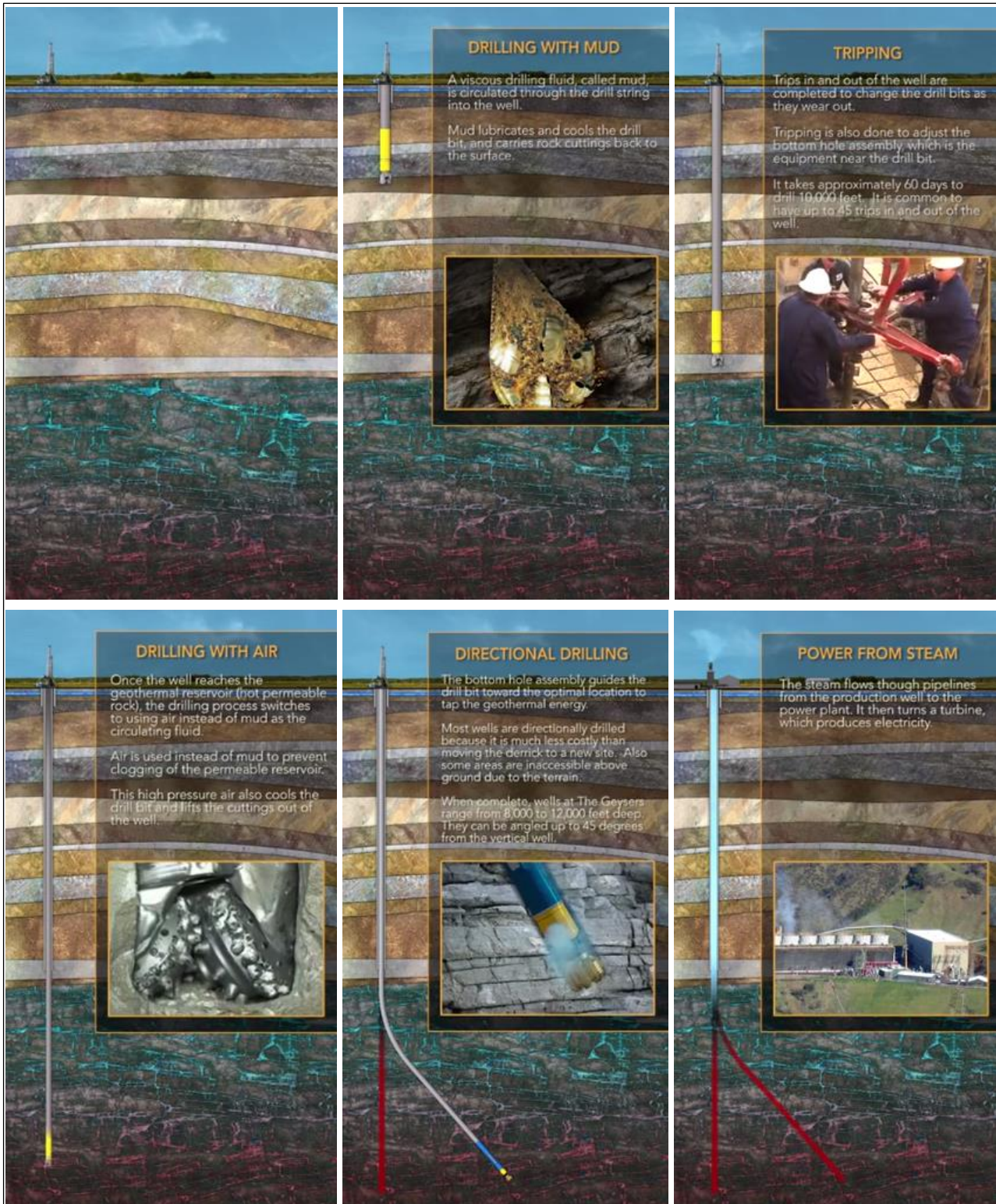


Figura 4.12 Proceso de sondeo geotérmico del Complejo The Geysers. [68]

En la Fotografía 4.3 se muestra la plataforma de perforación del pozo de producción (Tol-4) de la central geotérmica Curacautín, que se encuentra en la etapa de construcción en el territorio chileno.



Fotografía 4.3 Sondeo de producción de la central Curacautin, Chile. [14]

Existen tres tipos de sondeos que se realizan en la exploración y explotación de los yacimientos, descritos a continuación. *Adaptado de [9 y 32]*

4.2.4.1 Sondeos de exploración

Estos sondeos se llevan a cabo en la exploración del yacimiento y corresponden a sondeos pequeños de entre 50 – 70 mm de diámetro, que sirven para verificar los modelos elaborados con la exploración superficial, conocer el gradiente de temperatura, flujo de calor, calidad química del fluido y la permeabilidad de la roca.

Una vez que las características del yacimiento son las adecuadas y satisfacen los recursos para la instalación de una central geotérmica, se comienza con la perforación del pozo de producción y reinyección. Cuando se habla de estos dos pozos, en la práctica se acostumbra a llamarlo como un doblete geotérmico.

4.2.4.2 Sondeos de explotación o producción

Este tipo de sondeo se da en la explotación del recurso, donde se llama sondeo de explotación o producción a la perforación que permitirá extraer vapor o agua caliente del yacimiento. El diámetro depende de la producción esperada, generalmente entre 100 – 550 mm y profundidad variable desde algunos centenares de metros hasta los 6.000 m.

La construcción de los pozos de producción debe ser correctamente diseñado debido a que está expuestos a grandes presiones y esfuerzos térmicos. El diseño del sondeo dependerá de la profundidad a la que se ubica el yacimiento, generalmente se realizan de acuerdo a la profundidad y diámetro mostrados en la Figura 4.13. Se inicia con una perforación a una longitud determinada y posteriormente una cementación a un diámetro menor, de forma que el diámetro de la perforación se

va reduciendo a medida que aumenta la profundidad. El sondeo de explotación se finaliza con una tubería ranurada que otorga estabilidad al pozo y permite el paso del fluido geotérmico desde el reservorio al pozo de producción.

Para realizar esta perforación se necesitan fluidos que se encargan de refrigerar la barrena, los fluidos suelen ser lodos para la perforación profunda y aire al momento de perforar el reservorio, para no introducir lodo y tapar las fracturas de la tierra. Por otra parte, se utiliza cemento para la cementación de las paredes del pozo a medida que se profundiza en la perforación. Finalmente, si se produce la salida de vapor se instala un árbol de válvulas para cerrar la producción de vapor al exterior.

4.2.4.3 Sondeos de reinyección

Este sondeo también se realiza en la explotación de yacimiento y corresponde a una perforación de diámetro suficiente para reinyectar el fluido geotérmico. Este sondeo no está sometido a grandes esfuerzos térmicos, por lo que su diseño no es tan crítico como el sondeo de producción, aun así, su diseño puede ser confeccionado según la Figura 4.13, con su respectiva cementación, aunque se estima que los tiempos de perforación pueden ser menores que los de un pozo de producción.

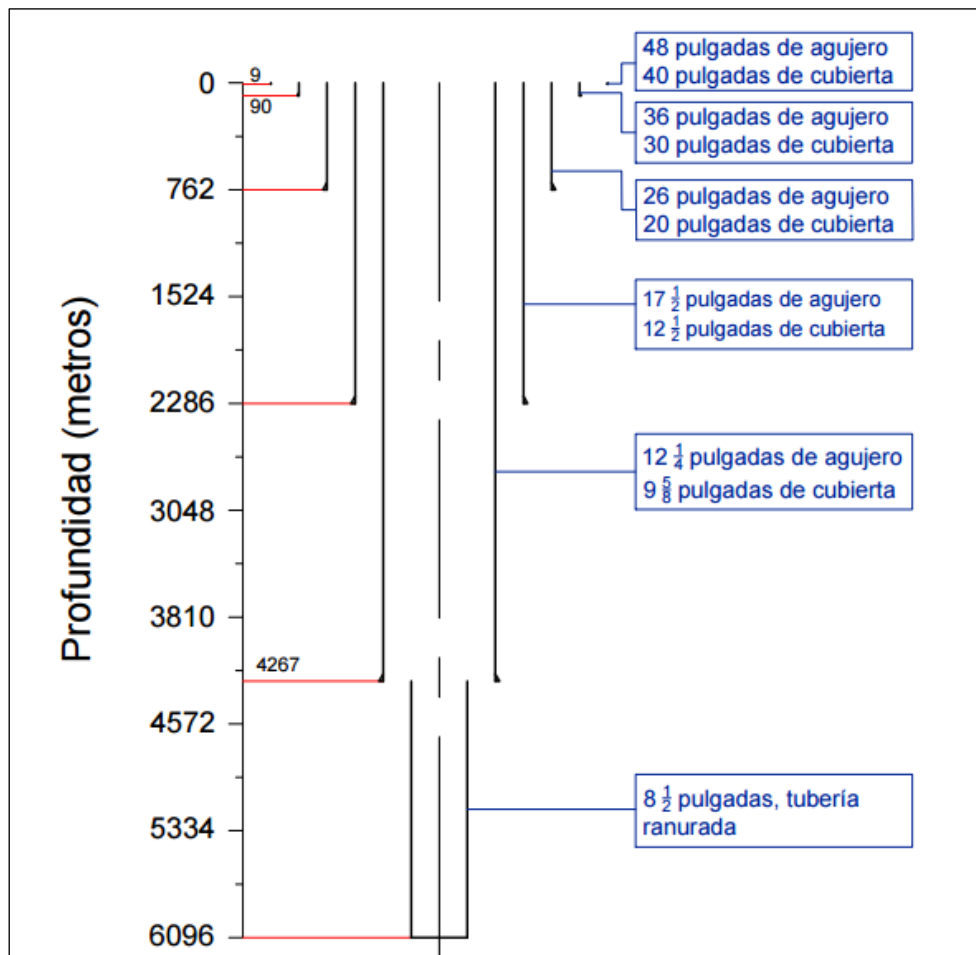


Figura 4.13 Perforación de un pozo de producción o reinyección. Adaptado de [6]

5.- LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN EL MUNDO

5.- La Energía Geotérmica en el Mundo

5.1 Energía geotérmica internacional

5.1.1 Energía geotérmica de aplicación directa

Las explotaciones de las fuentes geotérmicas datan de la época de los romanos, que utilizaban el agua geotérmica proveniente de fuentes termales para aplicaciones domésticas y medicinales. Hasta el siglo XVIII, los primeros colonos en Nueva Zelanda, dependían de los vapores geotérmicos para cocinar y calentarse, además del agua caliente para lavar y bañarse. *Adaptado de [4]*

La energía geotérmica puede ser utilizada de forma directa o indirecta, como se mencionó en el Capítulo 2, donde mayormente se aplica de forma directa, debido a que es un recurso que se encuentra en gran parte del planeta. En la Tabla 5.1 se detalla la capacidad instalada mundialmente de los tipos de energía geotérmica de forma directa, que se encuentran a nivel mundial hasta el año 2010. Además, en el Gráfico 5.1 se observa el porcentaje de estas, referida a la potencia instalada, siendo las bombas de calor geotérmicas las que presentan mayor uso a nivel mundial.

Aplicación	Potencia Instalada [MWt]	Potencia Producida [TJ]
Bomba de calor geotérmica	35.236	214.782
Piscinas y balnearios	6.689	109.032
Calefacción de recintos	5.391	62.984
Calefacción de invernaderos	1.544	23.264
Aplicaciones de acuicultura	653	11.521
Procesos industriales	533	11.746
Refrigeración y fundido de nieve	367	2.126
Secado de productos agrícolas	127	1.662
Otros usos	41	956
Total	50.581	438.073

Tabla 5.1 Potencia mundial de aplicaciones geotérmicas directas al año 2010. Adaptada de [11]

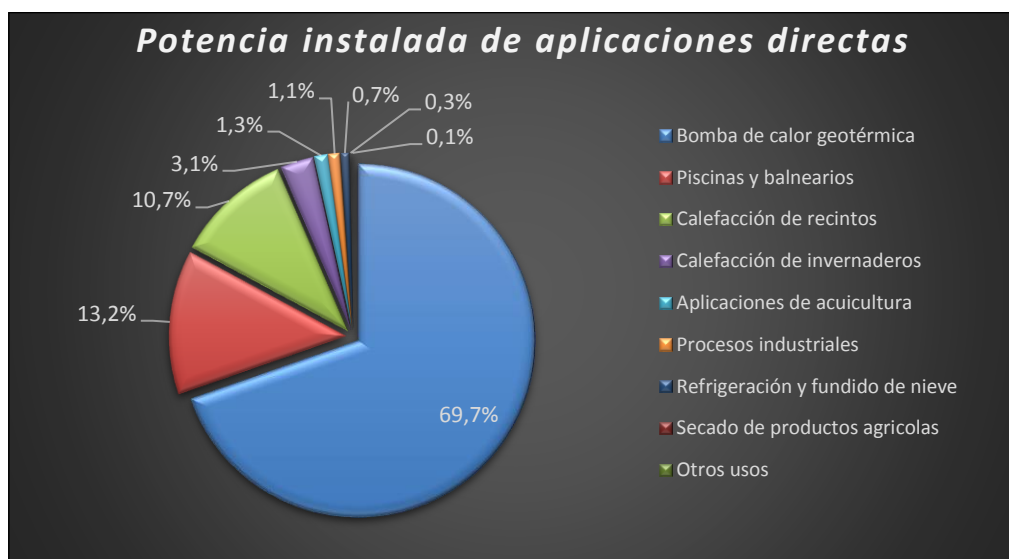


Gráfico 5.1 Porcentaje de potencia instalada al 2010 de aplicaciones directas. Adaptada de [11]

5.2 Energía geotérmica como generadora de electricidad

5.2.1 Generalidades

En el siglo XIX, la demanda de electricidad llevó a la consideración de la energía geotérmica como una posible fuente de generación. Los primeros intentos de producción de electricidad con este tipo de energía comienzan con los experimentos en Italia, a finales del siglo XIX, el Príncipe Piero Gionori Conti concibió la idea de aprovechar geotérmicamente el vapor natural del campo de Larderello, Italia, para producir energía eléctrica. Comenzó a desarrollar experimentos técnicos y pruebas en 1903, cuando en 1904, se produce energía eléctrica a través de energía geotérmica que logra encender cinco lámparas de 5 vatios. En 1913, Conti instaló en operación comercial una planta de energía de 250 kW alimentados por vapor seco y en 1916 dos unidades de potencia de 3,5 MW cada una. Después de 100 años de funcionamiento, esta planta ha logrado mantenerse operativa aumentando su potencia instalada a 769 MW. *Adaptado de [8 y 57]*

En la Fotografía 5.1 se observa el primer experimento de generación de energía eléctrica a partir de vapor geotérmico, inventado por el Príncipe Piero Ginori Conti en Larderello en 1904, resaltando el motor utilizado en ese entonces.



Fotografía 5.1 *Primera central geotérmica del mundo. [57]*

Este acontecimiento dio paso a que otros países utilizaran la energía geotérmica para la producción de electricidad. De tal forma que, en 1958, Nueva Zelanda se convirtió en el segundo mayor productor industrial de electricidad geotérmica cuando se construyó su central de Wairakei [9].

Así es como la energía geotérmica se está convirtiendo en una fuente energética primordial en los países que cuentan con las condiciones adecuadas. Mediante políticas que estimulan la exploración e investigación, Islandia y Filipinas se han convertido en líderes mundiales de la energía geotérmica, la cual constituye cerca de la cuarta parte de su base de energía. En otros países como Costa Rica, Kenia, El Salvador, Nueva Zelanda y Nicaragua, la energía geotérmica constituye más del 10% de su matriz energética. [22]

En el Gráfico 5.2 se muestran los primeros productores mundiales de electricidad a partir de la geotermia, donde se aprecia la tendencia que tienen desde el año 1980 hasta el 2012, las que han ido en aumento a través de los años.

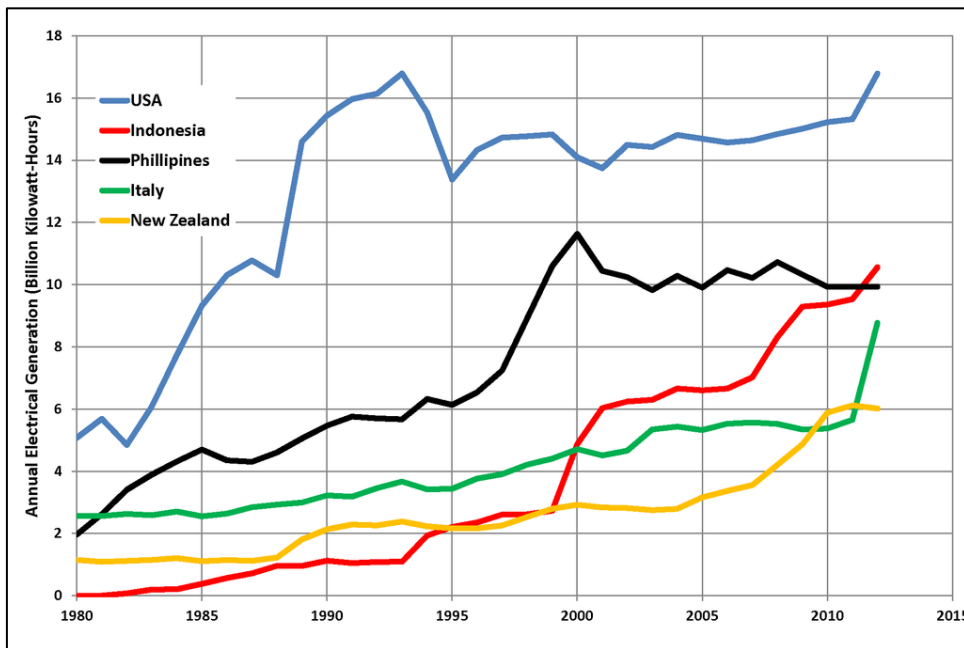


Gráfico 5.2 Tendencias de los primeros productores mundiales de electricidad geotérmica. [46]

5.2.2 Producción mundial de energía eléctrica

La capacidad mundial de energía geotérmica instalada se da a conocer a continuación, resultado de una contabilidad exacta de todos los proyectos existentes realizado por la Asociación internacional geotérmica.

En la Tabla 5.2 se muestra la capacidad total de potencias tanto instalada como producida, que han tenido a través del tiempo desde el año 1950 hasta finales del 2015, con una proyección a corto plazo del año 2020.

Año	Capacidad Instalada [MWe]	Energía Producida [GWh]
1950	200	
1960	386	
1970	720	
1980	2.110	
1990	5.834	
2000	7.972	49.261
2005	8.933	55.709
2010	10.897	67.246
2015	12.635	73.549
2020	21.443	

Tabla 5.2 Capacidad total instalada a nivel mundial a partir de 1950 hasta el 2015 y la predicción a corto plazo. Adaptada de [12]

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

En la Tabla 5.3 se detalla la capacidad total instalada a nivel mundial a partir del año 2000 hasta finales de 2015 y la predicción a corto plazo para cada continente.

Energía	Año 2000		Año 2005		Año 2010		Año 2015		Año 2020
	Instalada [MW]	Producida [GWh]	Instalada [MW]	Producida [GWh]	Instalada [MW]	Producida [GWh]	Instalada [MW]	Producida [GWh]	Predicción [MW]
Europa	1.019	5.864	1.124	7.209	1.643	11.371	2.133	14.821	3.385
África	52	397	136	1.088	209	1.440	601	2.858	1.601
América	3.390	23.342	3.911	25.717	4.565	26.803	5.089	26.353	8.305
Asia	3.075	12.390	3.290	18.903	3.661	23.127	3.756	22.084	6.712
Oceanía	437	2.269	441	2.792	818	4.506	1.056	7.433	1.440
TOTAL	7.973	44.262	8.902	55.709	10.896	67.247	12.635	73.549	21.443

Tabla 5.3 Capacidad total instalada a nivel continental a partir de 2000 hasta el 2015 y la predicción a corto plazo. Adaptada de [12]

En la Tabla 5.4 se muestra la potencia instalada por país desde el año 2010 hasta el 2015 y la proyección estimada del año 2020. Los datos están ordenados de mayor a menor potencia instalada al año 2015.

País	Año 2010		Año 2015		Año 2020
	Potencia Instalada (MWe)	Energía Producida (GWh)	Potencia Instalada (MWe)	Energía Producida (GWh)	Potencia Instalada (MWe)
ESTADOS UNIDOS	3.098	16.603	3.450	16.600	5.600
FILIPINAS	1.904	10.311	1.870	9.646	2.500
INDONESIA	1.197	9.600	1.340	9.600	3.500
MEXICO	958	7.047	1.017	6.071	1.400
NUEVA ZELANDA	762	4.055	1.005	7.000	1.350
ITALIA	843	5.520	916	5.660	1.000
ISLANDIA	575	4.597	665	5.245	1.300
KENIA	202	1.430	594	2.848	1.500
JAPON	536	3.064	519	2.687	570
TURKIA	91	490	397	3.127	600
COSTA RICA	166	1.131	207	1.511	260
EL SALVADOR	204	1.422	204	1.422	300
NICARAGUA	88	310	159	492	200
RUSIA	82	441	82	441	190
GUATEMALA	52	289	52	237	140
PAPUA NUEVA GUINEA	56	450	50	432	70
PORTUGAL	29	175	29	196	60
CHINA	24	150	27	150	100
ALEMANIA	6,6	50	27	35	60

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

FRANCIA	16	95	16	115	40
ETIOPIA	7,3	10	7,3	10	50
AUSTRIA	1,4	3,8	1,2	2,2	6
AUSTRALIA	0,1	0,5	1,1	0,5	20
TAILANDIA	0,3	2	0,3	1,2	1
RUMANIA			0,1	0,4	5
TAIWAN			0,1		1
ALGERIA					1
ARGENTINA					30
ARMENIA					25
BOLIVIA					40
CANADA					20
CHILE					150
DOMINICA					10
ECUADOR					40
ESLOVAQUIA					5
ESPAÑA					40
GRECIA					40
HONDURAS					35
HUNGRIA					5
INDIA					10
IRAN					5
ISLA NIEVES					35
LETONIA					5
MONSERRAT					5
PAISES BAJOS					5
PERU					40
POLONIA					1
REINO UNIDO					15
REP. CHECA					5
SUIZA					3
YIBUTI					50
TOTAL	10.897	67.246	12.635	73.549	21.443

Tabla 5.4 Capacidad total instalada a nivel país a desde el 2010 hasta el 2015 y la predicción a corto plazo. Adaptada de [12]

De la Tabla 5.4 es posible mencionar que Chile, según la proyección al 2020, pueda tener una potencia instalada de 150 MW, de esta forma se puede ubicar en la posición décimo quinto de los países a nivel mundial con energía geotérmica.

El Gráfico 5.3 muestra los países que representan el 80% de la potencia instalada mundial al año 2015, resultado que se obtuvo realizando un diagrama de Pareto. El gráfico además hace diferencia entre la potencia instalada y la energía producida realmente, siendo EEUU, el país que representa casi el 30% de la potencia instalada total y el mayor productor de energía eléctrica a partir de la energía geotérmica.

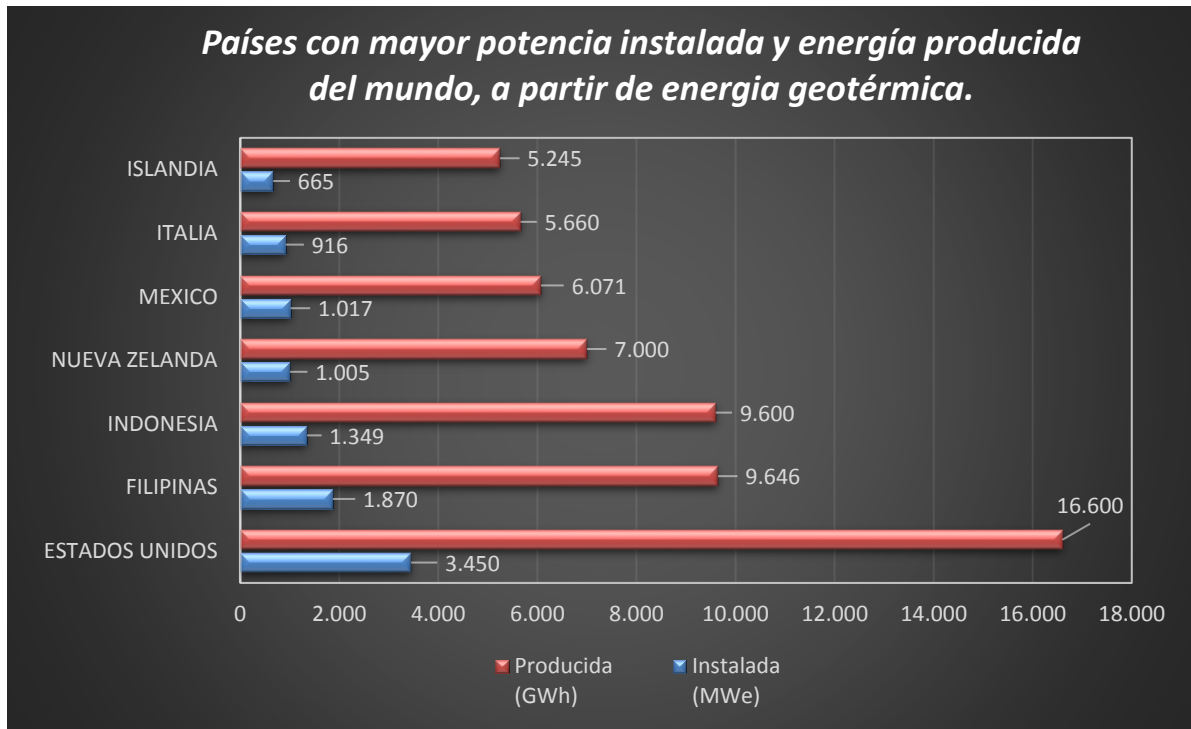


Gráfico 5.3 Países con mayor potencia instalada y energía producida del mundo, a partir de energía geotérmica.

La Figura 5.1 muestra los principales países con su determinada potencia instalada, separados por colores dependiendo de la cantidad de potencia instalada que posean, se observa también el potencial en cada continente hasta el año 2015.

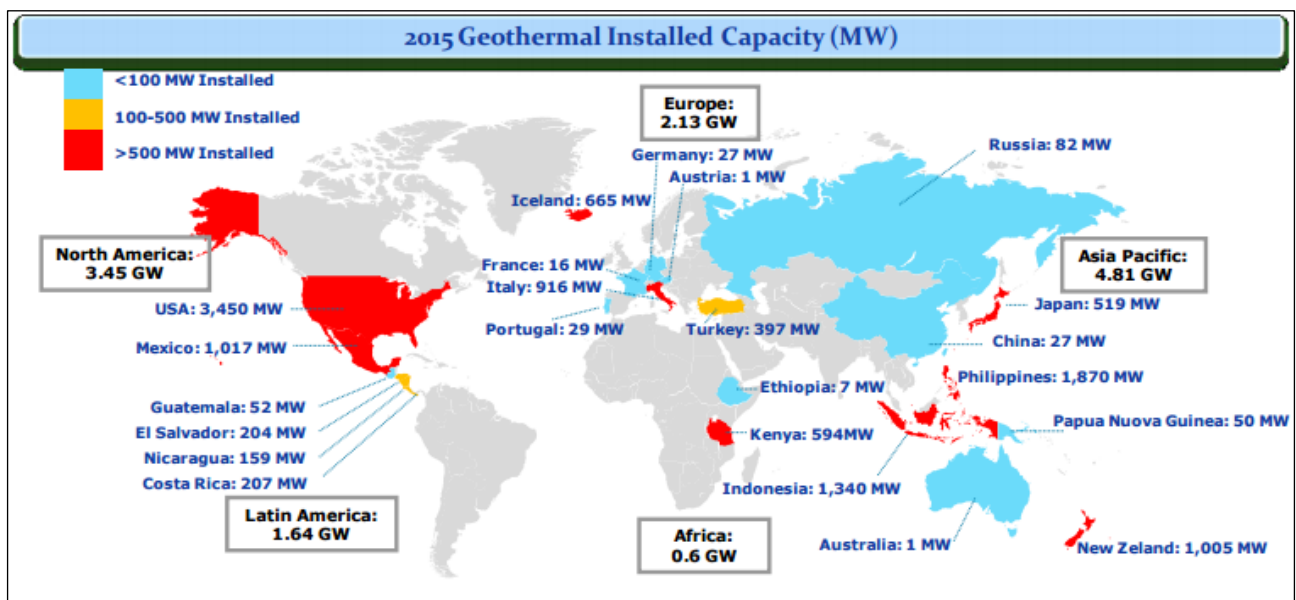


Figura 5.1 Capacidad geotérmica instalada en el mundo al año 2015. [12]

5.2.3 Principales centrales geotérmicas del mundo.

En los países mencionados en el Gráfico 5.3, es donde se encuentran las plantas más grandes del mundo, las que se clasifican con respecto a la potencia instalada. La mayoría de estas instalaciones se conocen como complejos geotérmicos, ya que están compuestas por más de una turbina generadora de electricidad, que conforman una o más plantas geotérmicas o también procesos industriales. A continuación, se presentan las 5 instalaciones más grandes del mundo construidas hasta la fecha.

5.2.3.1 Complejo geotérmico The Geysers

El complejo geotérmico The Geysers, mostrado en la Fotografía 5.2, está ubicado a unos 116 km al norte de San Francisco, California, cuya producción del campo geotérmico comenzó en 1960 y alcanzó su punto máximo en la década de 1980. Actualmente se compone de 21 plantas de energía que la convierten en la instalación geotérmica más grande en el mundo. De las cuales, Calpine Corporation gestiona y posee 19 de las 21 instalaciones y las otras dos son propiedad conjunta de Northern California Power Agency, Silicon Valley Power y US Renewables Group. En su conjunto, las 21 plantas de energía cubren un área de aproximada de 78 km².

El complejo cuenta con una capacidad instalada de 1.808 MW y tiene una capacidad de producción activa superior a los 1.000 MW trabajando sólo al 63% de su capacidad de producción. *Adaptado de [69]*

Por otra parte, los proveedores de las turbinas para las plantas de energía en el complejo incluyen a Toshiba y Mitsubishi Steam. *[65]*



Fotografía 5.2 Complejo geotérmico The Geysers, EEUU. *[65]*

5.2.3.2 Complejo geotérmico Cerro Prieto

El complejo geotérmico Cerro Prieto que se observa en la Fotografía 5.3, está situado en el sur de Mexicali, en baja California al norte de México. Cuenta con una potencia instalada de 820 MW siendo la segunda mayor instalación geotérmica en el mundo. Esta planta, al igual que todos los otros campos geotérmicos del país, es propiedad y se encuentra operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que corresponde a la empresa nacional eléctrica de México. El complejo cuenta con cinco plantas, que están conformadas de 15 turbinas de tipo simple y doble flash.

La primera planta, CP1, fue puesta en servicio en el año 1973 y cuenta con una capacidad instalada de 180 MW alimentada por 4 turbinas de tipo simple flash de 37,5 MW, más una de 30 MW. La CP2 y CP3, tienen 220 MW de potencia cada una, sumado cuatro turbinas de tipo doble flash de 110 MW. La CP4, tiene 100 MW cada una, con cuatro turbinas de tipos simple flash de 25 MW. Por último, la CP5, fue puesta en servicio en el año 2012 y tiene dos turbinas de 50 MW. *Adaptado de [69]*

Todas las turbinas de vapor han sido suministradas por Toshiba y Mitsubishi Heavy Industries. [65]



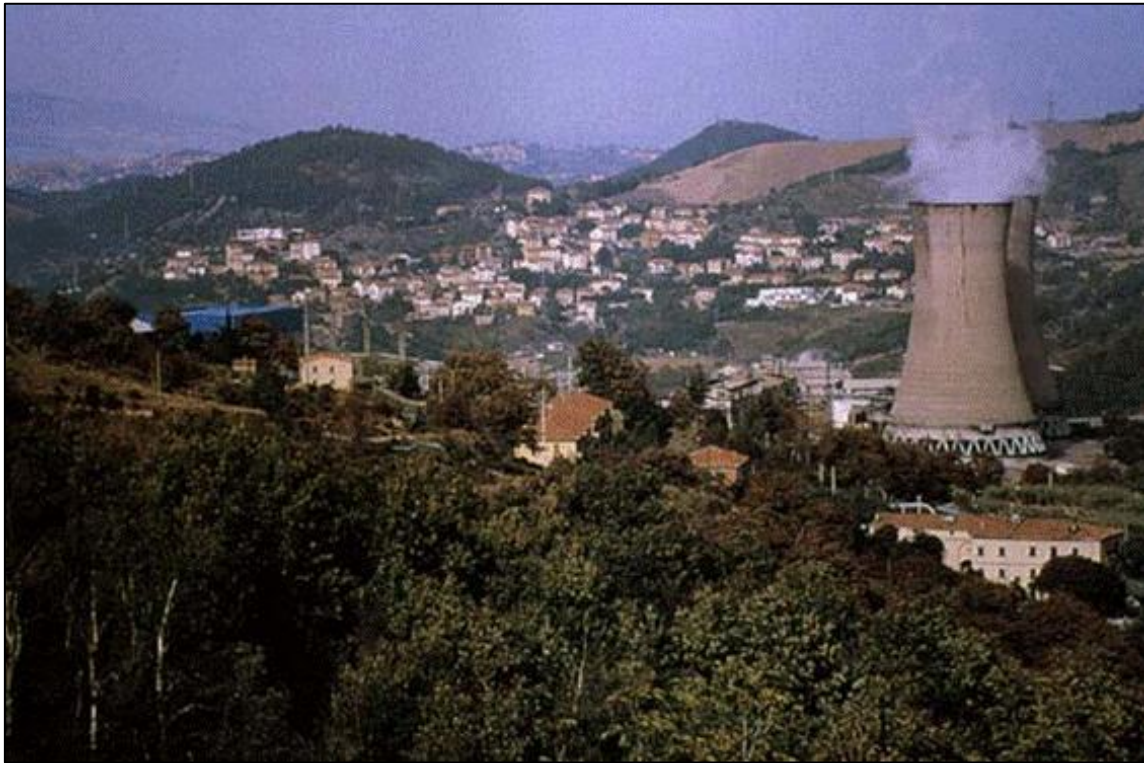
Fotografía 5.3 *Complejo geotérmico Cerro Prieto, México. [69]*

5.2.3.3 Complejo geotérmico Larderello

El complejo geotérmico Larderello, está ubicado en Toscana, Italia Central. Es la primera planta geotérmica del mundo, puesta en marcha en el año 1913 que contaba con una potencia instalada de 250 kW. Con más de 100 años de funcionamiento, la planta sigue en operación llegando a una potencia instalada de 769 MW, convirtiéndose en la tercera planta más grande del mundo, mostrada en la Fotografía 5.4. Considerando que las plantas geotérmicas en el campo fueron reconstruidas después de que quedasen destruidas durante la Segunda Guerra Mundial.

Actualmente, posee 34 plantas, donde las profundidades de los reservorios en el rango del campo geotérmico, oscilan entre los 700 y los 4.000 metros bajo la superficie. *Adaptado de [65]*

Enel Green Power es propietaria de las plantas de energía que componen el complejo y atiende al 26,5% de las necesidades energéticas regionales, prestando servicio a aproximadamente a dos millones de familias, 8.700 clientes comerciales y 25 hectáreas de invernaderos. *[69]*



Fotografía 5.4 *Complejo Geotérmico Larderello, Italia. [8]*

5.2.3.4 Complejo geotérmico Olkaria

El complejo geotérmico Olkaria, presentado en la Fotografía 5.5 está ubicada en el parque nacional de Hell Gate de Olkaria, en Kenia. Tiene una capacidad instalada de 540 MW entre sus 5 plantas, siendo la más grande de su país y la cuarta del mundo.

La construcción del complejo ha sido posible gracias al financiamiento del Banco Europeo de inversiones (BEI), el Banco Mundial, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), el Gobierno de Kenia, la Agencia Francesa de Cooperación y la Agencia de Cooperación de Alemania, entre otros.

El proyecto ha sido desarrollado en sus distintas fases por la empresa india KEC internacional limited, las japonesas Toyota Tsusho y Mitsubishi Heavy Industries, la coreana Hyundai Engineering y Sinclair Knight Merz, de Nueva Zelanda. El complejo geotérmico es propiedad de la eléctrica pública Kenya Electricity Generating Company (Kengen). *Adaptado de [69]*

El complejo de las 5 unidades geotérmicas de Olkaria que se dividen en Olkaria I de 45 MW, II de 105 MW, III de 110 MW, IV de 140 MW y V de 140 MW, permiten que la geotermia sea la fuente primaria de generación de electricidad del país superando a la energía hidráulica, reduciendo un 30% el coste de la electricidad y hasta un 50% a principios del año próximo. *Adaptado de [70]*



Fotografía 5.5 *Complejo Geotérmico Olkaria, Kenia. [69]*

5.2.3.5 Complejo geotérmico Makban

El complejo geotérmico Makban, mostrado en la Fotografía 5.6, también se conoce como Plantas de Energía Makiling – Banahaw. Se encuentra en los municipios de Bahía y Calauan en la provincia de Laguna y Santo Tomás, en la Isla de Luzón, Filipinas [71]. Tiene una capacidad instalada de 458 MW, lo que la convierte en la quinta mayor instalación de energía geotérmica en el mundo, siendo propiedad de AP Renewables, una subsidiaria de Aboitiz Power. El complejo consta de seis plantas de energía que comprenden de 10 unidades, incluyendo una planta binaria con cinco unidades de 3 MW y una unidad 0,73 MW.

Las instalaciones, con una superficie de 700 hectáreas, iniciaron sus operaciones en abril de 1979, siendo Mitsubishi Heavy Industries, uno de los principales proveedores de turbinas para las plantas del complejo. *Adaptado de [69]*



Fotografía 5.6 *Complejo geotérmico Makban, Filipinas [71]*

5.3 Energía geotérmica en Chile

Chile es uno de los países con mayor actividad volcánica del planeta, dada su ventaja comparativa en cuanto a ubicación, denominado como “Cinturón de Fuego del Pacífico”. Chile tiene unos 3.000 volcanes a lo largo de la Cordillera de Los Andes y cerca de 150 de ellos están activos, lo que equivale cerca de un 20% de los volcanes activos continentales [48].

Esta situación supone un alto potencial en el país para la generación de energía geotérmica. Las cifras sobre potencial geotérmico que se manejan en el país según estudios realizados por ENAP y Lahsen (1988), van desde los 3.350 MW hasta los 16.000 MW respectivamente [48]. Un valor que podría representar un 80% de la capacidad instalada actual de la matriz energética del país, la que al 31 de diciembre de 2014 equivale a 19.966 MW. *Adaptado de [55]*

Esto quiere decir que la energía geotérmica puede ser una posible solución que terminaría con la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, la energía geotérmica es la menos conocida, la más ignorada y una con el mayor potencial dentro de todas las ERNC posibles de desarrollar en el país.

La Figura 5.2 muestra, A: Mapa de flujo de calor, B y C: Mapa de recurso base y recurso recuperable por área unitaria, hasta la profundidad de 3 km. Los puntos azules indican datos medidos, mientras que el retículo de puntos uniformemente distribuidos corresponde a datos estimados [27].

De esta forma se observa que Chile, en conjunto con Argentina, Perú y otros, son los países más favorecidos de América del Sur, para la explotación del recurso geotérmico.

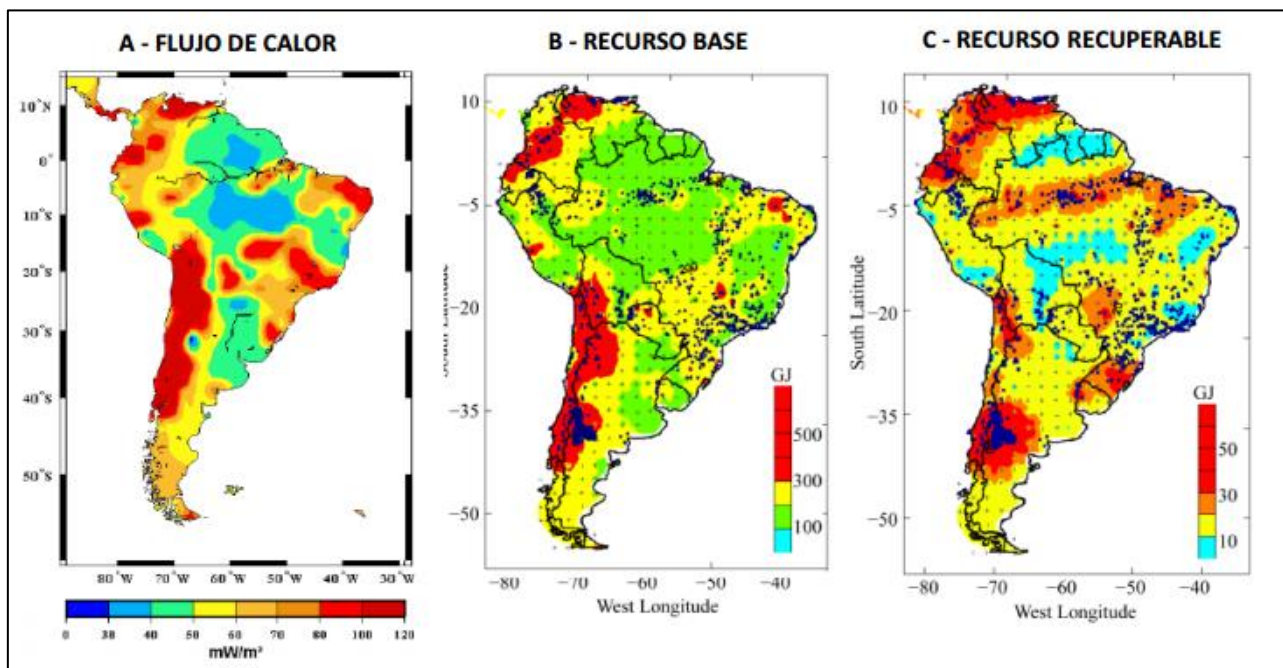


Figura 5.2 Distribución del recurso geotérmico en América del Sur. [27]

5.3.1 Sistema energético País

El mercado eléctrico en Chile, está compuesto por 4 sistemas interconectados que a su vez están apoyados por tres sectores, cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos de la población. Los 3 sectores son: *Adaptado de [55]*

- **Generación:** Sector que tiene como función producir la energía eléctrica a través de diferentes tipos de tecnologías como centrales de energía hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras.
- **Transmisión:** Su función es transmitir, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.
- **Distribución:** Sector encargado de reducir los niveles de voltaje enviados por el sector de transmisión, para ser utilizados por la población del sector.

Estos sectores son administrados por completo por empresas privadas y dependen de los sistemas interconectados que les provee de electricidad.

En Chile existen a la fecha 4 sistemas interconectados que proporcionan energía eléctrica al país, que funcionan aisladamente los unos de otros. Estos son los siguientes:

- **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**

Este sistema está formado por centrales generadoras y líneas de transmisión ubicadas en la I y II región del país, entre Arica y Antofagasta respectivamente, que abastece al 6,3% de la población chilena.

El SING al 31 diciembre del 2014, se tenía una capacidad de energía instalada de 4.970 MW y durante ese año, se produjeron 17.674 GWh. De esta energía producida, aproximadamente el 90% fue consumido por grandes clientes mineros e industriales. El sistema está constituido principalmente por centrales termoeléctricas de carbón, diésel y gas natural.

- **Sistema Interconectado Central (SIC)**

El SIC abarca desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. Es el sistema más importante del país, suministrando energía al 92,2% de la población, al 31 de diciembre del 2014, alcanzaba una capacidad instalada de 15.179 MW y se produjeron 52.265 GWh de energía eléctrica.

El sistema generador está constituido en un 47,41% por centrales hidráulicas de embalse y pasada; un 51,86% por centrales térmicas a carbón, fuel, diésel y de ciclo combinado a gas natural; y un 0,73% por centrales eólicas.

- **Sistema Eléctrico de Aysén (SEA)**

El Sistema de Aysén atiende el consumo eléctrico de la XI Región. Su capacidad instalada al 31 de diciembre del 2014 era de 44 MW y 136 GWh de energía eléctrica producida, que abasteció al 0,6 % de la población.

- **Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM)**

El Sistema de Magallanes está constituido por cuatro subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir, en la XII Región. La capacidad instalada de este sistema al 31 diciembre del año 2014 fue de 105 MW, donde se produjeron 297 GWh de energía eléctrica, abasteciendo al 0,9 % de la población.

En la figura 5.3 se resume lo descrito anteriormente identificando la potencia instalada, producida y el porcentaje de abastecimiento a la población por los diferentes sistemas interconectados, datos obtenidos hasta el 31 de diciembre del año 2014.

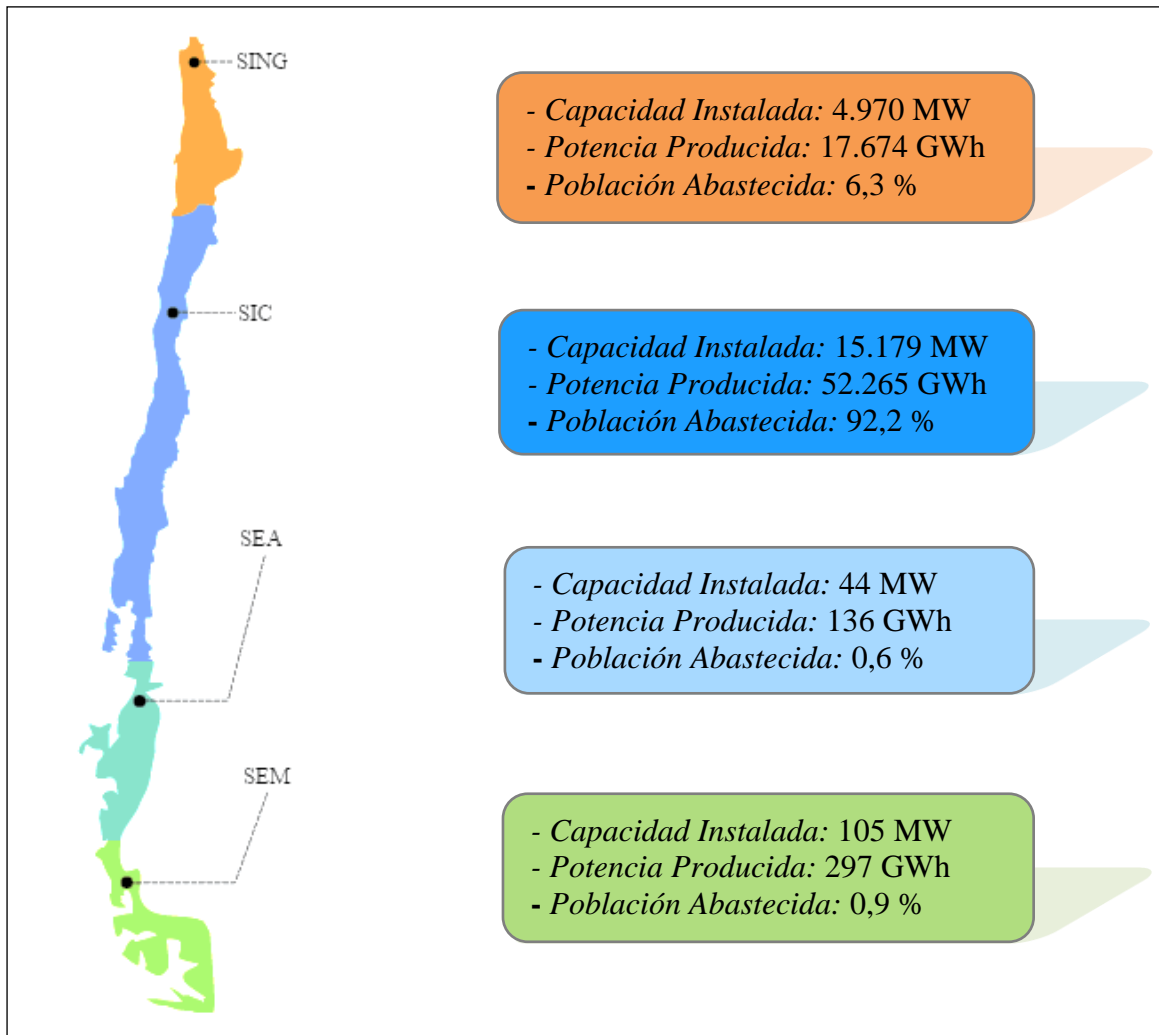


Figura 5.3 Resumen de Potenciales por sistema interconectado.

De esta forma se explicita que los sistemas interconectados más importantes del país son el SING y el SIC, por tener una mayor potencia instalada y producida, además de abastecer a la mayor población del país. En ellos se encuentran diferentes tecnologías de producción que se muestran en la Gráfica 5.4, donde se observa que los mayores generadores de potencia son las centrales hidráulicas y centrales de carbón, aportados al SIC y al SING respectivamente.

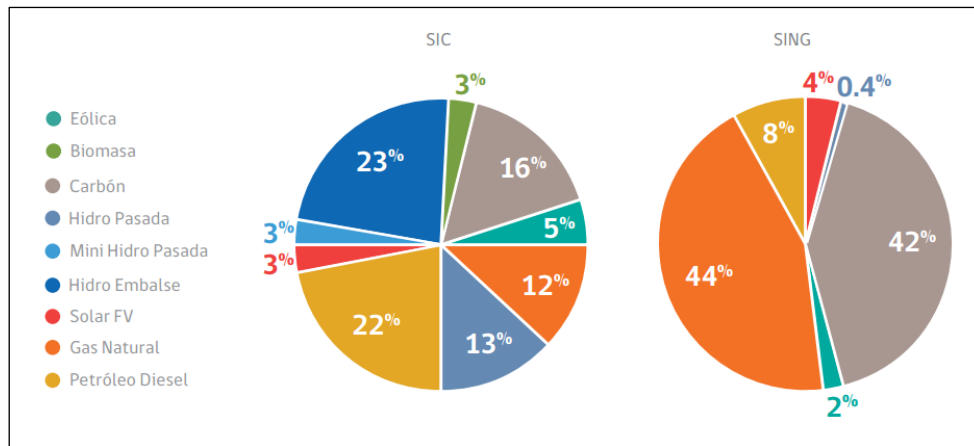


Gráfico 5.4 Capacidad instalada del SIC y SING 2015. [8]

En el SIC, se tiene un mayor porcentaje de energía hidráulica de embalse (23%). Las centrales hidráulicas se dan en este sistema porque presenta ríos de gran caudal, como el río Bío Bío, uno de los ríos más importantes, que recorren de Este a Oeste parte del sur del país. Gracias a su caudal y condiciones geográficas de terreno, se forman lugares propicios para la instalación de centrales hidráulicas, ya sean de embalse o pasada, considerando como punto negativo que las instalaciones de embalse, intervienen una cantidad elevada de hectáreas inundadas, provocando un gran impacto ambiental.

Por otro lado, el SING, a no poseer ríos adecuados para la estación de centrales hidroeléctricas, la mejor solución para compensar el déficit de electricidad de este sistema, fue la incorporación de centrales de combustibles fósiles. Posteriormente, se conoció que el norte del país presenta una radiación solar importante, que puede ser aprovechada mediante tecnología solar de generación eléctrica y es así como se han construido proyectos importantes de este recurso.

De esta misma forma, Chile es reconocido como uno de los países con mayor potencial geotérmico del mundo, el cual no está siendo aprovechado. Dicho potencial se encuentra en los 4 sistemas interconectados del país y perfectamente puede ser competitivo frente a otras tecnologías de generación de energía.

5.3.1.1 Potencia instalada Nacional

En el país existen dos tipos de energía; las centrales termoeléctricas, generadoras de energía a través de combustibles fósiles, y las energías renovables. Esta última se puede dividir en convencionales y no convencionales. Dentro de la convencional, la más importante es la hidráulica a gran escala, ya sea de embalse o pasada.

Las fuentes que componen las energías renovables no convencionales son la eólica, la biomasa, el biogás, la solar, pequeñas hidroeléctricas (generadoras de menos de 20 MW), la geotérmica y la mareomotriz. [17]

La producción de energía eléctrica se realiza por los tipos de energía que se observan en el Gráfico 5.5, que muestra los porcentajes de las tecnologías desarrolladas en el país, las que en conjunto aportan una potencia instalada total de 20.662,46 MW, hasta septiembre del año 2016 [56].

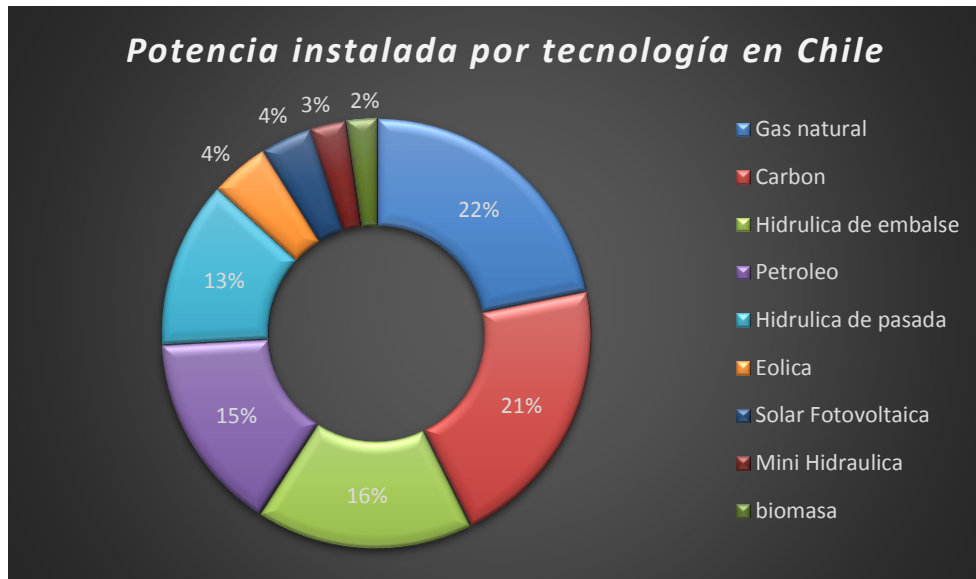


Gráfico 5.5 Potencia instalada por tipos de tecnologías en Chile al año 2016. Adaptada de [56]

Además, se puede ver que las energías renovables no convencionales (ERNC) presentan poca participación dentro de la matriz energética nacional, es por este motivo que el año 2012, el senado aprobó un proyecto de ley, que establece que Chile deberá contar al año 2020, con un 20% de ERNC en su matriz eléctrica [53].

El senador José Antonio Gómez, en ese entonces, también agregó: “Es una meta ambiciosa, 20% de ERNC al 2020, pero no la estaríamos planteando si no fuera por el enorme potencial que tenemos, en una amplia gama de fuentes de energía, como la solar, la eólica, la geotermia, la hidroeléctrica de paso y de pequeña escala, la mareomotriz, cuyos principales beneficios serían el bajo impacto sobre el medio ambiente y bajar nuestra dependencia energética de los combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas”. [53]

En el Gráfico 5.6 se observa el porcentaje de ERNC acumulado hasta septiembre del 2016, frente a las termoeléctricas e hidráulicas de gran escala.

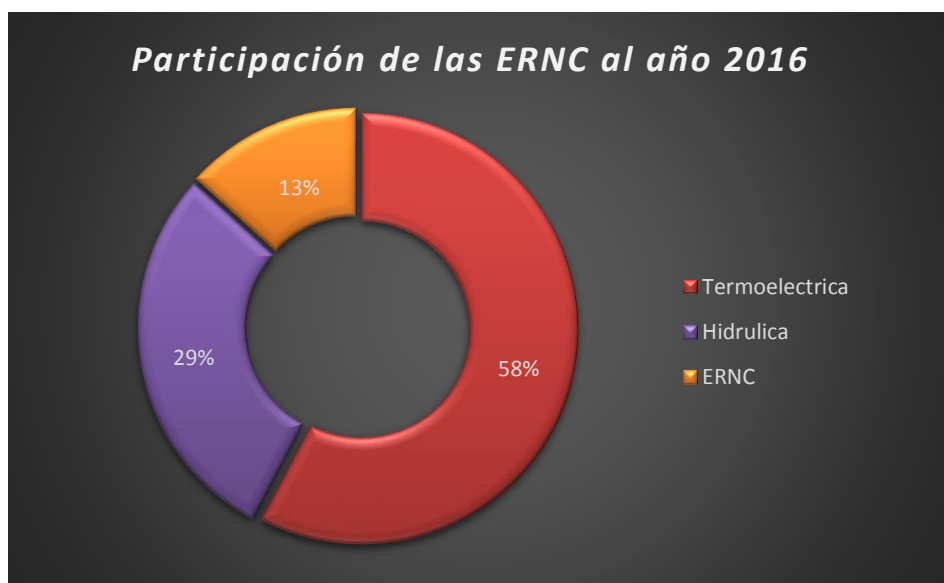


Gráfico 5.6 Participación de las ERNC al año 2016.

Según el Gráfico 5.6, hasta septiembre del año 2016 se tiene un 13% de ERNC, por ende, se infiere que el desafío del país hasta el año 2020 es incrementar en un 7 % este valor. Tarea difícil, por el tiempo que queda para alcanzar ese desafío. Una forma interesante para aumentar el aporte de las ERNC, puede ser solo enfocarse en proyectos que cumplan con estas características y detener los proyectos de combustibles fósiles.

5.3.2 Antecedentes históricos de la geotermia

En el comienzo de los estudios geotérmicos, las exploraciones se restringieron a las regiones de Tarapacá y Antofagasta por ser éstas las más precarias en recursos energéticos e hídricos del país. Las primeras exploraciones geotérmicas en Chile datan de los años 20, donde empresas italianas, perforaron dos pozos de 70 y 80 metros de profundidad en la ciudad de Antofagasta. Luego entre los años 1968 y 1976 se realizaron una serie de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos en áreas seleccionadas de la zona norte del país apoyados por un proyecto suscrito entre la Corporación de Fomento a la Producción (CORFO) y el Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas (UNDP), que culminó en la perforación de 6 pozos exploratorios en la zona de El Tatio, norte del país.

Desde ahí, la investigación que actualmente se conoce acerca de las posibilidades de energía geotérmica de Chile se basa en los estudios vulcanológicos y geoquímicos de áreas termales, realizados por investigadores del Departamento de Geología de la Universidad de Chile y del Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin). Los programas en favor al desarrollo geotérmico en Chile, fueron paralizados hacia 1979 a nivel estatal y hasta 1995, la Universidad de Chile fue la principal institución que se dedicó a la investigación en esta área. *Adaptado de [48].*

La entrada del gas natural retrasó el desarrollo de diferentes proyectos debido a su bajo costo. Sin embargo, las condiciones de racionamiento de gas de parte de Argentina, han vuelto a motivar al país con respecto a la diversificación y el avance de proyectos geotérmicos. *[64]*

Es por esta razón que el senado firmó el proyecto a favor de las ERNC, el cual dice que Chile deberá contar al año 2020, con un 20% de energías renovables no convencionales en su matriz energética *[53]*. Incluso se menciona una meta al año 2050, la que señala que al menos el 70% de la generación eléctrica nacional debe provenir de energías renovables *[2]*, donde el complemento de esta matriz renovable deberá utilizar al máximo la infraestructura de generación existente que contribuya a un desempeño eficiente del sistema, privilegiando los nuevos desarrollos con tecnologías bajas en emisiones y que sean costos eficientes.

Chile, mediante lo mencionado anteriormente, ha logrado entender el potencial que cuenta el territorio para el desarrollo de estas energías, es así que el avance, particularmente por la energía geotérmica, ha ido en progreso con múltiples investigaciones y concesiones de terrenos para la exploración y explotación.

5.3.3 Concesiones geotérmicas

El año 2000, se creó la Ley N° 19.657 “Sobre Concesiones de Energía Geotérmica”. Que promueve la exploración y explotación de recursos geotérmicos por parte de las empresas privadas, y establece la existencia de concesiones de exploración y explotación que se conceden mediante el Ministerio de Energía *[13]*. El Ministerio de energía es el encargado de la aplicación, control y cumplimiento de la Ley. Regula el otorgamiento, ejercicio y extinción de las concesiones de energía geotérmica. Cualquier persona natural o jurídica puede solicitar una concesión si cumple los requisitos. La Tabla 5.5 detalla las principales características que tiene una concesión, sea de exploración o explotación.

Característica	Exploración	Explotación
Superficie máxima	100.000 hectáreas	20.000 hectáreas
Duración	2 Años	Indefinido
Garantía	No tiene	Patente Actual
Extinción	<ul style="list-style-type: none"> • Caducidad del periodo • Renuncia 	<ul style="list-style-type: none"> • No pago de patente • No desarrollo de investigación • Renuncia
Titular	<ul style="list-style-type: none"> • Persona natural chilena • Persona Jurídica 	<ul style="list-style-type: none"> • Persona natural chilena • Persona Jurídica
Capital mínimo exigido	<ul style="list-style-type: none"> • 5.000 UF (Persona natural) • 10.000 UF (Persona jurídica) 	<ul style="list-style-type: none"> • 5.000 UF (Persona natural) • 10.000 UF (Persona jurídica)
Método de asignación	<ul style="list-style-type: none"> • Directa • Licitación (Obligatoria para fuentes probables) 	<ul style="list-style-type: none"> • Directa • Licitación (Obligatoria para fuentes probables)

Tabla 5.5 Características de las concesiones. Adaptado de [17]

La exploración geotérmica en Chile ha sido muy activa en los últimos años, de acuerdo a cifras que maneja el ministerio de energía, actualmente existen en el país 75 concesiones de exploración vigentes, con una superficie de 3 millones de hectáreas y US\$ 380 millones en compromisos de inversión. Además de ocho concesiones de explotación vigentes desde el año 2013, con aproximadamente 38.000 ha y US\$ 1.160 millones en compromisos de inversión. [21]

Uno de los problemas presentes en el desarrollo de proyectos geotérmicos es el gran tiempo que involucra la investigación, la exploración y permisos previos a la perforación y construcción. Una planta definitiva, puede llegar a durar en su totalidad entre 6 a 8 años. [63]

La Figura 5.4 muestra el tiempo que demora la exploración en sus fases de reconocimiento, superficial y profunda, además de un tiempo aproximado de 7 años para empezar la producción, tiempo bastante mayor a otros tipos de energía renovable como la eólica o la solar fotovoltaica.

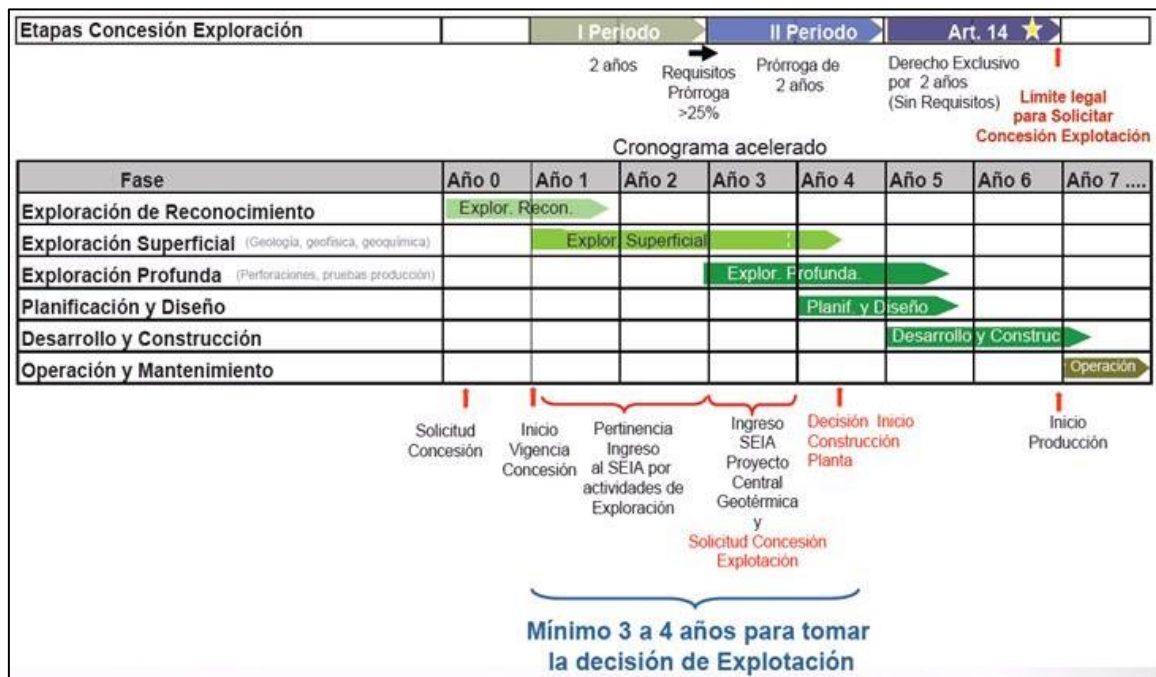


Figura 5.4 Cronograma y proceso de una concesión geotérmica. [41]

5.3.4 Potencial geotérmico de Chile

Durante décadas se ha considerado que Chile tiene un alto potencial geotérmico, debido a sus condiciones geotectónicas asociadas a un arco volcánico activo en un límite convergente de placas. Estimaciones actuales señalan que el potencial geotérmico para la generación eléctrica a partir de geotermia en un lapso de 20 años y con la tecnología actual, es de entre 1.235 a 3.550 MW. [41]

En la Figura 5.5 se expone el potencial estimado en el país, que se espera en los próximos 20 años, identificando los dos principales sistemas interconectados del país y su respectivo potencial en cada uno de ellos. Información entregada por la empresa Energía Andina, dedicada a la exploración y explotación de la energía geotérmica en el país.

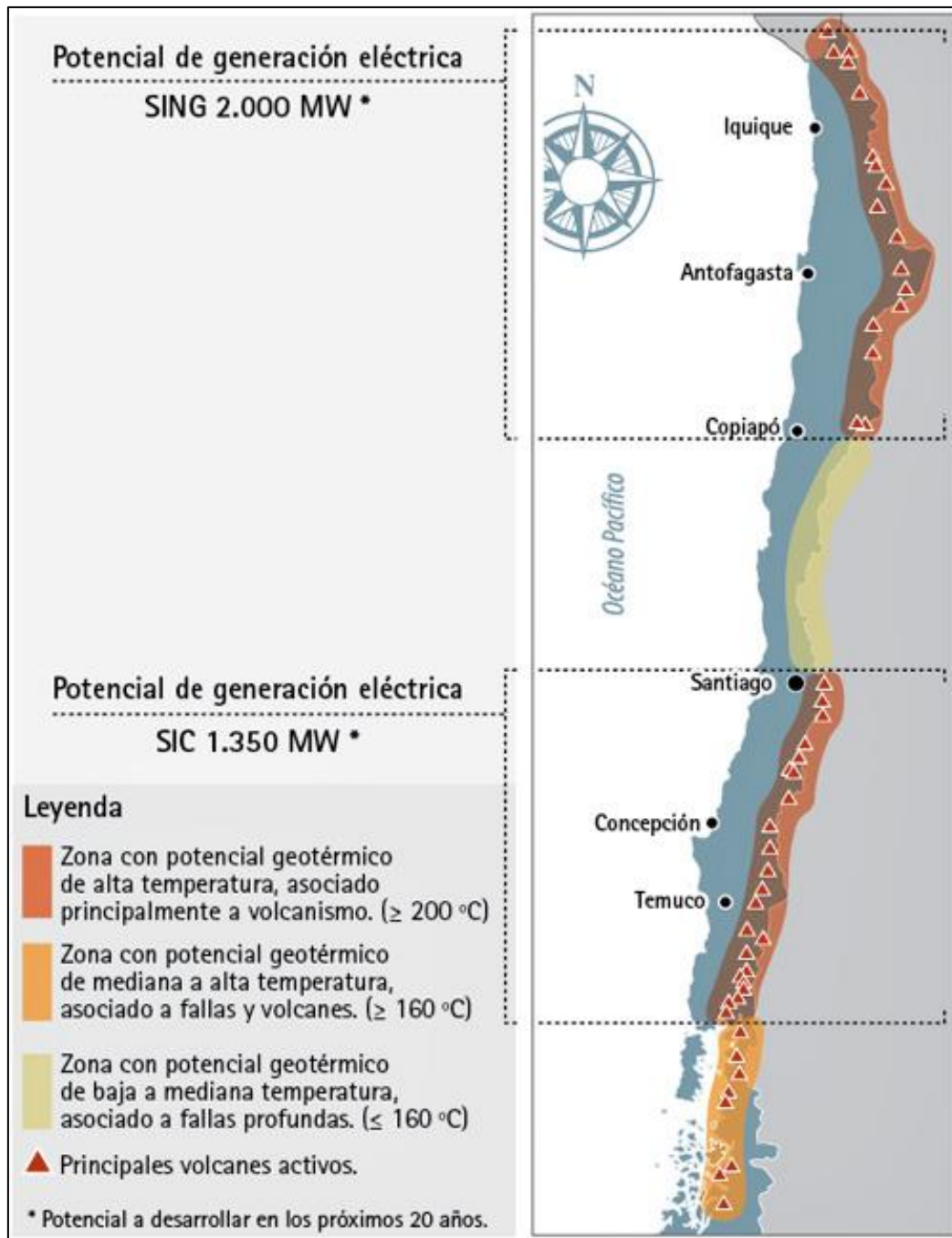


Figura 5.5 Potencial geotérmico nacional. [41]

En la Tabla 5.6 se muestran las regiones que cuentan con gran potencial energético, especificando el nombre de la fuente y el rango de potenciales energéticos para generar energía eléctrica, además de la superficie en la que está distribuido el potencial y el respectivo concesionario del área. Esta tabla, se encuentra acompañada por la Figura 5.6 para conocer de mejor forma la ubicación de cada fuente geotérmica en su respectiva región.

Región	Fuente Geotérmica	Potencial estimado [MW]	Superficie [Hectáreas]	Concesionario
I	Puchuldiza	25 – 100	50.000	CORFO
II	Apacheta	150 – 250	33.000	Geotérmica del Norte
II	El Tatio	100 – 400	7.200	Geotérmica del Tatio S.A
II	La Torta	100 – 400	39.100	Geotérmica del Norte
V	Volcán San José	50 – 100	40.000	GFG Chile S.A.
VII	Calabozo	300 – 1.000	75.000	GFG Chile S.A.
VII	Laguna del Maule	50 – 200	60.000	Universidad de Chile
VIII	Copahue I	100 – 250	72.900	GFG Chile S.A.
VIII	Copahue II	100 – 250	7.000	GFG Chile S.A.
X	Carran/ Puyehue I	100 – 300	28.000	Universidad de Chile
X	Carran/ Puyehue II	100 – 300	12.600	Universidad de Chile

Tabla 5.6 Potencial por fuente geotérmica. Adaptado de [13]



Figura 5.6 Fuentes geotérmicas por región. [47]

5.3.5 Producción geotérmica nacional

En el país, hasta la fecha no existe energía eléctrica en la matriz energética proporcionada por centrales geotérmicas, pero cuenta con concesiones de terrenos para la exploración y explotación, además de 2 proyectos en su fase de construcción. Las centrales con mayor estado de avance son el Proyecto “Cerro Pabellón”, ubicado en la región de Antofagasta, de 50 MW de capacidad y el Proyecto “Curacautín” de 70 MW de potencia, ubicado en la región del Bío Bío. Si bien a la fecha ninguna de ellas está en etapa de producción, se proyecta que por lo menos una, pueda estar en operaciones hacia el año 2017 y ser la primera planta geotérmica del país. *Adaptado de [48]*

5.3.5.1 Central geotérmica Cerro Pabellón

El proyecto Cerro Pabellón contempla la construcción y operación de una planta geotérmica en Pampa Apacheta, 100 km al noreste de la ciudad de Calama en la región de Antofagasta. El complejo incluirá 20 pozos geotérmicos de entre 1.900 m y 2.700 m de profundidad [58]. La energía generada será aportada al SING a través de una línea de transmisión de 220 kV de circuito simple que se extenderá por 73 km desde la planta geotérmica a la subestación El Abra.



Fotografía 5.7 Pozo de Producción de la central Geotérmica Cerro Pabellón. [44]

Características: *Adaptado de [52 y 58]*

- **Nombre:** Central Geotérmica Cerro Pabellón.
- **Ubicación:** II Región de Antofagasta a 100 km al noreste de la ciudad de Calama.
- **Desarrollado por:** Geotermia del norte. Conformado en un 51% por la empresa italiana Enel Green Power y 49% la petrolera estatal chilena, ENAP.
- **Inversión:** US\$ 320 millones.
- **Vida útil:** 50 años.
- **Capacidad del proyecto:** Generación 50 MW.
- **Tecnología del proyecto:** La planta incluirá una unidad de evaporación simple flash de 40 MW y una planta de ciclo binario de 10 MW.
- **Etapa desarrollo:** En Construcción.
- **Fecha término:** 2017.

5.3.5.2 Central geotérmica Curacautín

El proyecto geotérmico Curacautín producirá electricidad utilizando recursos de energía geotérmica localizados en el área del volcán Tolhuaca. La exploración del lugar demostró la existencia de un depósito superficial de vapor seco y reveló una alta probabilidad de encontrar un recurso más profundo de alta temperatura y de gran calidad. La compañía se adjudicó el acceso a la zona en enero de 2009, ese mismo año y el próximo, se realizaron dos perforaciones de exploración, los pozos Tol-1 y Tol-2, que permitieron comprobar la existencia de un reservorio en el lugar [14]. Luego de obtener resultados positivos, se procedió con la perforación profunda mediante técnicas direccionales de los pozos de reinyección y producción, donde el pozo Tol-3 alcanzó una profundidad de unos 2.500 m y el pozo Tol-4 unos 2.300 m aproximadamente [63].

Con el fin de acortar los tiempos de desarrollo de la central geotérmica, una de las alternativas evaluadas, pero no concluyente, sería adelantar una parte y desarrollar el proyecto en fases. Esto permitiría instalar una primera etapa, llamada Unidad 1, utilizando el vapor producido por los pozos ya perforados y que podría generar unos 12 MW. Si se logra materializar este plan, la Unidad 1 podría entrar en funcionamiento en el año 2015 – 2016 [63]. El proyecto en su conjunto debería ofrecer electricidad suficiente para cubrir las demandas de las ciudades vecinas de Temuco y Valdivia.



Fotografía 5.8. Pozo de Producción de la central Geotérmica Curacautín. [14]

Características: *Adaptado de [14 y 45]*

- **Nombre:** Central Geotérmica Curacautín.
- **Ubicación:** Región de la Araucanía (IX Región), en el sur de Chile. Sector norponiente de los flancos del volcán Tolhuaca, en el municipio de Curacautín.
- **Desarrollado por:** MRP Geotermia Chile.
- **Inversión:** US\$ 330 millones.
- **Vida útil:** 40 años.
- **Capacidad del proyecto:** Generación 70 MW.
- **Etapas de desarrollo:** Factibilidad.
- **Fecha término:** 2018.

6.- ESTUDIO TÉRMICO DEL RECURSO GEOTÉRMICO

6.- Estudio Térmico del Recurso Geotérmico

6.1 Ubicación de la central geotérmica

Dado el potencial que existe en el territorio chileno, y pese a las exploraciones que se han hecho en diferentes áreas que se encuentran en estudio, solo se han conseguido 2 proyectos para la generación de energía eléctrica, que están en su fase de desarrollo. Debido a que las áreas estudiadas en el territorio nacional la llevan a cabo sociedades externas, se han enviado correos para conseguir los parámetros necesarios de un área determinada para desarrollar el estudio térmico, donde no se ha obtenido respuesta satisfactoria por parte de estas empresas (Anexo A.4.1), principalmente porque reservan sus estudios, debido al dinero y tiempo que han invertido para obtenerlos.

Observando que la dificultad para conseguir estos datos es mayor al no ser parte de la institución, se optara por ubicar la implementación de la central geotérmica en una zona específica del país, que en este caso es el de sector Alto Bío Bío.

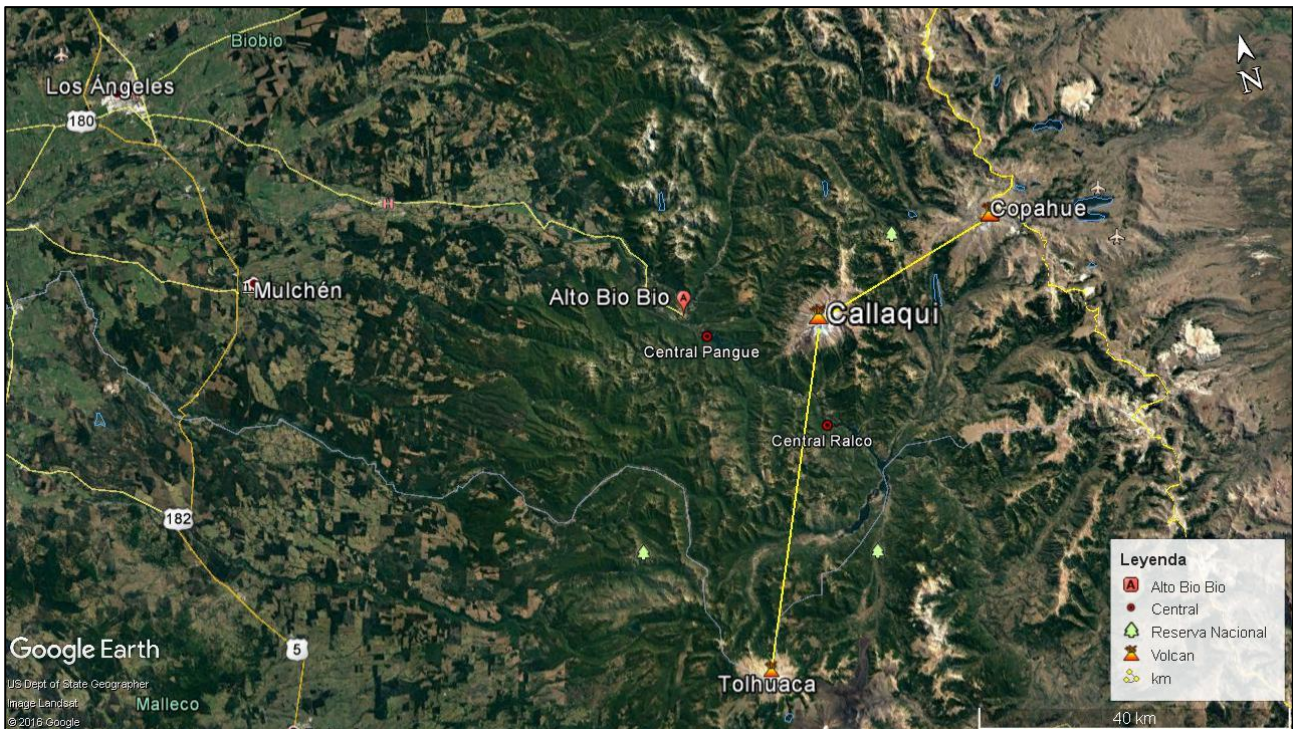
6.1.1 Características del sector

El sector de Alto Bío Bío está ubicado en la Región del Bío Bío (VIII Región), de Chile, en plena Cordillera de Los Andes, aproximadamente a 100 km de la ciudad de Los Ángeles y cuyas coordenadas específicas son $38^{\circ}03'00''\text{S}$; $71^{\circ}19'00''\text{O}$. Abarca una superficie de 2.125 km² y una altitud media de 973 m.s.n.m. El sector de Alto Bío Bío se caracteriza por sus atractivos naturales, principalmente por la flora y fauna nativa de la Cordillera de los Andes, y culturales, vinculados a la presencia de 12 comunidades pehuenches. Existe además la presencia de dos volcanes en la zona, el volcán Callaqui y el Copahue que permiten la presencia de fuentes termales en algunos lugares del sector. *Adaptado de [72]*

En el ámbito energético, el sector posee instalada dos centrales hidráulicas de embalse en el río Bío Bío. La más grande del país, la central hidráulica Ralco de 690 MW de potencia instalada, puesta en servicio el año 2004 y la central hidroeléctrica Pangué de 456 MW de capacidad instalada, construida en 1996. Ambas suman un gran potencial, pero también una cantidad importante de hectáreas inundadas, alrededor de 1.100 ha en conjunto. *Adaptado de [46]*

La presencia de dos volcanes en el sector, hace un lugar atractivo para el desarrollo de la energía geotérmica, no obstante, se deben realizar exploraciones a través de sondeos geotérmicos que determinan si existe presencia de reservorios, que puedan dar paso a la instalación de una central geotérmica. Pero el hecho de estar en la Cordillera Andina, lugar en donde pasa el cinturón del fuego del Pacífico, existe una probabilidad concreta que se presente actividad volcánica y presente mayores posibilidades de encontrar intrusiones magmáticas en el subsuelo. De esta forma, existe en la zona un alto gradiente geotérmico que conlleva a un elevado flujo de calor, que se observa en el Capítulo 5, en la Figura 5.2 y cuyos valores están entre 80 y 120 mW/m².

En la Fotografía 6.1 se observa la ubicación, mediante Google Earth, del sector Alto Bío Bío, los volcanes mencionados y las centrales hidráulicas que están instaladas. Añadiendo, también, la ubicación del volcán Tolhuaca, donde se está construyendo la central geotérmica Curacautín. En líneas amarillas se muestra la distancia que separa los volcanes, entre el volcán Copahue y el Callaqui hay 23,7 km y entre este último y el Tolhuaca hay 44,7 km aproximadamente.



Fotografía 6.1 Mapa satelital del sector Alto Bío Bío.

La central geotérmica a evaluar en el proyecto, se pretende instalar a los pies del volcán Callaqui, porque en esa zona existe presencia de fuentes termales, conocidas como las termas “El Avellano”, de esta forma, si hay presencia de aguas calientes, la probabilidad de encontrar un cuerpo de magmático alojado en el subsuelo es mayor, dado que se está produciendo el calentamiento de las aguas del río Bío Bío filtradas de forma natural, a través de fracturas o fallas presentes en la roca hacia un acuífero en el subsuelo.

Otro factor a considerar es que la central geotérmica se ubicaría relativamente cerca de la central hidráulica Ralco, lo que significa que las líneas de transmisión de energía desde el sector a las subestaciones se encuentran construidas. Al ser así, la energía producida por la central geotérmica puede aprovechar estas líneas de alta tensión para transportar su energía eléctrica.

En la Fotografía 6.2 se muestran dos posibles ubicaciones de la central geotérmica identificando, además donde está situada la central hidráulica Ralco y la presencia de las fuentes termales “El Avellano”, que según el Anexo A.9.2, sus aguas termales están a una temperatura de 81°C.

Por último, en la Fotografía 6.3 se ven en detalle las posibles ubicaciones de la central geotérmica, la primera que estaría a 1,72 km de las termas “El Avellano” (línea verde) con una superficie de 13 ha (polígono amarillo) y la segunda ubicación estaría a 1 km de la primera (línea blanca) con una superficie de 15,3 ha (representada en el polígono rojo).



Fotografía 6.2 Mapa satelital de la posible ubicación de la C.G.



Fotografía 6.3 Mapa satelital de la posible ubicación de la C.G. y sus características.

6.2 Metodología de cálculo para determinar el potencial eléctrico

6.2.1 Método volumétrico USGS “Heat in Place” con simulación de Montecarlo.

Para obtener una estimación del potencial eléctrico que podría ser producido a partir de un yacimiento geotérmico, identificado durante una exploración temprana, es necesario aplicar una metodología de cálculo desarrollada por investigadores geológicos de los Estados Unidos en la década de 1970. El método se conoce como “USGS Heat in Place” y se ha ido perfeccionando con el paso de los años, en la actualidad es el método utilizado a lo largo del mundo para cuantificar la incertidumbre de las estimaciones que se conozcan de un recurso geotérmico previo.

El método USGS “Heat in place” conocido también como método volumétrico, utiliza variables como, la temperatura, el área, espesor y el factor de recuperación térmica de un yacimiento geotérmico, así también requiere de otras variables que serán presentadas en la metodología de cálculo. Estos datos suelen ser estimaciones debido a la incertidumbre de los datos reales que permiten determinar el calor almacenado en el lugar. El método volumétrico, dado que se basa en función de datos estimados del yacimiento, requiere del modelo de simulación de MonteCarlo para converger a un resultado más probable, mediante una distribución de probabilidades. De esta forma, el método volumétrico USGS simulado con MonteCalo, se utiliza para simular cálculos de capacidad energética, que determinan probables resultados del potencial de un recurso geotérmico.

A continuación, se presenta la metodología actualizada al año 2015, donde se muestra la analogía de las ecuaciones utilizadas y luego la aplicación para un ciclo flash y un ciclo binario.

6.2.2 Calor recuperable del yacimiento

Para aplicar el método USGS “Heat in place” y evaluar la cantidad de calor recuperable presente en el yacimiento, se debe considerar un recurso que se encuentre totalmente en fase líquida [28], de este modo las ecuaciones para el cálculo se presentan a continuación.

El calor almacenado en el reservorio geotérmico viene dado por:

$$q_R = \bar{\rho}_c \cdot V \cdot (T_R - T_r) \quad [6.1]$$

Donde:

q_R : Calor almacenado en el reservorio (kJ ó J).

$\bar{\rho}_c$: Capacidad térmica volumétrica (kJ/m³°C ó kJ/m³ · K).

V : Volumen del reservorio (km³ ó m³) = $A \times H$.

A : Área del reservorio (km² ó m²).

H : Altura o espesor del reservorio (km ó m).

T_R : Temperatura promedio del reservorio o yacimiento (°C ó K).

T_r : Temperatura de referencia o de abandono (°C ó K).

Si no se conoce la Capacidad térmica volumétrica, se puede calcular de la siguiente manera:

$$\bar{\rho}_c = (\phi \cdot \rho_w \cdot c_w + (1 - \phi) \cdot \rho_r \cdot c_r) \quad [6.2]$$

Donde:

- ϕ : Porosidad del tipo de roca (Adimensional, valores entre 0 y 1).
- ρ_w : Densidad del agua (kg/m^3).
- ρ_r : Densidad de los granos de la roca (kg/m^3).
- c_w : Capacidad calorífica del agua ($\text{kJ}/\text{kg} \cdot \text{K}$).
- c_r : Capacidad calorífica de los granos de la roca ($\text{kJ}/\text{kg} \cdot \text{K}$).

La elección de la temperatura de referencia es muy importante ya que tiene un gran efecto en el valor calculado para el calor recuperable del yacimiento. En cálculos realizados por parte de USGS, se han elegido dos opciones, la temperatura ambiente (aprox. 15°C) o la del condensador (aprox. 40°C), pero se han llegado a conclusiones de que los valores obtenidos no son tan realistas. Es así que, para determinar el calor recuperable, la temperatura de referencia está restringida al calcular el calor almacenado. De esta forma, se adopta el concepto de temperatura de abandono y que dependerá del ciclo que potencia que se elija. Para un tipo de planta de energía flash, la temperatura de abandono está dada por la temperatura de saturación a la presión del separador, y para una planta de ciclo binario, la temperatura de abandono se define como la temperatura del punto de pellizco (T_p) y es igual a la diferencia de temperatura que tiene el fluido de trabajo y el fluido geotérmico presente en el intercambiador de calor (evaporador), más la temperatura de líquido saturado del fluido de trabajo (T_b). Adaptado de [29]

$$T_p = T_b + \Delta T \quad [6.3]$$

Donde:

- T_p : Temperatura del punto de pellizco ($^\circ\text{C}$ ó K).
- T_b : Temperatura de líquido saturado del fluido de trabajo ($^\circ\text{C}$ ó K).
- ΔT : Diferencia de temperatura del fluido de trabajo y geotérmico ($^\circ\text{C}$ ó K).

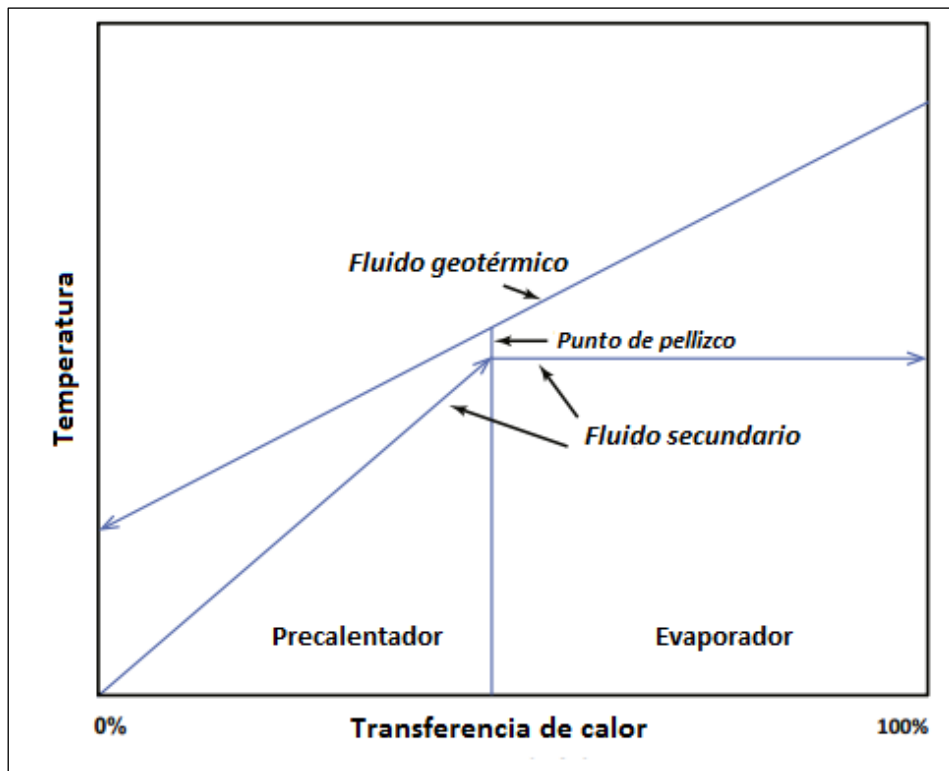


Figura 6.1 Temperatura del punto de pellizco (T_p). Adaptado de [29]

El calor almacenado se lleva a la superficie con un factor de recuperación geotérmico (R_g), que se define como la relación de calor recuperado en la superficie del pozo y el calor almacenado en el reservorio.

$$R_g = \frac{q_w}{q_R} \quad [6.4]$$

Donde:

R_g : Factor de recuperación geotérmico (Adimensional).

q_w : Calor recuperado en la superficie del pozo (J o BTU).

q_R : Calor almacenado en el reservorio (J o BTU).

De esta forma, combinando las ecuaciones [6.1] y [6.4] se tiene que:

$$q_w = \alpha \cdot (T_R - T_r) \quad [6.5]$$

Donde:

$$\alpha = R_g \cdot \bar{\rho}_c \cdot V \text{ (kJ/}^\circ\text{C ó kJ/K)}.$$

6.2.3 Trabajo disponible y eficiencia de conversión

En un yacimiento geotérmico se requiere extraer el calor existente con la ayuda del fluido geotérmico, donde el fluido absorbe calor en el reservorio y lo lleva a la superficie para ser aprovechado, en este proceso existe una pérdida de calor en el pozo por la distancia y tiempo que demora el fluido en ascender, lo que significa que la temperatura de abandono del fluido es menor a la del yacimiento. Para el cálculo se supone un flujo isoentálpico en el pozo y se desprecia el trabajo necesario para elevar el agua a la superficie, de modo que la entalpía producida en la superficie del pozo es igual a la del agua líquida a la temperatura T_R de esta forma se tiene:

$$h_f = h_f|_{T_R} \quad [6.6]$$

Donde:

$h_f|_{T_R}$: Entalpía del agua líquida saturada a la temperatura T_R (kJ/kg).

La cantidad de fluido producida en la superficie del pozo, está dada por:

$$m_w = \frac{q_w}{(h_f|_{T_R} - h_f|_{T_r})} \quad [6.7]$$

Donde:

m_w : Cantidad de fluido líquido producido en la superficie (kg).

$h_f|_{T_r}$: Entalpía del agua líquida saturada a la temperatura T_r (kJ/kg).

Sustituyendo la ecuación [6.5] en la [6.7] se tiene lo siguiente:

$$m_w = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_r)}{(h_f|_{T_R} - h_f|_{T_r})} \quad [6.8]$$

La disponibilidad tiene un rol importante en el método volumétrico USGS. Esta se define como la salida máxima de trabajo que puede obtenerse teóricamente a partir de una sustancia a condiciones termodinámicas específicas con relación a su entorno.

Para lograr este resultado ideal, se deben cumplir dos condiciones: [28]

- (i) Todos los procesos que tienen lugar dentro del sistema deben ser perfectamente reversibles.
- (ii) El estado de todos los fluidos, de haber salido del sistema debe estar en equilibrio termodinámico con su entorno.

La primera de las condiciones quiere decir que en los procesos se deben despreciar las pérdidas debidas a fricción, turbulencia y otras fuentes de irreversibilidad. La segunda condición requiere que cualquier fluido descargado fuera del sistema debe estar en equilibrio con su entorno.

Ninguno de los ciclos de potencia real puede cumplir estas condiciones y la energía eléctrica generada es siempre menor que el trabajo disponible. La eficiencia de conversión es la relación de energía eléctrica real al trabajo producido. Despreciando los efectos de las energías cinética y potencial, la máxima producción de energía por unidad de masa de la sustancia (e) está dada por:

$$e = h_g - h_{fx} - T_{xk}(S_g - S_{fx}) \quad [6.9]$$

Donde:

e : Máxima producción de energía por unidad de masa (kJ/kg).

h_g : Entalpía del vapor saturado a la entrada de la turbina a temperatura T (kJ/kg).

h_{fx} : Entalpía del líquido saturado a la salida de la turbina a temperatura T (kJ/kg).

T_{xk} : Temperatura absoluta a la salida de la turbina ($^{\circ}K$).

S_g : Entropía del vapor saturado a la entrada de la turbina a temperatura T (kJ/kg · K).

S_{fx} : Entropía del líquido saturado a la salida de la turbina a temperatura T (kJ/kg · K).

Para la unidad de masa de la sustancia la disponibilidad del trabajo está dada por:

$$W_A = m \cdot e = m \cdot \{h_g - h_{fx} - T_{xk}(S_g - S_{fx})\} \quad [6.10]$$

Donde:

W_A : Trabajo disponible (J ó kJ).

m : Unidad de masa de la sustancia (kg).

Para obtener el trabajo disponible aplicado al método USGS, se debe reemplazar la ecuación de la masa [6.8] en la ecuación [6.10], considerando la entalpía h_g , igual a $h_f|_{T_R}$ y una temperatura de referencia T_r , igual la temperatura ambiente T_A que a menudo es considerada en $15^{\circ}C$ [28]. De esta forma se tiene:

$$W_{AUSGS} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_A)}{(h_R - h_A)} \cdot (h_R - h_A - T_{Ak}(S_R - S_A)) \quad [6.11]$$

Donde:

- W_{AUSGS} : Trabajo disponible por el metodo USGS (kJ ó J).
- T_R : Temperatura del reservorio ($^{\circ}C$ ó K).
- h_R : Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_R (kJ/kg).
- S_R : Entropía del líquido saturado a la temperatura T_R (kJ/kg · K).
- T_A : Temperatura ambiente, igual a $15^{\circ}C$.
- T_{Ak} : Temperatura ambiente absoluta, igual a $(15 + 273)$ K.
- h_A : Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_A (kJ/kg).
- S_A : Entropía del líquido saturado a la temperatura T_A (kJ/kg · K).

Como se mencionó anteriormente, la temperatura ambiente no se considera debido a que produce variaciones alejadas del potencial estimado. El valor de esta temperatura dependerá del tipo de ciclo a utilizar. A continuación, se describen los dos tipos de ciclos y su metodología para el cálculo de potencial eléctrico.

6.2.3.1 Metodología de cálculo ciclo flash

En este ciclo la masa que entra a la turbina no es la misma que la utilizada en la ecuación [6.11], dado que en los ciclos simple flash, el fluido geotérmico se envía al separador de fases y solo el vapor separado se utiliza para generar energía, mientras que, la parte líquida se inyecta en el depósito. En este caso se supone que el fluido producido, con una temperatura media T en la superficie del pozo, se separa a la temperatura del separador. Asumiendo que éste trabaja a una presión de 5 bar, implica una temperatura de separación (T_{Sep}) de $151,831^{\circ}C$. [28]

Así, la masa del fluido producido en la superficie del pozo está dada por la ecuación [6.8] con T_r igual a T_{Sep} y la fracción de vapor de fluido geotérmico es:

$$m_{stm} = m_w \cdot \left(\frac{h_f|_{T_R} - h_f|_{T_{Sep}}}{h_{fg}|_{T_{Sep}}} \right) \quad [6.12]$$

Donde:

- m_{stm} : Cantidad de vapor producido en el separador (kg).
- $h_f|_{T_R}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_R (kJ/kg).
- $h_f|_{T_{Sep}}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_{Sep} (kJ/kg).
- $h_{fg}|_{T_{Sep}}$: Entalpía líquido – vapor a la temperatura T_{Sep} (kJ/kg).

Combinando las ecuaciones [6.8] y [6.12], se tiene lo siguiente:

$$m_{stm} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_{Sep})}{h_{fg}|_{T_{Sep}}} \quad [6.13]$$

Sustituyendo m_{stm} por m en la ecuación [6.10], se tiene que el trabajo disponible para una planta simple flash, es igual a:

$$W_{Aflash} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_{Sep})}{h_{fg}|_{T_{Sep}}} \cdot \left\{ h_g|_{T_{Sep}} - h_f|_{T_C} - T_{Ck} (S_g|_{T_{Sep}} - S_f|_{T_C}) \right\} \quad [6.14]$$

Donde:

- W_{Aflash} : Trabajo disponible del ciclo flash (kJ).
- $h_{fg}|_{T_{Sep}}$: Entalpía líquido – vapor a la temperatura T_{Sep} (kJ/kg).
- $h_g|_{T_{Sep}}$: Entalpía del vapor a la temperatura T_{Sep} (kJ/kg).
- $S_g|_{T_{Sep}}$: Entropía del vapor saturado a la temperatura T_{Sep} (kJ/kg · K).
- T_C : Temperatura del condensador, se asume igual a 40°C (°C).
- T_{Ck} : Temperatura absoluta del condensador, igual a (40 + 273) K (K).
- $h_f|_{T_C}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_C (kJ/kg).
- $S_f|_{T_C}$: Entropía del líquido saturado a la temperatura T_C (kJ/kg · K).

6.2.3.2 Metodología de cálculo ciclo binario

En el ciclo binario, el fluido geotérmico producido a una determinada temperatura le transfiere calor al fluido de trabajo y luego se reinyecta al depósito. La presión de entrada a la turbina (P_e) es la correspondiente a la temperatura de saturación del fluido de trabajo (T_b), donde se supone que se encuentra saturado a la entrada de la turbina. Con la diferencia de temperatura (ΔT) y la temperatura de saturación del fluido de trabajo, la temperatura de pellizco (T_p), está dada por la ecuación [6.3]. De esta forma el calor entregado por el fluido geotérmico al fluido de trabajo está dado por la ecuación [6.5] o la ecuación [6.7], con la T_p como temperatura de abandono y se determina mediante:

$$Q = m_w \cdot (h_f|_{T_R} - h_f|_{T_p}) = \alpha \cdot (T_R - T_p) \quad [6.15]$$

Donde:

- Q : Calor entregado por el fluido geotérmico (kJ).
- T_R : Temperatura del reservorio (°C ó K).
- $h_f|_{T_R}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_R (kJ/kg).
- T_p : Temperatura de pellizco (°C ó K).
- $h_f|_{T_p}$: Entalpía del líquido saturado a la temperatura T_p (kJ/kg).

La masa de vapor del fluido de trabajo producida por el calor Q es:

$$m_{FT} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_p)}{h_{fg}|_{T_b}} \quad [6.16]$$

Donde:

- m_{FT} : Masa de vapor del fluido de trabajo (kg).
- T_b : Temperatura de saturación del fluido de trabajo (°C ó K).
- $h_{fg}|_{T_b}$: Entalpía líquido – vapor del fluido de trabajo a la T_b (kJ/kg).

Luego, sustituyendo la ecuación [6.16] en la [6.10] y añadiendo un último término que denota el trabajo necesario para elevar la presión del fluido de trabajo, desde la presión del condensador a la presión de entrada en la turbina. Se tiene:

[6.17]

$$W_{Abinario} = \frac{\alpha \cdot (T_R - T_p)}{h_{fg}|_{T_b}} \cdot \{h_g|_{T_b} - h_f|_{T_C} - T_{Ck}(S_g|_{T_b} - S_f|_{T_C}) - V|_{T_C, P_b} \cdot (P_e|_{T_b} - P_b|_{T_C})\}$$

Donde:

- $W_{Abinario}$: Trabajo disponible del ciclo binario (kJ).
- $h_{fg}|_{T_b}$: Entalpía líquido – vapor del fluido de trabajo a la T_b (kJ/kg).
- $h_g|_{T_b}$: Entalpía del vapor del fluido de trabajo a la T_b (kJ/kg).
- $S_g|_{T_b}$: Entropía del vapor saturado del fluido de trabajo a la T_b (kJ/kg · K).
- T_C : Temperatura del condensador, (°C ó K).
- T_{Ck} : Temperatura absoluta del condensador (K).
- $h_f|_{T_C}$: Entalpía del líquido saturado del fluido de trabajo a la T_C (kJ/kg).
- $S_f|_{T_C}$: Entropía del líquido saturado del fluido de trabajo a la T_C (kJ/kg · K).
- $P_b|_{T_C}$: Presión de saturación del fluido de trabajo a la T_C (kPa).
- $V|_{T_C, P_b}$: Volumen específico del fluido de trabajo a la P_b (m³/kg).
- $P_e|_{T_b}$: Presión de entrada a la turbina a la T_b (kPa).

Finalmente, si se quiere conocer la potencia eléctrica generada por la planta flash o la planta binaria se utiliza la siguiente ecuación:

$$W_e = \frac{W_{Aflash \text{ o Binaria}} \cdot \eta}{Y \cdot f_{carga}} \quad [6.18]$$

Donde:

- W_e : Potencia eléctrica del ciclo flash o binario (kW).
- η : Eficiencia de conversión eléctrica.
- f_{carga} : Factor de carga, 90 – 95%.
- Y : Vida útil de la planta (segundos).

De esta forma, si se requiere calcular la potencia eléctrica de un yacimiento geotérmico utilizando un ciclo flash o binario, mediante el método volumétrico USGS “Heat in place”, se deben conocer por lo menos, los parámetros que se observan en la Tabla 6.1.

Grupo 1	
Parámetros	Unidad de medida
Área del reservorio	km ²
Espesor del reservorio	m
Profundidad del reservorio	m
Temperatura del reservorio	°C
Factor de recuperación térmica	%
Grupo 2	
Parámetros	Unidad de medida
Capacidad calorífica volumétrica	kJ/m ³ ·K
Temperatura de referencia	°C
Eficiencia de conversión	%
Vida útil del proyecto	años
Factor de carga de la planta	%

Tabla 6.1 Parámetros necesarios para el método volumétrico USGS “Heat in place”. [28]

Una vez conocidos estos parámetros, cuyo valor puede oscilar en intervalos, debido a que no se tiene certeza del valor real, se aplica el método volumétrico USGS “Heat in place” y se realizan simulaciones de probabilidad a través del análisis de Montecarlo, que permite conocer diferentes resultados del potencial eléctrico que presenta el yacimiento. La función del método de Montecarlo, es escoger un valor aleatorio del intervalo de datos, que están entre un valor límite mínimo y un máximo, para cada variable que presente este comportamiento. Una vez escogido el número aleatorio, se evalúa en las ecuaciones del método USGS para determinar el potencial geotérmico eléctrico disponible del lugar en estudio. Entregando una muestra aleatoria de posibles resultados del potencial, igual al número de simulaciones que se realicen.

Los parámetros estimados pueden ser: Solo uno, en caso de estar seguro, se puede estimar el valor más probable de ese parámetro; un intervalo, cuando no se conoce realmente el valor real, se asume un límite mínimo y un máximo para la evaluación; por último, una combinación de los dos anteriores, es decir, cuando existe incertidumbre del valor real, se utiliza un intervalo con un valor mínimo y un máximo y, además, un valor medio que sería el valor más probable de encontrar en el lugar.

En presencia de este último punto, se debe utilizar una distribución triangular para realizar el análisis las simulaciones.

6.2.4 Función de distribución triangular

La distribución triangular, como se mencionó anteriormente se utiliza cuando hay incertidumbre en la elección de una variable, por ejemplo, en el estudio realizado para el potencial geotérmico Tolhuaca se utilizó una temperatura mínima de 250°C y una máxima de 300°C, además, entre ellas se consideró un valor probable igual a de 280°C [29], en estos casos la forma de analizar la elección del valor aleatorio es a través de una distribución triangular, que tiene la forma de la Figura 6.2 con valores de a , b y c , conocidos. El procedimiento se resume en los siguientes pasos: [77]

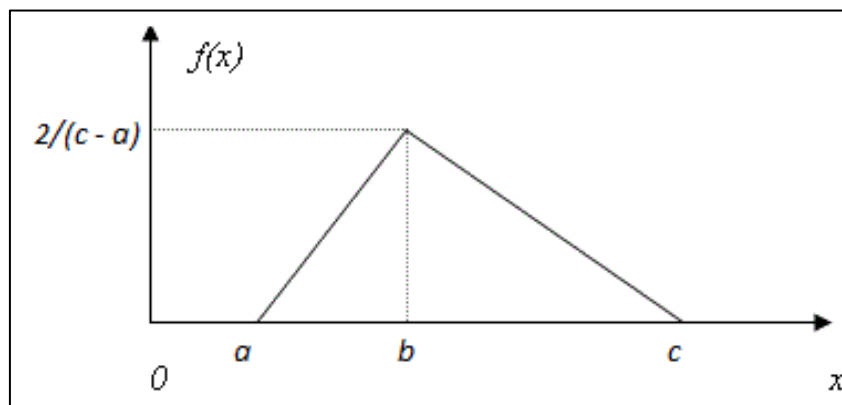


Figura 6.2 Variables de una distribución triangular. [77]

En primer lugar, se generan dos valores aleatorios, $A1$ y $A2$, que deben estar en el dominio $[0,1]$ y luego se utiliza la siguiente condicional:

$$A1 < \frac{b - a}{c - a}$$

Si esta condición se cumple, entonces el valor aleatorio se determina por:

$$x = a + (b - a) \cdot \sqrt{A2}$$

Si la condicional no se cumple, el valor aleatorio se determina por:

$$x = c - (c - b)\sqrt{1 - A^2}$$

Esta metodología se repite para la cantidad de simulaciones que se realicen, de modo que el valor entregado (x) por una de estas dos ecuaciones, bajo la condición mencionada, será la variable aleatoria obtenida por una distribución triangular.

6.2.5 Construcción de la tabla de distribución de frecuencias

La tabla de frecuencias se construye para graficar mediante una distribución de probabilidad, el potencial eléctrico según la frecuencia que se obtienen los resultados, esto permite determinar las medidas de tendencia central para poder obtener el valor más probable del conjunto de datos.

Una vez obtenida la muestra de datos (n), que sería el conjunto de resultados, se determina el número de intervalos (k) para construir la tabla de frecuencias, por medio de:

$$k = \left\{ \begin{array}{l} \sqrt{n}; \text{ cuando } n < 100 \\ 1 + 3,3 \cdot \log(n); \text{ cuando } n \geq 100 \end{array} \right\} \quad [6.19]$$

Luego se determina el rango o recorrido de la variable, que está dado por:

$$\text{Rango} = X_{\text{máx}} - X_{\text{mín}} \quad [6.20]$$

Donde:

$X_{\text{máx}}$: Valor máximo de la muestra.

$X_{\text{mín}}$: Valor mínimo de la muestra.

De esta forma se obtiene la amplitud (a) de los intervalos mediante:

$$a = \frac{\text{Rango}}{k} \quad [6.21]$$

Obtenido esto, se construyen los intervalos de la tabla, considerando en el primer intervalo el límite inferior igual al valor mínimo ($X_{\text{mín}}$) y el superior igual al valor mínimo más la amplitud ($X_{\text{mín}} + a$), de tal forma que, este último, será el límite inferior del siguiente intervalo y el superior será el límite inferior más la amplitud. Esto se repite según la cantidad de intervalos (k) que se determinen de la muestra.

Posteriormente, se calcula la marca de clase (m_i), que es el punto medio entre los límites del intervalo, dado por:

$$m_i = \frac{l_{ik} - l_{sk}}{2} \quad [6.22]$$

Donde:

l_{ik} : límite inferior del intervalo k .
 l_{ik} : límite superior del intervalo k .

Finalmente, se determinan las frecuencias absolutas (n_i), que corresponde a la cantidad de datos que se encuentran dentro de un determinado intervalo, la frecuencia absoluta acumulada (N_i), se refiere a los datos acumulados en cada intervalo, donde la última frecuencia absoluta acumulada debe ser igual a número total de la muestra (n). La frecuencia relativa (f_i), es la frecuencia con la que se da un determinado resultado del total de valores y la relativa acumulada (F_i), corresponde a la frecuencia acumulada en cada intervalo. Estas últimas se determinan como:

$$\begin{aligned} f_i &= \frac{n_i}{n} \\ F_i &= \frac{N_i}{n} \end{aligned} \quad [6.23]$$

Una vez que se realiza la tabla de distribución de frecuencias es posible determinar la distribución de probabilidad gráficamente mediante un histograma, definido como un conjunto de rectángulos donde cada uno representa un intervalo de agrupación. Posteriormente, luego de realizar un ajuste de distribución normal al gráfico, se calcularán dos medidas de tendencia central, la media aritmética (\bar{x}) y la mediana (M_e), que serán los resultados probables del total de la muestra. Por último, mediante el coeficiente de variación, se elegirá el valor más probable del conjunto de datos.

El coeficiente de variación (CV) o coeficiente de dispersión relativa, está dado por:

$$CV = \frac{S}{\bar{x}} \cdot 100 \quad [6.24]$$

Donde:

S : Desviación estándar de la muestra.
 \bar{x} : Media aritmética o promedio de la muestra.

Y se cumple que:

Si: $CV < 50\%$, entonces la media aritmética se considera representativa para el conjunto de datos.

Si: $CV > 100\%$, entonces la media aritmética no se considera representativa del conjunto de datos.

El CV no entrega información en el rango de 50 – 100%, en el caso de obtener un valor en este rango, se observará el comportamiento del histograma. Si la distribución de datos no es normal, es decir, existe sesgo positivo o negativo, se considerará la mediana como la medida de tendencia central.

Debido al tamaño elevado de la muestra, igual a 100.000 simulaciones, se optó por calcular la media, la mediana y la desviación estándar, utilizando las formulas directas del software Excel. Así también se usó la ecuación de una distribución normal de este software, para realizar el ajuste mencionado de los datos y observar su comportamiento.

6.3 Estudio del potencial eléctrico según la ubicación de la central geotérmica

Como se mencionó anteriormente, la central geotérmica será instalada en el sector Alto Bío Bío, precisamente junto al volcán Callaqui, por la manifestación de fuentes termales que se conoce en el lugar, donde la temperatura es aproximadamente 81°C. Este indicio, permite mayor probabilidad de encontrar un reservorio, cuyo fluido geotérmico tenga una temperatura mayor a este valor. Conocidas ambas metodologías de cálculo se realizará el estudio del potencial eléctrico para cada ciclo, ya que no se conocen realmente las características del yacimiento. Finalmente, se determinará un ciclo específico en la instalación para hacer el estudio de factibilidad.

Cabe mencionar que las estimaciones de los parámetros que se realizan sin tener conocimientos del lugar o incluso en una fase de exploración, son datos que poseen mucha incertidumbre y son cada vez más certeros a medida que se conocen las características del terreno. Incluso, en algunas ocasiones no se puede saber con exactitud el potencial hasta que la central se encuentra instalada. [63]

Por este motivo y debido a que no fue posible obtener los datos reales del lugar, se intentará estimar los parámetros de forma transparente y con la cautela debida, en base a los estudios realizados en otras investigaciones del mismo rubro. Los cuales se presentan a continuación.

6.3.1 Determinación de parámetros del Grupo 1

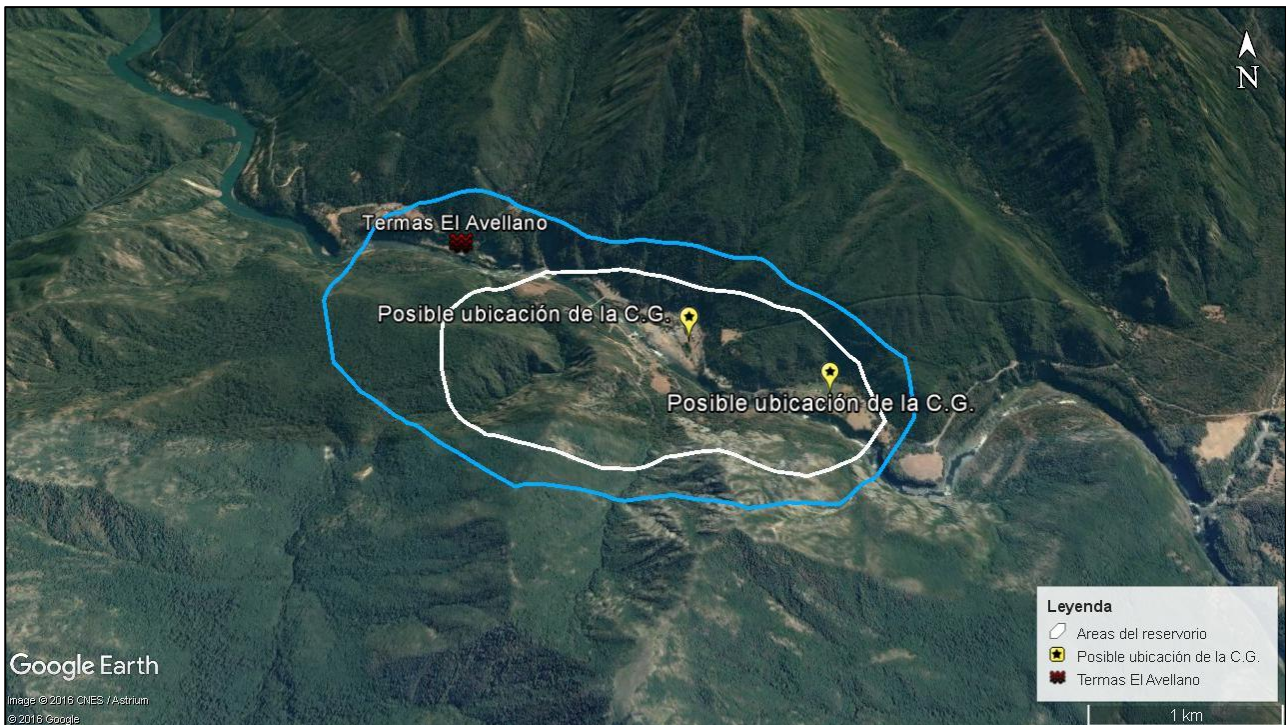
Estos parámetros son los más difíciles de estimar, prácticamente porque son los que se obtienen cuando se realizan los sondeos geotérmicos de exploración y, aun así, sigue existiendo incertidumbre en la estimación de datos, ya que no se logra conocer realmente el valor específico del área, profundidad, espesor y temperatura del yacimiento. Es por este motivo que las variables se estiman en un intervalo, con un límite mínimo y un máximo, y en algunos casos, se estima un valor más probable que se puede encontrar en el reservorio.

6.3.1.1 Área y espesor del reservorio.

El área del reservorio se refiere al área probable que puede existir en el yacimiento, que también está acompañada del espesor del reservorio. Estos datos permiten obtener el volumen aproximado del acuífero, donde se produce específicamente la acumulación de agua filtrada.

En los estudios térmicos realizados en otros lugares se conocen los siguientes: En Curacautín, Chile, se estimaron valores de área entre 4 – 8 km² y entre 1 – 1,4 km de espesor [29], en los sectores La Soledad y Las Planillas, en Jalisco, México, los valores de área fueron entre 5,5 – 18 km² y 4 – 12 km² respectivamente y un espesor entre 1 – 2,1 km para el sector La Soledad y 0,8 – 2,5 km para el sector Las Planillas. [30]

Para el estudio del TFG, según los datos mencionados y una estimación conservadora, se considerará un espesor de 1 – 1,3 km del reservorio, y se evaluará un área aproximada del reservorio mediante el software Google Earth, obteniendo un cálculo estimado mediante una imagen satelital del lugar. En la Fotografía 6.4 se muestran las áreas calculadas de forma aproximada, entregando un área mínima de 4,4 km² (polígono blanco) y como máximo 7,7 km² (polígono celeste). Si bien estos cálculos se ilustran en la superficie, hay que considerar que esto se produce debajo de ella, principalmente donde se encuentra el yacimiento geotérmico.



Fotografía 6.4 Imagen satelital de la estimación del reservorio geotérmico.

6.3.1.2 Profundidad y gradiente geotérmico

En los estudios que se realiza el cálculo de potencial térmico, se considera solo la temperatura mínima y máxima probable que se pueden encontrar en el yacimiento. Estos datos se calculan a través de sondajes geotérmicos que permiten evaluar una temperatura en el subsuelo. En el desarrollo de este trabajo, no se contó con los sondeos que permiten obtener estos resultados, por tal motivo se considerará una profundidad estimada a la que se puede encontrar el reservorio y también el gradiente geotérmico del lugar, que permitan obtener temperaturas mayores las aguas termales de la zona, igual a 81°C.

Considerando que en el territorio nacional existe un flujo elevado de calor, visualizado en el Capítulo 5, específicamente en la Figura 5.2, donde los valores eran entre 80 – 120 mW/m², se puede determinar de forma simple por una igualdad numérica, el valor del gradiente geotérmico. En el Capítulo 2, precisamente en la Tabla 2.5, se mencionó que el gradiente geotérmico es igual a 30°C/km, para un flujo de calor bajo (zona estable) igual a 1 μcal/cm² o 41,8 mW/m², de esta forma el gradiente geotérmico del lugar será:

$$\frac{41,8 \text{ mW/m}^2}{80 - 120 \text{ mW/m}^2} = \frac{30^\circ\text{C/km}}{\text{Gradiente geotermico}}$$

$$\text{Gradiente geotérmico} = 57,4 - 86,1 \frac{^\circ\text{C}}{\text{km}}$$

Considerando que existe actividad volcánica por estar cerca del volcán Callaqui, la zona es inestable, pero utilizando la cautela necesaria, ya que es un valor estimado, se eligió una zona estable para la determinación del gradiente geotérmico. Por lo tanto, se estima un gradiente único para la zona, igual al promedio de ambos valores, aproximado a 72°C/km.

La profundidad del reservorio, según las perforaciones realizadas en el volcán Tolhuaca para los pozos de producción y reinyección de la central Curacautín fueron de 2,3 y 2,5 km, perforaciones de baja profundidad, porque usualmente estas perforaciones están entre 2 – 4 km. De este modo, para un ciclo simple flash se elegirá una profundidad entre 2 – 2,5 km sin considerar el espesor del reservorio. En este caso, si se considera el espesor del reservorio sumando los datos mencionados anteriormente, la profundidad sería entre 3 – 3,8 km. En cambio, para un ciclo geotérmico binario, al utilizar menores temperaturas de trabajo, se calculará entre una profundidad total de 1,8 – 2 km, de manera que se vean reducidas sus temperaturas. Para ambos casos se considerará una profundidad más probable igual al promedio de ambos límites, de modo que, la temperatura obtenida al multiplicar la profundidad por el gradiente geotérmico, sea analizada mediante una distribución triangular.

6.3.1.3 Factor de recuperación térmica (Rg).

Este factor es quizás el más importante dentro de la metodología, porque indica el porcentaje de calor almacenado en el reservorio que puede ser recuperado en la superficie del lugar, para luego ser transformado en energía eléctrica. El factor de recuperación térmica depende principalmente de las condiciones del reservorio y en la etapa del proyecto que se encuentre. Mientras más conocimientos se posean del reservorio, es más probable encontrar un yacimiento geotérmico, por lo que el porcentaje de recuperación térmica aumenta y el intervalo de este factor se acota aún más. Los valores que admite son los siguientes: *Adaptado de [28]*

- En la fase de exploración, cuando no se conocen las condiciones que existe en el subsuelo, en el estudio térmico el valor de Rg es entre 0 – 0,2 (0 – 20%), donde cero indica que no hay recuperación del calor del reservorio.
- Cuando se han realizado sondeos geotérmicos en el lugar y el yacimiento presenta una fractura dominada, los límites de Rg son entre 0,08 – 0,2 (8 – 20%), de otra forma, cuando se presentan sedimentos alojados, el intervalo sugerido es ligeramente más alto 0,1 – 0,25 (10 – 25%).
- También se agrega que, si en un yacimiento se han hecho perforaciones de pozos geotérmicos y se han demostrado condiciones positivas, el valor mínimo, puede ser distinto de cero, por ejemplo 0,05 (5%).

La elección del factor para el estudio térmico del proyecto será entre 0 – 20% porque no se conocen las condiciones que existe en el subsuelo. Así pues, en el caso de un ciclo simple flash, primero se evaluará entre 0 – 20% y luego entre un 5 – 20%, para mostrar en los resultados como varía la cantidad de potencial eléctrico obtenido dependiendo de los valores que se elijan para este factor. Mientras que, en un ciclo binario solo se considerará entre un 0 – 20%.

6.3.2 Determinación de parámetros del Grupo 2

En el grupo 2 se presentan parámetros cuya estimación no es tan ambigua, ya que son parámetros que se pueden conocer y aplicar con un cierto grado de aproximación.

6.3.2.1 Capacidad calorífica volumétrica

Esta característica es propia del tipo de roca que está presente en el subsuelo. En el estudio del volcán Tolhuaca se determinó un único valor para este dato, el cual fue de 2.700 kJ/m³·K [29]. A continuación, se determinará la capacidad calorífica volumétrica mediante los tipos de roca que existen en Chile, según un extracto del sector Alto Bío Bío, del mapa geológico del país.

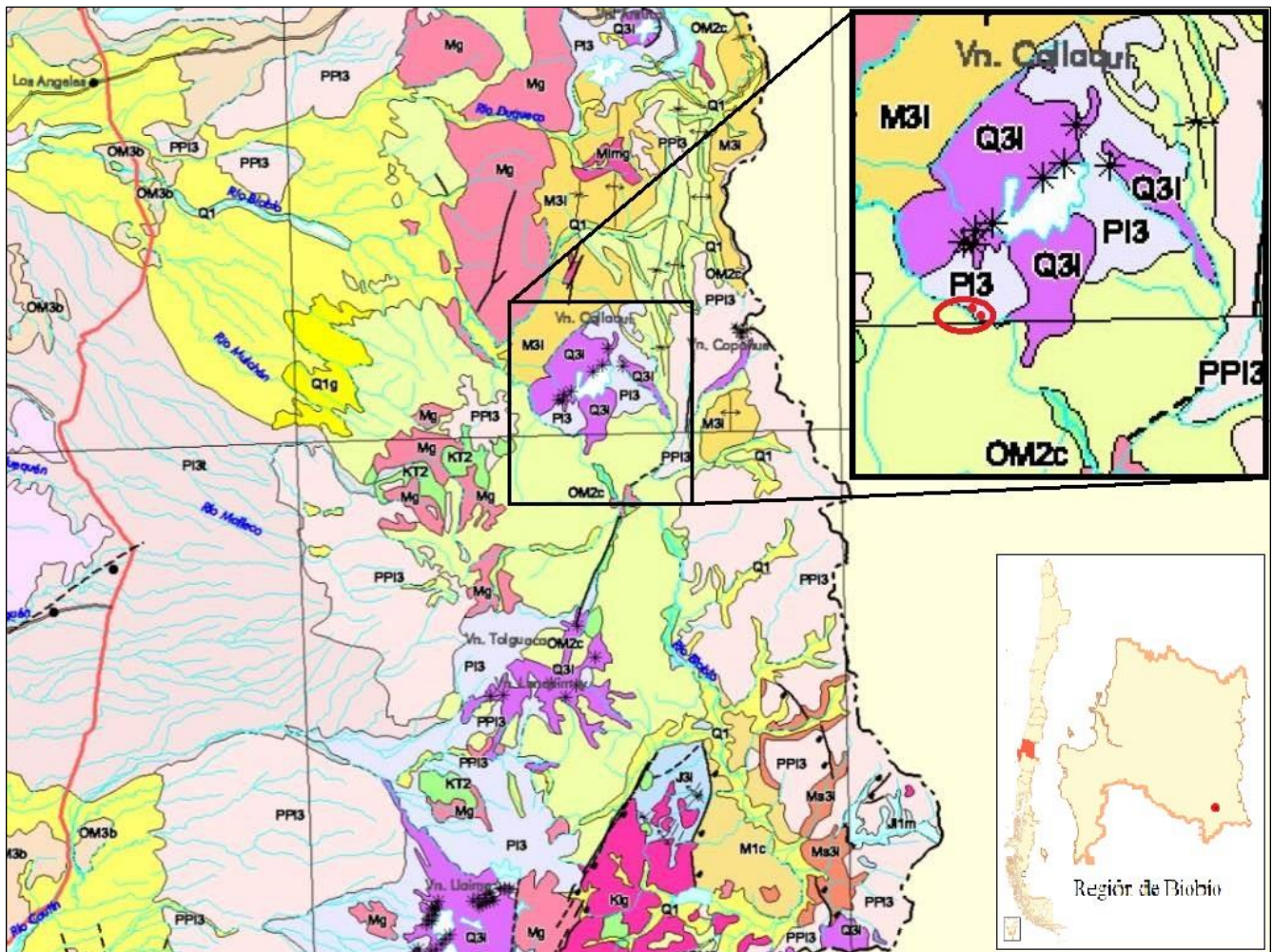


Figura 6.3 Mapa geológico del Volcán Callaqui y sus alrededores. Adaptado de [31]

Según el mapa geológico, se observa detalladamente en la ampliación del lugar, el volcán Callaqui y sus alrededores más cercanos, además el círculo rojo que interpreta la ubicación el reservorio definido anteriormente. En este extracto, se presentan diferentes tipos de roca, los cuales se detallan a continuación según la leyenda del mapa geológico: [31]

- Q31 Cuaternario:** Estratovolcanes y complejos volcánicos: lavas basálticas a riolíticas, domos y depósitos piroclásticos andesítico – basálticos a dacíticos; principalmente calcoalcalinos.
- PI3 Pleistoceno:** Secuencias lávicas y centros volcánicos básicos e intermedios; depósitos piroclásticos andesítico – basálticos.
- OM2c Oligoceno – Mioceno:** Secuencias volcano sedimentarias: lavas basálticas a dacíticas, rocas epiclásticas y piroclásticas.
- M31 Mioceno Inferior – Medio:** Complejos volcánicos parcialmente erosionados y secuencias volcánicas: lavas, brechas, domos y rocas piroclásticas andesítico – basálticas a dacíticas.

De estos datos se puede concluir que los tipos de rocas que se encuentran en el lugar son principalmente las que se resumen en la Tabla 6.2, con su respectiva conductividad térmica volumétrica, obtenidos de la Tabla 2.2 de la memoria.

<i>Tipo de roca</i>	<i>Conductividad térmica volumétrica [kJ/m³·K]</i>
Basalto	2.300 – 2.600
Riolita	2.100
Andesita	2.000 – 2.700

Tabla 6.2 *Tipos de roca presente en el sector Alto Bío Bío.*

De estos tipos también se encuentra la “*Dacita*”, la que está compuesta por *andesita* y *riolita*. Por lo tanto, considerando los tres tipos de rocas mencionados en la Tabla 6.2, la conductividad térmica volumétrica a evaluar en el estudio térmico del proyecto, será entre 2.000 – 2.700 kJ/m³·K. con un valor más probable de 2.400 kJ/m³·K, por la presencia de rocas basálticas y andesitas en el lugar de la instalación.

6.3.2.2 Temperatura de referencia

La temperatura de referencia según el método volumétrico USGS, debe ser igual a la temperatura ambiente del lugar. En este caso sería igual a la temperatura ambiente del sector Alto Bío Bío, pero como se mencionó anteriormente, cuando se utiliza un ciclo termodinámico, la temperatura de referencia se debe considerar igual a la temperatura de abandono. Para el caso de un ciclo simple flash, se utiliza la temperatura de trabajo del separador de fases, el que se trabaja a una presión de 5 bar y le corresponde a una temperatura de 151,831°C, este valor se determinó según la experiencia en el desarrollo de diferentes estudios en distintos países y ha sido el valor que entrega mayor aceptación en los resultados finales del potencial disponible. En cambio, cuando se estudia un ciclo binario, el valor de la temperatura de abandono depende de la temperatura de pellizco y este a su vez depende de la temperatura de saturación del fluido de trabajo. En algunos casos se utiliza el *isobutano* como fluido secundario, cuya temperatura de saturación a la presión de 20 bar (presión de entrada a la turbina) es igual a 100,36 °C. Del mismo modo se utilizará el *isobutano* para el estudio térmico del ciclo binario. *Adaptado de [28]*

6.3.2.3 Eficiencia de conversión eléctrica

Según el primer principio de la termodinámica, se establece que en toda transformación energética la cantidad total de energía se mantiene constante. Mediante este principio, la eficiencia de conversión se refiere a la eficiencia que tiene un determinado proceso para transformar la energía de una forma a otra. Esto ocurre en todo tipo de procesos y en este estudio, la eficiencia de conversión eléctrica ocurre en los sistemas de turbinas y generador, encargados de transformar la energía en forma de vapor, en energía eléctrica. El rendimiento denotado con la letra griega η (eta), se expresa en tanto por uno, como también en tanto por ciento multiplicando este valor por cien. Para cualquier proceso se calcula mediante: [1]

$$\eta = \frac{\text{Energía producida}}{\text{Energía consumida}}$$

De esta forma se estima que la eficiencia de conversión eléctrica es la eficiencia que tiene un determinado ciclo para aprovechar la energía del vapor y transformarla en energía eléctrica.

El valor de la eficiencia de conversión eléctrica está considerado entre un 70 – 80% para un ciclo de simple flash [28]. Pero para efectos del cálculo se considerará el valor medio igual a 75%.

Según la eficiencia que poseen las plantas de ciclo binario, principalmente un ciclo ORC, solo entre un 10 – 20% puede ser aprovechado para generar energía eléctrica y entre un 80 – 90% en energía térmica [40]. Al igual que el caso anterior se considerará el valor medio, igual a 15%.

6.3.2.4 Vida útil y factor de carga

La vida útil que presentan estas plantas es variable, todo depende de una correcta operación de la central y no sobreexplotar un yacimiento geotérmico, debido a que se pueden agotar en pocos años.

Una planta que lleva más de 100 años operando es la central Larderello, en Italia. Cerro Prieto, por su parte, fue puesta en servicio el año 1973 y hasta la fecha, ya posee 43 años en funcionamiento. Si bien, la vida útil dependerá del recurso que se disponga, para realizar el estudio se suele utilizar un valor de 30 años para determinar el potencial eléctrico del yacimiento, este valor fue utilizado en el estudio del potencial del área geotérmica Tolhuaca, Chile [28] y otros estudios realizados en México [30]. Por este motivo, el valor de la vida útil para el estudio térmico será igual a 30 años.

El factor de carga se define como la razón entre la energía real generada y la energía total que se hubiese producido en un determinado periodo de tiempo (generalmente se calcula en 1 año), también se conoce como el factor de planta o de disponibilidad. Las centrales geotérmicas según el Gráfico 3.1 tienen un promedio del 90%. Para el análisis en el volcán Tolhuaca se escogió un valor del 95% [28], de igual forma, en esta memoria se utilizará un valor fijo igual al 95%.

6.3.3 Resultados del potencial geotérmico

Los resultados de potencial geotérmico se determinaron para los dos posibles casos estudiados, ya sea para un ciclo simple flash o un ciclo binario. Para la obtención de estos resultados se construyeron planillas de cálculo en Microsoft Excel con su correspondiente metodología y se realizaron 100.000 simulaciones con el método de Montecarlo, la idea de realizar esta cantidad de simulaciones es para que los resultados converjan a un valor de tendencia central y no exista mayor variación en este resultado. Mientras mayor sea el número de simulaciones que se realicen, el resultado será más acertado. Luego, mediante una tabla de frecuencias, se ordenaron los datos de potencial eléctrico obtenidos y construyendo un histograma ajustado a una distribución normal, se determinó el valor más probable de los sucesos.

Esta metodología fue validada mediante los resultados que se han obtenido de otros estudios, los cuales se comprobaron mediante planillas en Excel. En ambos casos se observan resultados similares, que se presentan en el Anexo A.5.1, de esta forma la metodología fue comprobada y luego se ajustó a los parámetros presentados anteriormente.

6.3.3.1 Resultados ciclo simple flash

En este ciclo se realizaron dos estudios considerando una variación en el factor de recuperación térmica (R_g), primero considerando un valor mínimo de 0% y luego 5%, con el objetivo de identificar el comportamiento en la distribución de frecuencias y como cambia el resultado del potencial eléctrico más probable. Las estimaciones de los parámetros mencionados se resumen en la Tabla 6.3.

Grupo 1				
Parámetros	Valor Mín	Valor Probable	Valor Máx	Unid. de medida
Área del reservorio	4,4	-	7,7	km ²
Espesor del reservorio	1	-	1,3	km
Profundidad del reservorio	3	3,4	3,8	km
Gradiente geotérmico	-	72	-	°C/km
Temperatura del reservorio (T_R)	216	245	274	°C
Factor de recuperación térmica (R_g)	0 y 5	-	20	%
Grupo 2				
Parámetros	Valor Mín	Valor Probable	Valor Máx	Unid. de medida
Capacidad calorífica volumétrica ($\overline{\rho_c}$)	2.000	2.400	2.700	kJ/m ³ ·K
Temperatura de referencia (T_{sep})	-	151,831	-	°C
Eficiencia de conversión	-	75	-	%
Vida útil del proyecto	-	30	-	años
Factor de carga de la planta	-	95	-	%

Otros		
Parámetros	Valor	Unid. de medida
Temperatura condensador (T_c)	40	°C
h_f a T_c (*)	168,7	kJ/kg
S_f a T_c (*)	0,57	kJ/kg·K
Temperatura abs. del condensador (T_{ck})	313	°K
$T_r = T_{sep}$ a $P_{condensador} = 5$ bar	151,831	°C
h_f a T_{sep} (*)	640,163	kJ/kg
h_{fg} a T_{sep} (*)	2.108	kJ/kg
h_g a T_{sep} (*)	2.748	kJ/kg
S_g a T_{sep} (*)	6,83	kJ/kg·K
(*) Datos obtenidos de las tablas de saturación del agua, Anexo A.9.1		

Tabla 6.3 Parámetros utilizados en el cálculo de un ciclo simple flash.

Las simulaciones fueron realizadas tomando valores aleatorios en los parámetros que poseen un valor mínimo y un máximo, y el valor probable fue considerado como valor único en la programación, así también, para los datos que posean tres valores se utilizó la distribución triangular para su análisis.

En la Tabla 6.4 se muestra el procedimiento del método USGS “Heat in Place” simulado con MonteCarlo, que se llevó a cabo para diez simulaciones de un ciclo simple flash. Sin embargo, para la obtención de resultados se realizaron 100.000 simulaciones.

Sim.	T_R [°C]	$h_f a T_R$ [kJ/kg]	R_g	Volumen [m ³]	Alfa [kJ/K]	q_w [kJ]	m_w [kg]	m_{stm} [kg]	W_{flash} [kJ]	$W_{eléctrica}$ [MWe]
1	254,21	1.110,65	0,001	8.009.171.300	2,00E+10	2,04615E+12	4349008271	970660272,4	6,01732E+11	0,5
2	217,94	935,88	0,064	5.167.805.634	6,70E+11	4,43104E+13	1,49839E+11	21020096844	1,30308E+13	10,87
3	247,42	1.077,32	0,131	5.099.642.592	1,62E+12	1,5486E+14	3,5424E+11	73462944590	4,55411E+13	38
4	219,69	944,16	0,108	7.638.876.354	1,69E+12	1,14817E+14	3,77698E+11	54467344206	3,37654E+13	28,18
5	227,27	980,11	0,021	6.023.552.054	2,73E+11	2,05696E+13	60508544922	9757892700	6,04911E+12	5,05
6	253,62	1.107,72	0,073	8.361.953.455	1,39E+12	1,41948E+14	3,03593E+11	67337605577	4,17439E+13	34,83
7	227,37	980,58	0,156	6.763.805.985	2,28E+12	1,71915E+14	5,05012E+11	81553490075	5,05566E+13	42,19
8	249,43	1.087,16	0,176	6.643.462.590	2,86E+12	2,79117E+14	6,24426E+11	1,32408E+11	8,20825E+13	68,5
9	259,73	1.137,94	0,076	7.146.213.855	1,39E+12	1,4958E+14	3,00498E+11	70958183013	4,39884E+13	36,71
10	252,4	1.101,72	0,024	6.735.934.302	3,66E+11	3,68552E+13	79849341215	17483482961	1,08384E+13	9,04

Tabla 6.4 Resumen de la programación mediante la metodología de cálculo simple flash.

Considerando un factor de recuperación térmica entre 0 – 20%, suponiendo que el proyecto está en una fase de exploración, se obtuvieron los resultados presentados a continuación. El Gráfico 6.1 se ajusta a una distribución de probabilidad normal y se muestran las medidas de tendencia central, considerando la mediana como el valor más representativo, dado que el coeficiente de variación es mayor al 50% y el gráfico presenta un sesgo positivo. De esta forma se puede decir que el valor de potencial eléctrico más probable es igual a 35,27 MWe, mostrado en la Tabla 6.6.

Datos	
n (número de simulaciones)	100.000
X_{\min} (valor mínimo del potencial)	0
X_{\max} (valor máximo del potencial)	147,44
Rango ($X_{\max} - X_{\min}$)	147,44
K (nº intervalos)	17,7
a (amplitud)	8,33

K	límite inferior	límite superior	marca de clase (mi)	ni	Ni	fi	Fi	Distribución normal
0	0	0	0	-	-	0	0	0,004967
1	0	8,33	4	11.752	11.752	0,11752	0,11752	0,006307
2	8,33	16,66	12	11.829	23.581	0,11829	0,23581	0,009387
3	16,66	24,99	21	11.903	35.484	0,11903	0,35484	0,012918
4	24,99	33,32	29	11.744	47.228	0,11744	0,47228	0,015313
5	33,32	41,65	37	11.645	58.873	0,11645	0,58873	0,01631
6	41,65	49,98	46	11.024	69.897	0,11024	0,69897	0,015405
7	49,98	58,31	54	9.372	79.269	0,09372	0,79269	0,013069
8	58,31	66,64	62	7.440	86.709	0,0744	0,86709	0,009961
9	66,64	74,97	71	5.398	92.107	0,05398	0,92107	0,006458
10	74,97	83,3	79	3.495	95.602	0,03495	0,95602	0,003921
11	83,3	91,63	87	2.065	97.667	0,02065	0,97667	0,002139
12	91,63	99,96	96	1.254	98.921	0,01254	0,98921	0,000952
13	99,96	108,29	104	614	99.535	0,00614	0,99535	0,000413
14	108,29	116,62	112	279	99.814	0,00279	0,99814	0,000161
15	116,62	124,95	121	119	99.933	0,00119	0,99933	4,93E-05

16	124,95	133,28	129	39	99.972	0,00039	0,99972	1,53E-05
17	133,28	141,61	137	26	99.998	0,00026	0,99998	4,28E-06
18	141,61	149,94	146	2	100.000	0,00002	1	8,97E-07
19	149,94	158,27	154	-	100.000	0	1	2E-07

Tabla 6.5 Distribución de frecuencias considerando $R_g:0 - 20\%$

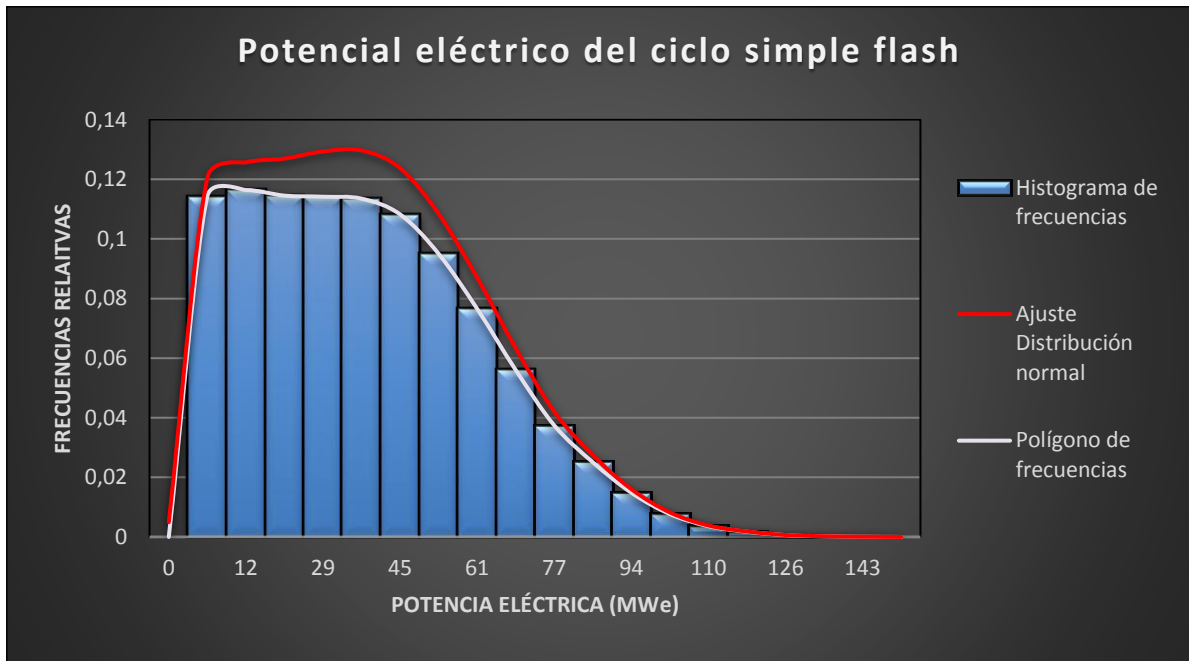


Gráfico 6.1 Potencial eléctrico del ciclo simple flash considerando $R_g: 0 - 20\%$

<i>Resultados del potencial eléctrico del ciclo flash</i>		
Promedio (\bar{x})	37,71	MWe
Mediana (Me)	35,27	MWe
Desviación estándar (S)	24,45	MWe
Coefficiente de variación (CV)	64,84	%

Tabla 6.6 Resultados de potencial eléctrico del ciclo simple flash con $R_g:0 - 20\%$.

Ahora bien, suponiendo que se dan las condiciones adecuadas en el subsuelo y hay presencia de un yacimiento geotérmico, se consideraría un factor de recuperación térmico mínimo diferente de cero. Para este ejemplo se consideró entre 5 – 20%, donde se observa en los resultados de la Tabla 6.8 un potencial eléctrico probable igual a 47,37 MWe, siendo el promedio el valor más representativo de la muestra porque el coeficiente de variación es menor al 50%.

<i>Datos</i>	
n (número de simulaciones)	100.000
X_{\min} (valor mínimo del potencial)	7,9
X_{\max} (valor máximo del potencial)	154,88
Rango ($X_{\max} - X_{\min}$)	146,98
K (nº intervalos)	17,7
a (amplitud)	8,304

K	límite inferior	límite superior	marca de clase (mi)	ni	Ni	fi	Fi	Distribución normal
0	0	7,9	4	-	-	0	0	0,002185
1	7,9	16,204	12	2.120	2.120	0,0212	0,0212	0,004522
2	16,204	24,508	20	10.955	13.075	0,10955	0,13075	0,008073
3	24,508	32,812	29	15.325	28.400	0,15325	0,284	0,012985
4	32,812	41,116	37	15.534	43.934	0,15534	0,43934	0,016932
5	41,116	49,42	45	14.561	58.495	0,14561	0,58495	0,019047
6	49,42	57,724	54	12.754	71.249	0,12754	0,71249	0,018222
7	57,724	66,028	62	10.073	81.322	0,10073	0,81322	0,014973
8	66,028	74,332	70	7.321	88.643	0,07321	0,88643	0,010613
9	74,332	82,636	78	4.962	93.605	0,04962	0,93605	0,006489
10	82,636	90,94	87	3.038	96.643	0,03038	0,96643	0,003127
11	90,94	99,244	95	1.787	98.430	0,01787	0,9843	0,001397
12	99,244	107,548	103	878	99.308	0,00878	0,99308	0,000538
13	107,548	115,852	112	414	99.722	0,00414	0,99722	0,000154
14	115,852	124,156	120	200	99.922	0,002	0,99922	4,34E-05
15	124,156	132,46	128	58	99.980	0,00058	0,9998	1,05E-05
16	132,46	140,764	137	16	99.996	0,00016	0,99996	1,8E-06
17	140,764	149,068	145	3	99.999	0,00003	0,99999	3,19E-07
18	149,068	157,372	153	1	100.000	0,00001	1	4,87E-08
19	157,372	165,676	162	-	100.000	0	1	4,94E-09

Tabla 6.7 Distribución de frecuencias considerando Rg:5 - 20%

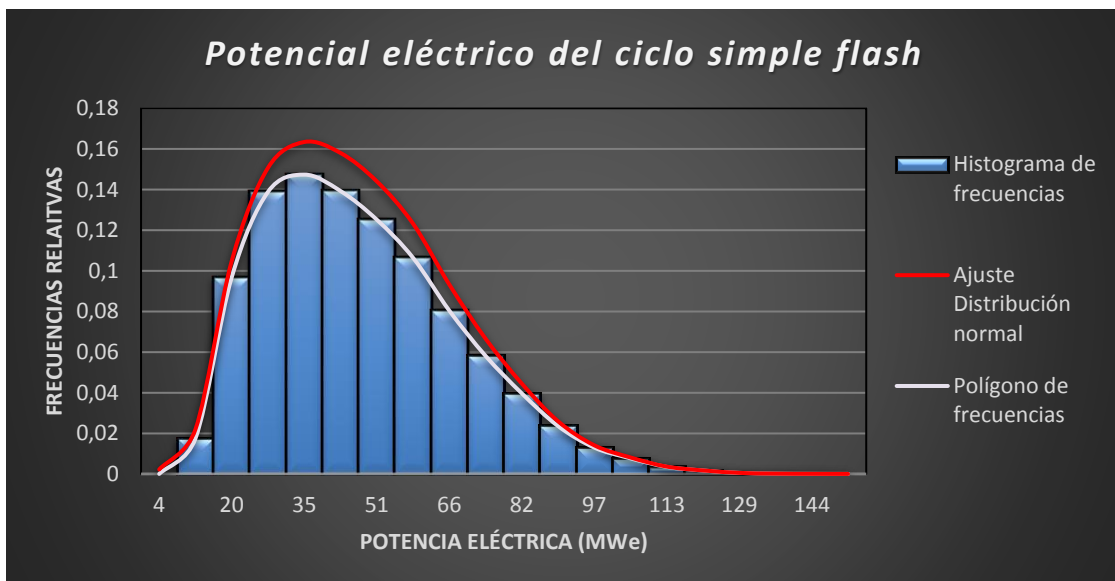


Gráfico 6.2 Potencial eléctrico del ciclo simple flash considerando Rg: 5 - 20%

Resultados del potencial eléctrico del ciclo flash		
Promedio (x)	47,37	MWe
Mediana (Me)	44,51	MWe
Desviación estándar (S)	20,81	MWe
Coefficiente de variación (CV)	43,93	%

Tabla 6.8 Resultados de potencial eléctrico del ciclo simple flash con Rg:5 - 20%

Con respecto a los resultados obtenidos en las simulaciones de un ciclo simple flash, se puede observar que el potencial eléctrico más probable aumenta cuando el factor de recuperación térmica se aleja del cero, esto ocurre si existe mayor probabilidad de encontrar un yacimiento geotérmico, por ende, el factor de recuperación térmica será más acotado y el potencial eléctrico recuperable será mayor. Además, cuando se considera el cero en el modelo de cálculo, el gráfico presenta mayor sesgo positivo, lo que quiere decir que este valor presenta sensibilidad en la programación, específicamente en la estimación aleatoria de la metodología, que se puede observar en la frecuencia elevada de datos mínimos de potencial eléctrico, por este motivo es un dato importante para la aplicación del método volumétrico.

6.3.3.2 Resultados ciclo binario (ORC)

El ciclo binario utiliza menores temperaturas del fluido geotérmico, el que transfiere calor al fluido secundario para generar energía eléctrica. Para realizar las simulaciones se ha reducido la profundidad a la que posiblemente se encuentra el reservorio, para reducir también, la temperatura del fluido geotérmico. La particularidad que debe tener el fluido secundario para la instalación, es su temperatura de saturación, que debe ser menor a la temperatura que posee el fluido geotérmico. Para este ciclo solo se realizará una simulación para el cálculo del potencial eléctrico, donde se utilizará el isobutano como fluido secundario, cuyas propiedades fueron obtenidas de la National Institute of Standards and Technology (NIST), según la normativa de American Society of Heating, Refrigerating and Air - Conditioning Engineers (ASHRAE). Los parámetros utilizados se muestran en (*) por la Tabla 6.9.

Grupo 1				
Parámetros	Valor Mín	Valor Probable	Valor Máx	Unidad de medida
Área del reservorio	4,4	-	7,7	km ²
Espesor del reservorio	1	-	1,3	km
Profundidad del reservorio	1,8	1,9	2	km
Gradiente geotérmico	-	72	-	°C/km
Temperatura del fluido geotérmico (T _{FG})	130	137	144	°C
Factor de recuperación térmica (Rg)	0	-	20	%
Grupo 2				
Parámetros	Valor Mín	Valor Probable	Valor Máx	Unidad de medida
Capacidad calorífica volumétrica ($\bar{\rho}_c$)	2.000	2.400	2.700	kJ/m ³ K
Temperatura Sat. Del Isobutano (T _b)	-	100,36	-	°C
Eficiencia de conversión eléctrica	-	0,15	-	%
Vida útil del proyecto	-	30	-	años
Factor de carga de la planta	-	0,95	-	%

Otros		
Parámetros	Valor	Unid. de medida
Temperatura del reservorio (T _R)	150	°C
Temperatura condensador (T _c)	40	°C
h _f a T _c (*)	183,7	kJ/kg
S _f a T _c (*)	0,671	kJ/kg K

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

P _b a T _c (*)	530	kPa
Volumen específico a P _b (*)	0,0018	m ³ /kg
Temperatura absoluta Cond. (T _{ck})	313	°K
Presión de estrada a la turbina (P _e)	2.000	kPa
T _b a P _{entrada turbina} = 20 (bar)	100,36	°C
h _{fg} a T _b (*)	211,3	kJ/kg
h _g a T _b (*)	564,5	kJ/kg
S _g a T _b (*)	1,72	kJ/kg K
(*) Datos obtenidos de las propiedades termofísicas del isobutano [73]		

Tabla 6.9 Parámetros utilizados en el cálculo de un ciclo binario (ORC).

Luego de analizar la programación para del ciclo binario, se observa que si la temperatura del reservorio es igual a la temperatura máxima del fluido geotérmico la programación tiende a generar mayor cantidad de valores mínimos mostrando un gráfico con mayor sesgo positivo. Además, existe un aumento de la potencia eléctrica cuando la temperatura del fluido geotérmico es mayor al intervalo considerado. Por estos dos motivos, se ha escogido una temperatura constante del reservorio igual a 150°C mayor que la máxima del fluido geotérmico y un intervalo acotado de la profundidad, para que la temperatura del fluido geotérmico no sea sobredimensionada.

Las simulaciones son similares al ciclo simple flash, pero existen cambios en las ecuaciones para determinar el potencial eléctrico. A continuación, se presentan 10 simulaciones del procedimiento realizado.

Sim.	T _{FG} [°C]	Delta T [°C]	T _P [°C]	R _g [%]	Volumen [m ³]	Alfa [kJ/K]	Q _{entregado} [kJ]	M _{stm} [kg]	W _{binario} [kJ]	W _{eléctrica} [MWe]
1	134	33,64	134	0,156	8.074.227.648	3,193E+12	5,10885E+13	2,41782E+11	1,20449E+13	20,1
2	142	41,64	142	0,073	6.320.117.608	1,0289E+12	8,23082E+12	38953220839	1,94053E+12	3,24
3	134	33,64	134	0,165	5.980.777.764	2,2263E+12	3,56206E+13	1,68578E+11	8,39806E+12	14,02
4	130	29,64	130	0,1	8.136.735.555	1,7828E+12	3,56552E+13	1,68742E+11	8,40622E+12	14,03
5	139	38,64	139	0,026	4.956.884.982	3,222E+11	3,54417E+12	16773179187	8,35589E+11	1,39
6	144	43,64	144	0,048	7.298.024.292	7,5491E+11	4,52945E+12	21436089903	1,06788E+12	1,78
7	142	41,64	142	0,028	7.157.109.960	4,5591E+11	3,64726E+12	17261065952	8,59895E+11	1,44
8	141	40,64	141	0,094	5.926.782.766	1,2479E+12	1,12315E+13	53154237638	2,64798E+12	4,42
9	136	35,64	136	0,097	6.822.559.888	1,4903E+12	2,08649E+13	98745204971	4,91919E+12	8,21
10	134	33,64	134	0,052	9.305.219.532	9,9436E+11	1,59097E+13	75294331032	3,75094E+12	6,26

Tabla 6.10 Resumen de la programación mediante la metodología de cálculo ciclo binario.

Una vez realizada la simulación para los 100.000 datos, se construye Tabla 6.11 de distribución de frecuencias para ordenar los datos y ver su comportamiento, además obtener los resultados gráficos y la medida de tendencia central más representativa del conjunto de datos.

Datos	
n (número de simulaciones)	100.000
X _{min} (valor mínimo de potencial)	0
X _{max} (valor máximo de potencial)	38,65
Rango (X _{max} - X _{min})	38,65
K (número de intervalos)	17,7
a (amplitud)	2,18

K	límite inferior	límite superior	marca de clase (mi)	ni	Ni	fi	Fi	Distribución Normal
0	0	0	0	-	-	0	0	0,02548017
1	0	2,18	1	15.237	15.237	0,15237	0,15237	0,03144715
2	2,18	4,36	3	15.323	30.560	0,15323	0,3056	0,04421796
3	4,36	6,54	5	15.358	45.918	0,15358	0,45918	0,05588504
4	6,54	8,72	8	13.600	59.518	0,136	0,59518	0,06501143
5	8,72	10,9	10	10.808	70.326	0,10808	0,70326	0,06293396
6	10,9	13,08	12	8.555	78.881	0,08555	0,78881	0,05475955
7	13,08	15,26	14	6.654	85.535	0,06654	0,85535	0,04282665
8	15,26	17,44	16	5.149	90.684	0,05149	0,90684	0,03010563
9	17,44	19,62	19	3.499	94.183	0,03499	0,94183	0,01452771
10	19,62	21,8	21	2.450	96.633	0,0245	0,96633	0,00782221
11	21,8	23,98	23	1.520	98.153	0,0152	0,98153	0,00378566
12	23,98	26,16	25	894	99.047	0,00894	0,99047	0,00164677
13	26,16	28,34	27	499	99.546	0,00499	0,99546	0,00064388
14	28,34	30,52	29	269	99.815	0,00269	0,99815	0,00022628
15	30,52	32,7	32	117	99.932	0,00117	0,99932	3,8599E-05
16	32,7	34,88	34	51	99.983	0,00051	0,99983	1,039E-05
17	34,88	37,06	36	13	99.996	0,00013	0,99996	2,5139E-06
18	37,06	39,24	38	4	100.000	0,00004	1	5,4671E-07
19	39,24	41,42	40	-	100.000	0	1	1,0687E-07

Tabla 6.11 Distribución de frecuencias ciclo binario (ORC).

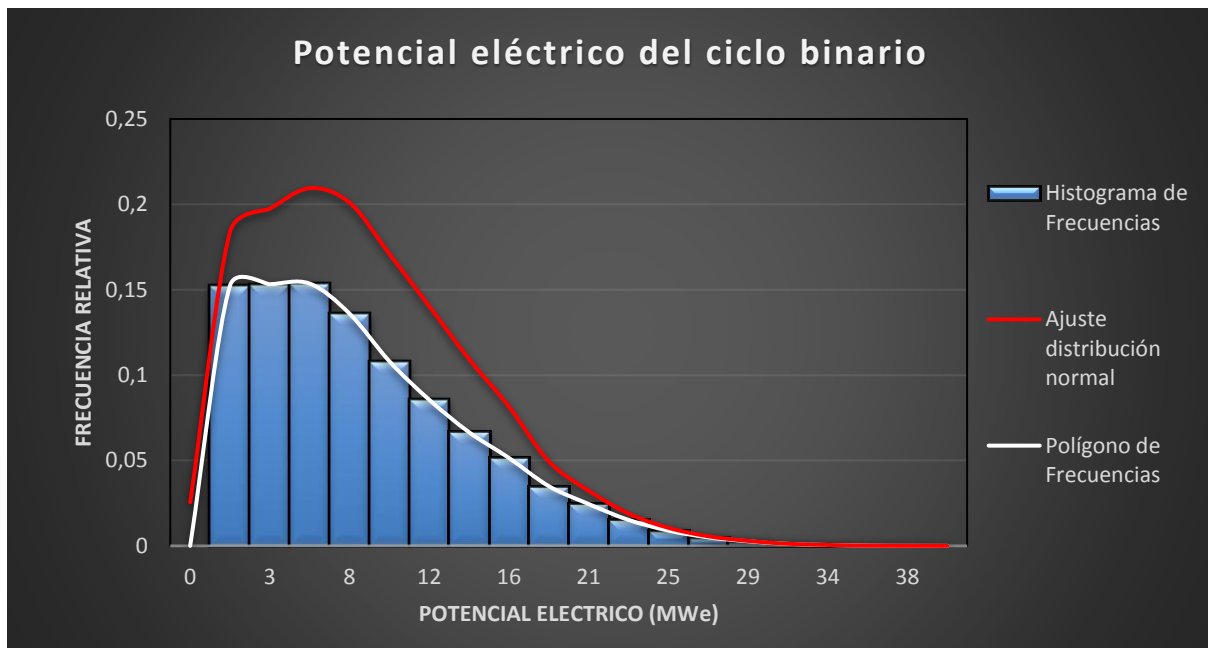


Gráfico 6.3 Potencial eléctrico del ciclo binario (ORC).

<i>Resultados del potencial eléctrico del ciclo binario</i>		
Promedio (\bar{x})	8,391	MWe
Mediana (Me)	7,16	MWe
Desviación estándar (S)	6,124	MWe
Coefficiente de variación (CV)	72,98	%

Tabla 6.12 *Resultados de potencial eléctrico ciclo binario (ORC).*

En los resultados del ciclo binario, se observa claramente que el potencial obtenido es menor, esto ocurre porque la temperatura de trabajo es más baja y además un ciclo ORC tiene menor eficiencia de conversión eléctrica, como máximo un 20%, donde se utilizó un 15% para el estudio. Estas plantas suelen ser instaladas cuando el yacimiento geotérmico es de media temperatura, o en otros casos, cuando se tiene una central geotérmica de alta temperatura, el fluido líquido separado antes de ser reinyectado, se utiliza en un ciclo binario para aumentar la capacidad instalada de la planta geotérmica, aunque también aumenta el costo de inversión de la misma.

Con respecto al resultado, se tiene un coeficiente de variación mayor al 50%, en este caso el CV no entrega información, pero gráficamente se observa un sesgo positivo, principalmente por que fue considerado el cero como valor mínimo de R_g , en estos casos como la programación presenta sensibilidad a este valor, la media no es un buen dato para representar el conjunto de datos, en consecuencia, se elige la mediana como el valor más probable de los resultados, obteniendo un valor de 7,16 MWe.

7.- ESTUDIO TÉCNICO DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA

7.- Estudio Técnico de la Central Geotérmica

7.1 Selección de la central geotérmica a instalar

Luego de analizar el comportamiento que tienen los dos tipos de ciclos, solo dependerá del yacimiento que se encuentre en el subsuelo, sea de alta o media temperatura, para decidir el tipo de ciclo que se debe ocupar en cada caso. Debido al desconocimiento de las características geotérmicas que se pueden encontrar en el lugar, en el estudio térmico se consideraron estimaciones conservadoras para los parámetros, de modo que el potencial calculado es el más probable de encontrar según estas condiciones. Para realizar la programación de las etapas que conlleva el proyecto en construcción, se considerará solo uno de los casos vistos anteriormente. Siendo el caso más favorable desde el punto de vista termodinámico, la instalación de una central geotérmica ciclo simple flash, por generar mayor potencial eléctrico y tener mejor eficiencia que el ciclo binario. Sin embargo, como no se puede comprobar la presencia de un yacimiento en el lugar, el factor de recuperación térmica será entre 0 – 20%. Con estos supuestos se tienen los datos presentados en el primer análisis térmico, los que se resumen en la Tabla 7.1, añadiendo la masa de agua líquida producida en la superficie y la masa de vapor generada por el separador de fases, considerando la mediana en cada caso como el dato más representativo de las 100.000 simulaciones.

Resultados de las simulaciones para el ciclo simple flash		
Potencia eléctrica ($W_{\text{eléctrica}}$)	35,27	MWe
Masa de agua líquida (m_w)	366,36	kg/s
Masa de vapor (m_{stm})	72,06	kg/s
Potencial del recurso geotérmico	151,91	MW

Tabla 7.1 Resultados correspondientes a la mediana de las simulaciones para el ciclo simple flash.

En la Figura 7.1, presentada a continuación, se observa el esquema base de un central ciclo simple flash, observando sus principales componentes.

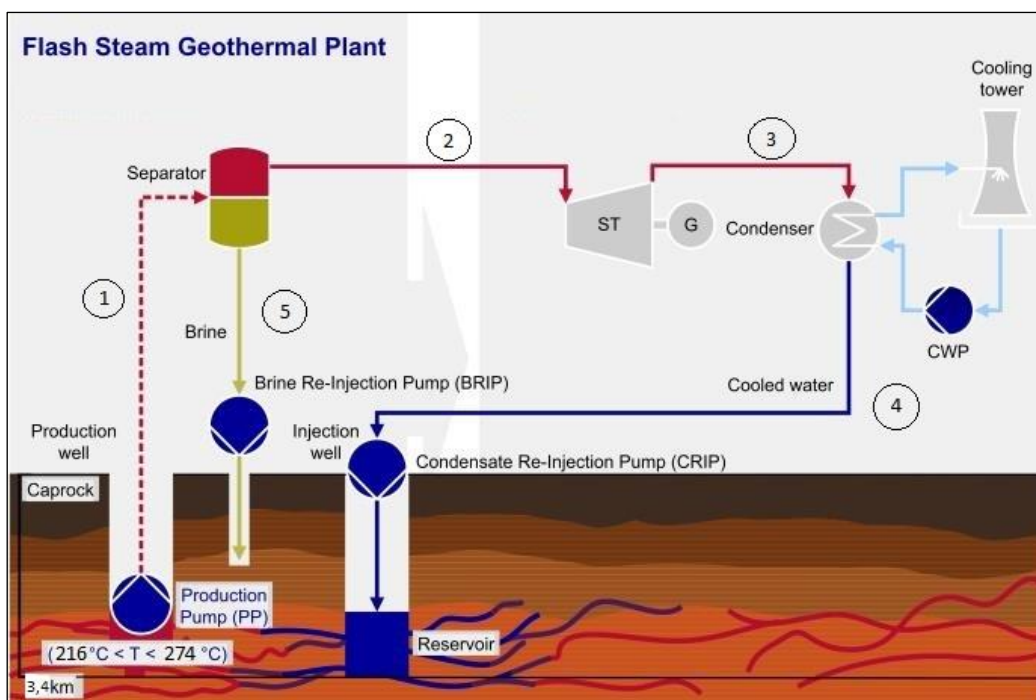


Figura 7.1 Esquema representativo de la instalación simple flash. Adaptado de [78]

Mediante la metodología aplicada y los datos obtenidos, se tiene que el funcionamiento de la planta se desarrolla según la enumeración presentada a continuación, que coincide con la numerología de la Figura 7.1:

1. Pozo de producción, en el cálculo se asume un fluido totalmente fase líquida, donde se obtiene un flujo másico de 366 kg/s, en la superficie del pozo.
2. El fluido fase líquida pasa por la cámara de vaporización donde se produce la separación de fases, en la metodología de cálculo esto ocurre a una presión de 5 bar, a la cual le corresponde una temperatura de 151,831°C, además, el vapor saturado entra a la turbina a una presión de 5 bar y a una razón de 72 kg/s, según lo obtenido en los resultados.
3. El fluido ha cedido la energía a la turbina, produciendo un trabajo en el eje y generando energía eléctrica mediante el generador, que, según los resultados, es de 35 MWe. Además, en este punto el fluido entra al condensador, cuya temperatura es igual a 40°C y se utilizó en metodología de trabajo.
4. El fluido geotérmico es condensado e inyectado al reservorio mediante el pozo de reinyección.
5. El fluido fase líquida que no logró cambiar de fase en el separador es reinyectado al reservorio al igual que el condensado.

Este es el procedimiento que sigue el fluido geotérmico para un ciclo simple flash, cabe mencionar que el fluido es condensado mediante el uso de torres de enfriamiento que proveen de agua refrigerada al condensador.

7.2 Planificación de la central geotérmica de 35 MWe

Como se mencionó en capítulos anteriores, el desarrollo de un proyecto geotérmico puede demorar entre 6 a 8 años, para comenzar su etapa de operación. Tiempo que puede variar, dependiendo de la información disponible o las condiciones geológicas y climáticas, que presente cada zona de un determinado país. Además de otros factores, como el acceso al lugar, que por lo general se encuentran en zonas volcánicas. Incluso, la normativa que presente cada país puede ser un factor que aumente el tiempo para el desarrollo de un proyecto geotérmico de alta temperatura.

Suponiendo que la instalación de la central geotérmica presentada en el TFG se desarrollara en un periodo de 7 años, se evaluarán las etapas que conlleva el desarrollo del proyecto a lo largo de este periodo, para determinar los costos asociados en cada una, con el fin de calcular el monto de inversión o CAPEX, necesario para la instalación geotérmica.

En la Figura 7.2 se presenta la programación estimada del proyecto geotérmico de 35 MWe, con las respectivas etapas y subetapas que se realizan a lo largo de su progreso y el tiempo aproximado en meses (mss), que demora cada una. Para definir esta programación, se empleó como guía el desarrollo de un proyecto geotérmico de 50 MW presentado en el Anexo A.9.2.

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

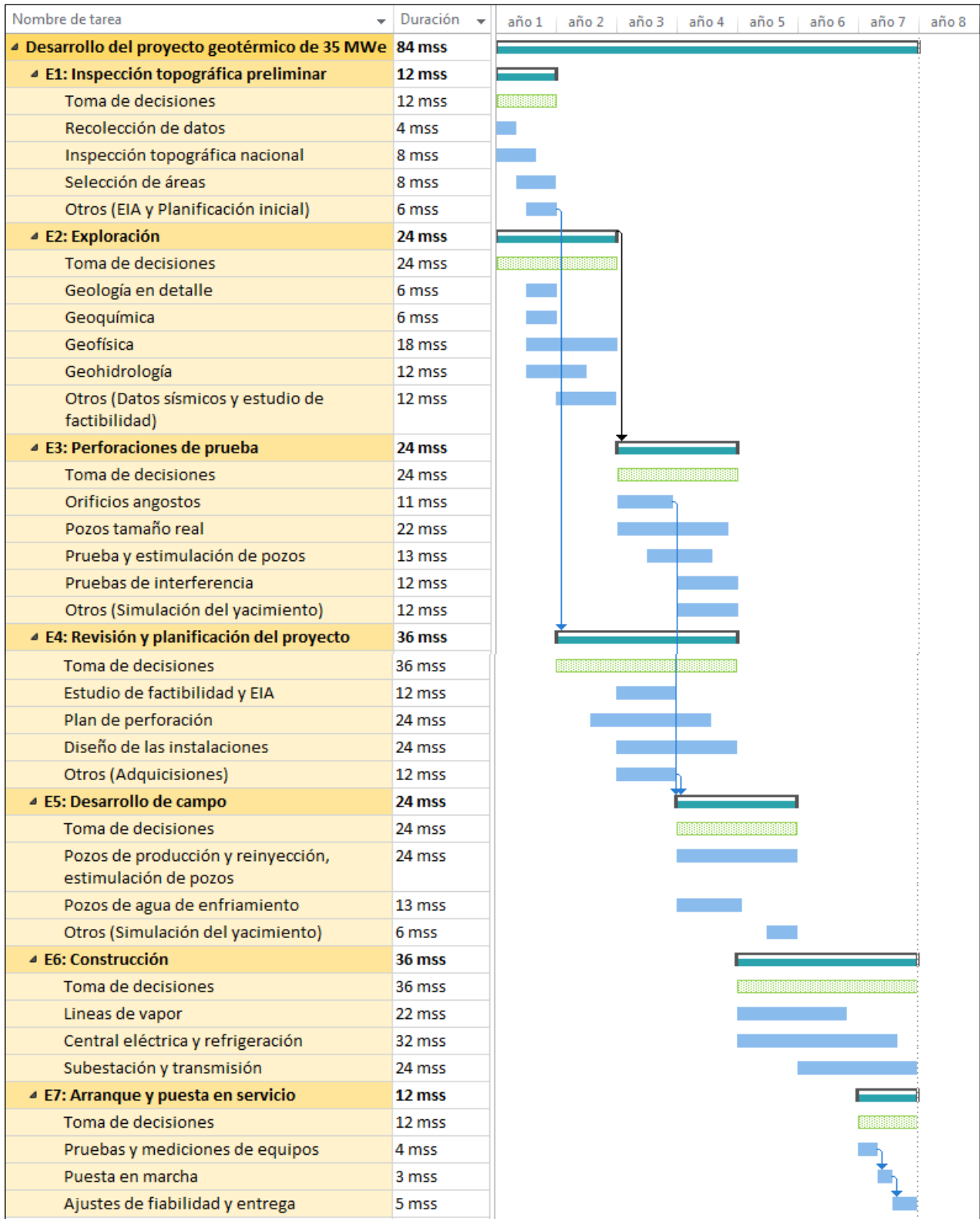


Figura 7.2. Desarrollo del proyecto geotérmico de 35 MWe.

La Figura 7.2 especifica las fases de un proyecto geotérmico y la duración que implica la construcción del mismo. Además, el Gráfico 7.1 muestra que las primeras etapas son las que poseen mayor riesgo, el que se reduce ampliamente cuando se encuentran características positivas en el lugar, que permitan avanzar en las fases del proyecto. Conjuntamente, el costo acumulado se incrementa considerablemente en las etapas de perforación y construcción. Este gráfico también muestra la incertidumbre que posee la instalación de una central geotérmica, precisamente en las etapas tempranas de su desarrollo, la que se mitiga a medida que se avanza con las etapas de investigación y construcción.

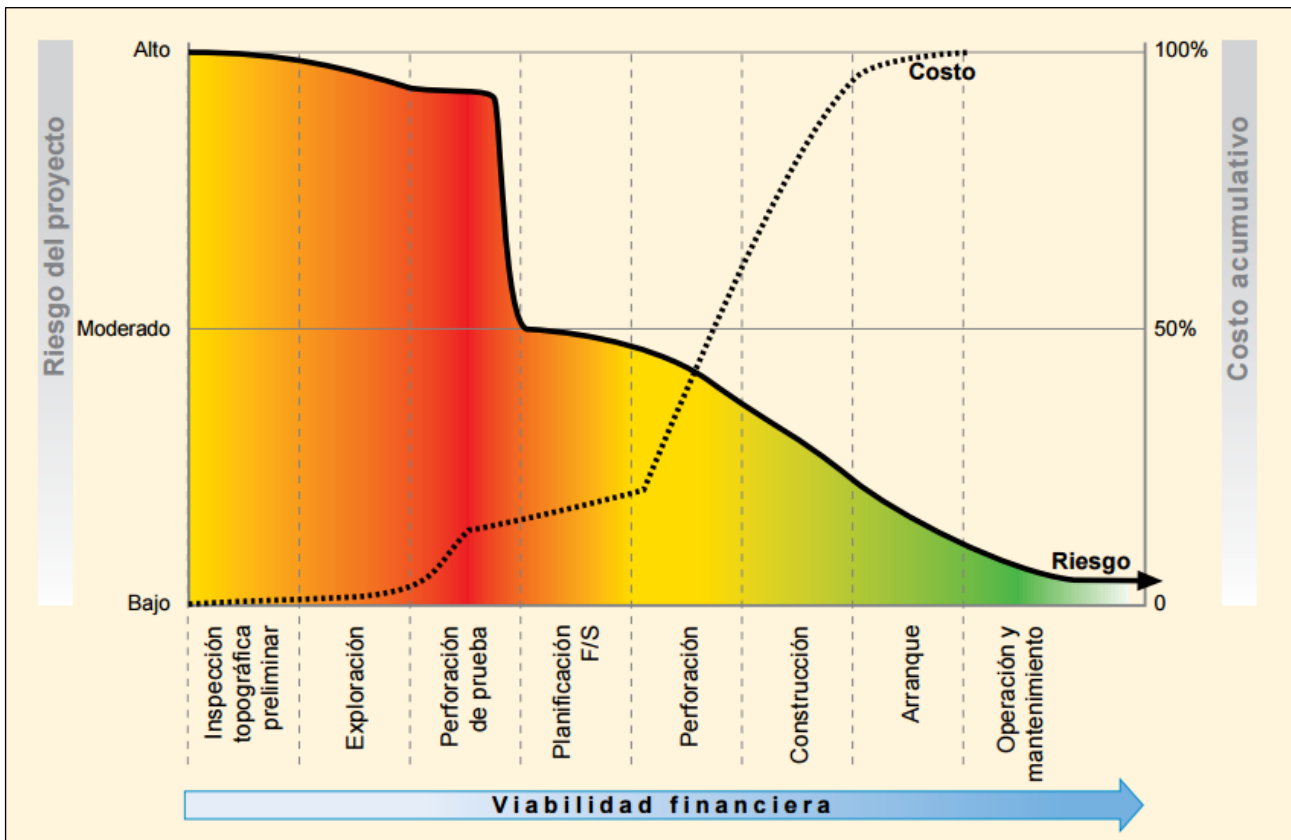


Gráfico 7.1 Riesgo de un proyecto vs el costo acumulado en las fases de desarrollo. [7]

De esta forma, se realizará una estimación de costos de todas las etapas que conlleva el desarrollo de un proyecto geotérmico, mencionadas anteriormente, para conocer el monto de inversión aproximado, que será utilizado en el análisis económico.

7.3 Etapas del proyecto geotérmico de 35 MWe

A continuación, se detallan las etapas que se deben incluir para el estudio técnico según la Figura 7.2 y el Gráfico 7.1. Cada etapa involucra una parte del costo de inversión que debe ser considerada para la inversión total del proyecto. Este costo se presenta en una tabla al final de cada etapa, mostrando el resumen de las actividades con su respectivo costo, según la programación indicada. Asimismo, cada etapa contiene una subetapa con el nombre de “Toma de decisiones” calculada a partir del personal de planta y/o equipos que estarán presente en todo el desarrollo del proyecto. El detalle de esto último y de las etapas descritas a continuación, se pueden observar en el Anexo A.7.2.

7.3.1 Etapa 1: Inspección topográfica preliminar

En esta primera etapa se investigan los mejores lugares, para profundizar en una investigación. En ella se realiza un primer reconocimiento del área geotérmica basado en un estudio a nivel nacional. Si no se encuentran estos estudios, usualmente los investigadores realizan sus propios estudios basándose en la literatura y datos disponibles, que incluye investigaciones geológicas de suelo y una documentación del lugar a través de imágenes satelitales y áreas. Una vez desarrollado este estudio preliminar, se realiza el permiso de la concesión de exploración geotérmica del lugar, el cual debe ser aprobado por el Ministerio de Energía de Chile.

Para tener el derecho a explorar en el área de interés, el desarrollador del proyecto, si no es propietario del lugar, debe llegar a un acuerdo de arriendo o concesión con el dueño legal, para realizar exploraciones en el terreno.

Estos trámites suelen ser burocráticos, donde además se incluye un permiso ambiental y de derechos de agua que requieren una evaluación de impacto ambiental (EIA). Actividades que involucran gran cantidad de tiempo y dinero, y pueden tardar desde varios meses, hasta 1 año en completarse. *Adaptado de [7]*

Los costos de la etapa de inspección topográfica preliminar llegan a un valor de US\$ 2.300.170. los cuales se observa en la Tabla 7.3

<i>Etapa 1: Inspección topográfica preliminar (ITP)</i>		
<i>Ítem</i>	<i>Dólares (US\$)</i>	<i>Euros (€)</i>
Toma de decisiones	761.855	701.542
Recolección de datos	89.291	82.222
Inspección topográfica nacional	162.896	150.000
Selección de áreas	217.195	200.000
Otros (EIA, planificación inicial, arriendos)	608.899	560.694
subtotal	1.840.136	1.694.458
Ingeniería y supervisión (10%)	184.014	169.446
Contingencia (15%)	276.020	254.169
Total	2.300.170	2.118.073

Tabla 7.3. *Costos de Inspección topográfica preliminar.*

7.3.2 Etapa 2: Exploración

Si bien la planificación de la etapa de exploración comienza al inicio de la investigación, una vez que se realice la recolección de datos de la etapa anterior y los permisos legales sea aceptados, se puede comenzar con la geología en detalle. Así también, se realizan los estudios geoquímicos, geofísicos, entre otros, como, análisis topográficos y recolección de muestras del lugar, que se analizan mediante diferentes estudios de suelo. La exploración mediante sondeos o pruebas de exploración, se utiliza básicamente para comprobar la presencia de rocas o lugares donde se puedan encontrar yacimientos geotérmicos bajo la superficie.

Para realizar lo mencionado anteriormente, se llevan a cabo diferentes exploraciones, que pueden incluir las mencionadas a continuación: *Adaptado de [7]*

- **Exploración geológica:** En este estudio se observa la actividad volcánica del lugar, seguimiento de las erupciones y los derrames que llevan consigo. Se analizan los tipos de rocas, sedimentos y lava que puede obtenerse a través de sondeos o en la superficie, y estimar el tipo de fuente de calor, su ubicación y potencial. Además, con la ayuda del mapa de la región es posible observar las fallas del subsuelo, esfuerzos y deformaciones que existen en un determinado lugar.
- **Exploración geoquímica:** Este tipo de exploración analiza la geoquímica de las rocas en los volcanes adyacentes o del magmatismo. En caso de la presencia de aguas termales y gases que se den en el lugar se realizan muestreos mediante geotermómetros especiales, para que de alguna forma se pueda determinar la temperatura presente en el reservorio. En otros casos, también se realizan muestras en superficie de trazas de radón y de mercurio para identificar la permeabilidad de las fallas del subsuelo.
- **Exploración geofísica:** Permite cuantificar la conductividad térmica o resistividad de las rocas de la superficie a través del método transitorio electromagnético (TEM) y el método magneto telúricos (MT). Estos dos métodos se complementan entre sí, de modo que el MT muestra los resultados a gran profundidad y el TEM muestra resultados a poca profundidad. Estas dos metodologías se pueden apoyar con mediciones de gravedad de Bouger para medir anomalías en el subsuelo, determinando fallas y fracturas, y junto a los datos geológicos, identificar la ubicación de la fuente de calor y de los puntos para realizar la perforación de exploración.

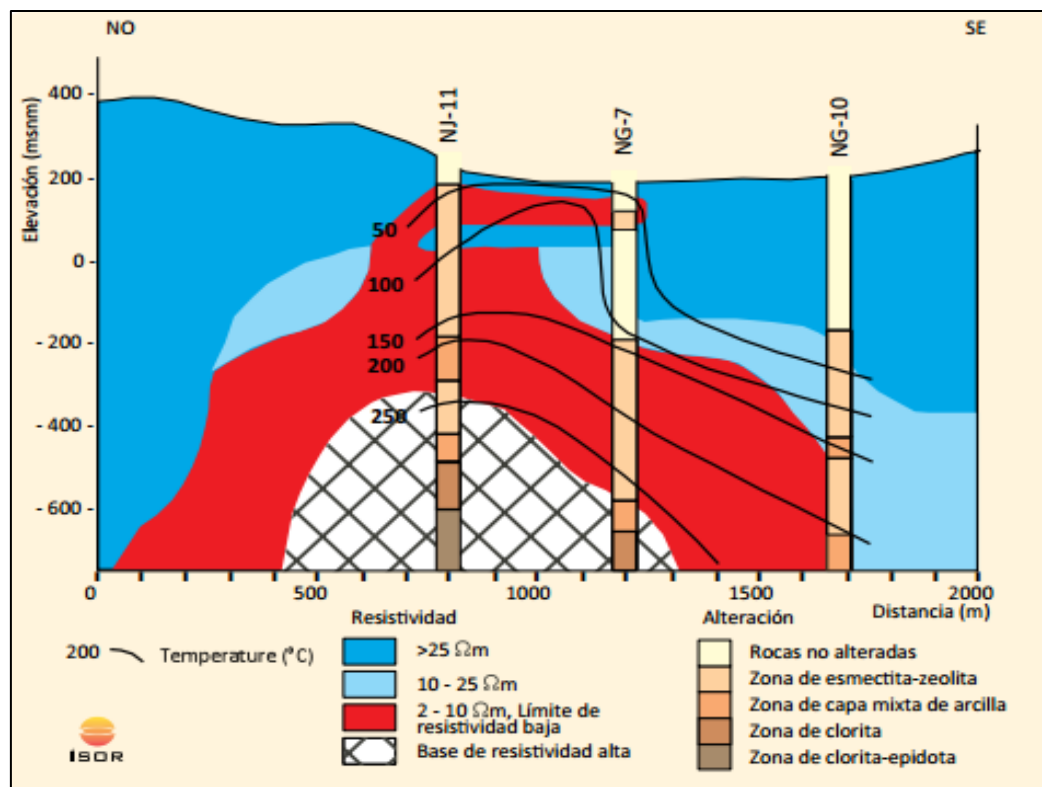


Figura 7.3. Sección transversal de resistividad para un campo geotérmico. [7]

- **Exploración geohidrológica:** Son diferentes actividades que permiten identificar la presencia de un acuífero, usualmente se revisa la información de las lluvias, escurrimientos y geología del lugar, para confeccionar un modelo inicial de la circulación y almacenamiento de los fluidos. De esta forma, conocer si existe presencia de un reservorio.

- **Orificios de gradiente de temperatura:** Corresponden a perforaciones angostas de menos de 6 pulgadas de diámetro y usualmente menos de 500 m de profundidad, con el propósito de medir el gradiente geotérmico de la zona. Estos orificios también permiten recolectar muestras de fluidos para complementar el análisis químico. Por lo general, se realizan de tres a cinco perforaciones de gradiente como parte del plan de exploración para un proyecto nuevo.
- **Exploración sísmica:** Es un método geofísico muy conocido que utiliza ondas desde la superficie para mapear estructuras del subsuelo como fallas y grietas. La exploración sísmica es más efectiva en las cuencas sedimentarias que en áreas volcánicas, donde se encuentran los mejores recursos hidrotérmicos. A veces, esto se considera una limitación en el uso de la exploración sísmica para recursos geotérmicos.

Los costos de los estudios de esta fase como, los MT, TEM, orificios de gradiente de perforación o sísmicos, dependen del tamaño y la accesibilidad del sitio geotérmico, de la disponibilidad de las herramientas y los equipos necesarios. Los costos mínimos de exploración de un sitio geotérmico serían en muchos casos de US\$ 1 a 2 millones, donde cada pozo de gradiente puede agregar de US\$ 0,5 a 1 millones. Como todos los proyectos son diferentes, es difícil entregar un costo de inversión necesario para esta fase y la anterior. [7]

Los datos obtenidos en esta etapa, permiten conocer propiedades del yacimiento, tales como la permeabilidad, parámetros de flujo, temperaturas aproximadas, el espesor y la extensión del área. De esta forma, mediante el modelo volumétrico, se puede estimar el potencial del yacimiento utilizando simulaciones de MonteCarlo, el resultado del potencial se irá mejorando con la información de parámetros obtenidos en las fases próximas. Además, se puede realizar un estudio de factibilidad previo para ver la viabilidad del proyecto en las fases tempranas de su desarrollo.

Los resultados de la etapa de exploración, son de gran importancia para continuar con la investigación del proyecto, ya que permite tener una idea a priori sobre la presencia de un yacimiento geotérmico y su potencial eléctrico. Si bien estas exploraciones son desarrolladas por personal experto en el área, que, a través de software, estudios y conocimientos sólidos permiten dar información acertada. En el desarrollo de esta memoria se realizó un estudio estimado mediante información de otros archivos y estudios del mapa geológico del lugar, para determinar los parámetros previos que se utilizaron en el cálculo del potencial térmico, a través del modelo volumétrico USGS Heat in place.

Los costos obtenidos en la etapa de exploración, alcanzan los US\$ 3.121.078. y se resumen en la Tabla 7.4.

<i>Etapa 2: Exploración</i>		
<i>Ítem</i>	<i>Dólares (US\$)</i>	<i>Euros (€)</i>
Toma de decisiones	1.523.710	1.403.083
Geología en detalle	128.507	118.333
Geoquímica	108.597	100.000
Geofísica	355.958	327.778
Geohidrología	163.801	150.833
Otros (Datos sísmicos, estudio de factibilidad y movilización)	216.290	199.167
subtotal	2.496.863	2.299.194
Ingeniería y supervisión (10%)	249.686	229.919
Contingencia (15%)	374.529	344.879
Total	3.121.078	2.873.993

Tabla 7.4. Costos de Exploración del proyecto geotérmico.

7.3.3 Etapa 3: Perforación de prueba

Esta etapa se desarrolla principalmente si las etapas anteriores muestran resultados positivos para continuar en la investigación, por tal motivo, corresponde a la última de las fases de exploración. En esta etapa se realizan las perforaciones de prueba, como orificios angostos y perforaciones profundas, que usualmente suelen ser de 3 a 5 pozos geotérmicos, no se conoce con claridad si serán pozos de producción o reinyección, dado que su finalidad es demostrar la presencia de un yacimiento en el lugar. Dependiendo de la ubicación, accesibilidad e infraestructura del campo geotérmico, es recomendable realizar perforaciones angostas para la confirmación del yacimiento, menores a 6 pulgadas, que utilizan un equipo más liviano y alcanzan profundidades de 1.500 m aproximadamente, reduciendo en un 50% el costo de un pozo tamaño real.

Es posible que los pozos perforados requieran ser estimulados para eliminar el lodo o cualquier material que bloquee las fallas en la roca y así mejorar la permeabilidad de las rocas y el caudal del fluido geotérmico hacia la superficie del pozo. Es necesario realizar pruebas de interferencia entre los distintos orificios para conocer si existe interconexión entre los pozos. Esto permite identificar con más detalle la forma y tamaño del yacimiento, como también del potencial que puede ser aprovechado y como puede variar de forma temprana en los pozos de producción.

A modo de ejemplo, el costo de la perforación de un orificio angosto puede costar entre US\$ 0,5 y 1,5 millones, mientras que un pozo de tamaño real, esta entre US\$ 2 y 6 millones [7], dependiendo de la ubicación y profundidad de la perforación. En Chile como no existe una industria que se dedique a la exploración de gas y petróleo, no cuenta con equipos que realicen perforaciones profundas, de modo que, si en EEUU la perforación de un pozo geotérmico alcanza los US\$ 4 millones, en Chile cuesta al menos unos US\$ 10 millones [74]. Esto se debe, a que la perforación de un pozo de esta magnitud, implica también, el transporte de los elementos al terreno, que alcanzan grandes toneladas en tuberías o estructuras, lodos de perforación, cemento y equipos que permiten el funcionamiento del sistema de perforación.

Esta etapa del proyecto es una de las que posee mayor riesgo, ya que se invierte una suma considerable de dinero para realizar las perforaciones, sin tener una seguridad clara que se encontraran las condiciones adecuadas de un yacimiento geotérmico.

El apoyo financiero del estado nacional puede reducir los riesgos de exploración asociados a las tres etapas anteriores, muchas veces es la única forma de asegurar la participación privada en el desarrollo inicial de los proyectos geotérmicos. Los gobiernos que alientan al sector privado a desarrollar proyectos desde el inicio, incluidas las tres primeras fases del proyecto, usualmente consideran dar subvenciones, subsidios u otros incentivos a las empresas privadas. Esto sucede para compartir el riesgo de parte del sector público y privado, en caso de no encontrar condiciones adecuadas en el lugar para la generación de energía eléctrica. Estos acuerdos son conversados antes de realizar cualquier inversión [7]. En la República de Chile, usualmente esto no sucede. Es básicamente por este motivo que las empresas privadas deben hacer un estudio profundo antes de invertir en un proyecto geotérmico, considerando todas las variables mencionadas.

Para la estimación de los costos en esta etapa, se consideraron 9 orificios angostos, de 2, 3 y 7 pulgadas y solo un pozo de tamaño real, procedimiento que se puede ver en detalle en el Anexo A.7.1. Así pues, se puede observar en la Tabla 7.5 que el costo de la etapa 3 alcanza los US\$ 20.461.727.

Etapa 3: Perforaciones de prueba		
Ítem	Dólares (US\$)	Euros (€)
Toma de decisiones	1.269.759	1.169.236
Orificios angostos	3.751.282	3.454.306
Pozos tamaño real	10.045.249	9.250.000
Prueba y estimulación de pozos	431.373	397.222
Pruebas de estimulación	190.045	175.000
Otros (Simulación del yacimiento, movilización, alimentación y acceso de equipos al lugar)	681.674	627.708
subtotal	16.369.382	15.073.472
Ingeniería y supervisión (10%)	1.636.938	1.507.347
Contingencia (15%)	2.455.407	2.261.021
Total	20.461.727	18.841.840

Tabla 7.5. Costos de perforaciones de prueba del proyecto geotérmico.

7.3.4 Etapa 4: Revisión y planificación del proyecto

Esta etapa comienza una vez finalizada la etapa de inspección topográfica preliminar, donde los datos reunidos en esta etapa se complementan con los datos obtenidos en las fases de exploración y perforaciones de prueba. Es así como en la etapa 4 se evalúan detalladamente los datos obtenidos de los estudios anteriores, completando también los datos que faltaban en la etapa de perforación de prueba para afinar el estudio de factibilidad. Este estudio incluye costos que se realizaron en las fases anteriores, más un plan de contingencia de todas las negociaciones, permisos, trabajos de escritorio e ingeniería financieros, legales y ambientales necesarios para trasladar el proyecto a la fase de construcción. *Adaptado de [7]*

De esta forma se finaliza el estudio de factibilidad para la instalación de la central geotérmica identificando si el proyecto es viable para su desarrollo. En esta etapa se confecciona el plan de perforación y se finaliza el estudio de impacto ambiental, que debe ser aprobado por el Ministerio de energía del país para comenzar con las próximas etapas. Aprobado el EIA final, el proyecto ya se encuentra en condiciones para seguir su etapa de construcción. Pero antes, se debe realizar el diseño de las instalaciones.

En esta etapa se consideró el personal necesario para completar cada una de las actividades y también los terrenos a utilizar en la etapa de construcción como se identifica en el Anexo A.7.2, mientras que en la Tabla 7.6 se presenta el resumen de los costos, con un total de US\$ 7.563.273.

Etapa 4: Revisión y planificación del proyecto		
Ítem	Dólares (US\$)	Euros (€)
Toma de decisiones	2.031.614	1.870.778
Estudio de factibilidad y EIA	269.683	248.333
Plan de perforación	514.027	473.333
Diseño de las instalaciones	705.882	650.000
Otros (Adquisiciones y alimentación)	2.529.412	2.329.167
Subtotal	6.050.618	5.571.611
Ingeniería y supervisión (10%)	605.062	557.161
Contingencia (15%)	907.593	835.742
Total	7.563.273	6.964.514

Tabla 7.6. Costos de revisión y planificación del proyecto geotérmico.

7.3.5 Etapa 5: Desarrollo de campo

El desarrollo de campo consiste en ejecutar el plan de perforación de los pozos de producción y reinyección, con su correspondiente conjunto de tuberías en la superficie para la conexión de las líneas de vapor en fases próximas, esta etapa marca el comienzo del desarrollo del proyecto. Para la perforación de pozos de producción se requiere de una o más plataformas de perforación, según la cantidad de pozos que se requieran. Por lo general, para un proyecto geotérmico, se utiliza la regla que todo pozo de producción exitoso proporcione suficiente fluido (líquido o vapor) para generar 5 MW de potencia en la central eléctrica. Sin embargo, esta cantidad se reduce a 4 MW por que incluso en las áreas bien exploradas, aproximadamente del 10 al 30% de todos los pozos perforados se encuentran secos o débiles para usarlos. *Adaptado de [7]*

Los pozos de reinyección se utilizan para inyectar el fluido geotérmico al yacimiento y evitar el agotamiento temprano del reservorio. La reinyección debe realizarse en zonas donde no cause el enfriamiento del yacimiento geotérmico. Zonas que son estudiadas mediante patrones de flujo subterráneos a través de los modelos conceptuales y numéricos del yacimiento, que se encuentran diseñados en las etapas iniciales a través de una simulación del yacimiento.

El número de pozos de reinyección dependerá del número de pozos de producción y de la mezcla líquido - vapor del fluido geotérmico producido, dado que, en ese caso, se conoce la cantidad del vapor extraído. Para efectos del cálculo se suele considerar aproximadamente la mitad de los pozos de producción.

Un pozo de producción requiere un diseño más detallado, por los esfuerzos térmicos y mecánicos que está expuesto. No así un pozo de reinyección, donde solo se inyecta el fluido fase líquida al reservorio. Es por esto que, el costo de un pozo de reinyección fue considerado en aproximadamente US\$ 0,45 millones menos que el costo de un pozo de producción.

El cálculo del número de pozos fue determinado mediante el Software System Advisor Model (SAM), Geothermal analysis, procedimiento completo que se encuentra en el Anexo A.7.1, incluido el costo de inversión obtenido por el software. En consecuencia, el resultado obtenido de la cantidad de pozos necesarios para producir 35 MWe se muestra en la Figura 7.4.

Number of Wells to Drill	
The number of production wells required is determined on the Geothermal Plant page. Here you can decide if any of the confirmation wells can be used for production wells, and how many injection wells will be used in the analysis.	
Total Production Wells Required	6.29763
% of Confirmation Wells Used for Production	100 %
Number of Confirmation Wells	1
Number of Production Wells to be Drilled	5.29763
Ratio of Injection Wells to Production Wells	0.45
Number of Injection Wells to be Drilled	2.83393

Figura 7.4. Número de pozos obtenidos mediante System Advisor Model (SAM). [Anexo A.7.1]

Según estos resultados se necesitan 6,29 pozos de producción y 2,83 pozos de reinyección en el yacimiento para generar una potencia eléctrica de 35 MWe. Por tal motivo, se consideraron 7 pozos de producción y 3 pozos de reinyección para la estimación de costos. En la Tabla 7.7 presentada a continuación, se muestra el resumen de los costos para la etapa de “Desarrollo de campo”, costos que alcanzan los US\$ 85.867.081.

Etapa 5: Desarrollo de Campo		
Ítem	Dólares (US\$)	Euros (€)
Toma de decisiones	1.269.759	1.169.236
Pozos de Producción y reinyección, estimulación de pozos	65.592.760	60.400.000
Pozos de agua de enfriamiento	1.522.172	1.401.667
Otros (Simulación del yacimiento, movilización y alimentación)	308.974	284.514
Subtotal	68.693.665	63.255.417
Ingeniería y supervisión (10%)	6.869.367	6.325.542
Contingencia (15%)	10.304.050	9.488.313
Total	85.867.081	79.069.271

Tabla 7.7 Costos de desarrollo de campo del proyecto geotérmico.

7.3.6 Etapa 6: Construcción

Como su nombre lo indica, esta etapa incluye obras de construcción de la central geotérmica referidas al sistema de transporte de vapor (tuberías de vapor), desde la boca de los pozos hacia la central eléctrica y las tuberías para la reinyección de los fluidos, construcción de la planta eléctrica con sus respectivos componentes, como separadores, turbina, generador, condensador y torres de enfriamiento, que incluyen el sistema de refrigeración. Además, se construye la subestación y red de transmisión de energía eléctrica, para transportar la energía producida a la subestación distribuidora. En resumen, involucra la construcción total del diseño realizado en la fase de planificación del proyecto.

Como el diseño de las instalaciones no fue considerado en el desarrollo del TFG, solo se mencionará una estimación aproximada del costo de equipos a utilizar, esta estimación se observa en el Anexo A.7.2, y los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7.8 alcanzando un costo total igual a US\$ 106.834.697.

Etapa 6: Construcción		
Ítem	Dólares (US\$)	Euros (€)
Toma de decisiones	3.047.421	2.806.167
Líneas de vapor	11.929.110	10.984.722
Central eléctrica y refrigeración	38.676.596	35.614.699
Subestación y transmisión	27.517.345	25.338.889
Otros (Movilización y alimentación)	4.297.285	3.957.083
subtotal	85.467.757	78.701.560
Ingeniería y supervisión (10%)	8.546.776	7.870.156
Contingencia (15%)	12.820.164	11.805.234
Total	106.834.697	98.376.950

Tabla 7.8 Costos de construcción del proyecto geotérmico.

7.3.7 Etapa 7: Arranque y puesta en servicio

Una vez que los componentes principales de la etapa de construcción se encuentran instalados, se realiza la puesta en marcha provisoria, en la cual se verifican muchos asuntos técnicos con el proveedor de la planta, revisar el correcto funcionamiento de los equipos principales, en base a pruebas de presión de los pozos, temperatura, caudal, energía producida, entre otros, como afinar la eficiencia de la central y otros equipos. Este procedimiento puede tomar varios meses [7]. Una vez, que cumple con los parámetros estándar de funcionamiento, la central geotérmica se aprueba para su operación y funcionamiento a través del tiempo. En este caso, el costo total de la etapa es de US\$ 3.776.225.

Etapa 7: Arranque y puesta en servicio		
Ítem	Dólares US\$	Euros (€)
Toma de decisiones	761.855	701.542
Pruebas y mediciones de equipos	570.136	525.000
Puesta en marcha	427.602	393.750
Ajustes de fiabilidad y entrega	712.670	656.250
Otros (Movilización y alimentación)	548.718	505.278
subtotal	3.020.980	2.781.819
Ingeniería y supervisión (10%)	302.098	278.182
Contingencia (15%)	453.147	417.273
Total	3.776.225	3.477.274

Tabla 7.9 Costos de arranque y puesta en servicio del proyecto geotérmico.

Una vez que estas etapas son desarrolladas correctamente, el proyecto geotérmico podría comenzar su etapa de operación y mantención a través del tiempo.

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

Por tal motivo, en la Figura 7.5 se observa la distribución de la instalación, donde se muestran las posibles ubicaciones de los equipos de la central geotérmica, considerando que las ubicaciones de estos, pueden tener variaciones en un proyecto de este tipo, que dependen básicamente de las zonas óptimas para realizar la perforación de los pozos de producción y reinyección.

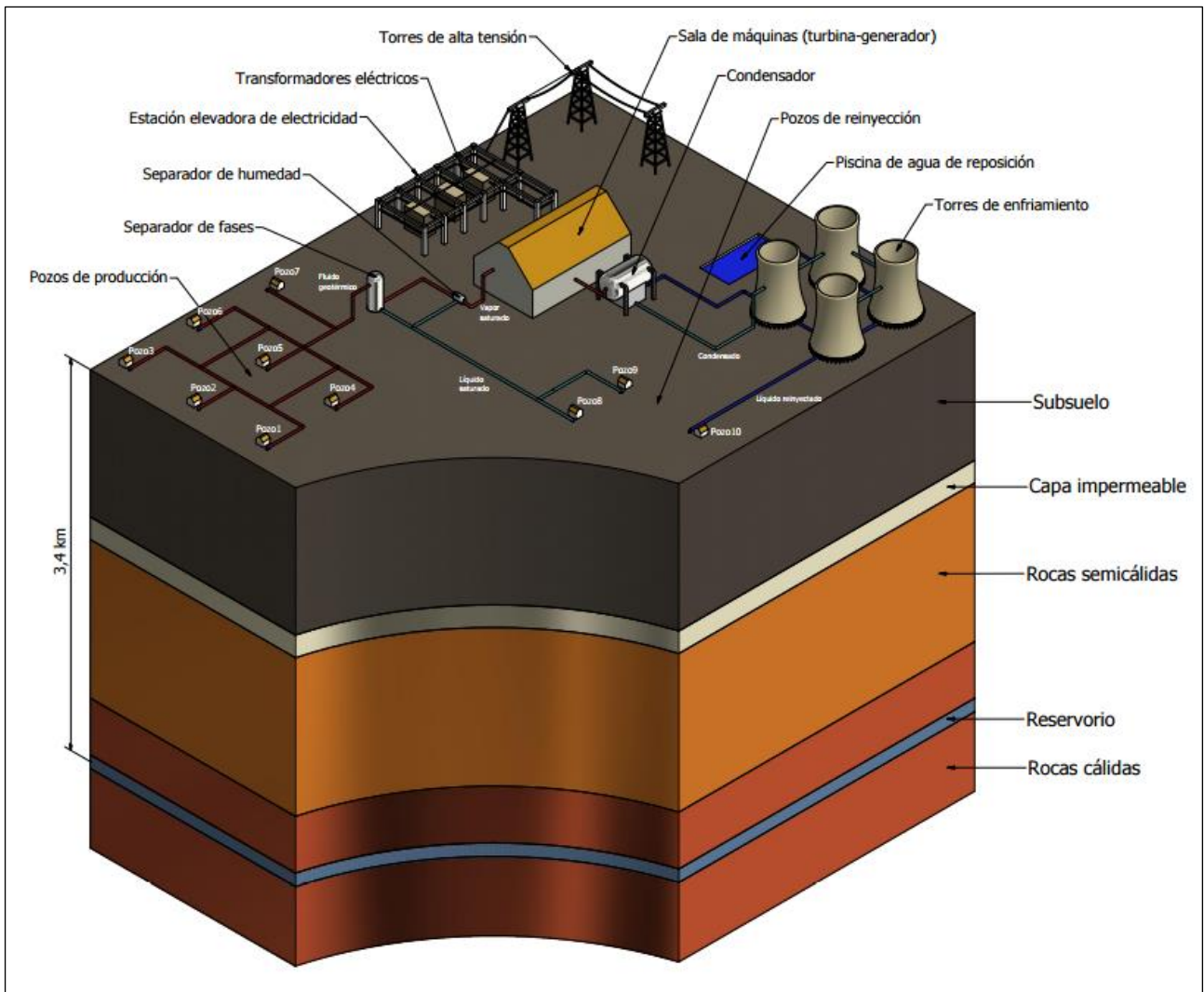


Figura 7.5 Plano de distribución de equipos del proyecto geotérmico. [Anexo A.10]

8.- ESTUDIO ECONÓMICO DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA

8.- Estudio Económico de la Central Geotérmica

8.1 Horizonte de evaluación del proyecto

El tiempo de vida útil de una planta geotérmica, no es fácil de estimar, esto sucede porque existen proyectos que se encuentran instalados por un periodo de más de 50 años, lo cual depende del potencial que posea el yacimiento y obviamente de la forma de aprovecharlo. En el estudio térmico de este trabajo se consideró una vida útil de 30 años, donde se obtuvo que, para ese periodo de tiempo, la potencia eléctrica a utilizar es aproximadamente a 35 MWe. Por lo tanto, el horizonte de tiempo a evaluar el análisis económico es igual a 30 años y es por lo general, es el tiempo que se utiliza para determinar la viabilidad de estos proyectos.

8.2 Estimación de la Inversión o CAPEX de la planta

Utilizando como referente el “Informe de costos de inversión por tecnología de generación”, realizada por la Comisión nacional de energía de Chile (CNE) en agosto del 2015 [35], se menciona que los costos unitarios de inversión de los proyectos geotérmicos declarados en estudio, han obtenido valores de entre 6.000 y 7.600 US\$/kW y se ha fijado un valor unitario de inversión de 6.500 US\$/kW. De esta forma, para la instalación de la central seleccionada, la cual es de 35 MWe, se tendrá una inversión entre los siguientes valores, presentados en millones de dólares (MUS\$) y millones de euros (M€).

<i>Costos unitarios de Inversión para una central geotérmica de 35 MWe</i>			
<i>Valor mínimo</i>	<i>Valor probable</i>	<i>Valor máximo</i>	<i>Unidad</i>
210	227,5	266	(MUS\$)
193,4	209,5	244,9	(M€)

Tabla 8.1 *Costos de inversión para una central geotérmica de 35 MWe.*

La inversión de la planta geotérmica se determinó de dos formas, que se exponen continuación.

8.2.1 Inversión en detalle mediante estimación de costos

Para determinar esta inversión se decidió estimar ciertos costos y gastos que se incluyen en el desarrollo de un proyecto geotérmico de alta temperatura. Suponiendo que la investigación y desarrollo del proyecto se realiza en 7 años, se consideraron las actividades según la planificación del proyecto y se calcularon los costos que implica cada etapa (resumen presentado en el Capítulo 7), mediante una estimación detallada del personal, equipos u otros, como alimentación y movilización, que se observan en el Anexo A.7.2. El resumen de cada etapa y el monto total de inversión se muestra en la Tabla 8.2, donde la inversión total obtenida en este proceso es igual a US\$ 229.924.252.

En el Gráfico 8.1 se ejemplifica la distribución del CAPEX mediante los porcentajes que involucra cada etapa del desarrollo del proyecto. Esta distribución fue validada mediante un estudio de inversión de un proyecto de 50 MW, donde se pueden observar los porcentajes aproximados de cada etapa. La validación de la inversión se presenta en el Anexo A.7.3.

Resumen de la inversión por etapas del proyecto		
Ítem	Dólares (US\$)	Euros (€)
Etapa 1: Inspección topográfica preliminar (ITP)	2.300.170	2.118.073
Etapa 2: Exploración	3.121.078	2.873.993
Etapa 3: Perforaciones de prueba	20.461.727	18.841.840
Etapa 4: Revisión y planificación del proyecto	7.563.273	6.964.514
Etapa 5: Desarrollo de Campo	85.867.081	79.069.271
Etapa 6: Construcción	106.834.697	98.376.950
Etapa 7: Arranque y puesta en servicio	3.776.225	3.477.274
Total	229.924.252	211.721.915
Precio/kW	6.569	6.049

Tabla 8.2 Resumen de inversión estimada del proyecto geotérmico. [Anexo A.7.4]

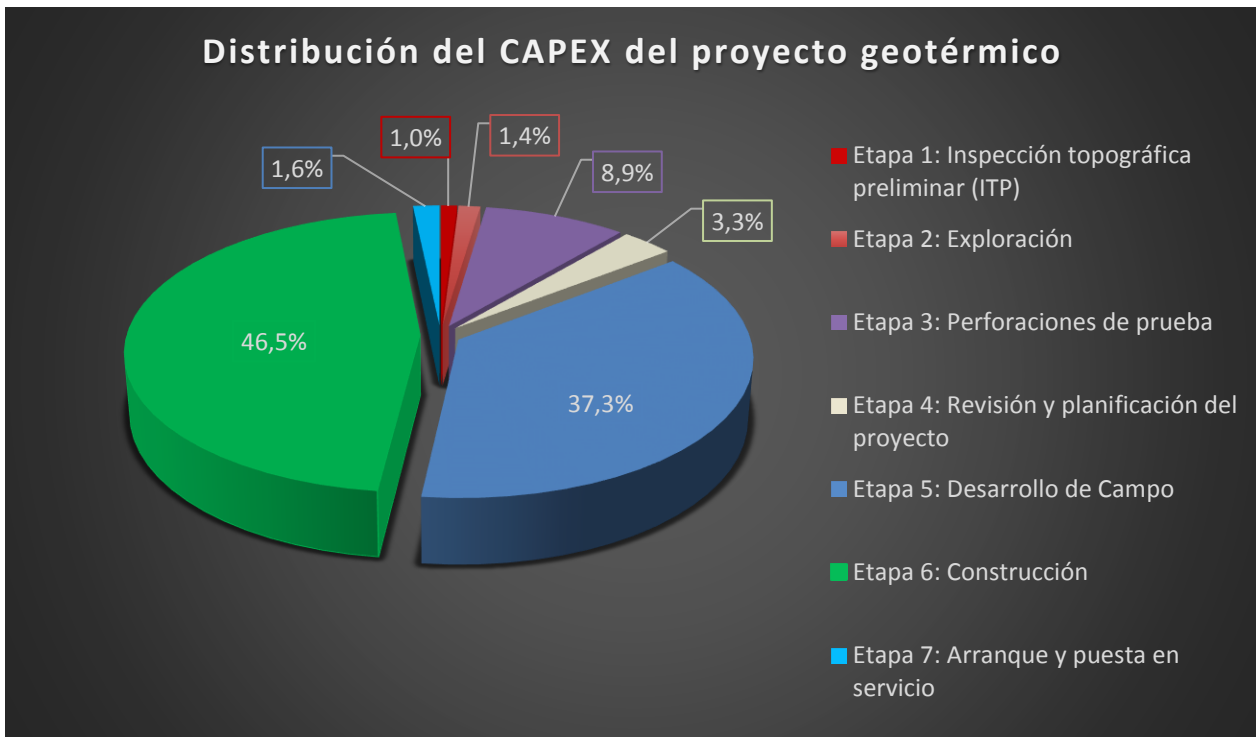


Gráfico 8.1 Distribución del CAPEX del proyecto geotérmico. [Anexo A.7.4]

Esta inversión se encuentra entre los rangos obtenidos para una instalación geotérmica de 35 MWe y además, los porcentajes de la distribución del CAPEX se consideran similares a los obtenidos para un proyecto de 50 MW, lo que implica que la inversión estimada y detallada, puede ser considerada válida para el análisis económico.

8.2.2 Inversión mediante el uso de software SAM

Se determinó la inversión necesaria para una central geotérmica mediante el software “System Advisor Model (SAM)”, utilizado para un análisis geotérmico. El procedimiento completo se muestra en el Anexo A.7.1 y el resumen se presenta en la Figura 8.1, donde el monto de inversión (Total installed cost) es igual a US\$ 227.077.536.

Total Installed Costs		
	Total capital cost	\$ 171,703,232
Contingency	15 %	\$ 25,755,484
	Total direct cost	\$ 197,458,720
	Total installed cost	\$ 227,077,536
	Total installed cost per capacity (\$/kW)	\$ 6,488

Figura 8.1 Monto de Inversión mediante Software SAM. [Anexo A.7.1]

La inversión obtenida mediante el software, al igual que la inversión anterior, está dentro de los rangos mencionados, por lo tanto, también es válida para el estudio económico. Sin embargo, el procedimiento para su determinación requiere de parámetros muy específicos del yacimiento geotérmico, los que no siempre son conocidos, como ocurre en esta memoria.

De ambas inversiones, la inversión estimada muestra detalladamente los costos y gastos que se requieren por etapa para llevar a cabo un proyecto geotérmico, por este motivo, la inversión a utilizar para el estudio será la obtenida en forma estimada, igual a US\$ 229.924.252.

8.3 Ingresos de la central geotérmica

Como toda central generadora de electricidad, sea de combustibles fósiles o energías renovables, sus principales ingresos se deben a la producción de energía eléctrica y venta de la misma a los sistemas de transmisión de energía. En Chile, además de la venta de energía, el sistema considera un pago directo por potencia, conocida como la potencia firme, esta potencia corresponde a la potencia confiable que está disponible en los peaks de demanda.

Las energías renovables, por su baja o nula emisión de dióxido de carbono, son capaces de reducir las emisiones de CO₂ a la atmosfera, y reciben ingresos por venta de bonos de carbono, donde un bono de carbono representa una tonelada de CO₂. Este ingreso no será considerado para el análisis económico de la central. De modo que, solo serán incluidos los ingresos por venta de energía y de potencia.

8.3.1 Ingresos por venta de energía

8.3.1.1 Energía eléctrica producida

El correcto mantenimiento de todas las instalaciones es fundamental para asegurar un factor de disponibilidad y de capacidad alta para la central eléctrica. Si bien, el factor de disponibilidad de las centrales geotérmicas es alto, alcanzando en algunos casos el 100%, es necesario una mantención adecuada para que este factor no se vea afectado. En este caso, el factor de disponibilidad se considerará de 95%, constante para los 30 años, pues este factor se utilizó para la obtención del potencial eléctrico en el estudio térmico. Así también, la potencia eléctrica que se obtuvo para una central de energía ciclo simple flash, fue de 35 MWe.

Para determinar la energía eléctrica producida se utiliza la siguiente expresión:

$$E_{el\acute{e}ctrica} = P_{neta} \cdot N_{d\acute{i}as-a\acute{n}o} \cdot H_{d\acute{í}a} \cdot f_{planta} \quad [8.1]$$

Donde:

$E_{el\acute{e}ctrica}$: Energía eléctrica producida (MWh/año).

P_{neta} : Potencia neta (MW).

$N_{d\acute{í}as/a\acute{n}o}$: Número de días del año (365 días/año).

$H_{d\acute{í}a}$: Horas del día (24 horas/día).

f_{planta} : Factor de planta (adimensional).

Remplazando los datos para el horizonte de tiempo mencionado, se tiene:

$$\begin{aligned} E_{el\acute{e}ctrica\ 1-30} &= P_{neta} \cdot N_{d\acute{í}as-a\acute{n}o} \cdot H_{d\acute{í}a} \cdot f_{planta} \\ E_{el\acute{e}ctrica\ 1-30} &= 35\ (MW) \cdot 365\ \left(\frac{d\acute{í}as}{a\acute{n}o}\right) \cdot 24\ \left(\frac{horas}{d\acute{í}a}\right) \cdot 95\% \\ E_{el\acute{e}ctrica\ 1-30} &= 291,27\ \left(\frac{GWh}{a\acute{n}o}\right) \end{aligned}$$

8.3.1.2 Precio de venta de la energía

En Chile, el precio de venta de energía que se aplica al consumidor está dado por la siguiente expresión:

$$Precio_{usuario} = Precio\ de\ Nudo + Valor_{agregado\ de\ distribuci\acute{o}n} + Cargo_{uso\ de\ sistema\ troncal}$$

De esta expresión, se tiene que el precio de venta por parte de la empresa generadora corresponde al precio del nudo y los añadidos corresponden a costos de transmisión y distribución al usuario final (consumidor). De esta forma, el precio de venta a considerar para el estudio económico es el precio de nudo. En el país, el precio del nudo está determinado por la Comisión nacional de energía (CNE), y se fijan semestralmente en los meses de abril y octubre, que a través de un informe técnico comunica los resultados al Ministerio de Energía, organismo que posteriormente procede a su fijación mediante un decreto publicado en el diario oficial.

En un estudio realizado el año 2008, para la estimación del aporte de potencial de las ERNC, se consideró el precio de nudo de octubre del 2007 fijado por la CNE. A su vez, se adoptaron como referencia los siguientes posibles casos que se presentan a continuación: [36]

- Precio de la energía de **US\$ 75/MWh** más un crecimiento anual de 1%, para un escenario **conservador** en el precio de la energía.
- Precio de la energía de **US\$ 102/MWh** más un crecimiento anual de 1% para un escenario **dinámico** del precio de la energía.
- Precio de la energía de **US\$ 102/MWh** más un crecimiento anual de 3,5% para un escenario **dinámico-plus** del precio de la energía.

Esta consideración de tres escenarios posibles, es acertada, ya que no se conoce de qué forma puede variar el precio de nudo en los años siguientes, por este motivo para este TFG se consideraron estos tres tipos de casos, pero con el precio de nudo actualizado al año 2016.

Como el estudio de la instalación de la central geotérmica se consideró en la octava región, le corresponde aportar su energía al sistema interconectado central (SIC), encargado de cubrir esta región. En el informe presentado por la CNE en abril de 2016 se observa que el precio del nudo para el SIC es de aproximadamente **65 Mills/kWh**, lo que es igual a **65 US\$/MWh**. El que se puede observar en el Gráfico 8.2, donde se muestran los diferentes precios de nudo a través del tiempo para este sistema, desde el año 1982 hasta el 2016.

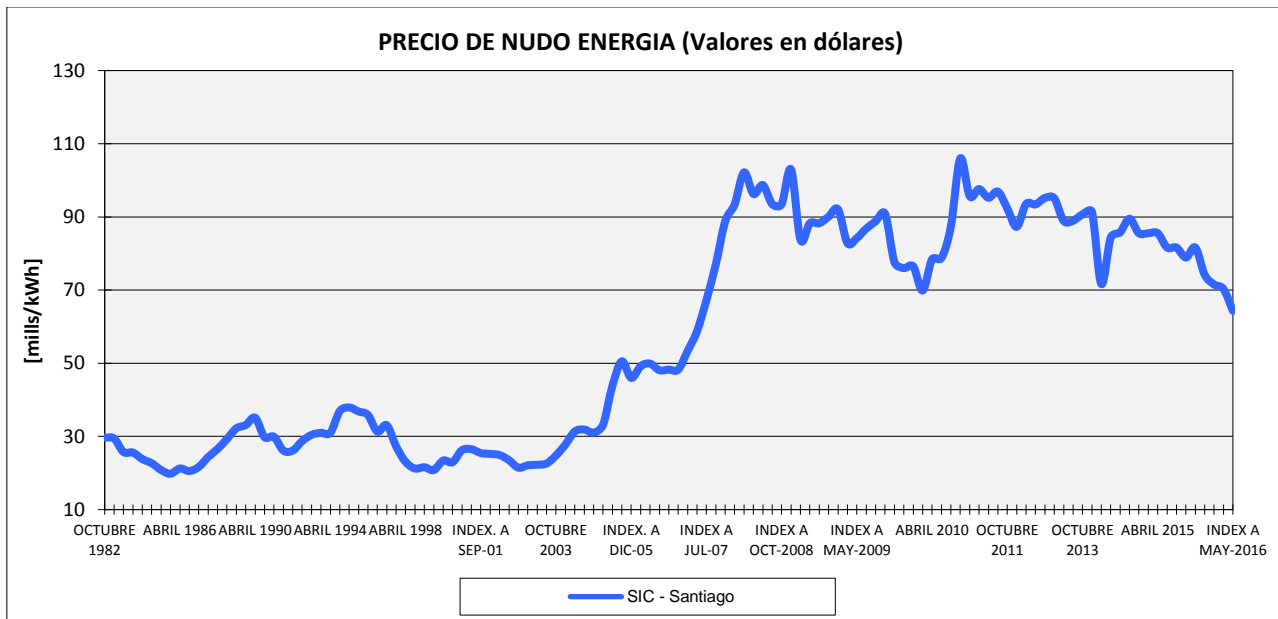


Gráfico 8.2. Precio de nudo de energía. [79]

Como se observa en el Gráfico 8.2, el precio de nudo ha tenido múltiples variaciones a través del tiempo, con altos y bajos. En estos últimos años, aproximadamente desde el 2010, presenta una caída notoria donde se observa que la tendencia del precio es a disminuir. Sin embargo, el caso más favorable para un estudio de factibilidad es que los precios aumenten, de esta forma para el estudio del TFG, se consideran los tres posibles casos mencionados anteriormente con el precio de nudo de energía actual:

- **Caso 1:** Precio de la energía de **US\$ 65/MWh** más un crecimiento anual de 1%, para un escenario **conservador** en el precio de la energía.
- **Caso 2:** Precio de la energía de **US\$ 92/MWh** más un crecimiento anual de 1% para un escenario **dinámico** del precio de la energía.
- **Caso 3:** Precio de la energía de **US\$ 92/MWh** más un crecimiento anual de 3,5% para un escenario **dinámico - plus** del precio de la energía.

De esta forma los precios a tomar en cuenta para el horizonte de tiempo de 30 años tendrían el comportamiento mostrado en el Gráfico 8.3, donde para el año 2017 se tiene aplicado el incremento de porcentaje según sea el caso.

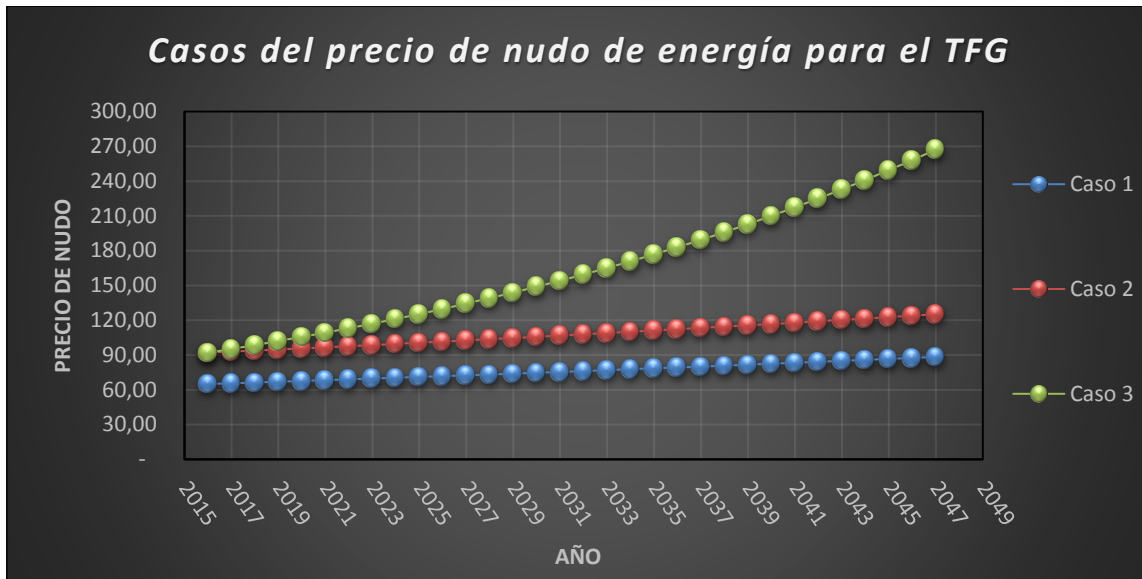


Gráfico 8.3. Casos considerados del precio de nudo de energía para el TFG.

8.3.1.3 Ingresos anuales por venta de energía

Los ingresos anuales obtenidos a partir de la central geotérmica cuya potencia neta es de 35 MWe se determinan por la siguiente ecuación.

$$\text{Ingresos}_{\text{año}} = E_{\text{eléctrica}} \cdot P_{\text{nudo energía}}_{\text{año}} \quad [8.2]$$

Donde:

$\text{Ingresos}_{\text{año}}$: Ingresos de la central geotérmica (US\$/año).

$E_{\text{eléctrica}}$: Energía eléctrica generada (MWh/año).

$P_{\text{nudo energía}}_{\text{año}}$: Precio de nudo de energía del año en estudio (US\$/MWh).

Utilizando la Ecuación 8.2 se determinan los ingresos para la central en los 30 años de estudio. A modo de ejemplo, se presenta el cálculo para el primer año del caso 1, debido a que el cálculo es similar para los próximos años considerando la variación en el precio de venta de energía.

$$\begin{aligned} \text{Ingresos}_{\text{año}1} &= E_{\text{eléctrica}} \cdot P_{\text{nudo energía}}_{\text{año}1} \\ \text{Ingresos}_{\text{año}1} &= 291.270 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right) \cdot 65,65 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right) \\ \text{Ingresos}_{\text{año}1} &= 19.121.875 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{año}} \right) \end{aligned}$$

8.3.2 Ingresos por venta de potencia

8.3.2.1 Potencia producida por la central

Las generadoras de electricidad reciben un pago por venta de potencia, la que recibe el nombre de potencia firme, esta potencia corresponde a la máxima potencia disponible que puede ser utilizada en las horas de punta o peaks de demanda. La potencia firme puede ser determinada por la siguiente expresión:

$$PF = PN \cdot f_{planta} \left(\frac{D_{m\acute{a}x}}{C_{instalada}} \right)$$

[8.3]

Donde:

PF: Potencia firme de la central en estudio (MW).

PN: Potencia nominal de la central en estudio (MW).

f_{planta}: Factor de planta (adimensional).

D_{máx}: Demanda máxima en el sistema interconectado en estudio (MW).

C_{instalada}: Capacidad instalada del sistema interconectado en estudio (MW).

En el sistema interconectado central (SIC), el año 2014 se registró una capacidad instalada de 14.822,1 MW y una demanda máxima de 7.547,3 MW [79]. Comportamiento que se puede observar en el Gráfico 8.4, donde se presenta la evolución de la capacidad instalada y demanda máxima del SIC, desde el año 1998 hasta el 2014.

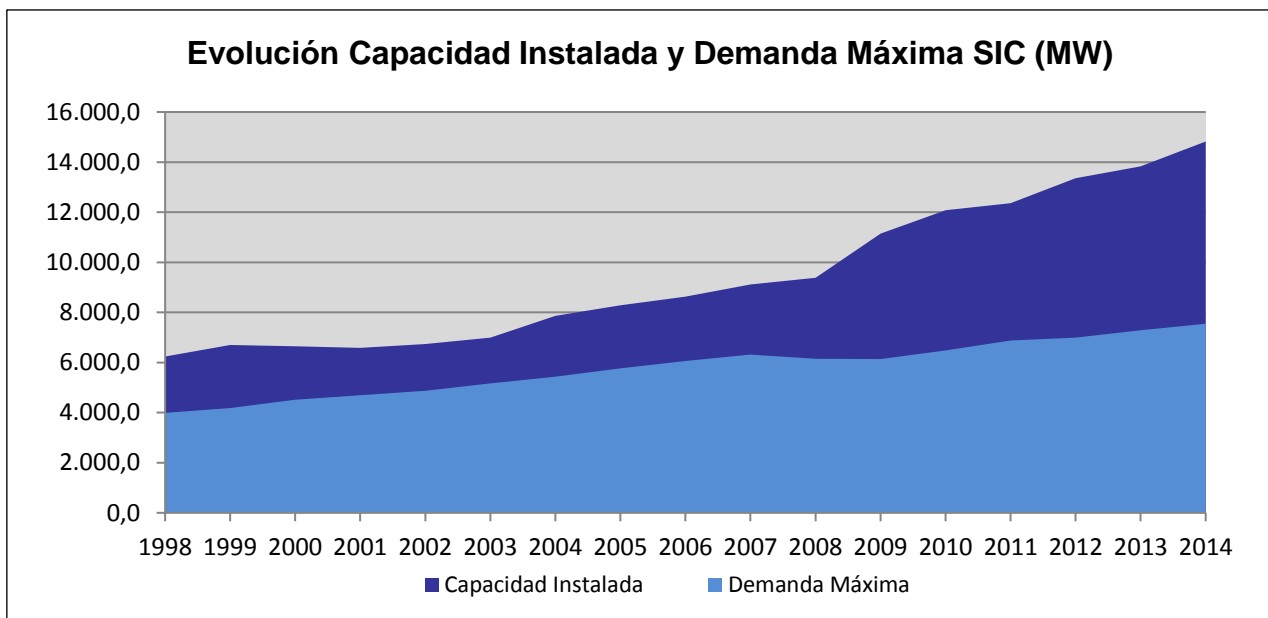


Gráfico 8.4. Evolución de capacidad instalada y demanda máxima SIC. [79]

Como la central en estudio tiene una potencia eléctrica de 35 MWe y un factor de planta de 95%, para los años de funcionamiento se tiene que:

$$PF_{1-30} = PN \cdot f_{planta} \left(\frac{D_{m\acute{a}x}}{C_{instalada}} \right)$$

$$PF_{1-30} = 35 \text{ MW} \cdot 95\% \cdot \left(\frac{7.547,3 \text{ MW}}{14.822,1 \text{ MW}} \right)$$

$$PF_{1-30} = 16,93 \text{ MW}$$

Resumiendo, se tiene que la potencia firme de la central geotérmica es igual a 16,93 MW.

8.3.1.2 Precio de venta de potencia

El precio de venta de potencia, al igual que el precio de nudo de energía, es publicado por la comisión nacional de energía. Según los datos históricos del precio de nudo de potencia, observados en la subestación de Alto Jahuel, Santiago, se tiene el Gráfico 8.5, donde el valor del precio del nudo de potencia al año 2016 es de 10,23 US\$/kW·mes.

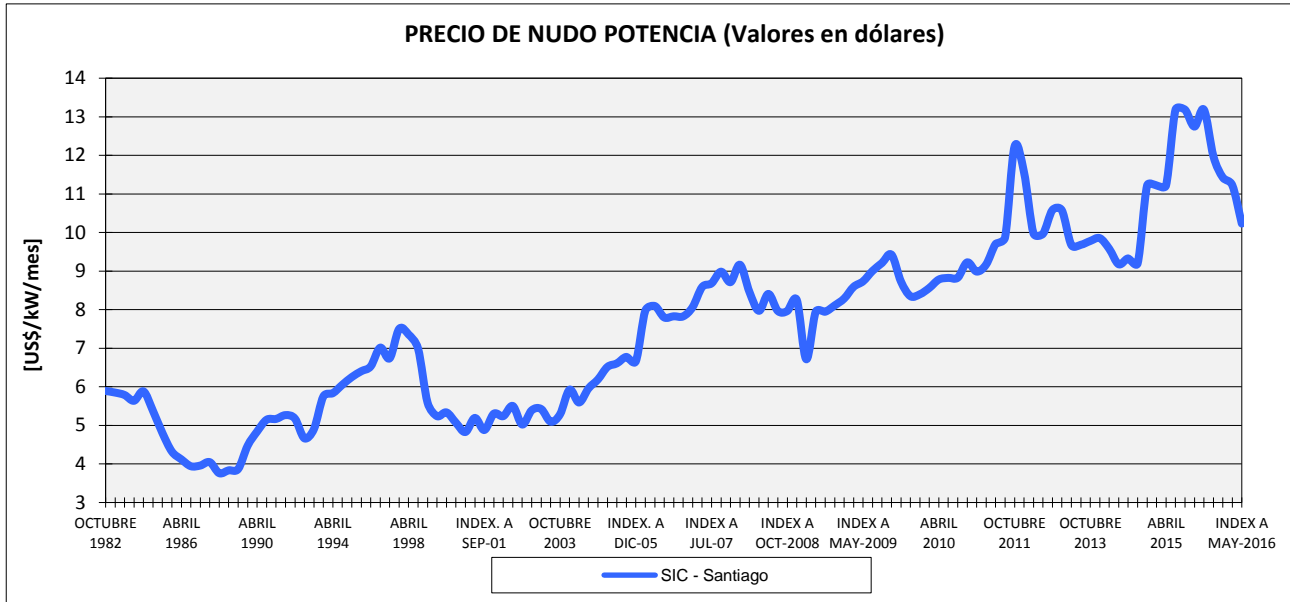


Gráfico 8.5 Precio de nudo de potencia. [79]

Como se observa en el Gráfico 8.5, los precios de venta poseen fluctuaciones a lo largo del tiempo con un leve incremento, de esta forma se considera una variación constante a este precio del 1% sobre el precio de venta de nudo de potencia. Dicho esto, se considera solo un caso, de forma conservadora, cuyo precio de nudo al año 2016 es de 10,23 US\$/kW·mes, con un aumento del 1% cada año. Expresando este precio en años, sería igual a 122,76 US\$/kW·año.

8.3.2.3 Ingresos anuales por venta de potencia

Los ingresos anuales obtenidos a partir de la central geotérmica con la potencia firme de 16,93 MW, se determina de la siguiente manera:

$$Ingresos_{año} = PF \cdot P_{nudo\ potencia\ año} \quad [8.4]$$

Donde:

$Ingresos_{año}$: Ingresos por venta de potencia (US\$/año).

PF : Potencia firme (MW).

$P_{nudo\ potencia\ año}$: Precio de nudo de potencia en el año (US\$/kW·año).

Con los valores mencionados anteriormente, se determinan los ingresos producto de la venta de potencia de los 30 años. Se presenta el cálculo para el primer año, debido a que el procedimiento es similar para los próximos.

$$Ingresos_{año1} = 16.930 \text{ kW} \cdot 123,98 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kW} \cdot \text{año}} \right)$$

$$Ingresos_{año1} = 2.098.981 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{año}} \right)$$

8.4 Estimación de los costos operacionales u OPEX

La operación y mantenimiento (O&M) de la central geotérmica está considerada para todos los equipos que son parte de la planta. Suelen dividirse en dos tipos, la O&M del campo de vapor, que incluye los pozos geotérmicos, tuberías, infraestructura, entre otros y la O&M de la central eléctrica, principalmente de la turbina, generador, sistema de enfriamiento, subestación eléctrica y otros equipos.

Los costos de O&M del campo de vapor suelen estar en el rango de US\$ 1 – 4 millones al año [7] dependiendo de la química de los fluidos, geología y calidad de los pozos. Su O&M consiste en limpiar los pozos existentes, perforar nuevos de ser necesario y dar mantenimiento a otros equipos en el campo de vapor, como tuberías, válvulas y despiches.

Los costos de O&M de la central eléctrica, se suelen calcular en 1,5 a 2,5% de la inversión de la central eléctrica [7], que dependen en gran parte de la composición química de los fluidos geotérmicos, como su acidez, corrosión, potencial de formación de sarro, entre otras. De esta forma, se tiene que los costos de O&M de la central eléctrica para una inversión de US\$ 229.924.252 estarían entre US\$ 3,45 – 5,75 millones al año aproximadamente.

Por lo tanto, los costos totales de O&M para esta referencia, serán entre US\$ 4,45 – 9,75 millones al año incluido el campo de vapor y la planta geotérmica. Sin embargo, según el WBDG (Whole Building Design Guide) un programa del instituto nacional de ciencias de la construcción [86], estiman que el costo de O&M de las plantas geotérmicas esta entre 0,01 – 0,03 US\$/kWh, valor que coincide con la estimación de la Asociación de energía geotérmica [87].

Por este motivo, se utilizará el promedio de estos valores para la estimación de los costos de operación y mantención de la central geotérmica, igual a 0,02 US\$/kWh. Utilizando la siguiente expresión.

$$C_{total} = C_{O\&M} \cdot E_{eléctrica} \quad [8.3]$$

Donde:

C_{total} : Costo total (US\$).

$C_{O\&M}$: Costos de O&M promedio (US\$/MWh).

$E_{eléctrica}$: Energía eléctrica (MWh/año).

De esta forma se tiene que, para los años de funcionamiento de la central geotérmica, los costos totales serán:

$$C_{total \ 1-30} = C_{O\&M} \cdot E_{eléctrica}$$

$$C_{total \ 1-30} = 20 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right) \cdot 291.270 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right)$$

$$C_{total \ 1-30} = 5.825.400 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{año}} \right)$$

8.5 Otros parámetros del análisis económico

8.5.1 Depreciación

La depreciación corresponde a la disminución de valor de los bienes materiales o no materiales que sufren debido al uso o a través del tiempo. Existen diferentes formas de considerar una depreciación, que puede ser por tipo del bien, ya sea materiales, equipos o construcciones. De todos los mencionados, se está claro que se busca identificar que el bien sufrirá un desgaste en su valor a través del tiempo.

Para este estudio se utilizará la depreciación lineal, que consiste en calcular el tiempo de utilidad del bien (normalmente en años) y luego depreciarlo en la cantidad mensual o anual. Considerando que la vida útil de la planta geotérmica es igual a 30 años y el monto a depreciar es la inversión total del proyecto, se tiene que la depreciación anual es:

$$\begin{aligned} \text{Depreciación}_{\text{anual}} &= \frac{\text{Inversión}}{\text{Tiempo de utilidad}} \\ \text{Depreciación}_{\text{anual}} &= \frac{\text{US\$ } 229.924.252. -}{30 \text{ años}} \\ \text{Depreciación}_{\text{anual}} &= 7.664.141,73 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{año}} \right) \end{aligned}$$

8.5.2 Tasa de descuento

La tasa de descuento, es uno de los parámetros más sensibles para un estudio económico, ya que del valor de esta tasa puede depender en gran parte la rentabilidad de un determinado proyecto, por tal motivo, la elección de este factor debe ser con detalle.

En el estudio realizado para la “Unidad Responsable de la Evaluación DG, Política Regional, Comisión Europea” [37] se dice que la tasa de descuento depende del tipo de proyecto, sea de energía, agua y medio ambiente, transportes, industria u otros servicios. En este estudio se recomienda un 7% para un proyecto de energía [37]. En otro estudio, llamado “Estimación de la tasa de descuento ambiental para Colombia” [80], la tasa de descuento se estima según el horizonte de tiempo a evaluar el proyecto desde 0 a 150 años. En este caso, para un proyecto de 30 años, se recomienda una tasa de descuento de 5,89% [80].

En el reporte realizado el año 2013 por el Consejo para la Defensa de los Recursos Naturales (NRDC), en conjunto con la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA), se menciona que, las fuentes de energía renovable ERNC tienen un costo de capital bastante elevado y costos de operación más bajos frente a las energías convencionales para la generación eléctrica. En consecuencia, se considera una tasa de descuento diferente para el estudio económico de cada proyecto. En Chile, las evaluaciones económicas del sector eléctrico se han utilizado tasas del 10%, pero, para el análisis de proyectos de ERNC se considera una tasa menor, que corresponde a la tasa social de descuento oficial del país, igual a un 6% [24]. Al disminuir la tasa, aumenta la rentabilidad relativa de las inversiones de ERNC dados sus bajos costos de operación a largo plazo, en cambio, utilizando el 10% se enfatiza en las ventajas relativas de las fuentes convencionales a corto plazo por sus menores costos de capital. Por lo tanto, para el estudio del TFG se considerará una tasa de descuento igual al 6%, siendo que es la tasa ocupada en Chile para los proyectos de ERNC.

8.5.3 Tasa tributaria

El Servicio de Impuestos Internos (SII), es el encargado de aplicar y fiscalizar todos los impuestos internos de Chile, para este caso se utiliza el impuesto de primera categoría, el que se impone a las rentas provenientes del capital, entre otras, por las empresas comerciales, industriales, mineras, servicios, etc. [81]. Por tal motivo, este impuesto, será utilizado como tasa tributaria para el análisis económico y va a depender del año a evaluar el proyecto. Según la información que se puede obtener en la página oficial del SII, la tasa tributaria para el año 2017 está regida por un 24% y se observa en la Tabla 8.3.

<i>Año Tributario</i>	<i>Año comercial</i>	<i>Tasa</i>	<i>Circular SII</i>
2002	2001	15%	Nº 44, 22.09.1993
2003	2002	16%	Nº 95, 20.12.2001
2004	2003	16,5%	Nº 95, 20.12.2001
2005 al 2011	2004 al 2010	17%	Nº 95, 20.12.2001
2012 al 2014	2011 al 2013	20%	Nº 63 30.09.2010 Nº 48 19.10.2012
2015	2014	21%	Nº 52, 10.10.2014
2016	2015	22,5%	Nº 52, 10.10.2014
2017	2016	24%	Nº 52, 10.10.2014

Tabla 8.3 Tasa tributaria definida por el SII. Adaptado de [81]

8.6 Flujo de caja del proyecto

El flujo de caja (Cash Flow) corresponde a un informe financiero que considera los ingresos y egresos de dinero por un periodo de tiempo dado. Esto nos permite conocer de forma rápida la liquidez de la empresa, y además determinar, los parámetros financieros como el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y periodo de recuperación de la inversión (Pay-Back), que nos permitirán saber si el proyecto es atractivo desde el punto de vista económico, para decidir si realizar la inversión en él.

El valor actual neto (VAN) es un procedimiento de cálculo que permite obtener el valor presente de una cantidad conocida de flujos de caja futuros, que fueron obtenidos por un determinado proyecto. Para conocer si el proyecto en estudio es rentable, el valor del VAN debe ser mayor que cero. Este valor es calculado mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1+r)^n} \quad [8.4]$$

Donde:

VAN: Valor actual neto.

I₀: Inversión inicial del proyecto.

Fc_n: Flujo de caja del periodo n.

n: Horizonte de tiempo.

r: Tasa de descuento.

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR), corresponde a tasa mínima para la cual el proyecto sea rentable. La TIR se compara con la tasa de descuento, y si resulta ser mayor que esta tasa, entonces, el proyecto es rentable. Por lo general, mientras mayor sea la TIR mayor rentabilidad tiene el proyecto. La forma de determinar la TIR es igualando el VAN a cero en la Ecuación 8.4.

$$0 = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{Fc_n}{(1 + TIR)^n} \quad [8.5]$$

Donde:

I₀: Inversión inicial del proyecto.

Fc_n: Flujo de caja del periodo n.

n: Horizonte de tiempo.

TIR: Tasa interna de retorno.

Por último, el periodo de recuperación (Pay-back), es un indicador que indica el periodo de tiempo necesario para recuperar la inversión realizada por el proyecto y el tiempo mínimo para recibir utilidades hacia la empresa. El Pay-back, se determina por la siguiente ecuación:

$$Pay - Back = Año_{U-negativo} + \left| \frac{Fca_{U-negativo}}{Fcn_{año-siguiente}} \right| \quad [8.6]$$

Donde:

Pay - Back: Periodo de recuperación del proyecto.

Año_{U-negativo}: Año del último flujo acumulado negativo.

Fca_{U-negativo}: Flujo de caja acumulado último negativo.

Fcn_{año-siguiente}: Flujo de caja neto del año siguiente al Fca_{U-negativo}.

Según los ingresos, egresos y los parámetros presentados anteriormente, se confeccionó el flujo de caja de este proyecto, que se resume en la Tabla 8.4. El procedimiento esta presentado para el Caso 1 con un precio conservador de US\$ 65 MWh y un incremento del 1% anual.

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

Parámetros de entrada	
Capacidad Instalada (MWe)	35
Factor de planta (%)	95,0%
Número de horas al año (horas)	8.760
Precio de nudo de energía (US\$/MWh)	65,00
Incremento de la tarifa (%)	1,0%
Producción anual de energía (GWh)	291,27
Producción de potencia firme (MW)	16,93
Costos O&M (US\$/MWh)	20,00
Horizonte de tiempo (años)	30
Inversión (US\$)	229.924.251,85
Tasa tributaria (%)	24,0%
Tasa de descuento (%)	6,0%

Detalle	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 30
Precio de nudo de energía (US\$/MWh)		65,65	66,31	87,61
Precio de nudo de potencia (US\$/kW año)		123,98	125,22	165,45
+ Ingresos por venta de energía (US\$)		19.121.875,50	19.313.094,26	25.518.216,98
+ Ingresos por venta de potencia (US\$)		2.099.061,47	2.120.052,08	2.801.205,66
- Costos de O&M u OPEX (US\$)		5.825.400,00	5.825.400,00	5.825.400,00
- Depreciación (US\$)		7.664.141,73	7.664.141,73	7.664.141,73
= Utilidades operativas o EBIT (US\$)		7.731.395,24	7.943.604,61	14.829.880,92
- Impuesto del 24% (US\$)		1.855.534,86	1.906.465,11	3.559.171,42
= Utilidades después de impuesto (US\$)		5.875.860,38	6.037.139,50	11.270.709,50
+ Depreciación (US\$)		7.664.141,73	7.664.141,73	7.664.141,73
- Inversión o CAPEX (US\$)	- 229.924.251,85			
= Flujo de caja neto (US\$)	- 229.924.251,85	13.540.002,11	13.701.281,23	18.934.851,22
= Flujo de caja acumulado (US\$)	- 229.924.251,85	- 216.384.249,74	- 202.682.968,51	253.446.121,43

VALOR ACTUAL NETO (VAN) (US\$)	- 18.684.235,55
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) (%)	5,27%
Periodo de recuperación o Pay - Back (años)	15,57

Tabla 8.4 Flujo de caja del proyecto geotérmico de 35 MW.

Como se presenta en el flujo de caja, en los resultados del análisis de un precio de venta de energía del Caso 1, se obtiene que el proyecto no es rentable desde el punto de vista económico, dado que su VAN es menor a cero y la TIR es menor a la tasa de descuento. Con estos datos se obtiene un periodo de recuperación de la inversión (Pay-back) igual a 15,57 años. En la Tabla 8.5 se muestra el resumen de los resultados para los tres casos de precio de venta de energía, donde se obtienen valores de VAN positivos para el caso 2 y 3, lo que implica que el proyecto es rentable desde el punto de vista económico. Del mismo modo, se obtiene un periodo de recuperación entre 9 a 11 años si el precio se comporta de forma dinámica (Caso 2 y 3).

Factor de planta	Resultados			
	Precio de venta	VAN [US\$]	TIR [%]	Pay-back [años]
95%	Caso 1	- 18.684.235,55	5,27	15,57
	Caso 2	73.715.528,79	8,65	11,09
	Caso 3	18.974.611,73	11,41	9,71

Tabla 8.5 Resultados obtenidos según los casos de precio de venta de energía.

8.6.1 Análisis de sensibilidad de los resultados

Un análisis de sensibilidad consiste en comparar el VAN inicial, con un VAN nuevo obtenido a partir de una modificación en alguna variable, lo que permite conocer el cambio porcentual del VAN. Esto es utilizado para conocer el parámetro que tiene mayor impacto en la obtención de datos y también, recalculando la rentabilidad del proyecto en caso de que existiesen cambios, o errores de apreciación en los datos iniciales. La forma de realizar un análisis de rentabilidad es mediante la siguiente expresión.

$$Variacion = \left(\frac{VAN_n - VAN_i}{VAN_i} \right) \cdot 100\% \quad [8.7]$$

Donde:

Variacion: Cambio porcentual del valor actual neto (%).

VAN_n: Valor actual neto nuevo (US\$).

VAN_i: Valor actual neto inicial (US\$).

Para realizar el análisis de sensibilidad se consideró un incremento del 1% en los parámetros evaluados, obteniendo las variaciones que se observan en la Tabla 8.6. De los resultados se puede mencionar que los parámetros que tienen mayor impacto en el aumento de VAN son el factor de planta y el precio de nudo de energía, donde el factor de planta está condicionado solo hasta un 100% y es posible conseguirlo en plantas que posean un excelente yacimiento y un mantenimiento constante. Por el contrario, los que tienen un impacto en la disminución del VAN son la inversión, la tasa de descuento, los costos de O&M y en menor cantidad, la tasa tributaria. La inversión es un parámetro sensible a la variación del VAN, pero para esta memoria fue estimada previamente y considerada constante. La tasa de descuento está regida en un 6% para los proyectos de ERNC en Chile, no es modificable, pero muestra la sensibilidad que tiene este parámetro. La variación en los costos de O&M, esclarece que tiene un impacto considerable en la rentabilidad del proyecto. Por último, la tasa tributaria, tiene una pequeña variación en la disminución del VAN, pero está regida por el SII y su valor corresponde al año 2017, lo que no quiere decir que pueda aumentar o disminuir con el paso de los años, por tal motivo fue incluida en el análisis de sensibilidad.

Parámetro	Variación
Factor de planta	9,95%
Precio de nudo de energía	11,91%
Precio de nudo de potencia	1,31%
Costos de O&M	-3,26%
Tasa tributaria	-1,79%
Tasa de descuento	-7,71%
Etapa 1	-0,11%
Etapa 2	-0,15%
Etapa 3	-0,97%
Etapa 4	-0,36%
Etapa 5	-4,09%
Etapa 6	-5,09%
Etapa 7	-0,18%
Inversión total	-10,95%

Tabla 8.6 Análisis de sensibilidad de los parámetros iniciales.

8.6.2 Estudio de comportamiento económico

Considerando que los cálculos del proyecto se realizaron para un costo de O&M igual a promedio de ambos y un factor de planta constantes, se observó que estos parámetros tienen sensibilidad en el cambio del VAN. Por lo tanto, se realiza un estudio de comportamiento para observar la rentabilidad del proyecto frente a los cambios de las variables mencionadas.

En primer lugar, se realiza un análisis para los costos de operación y mantenimiento (OPEX), que se encuentran en el rango de 10 – 30 US\$/MWh, para observar el comportamiento del proyecto frente a esta variación. Así pues, se considera un costo mínimo, promedio y máximo, con un factor de planta fijo de 95% y solo se utiliza la variación en el precio de venta de energía según los casos presentados

Costos de O&M (OPEX)	Resultados			
	Precio de venta	VAN [US\$]	TIR [%]	Pay-back [años]
Mínimo: 10 (US\$/MWh)	Caso 1	11.786.310,46	6,45	13,67
	Caso 2	104.186.074,80	9,69	10,07
	Caso 3	220.445.157,73	12,27	8,99
Promedio: 20 (US\$/MWh)	Caso 1	- 18.684.235,55	5,27	15,57
	Caso 2	73.715.528,79	8,65	11,09
	Caso 3	18.974.611,73	11,41	9,71
Máximo: 30 (US\$/MWh)	Caso 1	- 49.154.781,56	4,04	18,00
	Caso 2	43.244.982,78	7,58	12,32
	Caso 3	159.504.065,72	10,55	10,52

Tabla 8.7 Comportamiento económico del proyecto frente a los costos de O&M.

TFG: “Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Central Geotérmica en Chile”

En la Tabla 8.7 se muestra el comportamiento económico del proyecto, obteniendo como resultado una rentabilidad en donde los costos de O&M son mínimos y en los otros, solo el proyecto es rentable cuando el precio de venta de la energía es alto (Caso 2 y 3), ya que, si se considera un precio bajo de venta de energía, como el que se tiene hoy en día en territorio nacional, el proyecto no es rentable desde el punto de vista económico y no es atractivo para que las empresas puedan realizar una inversión en este proyecto.

Realizando un estudio del comportamiento económico para una variación del factor de planta, con un factor constante de 85%, 90%, 95% y 100%, para el periodo de 30 años, se obtienen los resultados de la Tabla 8.8. Considerando, además, un costo de O&M promedio (20 US\$/MWh) y los valores del precio de venta de energía según sea el caso.

Factor de planta	Resultados			
	Precio de venta	VAN [US\$]	TIR [%]	Pay-back [años]
85%	Mínimo: 77,5	19.881,87	6,00	14,38
	Caso 1	- 38.254.874,32	4,48	17,00
	Caso 2	44.418.599,04	7,63	12,19
	Caso 3	148.439.883,77	10,35	10,57
90%	Mínimo: 73,79	28.477,65	6,00	14,39
	Caso 1	- 28.469.554,93	4,88	16,25
	Caso 2	59.067.063,92	8,14	11,61
	Caso 3	169.207.247,75	10,88	10,12
95%	Mínimo: 70,46	1.050,13	6,00	14,39
	Caso 1	- 18.684.235,55	5,27	15,57
	Caso 2	73.715.528,79	8,65	11,20
	Caso 3	18.974.611,73	11,41	9,71
100%	Mínimo: 67,48	38.866,22	6,00	14,40
	Caso 1	- 8.898.916,17	5,66	14,94
	Caso 2	88.363.993,66	9,14	10,61
	Caso 3	210.741.975,70	11,93	9,33

Tabla 8.8 Comportamiento económico del proyecto frente al factor de planta.

En esta tabla se puede observar que a medida que el factor de planta de la central aumenta, el proyecto se hace más atractivo, obteniendo un VAN mayor y una TIR por sobre la tasa de descuento. Esto también depende del precio de venta de la energía, que es un parámetro sensible al cambio en el resultado del VAN, el cual a medida que aumenta el precio, el proyecto es más rentable y su periodo de recuperación se reduce considerablemente.

En los factores de planta mencionados, evaluados para un precio conservador (Caso 1) se obtiene un VAN negativo y, por ende, una TIR menor a la tasa de descuento. Esto significa que el proyecto no es rentable desde el punto de vista económico para un precio de venta de 65 US\$/MWh. Inclusive, para un factor de planta del 100%, el proyecto presenta rentabilidad negativa para este precio.

Simultáneamente, se obtuvo el resultado del precio mínimo de venta de energía que debe tener la central geotérmica, en los diferentes factores de planta, para que su TIR sea similar a la tasa de descuento y el VAN se acerque lo mayor posible al valor cero. De acuerdo a lo anterior, se puede concluir que, para obtener un proyecto rentable, el precio de venta de energía como mínimo tiene que ser el que se muestra en la Tabla 8.8, estimando también un incremento del 1% anual. De estos resultados, se logra conocer que para el factor de planta de 95%, elegido en el estudio, el precio mínimo de venta del nudo de energía es de 70,46 US\$/kWh, precio que no está tan alejado del precio actual (65 US\$/kWh).

Como el precio de nudo de energía utilizado, corresponde al promedio de todo el sistema interconectado central, se debe considerar que este valor depende de las alzas y bajas de otras centrales eléctricas, siendo las centrales convencionales térmicas las que presentan mayor fluctuación, por las alzas y bajas de los combustibles fósiles. Por este motivo, a medida que aumenta el factor de planta de las centrales geotérmicas, se pueden obtener precios más bajos de venta de energía, lo que implica que el precio no sería tan dependiente de las alzas o bajas del precio de los combustibles fósiles, utilizado en este tipo de centrales. De esta forma, el país que cuente con instalaciones de este tipo de tecnologías, no necesitaría el abastecimiento en grandes cantidades de combustibles para la producción de energía.

La tasa de descuento por su parte, juega un rol importante en la evaluación de la rentabilidad de los proyectos, porque, como se puede ver en la Tabla 8.7 y 8.8, si la tasa de descuento hubiese sido del 10%, por ejemplo. La mayoría de las evaluaciones del VAN sería negativa, ya que la TIR para los Casos 1 y 2 no alcanza a superar el 10% y bajo esa condición la viabilidad del proyecto es negativa.

9.- ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES DEL TFG

9.- Aspectos medioambientales del TFG

9.1 Impacto ecológico en la zona donde se construye la central

El lugar de estudio para el impacto ambiental se ubica en el sur del país, específicamente en el sector de Alto Bío Bío, zona constituida principalmente de zona cordillerana.

Las centrales geotérmicas, por lo general se ubican en lugares alejadas de la comunidad que posean altos índices de flujo de calor, donde el gradiente geotérmico es alto, sin embargo, posee algunos impactos medioambientales en la zona a instalar la central que deben ser considerados.

Para este caso se utilizará el apoyo de la “Guía para la evaluación de impacto ambiental de centrales geotérmicas de generación eléctrica” publicado el año 2012 por el servicio de evaluación ambiental (Sea) y el ministerio de energía del país. [Anexo A.2.3]

9.1.1 Impactos en el recurso aire

Los gases que se encuentran en el subsuelo, suelen ser formados por la descomposición anaeróbica a través del tiempo que se acumulan en el subsuelo. Cuando se realiza la explotación de esta energía, el fluido geotérmico que se lleva a la superficie mediante los pozos de producción, transportan gases no condensables en baja cantidad, como el dióxido de carbono (CO_2) y de sulfuro de hidrogeno (H_2S) y en algunos casos puede existir presencia de amoniaco, hidrogeno, nitrógeno, metano y especies volátiles de boro, mercurio y arsénico. *Adaptado de [82]*

El más dañino de estos es el sulfuro de hidrogeno que puede causar molestias por su mal olor y en grandes cantidades es capaz de dañar las vías respiratorias e incluso ser fatal. En caso de existir presencia de altas cantidades de este compuesto químico, se utilizan recuperadores de azufre y tecnologías de abatimiento para reducir su emisión.

La presencia de los otros compuestos dependerá netamente de las características del yacimiento geotérmico, e incluso las muestras del fluido geotérmico, pueden ser decisivos para la elección de la tecnología a utilizar. Recordando que las tecnologías de ciclo cerrado como las centrales de ciclo binario, no generan ninguna emisión hacia la atmósfera, en cambio las tecnologías de ciclo abierto como las centrales simple flash, utilizan el fluido geotérmico como fluido de trabajo, lo que implica que estos gases están presentes en el ciclo termodinámico.

Aunque la emisión de los gases no condensables es baja y como en el estudio de esta memoria se utilizó una tecnología simple flash, se considera la presencia en bajas cantidades de CO_2 y SO_2 .

9.1.2 Impactos en el recurso suelo

En las fases tempranas de explotación pueden existir impactos sobre el suelo, principiando por la construcción de caminos a los lugares de estudio y por la remoción de material para adecuar el terreno a las fases de desarrollo y construcción.

Según la opinión de expertos, con el paso de los años en la etapa de operación de una central geotérmica se puede producir el hundimiento de terreno e incrementar la frecuencia de sismos a pequeña escala que normalmente ocurren en el lugar. Esto se produciría debido a la reinyección constante de fluidos y la presión que se produce en el reservorio. Estos efectos se pueden evitar

reduciendo y controlando la presión de reinyección al mínimo posible y construyendo edificaciones antisísmicas.

En la memoria se considerará la intervención en el suelo para el acceso al lugar de trabajo y los movimientos de tierra para la adecuar el lugar a la construcción de la central. El espacio físico de terreno utilizado para la central geotérmica puede regirse según el Gráfico 9.1.

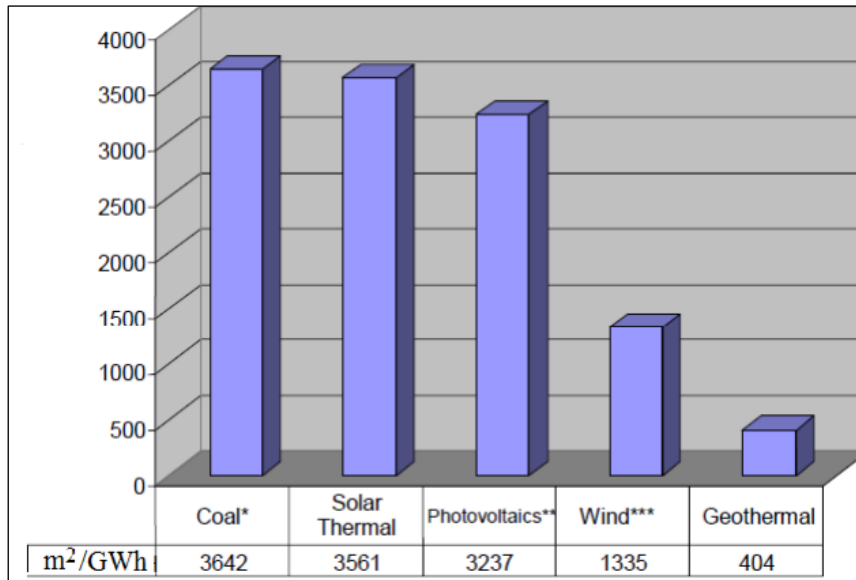


Gráfico 9.1 Terreno utilizado en m²/GWh de una planta geotérmica. [38]

De esta forma, como la central geotérmica tiene una generación de 291,27 GWh, utilizara un terreno igual a:

$$\begin{aligned} \text{Terreno utilizado} &= E_{\text{eléctrica}} \cdot \text{Terreno}_{\text{m}^2/\text{GWh}} \\ \text{Terreno utilizado} &= 291,27 \text{ GWh} \cdot 404 \text{ m}^2/\text{GWh} \\ \text{Terreno utilizado} &= 117.673 \text{ m}^2 = 11,76 \text{ ha} \end{aligned}$$

Como se observa en el Gráfico 9.1, la cantidad de terreno requerido es mínimo comparado con otras tecnologías. Mediante este procedimiento se obtuvo una cantidad de 11,76 ha, aunque, para el estudio de la inversión en la central geotérmica, se consideraron 20 ha, lo que sigue siendo un valor bajo en relación a las otras centrales de energía.

9.1.3 Impactos sobre el recurso agua

Las centrales generadoras de electricidad geotérmica, poseen bajas emisiones de arsénico, boro y mercurio que no presentan una preocupación para la salud humana, sin embargo, son depositados en la superficie terrestre y si son filtrados pueden provocar la contaminación las aguas subterráneas.

En zonas cercanas a su ubicación, es posible una contaminación térmica de las aguas, ya sean aguas superficiales o subterráneas, debido a que la energía geotérmica produce más cantidad de calor comparada con las energías convencionales de combustibles fósiles.

Para la central en estudio, no es posible decir a priori si existirá contaminación de las aguas circundantes, porque no se conoce si el fluido geotérmico puede presentar contenidos de arsénico,

boro o mercurio, los que provienen del yacimiento geotérmico. En cambio, es posible mencionar que las aguas cercanas se pueden contaminar térmicamente aumentando levemente su temperatura.

9.1.4 Impactos visuales

El impacto visual de las centrales geotérmicas suele ser alto cuando se instalan en lugares que tienen gran valor natural y turístico, como fuentes termales o geiseres. En cambio, cuando son instalados en zonas alejadas, son inexistentes al ojo humano, sobre todo por su reducido espacio de instalación.

Estos terrenos suelen aumentar cuando es necesario transportar el vapor desde el o los pozos de producción a la central geotérmica y en mismo caso, para realizar su inyección en los pozos de reinyección, aumentando considerablemente el terreno utilizado y, con ello, el impacto visual. Como se observa en la Fotografía 9.1.



Fotografía 9.1 Impactos visuales de las centrales geotérmicas. [89]

9.1.5 Impactos en la flora y fauna del lugar

Los proyectos geotérmicos poseen un impacto pequeño en el ecosistema, debido a su baja necesidad de terrenos para la producción de electricidad. Esto permite reducir los impactos generados frente a otros tipos de tecnologías y preservar la vida terrestre en el lugar a instalar la central eléctrica.

Otros impactos más leves, pero no menos importantes, son la construcción de caminos de acceso en las fases de exploración, que pueden intervenir los bosques o áreas naturales. Mientras que la perforación de pozos y la construcción de la planta pueden producir perturbaciones en el ecosistema, como el aumento de ruidos.

9.1.6 Impactos del ruido ambiental

La contaminación acústica está presente en las etapas de exploración, construcción y producción, algunas veces puede superar el umbral de dolor (120 dB) [4]. Por este motivo, los trabajadores deben usar las respectivas medidas de seguridad como, por ejemplo, protección auditiva. Se pueden instalar silenciadores a las máquinas para reducir la intensidad máxima del sonido. También, se pueden instalar barreras naturales que absorben y disminuyen el ruido, como la vegetación para la protección auditiva de la fauna que habita en el sector. De modo que, a 1 km, el ruido sea indistinguible. [82]

9.1.7 Impactos de valor turístico

Los impactos en las zonas turísticas de la planta son considerables principalmente cuando involucran zonas de alto valor, ya sean parques naturales, geiseres en el lugar, aguas termales u otros, como flora y fauna propia del sector o incluso volcanes que generan una atracción adicional.

Para este caso, no se ha de intervenir en atractivos que posean gran valor para el lugar, pero puede existir una disminución del caudal de las aguas termales, dado que se intervendrá el reservorio propio de la zona, que producen la formación de las termas “El Avellano”, descritas anteriormente. En cuanto al volcán Callaqui presente en el sector, no debería ser afectado, en cambio el paisaje general del sector puede ocasionar cierto grado de molestias por la emisión de vapor de agua y menor cantidad de gases de CO₂ y SO₂.

Los impactos mencionados se pueden observar en la Tabla 9.1, resumidos en una probabilidad de ocurrencia y la severidad de esta en caso de que ocurriera. Donde B: Bajo, M: Medio y A: Alto.

Impacto	Probabilidad de ocurrencia	Severidad de ocurrencia
Contaminación del aire	B	M
Contaminación de aguas superficiales	B	M
Movimientos de tierra	B	M
Niveles de ruido	B	B a M
Ruptura de fuentes de agua	M	B a M
Conflicto con características culturales o arqueológicas	B	B a M
Disposición de residuos sólidos	B a M	M a A
Alteración en la Flora y Fauna	M	M a A
Contaminación visual	M	M a A
Alteración turística	B	M

Tabla 9.1 Probabilidad y severidad de los impactos ecológicos. Adaptado de [82]

9.2 Consumo estimado de recursos y energía

9.2.1 Consumo de recursos

En las primeras fases, donde se realiza la exploración de los terrenos se necesita de movilización para el personal y de maquinaria pesada para adecuar el terreno, ya sea construyendo caminos o nivelar el sitio donde se realizarán las perforaciones y la construcción de la central geotérmica. Para la perforación de los pozos se requiere de lodos de perforación, responsable de refrigerar el sistema de perforación utilizado, también se requiere cemento para realizar la cementación de los pozos. En este ámbito, también se utilizan generadores eléctricos y combustibles para el funcionamiento de los equipos.

Durante la construcción de la central geotérmica, se realiza la instalación de los principales equipos, donde el recurso principal corresponde al recurso humano, movilización, maquinaria para el traslado de equipos, y materiales que se utilizan para el montaje y ajuste de los dispositivos, incluyendo el hormigón y áridos para las actividades de construcción.

Finalmente, en la fase de operación se necesita de un personal fijo encargado de operar la central y realizar su mantenimiento. Por lo general, en esta etapa se utilizan aceites hidráulicos para la lubricación, materiales de limpieza, filtros, entre otros materiales que se requieran para la mantención de los equipos, líneas de vapor y subestación eléctrica.

9.2.2 Consumo de energía

El consumo de energía de una planta generadora de electricidad, es variable dependiendo de la cantidad de equipos eléctricos que esta posea para su funcionamiento, una central geotérmica posee reducidos equipos que requieren de consumo eléctrico, por lo general son solo las bombas hidráulicas que transportan el fluido geotérmico, fase líquida, desde el condensador hacia las torres de enfriamiento y en el proceso de reinyección al reservorio. También, se debe utilizar energía eléctrica en el sector de la planta, para iluminación, monitoreo de equipos y servicios básicos del lugar.

Para este caso, se estimará un consumo eléctrico del 5% de la energía eléctrica producida. De modo que, si la central geotérmica produce 291,27 GWh/año, solo utilizara el 5% de esta energía para el abastecimiento propio, igual a 14,5 GWh/año. Por el contrario, esta energía solo es calculada de forma representativa y no se consideró en el análisis económico del proyecto.

9.2.3 Consumo de agua de refrigeración

El consumo de agua de una planta geotérmica, se determina según el tipo de planta a instalar, debido a que cada una de ellas presenta características distintitas de funcionamiento, que serán mencionadas a continuación.

Según el estudio realizado por el Laboratorio Nacional Argonne, laboratorio de investigación en ciencia e ingeniería de los EEUU, se basó en una análisis del ciclo de vida (LCA) por sus siglas en inglés (Life cycle analysis), en el cual se estimó el consumo de agua aproximado de las centrales geotérmicas y fueron comparadas con otros tipos de tecnologías, obteniendo los resultados de la Tabla 9.2 donde se presentan los resultados de tres tipos de recursos geotérmicos y en el Gráfico 9.2 se muestra la comparación frente a otros tipos de tecnologías de generación de electricidad.

Argonne Water LCA System Designs	Water Consumption (gal/kWh)	NREL Geothermal Resources Assuming the Same Water Consumption
Hydrothermal flash	0.01	Identified hydrothermal flash, unidentified hydrothermal flash
Hydrothermal binary	0.27	Identified hydrothermal binary, unidentified hydrothermal binary
Enhanced geothermal systems	0.51	Near-field EGS, deep EGS

Tabla 9.2 Consumo de agua durante el ciclo de vida de los sistemas geotérmicos. [39]

En esta tabla se observa que el sistema hidrotermal flash es el que ocupa menos agua para su funcionamiento, esto se produce porque el ciclo simple o doble flash aprovecha gran parte del fluido geotérmico como fluido de refrigeración, de forma que la perdida en vapor de agua desde las torres de enfriamiento corresponde al agua que se debe reponer y, por ende, consumir para esta tecnología.

En cambio, la tecnología binaria y EGS utilizan una central de ciclo binario, en donde el fluido geotérmico solo es utilizado para intercambiar calor con el fluido de trabajo. En este caso se requiere de agua externa para la refrigeración y condensación del fluido de trabajo. El sistema hidrotermal binario, opera con menores temperaturas que el sistema EGS, dado que sus reservorios se encuentran a menor profundidad, por esto requiere menor cantidad de agua de la refrigeración comparado con el sistema EGS.

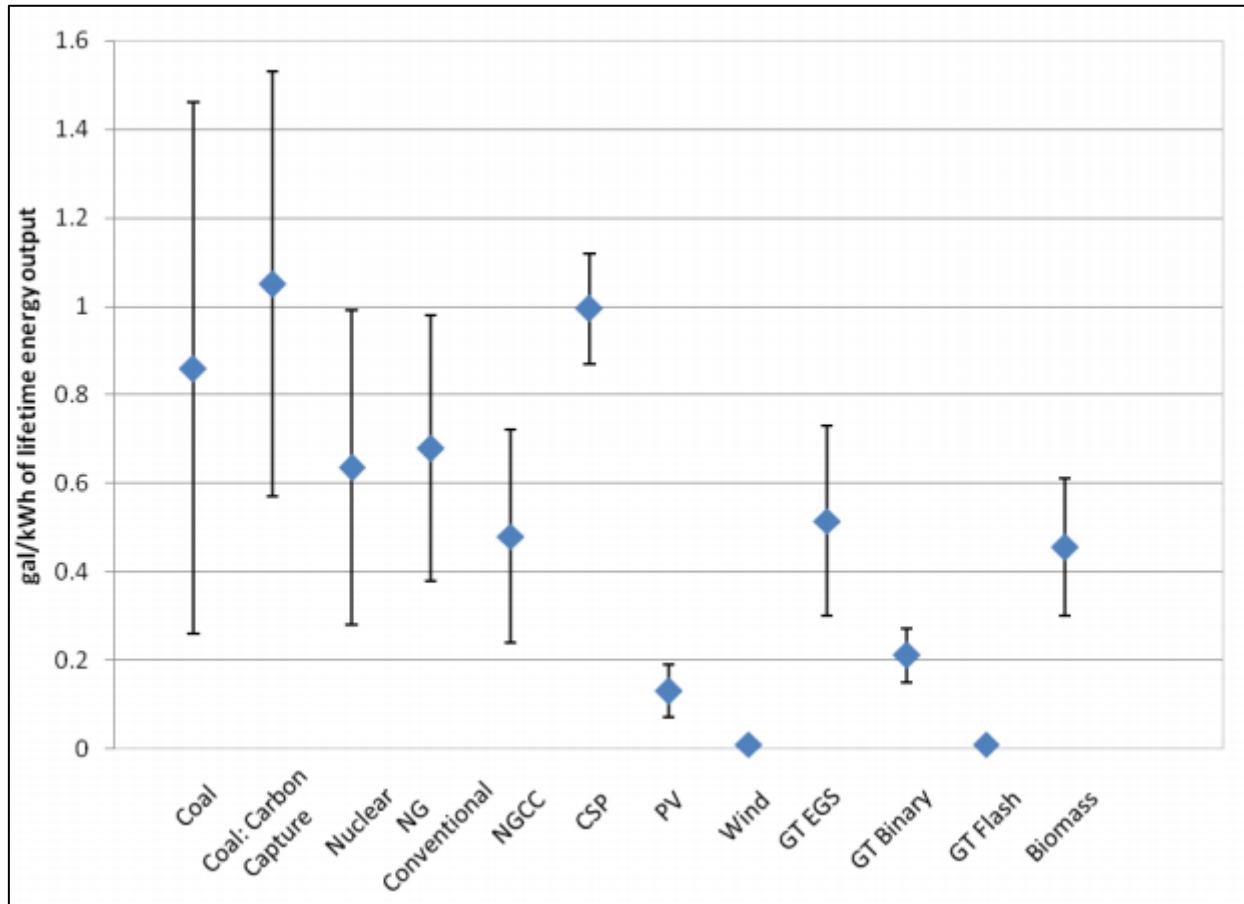


Gráfico 9.2 Consumo de agua para la generación de energía eléctrica. [39]

En el Gráfico 9.2 es posible dimensionar la cantidad de agua, en galones por kWh, que consumen las diferentes tecnologías de generación de electricidad, en efecto, las tecnologías geotérmicas (GT) requieren menor cantidad de agua para su consumo, resaltando que el consumo de la GT Flash, se compara con las centrales que generan electricidad a partir del viento.

Para esta memoria se estudió una central de tipo simple flash de 35 MW, cuyo consumo de agua según la Tabla 8.3 corresponde a 0,01 gal/kWh. Conociendo que la central proporciona una generación de 291,27 GWh/año, se puede determinar el consumo de agua, alcanzando aproximadamente 13.241 m³/año de agua para su funcionamiento.

$$\text{Consumo}_{\text{agua}} = 0,01 \frac{\text{gal}}{\text{kWh}} \cdot 291,27 \times 10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

$$\text{Consumo}_{\text{agua}} = 2.912.700 \frac{\text{gal}}{\text{año}} = \mathbf{13.241,4 \frac{m^3}{año}}$$

9.3 Generación de residuos

Los residuos de una central geotérmica están presentes en mayor grado en la etapa de perforación de los pozos, por el uso de lodos de refrigeración los que forman parte de residuos una vez utilizados, así también dependiendo del desgaste de las barrenas, se requiere su cambio para continuar con la perforación. En esta etapa se extraen grandes cantidades de material rocoso del suelo, producto de las altas profundidades que alcanzan los pozos geotérmicos. En la fase de operación existen diferentes residuos, que se dan principalmente por las mantenciones de los equipos, que incluyen repuestos mecánicos, hidráulicos, eléctricos entre otros.

Para este análisis se considerará que los equipos principales tienen una vida útil igual al periodo de evaluación del proyecto, es decir, de 30 años. Sin embargo, para que los equipos tengan una duración elevada, deben recibir un correcto mantenimiento. Por este motivo, para la planta geotérmica se considera una inspección visual, que incluye supervisión y monitoreo, cada 7 – 15 días, dependiendo de los equipos y una mantención general, cada 3 meses, donde se realiza el cambio de repuestos críticos según la supervisión y monitoreo previo, considerando también una mantención predictiva dentro de la planta.

De esta forma se estima que los residuos generados en el funcionamiento de la planta sean principalmente, filtros, rodamientos, acoples mecánicos, sellos mecánicos, lubricantes o grasas, pernos y tuercas y accesorios eléctricos. Mientras que, en la parte hidráulica, algunos elementos puedan sufrir corrosión y los residuos generados sean producto del cambio de válvulas, juntas, liras y tuberías. Quizás, se puedan generar residuos de sales en la limpieza de los pozos y campo de vapor, lo que dependerá de las características del fluido geotérmico.

- **Ruidos y vibraciones**

Los ruidos emitidos se producen en la fase de perforación, construcción y operación. En la primera de ellas, se realizan las perforaciones que por lo general tienen un trabajo continuo en el área y este hecho puede producir alrededor de 54 dB(A). En la fase de construcción es necesario, en algunas oportunidades, realizar tronaduras en el terreno, además del uso de equipos que pueden producir entre 51 – 54 dB(A). En la fase de operación, los equipos que producen mayores emisiones auditivas son la turbina, generador, torres del enfriamiento y bomba de circulación, estos pueden tener un nivel de sonido entre 15 – 28 dB(A). *Adaptado de [38]*

En cuanto a las vibraciones del lugar, es posible que se produzcan en mayor amplitud cuando se utilicen explosivos para la tronadura del terreno (solo si se utilizan estos procesos). En cuanto a la fase de operación se espera que las vibraciones sean bajas y principalmente se deba al sistema turbina generador.

9.4 Producción de energía y reducción de emisiones

La producción de energía eléctrica de la central de 35 MWe, se estima constante para su ciclo de vida, igual a 30 años, con un factor del 95%, produciendo anualmente 291,27 GWh, los que se calculan a continuación.

$$E_{\text{eléctrica}} = 35 \text{ MW} \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \cdot 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \cdot 0,95$$

$$E_{\text{eléctrica}} = 291,27 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

Las centrales geotérmicas generan emisiones, pero en menor cantidad que las centrales de combustibles fósiles y a diferencia de estas, no lo hacen por la quema de combustibles fósiles, sino que, se debe a la presencia de la descomposición anaeróbica y de los minerales presentes en el subsuelo, que son llevados a la superficie mediante la producción del fluido geotérmico. A continuación, se presentan las emisiones generadas por una planta geotérmica.

9.4.2 Reducción de emisiones

Usualmente en las centrales geotérmicas se observa una salida de vapor de agua producto de sistema evaporativo en las torres de enfriamiento. Un sistema refrigerado por aire no emite vapor de agua. Mientras que, en las torres de refrigeración por agua, aproximadamente el 50% de agua que entra a la torre es expulsado al medio ambiente y el resto del fluido geotérmico es reinyectado al reservorio [38]. Las emisiones presentes en el vapor de agua solo contienen pequeñas cantidades de contaminantes comparados con las centrales de carbón, diésel o gas.

9.4.2.1 Emisiones principales

- **Emisión de sulfuro de hidrogeno (H₂S)**

El sulfuro de hidrogeno, es un gas incoloro que es inofensivo en pequeñas cantidades y se caracteriza por su olor a huevo podrido, típico de las fuentes termales. Sin embargo, este gas puede ser letal en grandes cantidades. Este gas se puede encontrar en forma natural en depósitos de petróleo, gas natural, fluidos geotérmicos, manantiales y fumarolas, así como también, por la descomposición de aguas residuales y estiércol de animales. Están presentes en instalaciones como fábricas de papel, lecherías y refinerías de petróleo.

El H₂S sigue siendo el contaminante que causa más preocupación para la comunidad geotérmica. En la actualidad, este gas se ha reducido en las plantas geotérmicas con el uso de dispositivos como el Stretford y LO-CAT [38]. Ambos sistemas convierten más del 99,9% del H₂S de gases geotérmicos no condensables a azufre elemental, que luego se puede utilizar para la reparación de suelo y fertilizante. De esta forma, aplicando los sistemas de reducción, las emisiones de H₂S por parte de las centrales geotérmicas ciclo simple flash son mínimas, mientras que las de ciclo binario no producen emisiones de este gas.

- **Emisión de óxido de nitrógeno (NO_x)**

Las emisiones de NO_x, con frecuencia son incoloras e inodoras, formadas durante los procesos de combustión de alta temperatura, como los motores a combustión y por las centrales de combustibles fósiles, esta última, representa aproximadamente la cuarta parte de las emisiones producidas [38].

Las centrales geotérmicas emiten muy bajos contenidos de NO_x, debido a que no queman combustibles fósiles. Las pequeñas cantidades emitidas de NO_x se deben a la combustión de H₂S, ya que, en algunos países, las plantas geotérmicas están obligadas por ley a utilizar sistemas de abatimiento para capturar el H₂S y quemarlo, o convertirlo a su gas elemental, azufre. En la mayoría del caso las centrales geotérmicas no emiten NO_x, siendo su valor medio igual a cero. [38]

En el Gráfico 9.3 se muestran las emisiones de NO_x, generadas a partir de una central a carbón, diésel, gas natural y geotermia.

- **Emisión de dióxido de azufre (SO₂)**

El SO₂ pertenece a la familia de los gases SO_x, y se forma cuando el combustible que contiene azufre, principalmente el carbón y aceite, se quema en las centrales eléctricas. Las plantas geotérmicas no liberan directamente el SO₂, ya que cuando el H₂S se emite como gas a la atmósfera, se propaga en el aire y finalmente cambia en SO₂ y ácido sulfúrico. Por lo tanto, las emisiones de SO₂ de una planta geotérmica, derivan de las emisiones de H₂S. [38]

En el Gráfico 9.4 se puede observar la comparación entre las centrales de combustibles fósiles y la central geotérmica de tipo flash y binario. Donde el ciclo flash produce un promedio de 0,16 kg/MWh, siendo menor que las centrales de carbón y diésel, y un tanto mayor que las de gas natural.

- **Emisiones de dióxido de carbono (CO₂)**

El dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro que se libera a la atmósfera a partir de la combustión de los combustibles fósiles. Si bien, las emisiones de CO₂, también son producidas por fuentes naturales, los expertos coinciden que el aumento de este gas en la atmósfera es debido a la combustión, que se ha incrementado aproximadamente un 20% desde 1960 [38]. Provocando el calentamiento global, que produce impactos ambientales como riesgos de inundación, incendios forestales, fusión de los glaciares y también, problemas de salud significativos.

Las plantas geotérmicas emiten CO₂, pero en menor cantidad que las plantas de combustibles fósiles, algunos fluidos geotérmicos también pueden contener CO, estos gases no condensables (GNC) luego de pasar por la turbina son conducidos directamente a la cámara de escape, donde es liberado a través de las torres de enfriamiento. En general los GNC, tales como el CO₂ representan menos del 5% en peso de la fase de vapor de la mayoría de los sistemas geotérmicos. De este 5%, el CO₂ representa el 75% o más de gas no condensables en volumen. *Adaptado de [38]*

La cantidad de CO₂ producida por una central geotérmica se puede observar en el Gráfico 9.5, donde el ciclo binario no produce GNC y el ciclo flash produce 27 kg/MWh, una cantidad menor que las centrales de carbón, diésel y de gas natural.

- **Emisiones de material particulado (PM)**

Las emisiones de material particulado incluyen una amplia gama de sustancias, como partículas discretas, desde gotas de líquido o partículas e humo, polvo y cenizas volantes. Las partículas primarias, tales como el hollín o humo que provienen principalmente de los combustibles fósiles, mientras que las partículas secundarias, se forman cuando los gases del combustible reaccionan con el vapor de agua y la luz del sol. Depende el tamaño de las partículas se utilizan los términos PM₁₀ y el PM_{2,5}. El PM₁₀ es una mezcla de partículas líquidas y sólidas en suspensión iguales o inferiores a 10 micrómetros de diámetro. Así también el PM_{2,5} corresponde a partículas de 2,5 micrómetros de diámetro. [38]

Las plantas de carbón y petróleo producen cientos de toneladas anualmente, mientras que las centrales geotérmicas no emiten casi ningún PM, como se puede observar en el Gráfico 9.6. Cuando se utiliza el sistema refrigerado por agua se emiten pequeñas cantidades de PM, donde el condensado de vapor se evapora como parte del ciclo de enfriamiento. Sin embargo, es pequeña comparada con plantas de carbón u otros procesos de combustión que utilicen torres de enfriamiento.

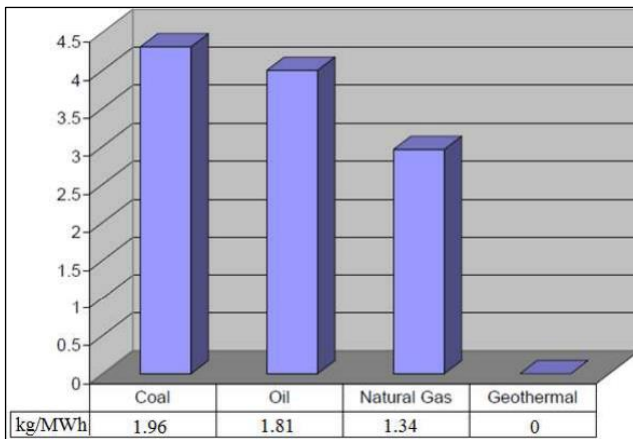


Gráfico 9.3 Emisiones de NOx. [38]

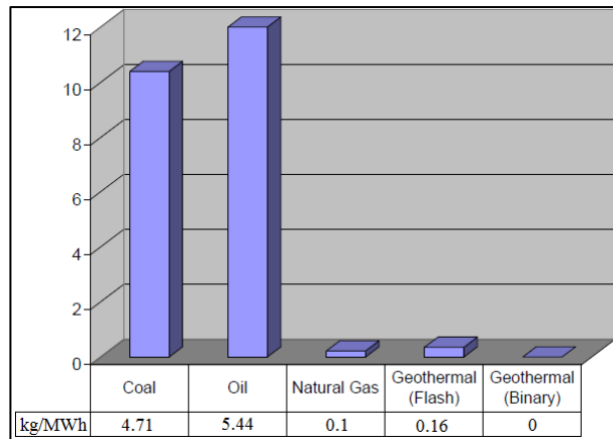


Gráfico 9.4 Emisiones de SO2. [38]

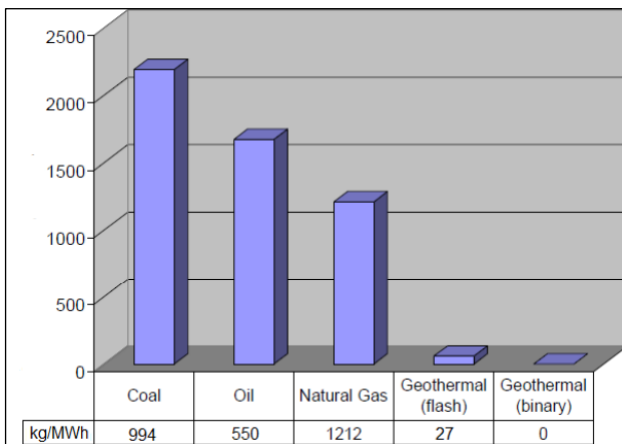


Gráfico 9.5 Emisiones de CO2. [38]

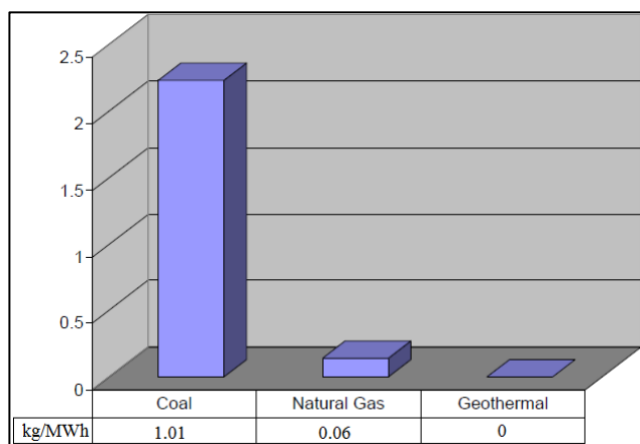


Gráfico 9.6 Emisiones de PM. [38]

9.4.2.2 Otras emisiones

Por lo general en un recurso geotérmico pueden existir diferentes tipos de compuestos dado que el subsuelo posee gran cantidad de minerales, si bien no todos de ellos son perjudiciales para el medio ambiente, se presentan los que quizás puedan encontrarse en un yacimiento de acuerdo a estudios en otros recursos geotérmicos, estos por su parte, se encuentran en muy bajas cantidades y se requiere de un análisis del fluido geotérmico para conocer detalladamente la cantidad real. A continuación, se muestran los elementos que se pueden encontrar en las emisiones de una central geotérmica, aunque hoy en día existen diferentes filtros o eliminadores de estos elementos.

- **Mercurio (Hg)**

Las emisiones de mercurio de las centrales eléctricas representan un riesgo significativo en la salud humana, principalmente por comer pescado o beber agua contaminada. Cuando el Hg entra en el agua, los procesos biológicos lo transforman en una sustancia altamente toxica, que se acumula en los peces y los animales que comen pescado. La mayor parte de emisiones de Hg provienen de fuentes naturales, como el suelo, aguas subterráneas, arroyos, entre otros. Sin embargo, el ser humano puede aumentar estas emisiones. El uso de centrales eléctricas a base de carbón, es el principal sistema que adiciona Hg al ambiente, aproximadamente 1/3 de las emisiones antropógenas de mercurio provienen de la industria del carbón [38].

El Hg no está presente en todos los recursos geotérmicos, su contenido se identifica cuando se analizan las muestras del fluido geotérmico. Si existiese presencia de este elemento, puede ser evitado utilizando tecnologías de ciclo binario. También puede ser reducido en un ciclo simple flash, ya que existe actualmente tecnología en donde el Hg puede separarse mediante un filtro de mercurio que lo absorbe y lo separa del H₂S, obteniendo el azufre. La eficiencia de este separador es típicamente del 90% y asegura que el subproducto de azufre no sea peligroso para utilizarlo como producto agrícola. El filtro del mercurio de carbono activado se cambia periódicamente y se elimina como un residuo peligroso. *Adaptado de [38]*

- **Amoniaco (NH₃)**

El amoniaco natural es emitido en bajos niveles por las plantas geotérmicas. Con cantidades más concentradas en el complejo The geyser. En esa zona, el ganado es el responsable de casi la mitad de las emisiones de amoniaco, mientras que la geotermia representa una fracción de las emisiones menor al 1%, y las otras fuentes son fertilizantes, cosechas y quema de biomasa. *[38]*

- **Boro**

El boro es un elemento encontrado en aguas de manantial volcánico, no existe naturalmente en su forma elemental, pero se encuentra como una sal mineral. Cuando está presente en el suelo en bajas concentraciones es esencial para el crecimiento normal de las plantas. En los sistemas de vapor geotérmico el boro está presente como ácido bórico altamente soluble. Por esta alta solubilidad casi todos los boratos se disolverán en el condensado de vapor y serán eliminados de la planta a través de la purga de la torre de enfriamiento. Nuevas plantas geotérmicas están obligadas a instalar eliminadores de deriva para el control de partículas, independiente del contenido de boro del agua, que permitan reducir las emisiones de boro. Aunque generalmente las emisiones de boro no están reguladas, ya que no causan ningún impacto ambiental. *Adaptado de [38]*

- **Arsénico**

Las plantas geotérmicas no se consideran emisores de arsénico, aunque es común en sistemas volcánicos. Cuando el arsénico está presente en un recurso geotérmico, resultan terminar en forma sólida en el lodo en escalas asociadas con la producción y reducción de sulfuro de hidrogeno (H₂S), de forma que no es liberado al medio ambiente. *Adaptado de [38]*

9.4.2.3 Resumen de emisiones

En las emisiones producidas por una planta geotérmica, se consideran solo las emisiones principales, mostradas en los gráficos de dióxido de carbono (CO₂), óxido de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y material particulado (PM). Si bien pueden existir emisiones de sulfuro de hidrogeno (H₂S), este puede ser controlado mediante dispositivos de reducción y recuperación. Por último, pueden existir otras emisiones, como las que se presentaron en esta memoria, sin embargo, su concentración dependerá de los análisis químicos del fluido geotérmico. Además, para cada uno existen filtros que permiten evitar su emisión a la atmosfera, por tal motivo no serán considerados para el análisis de emisiones.

En la Tabla 9.3 se observa el resumen de las emisiones de la planta geotérmica de 35 MW de potencia eléctrica, con una producción de energía eléctrica de 291,27 GWh/año. Asimismo, se muestra la cantidad de emisiones generadas por las centrales de combustibles fósiles para una producción de energía eléctrica igual a la central en estudio.

Tipo de central	Emisiones			
	CO ₂ [Tm/año]	NO _x [Tm/año]	SO ₂ [Tm/año]	PM [Tm/año]
Coal	289.522,38	570,89	1.371,88	294,18
Fuel-Oil	160.198,50	527,20	1.584,51	–
Natural gas	353.019,24	390,30	29,13	17,48
Geothermal Flash	7.864,29	0,00	46,60	0,00
Geothermal Binary	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 9.3 Resumen de emisiones por tipo de central.

Como se observa en la Tabla 9.3, las emisiones reducidas por una central geotérmica, son considerables, si se analiza el central ciclo flash, se puede mencionar que posee emisiones de CO₂ y SO₂, las cuales son bajas comparadas con una central de carbón o petróleo, además estas emisiones pueden ser aún menor dependiendo de las características químicas del fluido geotérmico. En cuanto a la cantidad de emisiones de CO₂, se pueden evitar aproximadamente entre 150.000 – 345.000 Tm/año y entre 1.300 – 1.500 Tm/año de emisiones de SO₂ al ambiente comparadas con las centrales de combustibles fósiles. Mientras que una central geotérmica de ciclo binario, no posee emisiones a la atmósfera, por lo que, la reducción de emisiones es total. Además, ambas tecnologías geotérmicas no producen emisiones de NO_x y PM.

9.5 Fase de cierre

9.5.1 Cierre de la central geotérmica

La fase de cierre se produce cuando el reservorio geotérmico se ha agotado y no tiene el suficiente potencial para seguir produciendo electricidad, dando paso al término de la fase de operación de la central geotérmica. En este caso, se debe considerar el cierre de la planta y las actividades para su desmantelamiento, principalmente de los tres sectores más importantes de la planta, campo de vapor, incluyendo los pozos de producción y reinyección, la planta de generación y refrigeración y por último, la subestación eléctrica, que comprende además las torres y cableado de alta tensión.

En el sector del campo de vapor, se considerará el cierre de los pozos de producción mediante la instalación de una válvula de seguridad. De estos pozos, los que se encuentren sin presencia de fluido geotérmico incluido los pozos de reinyección serán rellenados con cemento para sellarlos. Además, se instalará de forma provisional un cierre perimetral del lugar para monitorear su estado. En cuanto al campo de vapor, se extraerán todas las tuberías de vapor, válvulas y otros elementos, separando en este caso, en aceros (tuberías, válvulas, separador de fases, pernos y tuercas), plásticos (sellos de las válvulas) y hormigón (pequeñas construcciones en el campo de vapor).

En el sector de la planta de generación y refrigeración, se encuentran los principales equipos de la planta geotérmica, como turbina, generador, condensador, bombas hidráulicas, torres de refrigeración y otros equipos de menor escala. Para el cierre de este sector, se reciclarán todos los equipos separando en este caso en aceros (turbinas, ejes, carcasas de la turbina-generador y bombas, condensador, otros), hormigón (torres de enfriamiento, construcciones, pilares de apoyo, cimientos), plásticos (equipos de monitoreo, acoples, otros), vidrios (principalmente ventanales), cobre (bobinas del generador y bombas).

Por último, en la subestación eléctrica, los equipos a reciclar una vez terminada la vida útil de la planta son las torres de alta tensión, cableado y equipos de la subestación. Donde serán clasificados en hormigón (cimientos), aceros (torres de alta tensión y otros), cobre (cableado eléctrico) plásticos (paneles de control, accesorios) y aluminios (estructuras metálicas de la subestación).

Para el desmantelamiento de los tres sectores se necesitará maquinaria pesada como grúas, camiones de carga, y excavadoras que funcionan mediante combustibles, de este modo se producirán emisiones de gases a la atmósfera. De igual forma se emitirá material particulado debido al polvo en suspensión por el desarme de la central eléctrica en la zona.

9.5.2 Reciclaje de componentes

De acuerdo a la página oficial del ministerio del medioambiente de Chile, en el 2005 se aprobó la política nacional de residuos sólidos, que tiene como objetivo, “Lograr que el manejo de residuos se realice con el mínimo de riesgo para la salud de la población y para el medio ambiente, propiciando una visión integral de los residuos, que asegure un desarrollo sustentable y eficiente del sector” [83].

El ministerio de medioambiente está promoviendo la norma NCh3322, que estandariza los colores y elementos visuales para facilitar la separación de los diferentes residuos en cualquier parte del país. Esta norma incluye los siguientes colores para el reciclaje:

- **Color azul (Papel y cartón):** Contenedor en el cual se deben depositar todo tipo de papeles y cartones, como envases de cartón y periódicos, revistas, papeles de envolver u otros.
- **Color amarillo (Plásticos):** Se deben depositar todo tipos de productos fabricados con plástico como botellas, envases de alimentos o bolsas.
- **Color gris claro (Metales):** En este depósito se deben reciclar latas de conservas y refrescos.
- **Color verde (Vidrio):** Se depositan envases de vidrio como botellas u otros.
- **Color café (Desechos orgánicos):** En este contenedor se deben introducir todo tipo de residuos orgánicos, como restos de comida, frutas y verduras.
- **Color Gris oscuro (Resto de residuos):** En este depósito se deben almacenar los residuos que no pueden ser reciclados o que el mercado no está establecido.
- **Color Rojo (Desechos peligrosos):** En estos contenedores se deben depositar residuos peligrosos como pilas, baterías, aceites o medicamentos.
- **Color beige (Cartón para bebidas):** Depósito para los cartones tetrapack, principalmente de refrescos, leches o alimentos.
- **Color burdeo (Aparatos eléctricos y electrónicos):** Como su nombre lo indica, en este depósito se reciclan electrodomésticos pequeños y voluminosos, computación, audio y video.

En la Figura 9.2 es posible identificar lo mencionado anteriormente, que corresponde a la normativa de reciclaje en el país.



Figura 9.2 Colores de contenedores para distintos residuos. [83]

El Ministerio del medioambiente promulga en mayo del 2016, la ley REP N° 20.920 de fomento al reciclaje, esta ley crea la Responsabilidad Extendida del Productor (REP), que obliga a los productores de determinados productos a organizar y financiar la gestión de los residuos de sus productos una vez terminada su vida útil. Los productos que están regulados bajo esta ley son: Aceites lubricantes, aparatos eléctricos y electrónicos, baterías, envases y embalajes, neumáticos y pilas.

A continuación, en el Gráfico 9.7 se muestra un diagrama de porcentajes (% en peso), obtenido a partir de un peso total estimado de 216 Tm de los diferentes tipos de residuos que se pueden generar de la central geotérmica una vez terminada su vida útil.

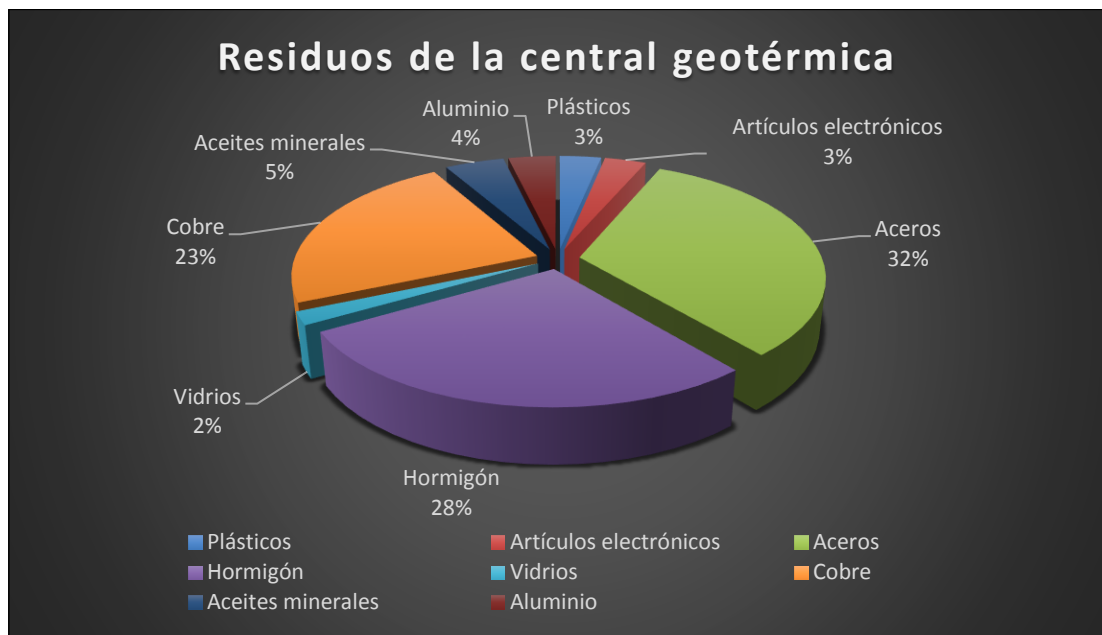


Gráfico 9.7 Residuos de la central geotérmica (% en peso).

Para los tipos de residuos mostrados en el Grafico 9.7, existen diferentes empresas en el país que se pueden encargar de su reciclaje, estas son:

- **Metales:**

- *Gerdau AZA*, es una empresa que se dedica desde 1952, a la fabricación de acero a partir del material reciclado. [84]
- *Proacer*, es una fabricante de bolas de acero para la molienda de minerales, mediante la fundición de hierro y acero, el que compra chatarra de acero a proveedores. [84]
- *ACERA* se dedica exclusivamente al reciclaje de chatarra ferrosa, como acero industrial y domiciliario, acero inoxidable, aluminio, bronce y cobre. Es el segundo mayor productor de chatarra ferrosa de Chile. [85]

- **Vidrios:**

- *Cristalerías Chile y cristalerías Toro*, son las dos grandes recicladoras de vidrio del país. Ambas se asociaron con diferentes organizaciones para instalar campanas en la vía pública e incentivar la recuperación de vidrio desde la comunidad. [84]

- **Plásticos:**

- *RECIPET*, compra descarte industrial de politereftalato de etileno (PET) y botellas de gaseosas, jugos y agua mineral de PET. Además, instala campanas para promover el reciclaje de PET. [84]
- *Greenplast S.A.* procesa desechos plásticos de polietileno (PE) y polipropileno (PP) para convertirlos en materia prima que servirá para la fabricación de nuevos productos. [85]

- **Artículos Electrónicos:**

- *RECYCLA* tiene convenios con empresas para el retiro de sus residuos electrónicos, los que desmonta y clasifica los materiales de su composición, para ser enviados a plantas recicladoras del país. [84]

- **Aceites minerales:**

- *RESPEL* es una empresa que se dedica a la gestión de residuos peligrosos al momento de cierre de faenas. Involucra la gestión, la manipulación, acondicionamiento, almacenamiento temporal prolongado, transporte reciclaje, valorización y disposición final. [90]
- *Crowan Ltda.* Es una planta de recepción y tratamiento de residuos hidrocarburos, ya sean aceites y petróleo pesado, con el objetivo de transformarlos en combustible alternativo para uso industrial como calderas y otros equipos. [85]

- **Aluminio y cobre:**

- *METALUM, Metales y aluminios S.A.*, es una empresa recicladora de metales no ferrosos, especializada en la gama de aluminio y acero inoxidable, es así como el año 2014 se consagró como la recicladora de aluminio más grande de Chile. [85]

- **Hormigón:**

- El hormigón es un residuo provocado de la demolición de estructuras que fueron construidas mediante este material, en este caso es un elemento que no se puede reciclar para volver a su estado primario como cemento. Es por este motivo que su aplicación puede ser a través de la construcción de caminos, rellenos u otros donde se requiere el aporte de material pesado. En numerosos casos su venta se realiza a empresas constituidas a la construcción de caminos, o bien en zonas donde se requiera de relleno.

Se debe considerar que, bajo la ley N° 20.920 el uso de los materiales tales como aceites lubricantes, aparatos eléctricos y electrónicos, baterías, envases y embalajes, neumáticos y pilas, se obligará a las empresas productoras del mismo a hacerse cargo de su reciclaje. De tal forma, la empresa queda exenta del reciclaje de estos residuos.

Por último, una vez cerrada la planta geotérmica se realizarán métodos de reforestación en el área para permitir la recuperación del terreno, aumentar la biodiversidad en el área y generar un impacto visual positivo en el lugar.

9.6 Conclusiones del impacto ambiental.

Según la información presentada, las centrales geotérmicas tienen un impacto ambiental bajo en comparación con otras centrales, incluso frente a tecnologías de energía renovable no convencional. Su mayor impacto se produce por la liberación de emisiones a la atmósfera y aunque estas son menores que las centrales de combustibles fósiles, no se debe a la quema de combustibles, sino que, es producto de los gases que se encuentran en el subsuelo por la descomposición de materiales orgánicos.

Sus ventajas ambientales más relevantes son el reducido terreno utilizado, donde el uso de suelo e impactos sobre la flora y fauna son menores. Además, el impacto visual es bajo, producto de las instalaciones reducidas de estas, aunque en algunos casos, este impacto puede aumentar si la instalación se realiza en lugares con alto valor natural. Otro impacto considerable, es la alteración de los reservorios naturales que generan un valor turístico en la zona y pueden ser disminuidos producto de la ocupación de la fuente de calor en el lugar, o incluso el uso del reservorio geotérmico.

Otro punto importante, es el bajo consumo de agua que utilizan las centrales geotérmicas para la etapa de refrigeración, principalmente una planta ciclo simple flash, ya que aprovechan el fluido geotérmico, como agua de refrigeración, disminuyendo así el consumo de agua. En cambio, la central de ciclo binario utiliza mayor demanda de agua para realizar la refrigeración del fluido orgánico, pero a su vez, no genera emisiones de ningún tipo de gases a la atmósfera, porque el fluido geotérmico solo le trasfiere el calor al fluido de trabajo, siendo este fluido quien realiza el ciclo termodinámico.

En la fase de cierre de una central geotérmica se observa que el impacto es bajo y los residuos provocados pueden ser reciclados por empresas locales que se dedican a este ámbito. Finalmente, en el lugar se realiza una reforestación para promover la biodiversidad y mejorar el desgaste del terreno debido a la producción y reinyección del fluido geotérmico.

En la Tabla 9.4 se puede observar el resumen de la evaluación de impacto ambiental generado por la planta geotérmica, en las fases de construcción, operación y cierre, con sus respectivos impactos, ya sean negativos (-) o positivos (+), además de la escala de impacto, estimado entre bajo, medio y alto para cada una.

<i>Fase del proyecto</i>	<i>Impacto</i>	<i>Escala de impacto</i>	<i>Impacto ambiental</i>
Construcción	-	Alto	Aumento de gases de combustión en el aire por el uso de maquinaria
	-	Alto	Alteración de la flora y la fauna
	-	Alto	Alteración de la formación geológica
	-	Medio	Alteración en los niveles de ruido del lugar
	-	Medio	Posible aumento de vibraciones en lugar
	-	Medio	Posibles conflictos culturales en la zona
	-	Bajo	Alteración en las aguas superficiales
	-	Bajo	Alteración visual del medioambiente
	-	Bajo	Emisión de material particulado por el movimiento de equipos
	-	Bajo	Mayor flujo vehicular en la zona
	+	Medio	Bajo terreno utilizado para la construcción
	+	Medio	Aumento de la empleabilidad en la zona
	+	Bajo	Capacitación del personal local
Operación	-	Medio	Alteración en la calidad del aire del lugar por emisiones de CO2 y SO2
	-	Medio	Posibles emisiones de H2S
	-	Medio	Posible alteración de las fuentes termales del Avellano
	-	Bajo	Posible contaminación de las aguas superficiales y subterráneas
	-	Bajo	Incremento del nivel de presión sonora del sector
	-	Bajo	Generación de vibraciones en el lugar
	-	Bajo	Perturbación en la zona por los tendidos eléctricos
	+	Medio	Bajo consumo de agua para su funcionamiento
	+	Bajo	Aumento de la empleabilidad en la zona
+	Bajo	Atracción en la zona por una planta geotérmica	
Cierre	-	Medio	Emisiones de gases de combustión por el uso de maquinaria
	-	Medio	Aumento de los niveles de ruido en el lugar
	-	Bajo	Aumento de material particulado en el sector
	-	Bajo	Alteración del ecosistema generado en el lugar
	+	Alto	Alteración visual en el lugar
	+	Alto	Reforestación de la zona
	+	Medio	Reciclaje de los materiales utilizados

Tabla 9.4 *Resumen de la evaluación de impacto ambiental.*

10.- CONCLUSIONES DEL TRABAJO Y PERSPECTIVAS FUTURAS

10.- Conclusiones del Trabajo y Perspectivas Futuras

10.1 Conclusiones técnicas del trabajo

Como se pudo observar en los capítulos iniciales de esta memoria, el subsuelo de la tierra posee gran cantidad de energía acumulada (4×10^9 J), que emana en forma de calor a un promedio de $0,063 \text{ W/m}^2$, este flujo de calor puede variar dependiendo del lugar, pero muestra que existe gran cantidad de energía geotérmica para ser aprovechada en diferentes aplicaciones según sea el caso.

Cuando el flujo de calor es bajo, como sucede en mayor parte del planeta, se pueden encontrar los yacimientos de baja y muy baja temperatura, permitiendo utilizar esta energía en bombas de calor geotérmicas, lo que se conoce como geotermia somera. Sin embargo, cuando se cuenta con flujos de calor elevados, existe tendencia a encontrar yacimientos de alta temperatura los que pueden ser utilizados para producir electricidad y otros procesos industriales.

El cinturón del fuego del Pacífico es uno de los lugares que tienen un flujo de calor elevado, este incluye a unos cuantos países, que tienen una ventaja comparativa frente a otros y son los que poseen mayor potencia instalada por centrales geotérmicas, como es el caso de Estados Unidos, Filipinas, Indonesia, Nueva Zelanda y México, estos países en conjunto con Italia e Islandia, representan el 80% de potencia eléctrica de origen geotérmico instalada en el año 2015. Esto también demuestra que no todos los países pueden contar con energía geotérmica para la generación de electricidad, siendo esta una de sus principales desventajas, ya que los yacimientos geotérmicos de alta temperatura se encuentran en zonas que presenten actividad volcánica o subducción de placas.

Chile cuenta con aproximadamente 3.000 volcanes, de los cuales 150 están activos, lo que implica una gran actividad volcánica y un potencial geotérmico considerable para la producción de electricidad, estimado en forma conservadora en 1.350 MW para el sistema interconectado central y 2.000 MW para el sistema interconectado norte grande. Estos se estiman en un futuro cercano, pero es posible que sea mayor si se realizan otros estudios en las áreas territoriales de país.

Para determinar el potencial térmico se utilizó el método USGS “Heat in place” simulado con MonteCarlo, el cuál es utilizado a nivel mundial determinar el potencial térmico de un recurso. El cálculo del potencial no es fácil de estimar, principalmente por los parámetros específicos que requiere del yacimiento, los que se solicitaron vía correo electrónico, pero es difícil que empresas o instituciones puedan dar a conocer estos datos, como también lo menciona Don Diego Morata en su correo (ver Anexo A.4.1). Por este motivo, se decidió estudiar un área específica de Chile, ubicada en el sector Alto Bío Bío, dado que existen fuentes termales y la presencia de dos volcanes en el sector. Así, se determinó que, en la fase temprana del análisis, se puede conseguir aproximadamente una potencia eléctrica de 35 MWe mediante una tecnología de expansión súbita o flash y de 7,2 MWe para un ciclo binario (Ciclo Orgánico de Rankine – ORC). Cabe mencionar que a medida que se avanza en la exploración de un proyecto geotérmico se tienen datos más certeros del yacimiento y es posible corroborar la programación del método USGS para obtener resultados más reales.

De las dos tecnologías mencionadas, cada una posee sus ventajas y sus desventajas, donde la tecnología flash, tiene mayor eficiencia de conversión eléctrica, lo que implica que puede generar mayor cantidad de energía eléctrica y necesita menor consumo de agua para su funcionamiento, pero a la vez, genera emisiones de SO_2 y CO_2 a la atmosfera. Mientras que, la central de ciclo binario, no produce emisiones a la atmosfera, pero su inversión es mayor que la tecnología flash, por el uso de un fluido externo.

De esta forma se seleccionó la central geotérmica simple flash de potencia de 35 MWe y se realizó un estudio técnico de las etapas que implica el desarrollo de un proyecto geotérmico, con una duración de 7 años. El período elevado de años se debe a las fases de exploración, que conllevan dos a tres años para poder encontrar un lugar que posea las características de un yacimiento geotérmico. Además, se estimaron los costos de inversión que pueden contener las diferentes etapas de un proyecto, resumiendo que, los costos para este tipo de instalaciones son altos, precisamente por las etapas de exploración y perforaciones profundas (Etapa de Desarrollo de Campo), que representan entre ambas, aproximadamente un 50% de los costos de inversión.

Para el análisis económico se determinó una inversión de US\$ 229.924.252 y se demostró que la factibilidad del proyecto geotérmico en estudio, de 35 MWe, para una vida útil de 30 años, tiene rentabilidad negativa, producto del bajo precio de nudo de energía que hay en el país hoy en día (65 US\$/kWh). Por este motivo, el proyecto geotérmico no es factible desde el punto de vista económico, principalmente por el bajo precio de venta de nudo de energía que existe actualmente y la inversión elevada del proyecto.

Para este análisis se consideró, además, un incremento del 1% anual al precio del nudo de energía y frente a esto, se logró determinar el precio mínimo de venta de la energía eléctrica requerido para que el proyecto fuese viable, resultando ser igual a 70,46 US\$/kWh. Este precio no se encuentra tan alejado del precio actual, lo que indica que el proyecto puede ser rentable en un futuro cercano, donde aumenten los precios de energía o disminuya la inversión en costos de perforación y exploración.

Otro factor importante de estas instalaciones es su elevado período de recuperación, considerando que, si el proyecto fuese rentable con el precio mínimo de venta de energía, se necesitarían 14,39 años para recuperar la inversión desde su etapa de operación, y entre 9 a 11 años si precio de nudo es igual al Caso 2 y 3. Esto significa que, más el tiempo de desarrollo y construcción del proyecto, igual a 7 años, el periodo de recuperación sería aproximadamente entre 15 a 22 años desde su inicio.

El análisis de sensibilidad, determinó los parámetros que tienen mayor impacto en el resultado del VAN. De los cuáles, el aumento del factor de planta y el precio de venta de la energía son lo que tienen mayor sensibilidad a aumentar el VAN. En cambio, el aumento de la inversión es el parámetro más sensible a la disminución del VAN. Esto quiere decir que cualquier aumento o disminución de las variables mencionadas afectara significativamente en la rentabilidad del proyecto.

En cuanto a la energía en Chile, es posible señalar que, hasta septiembre del 2016, aproximadamente el 58% de la potencia total instalada se debe a las centrales de combustibles fósiles, específicamente a las centrales de gas (22%), carbón (21%) y diésel (15%), como se observa en el Gráfico 5.5 de la memoria. Además, el 29% se debe a centrales hidroeléctricas, sean de embalse o pasada. Mientras que las centrales de energía renovable no convencionales son solo un 13% del total, que incluyen energía eólica (4%), solar fotovoltaica (4%), biomasa (2%), mini hidráulica (3%).

Según las metas que tiene el país en cuanto a las centrales de ERNC, se estima que al 2020 pueda existir un 20% de capacidad instalada por parte de estas energías. Es una meta ambiciosa dado que hasta la fecha sólo existe un 13%. Por este motivo están surgiendo nuevos proyectos de energía renovables, de los cuales se encuentran dos proyectos geotérmicos en su fase de construcción y se espera que al año 2017, al menos uno pueda comenzar su etapa de operación.

Las centrales de ERNC, se caracterizan por tener altas inversiones y costos de operación relativamente bajos frente a las centrales de combustibles fósiles, por estos dos factores y debido al bajo precio de venta de energía actual, lo más probable es que los estudios de rentabilidad de los proyectos de energía solar fotovoltaica, termosolar e incluso eólica sean negativos.

Las principales ventajas que posee la energía geotérmica para la producción de electricidad, es su alto factor de planta, que está por sobre todo tipo de tecnologías de generación de electricidad, que se promedia en 90% y puede alcanzar en algunos casos el 100%. La principal ventaja frente a las centrales termoeléctricas, es la reducción en gran medida las emisiones de CO₂ y SO₂ a la atmósfera, y que no depende de los precios de los combustibles, dado que el calentamiento del fluido es gracias al calor de la Tierra. Incluso posee ventajas frente a las ERNC, como lo son sus bajos requerimientos de terreno para la instalación, bajos costos de O&M, bajo consumo de agua y que no dependen de los factores climáticos para su operación, permitiendo su funcionamiento durante todo el año.

Sin embargo, sus desventajas radican en la dificultad para encontrar yacimientos geotérmicos, donde los riesgos de desarrollo de un proyecto geotérmico, son altos en las fases de exploración, porque se invierte una cantidad de dinero elevada, pero existe la incertidumbre de encontrar un yacimiento en el subsuelo. Así pues, estas exploraciones y las perforaciones de pozos hacen que las inversiones del proyecto sean elevadas, aún más, cuando en Chile no se cuenta con equipos de perforaciones de pozos profundos.

Aunque el proyecto en estudio no sea factible desde el punto de vista económico, sus ventajas lo hacen atractivo desde el punto de vista ambiental, donde se pueden reducir aproximadamente entre 150.000 – 345.000 Tm/año de emisiones de CO₂ y entre 1.300 – 1.500 Tm/año de emisiones de SO₂ al ambiente, comparadas con las centrales de combustibles fósiles.

10.2 Aspectos destacables y aportaciones del TFG

Uno de los aspectos destacables fue la utilización y programación de la metodología “USGS Heat in place”, simulado con MonteCarlo, para la estimación del potencial geotérmico de la zona en estudio, ya sea utilizando una tecnología de ciclo flash o de ciclo binario. Esta metodología, permite conocer en las fases tempranas o avanzadas de un proyecto geotérmico el potencial eléctrico aproximado de la zona para la generación de energía eléctrica.

Así también, la programación del software System Advisor Model (SAM), puede ser utilizado para determinar la inversión y factibilidad de proyectos de energías renovables. El que para esta memoria permitió definir el número de pozos de perforación necesarios y precisar una inversión aproximada del proyecto geotérmico.

El desarrollo de esta memoria, puede ser un aporte a personas o instituciones que deseen profundizar en la energía geotérmica, conocer su formación, diversas aplicaciones, ventajas e impactos ambientales que estas poseen, además de saber en qué se encuentra la energía geotérmica a nivel mundial y en mayor referencia al territorio chileno. De misma forma, si se quiere estudiar el potencial geotérmico de un recurso para la generación de electricidad se muestra la estructura a seguir para utilizar la metodología USGS “Heat in place”, el desarrollo que conlleva un proyecto geotérmico y también el uso de software System Advisor Model (SAM) aplicado a un análisis geotérmico.

10.3. Conclusiones y valoraciones personales

Una vez finalizado el estudio es posible mencionar que la energía geotérmica es una energía limpia, que no utiliza combustibles fósiles para su funcionamiento, y aunque sus inversiones sean elevadas, puede ser muy competitiva desde el punto de vista ambiental y ser un reemplazo a las centrales de carbón, gas y petróleo, e incluso puede competir con otros tipos de centrales de energía renovable.

Si bien el proyecto en estudio no es factible desde el punto de vista económico, no significa que todos los proyectos lo sean, ya que la rentabilidad de un proyecto geotérmico depende de las condiciones previas del reservorio, por lo que, si este se encuentra a menor profundidad, la perforación será menos costosa y su inversión será menor. O bien si el reservorio tiene mayor potencial, puede generar mayor electricidad y por mucho más tiempo, como ocurre en el complejo geotérmico Larderello en Italia, que lleva hasta la fecha 103 años de funcionamiento.

Como reflexión personal, es posible establecer que, Chile cuenta con muchas fuentes termales que se dan de forma natural (ver Anexo A.9.2), o geysers que son característicos en algunas zonas. De este modo, si el país quiere utilizar la energía geotérmica para abastecer su sistema energético de ERNC, debe promover su desarrollo e imitar a países que son líderes en energía geotérmica. Creando una institución, orientada a realizar estudios para conocer detalladamente las áreas que presentan mayor potencial y luego explotarlas, como lo hace México, con la Comisión Federal del Estado (CFE). O también, se pueden realizar aportes económicos a las empresas privadas en las fases tempranas de exploración, de modo que puedan compartir los riesgos iniciales en estas etapas, como sucede en EEUU. De esta forma, existan motivaciones para empresas privadas para que se dediquen aún más a esta materia y puedan mejorar la rentabilidad de los proyectos geotérmicos.

Analizando las centrales geotérmicas que se están construyendo en Chile, estas comenzaron a construirse en el año 2010 aproximadamente, porque se encuentran en sus últimas etapas. Para ese año el precio de nudo promedio de energía en el SIC, era de aproximadamente 105 US\$/kWh (Gráfico 8.2), traduciéndose en que el estudio de factibilidad del proyecto, considerando ese precio de nudo, era rentable. Lo más probable es que, si el estudio se hiciera hoy, con el precio de nudo actual, el proyecto no lo fuera. Esto provoca desmotivación para las empresas que se dedican a esta área y probablemente a los proyectos de ERNC que presentan altas inversiones.

El precio de venta de la energía juega un rol importante en la rentabilidad del proyecto, se ha visto que los precios de venta de la energía en otros países, son de aproximadamente 112 US\$/kWh [7], que, en conjunto con los incentivos a los proyectos geotérmicos, logran que los proyectos sean atractivos económicamente.

10.4 Futuras líneas de trabajo

Para complementar el desarrollo de este trabajo, es posible estudiar el diseño de los componentes utilizados para la inversión de esta memoria, como, por ejemplo, dimensionamiento de líneas de vapor, condensadores, separadores de fases y torres de enfriamiento.

Como el TFG estuvo enfocado en yacimientos de agua caliente, específicamente en alta temperatura, se puede investigar el aprovechamiento de otros tipos de yacimientos vistos en esta memoria, como yacimientos marítimos o magmáticos, los cuales tienen temperaturas muy elevadas para el aprovechamiento de la energía geotérmica, pero no han sido estudiados detalladamente para el aprovechamiento de su energía.

En cuanto a las plantas geotérmicas que se instalen en el país, se puede estudiar la opción de ampliarlas, a lo que se conoce como complejos geotérmicos, en donde el fluido geotérmico fase líquida proveniente del separador de fases, puede ser utilizado en centrales binarias de generación de energía, o en procesos industriales como el secado de madera y papel, e incluso en climatización de viviendas o invernaderos para la agricultura. Así también, en zonas donde se intervienen fuentes termales naturales o hay escasez de estas, se pueden implementar piscinas termales artificiales, para reducir el impacto turístico cuando exista este problema.

En el ámbito empresarial, se puede realizar un estudio de mercado y factibilidad para complementar el desarrollo de la energía geotérmica, como, por ejemplo, empresas que ya se dedican a la perforación de pozos de agua, pueden capacitar el personal y adquirir nuevos equipos para realizar las perforaciones profundas. De este modo, los equipos no sean traídos de países externos y los costos en las etapas de perforación de un proyecto geotérmico disminuyan, reduciendo también los costos de inversión.

Desde el punto de vista de la energía somera, es posible analizar los potenciales por zonas del país para el aprovechamiento de los yacimientos de baja temperatura, de modo que se pueda comparar la utilización de bombas de calor geotérmicas con otras tecnologías, o bien realizar un estudio para la instalación de estos sistemas en casas, invernaderos, acuicultura, entre otros.

Así también, es atractivo realizar un estudio de mercado, para estudiar la factibilidad de nuevas empresas o las ya constituidas, para que ofrezcan servicios de instalación de bombas de calor geotérmicas, porque estas permiten la calefacción de hogares y la producción de agua caliente sanitaria (A.C.S.) a un costo de operación más bajo que otras tecnologías.

11.- BIBLIOGRAFÍA

11.- Bibliografía

11.1 Libros

- [1] Gonzáles Velasco Jaime: “*Energías Renovables*”, Reverté S.A., Barcelona. (2009).
- [2] Gobierno de Chile, “*Energía 2050*”, Ministerio de Energía, Chile, (2015).
- [3] Harper Gilberto Enríquez: “*Tecnologías de generación de energía eléctrica*”, Limusa S.A., México (2009).
- [4] José Antonio Carta González, Roque Calero Pérez: “*Centrales de Energías Renovables*”, Pearson Educación S.A., Madrid. (2009).
- [5] Yunus A. Cengel, Michael A. Boles: “*Termodinámica 7Ed*”, McGRAW Hill/Interamericana editores, S.A. (2012).
- [6] Ronald DiPippo: “*Geothermal power plants*”, Butterworth-Heinemann, (2008).

11.2 Artículos Científicos, Manuales y Estudios Técnicos

- [7] ESMAP: “*Manual de Geotermia*”, (2012).
- [8] Llopis Trillo Guillermo y Angulo Vicente Rodrigo: “*Guía de la energía geotérmica*”. (2008).
- [9] IDAE y IGME: “*Manual de Geotermia*”, (2008).
- [10] Intergovernmental panel on climate change (IPCC): “*Renewable energy sources and climate change mitigation*”. (2012).
- [11] Tecnología y Recursos de la tierra, S.A.: José Sánchez Guzmán, Laura Sanz López, Luis Ocaña Robles: “*Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio Técnico PER 2011-2020*”, (2011).
- [12] Ruggero Bertani, Proceedings World Geothermal Congress 2015: “*Geothermal Power Generation in the World 2010-2014*”. (2015).
- [13] Francisca Valenzuela Fuentes: “*Energía Geotérmica y su Implementación en Chile, Entrega de concesiones para el desarrollo de la energía geotérmica*”, (2011).
- [14] MRP Geotermia Chile: Rüdiger Trenkle: “*Geotermia en el volcán Tolhuaca*”. (2013).
- [15] Cornejo Hernando: “*Centrales de Energías no convencionales, Energía geotérmica*”, (2013).
- [16] Sernageomin, Departamento de geología aplicada, Unidad de recursos energéticos: “*Recursos energéticos, su potencial y uso*”. (2015).

-
- [17] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Departamento de estudios, extensión y publicaciones: “*Posibilidades de la energía geotérmica en Chile. El caso de la Octava Región*”. (2004).
- [18] Departamento de energía de los Estados Unidos: “*La energía geotérmica en la actualidad*”. (2003).
- [19] Luís C. A. Gutiérrez - Negrin Geocónsul, S. A. de C. V; Morelia, Michoacán, 58170, México: “*La energía geotérmica en México*”.
- [20] O. Jaimovich: “*Costos de la generación geotérmica*”. (2007).
- [21] Hugh Rudnick: “*Desafíos y oportunidades de inserción ERNC en Chile*”. (2014).
- [22] Miguel Saldivia Olave: “*Barreras de entrada a la geotermia en Chile*”. (2011).
- [23] IDAE: Mapa Tecnológico: “*Calor y Frío Renovables*”. (2012).
- [24] Natural resources defense counsil (NRDC) y Asociación chilena de energías renovables (ACERA): “*Beneficios económicos de energías renovables no convencionales en Chile*”. (2013).
- [25] Hidenori Yonekura: “*Consideraciones generales sobre la política de desarrollo geotérmico en el Japón*”. (2013).
- [26] Gobierno de España, Ministerio de sanidad, servicios sociales e igualdad (msssi): “*Capítulo 4 Torres de refrigeración y condensadores evaporativos*”.
- [27] Paolo Bona, Manlio F. Coviello: “*Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur*”. (2016).
- [28] Sabodh K. Garg, Jim Combs: “*A reformulation of USGS volumetric “heat in place” resource estimation method*”, *Geothermics*, 55, pp. 150–158, (May 2015).
- [29] Diego Aravena, Mauricio Munoz, Diego Morata, Alfredo Lahsen, Miguel Ángel Parada, Patrick Dobson: “*Assessment of high enthalpy geothermal resources and promising areas of Chile*”. *Geothermics* 59, pp. 1–13, (2016).
- [30] Dr. Gerardo Hiriart Le Bert, Ing. Luis C.A. Gutiérrez Negrín, Fís. José Luis Quijano León, Lic. Armando Ornelas Celis, Ing. Salvador Espíndola, Ing. Isaías Hernández: “*Evaluación de la Energía Geotérmica en México*”. (2011).
- [31] Servicio Nacional de Geología y Minería: “*Mapa geológico de Chile*”, Versión digital. (2003).
- [32] Patricio Núñez, Daniel Días Sáez, Pedro Velásquez Espinoza: “*Geotermia*”. (2008).
- [33] Randall W. Whitesides, P.E.: “*Process Equipment Cost Estimating by Ratio and Proportion*”, (2012).
- [34] H.P. Loh, Jennifer Lyons and Charles W. White, III: “*Process Equipment Cost Estimation Final Report*”. (2002).
- [35] Comisión Nacional de Energía: “*Informe costos de inversión por tecnología de generación*”. (2015).
-

- [36] Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile, Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica Centro de Innovación en Energía de la Universidad Técnica Federico Santa María: “*Aporte potencial de: Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008-2025*”. (2008).
- [37] Unidad responsable de la evaluación DG política regional comisión europea: “*Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión*”. (2003).
- [38] Geothermal Communities: “*Environmental impacts of geothermal energy*”. (2014).
- [39] Argone National Laboratoy: “*Water resource assessment of geothermal resources and water use in Geopressured Geothermal Systems*”. (2011).

11.3 Proyectos Final de Carrera

- [40] PFC: Laia Sanchez Junco Fiter: “*Aplicación del ciclo orgánico de Rankine para el aprovechamiento de calor residual en una refinería*”, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. (2012).

11.4 Páginas Web

- [41] <http://www.energiandina.cl/category/geotermia/>
- **Nombre:** Energía Andina: Geotermia: Una fuente de energía limpia y renovable.
 - **Descripción:** Energía andina es una empresa dedicada a la exploración y explotación de energía geotérmica en Chile, se explica cómo se genera la energía geotérmica, como se aprovecha para generar electricidad y el potencial geotérmico del país.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [42] <http://queesel.info/que-es-el-anillo-o-cinturon-de-fuego-del-pacifico/>
- **Nombre:** QUE ES: ¿Qué es el anillo o cinturón del fuego del Pacífico?
 - **Descripción:** Información importante sobre el cinturón del Pacífico, dando a conocer que es, como se formó, países que involucra y características geológicas que posee.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [43] <http://www.geothermie-perspectives.fr/>
- **Nombre:** Geothermie perspectives.
 - **Descripción:** Espacio institucional en materia de energía geotérmica, cuyo principal objetivo es proporcionar información validada y consistente en todos los aspectos de la energía geotérmica.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016

-
- [44] <http://www.eldinamo.cl/ambiente/2015/11/06/central-geotermica-cerro-pabellon-de-antofagasta-gana-importante-premio-al-proyecto-de-energia-renovable-del-ano/>
- **Nombre:** El dinamo: Central geotérmica Cerro Pabellón de España.
 - **Descripción:** Medio digital de noticias de Chile y el mundo, que entrega información sobre la actualidad. Se publica un reconocimiento al gerente general de ENAP, sobre el proyecto de geotermia Cerro Pabellón, donde además se mencionan características del mismo.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [45] http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=66834_23
- **Nombre:** Ficha del Proyecto: Central geotérmica Curacautin.
 - **Descripción:** En enlace contiene la ficha técnica del proyecto Geotérmico Curacautin, donde se realiza la aprobación por el Servicio de evaluación Ambiental (sea), que entrega la aprobación del mismo.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [46] http://www.eia.gov/Energyexplained/index.cfm?page=geothermal_home
- **Nombre:** EIA: Independent Statistics & Analysis.
 - **Descripción:** Administración de información de energía de los Estados Unidos, que entrega información sobre diferentes tipos de energía, en este caso el link está asociado a energía geotérmica.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [47] <http://www.centralenergia.cl/2010/10/06/potencial-geotermico-de-chile/>
- **Nombre:** Central de energía: Potencial geotérmico de Chile.
 - **Descripción:** Central de información y discusión de energía en Chile, que informa sobre las diferentes energías del país, proyectos, capacidad instalada, entre otros factores importantes.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [48] <http://www.cega.ing.uchile.cl/informacion-de-interes/geotermia-en-chile/>
- **Nombre:** CEGA: Geotermia en Chile, ¿Qué es la Energía Geotérmica?
 - **Descripción:** El CEGA está integrado por un equipo de investigadores y científicos de la facultad de ciencias físicas y matemáticas de la Universidad de Chile y otras instituciones que trabajan para mejorar y aumentar el conocimiento científico sobre la geotermia en Chile.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [49] <http://www.igme.es/Geotermia/La%20energ%EDa%20geot%E9rmica.htm>
- **Nombre:** IGME: Presentación de la energía geotérmica.
 - **Descripción:** El IGME corresponde al Instituto Geológico y Minero de España. Que presenta información correspondiente a la energía geotérmica de manera global pero referida al potencial de España.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
-

-
- [50] <http://o3zono.blogspot.com.es/2013/05/en-busca-del-fuego.html>
- **Nombre:** O3ono: Energía en el mundo global.
 - **Descripción:** Blogspot, donde se habla de los diferentes tipos de energías, sean convencionales o renovables con sus respectivas ventajas y desventajas.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [51] <http://nergiza.com/radiacion-conduccion-y-conveccion-tres-formas-de-transferencia-de-calor/>
- **Nombre:** Nergiza: Radiación, Conducción y Convección.
 - **Descripción:** Esta página web contiene información de los tipos de transferencia de calor, mencionados anteriormente.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [52] http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=5569783ChromeHTML\Shell\Open\Command
- **Nombre:** Ficha del proyecto: Central geotérmica Cerro Pabellón.
 - **Descripción:** Ficha técnica del proyecto geotérmico Cerro Pabellón, donde se realiza la aprobación por el Servicio Energético Ambiental (Sea).
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [53] <http://www.region2.cl/senado-aprueba-proyecto-que-fomenta-energias-renovables-no-convencionales/>
- **Nombre:** Region2: Senado aprueba proyecto que fomenta las ERNC.
 - **Descripción:** Noticias del sector norte del país, principalmente de la segunda región de Antofagasta, en este caso menciona la publicación del senado aprobando el proyecto de ley a favor de las ERNC en el año 2012.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [54] <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>
- **Nombre:** Energia.gob: Energías Renovables.
 - **Descripción:** Página web del Ministerio de Energía del gobierno de Chile, que investiga ampliamente las energías en el país, entregando información real de la mismas y en este caso sobre energías renovables.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016
- [55] <http://generadoras.cl/generacion-electrica/>
- **Nombre:** Generadoras de Chile: Generación eléctrica en Chile.
 - **Descripción:** Institución conformada por empresas energéticas como Colbún, AES Gener, Duke Energy, Endesa Chile, entre otros. Donde se presentan boletines energéticos de generación de energía e información relacionada con la matriz energética del país.
 - **Fecha de consulta:** Septiembre/2016

[56] <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

- **Nombre:** Energía Abierta: Capacidad total instalada.
- **Descripción:** Energía Abierta es un portal web multifuncional, desarrollada por la Comisión Nacional de Energía de Chile. Se da a conocer la potencia instalada a nivel nacional mostrando el aporte de las diferentes tecnologías y en los diferentes sistemas interconectados del país.
- **Fecha de consulta:** Septiembre/2016

[57] http://www.unionegeotermica.it/What_is_geothermal_it.html

- **Nombre:** Cos'è l'Energia Geotermica.
- **Descripción:** Información sobre la energía Geotérmica, desarrollado por Mary H. Dickson y Mario Fanelli en el Instituto de Ciencias de la Tierra y de los Recursos de la Tierra, CNR, Pisa, Italia.
- **Fecha de consulta:** Septiembre/2016

[58] <http://www.bnamericas.com/project-profile/es/central-geotermica-cerro-pabellon-geotermica-cerro-pabellon>

- **Nombre:** 20BNAmericas: Central Geotérmica Cerro Pabellón.
- **Descripción:** BNAmericas es un portal web que entrega noticias de los proyectos que se preparan a lo largo del continente americano. Se entrega información del proyecto cerro pabellón con las principales características.
- **Fecha de consulta:** Septiembre/2016

[59] <http://geoter.es/la-geotermia-convierte-en-realidad-la-autosuficiencia-energetica/>

- **Nombre:** GEOTER: La geotermia convierte en realidad la autosuficiencia energética.
- **Descripción:** Empresa de España que ofrece servicios profesionales de gestión energética y soluciones medioambientales para el aprovechamiento de los recursos naturales mediante el uso de energías renovables.
- **Fecha de consulta:** Septiembre/2016

[60] <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/09/us-eia-paper-shows-promise-of-geothermal-need-for-national-effort.html>

- **Nombre:** Renewable Energy World: US EIA Documento muestra promesa de la geotermia.
- **Descripción:** Noticias e información relacionada con las energías renovables a nivel mundial. En el documento se habla de los costos anuales de la energía geotérmica frente a otros tipos de energías renovables.
- **Fecha de consulta:** Octubre/2016

[61] <http://ctmalagunas.blogspot.com.es/2012/05/volcanes.html>

- **Nombre:** Ciencias de la tierra y M.Ambientales.
- **Descripción:** Blogspot de ciencias de la tierra y medios ambientales, el cual habla de los volcanes y de los tipos de erupciones que se pueden dar a lo largo del mundo.
- **Fecha de consulta:** Octubre/2016

- [62] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno13/geotermia/Introduccion.htm>
- **Nombre:** El mercado de los servicios asociados a la geotermia.
 - **Descripción:** Estudio que se realizó sobre el mercado de los servicios asociados a la geotermia en Chile, por alumnos de la Pontificia Universidad Católica de Chile.
 - **Fecha de consulta:** Octubre/2016
- [63] <http://www.ecolyma.cl/blog09/central-geotermica-curacautin-chile/>
- **Nombre:** ECOLYMA: Central geotérmica Curacautin.
 - **Descripción:** Información sobre actividades y noticias de ecología y medio ambiente de Chile, en este caso corresponde a un resumen de del avance del proyecto al 29 de mayo del 2013.
 - **Fecha de consulta:** Octubre/2016
- [64] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/tecnologias/Paginas/ERNc%60s/Geotermica/costo-geotermico.html>
- **Nombre:** Energía Geotérmica.
 - **Descripción:** Investigación realizada por alumnos de la Pontificia Universidad Católica de Chile, que está referida al ámbito geotérmico.
 - **Fecha de consulta:** Octubre/2016.
- [65] <http://www.fierasde la ingenieria.com/las-plantas-de-energia-geotermica-mas-grandes-del-mundo/>
- **Nombre:** Fieras de la ingeniería: Las plantas de energía geotérmica más grandes del mundo.
 - **Descripción:** Noticias de nuevos avances en tecnologías, en diferentes áreas como la mecánica, bioquímica, aeroespacial, naval, industrial y muchas otras. En este caso habla de las 10 plantas geotérmicas más grandes del mundo.
 - **Fecha de consulta:** Octubre/2016
- [66] <https://es.wikipedia.org/wiki/Chile>
- **Nombre:** Wikipedia: Chile.
 - **Descripción:** Información general de la República de Chile, su historia, población, geografía, cultura, etc.
 - **Fecha de consulta:** Octubre/2016
- [67] <http://www.emol.com/noticias/Economia/2016/09/29/823995/Chile-tiene-un-gran-potencial-para-explotar-la-energia-geotermica.html>
- **Nombre:** EMOL: Energía geotérmica: El gran potencial que tiene nuestro país aún sin explotar.
 - **Descripción:** Entrevista al Dr. Diego Morata, director del Centro de Excelencia en Geotermia de Los Andes (CEGA), sobre el desarrollo de esta energía en el país y la implementación de los nuevos proyectos.
 - **Fecha de consulta:** Octubre/2016

[68] <http://www.geysers.com/>

- **Nombre:** Calpine: The Geysers.
- **Descripción:** Calpine Corporación es el mayor generador de Estados Unidos de electricidad a partir de gas y recursos geotérmicos naturales. Información relevante sobre el Complejo geotérmico The Geyser.
- **Fecha de consulta:** Octubre/2016

[69] <http://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-geotermicas-del-mundo/>

- **Nombre:** El periódico de la energía: Las 10 mayores plantas de geotermia en el mundo.
- **Descripción:** El diario digital “El Periódico de la Energía” es una página web de información especializada en el sector de la energía en España. El que habla de las 10 plantas geotérmicas más grandes del mundo.
- **Fecha de consulta:** Octubre/2016

[70] <http://geotermiaonline.com/kenia-estrena-la-mayor-plantas-geotermica-del-mundo/>

- **Nombre:** Geotermiaonline.com: Kenia pone en servicio el mayor complejo geotérmico del mundo.
- **Descripción:** Portal independiente cuyo propósito es extender y divulgar el aprovechamiento de la geotermia, prácticamente inédita y muy desconocida en España.
- **Fecha de consulta:** Octubre/2016

[71] <http://aboitizpower.com/generation/geothermal/apri/plants/#!albay>

- **Nombre:** AlboitizPower a better Future.
- **Descripción:** AlboitizPower es un holding de inversiones del Grupo Aboitiz. Se muestran las plantas geotérmicas que tiene y los nuevos proyectos que está trabajando.
- **Fecha de consulta:** 18/Octubre/2016

[72] https://es.wikipedia.org/wiki/Alto_Biob%C3%ADo

- **Nombre:** Wikipedia: Alto Bío Bío.
- **Descripción:** Información de sector Alto Bío Bío, sus principales características, población, superficie y detalles de flora y fauna presentes en el lugar.
- **Fecha de consulta:** 25/Octubre/2016

[73] <http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

- **Nombre:** Propiedades termofísicas de sistemas fluidos.
- **Descripción:** Pagina web confeccionada por el NIST, donde se muestran con exactitud algunas propiedades termofísicas, como la densidad, volumen específico, entalpía, entropía y viscosidad, por nombrar algunas, de varios fluidos.
- **Fecha de consulta:** 28/Noviembre/2016

- [74] <http://www.latercera.com/noticia/falta-de-equipos-y-alto-costo-de-exploracion-limitan-inversion-en-geotermia/>
- **Nombre:** La Tercera: Falta de equipos y alto costos de exploración limitan inversión en geotermia.
 - **Descripción:** La Tercera, es un periódico nacional. En este caso publica una entrevista a Rüdinger Trenkle, gerente general de Geoglobal Energy Chile (GGE), sobre los costos asociados a una inversión geotérmica, donde detalla el alto costo que existe en el país frente a otros países.
 - **Fecha de consulta:** 19/Noviembre/2016
- [75] <http://www.tusalarario.org/chile/main/carrera/funcion-y-salario>
- **Nombre:** Tusalarario.org/chile.
 - **Descripción:** Salarios de diferentes países latinoamericanos, como, por ejemplo, Argentina, Perú, Chile, Colombia, México, EEUU. En este caso está enfocado a Chile donde se obtuvieron los sueldos de las diferentes especialidades laborales que se utilizaron en el TFG.
 - **Fecha de consulta:** 15/Noviembre/2016
- [76] http://tekim.undip.ac.id/v1/wp-content/uploads/CEPCI_2008_2015.pdf
- **Nombre:** Economic Indicators.
 - **Descripción:** Pagina web que muestra un extracto del CHEMICAL ENGINEERING donde es posible observar el CEPCI, desde el año 2008 hasta el 2015. Este último se utilizó para la conversión del costo de la turbina de vapor obtenido en el año 2002.
 - **Fecha de consulta:** 22/Noviembre/2016
- [77] <https://www.youtube.com/watch?v=FURZ9CncCc0>
- **Nombre:** Distribución triangular.
 - **Descripción:** En este video se explica el procedimiento para realizar una distribución triangular en Excel.
 - **Fecha de consulta:** 3/Noviembre/2016
- [78] <https://www.sulzer.com/es/Industries/Power-Generation/Geothermal/Flash-Steam-Geothermal-Plant>
- **Nombre:** SULZER: Flash Steam geothermal plant.
 - **Descripción:** Sulzer es una industria mundial, que se dedica a la fabricación de equipos para diferentes aplicaciones, como bombas hidráulicas, compresores, mezcladores y otros. Para este caso se obtiene una figura del ciclo geotérmico flash.
 - **Fecha de consulta:** 10/Noviembre/2016

-
- [79] <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>
- **Nombre:** CNE: Comisión Nacional de Energía.
 - **Descripción:** La CNE es un organismo público de Chile, que se encarga de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben regirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.
 - **Fecha de consulta:** 29/Noviembre/2016
- [80] http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-25962008000200006
- **Nombre:** Scielo: Estimación de la tasa de descuento ambiental para Colombia.
 - **Descripción:** Estudio realizado el año 2008, por Francisco Correo Restrepo, profesor e investigador y coordinador del grupo de economía aplicada de la universidad de Medellín. El estudio fue realizado para describir y aplicar una metodología a la estimación de la tasa de descuento para proyectos de largo plazo en Colombia.
 - **Fecha de consulta:** 30/Noviembre/2016
- [81] http://www.sii.cl/aprenda_sobre_impuestos/impuestos/imp_directos.htm
- **Nombre:** SII: Servicios de Impuestos Internos.
 - **Descripción:** El SII es un servicio público que se encarga de aplicar y fiscalizar todos los impuestos internos de Chile. En este caso se dan a conocer los impuestos directos del país, utilizando para este trabajo el impuesto a la renta de primera categoría como tasa tributaria.
 - **Fecha de consulta:** 01/Noviembre/2016
- [82] http://impactosrenovables.blogspot.com.es/2009/05/energia-geotermica_24.html
- **Nombre:** Impactos asociados a las energías renovables: Energía geotérmica.
 - **Descripción:** Blogspot de la Pontificia Universidad Católica de Chile, donde se realiza un estudio de las ERNC y sus posibles impactos medioambientales.
 - **Fecha de consulta:** 7/Diciembre/2016
- [83] <http://www.mma.gob.cl/1304/w3-propertyvalue-16573.html>
- **Nombre:** Ministerio del medioambiente: Día internacional del reciclaje.
 - **Descripción:** El ministerio del medioambiente del gobierno de Chile, habla sobre la normativa del reciclaje y la promulgación de la ley REP (Responsabilidad extendida del productor).
 - **Fecha de consulta:** 12/Diciembre/2016
- [84] <http://nuestrasfera.cl/zoom/empresas-que-reciclan-residuos-en-la-region-metropolitana-de-chile/>
- **Nombre:** Nuestra esfera: Empresas que reciclan residuos en la región metropolitana.
 - **Descripción:** Empresas dedicadas al reciclaje en la región metropolitana, ubicada en Chile, principalmente reciclaje de papeles y cartones, vidrios, metales, residuos electrónicos, madera, tetrapak y cartuchos de tinta.
 - **Fecha de consulta:** 12/Diciembre/2016
-

[85] <http://www.anir.cl/index.php/anir/socios>

- **Nombre:** ANIR: Asociación nacional de la industria del reciclaje.
- **Descripción:** Esta asociación muestra las diferentes empresas que se encargan del reciclaje en Chile, ya sea de metales, plásticos, residuos tóxicos, caucho, entre otros.
- **Fecha de consulta:** 12/Diciembre/2016

[86] <https://www.wbdg.org/resources/geothermal-electric-technology>

- **Nombre:** WBDG Whole Building Desing Guide.
- **Descripción:** Es un programa del instituto nacional de ciencias de la construcción, donde se habla de la tecnología eléctrica geotérmica.
- **Fecha de consulta:** 13/Diciembre/2016

[87] http://geo-energy.org/geo_basics_plant_cost.aspx

- **Nombre:** Geothermal Energy Association.
- **Descripción:** En esta página web, la asociación de energía geotérmica responde algunas preguntas asociadas a la energía geotérmica para la generación de electricidad.
- **Fecha de consulta:** 13/Diciembre/2016

[88] https://en.wikipedia.org/wiki/Thermal_power_station

- **Nombre:** Wikipedia: Thermal power station.
- **Descripción:** Pagina web que muestra los tipos de centrales térmicas y sus principales equipos para el funcionamiento.
- **Fecha de consulta:** 20/Diciembre/2016

[89] <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo21.pdf>

- **Nombre:** Capítulo 21: Energía geotérmica.
- **Descripción:** Capítulo que entrega información del origen, potencial, costes, impacto ambiental y la situación actual con respecto a la energía geotérmica.
- **Fecha de consulta:** 21/Diciembre/2016

[90] <http://www.respel.cl/ResiduosPeligrosos/>

- **Nombre:** Respel: Preocupados por el medio ambiente.
- **Descripción:** empresa ubicada en Chile, que inicia sus actividades en el año 2012 para satisfacer las necesidades en la industria como soluciones en el área de ingeniería, gestión de residuos tóxicos, administración de proyectos entre otros.
- **Fecha de consulta:** 21/Diciembre/2016

