

2008

Geotermia



Patricio Núñez
Daniel Díaz Sáez
Pedro Velásquez Espinoza

17/03/2008

Contenido

1	Concepto de geotermia	6
2	Utilización actual y desarrollo emergente.....	8
2.1	Estado del arte a nivel mundial	8
2.1.1	Utilización de geotermia	9
2.1.2	Proyecciones de utilización	13
3	Estado del arte en Chile	15
3.1	Marco Regulatorio	17
3.2	Estudios recientes	19
3.3	Actualidad	24
4	Desarrollo de una Planta Geotérmica.....	24
4.1	Líneas de Transmisión.....	28
4.2	Exploración	29
4.3	Central de Generación	30
4.4	Producción de un pozo geotérmico.....	33
4.5	Tipos de Central	38
4.6	Tamaño de la Central.....	43
4.7	Sistema de extracción de gases.....	44
4.8	Pozos productores	44
4.9	Pozos Re-inyectores	47
4.10	Evaluación Preliminar	48
5	Tecnologías para generación eléctrica.....	49
6	Oportunidades.....	53
7	Distribución geográfica de los recursos.....	55
8	Costos actuales y proyectados	56
9	Criterio de desarrollo	58
10	Análisis de parámetros técnicos.....	60
11	Análisis de rentabilidad.....	60

12	Cálculos económicos de los negocios	65
13	Análisis de parámetros económicos	68
14	Plan estratégico de desarrollo	70
14.1	Análisis de capacidad instalada factible	71
15	Conclusiones	74
16	Recomendaciones	76
17	Anexo	77

Listado Figuras

ILUSTRACIÓN 1	USOS EN LÍNEA DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA (GEO-HEAT CENTER, KLAMATH FALLS, OREGON, USA)	7
ILUSTRACIÓN 2	MAPA RECURSOS GEOTERMALES EN CALIFORNIA	12
ILUSTRACIÓN 3	CINTURÓN DE FUEGO DEL PACÍFICO	13
ILUSTRACIÓN 4	TENDENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BASE A GEOTERMoeLECTRICIDAD. FUENTE: 2007 INTERIM REPORT UPDATE ON WORLD GEOTHERMAL DEVELOPMENT MAY 1, 2007	14
ILUSTRACIÓN 5	CONCESIONES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN VIGENTES EN CHILE AL 12 DE ABRIL DE 2006.	19
ILUSTRACIÓN 6	MODELO CONCEPTUAL PARA EL TATIO-LA TORTA	1
ILUSTRACIÓN 7	ESQUEMA APROVECHAMIENTO POZO GEOTÉRMICO	33
ILUSTRACIÓN 8	SISTEMA DOBLE FLASHEO	34
ILUSTRACIÓN 9	ESQUEMA CENTRAL A CONDENSACIÓN CON UNA PRESIÓN DE ADMISIÓN	39
ILUSTRACIÓN 10	ESQUEMA CENTRAL A CONDENSACIÓN CON DOBLE PRESIÓN DE VAPOR DE ENTRADA	40
ILUSTRACIÓN 11	ESQUEMA PLANTA GEOTÉRMICA A BOCA DE POZO A CONTRAPRESIÓN (1)	41
ILUSTRACIÓN 12	ESQUEMA PLANTA GEOTÉRMICA A BOCA DE POZO A CONTRAPRESIÓN (2)	42
ILUSTRACIÓN 13	ESQUEMA CENTRAL DE CICLO BINARIO	43
ILUSTRACIÓN 14	DIAGRAMA REPRESENTATIVO DE LA OBTENCIÓN DE ENERGÍA GEOTERMAL	49
ILUSTRACIÓN 15	DIAGRAMA DEL CICLO DE UNA PLANTA GEOTERMoeLÉCTRICA	51
ILUSTRACIÓN 16	MAPA DE OPORTUNIDADES Y CONCESIONES CHILENAS	1
ILUSTRACIÓN 17	ÁREAS DE INTERÉS PARA EXPLORACIÓN DE RECURSOS GEOTERMALES EN CHILE	1
ILUSTRACIÓN 18:	GRÁFICO DE COSTOS DE ESTUDIOS PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL	61
ILUSTRACIÓN 19:	GRÁFICO DE DISTRIBUCIÓN DE COSTOS ANUALES PARA PLANTA REFERENCIAL	62
ILUSTRACIÓN 20:	GRÁFICO DE DISTRIBUCIÓN DE INGRESOS ANUALES PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL	63
ILUSTRACIÓN 21:	DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL	64
ILUSTRACIÓN 22:	GRÁFICO DE COMPARACIÓN DE INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA CON RESPECTO AL INGRESO POR BONOS DE CARBONO	67
ILUSTRACIÓN 23:	GRÁFICO DE SENSIBILIZACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA CON RESPECTO AL PORCENTAJE DE FINANCIAMIENTO PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL	68
ILUSTRACIÓN 24:	GRAFICO DE PRECIO DE ENERGÍA PARA VAN=0 CON LA INFLUENCIA DE LAS TASA DE DESCUENTO Y DE CRECIMIENTO DEL PRECIO DE ENERGÍA PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL ..	69

ILUSTRACIÓN 25: GRÁFICO DE CRECIMIENTO DE POTENCIA INSTALADA EN BASES A GEOTERMIA DESDE 2009 A 2025.....	70
ILUSTRACIÓN 26: PAYBACK CALCULADO EN BASE A LOS SUPUESTOS DEL PLAN ESTRATÉGICO DE DESARROLLO...	71
ILUSTRACIÓN 27: GRAFICO DE INDICADORES ECONÓMICOS PARA YACIMIENTO GEOTÉRMICO EN CHILLAN	72

LISTADO TABLAS

TABLA 1 POTENCIA INSTALADA EN EL MUNDO. FUENTE: INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIATION (IGA)	9
TABLA 2 ILUSTRACIÓN 1 POTENCIA INSTALADA EN CALIFORNIA. FUENTE: INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIATION (IGA) (PARTE 1)	10
TABLA 3 POTENCIA INSTALADA EN CALIFORNIA. FUENTE: INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIATION (IGA) (PARTE 2)	11
TABLA 4 RESUMEN DE SITIOS GEOTERMALES EN CHILE	16
TABLA 5 VARIABLES MODELO VOLUMÉTRICO	26
TABLA 6 VARIABLES LÍNEA TRANSMISIÓN	28
TABLA 7 VARIABLES CENTRAL GENERACIÓN	32
TABLA 8 VARIABLES POZO	47
TABLA 9 VARIABLES POZO REINYECTORES	47
TABLA 10 CONCESIONES RECURSOS GEOTERMALES	53
TABLA 11 OPCIONES RECURSOS GEOTERMALES	53
TABLA 12 COSTOS DE INVERSIÓN PARA CENTRALES ELÉCTRICAS PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS. FUENTE: GEOTHERMEX, "NEW GEOTHERMAL SITE IDENTIFICATION AND QUALIFICATION", 2004.	56
TABLA 13 RANGO DE COSTOS (CENTAVOS DE EURO POR UNIDAD) PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD, Y COMBUSTIBLES A PARTIR DE OPCIONES DE ERNC EN EL PRESENTE Y LARGO PLAZO. FUENTE: WEA 2004.	57
TABLA 14: PARÁMETROS TÉCNICOS DE REFERENCIALES PARA GEOTERMIA	60
TABLA 15: VALORES CONSIDERADOS DE LOS ESTUDIOS PRELIMINARES PARA GEOTERMIA	61
TABLA 16: VALORES DE COSTO ANUAL PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL	62
TABLA 17 VALORES VENTA ENERGÍA Y POTENCIA	63
TABLA 18: VALORES DE INVERSIÓN PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL	64
TABLA 19: INDICADORES ECONÓMICOS CON TASA DE DESCUENTO DE 10% PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL	66
TABLA 20: INDICADORES ECONÓMICOS CON TASA DE DESCUENTO DE 8% PARA GEOTERMIA PLANTA REFERENCIAL	66
TABLA 21: RESUMEN DE INDICADORES ECONÓMICOS APLICADOS AL PLAN ESTRATÉGICO DE DESARROLLO	71
TABLA 22: RESUMEN DE PARÁMETROS ECONÓMICOS DE VAN E IVAN PARA UN YACIMIENTO GEOTÉRMICO EN CHILLAN	72

1 Concepto de geotermia

La energía geotérmica corresponde a la energía calórica contenida en el interior de la tierra, que se transmite por conducción térmica hacia la superficie, la cual es un recurso parcialmente renovable y de alta disponibilidad. El conjunto de técnicas utilizadas para la exploración, evaluación y explotación de la energía interna de la tierra se conoce como geotermia.

Hay dos tipos fundamentales de áreas térmicas: hidrotérmicas, que contienen agua a presión y temperatura alta, almacenada bajo la corteza de la tierra en una roca permeable cercana a una fuente de calor; y sistemas de roca caliente, formados por capas de roca impermeable que recubren un foco calorífico, para aprovechar la energía en este caso, se perfora hasta alcanzarlo, se inyecta agua fría y ésta se utiliza una vez calentada.

En la actualidad los reservorios hidrotérmicos son los más aprovechados para fines energéticos, en particular en generación eléctrica. Los elementos esenciales que determinan su conformación son:

- Existencia de una fuente de calor no muy profunda y cercana al reservorio. Esta fuente de calor puede producirse por la actividad volcánica o por la interacción entre dos placas tectónicas.
- Presencia de formaciones geológicas permeables que contenga el reservorio.
- Presencia de estructuras geológicas sobre el yacimiento, que actúen como una capa sello, impermeable, favoreciendo la conservación del calor y la presión del reservorio.
- Existencia de un área de recarga hídrica del reservorio, que condiciona la característica renovable del recurso geotérmico.

En la mayor parte de las áreas, este calor alcanza la superficie en un estado muy difuso, clasificándose estos recursos por rangos de temperatura:

- Temperatura baja (menos que 90°C o 194°F)
- Temperatura moderada (90°C - 150°C o 194 - 302°F)
- Temperatura alta (mayor que 150°C o 302°F)

Los empleos a los cuales estos recursos son aplicados están relacionados directamente por la influencia de temperatura. Los recursos de mayor temperatura son utilizados sólo para la generación de energía. La utilización para recursos bajos y moderados de temperaturas pueden ser divididos en dos categorías: uso directo y bombas de calor.

El empleo directo es la utilización del calor en el agua directamente (sin una bomba de calor o la central eléctrica), para fines como calefacción de edificios, procesos industriales, invernaderos, acuicultura, etc. Proyectos de empleo directos generalmente usan temperaturas de recurso entre 38°C (100°F) a 149°C (300°F).

Las bombas de calor utilizan la tierra o aguas subterráneas como una fuente de calor en el invierno y un disipador de calor en el verano. Usando las temperaturas de recursos de 4°C (40°F) a 38°C (100°F), la bomba de calor, un dispositivo que transfiere el calor de un lugar al otro, transfiriendo el calor del suelo a la casa en el invierno y de la casa al suelo en el verano.

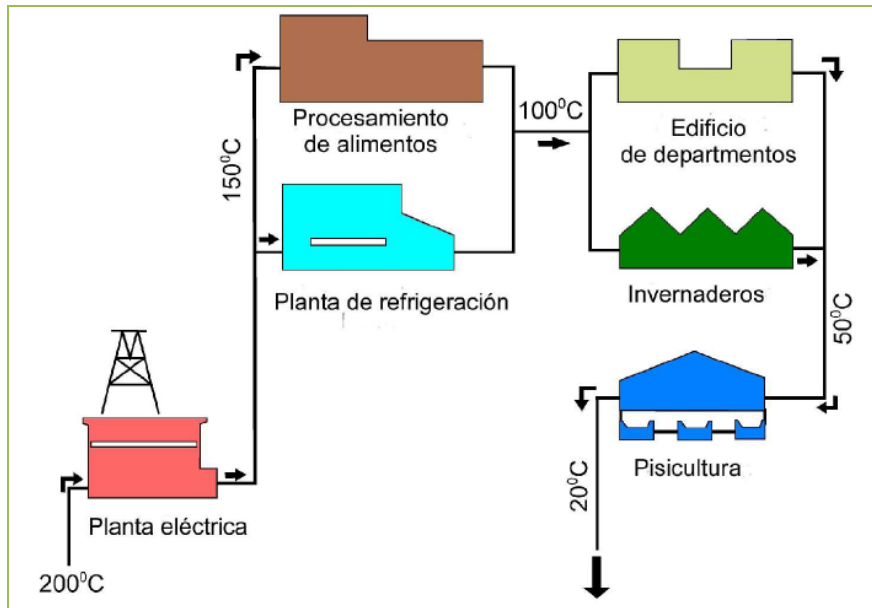


Ilustración 1 Usos en línea de la energía geotérmica (Geo-Heat Center, Klamath Falls, Oregon, USA).

La utilización de energía geotérmica en el mundo considerando todas sus utilidades, la ubica tercera dentro de las ERNC después de la hidroelectricidad y la biomasa, y por delante de la solar y eólica.

2 Utilización actual y desarrollo emergente

2.1 Estado del arte a nivel mundial

De acuerdo con un reporte de ENEL el 2005, la geotermia provee 8.900 [MWe] en veinte y cuatro países en el mundo, generando hoy en día electricidad para una población cercana a los sesenta millones de habitantes.

Desde el año 2000, la generación en base a geotermia se ha triplicado en países como Rusia, Francia y Kenia. Tres nuevos países (Alemania, Austria y Papúa Nueva Guinea), se han incorporado al listado de países generadores. Países diversos como Islandia, Filipinas y El Salvador la generación en base a geotermia significa en promedio un 25% de su consumo eléctrica. Por otro lado, Estados Unidos significa el 32% de la generación eléctrica en base a esta ERNC, encontrándose ésta en mayor medida en el estado de California.

2.1.1 Utilización de geotermia

En la siguiente tabla se verá la potencia instalada en base a energía geotermoeléctrica a nivel mundial, y su evolución en 25 países desde el año 1990.

Capacidad de generación instalada [MWe]				
País	1990	1995	2000	2005
Argentina	0.67	0.67	0	0
Australia	0	0.17	0.17	0.2
Austria	0	0	0	1
China	19.2	28.78	29.17	28
Costa Rica	0	55	142.5	163
El Salvador	95	105	161	151
Etiopía	0	0	8.52	7
Francia (Guadalupe)	4.2	4.2	4.2	15
Alemania	0	0	0	0.2
Guatemala	0	33.4	33.4	33
Islandia	44.6	50	170	322
Indonesia	144.75	309.75	589.5	797
Italia	545	631.7	785	790
Japón	214.6	413.71	546.9	535
Kenia	45	45	45	127
México	700	753	755	953
Nueva Zelanda	283.2	286	437	435
Nicaragua	35	70	70	77
Papúa Nueva Guinea	0	0	0	39
Filipinas	891	1227	1909	1931
Portugal (The Azores)	3	5	16	16
Rusia (Kamchatka)	11	11	23	79
Tailandia	0.3	0.3	0.3	0.3
Turquía	20.6	20.4	20.4	20.4
Estados Unidos	2774.6	2816.7	2228	2544
Total	5831.72	6833.38	7974.06	9064.1

Tabla 1 Potencia instalada en el mundo. Fuente: International Geothermal Association (IGA)

Cabe destacar que siete países superan los 500 [MW] al año 2005 (los marcados con verde oscuro en la tabla anterior), dónde sobresale Estados Unidos, significando el 28%

de ésta. El estado de California, tiene instalado más de 2000 [MW], lo cual lo convierte en el estado con mayor potencia instalada en el mundo.

Nombre Planta	Localización	Año puesta en marcha	Tipo de planta	N° unidades	Potencia instalada [MW]
AIDLIN	Sonoma	1989	Dry Steam	2	20
AMEDEE	Amedee, CA	1988	Binary	2	1,6
BEAR CANYON	Lake	1988	Dry Steam	2	20
BIG GEYSERS	Lake	1980	Dry Steam	1	97
COSO ENERGY DEVELOPERS	Coso	1989	Double Flash	3	90
CALISTOGA	Lake	1984	Dry Steam	1	80
CE TURBO	Calipatria Country, Imperial Valley	2000	Single Flash	1	10
COBB CREEK	Sonoma	1979	Dry Steam	1	110
EAGLE ROCK	Sonoma	1975	Dry Steam	1	110
ELMORE	Calipatria	1989	Dual Flash	1	38
FUMAROLE	Sonoma	1973	Dry Steam	2	106
GEM RESOURCES I	Holtville, CA	1989	Single Flash	1	20
GEM RESOURCES II	Imperial	1986	Binary	1System	18
GRANT	Sonoma	1985	Dry Steam	1	113
HEBER PLANT	Imperial Valley	1985	Dual Flash	2	52
HL POWER	Wendel	1989	Hybrid-Biomass/Geothermal	1	35,5
HOCH	Calipatria	1989	Dual Flash	1	38
LAKE VIEW	Sonoma	1985	Dry Steam	1	113
LEATHER	Calipatria	1990	Dual Flash	1	38
MAMMOTH PACIFIC I	Sierra Nevada Mtns.-Mono	1984	Binary	4	10
MAMMOTH PACIFIC II	Sierra Nevada Mtns-Mono	1990	Binary	N/A	15
McCABE	Sonoma	1971	Dry Steam	2	106

Tabla 2 Ilustración 1 Potencia instalada en California. Fuente: International Geothermal Association (IGA) (parte 1)

Nombre Planta	Localización	Año puesta en marcha	Tipo de planta	Nº unidades	Potencia instalada [MW]
NAVY I	Coso	1987	Double Flash	3	N/A
NAVY II	Coso Junction, CA	1988	Double Flash	3	N/A
NCPA I	The Geysers	1983	Dry Steam, Low Pressure Reaction	2	110
NCPA II	The Geysers	1983	Dry Steam, Low Pressure Reaction	2	110
ORMESA I, IE, IH	Imperial	1986, 1988, 1989	Binary	3	44
ORMESA II	Imperial	1986	Binary	1	18
QUICKSILVER	Lake	1985	Dry Steam	1	113
RIDGELINE	Sonoma	1972	Dry Steam	2	106
SALTON SEA I	Calipatria	1982	Dual Flash	1	10
SALTON SEA II	Calipatria	1990	Dual Flash	3	20
SALTON SEA III	Calipatria	1989	Dual Flash	1	50
SALTON SEA IV	Calipatria	1996	Dual Flash	N/A	40
SALTON SEA V	Calipatria	2000	Dual Flash	1	49
SIGC BINARY	Imperial Valley, CA	1992	Binary	7	42
SOCRATES	Sonoma	1983	Dry Steam	1	113
SONOMA	Sonoma	1983	Dry Steam	1	72
SULFUR SPRINGS	Sonoma	1980	Dry Steam	1	109
VULCAN	Calipatria	1986	Dual Flash	1	34
WEST FORD FLAT	Lake	1988	Dry Steam	2	27
Total [MW]					2270,1

Tabla 3 Potencia instalada en California. Fuente: International Geothermal Association (IGA) (parte 2)

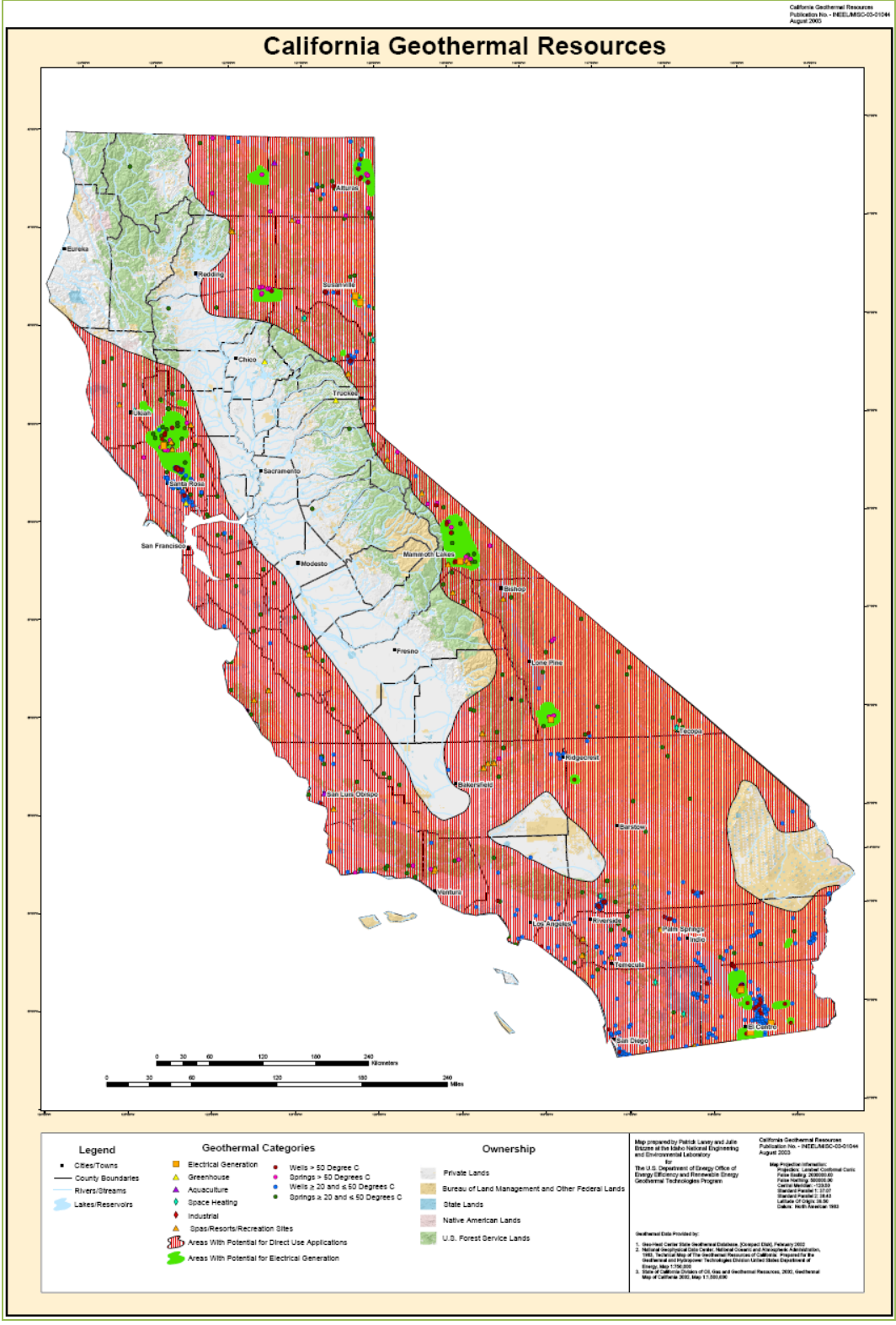


Ilustración 2 Mapa recursos geotermales en California.

Al ver los países con mayor desarrollo en torno a la energía geotérmica, uno puede apreciar que muchos de ellos se encuentran en el Cinturón de Fuego del Pacífico, al igual que nuestro país.

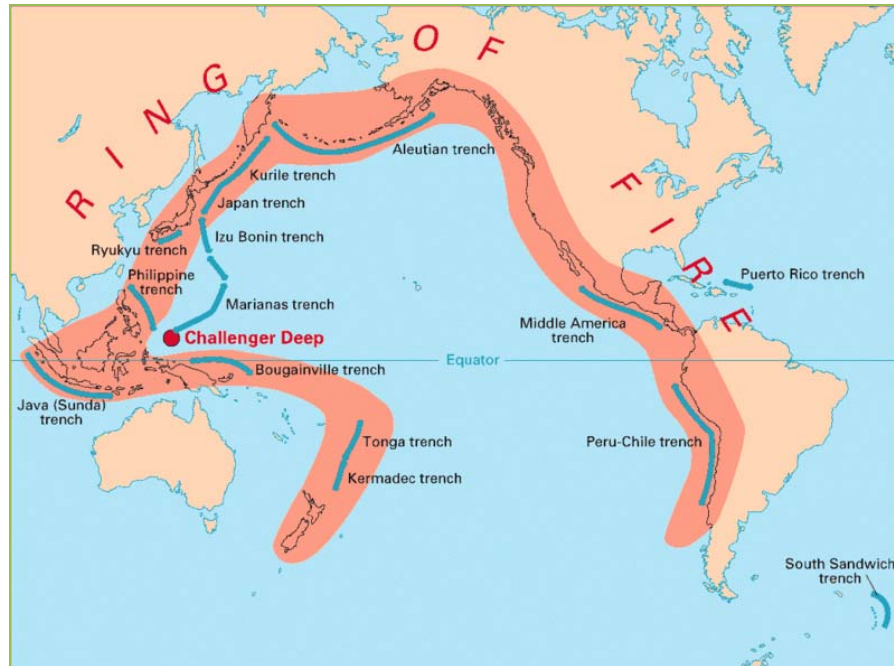


Ilustración 3 Cinturón de Fuego del Pacífico.

Aunque no es el fin de este estudio, el cual se enfoca en la generación eléctrica en base a ERNC, cabe mencionar el uso directo de energía geotermal la cual es usada directamente para una variedad de objetivos, incluyendo la calefacción de espacio, el derretimiento de nieve, la acuicultura, la producción de invernadero, etc., la cual es utilizada en setenta y dos países con una potencia equivalente de 16.000 [MW].

2.1.2 Proyecciones de utilización

Un estudio del año 1999 muestra que los recursos geotermales usando tecnología existente tienen un potencial entre 35.448 y 72.392 [MW] de capacidad de generación eléctrica en el mundo. Utilizando tecnología mejorada, se esperaría un aumento del potencial mencionado anteriormente, llegando a una generación entre 65.576 y 138.131 [MW].

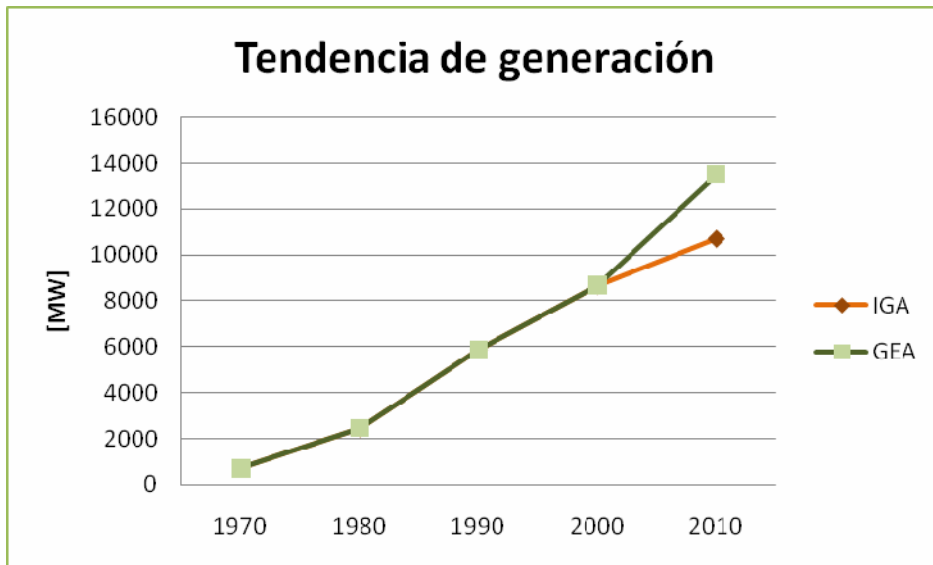


Ilustración 4 Tendencia de generación eléctrica en base a geotermoelectricidad. Fuente: 2007 Interim Report Update on World Geothermal Development May 1, 2007

Reservorios de vapor y agua caliente solo son una pequeña parte de los recursos geotermales del planeta. El magma y la roca caliente proveerán energía barata, limpia y casi ilimitada tan pronto se desarrolle tecnología para su utilización. Mientras, debido a la abundancia de fuentes de temperatura moderada, la tecnología de ciclos binarios será la más común en los productores de electricidad en base a geotermia.

En California, existen quince proyectos en desarrollo, los cuales representarán 969,3 [MW] más de potencia instalada, sumándose a su potencia actual en base a geotermia de 2.270 [MW].

3 Estado del arte en Chile

Chile es un país ubicado, íntegramente, en lo que se conoce como "Cinturón de Fuego del Pacífico", región del planeta que se caracteriza por su intensa actividad sísmica y volcánica. Este es el rasgo más común, que se observa en la historia geológica del país en los últimos 130 millones de años.

Asociado al volcanismo existen en el país numerosas áreas con actividad geotermal, actividad que fue aún más abundante en el pasado geológico del territorio y se pueden trazar al número de volcanes activos, existiendo también áreas de potencial geotermal lejos a volcanes activos.

Gran parte de las áreas con actividad geotermal en Chile, sino todas ellas, se ubican en, o son vecinas a zonas de reconocida actividad volcánica actual o plio-pleistocena. De ello es posible inferir que la fuente de calor que genera la actividad geotermal se encuentre probablemente en este magmatismo reciente. No debe descartarse, sin embargo, otras posibles fuentes de calor tales como zonas de intenso cizallamiento en la corteza terrestre, comunes en Chile.

El Servicio Nacional de Geología y Minería lleva un catastro de manifestaciones termales en Chile, sitios que se estima pueden poseer un potencial geotérmico aprovechable energéticamente. La siguiente tabla muestra los sitios Geotermales por Región en el país.

Región	Comuna	Sitios	Región	Comuna	Sitios
Primera Total: 23	Putre	5	Séptima Total: 6	Curicó	3
	Huara	1		Molina	1
	Camiña	1		San Clemente	1
	Colchane	6		Linares	2
	Pica	9		Longaví	1
	Pozo Almonte	1		Parral	1
Segunda Total: 13	Ollague	1	Octava Total: 10	San Fabián	1
	Calama	3		Coihueco	1
	San Pedro de Atacama	8		Santa Bárbara	7
	Antofagasta	1		Quilaco	1
Tercera Total: 5	Diego de Almagro	2	Novena Total: 13	Curacautín	2
	Copiapó	3		Melipeuco	1
	Tierra Amarilla	2		Curarrehue	3
Cuarta Total: 2	Vicuña	1	Décima Total: 25	Pucón	7
Quinta Total: 3	Combarbalá	1		Lanco	2
	Santa María	2		Futrono	3
Metropolitana Total: 7	San Esteban	1		Panguipulli	2
	Colina	1		Puyehue	2
	Las Condes	1		Puerto Varas	3
	San José de Maipo	5		Cochamó	3
Sexta Total: 2	Cauquenes	1		Chaitén	6
	San Fernando	1		Hualaihué	4
Undécima Total: 6		Cisnes		4	
		Río Ibañez	2		

Tabla 4 Resumen de sitios geotermales en Chile

A pesar que se estima que la energía geotérmica es abundante a lo largo de todo el territorio nacional (del orden de miles de MW útiles), no ha sido explorada en profundidad, ni utilizada como fuente para generar energía eléctrica y sólo ha sido usada hasta ahora con fines medicinales y turísticos.

Se espera que la situación anterior cambie a causa de la disminución de los costos de la tecnología de conversión de energía geotérmica a eléctrica, ocurrida en la década del noventa, y a la promulgación en enero del 2000 de la Ley N° 19.657 "Sobre Concesiones

De Energía Geotérmica", la cual establece un marco reglamentario claro y estable para la exploración y explotación de este tipo de energía.

Dado ello, la Comisión Nacional de Energía se encuentra analizando las oportunidades que este tipo de energía ofrecen para el desarrollo del sector eléctrico nacional. En ese sentido, un análisis operacional y económico de posibles proyectos de generación eléctrica operando en los sistemas eléctricos nacionales fue realizado en el estudio "Simulación Preliminar de Desempeño Operacional y Comercial de Centrales de Generación Eléctricas Geotérmicas y Eólicas" de CNE.

3.1 Marco Regulatorio

En 1999, y luego de 9 años de discusión en el Congreso, se aprobó la Ley N° 19.657 "Sobre Concesiones De Energía Geotérmica", la cual fue publicada en el Diario Oficial el 7 de enero de 2000. La ley establece que la energía geotérmica es un bien del Estado, susceptible de ser explorada y explotada, previo otorgamiento de una concesión por parte del Estado.

Por medio de esta ley se definen las condiciones reglamentarias para la participación de empresas privadas en las actividades de exploración y explotación de esta fuente energética, excluyendo de sus alcances las aguas termales que se utilicen para fines sanitarios, turísticos o de esparcimiento.

Además, reglamenta las relaciones entre los concesionarios, el Estado, los dueños del terreno superficial, los titulares de pertenencias mineras y las partes de los contratos de operación petrolera o empresas autorizadas por ley para la exploración y explotación de hidrocarburos, y los titulares de derechos de aprovechamiento de aguas.

Las concesiones que esta ley establece que puede otorgarse son de exploración o explotación. Sus principales características se detallan en el cuadro siguiente:

Al Ministerio de Minería le corresponde la aplicación, control y cumplimiento de la Ley y sus reglamentos. Este Ministerio, a abril de 2004, ha otorgado 13 concesiones para exploración geotérmica, según el siguiente detalle:

Las actividades que se desarrollen en la geotermia están normadas bajo la Ley N° 19.657 del Ministerio de Minería sobre Concesiones de Energía Geotérmica, que fue publicada el 7 de enero de 2000. Las normas de esta ley regulan las siguientes actividades:

La energía geotérmica, donde se establece:

1. Las concesiones y licitaciones para la exploración o la explotación de energía geotérmica.

2. Las servidumbres que sea necesario constituir para la exploración o la explotación de la energía geotérmica.
3. Las condiciones de seguridad que deban adoptarse en el desarrollo de las actividades geotérmicas.
4. Las relaciones entre los concesionarios, el Estado, los dueños del terreno superficial, los titulares de pertenencias mineras y las partes de los contratos de operación petrolera o empresas autorizadas por ley para la exploración y explotación de hidrocarburos, y los titulares de derechos de aprovechamiento de aguas, en todo lo relacionado con la exploración o la explotación de la energía geotérmica.

Además en el artículo 45 de esta ley, se modifica la ley Orgánica de la Empresa Nacional del Petróleo, facultándola a participar a través de sociedades en que tenga una participación inferior al 50% del capital social, en actividades relacionadas con la energía geotérmica, pudiendo, para esos efectos, formular solicitudes de concesión, participar en licitaciones, prestar toda clase de servicios a los concesionarios para la ejecución de las labores de exploración y de explotación de energía geotérmica, y, en general, desarrollar todas las actividades industriales y comerciales que tengan relación con la exploración y la explotación de esa energía. Tales sociedades podrán también tener por objeto el aprovechamiento de las aguas subterráneas alumbradas en las labores de exploración y explotación geotérmica.

Por otro lado el Artículo 9º de la ley señala que la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y de tarifas de la energía eléctrica derivada de la energía geotérmica y las funciones del Estado relacionadas con ella, se regirán, en lo que fuere pertinente, por las normas contenidas en el decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Minería, del 22 de junio de 1982.

Esta normativa establecía un articulado transitorio, que facultó a las personas naturales o jurídicas que acreditaron actividades de investigación o exploración geotérmica, realizadas con anterioridad a la publicación de la ley, a tener derecho exclusivo, por el lapso de un año, contado desde la publicación de la ley, para solicitar al Ministerio de Minería el otorgamiento de una concesión de energía geotérmica.

Concesiones de Exploración Vigentes en Chile			
Nombre	Región	Superficie [ha]	Concesionario
Calabozo	VII	75.000	Empresa Nacional de Geotermia
Calabozo II	VII	5.600	Empresa Nacional de Geotermia
Calabozo III	VII	12.600	Empresa Nacional de Geotermia
Laguna del Maule	VII	60.000	Universidad de Chile
Chillán	VIII	34.200	Empresa Nacional de Geotermia
Tripán	IX	4.200	Geotérmica del Pacífico
San Gregorio	VIII y IX	9.600	Geotérmica del Pacífico
Puyehue - Carrán I	X	28.000	Universidad de Chile
Puyehue - Carrán II	X	12.600	Universidad de Chile
Crrán - Los Venados	X	12.600	Universidad de Chile
Concesiones de Explotación Vigentes en Chile			
Nombre	Región	Superficie [ha]	Concesionario
Rollizos	X	260	Sr. Samuel Santa Cruz Hudson

Actualización: 12 de abril de 2006

Ilustración 5 Concesiones de exploración y explotación vigentes en Chile al 12 de abril de 2006.

Las concesiones que esta ley establece que puede otorgarse son de exploración o explotación. Sus principales características se detallan en la tabla anterior.

3.2 Estudios recientes

Se han realizados exploraciones en concesiones del norte chileno. La más clara indicación de la existencia del potencial geotérmico en el área son las altas descargas de fluido por parte de las fuentes termales ubicadas en el área de concesión correspondiente a El Tatio. Actividades de exploración y perforación llevadas a cabo en el área del Tatio por CORFO en el marco de una programa de cooperación internacional UNDP (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) durante los años 1968 a 1974, concluyeron la existencia de un reservorio en las cercanías, el cual está compuesto por un fluido benigno (pH neutro) con una temperatura mayor de 250 °C.

Tres de los trece pozos perforados produjeron un flujo combinado de vapor de aproximadamente 15 MWe. Sin embargo, todos los pozos fueron perforados en la delgada lengua del “outflow” cerca de las manifestaciones termales, y estos pozos no son apropiados para desarrollo comercial de largo plazo.

En abril y mayo de 1996 ENAP y UNOCAL efectuaron un estudio geofísico el cual abarcó el área SE adyacente al Tatio. El objetivo de éste era buscar una extensión del campo geotermal en esta dirección. La interpretación de los datos reforzó la idea de una extensión del campo geotermal hacia el sureste de los pozos existentes en El Tatio (Cumming, 1999). Sin embargo, la geofísica no mostró el “upflow” (zona convectiva) el cual es determinante para la definición de una campaña de perforación.

Para conocer en detalle las características de una zona geotérmica, antes de invertir dinero en pozos exploratorios, se hace necesario un plan detallado de exploración. En esta etapa se persigue obtener dos respuestas muy importantes que servirán de base para lo que sigue:

- a) Una idea del modelo conceptual básico de lo que hay en el subsuelo y el tamaño esperado del yacimiento geotérmico.

- b) Localización y profundidad de los primeros pozos exploratorios.

Para lograr lo anterior, se realizan generalmente cuatro actividades en paralelo:

1. Geología de detalle. Para entender bien las estructuras geológicas regionales y del micrositio se realiza un mapeo de detalle viendo contactos de rocas, mapeando las fallas, esfuerzos y deformaciones. También se estudia a detalle la vulcanología, sus derrames y datación de las erupciones. El geólogo que dirija esta etapa será el que incorpore a su modelo conceptual básico la información que se obtenga de las otras actividades de exploración.

2. Geoquímica. Se deberán afinar los muestreos de aguas y gases que afloran en superficie, para que aplicando geotermómetros adecuados, se puedan inferir las temperaturas que se esperan en el yacimiento. Hay otras actividades que a veces se incluyen a pedido del que dirige la exploración, como son muestreos en

superficie de trazas de radón y de mercurio para conocer la permeabilidad de las fallas y grietas. También se pueden requerir muestreos y análisis de la geoquímica de las rocas de los derrames de los volcanes adyacentes, estudios del magmatismo, etc.

3. Geofísica. Para conocer las zonas que podrían tener mayor permeabilidad, se mide la conductividad del yacimiento mediante estudios de resistividad con sondeos eléctricos verticales (SEV) y con métodos magnetotelúricos (MT). Para conocer la configuración del subsuelo se realizan estudios de magnetometría y de microgravimetría ya que son muy ilustrativos y aportan buena información. También, para detectar fallas activas y movimientos del magma se realiza un monitoreo de sismica pasiva, registrando los microsismos y mapeando sus centros, magnitud y epicentros. Ocasionalmente se realiza sismica activa donde se induce un sismo con alguna explosión o vibración fuerte y se mide la refracción de la onda.
4. Geohidrología. Con la información de lluvias, escurrimiento y geología se hace un modelo inicial de la circulación y almacenamiento de los fluidos en el subsuelo.
5. Pozos de gradiente. Hay lugares en los que por su topografía y geohidrología conviene perforar algunos pozos de gradiente, de unos 200 m de profundidad, diámetro muy pequeño, cuya única función será medir el gradiente térmico en la región y detectar las zonas más adecuadas para la perforación profunda de pozos exploratorios.

La información recabada por estos métodos es indispensable para decidir si se inicia o no la perforación exploratoria, ya que servirá para formarse una idea acerca del tamaño del yacimiento geotérmico, su potencial para generar electricidad y las zonas donde podría existir mejor permeabilidad.

La exploración realizada por GDN durante diciembre de 2001 y enero de 2002 consistió en geología, geoquímica y geofísica enfocada en el área comprendida por la concesión de La Torta, al sur de la concesión El Tatio. La campaña geofísica consistió en la adquisición de datos MT-TDEM en 53 estaciones. La campaña de exploración arrojó además, como resultado, el descubrimiento de un gas seep y fuentes termales de moderada temperatura (<30°C) las cuales fueron decisivas en el desarrollo del modelo conceptual. GDN también revisó datos históricos del reservorio, pruebas de flujo y geológicos de los 13 pozos de exploración existentes en El Tatio.

Los resultados de esta nueva campaña de exploración sugieren la presencia de un reservorio compuesto por un fluido benigno (pH neutro) con una temperatura mayor de 280°C emplazado en roca volcánica porosa que cubre un área mayor de 20 km² centrada en los cerros del Tatio. Este cerro es interpretado como el “upflow” o el ápice de la zona convectiva del reservorio (Cumming, 2002). La estructura del techo de este reservorio geotermal interpretado se ha inferido de la estructura mapeada de la base de la zona menor a 10 ohm-m asignada a la alteración a arcilla esmectita. La forma y ubicación de este reservorio geotermal fue inferida de la base de las superficies generadas por las líneas de baja resistividad (<10 ohm-m), las que contornean la zona de alteración atribuida a la capa de arcilla esmectita. Esta a su vez de manera general conforma la geometría del área subyacente de resistividades mayores de 10 ohm-m correspondiente al reservorio de alta temperatura.

Actualmente la exploración está basada en el modelo conceptual que establece la presencia de un “upflow” bajo los Cerros del Tatio, a aproximadamente 7 km al sur de los pozos exploratorios de El Tatio. La interpretación también establece que el reservorio está emplazado en secuencias volcánicas miocénicas (ignimbrita, lavas y brechas) correspondientes a la Formación Río Salado y a secuencias volcánicas pliocénicas correspondientes a la ignimbrita puripicar.

GDN creó un modelo numérico del reservorio El Tatio - La Torta para modelar diferentes escenarios de desarrollo. Se generaron tres opciones alternativas para representar la variabilidad de la dimensión areal del sistema geotermal. En cada una de estas se logro ajustar los datos de presión y temperatura de los pozos existentes, sin embargo la opción que considera un área de 25 km² pareciera representar mejor el sistema geotermal en cuanto a su balance termodinámico.

Las conclusiones efectuadas son que los pozos perforados en El Tatio encontraron una temperatura máxima de 250 °C. Esta corresponde al acuífero que representa el “outflow” (borde del sistema) del reservorio geotermal. Este “outflow” es controlado estratigráficamente por la secuencia de rocas volcánicas de la Formación Río Salado y la ignimbrita puripicar que constituyen parte del reservorio; se estima un recurso geotermal de 20 MWe.

El estudio de MT-TDEM y el descubrimiento del gas seep y de nuevas manifestaciones termales permitió identificar un reservorio geotermal cuyo “upflow” (zona conectiva principal) se emplaza bajo los Cerros del Tatio con una extensión areal mayor que 20 km². El reservorio está constituido por un fluido clorurado, pH neutro y temperatura mayor que 280 °C.

Una estimación preliminar del recurso geotermal en el sector de La Torta entrega una capacidad entre 100 y 250 MWe para el “upflow”, dependiendo de los resultados de los pozos exploratorios.

Se recomienda perforar LT3 hasta 2000 m y llevar a cabo perfiles de temperatura y otros, también efectuar una prueba de flujo por 1 a 3 semanas. Si se considera que LT-3 es satisfactorio basado en las mediciones iniciales de temperatura de pozo y pruebas de permeabilidad, el equipo de perforación será trasladado a LT2, que se ubica al norte del domo La Torta. Si este pozo no es exitoso debido a permeabilidad, GDN realizará un “sidetrack” (reinicio de perforación a través de forrado efectuado en tubería guía para alcanzar techo del reservorio en otra posición) o reperforará el pozo. Una prueba de flujo similar se efectuará en LT-2 por 1-3 semanas.

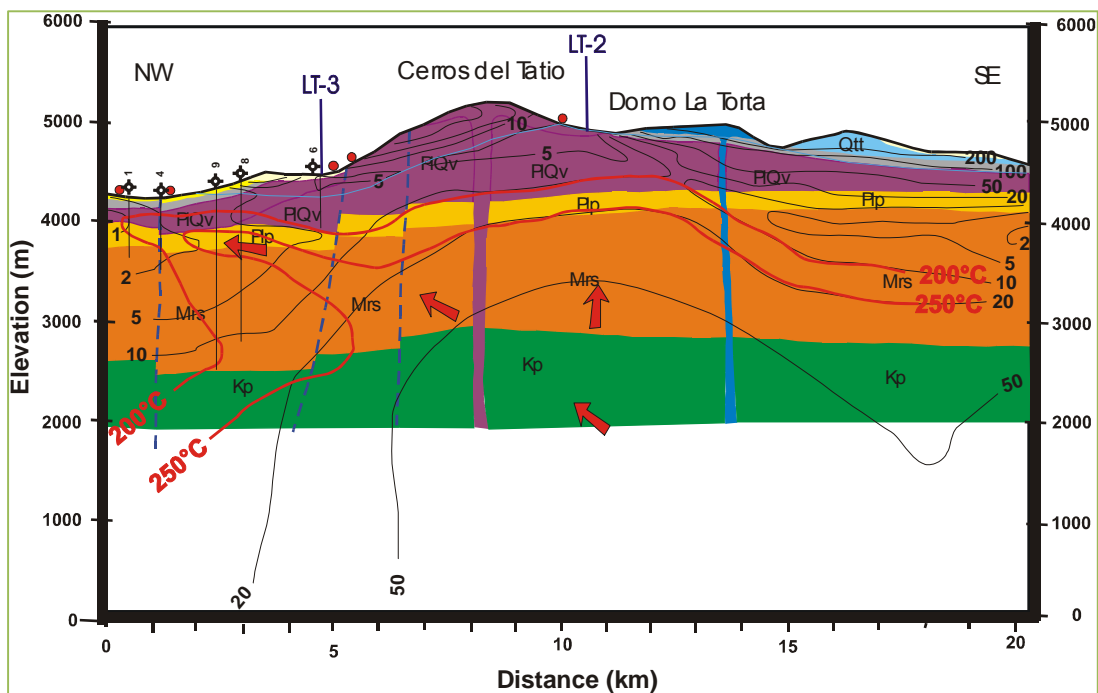


Ilustración 6 Modelo conceptual para El Tatio-La Torta

Existe una correlación muy cercana entre el “outflow”, representado por las isothermas, y la ignimbritas Puripicar y Salado. De esta manera el “outflow” es controlado por la estratigrafía aunque es posible que exista algún control por parte de las estructuras regionales y locales. El “upflow” está ubicado bajo los Cerros del Tatio y el domo La Torta sin evidenciar control estratigráfico. Basado en los datos de los pozos y la geoquímica de los fluidos la temperatura en el reservorio se espera que sea $>280^{\circ}\text{C}$. La línea celeste representa el nivel piezométrico.

3.3 Actualidad

En la actualidad, no existen plantas geotérmicas en Chile. La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), ha realizado actividades de exploración geotermal en los sectores de la Torta y Pampa Apacheta, que la facultaban a tener derechos prioritarios de acuerdo a la ley geotérmica, invitando a Codelco Chile a formar una sociedad anónima cerrada. El 29 de diciembre del 2000 se constituyó la sociedad Geotérmica del Norte S.A. GDN, con porcentajes de participación accionaria de 50,1 % CODELCO y 49,9 % ENAP, y con el objetivo de explorar y explotar comercialmente los recursos geotermales existentes en las regiones I, II y III del país.

En esta sociedad ENAP es el operador técnico, aprovechando la tecnología y conocimiento de la exploración petrolera, por cuanto los métodos y equipos utilizados en la exploración y en la ingeniería de yacimientos de vapor y agua caliente y en el aprovechamiento industrial de la energía geotérmica, son similares a los utilizados en la exploración, desarrollo y explotación de hidrocarburos. CODELCO por su parte, aporta su vasta experiencia en la exploración y explotación minera, y conocimiento de la zona, actividades que también son complementarias con el desarrollo de la geotermia. El 7 de enero de 2001, GDN presentó las solicitudes de concesión de exploración de energía geotérmica para las áreas geotérmicas de La Torta y Pampa Apacheta.

La concesión de exploración de energía geotérmica en el sector de Apacheta, comuna de Ollagüe, provincia de El Loa, II Región de Antofagasta, fue otorgada a GDN según Decreto 166 del Ministerio de Minería, el 10 de octubre de 2001 y publicado en el Diario Oficial el 18 de enero de 2002.

La concesión de exploración de energía geotérmica en el sector de La Torta, comuna de San Pedro de Atacama, provincia de El Loa, II Región de Antofagasta, fue otorgada a GDN según Decreto 167 del Ministerio de Minería, el 10 de octubre de 2001 y publicado en el Diario Oficial el 8 de febrero de 2002.

4 Desarrollo de una Planta Geotérmica

La evaluación de un proyecto geotermoeléctrico, donde se pretende conocer la potencia a instalar, el número de pozos a perforar y finalmente el costo que tendrá la inversión inicial y el costo nivelado del kWh generado, pasa por muchas etapas. Al comienzo es de una gran incertidumbre ya que poco se conoce del yacimiento. Luego cuando se han perforado los pozos exploratorios y se ha hecho un modelado del yacimiento ésta disminuye bastante. Luego a medida que se van perforando los pozos productores y se van conociendo sus características de permeabilidad y temperatura, la estimación original

se va mejorando y ajustando a la nueva realidad. Lo mismo ocurre con lo que se espera gastar para la operación y mantenimiento del campo y de los pozos, sólo cuando se estén operando es que se va a conocer el valor real de este concepto. Queda claro entonces que habrá que repetir muchas veces el análisis que en este programa de cómputo se presenta a medida que se tenga mayor información.

- a) Para un campo totalmente nuevo, se requiere una estimación muy preliminar de su potencial y rentabilidad. Le recomendamos dibujar en un plano, alguna de las isotermas que se conozcan y estimar el espesor del yacimiento. Con el modelo volumétrico hacer una primera estimación muy pero muy preliminar de su potencial. Luego llenar toda la información que el programa requiere (con los datos sugeridos) o si usted tiene otros más confiables, con esos. Luego habrá tres factores que puede analizar con cierta exactitud y que pueden ser definitivos para definir el proyecto. Estos son: el camino de acceso al campo con una estimación de su costo. La longitud de la línea de transmisión y finalmente si usted considera algún valor adicional como el impacto social (oposición) de la planta así como los subproductos como el agua o el calor que se pueda llegar a comercializar.

- b) Si decide continuar con la exploración, lo que es una inversión relativamente poco costosa, al concluirla tendrá información muy valiosa para rehacer su modelo volumétrico y volver a estimar la capacidad del yacimiento o incluso aplicar el modelo de descompresión gradual que es más exacto. Con un plano más detallado se podrá dar una localización tentativa a los pozos productores e inyectores y quizás tener también una mejor idea de lo que se espera de producción. Con estos datos más todos los otros que todavía tendrá que suponer, podrá realizar un cálculo más preciso de la economía del proyecto.

- c) Cuando ya se hayan perforado los pozos exploratorios se contará con información muy valiosa para corregir y mejorar el modelo conceptual que se tenía. Aquí ya se podrá hacer un modelo matemático del yacimiento, proponer nuevas localizaciones para perforar los pozos productores, estimar su profundidad, determinar las características de la central, etc. Habrá que repetir nuevamente el análisis poniendo énfasis en la sensibilidad del precio del kWh a los costos y a los plazos de construcción.

- d) Durante la perforación de los pozos productores, nuevamente se irá afinando la estimación con valores nuevos que se vayan conociendo esto no termina nunca, ya que incluso en la etapa de generación aparecerán valores que haya que ajustar la capacidad, duración del yacimiento para el mantenimiento del campo.

- e) El programa, ajustado y mejorado, será una herramienta muy útil para decidir ampliaciones del mismo campo.

El modelo volumétrico es la forma más sencilla y aproximada que existe para tener una primera aproximación del potencial que se podría instalar en un campo que todavía se conoce poco. Para ello tomaremos un metro cúbico de roca con agua en los poros y veremos cuánto calor se le puede sacar al bajarle 1°C la temperatura.

Consideraremos los siguientes datos básicos de este ejemplo:

Nombre	Variable	Valor
Volumen total	V_t	1 [m ³]
Porosidad	S	0.15
Volumen de roca	$0,85 \cdot V_t$	0,85 [m ³]
Volumen de agua caliente	$0,15 \cdot V_t$	0,15 [m ³]
Densidad de la roca	R_r	2600 [kg/m ³]
Densidad del agua caliente	R_a	770 [kg/m ³]
Calor específico de la roca	C_r	5,0 [kJ/kg/°C]
Calor específico del agua caliente	C_a	0,96 [kJ/kg/°C]

Tabla 5 Variables modelo volumétrico.

Para bajarle un grado a un metro cúbico de yacimiento se tendrá:

Calor cedido por la roca: $0,85 \cdot 2600 \cdot 0,96 = 2121,5 [KJ]$

Calor cedido por el agua (sin evaporarse): $0,15 \cdot 770 \cdot 5,0 = 577,5 [KJ]$

Total cedido por la roca: $2699 [KJ/m^3/°C]$

Cálculo:

Consideramos que la roca solo cede 50% de su calor, por tanto cada metro cúbico de yacimiento con agua cederá $1638 [KJ/m^3/°C]$

El calor que lleva el fluido geotérmico, al pasar por el separador se transformará en vapor solo el 15% aproximadamente y éste se aprovechará dentro del ciclo con una eficiencia aproximada de 12 %. Es decir sólo el 1,8% se aprovechará en electricidad.

De las isothermas del primer plano del yacimiento tomaremos la temperatura inicial y permitiremos que en 30 años decaiga 40°C (esta puede ser 10 o 100°C, pero 40°C nos dará una primera estimación aceptable)

De cada metro cúbico de yacimiento obtendremos:

$$1638 \cdot 40 \cdot 0,15 \cdot 0,12 = 1179,4 \text{ [KJ/m}^3\text{]}$$

Supongamos un yacimiento de 14 [km²] y 1200 [m] de espesor:

$$\text{Volumen Total} = 16,8 \cdot 10^9 \text{ [m}^3\text{]}$$

$$\text{Energía útil total} = 1179,4 \cdot 16,8 \cdot 10^9 = 19814 \cdot 10^9 \text{ [KJ]}$$

Para que dure 30 años ($93 \cdot 10^6$ [s])

$$\text{Potencia instalable} = \frac{19814}{93} = 213 \text{ [MW]}$$

Con esta información muy aproximada ya tenemos una idea de que se trata de un campo entre 150 y 400 [MW] es decir, un campo grande.

4.1 Líneas de Transmisión

Generalmente las plantas geotérmicas deben ser instaladas en donde se encuentra el yacimiento geotérmico, lo cual casi siempre ocurre lejos de los centros de consumo o de interconexión a la red troncal o nudo. Es muy importante considerar desde el comienzo del estudio las pérdidas de energía que se tendrán y el costo de la propia línea. Ambas dependerán de la longitud y del voltaje a transmitir y ameritan un estudio detallado de la topografía y del esquema de demanda.

Existen muchos arreglos para configurar una línea de transmisión de 115 [kV] pudiendo ser con postes de madera, postes de concreto, individuales o en H, torres metálicas de uno o dos circuitos y de conductor sencillo o doble. Para este caso hipotético tomaremos una línea de transmisión con torres metálicas y de un solo circuito de 115 [kV] con un costo unitario de 120,000 [US\$/km] y unas pérdidas de potencia equivalente de 0,065 [%/km]

Para este caso hipotético se tomarán los valores de:

Caso	
Duración	4 años
Inicio	Año -4
Erogación primer año	40 %
Erogación segundo año	20 %
Erogación tercer año	20 %
Erogación cuarto año	20 %
Producción media por pozo	50 [ton/h]
No. De Pozos Productores	16 [Pozo]
Distancia Vaporductos	1,000 [m]
Distancia Camino	1,000 [m]

Tabla 6 Variables línea transmisión.

4.2 Exploración

Para conocer en detalle las características de una zona geotérmica, antes de invertir dinero en pozos exploratorios, se hace necesario un plan detallado de exploración. En esta etapa se persigue obtener dos respuestas muy importantes que servirán de base para lo que sigue:

- a) Una idea del modelo conceptual básico de lo que hay en el subsuelo y el tamaño esperado del yacimiento geotérmico.
- b) Localización y profundidad de los primeros pozos exploratorios.

Para lograr lo anterior, se realizan generalmente cuatro actividades en paralelo:

1. Geología de detalle. Para entender bien las estructuras geológicas regionales y del micrositio se realiza un mapeo de detalle viendo contactos de rocas, mapeando las fallas, esfuerzos y deformaciones. También se estudia a detalle la vulcanología, sus derrames y datación de las erupciones. El geólogo que dirija esta etapa será el que incorpore a su modelo conceptual básico la información que se obtenga de las otras actividades de exploración.
2. Geoquímica. Se deberán afinar los muestreos de aguas y gases que afloran en superficie, para que aplicando geotermómetros adecuados, se puedan inferir las temperaturas que se esperan en el yacimiento. Hay otras actividades que a veces se incluyen a pedido del que dirige la exploración, como son muestreos en superficie de trazas de radón y de mercurio para conocer la permeabilidad de las fallas y grietas. También se pueden requerir muestreos y análisis de la geoquímica de las rocas de los derrames de los volcanes adyacentes, estudios del magmatismo, etc.
3. Geofísica. Para conocer las zonas que podrían tener mayor permeabilidad, se mide la conductividad del yacimiento mediante estudios de resistividad con

sondeos eléctricos verticales (SEV) y con métodos magnetotelúricos (MT). Para conocer la configuración del subsuelo se realizan estudios de magnetometría y de microgravimetría ya que son muy ilustrativos y aportan buena información. También, para detectar fallas activas y movimientos del magma se realiza un monitoreo de sísmica pasiva, registrando los microsismos y mapeando sus centros, magnitud y epicentros. Ocasionalmente se realiza sísmica activa donde se induce un sismo con alguna explosión o vibración fuerte y se mide la refracción de la onda.

4. Geohidrología. Con la información de lluvias, escurrimiento y geología se hace un modelo inicial de la circulación y almacenamiento de los fluidos en el subsuelo.
5. Pozos de gradiente. Hay lugares en los que por su topografía y geohidrología conviene perforar algunos pozos de gradiente, de unos 200 m de profundidad, diámetro muy pequeño, cuya única función será medir el gradiente térmico en la región y detectar las zonas más adecuadas para la perforación profunda de pozos exploratorios.

La información recabada por estos métodos es indispensable para decidir si se inicia o no la perforación exploratoria, ya que servirá para formarse una idea acerca del tamaño del yacimiento geotérmico, su potencial para generar electricidad y las zonas donde podría existir mejor permeabilidad.

4.3 Central de Generación

La componente que más impacta en el costo de generación de un proyecto geotermoeléctrico es la central. Su precio depende muchísimo en el interés que signifique para los productores entrar al mercado del comprador. Se tiene registrados precios que van desde los 900 dólares por [kW] instalado hasta ofertas de 1800 dólares por [kW]. Aparte de estas variaciones que tiene su origen en la comercialización de equipos, hay otros factores que influyen en el precio y que son:

- a) El contenido de gases presentes en el vapor. Si es muy alto, por ejemplo superior al 3% en peso, el tamaño de los compresores que se requieren para extraer el gas del compresor, encarece mucho los equipos.

- b) Tuberías de acero inoxidable. El vapor al condensarse en presencia de gases como el CO₂ y el H₂S es muy ácido y obliga a instalar tuberías de acero inoxidable y a proteger el condensador con enchapado de este material según el diseño de la planta. La exageración en el uso de este acero puede encarecer considerablemente el proyecto.

- c) Ciclo seleccionado: En el anteproyecto de la central deberá seleccionarse la presión de admisión a la turbina, presión de escape al condensador y número de entradas de vapor. Esto último dependerá de cuántas presiones de separación (flasheo) se hayan definido en los cabezales de los pozos. Generalmente es una sola presión de admisión, ocasionalmente dos y rara vez tres. También se puede seleccionar, en lugar de una turbina que funcione con vapor separado, que sea una planta de ciclo binario donde todo el calor del agua y vapor geotérmico se transfiere a un fluido secundario para que éste sea el que haga rodar la turbina. También hay combinaciones híbridas de ciclo de vapor y binario.

- d) Plantas a boca de pozo a contrapresión. Existe bastante experiencia en el uso de plantas que no tienen condensador (ni sistema de enfriamiento) que son muy sencillas y económicas aunque su consumo de vapor es bastante más alto que el de una central a condensación.

- e) Capacidad de la Central. El tamaño de una turbina geotérmica está generalmente limitado por el tamaño o altura de los álabes de la última rueda. Si el vapor fuera muy puro, como en una termoeléctrica convencional, se podrían usar álabes de más de 30", sin embargo en geotermia donde existe el efecto corrosión-esfuerzo generalmente se limita su altura a 23". Esto hace que las turbinas geotérmicas sean de 25 [MW] para las de un solo flujo, 55 [MW] para las de dos flujos y 110 [MW] para las que usan dos turbinas y un solo generador. En general, mientras más grande la capacidad de la turbina más bajo será el precio unitario del [kW] instalado.

- f) Usos propios. Es muy importante en geotermia hacer la diferencia entre la potencia neta y la potencia bruta de la central, ya que los usos propios de una de estas plantas son generalmente del 8% de la potencia generada.

Para este caso hipotético se tomaran los valores de:

Caso	
Capacidad de la planta	100 [MW]
Número de unidades	4 unidades de 25 [MW] a Condensación
Duración	3 años
Costo unitario	1,000 [USD/kW]
Inicio de la construcción	Año -3
Erogación primer año	20%
Erogación segundo año	50%
Erogación tercer año	30%

Tabla 7 Variables central generación.

4.4 Producción de un pozo geotérmico

Para entender la mejor forma de aprovechar la energía de un pozo geotérmico, se muestra en la siguiente figura:

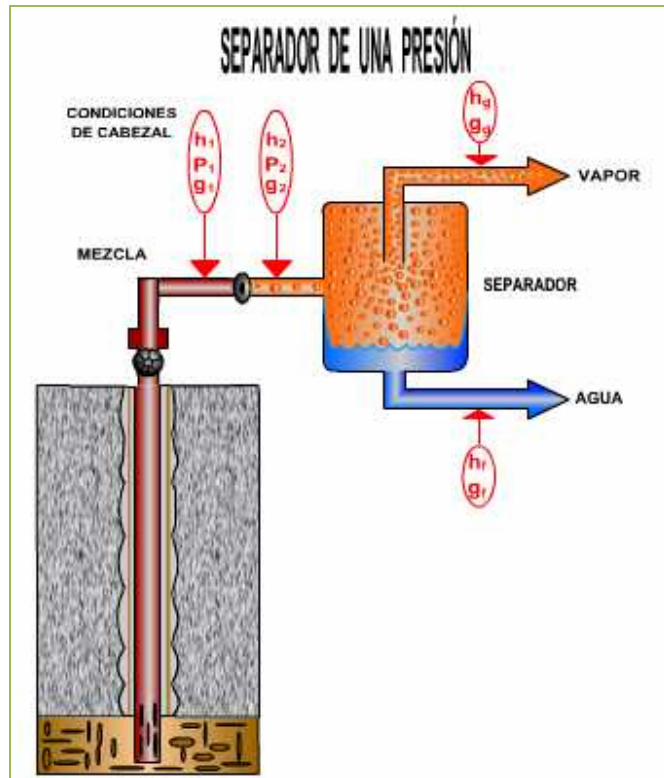


Ilustración 7 Esquema aprovechamiento pozo geotérmico.

El pozo en el fondo opera a lo que se llama presión de fondo (inferior a la del yacimiento) con una entalpía específica. Luego al subir por la tubería de producción, la entalpía se mantiene casi constante, pero la presión disminuye bastante (generalmente un pozo se opera con la válvula maestra o principal, totalmente abierta). En la placa orificio que se instala entre el pozo y el separador es donde se regula el flujo y se produce la caída de presión deseada.

Téngase presente para los cálculos que siguen que la presión cayó dentro del tubo del pozo y luego en la placa orificio, pero que la entalpía se mantuvo prácticamente constante en todo el trayecto. Dentro de separador, que no es otra cosa que un recipiente donde por fuerza centrífuga el agua se pega a la pared y baja hasta el recipiente inferior, mientras que el vapor sale por un tubo por el centro del separador, que será el que finalmente va a

dar a la turbina. Ciertamente si usamos una presión de separación muy alta tendremos vapor de mayor temperatura (y entalpía), pero esto será a costa de que suba menos mezcla de agua-vapor por dentro del pozo, lo que ameritará un programa de optimización muy interesante, pero que finalmente tendrá que dar valores cercanos a los 9 bar de presión de separación.

Hay técnicas para aprovechar con mayor eficiencia el fluido geotérmico y que consiste en darle un segundo flasheo al agua caliente, como se muestra en la siguiente figura:

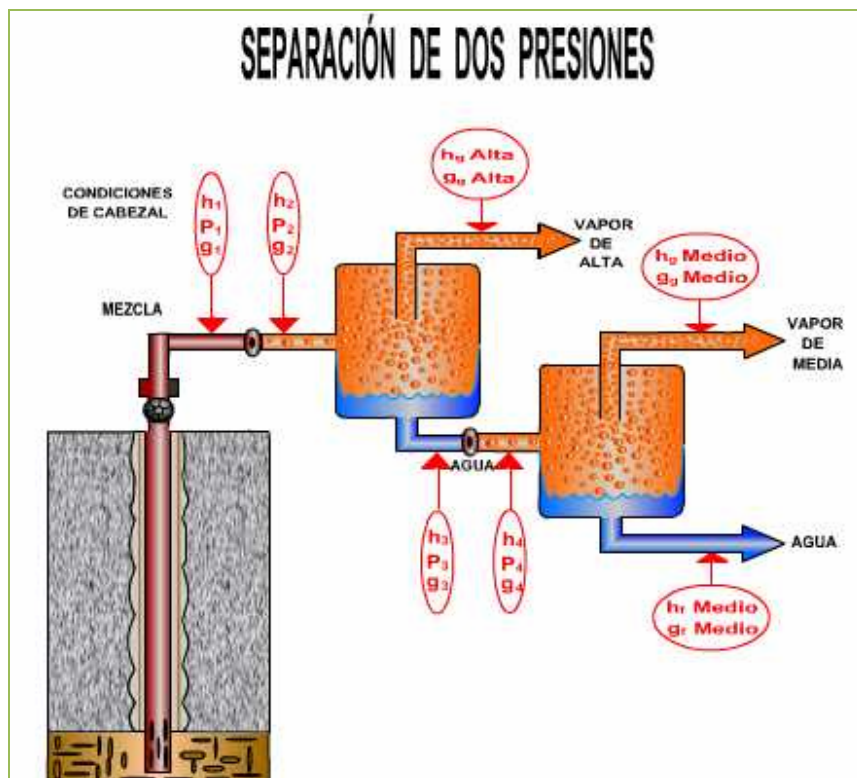


Ilustración 8 Sistema doble flasheo.

En la descarga del agua del separador de alta presión se instala otra placa orificio, provocando una segunda caída de presión, lo que hará que otra parte del agua se transforme en vapor, el cual será separado de agua en el separador de media o de baja presión, y enviado a una segunda admisión en la turbina.

Otros tecnólogos proponen que la mejor forma de aprovechar la mezcla de agua y vapor del pozo es mandarlo todo a un intercambiador de calor donde tanto el agua como el vapor le transfieran su calor a un fluido secundario para que éste haga funcionar una turbina especial. Este se llama ciclo-binario.

Para dejar más claro el asunto pondremos un ejemplo numérico, lo suficientemente detallado como para que el usuario de este programa que quiera adentrarse más en el tema, tenga una guía y pueda calcular su caso específico.

Sea un pozo que con una presión en la cabeza de 15 [bar] y con una entalpía de 1818,55 [kJ/kg] (es decir, mitad agua mitad vapor) donde fluyen 50 toneladas de vapor por hora y 50 de agua (A estas condiciones $h_g = 2792,2$ [kJ/kg] para el vapor y $h_f = 844,9$ [kJ/kg] para el agua) La entalpía del flujo de vapor será la de $50/3,6 = 13,8$ [kg/s] por $2792,2 = 38780$ [kJ/s]; la del agua de la mezcla será $50/3,6 = 13,88$ [kg/s] por $844,9$ [kJ/kg] = 11660 [kJ/s]. Es decir la entalpía total del fluido geotérmico es $H = 50440$ [kJ/s] (también conocidos como kilowatts térmicos).

Si le ponemos un separador a 10 [bar] (a condiciones de saturación le corresponderá una temperatura de 180 °C), la entalpía del vapor será, según las tablas de vapor saturado $h_g = 2778,1$ [kJ/kg], mientras que la del agua será $h_f = 762,8$ [kJ/kg]. Como la entalpía total se conserva:

$$\text{Entalpía total} = 50440 \text{ [kJ/s]} = g_g \cdot 2778,1 + g_f \cdot 762,8$$

Donde g_g es el flujo de vapor [kg/s] y g_f es el de agua, debiendo conservarse la masa como $g_g + g_f = 27,7$ [kg/s] es decir 100 [t/h].

Despejando los flujos máxicos se tiene que:

$$g_g = 14,5 \text{ [kg/s]} \text{ ó } (52,5 \text{ [ton/h]}) \text{ y } g_f = 13,2 \text{ [kg/s]} \text{ ó } (47,5 \text{ [ton/h]})$$

Para no entrar en tanto detalle, supongamos que la central consume 8 [ton/h] de vapor por [MW].

Por lo tanto, este pozo producirá 6,56 [MW].

Si aprovechamos parte de la energía del agua caliente, dándole un segundo flasheo a 5 [bar].

Energía total del agua separada:

$$H = 13,2 \cdot 762,8 = 10069 \text{ [kJ/s]}$$

Al flashearla a 5 [bar] ($h_f = 640,23$ y $h_g = 2748,7$ [kJ/kg]), mediante un cálculo similar al anterior tendremos que $g_g = 0,77$ [kg/s] y $g_f = 12,41$ [kg/s].

Por lo tanto el flujo de vapor de media presión (5 [bar]) será de 2,8 [t/h] y el de agua caliente separada de 44,7 [t/h].

Con este vapor de media presión en la turbina se generan unos 0,3 [MW] adicionales (nótese que para generar 1 [MW] con vapor de baja se requieren como mínimo 9 [t/h]).

Es decir, gracias a este segundo flasheo se aumentó la potencia en 5%.

Finalmente si alguien usara una planta de ciclo binario para extraerle el máximo de energía al fluido geotérmico, podría realizar el siguiente cálculo.

Para este caso se tienen dos opciones:

1. Mandar todo el fluido que viene del pozo a la planta de ciclo binario.
2. Mandar el fluido al separador, donde el vapor se lleva a la turbina de vapor y el agua separada se lleva a la planta de ciclo binario.

El fluido que viene del pozo son 100 [t/h] o sea 27,78 [kg/s] con una entalpía de 1818,55 [kJ/kg]. Es decir un total de $H = 50440$ [kJ/s]. Suponiendo que en el intercambiador de calor, el agua geotérmica saliera como 100% agua a 100 °C, con entalpía de $h_f=418$ [kJ/kg], el calor entregado sería de

$$Q = 50440 - 27,78 \cdot 418 = 38828 \text{ [kJ/s]} \text{ (ó [kW}_{\text{term}}\text{)])}$$

La eficiencia de una central de ciclo binario es del orden de un 20%, es decir el pozo generaría 7,76 [MW]. El fluido que viene del separador son $g_f = 13,2$ [kg/s] a una presión de 10 [bar] y $h_f = 762,8$ [kJ/kg]. Es decir una entalpía total de $H = 10053,7$ [kJ/s]. Suponiendo que en el intercambiador de calor, el agua geotérmica saliera a 100°C con una entalpía de $h_f = 418$ [kJ/kg], el calor entregado sería de:

$$Q = 10053,7 - 13,2 \cdot 418 = 4544,4 \text{ [kJ/s]} \text{ (ó [kW}_{\text{term}}\text{)])}$$

La eficiencia de una central de ciclo binario es del orden de un 20%, es decir el pozo generaría $6,56 + 0.91$ [MW] = 7,47 [MW].

Resumiendo el ejemplo aquí planteado, de un pozo que produce 50 [t/h] de vapor y 50 [t/h] de agua a 15 [bar] en el cabezal, produciría aproximadamente:

- 6,56 [MW] con un solo flasheo
- 6,86 [MW] con dos flasheos
- 7,76 [MW] con ciclo binario.
- 7,47 [MW] con un solo flasheo y ciclo binario

Esta información (aproximada y para un caso muy específico) da una idea de lo que se gana al mejorar la eficiencia del uso del pozo. El diseñador deberá calcular en detalle el incremento de costo por cada mejora y la incertidumbre sobre la proporción agua/vapor a lo largo del tiempo. Suele ocurrir que un campo que originalmente produce mitad agua mitad vapor, con el tiempo se convierte en productor de puro vapor, quedando obsoletas las instalaciones adicionales que se hicieron.

4.5 Tipos de Central

La división más frecuente de las plantas geotérmicas es en tres categorías:

1. Centrales a condensación donde el vapor que sale por el escape de la turbina pasa a un condensador donde mediante un rociado de agua se condensa y sale junto con la corriente de agua de rociado hacia la torre de enfriamiento. Como en geotermia no se reutiliza el condensado para alimentar el generador de vapor, como ocurre en una termoeléctrica, el condensador es de los llamados de contacto directo en los que se mezcla el agua de enfriamiento con el condensado. En la torre de enfriamiento se vuelve a evaporar una cantidad importante de agua, quedando un sobrante en la pileta de la torre. (En una térmica es al revés, se requiere de agua de repuesto suplementaria). Este derrame sobrante de agua casi pura (aunque generalmente contiene boro) se puede usar para faenas industriales.

A continuación se muestran las siguientes figuras, las cuales representan un esquema de una central a condensación con una y dos presiones de admisión.

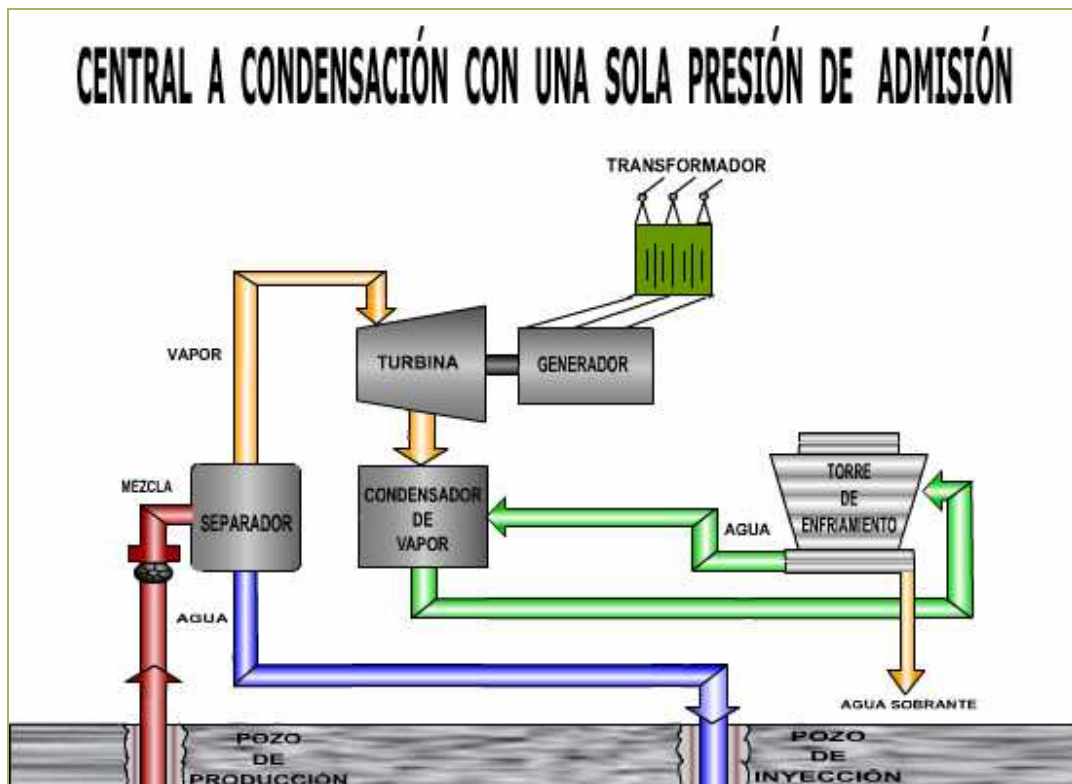


Ilustración 9 Esquema central a condensación con una presión de admisión.

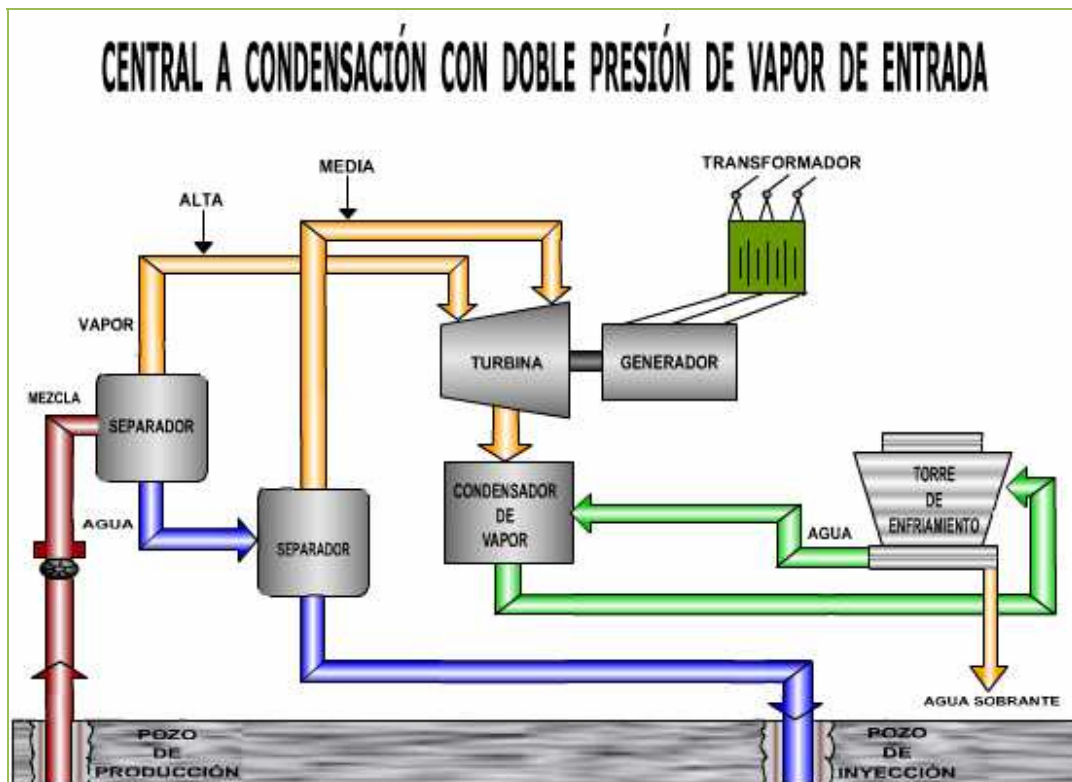


Ilustración 10 Esquema central a condensación con doble presión de vapor de entrada.

2. Centrales a contrapresión. En estas, tal como se mostrará en las siguientes figuras, el vapor que sale de la turbina se descarga directamente a la atmósfera. En este arreglo se ahorra todo el sistema de condensación, torre de enfriamiento, bombas, extractores de gases etc. A cambio se pierde eficiencia (estas turbinas requieren 12 toneladas por hora de vapor por [MW] contra 8 de las de condensación).

Este arreglo, también llamado a boca de pozo es muy útil cuando todavía no se conoce bien un campo y hay que extraerle vapor para probar su evolución. Son ideales para los casos en que se han perforado pozos exploratorios que han resultado exitosos y en lugar de tenerlos cerrados hasta que esté completa la central, se les instala una de estas plantas (ineficientes pero baratas) y se empieza a tener ingresos en una etapa más temprana (Una plantita de 5 [MW] puede generar al año 40 millones de [kWh], es decir unos 2 millones de dólares en ventas de energía con lo que casi se paga el pozo en un año. Vale la pena analizar esta estrategia en un campo nuevo.



Ilustración 11 Esquema planta geotérmica a boca de pozo a contrapresión (1).

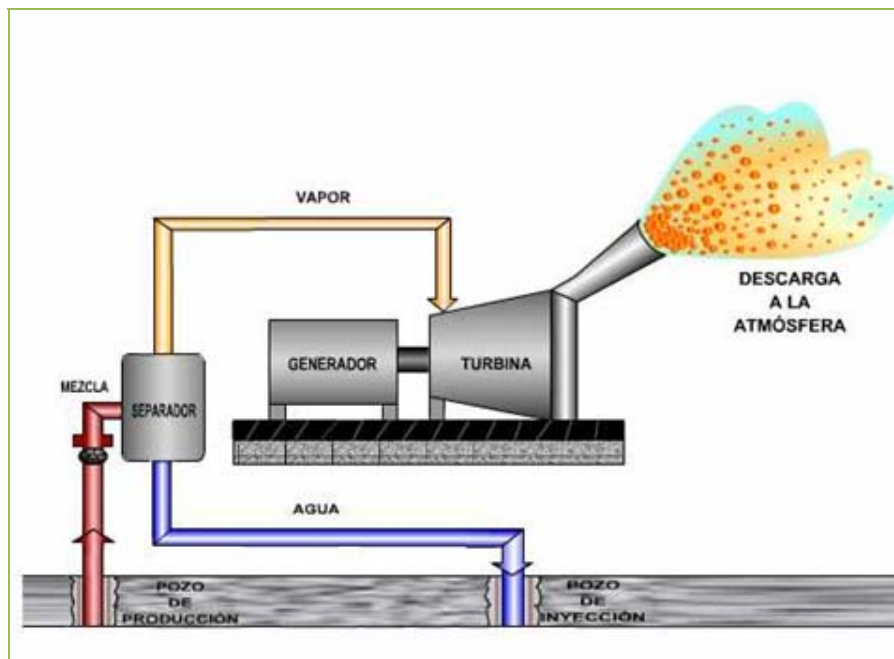


Ilustración 12 Esquema planta geotérmica a boca de pozo a contrapresión (2).

3. Plantas de ciclo binario Como se muestra en la siguiente figura, todo el calor del fluido geotérmico se transmite a un fluido secundario (isopentano, generalmente) así se aprovecha con mayor eficiencia la fuente de energía aunque se encarece un poco el proyecto por los intercambiadores de calor que se requieren y porque en este caso el sistema de condensación requiere agua de repuesto o bien usar torres secas de enfriamiento o condensador de aire.

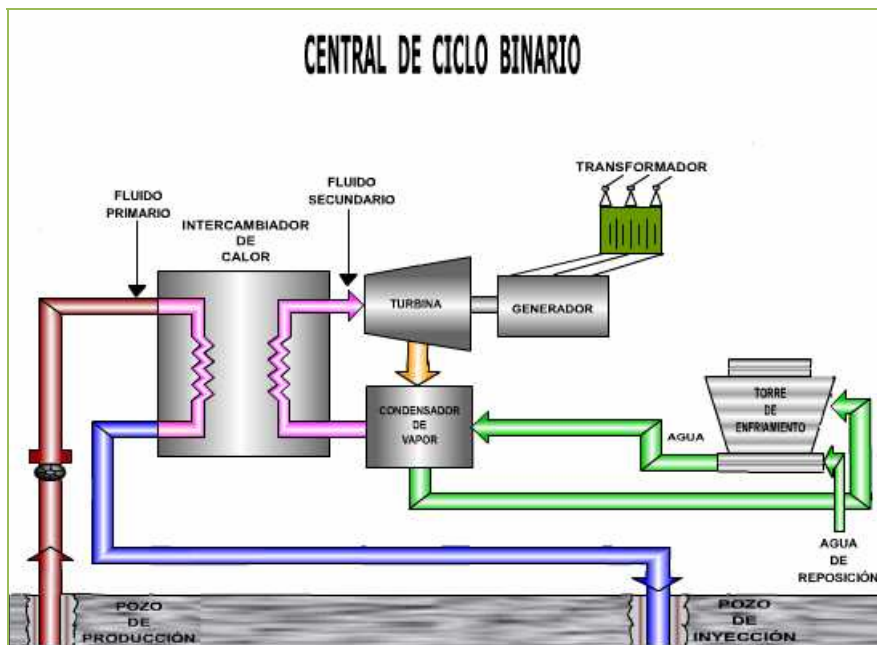


Ilustración 13 Esquema central de ciclo binario.

4.6 Tamaño de la Central

Definir el tamaño de la Central requiere de ciertas consideraciones prácticas más que de optimización numérica. En general el tamaño de una turbina geotérmica es de unos 27 [MW] para flujo sencillo, 60 [MW] para doble flujo y de 120 [MW] para dos turbinas con un solo generador. Como las centrales geotérmicas consumen alrededor del 10% de su potencia generada en sus propios auxiliares, podemos decir que la potencia neta estándar de las plantas geotérmicas a condensación son de: 25 [MW]; 55 [MW] y 110 [MW].

Es indispensable consultar esto con los fabricantes de turbinas más experimentados y no permitir potencias unitarias muy superiores a estas cifras ya que para ello deben utilizar álabes muy altos en la última rueda de la turbina con los consiguientes riesgos de roturas por esfuerzo-corrosión.

Para las plantas geotérmicas a contrapresión, no existen tamaños tan definidos. La experiencia ha demostrado que 5 [MW] es un tamaño razonable que permite todavía tenerlas montadas en un solo bastidor y transportarlas sin desacoplar.

Las plantas de ciclo binario, aunque sea para potencias grandes, generalmente se montan en módulos de 3,5 [MW] aunque hay algunas de 50 [MW] que no han sido muy exitosas.

4.7 Sistema de extracción de gases

El vapor geotérmico viene siempre acompañado de algo de CO_2 (1 o 2% en peso, aunque a veces mucho más). Esto quiere decir que en una planta de 50 [MW] se requiere extraer del condensador de 4 a 8 toneladas de CO_2 por hora. Esto se hace generalmente de tres maneras. El más sencillo y de bajo costo de instalación, es con eyectores alimentados con vapor del que llega a la turbina. Este consumo es demasiado alto lo que hace que los eyectores no sean muy solicitados para altos contenidos de gas; también son muy ruidosos. Otra muy usada es con compresores ya sea movidos con un motor eléctrico, con una turbina a vapor o bien directamente acoplados al eje de la turbina. (Cuando el contenido de gases es del 3% el compresor es de las mismas dimensiones que la turbina). Finalmente el más eficiente y práctico es el híbrido que tiene una primera etapa con eyectores y una segunda con bombas de vacío con anillo de agua.

El sistema eléctrico: un asunto no menos importante en una central geotérmica es el gas sulfhídrico que sale a la atmósfera junto con el CO_2 .

Este, aunque en pequeñas cantidades, tiene un efecto muy dañino a todo lo que es cobre. Por esto no puede haber en la central ningún elemento de cobre expuesto a la atmósfera. Generalmente el cuarto de control se mantiene presurizado y el aire de repuesto se filtra con carbón activado. Especial cuidado hay que tener con los sistemas de tierra (eléctricos) de las estructuras metálicas.

Materiales de tuberías: las tuberías que llevan agua producto de la condensación del vapor en presencia de CO_2 es demasiado ácida y corrosiva por lo que en general el condensador se fabrica enchapado con acero inoxidable o bien recubierto con resina epóxica. Las tuberías de condensado se revisten de inoxidable o bien se fabrican de fibra de vidrio.

4.8 Pozos productores

El diseño de los pozos productores dependerá de la profundidad a la que se encuentre el yacimiento y del tipo de roca a perforar. El diámetro de la tubería de producción o ademe del pozo, generalmente se estandariza a 9 5/8 pulgadas. Las tuberías de anclaje y amarre son similares a las que se usaron en los pozos exploratorios.

En su costo se debe incluir:

1. Acceso hasta el sitio de perforación del pozo
2. Construcción de la plataforma para montar el equipo de perforación y las presas impermeables donde se almacenarán los lodos de la perforación
3. Contra pozo, o cajón, que se hace a mano a cielo abierto revestido con paredes de cemento armado, al centro del cual entrará perforando la barrena.
4. Traslado del equipo de perforación del lugar de almacenamiento al punto de perforación. Esto normalmente lo incluye el perforador en sus indirectos y su valor es pequeño.
5. Perforación. Generalmente la actividad de perforación de un pozo se divide en

- a) Tuberías: Los pozos productores estarán expuestos a grandes presiones, esfuerzos térmicos por lo que su anclaje deberá ser muy bien diseñado. Evidentemente existen muchas técnicas para diseñar las tuberías de amarre de un pozo las cuales dependen de la temperatura del yacimiento, competencia de la roca, producción esperada, etc.

Se inicia generalmente cementando una tubería de 30" de diámetro, 50 m de largo en el agujero ampliando a 34" de diámetro.

Luego dentro de ella, continua la perforación en 28" hasta 300 [m], se cementa una tubería intermedia, que también servirá de anclaje, con un ademe de 20"

Dentro de la tubería de 20" se continúa perforando, generalmente se instala y cementa una tubería de 13 3/8 "de unos 1000 [m] de longitud.

Luego, según lo que se vaya encontrando, se cementara una tubería de producción de 95/8" de ella se cuelga en la parte inferior la tubería (liner) ranurada de producción de unos 1000 a 2000 [m] de longitud.

- i. Tubería de anclaje o conductora, generalmente de 30" de diámetro y unos 50 [m] de largo.
- ii. Tubería superficial, que puede ser de 20" y 300 [m] de longitud
- iii. Tubería intermedia de 13 3/8 ", generalmente de 100 [m] de largo
- iv. Tubería de producción (que sólo se instalaría si el pozo tuviera indicios de ser productor). En ese caso podría ser de 2000 [m] de longitud
- v. Liner ranurado o tubería corta de 7" de diámetro. Sólo en caso de ser necesaria para un pozo productor. Esta se cuelga del extremo inferior de la tubería de producción, requiriéndose unos 500 [m] de esta tubería ranurada.

b) Materiales:

- i. Lodos de perforación (bentonita y otros)
 - ii. Cemento para cementar cada una de las tuberías. Generalmente se calcula el volumen anular de los agujeros a cementar, se le agrega un porcentaje de respaldo y se considera de antemano todo el cemento que se perderá cuando se trate de obturar las grietas o derrumbes que son frecuentes en rocas volcánicas alteradas.
 - iii. Petróleo Diesel para operar los equipos de perforación.
- c) Elementos químicos. Para usar como aditivos para el cemento y para los lodos de perforación
- d) Registros (Log). Al perforar se corren muchos registros para conocer, mediante una sonda, la permeabilidad de la roca, las cavernas que se forman, la calidad de la cementación efectuada. También cortes de núcleos para su posterior análisis.

- e) Perforación. El equipo de perforación puede ser contratado por hora o por metro de pozo perforado. Generalmente hay dos tarifas horarias; una por equipo operando y otra por equipo en espera.
- f) Cementación. Para inyectar el cemento que amarrará las tuberías se requiere de equipo especial, con bombas de alta presión, y esto se cobra por separado.
- g) Árbol de válvulas. En caso de que el pozo vaya a ser usado como productor se le instala una válvula maestra, un árbol de válvulas de cuatro tubos y algunas válvulas laterales.

Todo esto se debe integrar para conformar el precio de un pozo:

Caso	
Duración de la perforación	3 años
Costo	2,500,000 [US\$/Pozo]
Inicio	Año -4
Erogación primer año	40%
Erogación segundo año	30%
Erogación tercer año	30%

Tabla 8 Variables pozo.

4.9 Pozos Re-inyectores

Un pozo inyector diseñado ex profeso para este fin generalmente lleva un anclaje mucho más ligero que el de uno productor que estará sometido a grandes esfuerzos térmicos y mecánicos. La tubería equivalente a la que es de producción de 9 5/8 [in] en un pozo productor, no requerirá ir cementada, ni se requerirá colgar un liner ranurado. Seguramente los tiempos de perforación serán menores y existirán menos detenciones para toma de registros.

Caso	
Duración de la perforación de todos los pozos re-inyectores	3 años
Costo	1,500,000 [US\$/Pozo]
Inicio	Año -4
Erogación primer año	40%
Erogación segundo año	30%
Erogación tercer año	30%

Tabla 9 Variables pozo reinyectores.

4.10 Evaluación Preliminar

Con la información recabada en la campaña exploratoria, habrá que tomar una decisión sobre la conveniencia o no de continuar con el proyecto en su etapa de perforación exploratoria. Para ello es indispensable tener una idea aproximada acerca del yacimiento en estudio. Si es grande o pequeño, si será problemático desde el punto de vista social y ecológico, incluso, con este mismo programa donde se incluyan costos de la línea de transmisión, de la central y de los posibles pozos, uno ya podrá saber si está ante un "imposible" o vale la pena seguir explorando.

Para tener la primera estimación del potencial del yacimiento se tienen dos modelos: El volumétrico, que es muy sencillo pero demasiado aproximado y el de descompresión gradual, que es un poco más preciso.

1. Modelo volumétrico. Cuando no se tiene ninguna información concreta del yacimiento, se comienza suponiendo que su volumen está compuesto en un 85% de roca y 15% de agua, ambos a la misma temperatura inicial, y que el yacimiento se abandona al haberle bajado 40°C. Se considera que el 50% del calor de la roca y el 100% del calor del agua serán aprovechables con las siguientes eficiencias. Un 15% en la transformación de agua a vapor y un 12% en el ciclo termodinámico. Esta energía útil, extraída durante 30 años dará la potencia estimada del yacimiento. Es evidente que este método es una aproximación demasiado incierta para un yacimiento geotérmico, sin embargo, cuando no se tiene más información, este método da una idea del tamaño del yacimiento.
2. Modelo de descompresión gradual. También se supone una geometría y porosidad del yacimiento. Se simula la extracción anual de fluido y recalcula las condiciones de presión a la que queda el yacimiento después de cada año y así se repite la operación. Si la extracción simulada fue demasiado grande, la presión del yacimiento se agotará antes de los 30 años y habrá que repetir el ejercicio con un caudal menor. El ejercicio, que es bastante sencillo, se repite suponiendo varios extremos. Por ejemplo que la transferencia de calor de la roca al fluido es de 100% o de 0%. Que el fluido es 100% vapor o 100% agua, etc. La ventaja de este modelado sencillo es que le da al que toma decisiones una idea del tamaño máximo y mínimo del yacimiento y de la potencia que se le puede extraer, siendo esto muy útil para la toma de decisiones.

El modelo matemático final del yacimiento completo solo se podrá hacer cuando ya se tenga información de los pozos exploratorios, y seguramente se hará utilizando los programas de cómputo comerciales que ya existen para esto. Por ejemplo el Tetrad, el Shaft, el Mulcom y otro.

5 Tecnologías para generación eléctrica

La energía geotérmica de Chile es obtenida del calor de la tierra por medio del agua, con frecuencia de una manera efectuada. La energía en la temperatura y el uso indicativos del campo es:

- Termo cultura (baño): 30-69°C
- Espacio (calefacción por agua) 70-110°C
- Sequedad, calor de proceso y planta eléctrica binaria: 110-220°C
- Turbina de vapor y vapor binario de la electricidad o del proceso: 220 °C

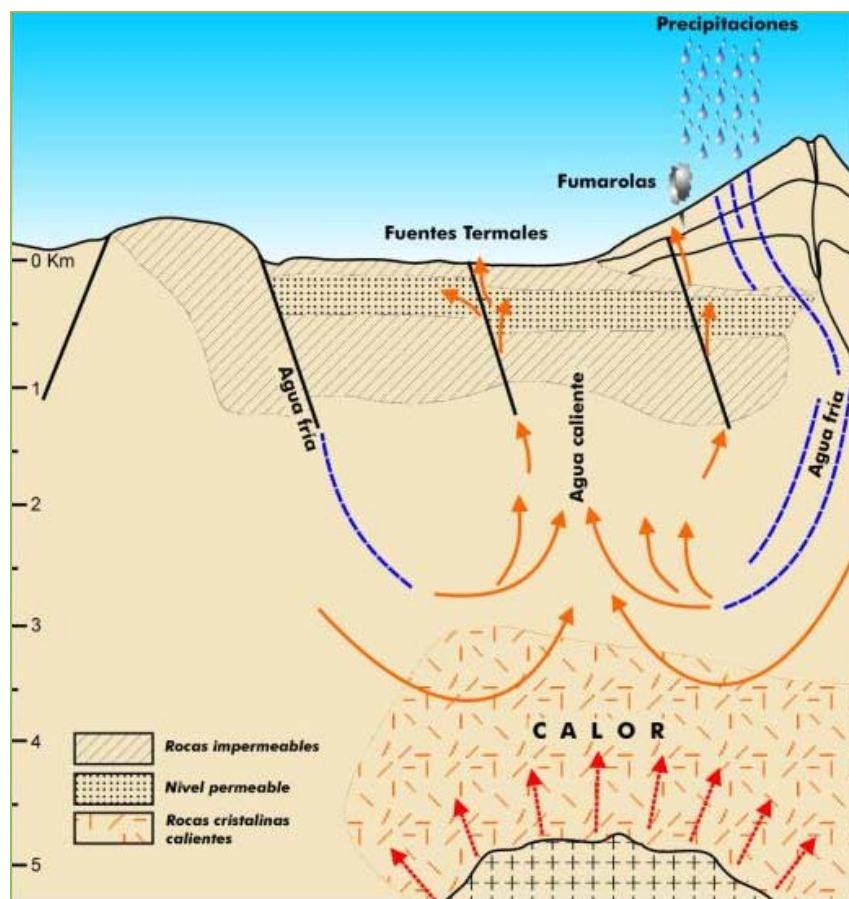


Ilustración 14 Diagrama representativo de la obtención de Energía Geotermal.

Las etapas del proceso de la energía geotérmica son:

1. Extracción: el agua se capta a partir de un pozo perforado. Es generalmente de corriente regulada por la instalación de tubos, placas de orificio y válvulas.
2. Tratamiento: se separan el vapor, el agua y otras impurezas.
3. Intercambio de calor y/o uso: el vapor puede conducir una turbina o suministrar calor de proceso. El agua caliente puede ser pasada a través de un intercambiador de calor para el aire, la calefacción por agua, o energizar la central eléctrica binaria del ciclo (líquido de bajo punto de ebullición del punto de las aplicaciones), o ser utilizada directo (por ejemplo el baño).
4. Disposición: los líquidos usados se reinyectan vía pozos en el campo o se descargan generalmente para descender por los canales. Estos líquidos pueden necesitar el tratamiento (por ejemplo el anti-scalant) antes de la descarga.

El sistema de cascada consiste en que donde los líquidos usados para un propósito del alto calor pueden todavía tener bastante energía para los propósitos del bajo-grado. Con un campo de alta temperatura, el vapor puede ir a una turbina y al agua caliente separada a la planta binaria para la producción de electricidad, después dirigir el calor para otras aplicaciones dentro de las limitaciones impuestas por el contenido de la sílica. Esta alternativa para conectar en cascada usos, el calor de proceso se puede extraer antes, o paralelamente, a la planta eléctrica.

A continuación se muestra un esquema detallando el ciclo de una planta geotermal, con todas sus etapas.

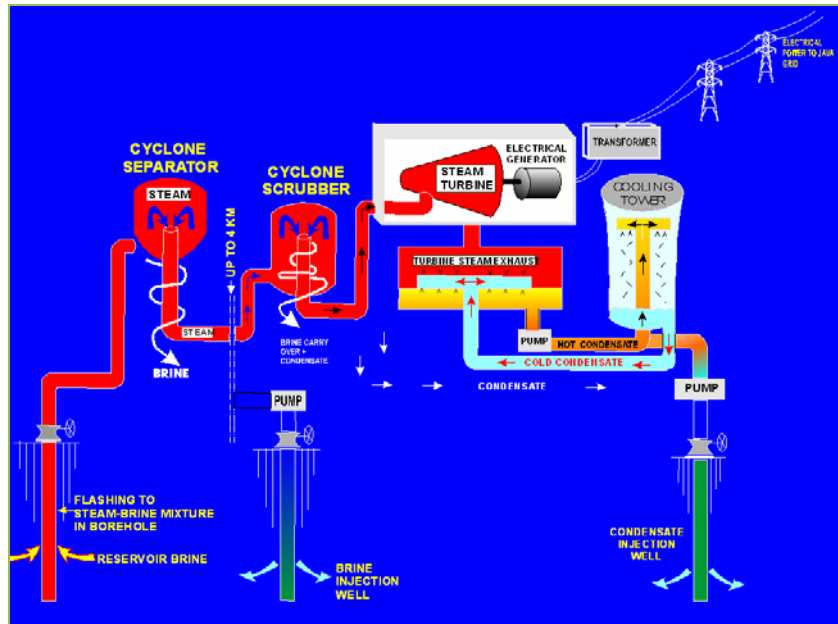


Ilustración 15 Diagrama del Ciclo de una Planta Geotermoeléctrica.

Hay ventajas en el desarrollo a gran escala, pero la planta en reducida escala es a menudo viable donde hay pozos existentes. El desarrollo efectuado de un campo es útil para probar la etapa inicial, reduciendo riesgos pero puede afectar negativamente la economía.

Existen mejoras potenciales a la eficacia de la conversión de la energía geotérmica en electricidad de la planta existente como se detallan a continuación:

- a) Perfeccionamientos en las turbinas de vapor y diseño de instalaciones binarias, entrada más alta de presión y presiones del extractor y/o temperaturas más bajas por los fabricantes de equipamiento. Los altos precios de la energía que son pagados para los recursos renovables en Europa están llevando rápido a la tecnología y a la economía mejoradas de las plantas pequeñas/de la escala/de la baja temperatura de la generación.
- b) Retro adaptación de la planta binaria a las plantas de condensación existentes.
- c) Manejo de la deposición de la escala mineral en una planta geotérmica. Una necesidad significativa a mejorar la eficacia de la planta es la deposición de la sílice, descendiendo la temperatura del agua geotérmica separada, cuanto más probable es que la sílice se deposite en las tuberías, los cambiadores de calor o los pozos de la reinyección. La supresión de esta tendencia permitirá temperaturas más bajas del rechazo, permitiendo que más calor sea dirigido a la conversión de energía.

Se podría aumentar la absorción y eficacia del uso de la energía geotérmica, particularmente para las siguientes innovaciones:

- Uso de las técnicas geofísicas avanzadas para identificar mejor los límites y la mayoría de las zonas productivas, técnicas micro sísmicas (conforme a consideraciones del coste), colección e interpretación.
- Un impuesto minucioso del recurso del depósito y modelado durante la operación (esto requiere la mayor atención a los datos de entrada).
- Extracción económica de algunos minerales disueltos.
- Deposición de inhibición de la sílica o de la calcita.
- Vapor, campo y diseño optimizados de la estación.
- Uso de mejores técnicas perforación a ocuparse de la circulación perdida y maximización de la producción.
- Comprensión y efectos ambientales de la atenuación.
- Datos mejorados sobre consecuencias para el medio ambiente potenciales.
- Investigación adicional del riesgo financiero percibido.

Las tecnologías para el magma directo que golpea ligeramente para la extracción del calor están en la etapa conceptual. La extracción seca caliente de la roca usa roca profunda muy caliente (haciendo fracturas y el agua de paso entre los pozos) está en la etapa del desarrollo.

La extracción geotérmica puede afectar a la tierra circundante con hundimiento. La supervisión de este efecto proporciona la información necesaria para la identificación de las tarifas de extracción fluidas apropiadas. En zonas rurales el hundimiento puede ser un efecto aceptable mientras que puede no ser aceptable en una zona urbana.

6 Oportunidades

Las Oportunidades en Chile se muestran a continuación separadas por Concesiones y Opciones de Recursos Geotermales.

Nombre	Tamaño [MW]
Pampa Apacheta	150-250
La Torta	100-400
Calabozos	300-1000
Copahue	100-250
San José de Maipú	50-100
Chillan	50-250
Termas del Flaco	10-50
Subtotal	760-2300

Tabla 10 Concesiones recursos geotermales.

Nombre	Tamaño [MW]
Puyehue	100-300
Laguna del Maule	50-200
Puchuldiza	25-150
Otros	300-400
Subtotal	475-1500

Tabla 11 Opciones recursos geotermales.

La siguiente figura muestra las ubicaciones por regiones de fuentes geotermales, donde se puede observar la gran concentración de ellas en la zona de suministro por el Sistema Interconectado Central (SIC).



Ilustración 16 Mapa de oportunidades y concesiones chilenas.

7 Distribución geográfica de los recursos

La distribución de las iniciativas de exploración de recursos geotermales se muestra en el siguiente mapa.

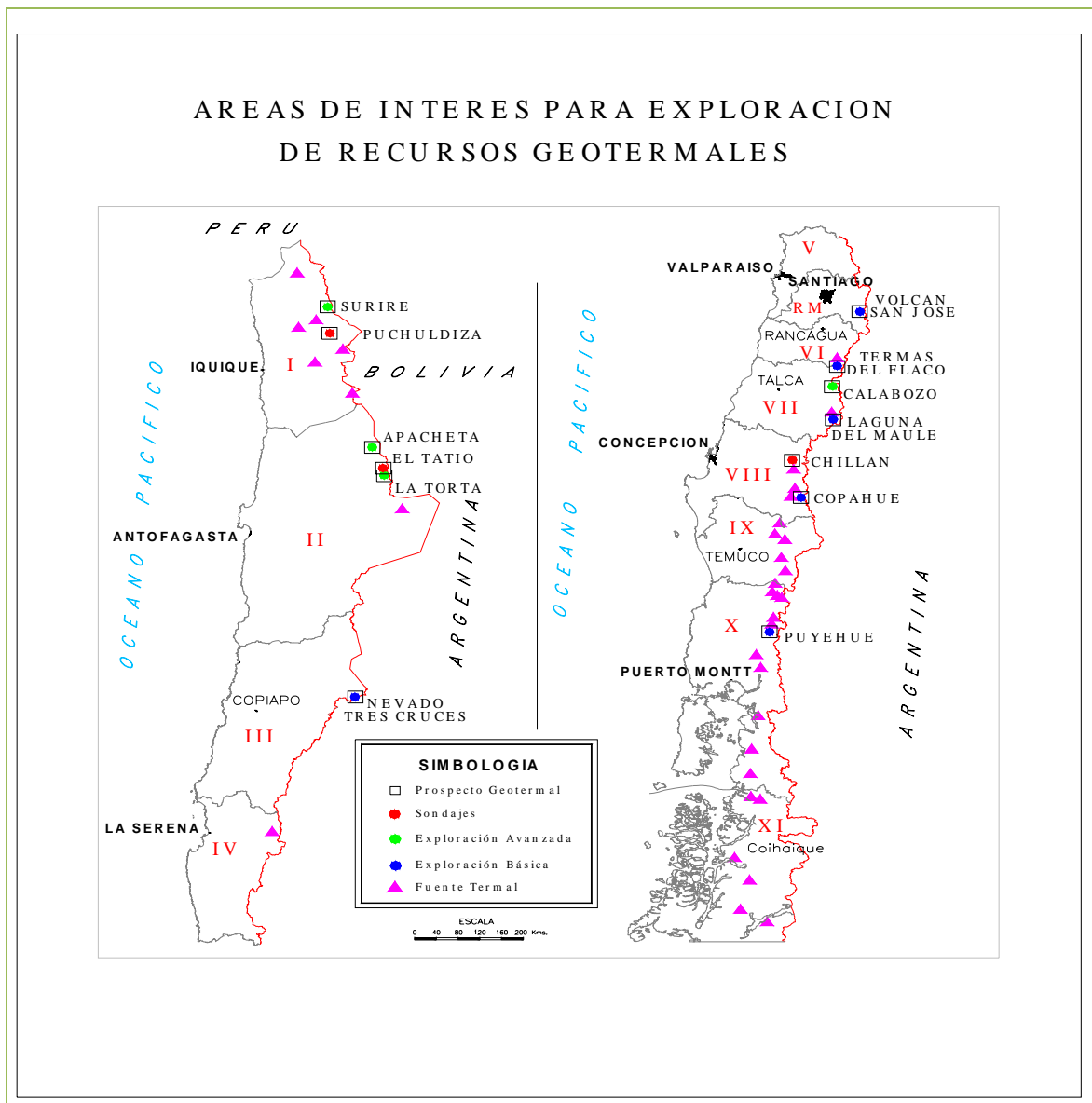


Ilustración 17 Áreas de interés para exploración de recursos geotermales en Chile.

8 Costos actuales y proyectados

El gran desarrollo de tecnologías ERNC debido al aumento en su demanda durante los últimos años, ha permitido mejoras en eficiencia y disminución de los costos de inversión asociados a éstas. En la siguiente tabla se muestran los rangos de precios actuales y las respectivas proyecciones en los costos de energía (electricidad, calor, etc.), para las distintas ERNC.

Tecnología	Costo Inversión [US\$/KW]	Fuente	Año
Flash Simple	872	Stefansson	2002
	970		
	1039		
	1040	Entingh & McVeigh	2003
	1047	Stefansson	2002
	1150		
	1837	Wheble & Islam	1995
	1938		
Promedio Flash Simple 1236,6 [US\$/KW]			
Flash Doble	1166	Tianco & Others	1996
	1170	Entingh & McVeigh	2003
	1546	Tianco & Others	1996
Promedio Flash Doble 1294			
Flash	1564	Owens	2002
	2270	Jenkins & Others	1996
Promedio Total Flash 1475,6 [US\$/KW]			
No especificado	2012	Miller	1996
	2513		
Binario	1372	Owens	2002
	1560	Entingh & McVeigh	2003
	1836	Tianco & Others	1996
	1940		
	3372	Gawlik & Kutscher	2000
	3475	Jenkins & Others	1996
Promedio Binario 2259,2 [US\$/KW]			
Promedio Total todas las tecnologías 1699,5 [US\$/KW]			

Tabla 12 Costos de Inversión para centrales eléctricas para diferentes tecnologías. Fuente: GeothermEx, "New Geothermal Site Identification and Qualification", 2004.

Tecnología	Costo actual energía	Potencial costo energía al largo plazo (2050)
Biomasa (basada en cultivos como materia prima)		
➤ Electricidad	5 – 15 [€/kWh _{el}]	4 – 10 [€/kWh _{el}]
➤ Calor	1 – 5 [€/kWh _{fuel}]	1 – 5 [€/kWh _{fuel}]
➤ Biocombustibles	8 – 25 [€/GJ _{fuel}]	6 – 10 [€/GJ _{fuel}]
Eólica	5 – 13 [€/kWh]	3 – 10 [€/kWh]
Paneles Fotovoltaicos	25 – 125 [€/kWh]	5 – 25 [€/kWh]
Solar termo-eléctrico	12– 18 [€/kWh]	4 – 10 [€/kWh]
Calentamiento solar de baja T°	3– 20 [€/kWh]	2 – 20 [€/kWh]
Hidroelectricidad	2 – 10 [€/kWh]	2 – 10 [€/kWh]
Geotermia		
➤ Electricidad	2 – 10 [€/kWh]	1 – 10 [€/kWh]
➤ Calor	0,5 – 5 [€/kWh]	0,5 – 5 [€/kWh]

Tabla 13 Rango de costos (centavos de Euro por unidad) para producción de electricidad, y combustibles a partir de opciones de ERNC en el presente y largo plazo. Fuente: WEA 2004.

Los rangos de los costos actuales de energía eléctrica en base a geotermia compiten con la energía eólica, hidroelectricidad y la biomasa, quedando desplazada la energía solar ya sea fotovoltaica o termo-eléctrica por sus costos más elevados.

En el futuro se espera una disminución de los costos de generación en todas las ERNC, siendo esta menor en la geotérmica.

Los rangos de costos de energía se traslapan entre las distintas fuentes de ERNC, debido a que cada proyecto es un proyecto único prácticamente, debido a la disponibilidad de recursos y lugar de emplazamiento de las centrales generadoras. Con la información anterior, a priori, es difícil determinar qué tipo de ERNC tendrá menores costos de generación en Chile.

9 Criterio de desarrollo

El nivel de penetración y potencial de la geotermia a nivel mundial se puede encontrar en diversas fuentes y utilizando distintos índices, no siempre coincidentes. Sin embargo, existe consenso en que la producción de electricidad mediante el uso de geotermia no ha experimentado un crecimiento importante en la última década, con un crecimiento anual promedio de cerca del 1%. A continuación, se entrega un conjunto de referencias que sostienen las conclusiones de esta sección, en lo que se refiere a aplicaciones de GT para la generación de electricidad:

- La geotermia actualmente es la tercera fuente de mayor importancia de energía primaria renovable con un 9,3%, después de las plantas hidráulicas (35,6%) y de la biomasa sólida con un 45,4%
- En el mundo existen alrededor de 8000 [MWe] y 4000 [MWt] de potencia GT instalada. De estas cifras, en 18 puntos de extracción, 2800 [MWe] y 600 [MWt] se ubican en Estados Unidos de Norteamérica (USA) USA produce un 44.6% (14678 [GWh]) de la energía geotérmica eléctrica del mundo en el año 2000, seguido de México (5901 [GWh]) e Italia (4705 [GWh])
- En USA la producción eléctrica mediante geotermia ha disminuido de 16525 [GWh] en 1990 a 14678 [GWh] en el año 2000. Sin embargo, países como Islandia han presentado tasas de crecimiento de 16,7% pasando de 283 [GWh] a 1323 [GWh] en igual periodo.
- La mayor planta de generación geotérmica está ubicada en la parte norte de California, USA. Esta planta alcanzó su máximo de potencia instalada en 1989 con 1967 MWe. Esta capacidad ha declinado a cerca de 1100 MWe en el 2000.
- Se argumenta que el nivel de penetración puede ser mejorado sustancialmente en la medida que exista una cultura en su uso, que permita aprovechar y prolongar al máximo la utilización del recurso.
- Los beneficios de la opción geotérmica son de mediano plazo, por lo que es necesario entregar un marco regulatorio estable y claro para la exploración y explotación de los yacimientos
- En USA, los estados con mayor cantidad de instalaciones de GT son California (7,3% de la demanda), Nevada y Utah; con gran potencial en los estados de Idaho, New México, Arizona, Oregón y Wyoming. Se espera que en la próxima década se desarrollen proyectos por 15000 [MWe] en USA. Actualmente, la geotermia corresponde a nivel de USA a un 0,4% de la energía eléctrica consumida.
- Actualmente, la GT representa alrededor el 0,26% de la capacidad de generación eléctrica instalada a nivel mundial

Existe una cantidad importante de grupos económicos asociados a GT. Información detallada se encuentra en: U.S. Department of Energy Renewable Electric Plant

Information System (REPiS Database) online y Global Energy Marketplace. Para buscar fabricantes de estas tecnologías se recomienda utilizar el buscador de James & James (Science Publishers), the World Renewable Energy Suppliers and Services. En USA pueden mencionarse las siguientes empresas líderes: Calpine Corporation, Caithness Energy, Cal Energy Company (a subsidiary of Mid American Energy Holding Company), Ormat International, Inc..

A nivel Latinoamericano, la experiencia de Nicaragua es de interés. Los primeros estudios para aprovechar la energía geotérmica se iniciaron en Nicaragua a finales de los años '60, para tomar un gran impulso a partir del año 1973, cuando la crisis del petróleo impactó negativamente en la balanza comercial del país. La explotación comercial de este recurso comenzó en el año 1983, con la puesta en operación de la planta geotérmica de Momotombo, la cual tiene actualmente una capacidad de 70 [MW]. Para la integración de este recurso se desarrolló un plan maestro que incluía todos los aspectos regulatorios necesarios. Los recursos geotérmicos en este país se calculan en 3000 [MWe]. El desarrollo actual de la geotermia en Nicaragua se ve fuertemente comprometido por la falta de inversión en el sector, lo que ha llevado a paralizar y a operar en forma defectuosa instalaciones existentes.

A nivel sudamericano se dispone de la siguiente información: el desarrollo en Argentina es muy bajo, limitándose a plantas experimentales. En Ecuador, existe 1 proyecto GT de algunos [MWe] para los próximos 10 años. Según estudios de la Universidad de Chile, el potencial GT en Chile es de 16000 [MWe]. A modo de comparación, el potencial geotérmico en USA está calculado en 40000 [MWe].

Cabe señalar que en otros ámbitos, el uso de la GT se ha masificado en algunos países. A modo de ejemplo, el 86% de los hogares en Islandia es calefaccionado a través de 200 redes de distribución de calor de fuentes GT. Este país presenta las mayores tasas de crecimiento en el desarrollo de la GT. Como una forma de visualizar la utilización de este recurso a nivel mundial, la siguiente tabla resume la capacidad instalada de generación de Energía Geotérmica por país expresada en [MWe]¹.

¹ SIMULACION PRELIMINAR DE DESEMPEÑO OPERACIONAL Y COMERCIAL DE CENTRALES DE GENERACION ELECTRICA GEOTERMICAS Y EOLICAS Universidad de Chile 2003

10 Análisis de parámetros técnicos

Para desarrollar el posterior análisis económico de negocio de la energía geotérmica se especifican una serie de parámetros técnicos para una central tipo considerada a analizar. La tecnología considerada como base del principio de operación de la central es la de tipo flash.

Los parámetros técnicos son los siguientes:

Parámetros técnicos	Valor	Unidad
Potencia instalada	50	[MW]
Eficiencia	36	%
Factor de planta	90	%
Energía producida	354.8	[GWh/año]
Cantidad de posos	6	N°
Poso de re-inyector	1	N°
Personal requerido	40	Personas

Tabla 14: Parámetros técnicos de referenciales para geotermia

11 Análisis de rentabilidad

Dentro de esta etapa se especifican la estructura que tiene tanto los costos anuales, como los ingresos e inversión de la planta ejemplo propuesta, para el análisis económico. Al representar los resultados de manera grafica se obtiene:

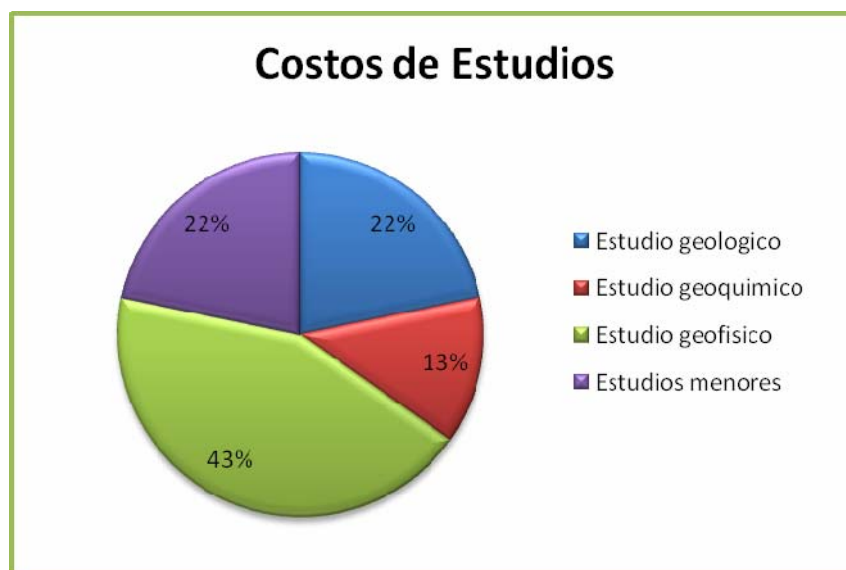


Ilustración 18: Gráfico de costos de estudios para geotermia planta referencial

El gráfico anterior representa los estudios básicos necesarios para desarrollar un proyecto geotérmico el estudio de mayor valor es el geofísico, sin embargo, la distribución es homogénea entre los componentes.

Al evaluar los costos de los estudios preliminares se considero el someter a revisión 4 aéreas potenciales, de las que se espera que 2 resulten factibles de proseguir con etapas posteriores.

Los valores de los costos de estudios considerados son:

Estudios	[US\$]
Geológico	100.000
Geoquímico	60.000
Geofísico	200.000
Estudios menores	100.000

Tabla 15: Valores considerados de los estudios preliminares para geotermia

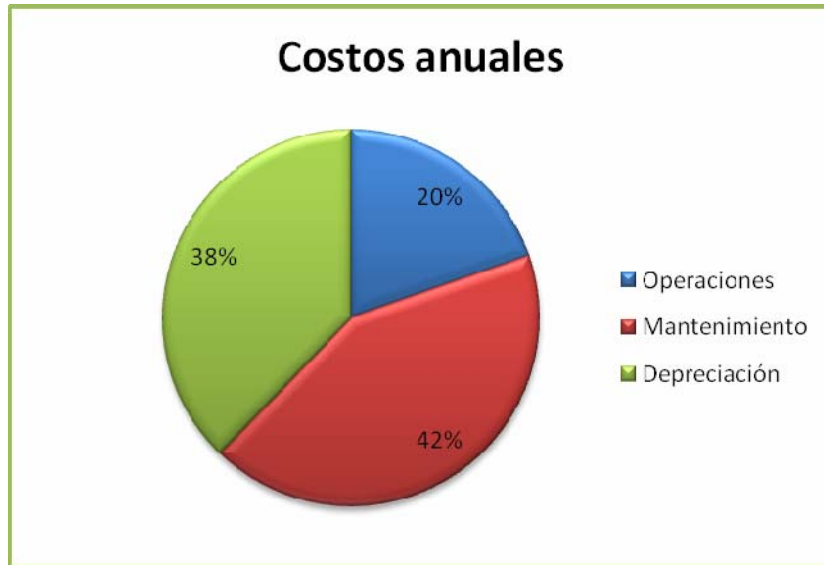


Ilustración 19: Gráfico de distribución de costos anuales para planta referencial

Como se puede apreciar del gráfico el menor costo anual es el de operación, donde se considera solo los salarios del personal requerido para la operación de la planta, donde se estima que trabajan 40 personas en total.

Los valores de los costos anuales son:

Costos	[US\$/año]
Operaciones	2.483.460
Mantenimiento	5.365.200
Depreciación	4.760.000

Tabla 16: Valores de costo anual para geotermia planta referencial

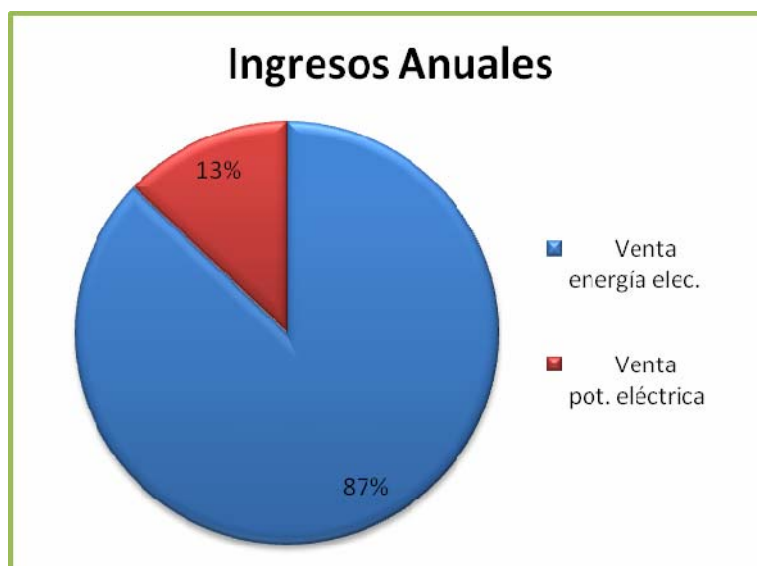


Ilustración 20: Gráfico de distribución de ingresos anuales para geotermia planta referencial

Del gráfico se observa que en el modelo de negocio a evaluar solo se contempla la venta de energía y el respectivo pago por potencia.

Los valores considerados para los ingresos anuales son:

Ingresos	[US\$/año]
Venta de Energía	36.286.901
Venta de Potencia	5.382.000

Tabla 17 Valores venta energía y potencia.

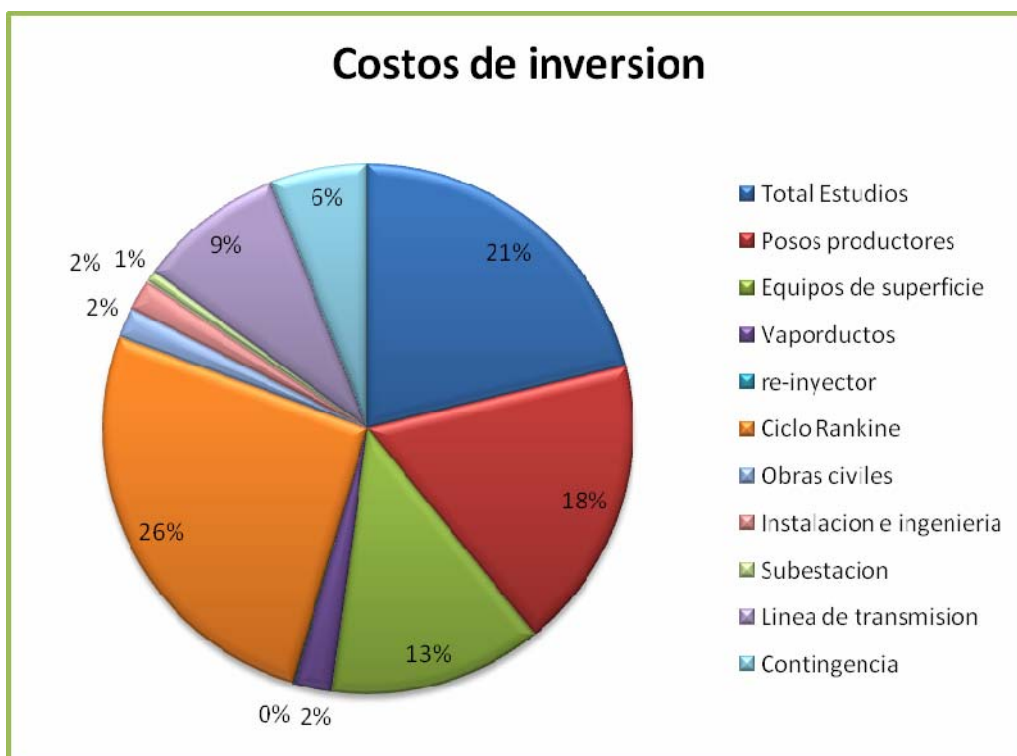


Ilustración 21: Distribución de la inversión para geotermia planta referencial

Dentro de la inversión se considero los estudios, como se observa la distribución es bastante homogénea, siendo los principales costos de inversión los estudios preliminares, el ciclo Rankine, la instalación e ingeniería y la subestación.

El detalle de los costos de inversión es:

Inversión	[US\$]
Estudios	28.460.000
Posos productores	24.000.000
Equipos de superficie	17.500.000
Vaporductos	3.000.000
Re-inyector	200.000
Ciclo Rankine	35.000.000
Obras civiles	2.500.000
Instalación e ingeniería	2.500.000
Subestación	1.000.000
Línea de transmisión	12.000.000
Contingencia	7.970.000

Tabla 18: Valores de inversión para geotermia planta referencial

12 Cálculos económicos de los negocios

Para realizar el análisis económico, a fin de determinar indicadores económicos para la planta referencial de geotermia. La serie de supuestos sobre los cuales se basa el desarrollo del proyecto son:

- A. Precio de venta de energía: Como parte fundamental de cada alternativa de negocio, el precio de venta de la energía eléctrica es inmensamente relevante. El valor de precio considerado es de 102.28 [US\$/MWh] el cual se considera que tendrá una tasa de crecimiento real del 1%, 1.5% y 5% anual respectivamente.
- B. Precio de potencia: El precio de pago por potencia si bien no es muy relevante en los ingresos como el precio de la energía, juega un papel fundamental en el análisis económico, el valor considerado es de 8.97 [US\$/MW], el cual se considera constante en todo el horizonte de evaluación.
- C. Horizonte de evaluación: El horizonte a evaluar al proyecto es de 20 años.
- D. Proyecto puro: El desarrollo de la planta serán evaluadas como proyecto sin financiamiento.
- E. Tasa de descuento: La tasa de descuento considerada para todos los proyectos es de 10 % y de 8% anual respectivamente.
- F. Incremento de costo de mantenimiento: Se estimo que el costo en mantenimiento sufriría un incremento anual de 5%.
- G. Incremento de costos de operaciones: Se estima que el costo de operación experimentara un aumento del orden del 5% anual.

Tomando en cuenta todos los puntos antes mencionados y los datos técnicos supuestos para la planta referencial se obtiene:

Indicadores	1% de T. C. Precio	1.5% de T. C. Precio	5% de T. C. Precio
VAN	US\$ 105.339.571	US\$ 114.782.954	US\$ 196.182.886
TIR	21%	21%	25%
IVAN	0,7854	0,8558	1,14626
Payback	7 años	7 años	6 años

Tabla 19: Indicadores económicos con tasa de descuento de 10% para geotermia planta referencial

Indicadores	1% de T. C. Precio	1.5% de T. C. precio	5% de T. C. Precio
VAN	US\$ 141.295.948	US\$ 153.136.345	US\$ 256.110.109
TIR	21%	21%	25%
IVAN	1,0534	1,1417	1,9094
Payback	7 años	7 años	6 años

Tabla 20: Indicadores económicos con tasa de descuento de 8% para geotermia planta referencial

De los resultados obtenidos se desprende que a pesar de las variaciones de las condiciones del mercado el período de recuperación de la inversión es de 7 años aproximadamente y que el valor de la TIR es de un 21% aproximadamente, siendo el único caso singular en de una tasa de crecimiento anual del precio de energía del 5%, esto resulta evidente, debido a que el valor de venta de la energía es la variable más influyente en los valores de los indicadores económicos.

En lo referente a los bonos de carbono se realizó una estimación del ahorro de emisiones en base a las siguientes consideraciones:

- A. Se estima un ahorro de 0.4 [Ton CO₂/MWh]
- B. Se estima la venta de bonos de carbono en 10 [US\$/Ton]

Con estas consideraciones los resultados son:

Las toneladas de ahorro de CO₂ que no se emiten al ambiente al preferir la generación por medio de geotermia son:

141.912 [Ton CO₂/año] para una planta de 50 [MW]

En lo referente a los ingresos que se perciben por los bonos de carbono se apresian de forma gráfica a continuación:

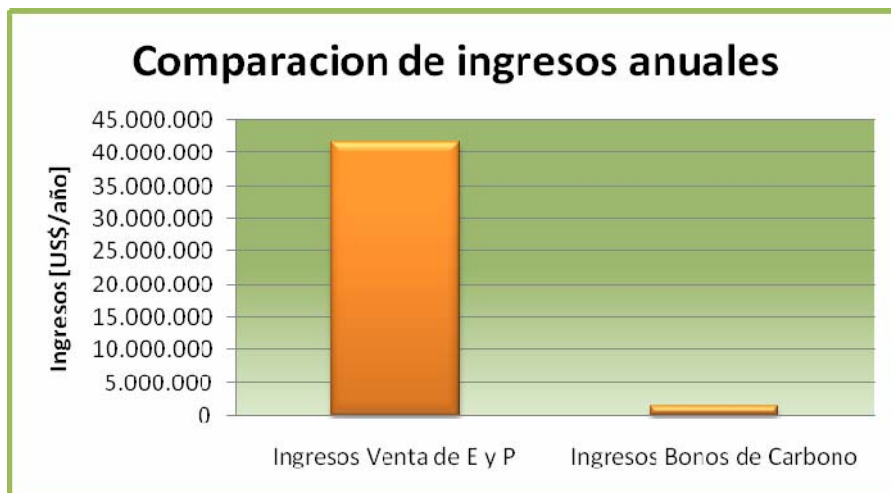


Ilustración 22: Gráfico de comparación de ingresos por venta de energía y potencia con respecto al ingreso por bonos de carbono

Como se observa en el gráfico los ingresos por la venta de bonos de carbono son absolutamente irrelevantes en comparación con los ingresos por venta de energía y potencia. De esto se concluye que sus efectos son despreciable en los cálculos económicos del proyecto.

13 Análisis de parámetros económicos

En esta etapa se desarrollan gráficos de sensibilización la planta de referencia, en las variables, consideradas más relevantes como son el precio de venta de la energía, con respecto al porcentaje de financiamiento (esto último para un valor de VAN igual a cero) y la determinación del precio de venta de energía para el cual la planta posee VAN igual a cero, para cada una de las combinaciones posibles de las variables de tasa de descuento y tasa de crecimiento del precio de energía. Con los gráficos entregados se facilita la propia interpretación, sobre cómo reacciona la tecnología frente al mercado.

Supuesto

El financiamiento supuesto para la sensibilización es con una tasa de interés del 8% anual y con un periodo de 15 años.

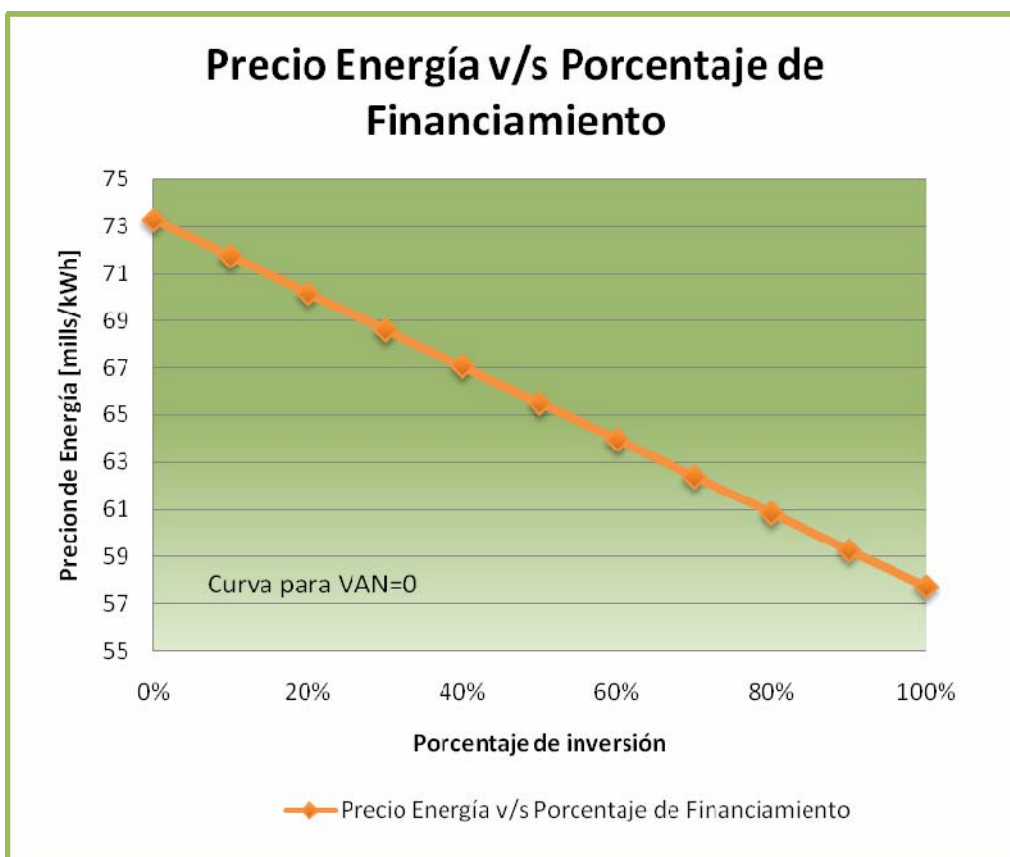


Ilustración 23: Gráfico de sensibilización del precio de la energía con respecto al porcentaje de financiamiento para geotermia planta referencial.

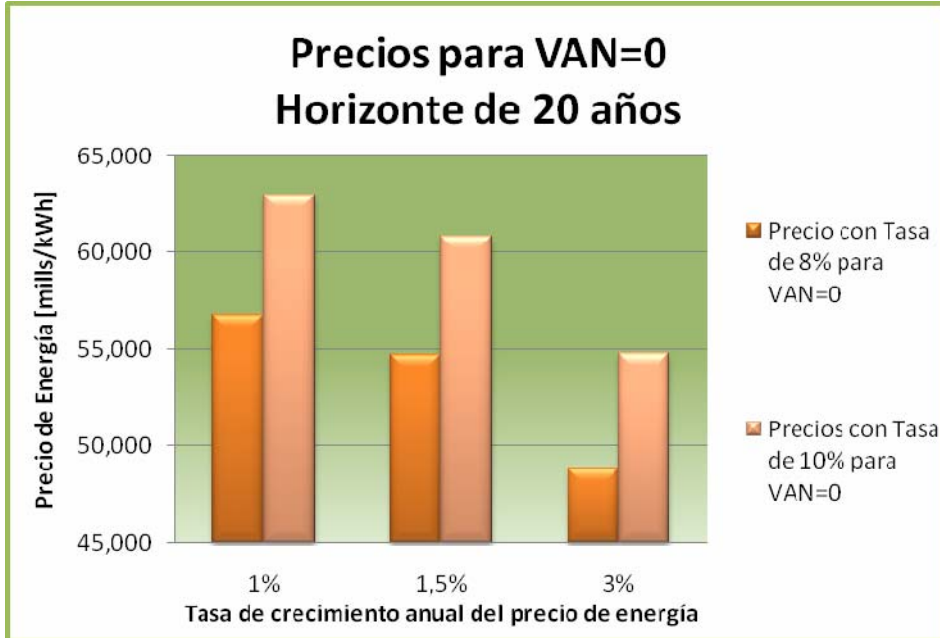


Ilustración 24: Grafico de precio de energía para VAN=0 con la influencia de las tasa de descuento y de crecimiento del precio de energía para geotermia planta referencial.

14 Plan estratégico de desarrollo

En base a experiencias en el extranjero, se plantea que el incremento de la potencia instalada de centrales en base a geotermia sea de carácter exponencial, suponiendo una base de 25 MW y considerando una potencia instalada en el año 2025 de a lo menos 1000 MW. Con lo anterior se describe la siguiente curva:



Ilustración 25: Gráfico de crecimiento de potencia instalada en bases a geotermia desde 2009 a 2025

Tomando como referencias las condiciones mencionadas en el capítulo 12 “Cálculos económicos de los negocios” y los valores de costos considerados en el capítulo 11 “Análisis de rentabilidad”, se pueden calcular los indicadores económicos que resultan de la aplicación de la curva de crecimiento de la potencia instalada.

Los resultados encontrados son:

Indicadores		Unidades
VAN	1904	Millones de US\$
TIR	34	%
IVAN	0,89	

Tabla 21: Resumen de indicadores económicos aplicados al plan estratégico de desarrollo.²

Como se puede notar, el valor del IVAN es bastante bajo, esto se debe a que se limito el horizonte de evaluación a 20 años y como se puede observar en el gráfico de proyecciones de incremento de potencia instalada, la ultima expansión de la potencia instalada se realiza en el año 2025, dejando solo 4 años para amortizar la inversión, esto en la práctica no es del todo valido, pues para simular condiciones más realistas se debería considerar un periodo de evaluación mas prolongado, permitiendo a la totalidad de la capacidad instalada generar los suficientes ingresos como para terminar de amortizar las inversiones.

Sin embargo los resultados son optimistas esto debido principalmente al precio de venta de la energía.

Representando gráficamente el payback del plan estratégico tenemos:



Ilustración 26: Payback calculado en base a los supuestos del plan estratégico de desarrollo.

Se debe mencionar que el valor residual obtenido en este análisis es en Millones de US\$ 1090, esto por la razón descrita en el párrafo anterior.

14.1 Análisis de capacidad instalada factible

Para poder determinar el tamaño mínimo rentable de una instalación geotermal se realiza el siguiente análisis:

² Para los cálculos económicos se utilizo una tasa de descuento del 8% y una tasa de crecimiento anual del 5% en el precio de venta de energía.

Se determinan los valores de los diferentes indicadores económicos para los valores de precio seleccionado, al igual que para los determinados valores de potencia instalada, para una planta geotermal en Chillan obteniendo como resultado la siguiente tabla resumen:

Precio	VAN			IVAN		
	50 [MW]	100 [MW]	150 [MW]	50 [MW]	100 [MW]	150 [MW]
75 [US\$/M Wh]	-32	74,5	181	-0,17	0,27	0,5
85 [US\$/M Wh]	-3,6	131,1	265,7	-0,02	0,48	0,74
102 [US\$/M Wh]	44,5	227,2	410	0,24	0,83	1,14

Tabla 22: Resumen de parámetros económicos de VAN e IVAN para un yacimiento geotérmico en Chillan

Representando los datos anteriores de manera grafica se aprecia lo siguiente:

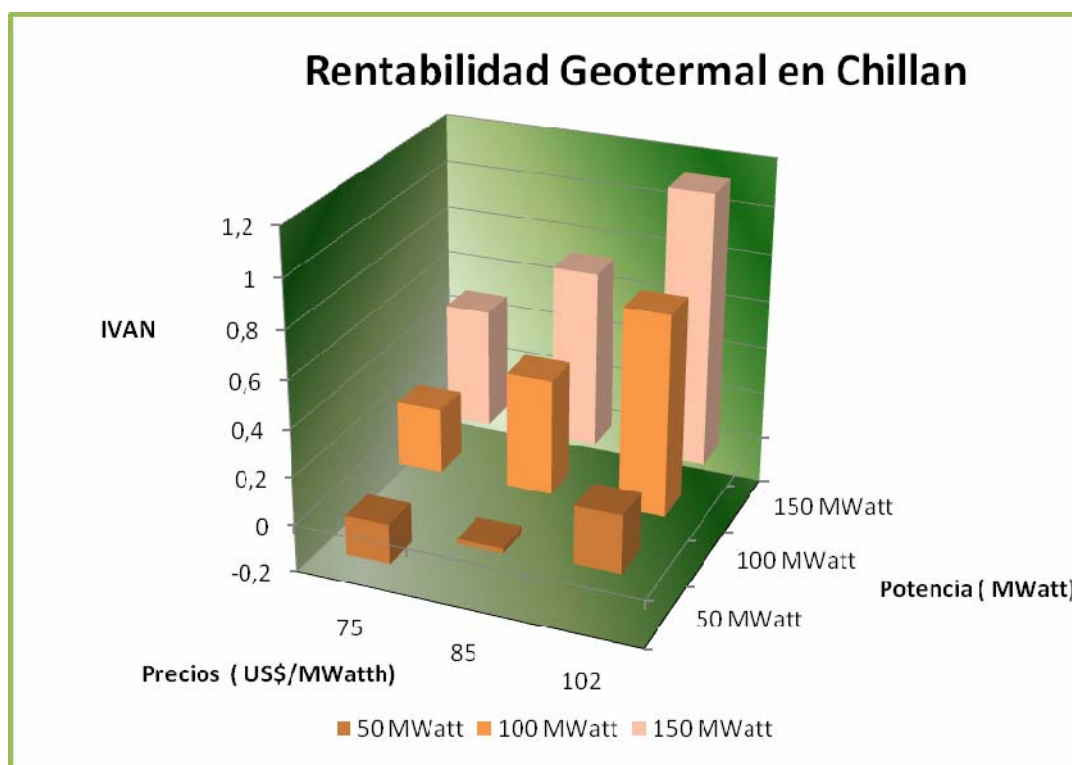


Ilustración 27: Grafico de indicadores económicos para yacimiento geotérmico en Chillan

Como se puede apreciar en la ilustración a medida que la potencia aumenta el proceso se hace más rentable, esto se debe principalmente al factor de escala.

En consecuencia se estima que las instalaciones debieran ser mayores a 100 [MW] para poder tener una rentabilidad positiva, siendo la potencia mínima soportada igual a 65 [MW], ésta posee un VAN igual a 0 considerando un valor del precio de la energía de 75

[US\$/MWh]

15 Conclusiones

Lo primero a concluir en este estudio es que la generación eléctrica en base a energía geotérmica no es negocio en Chile con las condiciones de mercado actuales, por lo cual se hace impensable un aprovechamiento del gran potencial existente sin políticas de financiamiento que apoyen a esta ERNC.

Este tipo de generación posee un bajo costo de operación en comparación a las centrales térmicas convencionales debido a que el costo del combustible es “cero”. Los costos de exploración, pozos explorativos, pozos productores y estudios varios, representan un 39% del total de la inversión, lo que resulta en lo referido en el párrafo anterior.

Por otro lado, la incertidumbre en la inversión es otra complejidad, ya que en la fase de exploración se puede o no encontrar un pozo geotérmico aprovechable para generación eléctrica, significando esto una cifra cercana a los 21 millones de dólares (o mayor).

Si existiesen condiciones de mercado para el desarrollo de energía geotermoeléctrica, esta debiese ser a gran escala, pensada en la conexión al SIC, debido a los ya mencionados altos costos de estudios y fase de exploración, para así “amortizarlos” con una mayor venta de energía eléctrica.

Esquemas de desarrollo en etapas, como lo que ocurre en la industria del petróleo y el gas natural, son una opción de interés. Empresas que se dedican a la fase de exploración, venden sus resultados para que otra pueda instalar una central eléctrica para así hacer su negocio de venta de energía. Otra opción es que la primera a parte de realizar la fase de exploración, concluya la instalación de los pozos y se dedique a vender energía (en forma de vapor), a una central generadora de electricidad. El Estado podría participar en este modelo de negocios, en lo que respecta a la fase de exploración o la misma más venta de energía en forma de vapor.

Una mirada estratégica a la generación en base a ERNC es necesaria por parte del Estado, específicamente en relación a la dependencia energética existente hoy en día y sus implicancias, viéndose beneficiado el tema medio ambiental por el uso de ERNC, pero más el primer punto, ya que la disminución de emisiones GEI pueden lograrse de manera más económica para el país realizando políticas con relación a la actual utilización de energías primarias. Además, el actual crecimiento de la demanda mundial por productos amigables con el medio ambiente (ecoproductos), pueden significar un potencial mercado para las exportaciones chilenas, que al utilizar ERNC para la obtención de sus productos, éstos pueden tranzarse a un mayor precio, entregándole un valor agregado a los productos de exportación chilenos, en especial los provenientes de la agro industria y alimentos.

Hay que mencionar que existe un impacto medio ambiental y contaminación por parte de este tipo de ERNC. Los fluidos geotermales (vapor o agua caliente) normalmente contienen gases tales como dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), amoníaco (NH₃), metano (CH₄) y trazas de otros gases, como también químicos disueltos cuyas concentraciones usualmente aumentan con la temperatura, por ejemplo, cloruro de sodio (NaCl), boro (B), Arsénico (As) y Mercurio (Hg), son una fuente de contaminación si se descargan al ambiente.

Finalmente, en lo que respecta al tema financiero propiamente tal, un respaldo del Estado para esquemas de Project Financing sería esencial para financiar la geotermoelectricidad, el cual es un sistema de financiamiento que permite que un determinado proyecto de inversión, dadas sus posibilidades de generar flujos de caja razonablemente predecibles y sostenibles, junto a la calidad de sus propios activos, puede ser financiado individualmente, utilizando para ello fondos específicamente conseguidos para el proyecto, sin recurso pleno a los socios promotores y empleando el mayor apalancamiento posible. Estos esquemas se utilizan preferentemente en proyectos que requieran un significativo aporte de inversión, el cual excede la capacidad de apalancamiento y exposición de riesgo de las mismas, cumpliendo con el requisito anterior la generación eléctrica en base a energía geotérmica. El Building, Own and Operate, es un esquema interesante para proyectos de ERNC. En éste, la gestión y propiedad del proyecto queda en manos de quien lo realiza; la diferencia con un esquema tradicional es que durante el tiempo que el Project Finance necesite para recuperar los fondos aportados, los ingresos obtenidos por el proyecto van directamente a los financiadores y no a sus promotores.

16 Recomendaciones

Las recomendaciones se presentan en dos áreas:

a.) Financiera.

En esta área la recomendación se basa en el diferencial de Inversión requerido para generar un megawatt , que existe respecto de los sistemas tradicionales.

Se recomienda financiar este diferencial a través de instrumentos financieros asociados a otros beneficios de la geotermia, generados por la instalación de la faena geotermal, tales como: turismo, desarrollo de emprendimientos industriales y otros, apalancados por la instalación de logística asociada a la faena geotermal, (camino, sistemas de comunicaciones y otros).

En concreto es la emisión de bonos por el usufructo parcial de estas instalaciones.

b.) Incentivos Legales

Introducir normativas para desmonopolizar el mercado de las concesiones geotermiales, para dar cabida a la acción del mercado en cuanto a emprendimientos geotermiales.

Introducir beneficios impositivos en cuanto a las inversiones en perforaciones exploratorias, en lo que respecta a derechos de aduana, IVA y fondos de inversiones generados por la utilización del royalty minero, en el concepto del desarrollo sustentable.

17 Anexo

Antecedentes del entorno

Dentro de las energías renovables, la energía geotérmica posee un alto nivel de confiabilidad ya que no depende del clima. Adicionalmente, la energía geotérmica tiene el potencial de, a partir de una misma fuente, generar dos productos energéticos: electricidad y calor. Los usos directos del calor pueden ir desde los recintos termales presentes en diversas regiones de Chile hasta la calefacción domiciliar que podría ser aplicable en zonas con climas extremos (como se hizo en Islandia), pasando por usos mas industriales como en agricultura (invernaderos) , acuicultura, secado de productos y regulación de temperatura industrial.

La ubicación de Chile dentro del Cinturón de Fuego del Pacifico lo pone en posición muy favorable para el desarrollo de energías renovables; sin embargo, aunque dichas características naturales también se encuentran presentes en diversa medida en otros países, este tipo de energía se ha desarrollado en los países en que esta tecnología ha sido incentivada directamente por el gobierno a través de diversos mecanismos que han generado una discriminación positiva, ya sea hacia la energía geotérmica en particular o hacia las energías renovables no convencionales. Estos incentivos pueden tomar diversas formas, como una cuota nominal o porcentual de generación de energías renovables, desarrollo de bonos de carbono, incentivos tributarios, desarrollo de un marco regulatorio claro, entre otros.

En muchos de los países en que se ha desarrollado la energía geotérmica, los periodos de mayor desarrollo han sido marcados, de manera adicional a la intervención gubernamental (directa e indirecta), por condiciones externas que han tornado más atractivos este tipo de proyectos. Dichas condiciones han estado asociadas a dos aspectos: deterioro de la posición competitiva de las energías sustituto y mejoras tecnológicas para el desarrollo de la energía geotérmica. En el caso del deterioro de las condiciones para las otras energías, algunos aspectos se han repetido en varios países, como Nueva Zelanda, y podría considerarse que también están afectando el escenario actual energético en Chile; tales como: disminución de la oferta de gas y/o aumento de su precio, fenómenos climáticos que disminuyen la confiabilidad de fuentes de energía dependientes de este tipo de recurso natural como las hidroeléctricas, y aumento o endurecimiento de regulaciones medioambientales.

En particular, Chile enfrenta en estos momentos una modificación al marco regulatorio actual del sector energético que generara la obligación de suministrar parte de la energía

en base a energías renovables no convencionales (ERNC), lo cual propiciara el desarrollo de proyectos en dichas energías y en particular en energía geotérmica debido a las ventajas comparativas que presenta.

Análisis de las Fuerzas de Porter

Nuevos Entrantes

Las barreras de entrada a la industria geotérmica son altas debido a la necesidad de afrontar elevados costos en la fase de exploración, los cuales adicionalmente presentan un alto riesgo asociado ya que las manifestaciones termales podrían resultar no explotables, ya sea por motivos naturales, técnicos, económicos, o de otra índole.

La industria se caracteriza por altos costos fijos en la fase de explotación, sin embargo la opción de realizar desarrollos modulares junto al casi nulo costo marginal de producción hace que dichos costos no constituyan una barrera de entrada significativa en relación a la presentada por la fase de exploración.

Otra barrera de entrada la constituye la necesidad de recursos humanos y tecnológicos altamente especializados, los cuales junto con las barreras económicas/financieras configuran un bajo nivel de amenaza para los actores ya presentes en la industria y promueven la concentración de la industria en la medida que se desarrolle.

Rivalidad en la Industria

La industria de la energía geotérmica en Chile se encuentra limitada por el potencial geotérmico del país, el cual en términos comparativos a nivel mundial, es de un nivel privilegiado (de aproximadamente 16.000 MWe) por encontrarse en el Cinturón de Fuego del Pacífico. Esto implica que si bien existe un límite para el crecimiento de la industria, dicho límite es potencialmente menor al de otros países en los cuales este tipo de energía se ha desarrollado; es más, de las alrededor de cien manifestaciones termales en Chile que se estima puedan tener un potencial geotérmico aprovechable energéticamente, solo alrededor de un 10% de ellas se encuentra con concesiones de exploración vigentes y aun un menor porcentaje posee concesiones de explotación.

Los actores de la industria pueden estar asociados a concesiones de exploración (exploración básica y/o detallada), concesiones de explotación, generación de electricidad y/o utilización del fluido geotermal (regulación térmica domiciliar, industrial, uso agrícola,

turismo, etc.).

La integración vertical que se puede generar va a depender básicamente de los aspectos económico/financieros y legales a los cuales se encuentren sometidos los participantes de esta industria. En Chile, a diferencia de otros países como Nueva Zelanda en los cuales se ha funcionado sin regulación explícita de precios, la normativa vigente genera mercados regulados además de mercados libres, lo cual disminuye los incentivos para la integración vertical como forma de reducción de volatilidad en los precios.

La integración horizontal, por otra parte, debiese tender a ser mas frecuente debido a los altos costos fijos asociados tanto a la fase de exploración como de explotación, los cuales tienen un componente de recursos humanos y técnicos altamente especializado, por lo que existe el potencial para hacer uso de dicha sinergia gracias a la integración horizontal; de hecho, las concesiones de geotermia han tendido a concentrarse en pocos actores.

En virtud de lo anterior, el nivel de rivalidad actual de la industria es bajo debido a que, pese a ser una industria con dimensiones limitadas por la naturaleza, aun posee un amplio margen de crecimiento en relación a la situación actual.

Proveedores

Dependiendo de la amplitud de la definición de la industria en análisis, hay actores que podrían ser considerados como proveedores o bien ser incluidos como participantes de la industria. En este caso se ha incluido dentro de la industria desde los actores involucrados en la exploración, por tanto los proveedores para la industria geotérmica así definida se reducen a los suministradores de capital humano, físico y financiero necesario para la realización de los distintos roles dentro de la industria. A pesar que los recursos requeridos son altamente especializados, su disponibilidad no esta forzosamente limitada, mas aun debido a la posibilidad de contar con proveedores nacionales y extranjeros. Es por esto que el poder de negociación de los proveedores es medio.

Una definición alternativa de industria, en la cual solo se incluyera a los actores involucrados en la generación de electricidad y/o utilización del fluido geotermal, tendría como proveedores adicionales a los ya mencionados a los actores asociados a la exploración y a la explotación de la fuente geotérmica. Bajo este escenario alternativo el poder de negociación de los proveedores aumenta significativamente ya que constituyen suministros muy escasos críticos y para el desarrollo geotérmico posterior. Adicionalmente, estos actores cuentan con la posibilidad de integrarse hacia delante, lo cual mejora aun mas su posición negociadora.

Compradores

La energía geotérmica puede ser vendida en tres posibles mercados: mercado spot o de transferencias entre generadores coordinado por el CDEC respectivo, mercado de clientes libres, y mercado de clientes regulados. Adicionalmente el fluido geotermal puede ser vendido para diversos usos, los cuales aumentan el número de compradores para esta industria.

La obligación ad-ventas de que parte de la energía suministrada sea generada por fuentes de energía renovable y no convencionales, sumado a la bajísima oferta actual de energías de este tipo, hace que actualmente y previsiblemente en el corto-mediano plazo, el poder de negociación de los compradores sea casi nulo. Esto equivale a considerar una demanda absolutamente inelástica que permite desarrollar proyectos que en otras circunstancias podrían no haber sido rentables.

Sustitutos

Los sustitutos de la energía geotérmica son las energías renovables no convencionales, tales como la hidráulica de pequeña escala, la solar, la eólica, la mareomotriz, y ciertas biomásas.

Uno de los aspectos claves de estos sustitutos, y que aun se encuentra en desarrollo, es el avance tecnológico que permite reducir los costos de estas energías alternativas. Existen avances que aun se encuentran en fase de prototipo, y existen otros mas avanzados como el caso de la energía eólica. Este aspecto es relevante ya que la energía geotérmica no ha experimentado un desarrollo tecnológico importante en los últimos años, por lo que sus costos han permanecido estables durante la última década.

Pese a esta aparente desventaja, la geotermia posee otras ventajas comparativas que hacen que la amenaza por parte de los productos sustitutos solo sea moderada; por una parte esta la alta confiabilidad que presenta en el suministro de manera independiente del clima; otro aspecto son los problemas de acceso a tecnologías maduras y a suficientes proveedores para el desarrollo de algunas de estas energías alternativas; y finalmente existen algunas ventajas comparativas en términos de aspectos técnicos de operación y de impacto medioambiental a considerar.