



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DE COMPLEMENTARIEDAD ECONÓMICA Y TÉCNICA DE
LA GEOTERMIA Y LA ENERGÍA SOLAR

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

PABLO ANDRÉS GUZMÁN PEZOA

PROFESOR GUÍA:

LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

MARCELO MATUS ACUÑA

PATRICIO GOYENECHÉ ROJAS

SANTIAGO DE CHILE

2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico

POR: Pablo Andrés Guzmán Pezoa

FECHA: Enero 2018

PROF. GUÍA: Luis Vargas Díaz

ANÁLISIS DE COMPLEMENTARIEDAD ECONÓMICA Y TÉCNICA DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA Y LA ENERGÍA SOLAR

Los actuales niveles de crecimiento de la demanda energética del mundo y los efectos del cambio climático impulsan nuevos desafíos para la comunidad global. Con el estado actual de alta dependencia de combustibles fósiles y el daño que ello significa para nuestro entorno es de suma importancia buscar nuevas formas de energía más amables con el medio ambiente.

Esta realidad motiva un creciente esfuerzo por cambiar nuestra actual matriz energética por una con mayor participación de energías renovables. Para avanzar en esta transición, es necesario explorar nuevos proyectos de generación renovable que sean viables y capaces de enfrentar las dificultades de nuestro plano local.

A medida que las tecnologías de generación son investigadas, se ha observado una complementariedad muy interesante entre la energía solar termal y la generación geotérmica. Ambas tecnologías operan en base a un ciclo termodinámico para producir energía y al operar juntas aumentan su eficiencia operacional frente a cambios en la temperatura ambiente. Si a esto sumamos los beneficios de compartir infraestructura, capacidad de transmisión y capital humano, la complementariedad solar-geotérmica resulta una alternativa atractiva de explorar.

El objetivo principal de esta memoria es analizar la factibilidad de instalar una planta híbrida solar-geotérmica en Chile y simular su operación económica en el mercado eléctrico, de manera de determinar la viabilidad del proyecto.

Para ello se analizan 6 casos de estudio correspondientes a la instalación de plantas geotérmicas, híbridas de tipo solar PV-geotérmica, y CSP-geotérmica ubicadas en la zona norte y sur del país. Se calcula la generación anual de energía para cada escenario, basándose en datos climáticos, perfiles de generación, investigaciones recientes y simulaciones. Posteriormente se calculan los ingresos y costos durante la vida útil del proyecto, para realizar una evaluación económica para cada escenario de estudio.

Como resultado, en cualquiera de los 6 escenarios y considerando venta de energía al precio de costo marginal de la barra, ni los proyectos geotérmicos ni los proyectos híbridos son rentables. Sin embargo, a medida que se instala capacidad de generación solar fotovoltaica en una planta híbrida se obtiene un mejor valor actual neto del proyecto comparado con una planta geotérmica de igual capacidad en similares condiciones.

A mi familia.

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a quienes contribuyeron directamente con el desarrollo de esta memoria. A mis compañeros tesisistas Tomás González, Mauricio Gutiérrez y Luciano Silva con quienes me embarqué a la par en este desafío de buscar nuevos horizontes para la energía geotérmica y con quienes compartí las dificultades que ello significa. A mis profesores guías Luis Vargas, Marcelo Matus y Patricio Goyeneche, quienes me ayudaron con todas las dudas que les planteé y fueron claridad en momentos que no había rumbo, en particular quiero agradecer a Patricio por su preocupación a nivel humano y enorme disposición a resolver cada duda en el tramo final.

También quiero agradecer personalmente a las secretarias del departamento Alicia y Bernardita, que con sus gestiones, recordatorios, llamadas, favores y reuniones me ayudaron a cumplir con los hitos de la memoria. Un agradecimiento muy especial al profesor Andrés Caba, coordinador del curso de trabajo de título, que me dio todo su apoyo en el momento de realizarme la operación a la vista y cuyo respaldo en ese difícil momento me permitió entregar a pesar de ello esta memoria.

A mis amigos de la Universidad, de los cuales muy orgullosamente puedo decir que me han acompañado estos 7 años y que hicieron de todo este tiempo juntos el tesoro más grande. Sin ustedes haber pasado por este lugar sería una experiencia estéril y vacía. Con ustedes crecí, estudié, compartí, disfruté, reí y pretendo seguir muchos años así. Gracias totales a Víctor, Sebastián, Taky, Héctor, Juanfe, Andrés, Blade, Caterina, Erick, Esteban, Ocho, Felipe, Martín, Patrickson, Varas, Pablo, Tomás, Andrea, Valentina, Cueto, Luz, Rodrigo, Patricia, David, Gustavo, Sebastián y muchos más.

Por último y de manera muy especial, a mis padres Claudia Pezoa y Nelson Guzmán que creyeron en mí desde siempre y que sin ellos nada sería posible. Y también a mis queridos hermanos Sebastián y Benjamín, compañeros de toda la vida.

Tabla de contenido

Agradecimientos	iii
Tabla de contenido	iv
Índice de figuras	vi
1. Introducción	1
Motivación	1
Objetivos	1
Alcances	1
2. Antecedentes	2
Sistema Eléctrico Nacional	2
Energía geotérmica	3
Sistemas geotérmicos	3
Geotermia en Chile	5
Tecnologías de generación en plantas geotérmicas	8
Dry steam (vapor seco)	8
Single Flash (evaporación súbita)	9
Double flash (vaporización súbita doble)	10
Ciclo Binario (Organic Rankine Cycle)	10
EGS (sistema geotérmico mejorado)	11
Fluctuaciones de la energía geotérmica y la temperatura ambiente	12
Energía solar	14
Generación fotovoltaica	14
Concentración solar (CSP)	16
Planta CSP de cilindros parabólicos	17
Plantas híbridas	19
Esquemas de hibridación	21
Estado del arte	21

Planta híbrida de Nevada	23
3. Metodología	26
Evaluación técnica	26
Evaluación económica	26
Selección del lugar	26
Datos climáticos	27
Radiación	28
Temperatura	28
Perfiles de generación	29
Geotermia	30
Solar fotovoltaico	31
Concentración solar (CSP)	32
Caso de estudio	35
Producción de energía	36
Costos marginales	36
Ingresos por venta de energía	37
Ingresos por venta de potencia	38
Costos	40
Costos de inversión	41
Geotermia	41
Generación solar fotovoltaica	41
Solar CSP	42
Costos de operación y mantenimiento	43
Costos variables	44
Cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE)	44
Flujos de caja y valor actual neto	45
4. Resultados y análisis	47
Resultados técnicos	47

Resultados económicos	53
Análisis de sensibilidad	57
5. Conclusiones	60
6. Bibliografía	61

Índice de figuras

Figura 1. Capacidad instalada de generación en SING y SIC.	2
Figura 2. Regiones de alto flujo de calor y actividad geotérmica.	4
Figura 3. Campo geotérmico típico.	4
Figura 4. Mapa de favorabilidad geotérmica. Fuente [6].	6
Figura 5. Escenario de proyectos geotérmicos en operación hasta 2030. Fuente: Mesa de Geotermia.	6
Figura 6. Escenarios de Capex unitario. Fuente: Mesa de Geotermia.	7
Figura 7. Escenario de LCOE para plantas geotérmicas en Chile. Fuente: Mesa de Geotermia.	8
Figura 8. Esquema de una planta geotérmica simple con separador.	8
Figura 9. Esquema de una planta geotérmica de vapor seco.	9
Figura 10. Esquema de una central geotérmica single flash.	9
Figura 11. Esquema de planta geotérmica double flash.	10
Figura 12. Esquema de planta geotérmica binaria.	11
Figura 13. Esquema de un sistema geotérmico mejorado.	11
Figura 14. Potencia normalizada y eficiencia termal versus temperatura ambiente con y sin energía solar termal. Fuente [12].	12
Figura 15. Salida neta de potencia para los ciclos single flash y double flash en Imperial Valley, CA. Fuente [9].	13
Figura 16. Eficiencia típica de planta ORC refrigerada con aire con respecto a la temperatura ambiente. Fuente [11].	13
Figura 17. GK GEPP variación de potencia anual. Fuente [11].	14
Figura 18. Juntura N-P.	15
Figura 19. Arreglo de paneles en planta de generación fotovoltaica.	15
Figura 20. Regiones apropiadas para CSP.	16
Figura 21. Tecnologías de concentración solar: linear Fresnel (izquierda), torre de concentración (derecha) y cilindros parabólicos (abajo).	17
Figura 22. Componentes del colector solar.	18
Figura 23. Planta CSP de cilindros parabólicos con almacenamiento y respaldo con	

combustibles fósiles.....	18
Figura 24. Esquema de planta híbrida fotovoltaica-geotermal.....	20
Figura 25. Esquemas de integración para hibridación CSP-geotermal.	21
Figura 26. Producción de electricidad simulada para una planta híbrida en Renmark versus demanda eléctrica del sur de Australia. Fuente: [18].	22
Figura 27. Generación geotérmica y solar calculada con simulación hora a hora para los sitios seleccionados. Fuente: [19].	23
Figura 28. Producción neta para generación geotérmica y solar PV en día típico de primavera. Fuente: [21].	24
Figura 29. Esquema simplificado de la planta híbrida CSP-geotermal. Fuente: [5].	24
Figura 30. Vista aérea de la planta híbrida PV-CSP-geotermal Stillwater, en Nevada.....	25
Figura 31. Estaciones meteorológicas en la región de Antofagasta y del Bío Bío. Fuente: Meteochile.	27
Figura 32. Promedio mensual de radiación global horizontal.	28
Figura 33. Promedio mensual de temperatura ambiente.	29
Figura 34. Potencia neta versus temperatura ambiente y línea de tendencia.	30
Figura 35. Ventanilla Location and Resource de la simulación en SAM.....	33
Figura 36. Promedio anual de costos marginales del sistema hasta 2050.	37
Figura 37. Evolución del precio de nudo de corto plazo 2007-2017. Fuente: CNE.....	38
Figura 38. Perfil de generación geotérmica para día típico de enero y julio en zona norte (escenario 1).	47
Figura 39. Perfil de generación geotérmica para día típico de enero y julio en zona sur (escenario 2).....	48
Figura 40. Efecto estacional de la temperatura ambiente en la energía geotérmica.....	48
Figura 41. Generación fotovoltaica, CSP y radiación en zona norte (escenarios 3 y 5).	49
Figura 42. Generación fotovoltaica, CSP y radiación en zona sur (escenarios 4 y 6).....	49
Figura 43. Producción de energía anual para cada escenario.	50
Figura 44. Producción de energía para escenarios de la zona norte y zona sur.....	50
Figura 45. Perfil diario de generación para planta híbrida solar PV-geotermal y caso base....	51
Figura 46. Generación geotérmica con y sin integración CSP para zona norte (escenario5)...	51
Figura 47. Generación geotérmica con y sin integración CSP para zona sur (escenario 6)....	52
Figura 48. Producción de energía para híbrido solar PV-geotérmico (escenario 3).....	52
Figura 49. Producción de energía para híbrido CSP-geotermal (escenario 5).	53
Figura 50. Costos de inversión para cada escenario.	53
Figura 51. Partida de costos de proyecto fotovoltaico. Fuente: Proyorsa Energía.	54
Figura 52. Partida de costos de proyecto fotovoltaico. Fuente: Proyorsa Energía.	54
Figura 53. Costo unitario de inversión referencial y para planta híbrida.	55
Figura 54. Costo nivelado de la energía (LCOE) para cada escenario.....	56
Figura 55. Valor actual neto calculado para cada escenario.....	56
Figura 56. Valor actual neto para casos de sensibilidad en la zona norte.	58

Figura 57. Efecto de instalar capacidad solar PV en el costo de desarrollo.	58
Figura 58. Efecto de instalar capacidad solar CSP en el costo de desarrollo.	59

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen de la capacidad instalada en construcción y licitada del SEN.	3
Tabla 2. Clasificación de los recursos geotermales en °C según autor.	5
Tabla 3. Concesiones de exploración geotérmica en Chile. Fuente: SERNAGEOMIN.	26
Tabla 4. Coordenadas geográficas de estaciones meteorológicas.	27
Tabla 5. Promedio mensual de radiación global horizontal.	28
Tabla 6. Promedio mensual de temperatura.	29
Tabla 7. Perfil de generación geotérmico para Toconao.	30
Tabla 8. Perfil de generación geotérmico para Termas de Chillán.	31
Tabla 9. Perfil de generación geotérmico con hibridación CSP para Toconao.	31
Tabla 10. Perfil de generación geotérmico con hibridación CSP para Termas de Chillán.	31
Tabla 11. Perfil de generación solar fotovoltaica para Toconao.	32
Tabla 12. Perfil de generación solar fotovoltaica para Termas de Chillán.	32
Tabla 13. Parámetros para simulación en SAM de ventanilla Solar Field.	34
Tabla 14. Parámetros para simulación en SAM de ventanilla Power Cycle.	34
Tabla 15. Perfil de generación CSP para Toconao.	35
Tabla 16. Perfil de generación para Termas de Chillán.	35
Tabla 17. Casos de estudio y capacidad instalada por tecnología.	35
Tabla 18. Ejemplo de bloques del modelo PLP, primeras 5 filas.	37
Tabla 19. Asignación horaria de los bloques de modelación PLP.	38
Tabla 20. Potencia de suficiencia estimada para los distintos escenarios.	39
Tabla 21. Escenarios de análisis para Capex geotérmico alto. Fuente: Mesa de Geotermia.	41
Tabla 22. Partidas de costo no consideradas en híbrido solar PV (escenarios 3 y 4).	42
Tabla 23. Partidas de costo no consideradas en híbrido CSP (escenarios 5 y 6).	43
Tabla 24. Costos de operación y mantenimiento por tecnología. Fuente: CNE.	43
Tabla 25. Costos variables no combustibles por tecnología. Fuente: CNE.	44
Tabla 26. Ejemplo de flujo de caja operacional después de impuestos. Fuente [123].	46
Tabla 27. Costo nivelado de la energía (LCOE) para cada escenario en estudio.	55
Tabla 28. Escenarios en estudio ordenados por valor actual neto.	57

1. Introducción

Motivación

La memoria está motivada por la dificultad en la entrada al sistema de centrales geotérmicas. Esto se debe a distintos factores como legislativos, las dificultades en exploración, altos costos de inversión, falta de capital, altos costos de desarrollo, etc. La estrategia de hibridar plantas geotérmicas busca en primer lugar explorar nuevas ventajas competitivas y también reducir los costos nivelados de la electricidad, con el objetivo de hacer los proyectos geotérmicos más atractivos para los inversionistas.

Objetivos

El objetivo principal de la memoria es analizar la factibilidad de instalar una planta híbrida solar-geotérmica en Chile, simulando su operación económica en el mercado eléctrico, de manera de determinar la viabilidad del proyecto. Para el cumplimiento de lo anterior se tienen los siguientes objetivos específicos:

- Recopilar información relativa a plantas híbridas solar-geotermal existentes en el mundo.
- Identificar zonas del país abundantes en ambos recursos.
- Analizar y caracterizar distintos niveles de hibridación y tipos de plantas híbridas.
- Modelar la generación de energía de la planta híbrida, basado en perfiles de generación existentes e investigaciones.
- Analizar la operación de la planta y determinar la viabilidad económica del proyecto.

Alcances

Las plantas híbridas a estudiar son solamente plantas híbridas de tipo geotermia con generación solar fotovoltaica y geotermia con concentración solar.

Para estudiar la factibilidad de este tipo de planta en Chile, se reduce a 2 ubicaciones en estudio, una representativa de la zona norte del país (17° - 28° S) y otra representativa de la zona sur (33° - 46° S).

La operación de la planta se estima desde un punto de vista de generación eléctrica, mediante la creación de perfiles de generación para cada caso. Por ello no se considera ningún cálculo o estimación de la generación desde el punto de vista de los elementos termodinámicos de la planta.

El análisis económico que se realizará considera que el proyecto entra en operación durante el año 2017, dado que lo que se busca es poder comparar 3 tecnologías de generación entre sí y no determinar en qué momento es mejor invertir y construirlas.

Los costos marginales futuros que se utilizarán en el análisis corresponden a la proyección realizada por el Centro de Energía, que se deriva de un modelo simplificado del sistema eléctrico chileno que no considera congestiones.

2. Antecedentes

Sistema Eléctrico Nacional

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de centrales eléctricas de generación, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica. Su función es abastecer a todos los usuarios de manera económica, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad.

En Chile existen 3 sistemas eléctricos: el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM), el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De los tres, el Sistema Eléctrico Nacional es el más relevante, ya que concentra más del 99% de la capacidad de generación instalada y abarca el territorio nacional desde Arica hasta Chiloé. El SEN se conformó recientemente, el 21 de noviembre de 2017, gracias a la interconexión de los dos sistemas más importantes del país que eran el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC).

La capacidad instalada del SING a octubre de 2017 alcanza los 5.915 MW, de los cuales 84,1% es proveído por centrales termoeléctricas. Por otro lado, la capacidad instalada del SIC alcanza los 17.673 MW, de los cuales el 38% corresponde a centrales hidroeléctricas y el 46,8% corresponde a centrales térmicas [1]. Esto caracteriza un sistema con una matriz de generación principalmente térmica en la zona norte e hidro-térmica en la zona centro-sur, a la cual se han integrado proyectos eólicos y fotovoltaicos los últimos años.

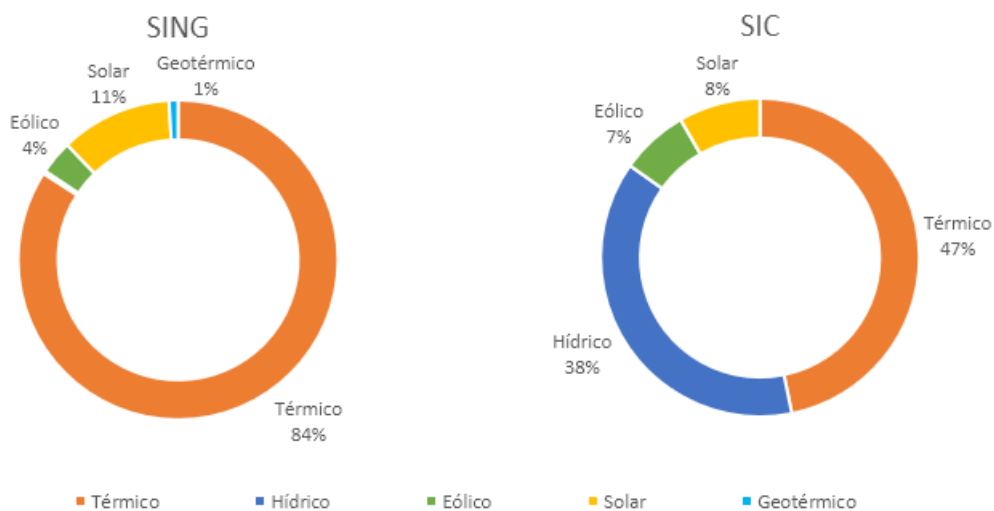


Figura 1. Capacidad instalada de generación en SING y SIC.

Según los datos obtenidos de la Comisión Nacional de Energía (CNE), se encuentran actualmente en construcción 3.117 MW de capacidad de generación, de los cuales destacan la entrada de 987 MW de centrales hidráulicas de pasada y licitaciones adjudicadas correspondientes a 2.405 MW eólicos y 579 MW en proyectos fotovoltaicos [2]. La tendencia es que la participación de generación en base a energías renovables aumente, como ha ocurrido los últimos años.

Tabla 1. Resumen de la capacidad instalada en construcción y licitada del SEN.

Tecnología	En construcción [MW]	Licitaciones [MW]
Carbón	375	
Diesel	16	
Eólica terrestre	492	2.405
GNL-Ciclo Abierto	83	
GNL-Ciclo	201	
Combinado		
Pasada [<20MW]	107	
Pasada [>20MW]	987	
Solar CSP Torre	110	
Solar FV 1 eje	749	579
Total	3.117	2.984

Energía geotérmica

El término energía geotérmica se refiere a toda forma de calor que se genera o almacena en el interior de la tierra. Desde un punto de vista geológico, la energía geotérmica se puede manifestar en forma de volcanes, ríos de lava, géiseres, fumarolas, termas y otros fenómenos indicativos de su presencia. Sin embargo, en el contexto de la ingeniería se entiende por energía geotérmica a la porción de dicha energía que puede, o podría, ser extraída y aprovechada por el hombre [3].

La energía geotérmica se clasifica usualmente como renovable y sostenible. Renovable describe una característica del recurso, mientras que sostenible se refiere a la manera en que el recurso es utilizado. Los sistemas geotermales naturales se recargan de energía mediante la advección de agua termal en la misma escala de tiempo en que se extrae energía de la fuente, por lo tanto, es posible clasificar la energía geotérmica como un recurso renovable [3].

Entre otras formas de energía renovable (solar, eólica, biomasa, hidráulica, mareomotriz) la energía geotérmica es deseable ya que se considera de alta densidad energética y está disponible de manera continua, a diferencia de la energía solar, por ejemplo. Pero, a diferencia de recursos como el petróleo, el gas o el carbón, la energía geotérmica no puede ser exportada o transportada por largas distancias. Debe ser explotada *in situ* para usar su calor de manera directa o bien para generar electricidad [4].

Sistemas geotérmicos

Los sistemas geotermales se concentran en los límites de las placas tectónicas (ver Figura 2). Se ha observado una fuerte correlación entre la disponibilidad del recurso y lugares con actividad volcánica, altos flujos de calor y regímenes de estrés geológico que favorecen el desarrollo de estos sistemas [5]. Existe, por ejemplo, concentración de actividad volcánica y campos geotérmicos alrededor de los márgenes del océano Pacífico a lo largo de una serie de límites de placas convergentes, lo que se conoce como Anillo de Fuego del Pacífico.

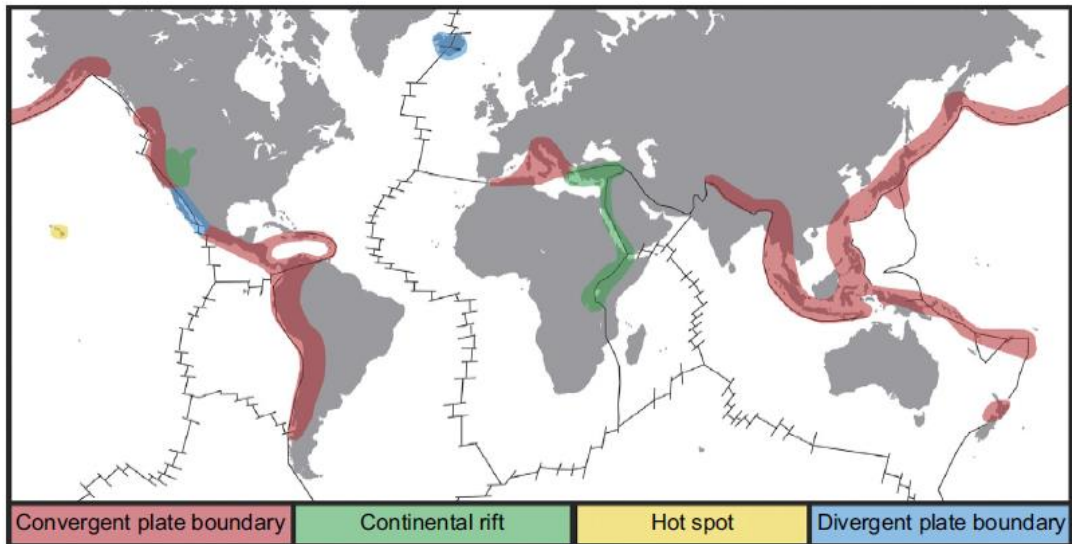


Figura 2. Regiones de alto flujo de calor y actividad geotérmica.

En la Figura 3 se muestra un campo geotérmico típico. Partiendo desde el centro de la tierra se encuentra el magma que está más cercano a la superficie. Éste se solidifica formando roca ígnea o un lecho de roca impermeable. El magma calienta la roca ígnea por conducción, la cual a su vez calienta el agua presente en la roca permeable y el reservorio de agua. El reservorio está tapado por un manto de roca impermeable que puede tener fisuras naturales que formen géiseres, fumarolas o termas; o bien puede ser atravesado de manera artificial por un pozo de producción de una planta geotérmica. Posteriormente el fluido ya enfriado se puede retornar a través de un pozo de reinyección [4].

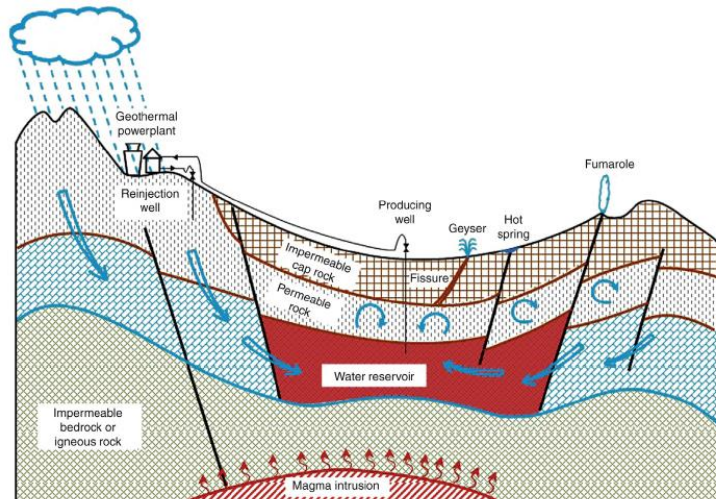


Figura 3. Campo geotérmico típico.

El criterio más común para clasificar a los recursos geotérmicos se basa en la entalpía de los fluidos geotérmicos que transportan el calor desde el lecho de roca caliente hasta la superficie. La entalpía, que puede considerarse en alguna medida proporcional a la temperatura, se usa para expresar el contenido de calor (energía térmica) de los fluidos y da una idea aproximada de su valor. Los recursos pueden dividirse de acuerdo a varios autores (ver Tabla

2) en recursos de baja, media o alta entalpía, sin embargo, es necesario especificar en cada ocasión el rango de temperatura utilizado para evitar ambigüedades.

Tabla 2. Clasificación de los recursos geotermales en °C según autor.

	Muffler y Cataldi (1978)	Hochstein (1990)	Bederitter y Cormy (1990)	Nicholson (1993)
Recursos de baja entalpía	< 90	< 125	< 100	=150
Recurso de media entalpía	90 – 150	125 – 225	100 – 200	-
Recursos de alta entalpía	> 150	> 225	> 200	> 150

En algunos campos geotérmicos, el recurso puede ser principalmente vapor, mientras que en otros puede estar compuesto en su mayoría por agua o incluso no contener agua en absoluto y tratarse de roca seca caliente (*hot dry rock* en inglés, o bien, HDR). Por lo tanto, de acuerdo con la fuente de energía, los recursos geotérmicos se pueden dividir en hidrotermales, geopresurizados y petrotermales [4].

Los sistemas hidrotermales son aquellos en que el agua es calentada por la roca caliente. Si el agua se calienta creando principalmente vapor se le llama un sistema dominado por vapor, pero si la mayoría del agua se mantiene en estado líquido entonces se le denomina sistema dominado por líquido [4].

Los sistemas geopresurizados contienen agua en reservorios de gran profundidad (entre 2.000 y 9.000 metros), con baja temperatura (cerca de 160°C) y alta presión (mayor a 1000 bar). Tiene una salinidad del 4-10% y está altamente saturada con gas natural, mayormente metano. El metano puede ser combustionado para generar energía eléctrica, mientras que el calor del agua también puede ser utilizado para generar electricidad [4].

Los sistemas petrotermales son aquellos sin agua de forma natural. La fuente de calor se encuentra en forma de roca seca caliente (HDR). El calor puede ser extraído bombeando agua al interior de la roca fracturada. El vapor generado de esta manera puede ser usado para generar electricidad [4].

Geotermia en Chile

Los recursos geotérmicos en la zona de los Andes chilenos aparecen en estrecha relación espacial con la actividad volcánica, debido a la convergencia de las placas tectónicas de Nazca y Sudamericana. Chile es parte del Anillo de Fuego del Pacífico, por lo que se pueden encontrar una gran cantidad de recursos y energía térmica. Tiene más del 15% de los volcanes activos y latentes del mundo, ubicados en una cadena continua de más de 4000 km de largo [6].

El país cuenta con más de 300 zonas geotermales a lo largo de la cordillera de los Andes que están asociadas a volcanismo. Las zonas principales se encuentran en el extremo norte (17°-28°S) y en la zona centro-sur (33°-46°S). Algunas de estas zonas comprenden un área extensa y exhiben una considerable cantidad de manifestaciones hidrotermales en las rocas adyacentes al sistema geotérmico [6]. El mapa de la Figura 4 muestra las zonas más favorables para los

sistemas geotermales y las que se encuentran en exploración actualmente.

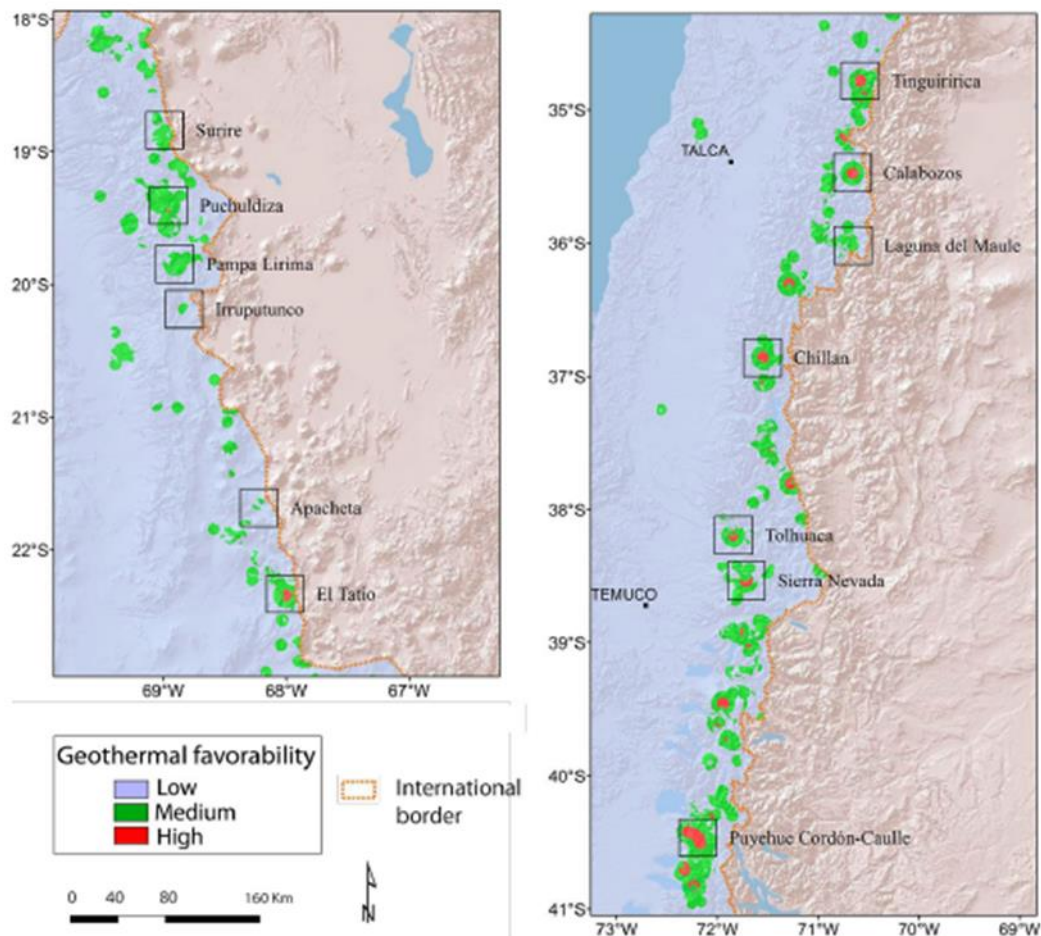


Figura 4. Mapa de favorabilidad geotérmica. Fuente [6].

Evaluaciones preliminares del potencial geotérmico bruto de las zonas geotermales-volcánicas del norte y centro-sur del país arrojan un valor de 16.000 MW para a lo menos 50 años de fluidos geotérmicos con temperaturas por sobre los 150°C, y ubicado a menos de 3.000 metros de profundidad [7]. Sin embargo, el potencial estimado de geotermia para producción de electricidad está entre los 1.500 a 3.600 MW [8]. La Mesa de Geotermia proyecta un total de 1.496 MW de capacidad geotérmica instalada considerando todos los proyectos que podrían entrar en operación hasta el año 2030 [10].

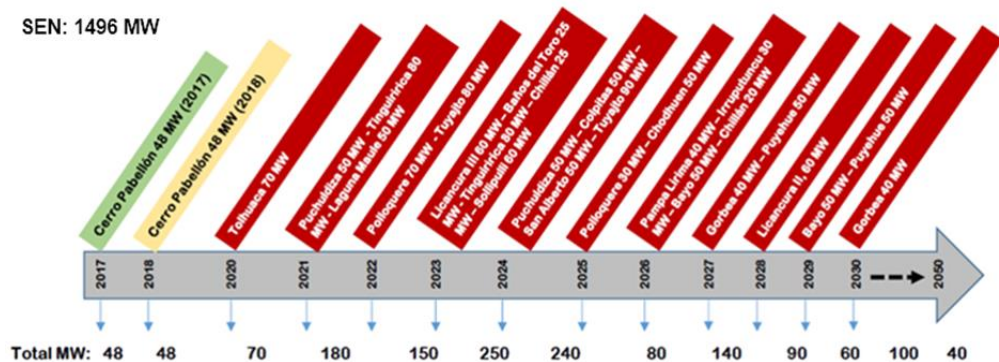


Figura 5. Escenario de proyectos geotérmicos en operación hasta 2030. Fuente: Mesa de

Geotermia.

Actualmente en Chile se ha instalado la única planta geotérmica de Sudamérica. El proyecto Cerro Pabellón, ubicado en la región de Antofagasta, contempla la operación de una planta binaria de 48 MW, separados en dos unidades. Se estima que la generación inicial sea de 380.000 MWh [8].

La Mesa de Geotermia, instancia público-privada en donde participan representantes de toda la industria geotérmica nacional, ha publicado los costos de inversión (CAPEX) y costos de desarrollo (LCOE) estimados para distintos escenarios en plantas de 20, 50 y 100 MW. Del punto de vista de los escenarios de CAPEX resultantes, estos se ordenan por alto, medio y bajo [10]:

- Capex bajo: Escenario en donde se consideran los costos unitarios más bajos y las unidades que hacen el proyecto menos costoso en el resto de las variables. Es decir, productividad de los pozos de 10 MW, profundidad de 1.500 metros, distancia al sistema de transmisión de 25 km, y costos unitarios bajos.
- Capex medio: Escenario donde se consideran los valores de referencia, acordados en la Mesa de Geotermia, para cada planta. Es decir, productividad de pozos de 6,8 MW, distancia al sistema de transmisión de 25 km en el norte y 80 km en el sur, y costos unitarios medios.
- Capex alto: Escenario donde se consideran los costos unitarios más altos y las unidades que hacen el proyecto más costoso en el resto de las variables. Es decir, productividad de pozos de 5 MW, profundidad de pozos de 2.500 metros, distancia al sistema de transmisión de 80 km y costos unitarios altos.

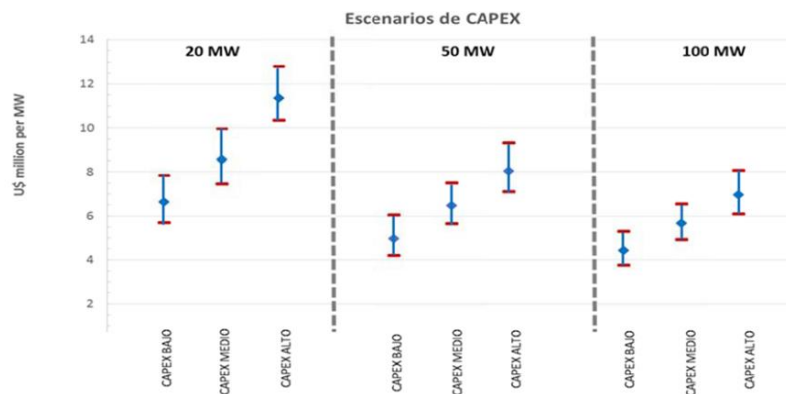


Figura 6. Escenarios de Capex unitario. Fuente: Mesa de Geotermia.

Con esta información de costos de inversión y considerando tres tasas de descuento (8%, 10% y 12%) se construyeron los escenarios de LCOE. En la metodología utilizada no han sido considerados los ingresos por potencia ni el valor residual de los pozos al final de la vida útil del proyecto, ya que esos temas se abordan por separado.

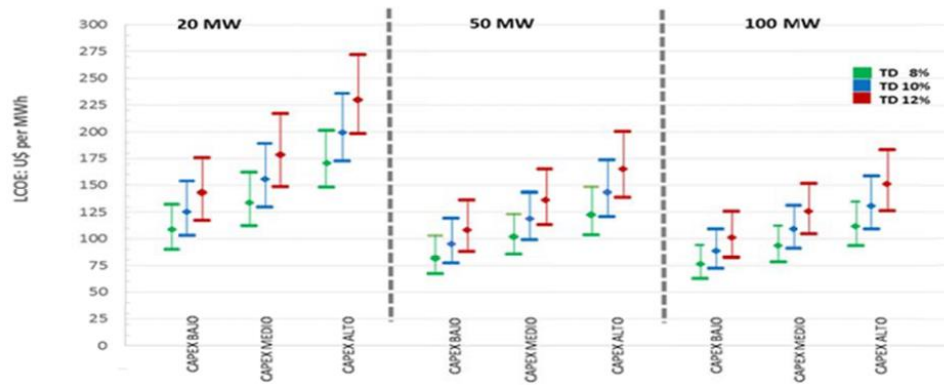


Figura 7. Escenario de LCOE para plantas geotérmicas en Chile. Fuente: Mesa de Geotermia.

Tecnologías de generación en plantas geotérmicas

En su forma más simple, el vapor extraído del pozo geotérmico puede expandirse directamente al interior de una turbina, la cual a su vez hará girar un generador para producir electricidad. Sin embargo, la baja calidad del vapor y la presencia de impurezas hacen que no sea posible inyectarlo directamente. En la práctica se utiliza un separador cerca del pozo para retirar las gotas de agua e impurezas presentes en él (ver Figura 8)

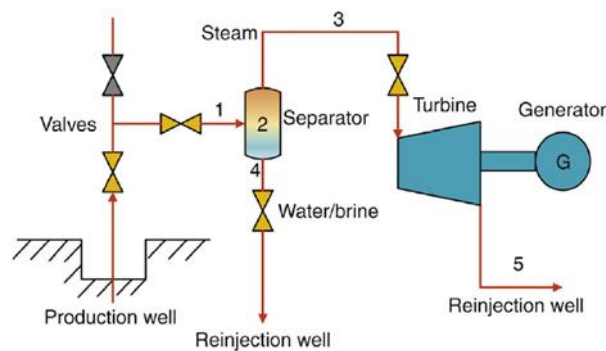


Figura 8. Esquema de una planta geotérmica simple con separador.

Dry steam (vapor seco)

Si el vapor disponible para mover la turbina está seco, el vapor se puede inyectar directamente a la turbina. Además, para obtener una mayor caída de entalpía (y por tanto mayor potencia) se puede añadir un condensador para disminuir la presión a la salida de la turbina. Para ello se necesita una torre de enfriamiento para disminuir la temperatura, y en consecuencia

la presión, del condensador [4].

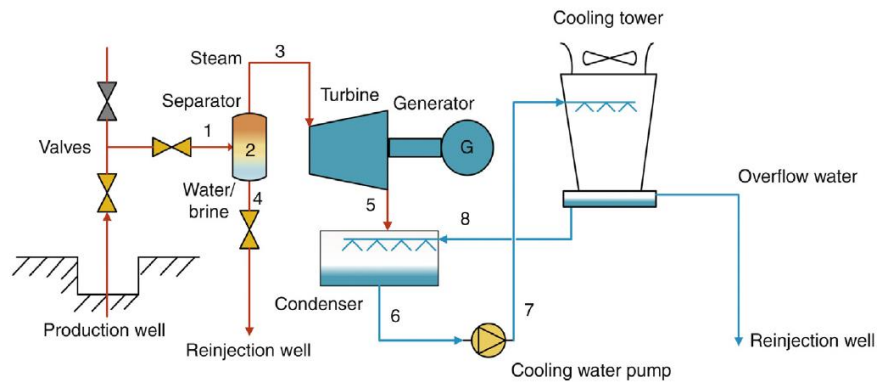


Figura 9. Esquema de una planta geotérmica de vapor seco.

Este tipo de centrales son técnicamente más simples y menos costosas que aquellas que utilizan tecnologías de vaporización, debido al uso directo del vapor y a que no deben lidiar con la salmuera que extraen dichas centrales. Sin embargo, las centrales *dry steam* deben ser instaladas en depósitos naturales dominados por vapor con una baja proporción de agua. El 26% de las centrales geotérmicas instaladas en el mundo emplean tecnología de vapor seco [3].

Single Flash (evaporación súbita)

Cuando el vapor es de baja calidad, y se compone mayoritariamente por agua, no puede ser inyectado directamente dado que las gotas de agua acortarían la vida útil de la turbina. Para evitar esto, el fluido es llevado a un pozo de producción que está a una presión más baja que la del fluido, lo que provoca que la proporción de agua del fluido se evapore rápidamente (*flashing*). Esto produce vapor seco que puede ser separado e inyectado a la turbina, mientras que el agua saturada puede pasar al pozo de reinyección [4].

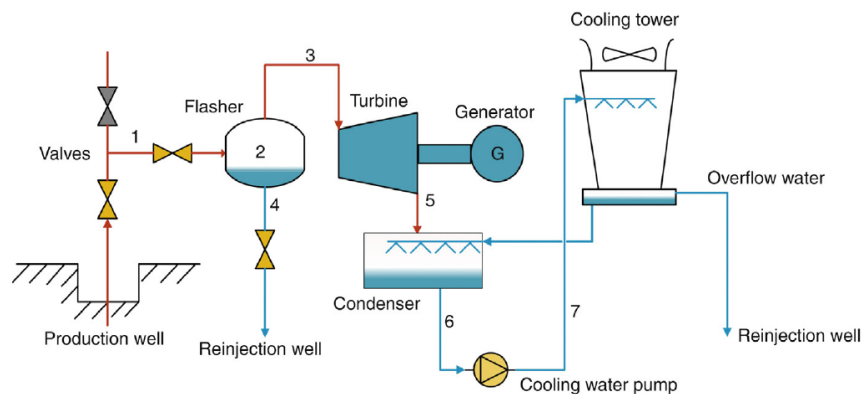


Figura 10. Esquema de una central geotérmica single flash.

Las centrales *single flash* son el tipo de tecnología más utilizada para la generación de electricidad, concentrando el 40% de la capacidad instalada en geotermia en el mundo [5]. Es además la manera más sencilla de obtener electricidad cuando el fluido geotérmico es una mezcla de vapor y líquido, sin embargo, está condicionada a reservorios de temperatura elevada.

Double flash (vaporización súbita doble)

Cuando el vapor de baja calidad está sometido a presiones suficientemente altas, entonces puede ser *flasheado* dos veces. El agua saturada producto del primer proceso flash a su vez puede ser flasheada nuevamente. Así, el vapor seco producto del primer *flash* alimenta a una turbina de alta presión, mientras que el vapor producto del segundo *flash* se puede inyectar a una turbina de baja presión [4].

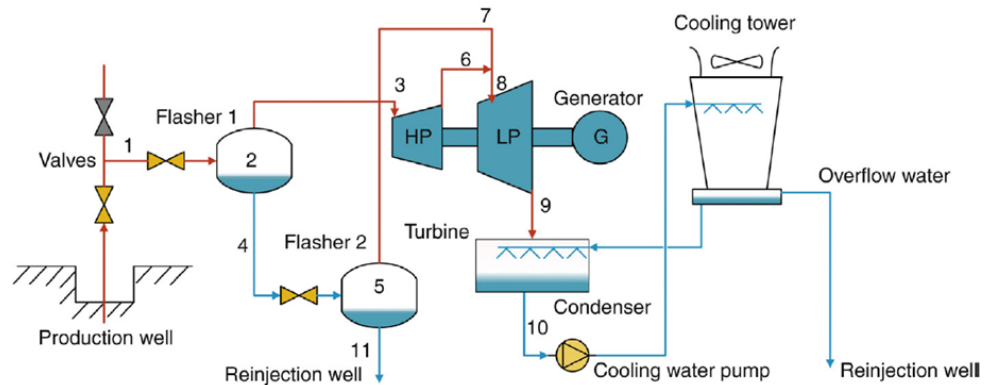


Figura 11. Esquema de planta geotérmica double flash.

Al utilizar ambas turbinas en conjunto es posible hacer girar el generador produciendo una mayor potencia. Las plantas *double flash* son capaces de generar entre un 15-25% más de energía de un geofluido que una planta *single flash*, en las mismas condiciones [5]. Por lo tanto, generan más electricidad a expensas de contar con un sistema más complicado.

Ciclo Binario (Organic Rankine Cycle)

Si la temperatura del vapor no es suficientemente alta (menor a 200°C), entonces usualmente el vapor no es económicamente factible de usar para alimentar una turbina. En lugar de eso, el vapor, agua o salmuera extraído puede ser utilizado para calentar un fluido secundario que tenga un punto de ebullición más bajo (un fluido orgánico) como por ejemplo propano o butano.

Una vez que el agua o vapor haya intercambiado su calor se reinyecta al reservorio, mientras que el fluido secundario entra en un ciclo binario (conocido en inglés como Organic Rankine Cycle, o bien ORC) para generar potencia en una turbina orgánica. Dicha turbina es por lo general más pequeña que una turbina a vapor, a igual capacidad. En el condensador, el

fluido de trabajo puede ser enfriado utilizando refrigeración por aire o por agua.

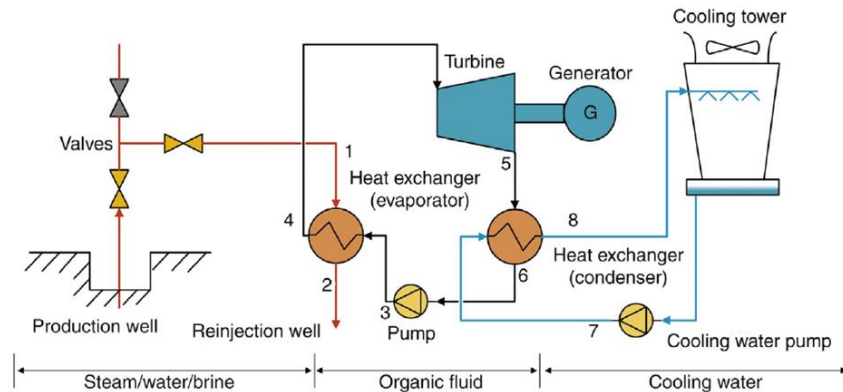


Figura 12. Esquema de planta geotérmica binaria.

Esta tecnología es empleada en centrales que dependen de recursos geotérmicos insuficientes para generar vapor de alta temperatura, tales como campos geotérmicos de mediana y baja entalpía. También es utilizada cuando el vapor contiene fluidos con demasiadas impurezas químicas como, por ejemplo, agua con alta concentración de sal disuelta. Las centrales binarias se asemejan a las centrales térmicas convencionales debido a que operan en un ciclo térmico cerrado.

EGS (sistema geotérmico mejorado)

Esta tecnología es utilizada en sistemas geotérmicos de alta entalpía cuando el agua no está presente de manera natural en el lugar. El magma presente sólo calienta el lecho de roca seca (HDR) sobre él. Por lo tanto, para extraer calor de la roca es necesario perforar dos pozos en ella: el primero de ellos se utiliza para llevar agua desde la superficie hasta la roca (HDR) y el segundo para canalizar el vapor generado hasta la superficie.

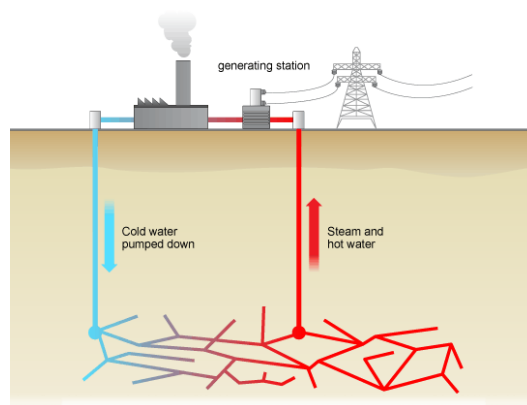


Figura 13. Esquema de un sistema geotérmico mejorado.

Excluyendo los pozos, el resto de las instalaciones de un EGS pueden ser como cualquiera de las tecnologías antes mencionadas: vapor seco, *single flash*, *double flash* o binaria. Para incrementar la transferencia de calor entre la roca y el agua, el agua puede ser bombeada en la roca para causar fracturas hidráulicas, o bien la roca puede sufrir una explosión controlada. La

explosión crea rocas más pequeñas que pueden convertir el agua en vapor eficientemente.

Fluctuaciones de la energía geotérmica y la temperatura ambiente

Los cambios diarios y estacionales de temperatura ambiente causan fluctuaciones significativamente mayores en la producción de plantas térmicas que utilizan recursos de baja temperatura [9]. Así, la energía producida por plantas geotérmicas es más susceptible a las fluctuaciones de la temperatura ambiente que las plantas convencionales, debido a que trabaja con temperaturas más bajas que éstas.

Estas variaciones se deben a los cambios de temperatura que se generan en el condensador y el fluido refrigerante. La alta temperatura ambiente lleva a reducciones significativas de plantas geotérmicas binarias refrigeradas con aire [11]. En los sitios geotérmicos desérticos donde falta agua para refrigerar, las plantas binarias son equipadas con condensadores refrigerados por aire. Esto causa un aumento en la presión del condensador en presencia de alta temperatura ambiente y, en consecuencia, lleva a reducciones considerables en su desempeño.

Dicho comportamiento es materia de investigación. En un estudio reciente realizado por Heberle *et al.* [12] se simula la operación en solitario de una planta geotérmica binaria refrigerada con aire, a temperaturas ambiente entre los -5°C y los 45°C , con pasos de 5°C y también a su punto de operación de $18,5^{\circ}\text{C}$. En la Figura 14 se puede apreciar el decaimiento de la generación a medida que aumenta la temperatura, a través de una variable de potencia neta normalizada. Con esta información además logra calcular la energía solar termal para operar una planta híbrida solar-geotermal.

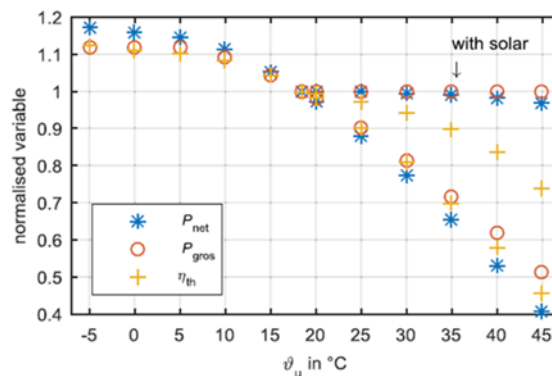


Figura 14. Potencia normalizada y eficiencia térmica versus temperatura ambiente con y sin energía solar termal. Fuente [12].

Sin embargo, este fenómeno no es exclusivo de las plantas binarias, sino que afecta también a las plantas con tecnología de *flasheado*. Michaelides realizó un estudio en el cual simuló la operación de plantas con tecnología de flasheado, manteniendo la temperatura y presión en el fondo del pozo de producción y a la entrada de la planta geotérmica constante [9]. De esta manera, la potencia neta generada por cada planta depende únicamente por la temperatura ambiente y sus fluctuaciones. En la Figura 15 se puede ver como cae la producción de energía geotérmica drásticamente entre la hora 4000 y 6000 del año, lo que corresponde a los meses

estivales de la zona de Imperial Valley, California.

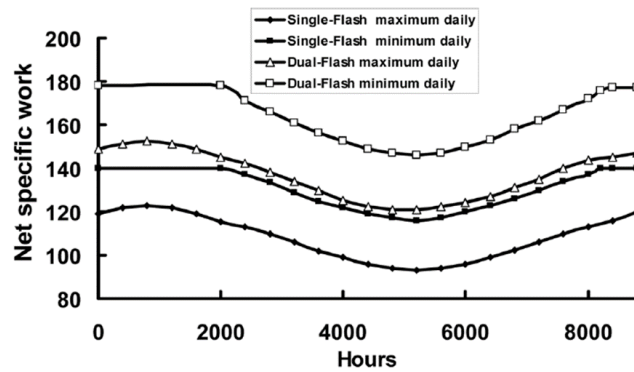


Figura 15. Salida neta de potencia para los ciclos single flash y double flash en Imperial Valley, CA. Fuente [9].

En la planta geotérmica de Gümüşköy (GK GEPP), ubicada en la zona desértica de Turquía, se ha observado que existe una reducción de la generación eléctrica neta de las turbinas cuando la temperatura ambiente es alta. A una temperatura ambiente extrema de 45°C, esta pérdida de eficiencia puede alcanzar hasta un 80% [11]. El caso inverso también se da, cuando ocurre un superávit en la eficiencia energética durante temperaturas ambiente por debajo de la temperatura óptima de operación.

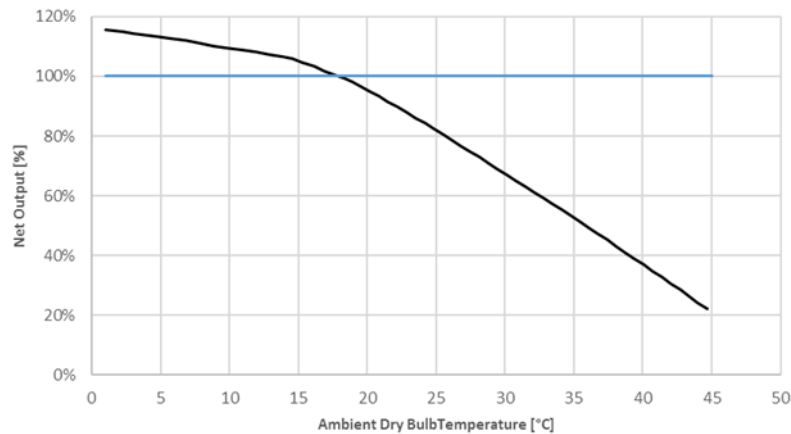


Figura 16. Eficiencia típica de planta ORC refrigerada con aire con respecto a la temperatura ambiente. Fuente [11]

La temperatura promedio de la salmuera proveniente del campo geotérmico de Gümüşköy es de 165°C, con una temperatura de reinyección de 80°C. La planta usa por diseño condensadores refrigerados por aire y por lo tanto sufre caídas en su rendimiento durante la temporada de calor, debido a las altas temperaturas. La producción neta de electricidad pasa de sus máximos de 7,3 MWe a un mínimo de 3,9 MWe durante varios meses. Esto corresponde a una pérdida de la eficiencia total de un 40% [11].

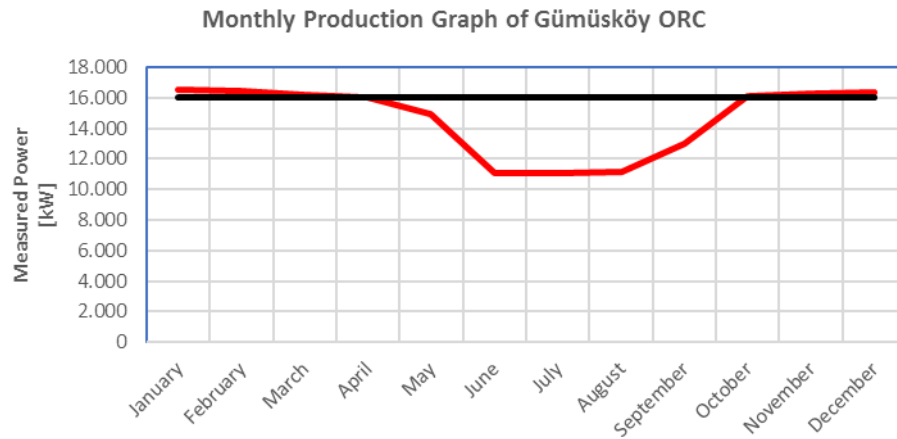


Figura 17. GK GEPP variación de potencia anual. Fuente [11].

Energía solar

La energía solar es aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, de la que se puede obtener calor, usando colectores térmicos, y electricidad mediante paneles fotovoltaicos. La mayor ventaja de este tipo de energía es la disponibilidad prácticamente ilimitada del recurso, ya que le restan varios millones de años más de vida al sol y, además, no emite partículas o gases dañinos a la atmósfera. Sin embargo, la cantidad de recurso disponible va a depender de la ubicación geográfica, las condiciones atmosféricas y época del año.

El sol posee una potencia de $4 \cdot 10^{26} W$ proveniente de las reacciones de fusión de hidrógeno que ocurren en su interior. Sin embargo, debido a los más de 147 millones de kilómetros que separan al sol de nuestro planeta y del tamaño de este último, llega tan sólo una porción de esa potencia, que es de aproximadamente $1,7 \cdot 10^{17} W$, por consiguiente, la intensidad de la radiación en la superficie terrestre es cercana a $1.000 W/m^2$ [13].

Se usan diferentes unidades para expresar el valor de insolación de un lugar. La más conveniente para aplicaciones de generación es el kilowatt hora por metro cuadrado (kWh/m^2). Si la energía del sol se utilizare para calentar agua, resulta más conveniente usar como unidad las calorías por metro cuadrado (Cal/m^2). La reducción de una cantidad a la otra puede hacerse recordando que $1 kWh/m^2 = 860 Cal/m^2$ [13].

Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica consiste en la producción de electricidad a partir de la radiación solar utilizando un dispositivo semiconductor llamado celda fotovoltaica. La celda o módulo fotovoltaico se divide en distintas categorías de acuerdo a su material constituyente, siendo las principales las celdas de silicio mono-cristalino y policristalino. Sin embargo, el principio de funcionamiento para todas las celdas es el mismo: el efecto fotoeléctrico.

La extracción de energía solar proviene de las características físicas de las juntas N-P, que son la unión de dos materiales semiconductores, el primero con exceso de cargas negativas y el segundo con predominancia de cargas positivas. Cuando la luz incide en esta junta se liberan electrones, rompiéndose el equilibrio y generando una diferencia de voltaje entre ambos materiales. De esta manera la celda fotovoltaica produce corriente continua como resultado del

flujo de electrones [13].

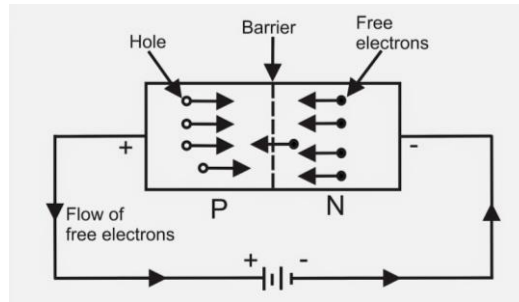


Figura 18. Junta N-P.

La celda fotovoltaica moderna fue inventada en 1954 en los laboratorios Bell. Hoy en día, la generación fotovoltaica es una de las tecnologías renovables de más rápido crecimiento y se espera que tome un rol muy importante en el mix de generación eléctrica a nivel mundial. Los sistemas de generación fotovoltaica son también uno de los más “democráticos”, ya que gracias a su tamaño y modularidad están al alcance de individuos, cooperativas y pequeños negocios que quieran acceder a su propia generación de electricidad.



Figura 19. Arreglo de paneles en planta de generación fotovoltaica.

La tecnología fotovoltaica ofrece importantes ventajas, tales como [14]:

- La radiación solar es un recurso renovable disponible en todas partes del mundo.
- La tecnología es de pequeña escala y altamente modular, por lo que se puede instalar virtualmente en cualquier parte, a diferencia de otras tecnologías de generación.
- A diferencia de las plantas térmicas basadas en carbón, gas, diésel o energía nuclear, la generación solar PV no tiene costo por combustibles y tiene costos de operación y mantenimiento (O&M) relativamente bajos.
- A pesar de ser variable, su generación máxima coincide con el peak de demanda producido por el uso intensivo del aire acondicionado.
- Una planta fotovoltaica es de rápida instalación, debido a la modularidad de sus equipos principales y fácil conexión.

Las centrales fotovoltaicas están formadas principalmente por módulos o paneles fotovoltaicos, los que se combinan con inversores de potencia, transformadores y sistemas de montaje (con o sin seguimiento). A estos equipos principales se les debe sumar sistemas contra

incendio, estaciones meteorológicas y sistemas eléctricos en corriente continua (baterías, cargadores, etc.). El montaje de una planta fotovoltaica es relativamente rápido (aproximadamente un año) y debe considerar las fundaciones y obras civiles para el montaje de los paneles.

Concentración solar (CSP)

El sol irradia calor producto de la fusión nuclear que ocurre al interior de su núcleo. Este calor ha sido aprovechado de varias maneras en distintas aplicaciones, como en cocina, calefacción, aire acondicionado y otros usos domésticos. La tecnología de concentración solar utiliza la radiación proveniente del sol como fuente de calor para generar electricidad.

Las plantas CSP requieren radiación solar directa en abundancia para poder generar electricidad, dado que sólo la radiación intensa es capaz de producir temperaturas elevadas para generar electricidad. Esto limita al CSP a regiones de naturaleza cálida y desértica. Para ser económicamente factible en la actualidad, una planta CSP requiere niveles de radiación normal directa (DNI) de $2000 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$ o más, a pesar de que no hay razones técnicas para que una planta CSP pueda operar con niveles de radiación menores [15].

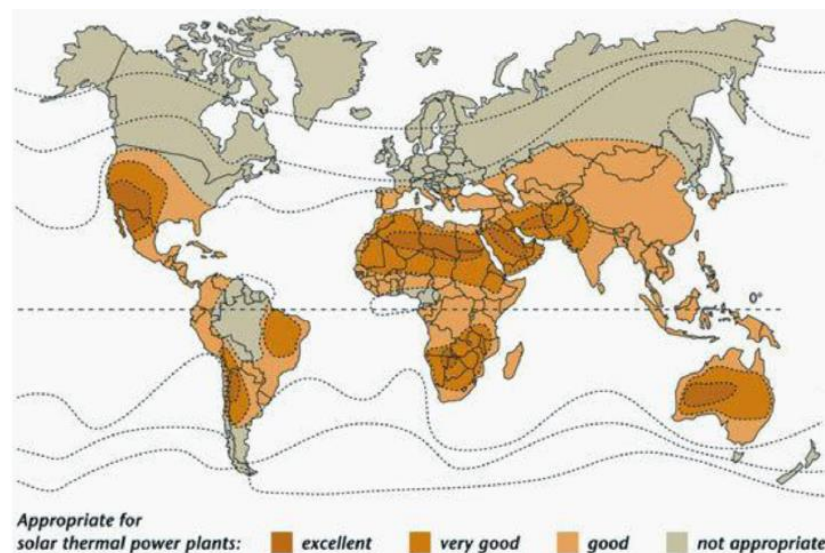


Figura 20. Regiones apropiadas para CSP.

La producción de electricidad se realiza de manera similar a una planta térmica basada en combustibles fósiles, con la diferencia de que se reemplaza la caldera por un arreglo de colectores solares como fuente de calor para el ciclo de trabajo. Para que la transformación de energía sea eficiente, es necesario que se alcancen altas temperaturas, y para lograrlo con un campo solar se pueden utilizar diferentes configuraciones y tipos de tecnología.

Entre los tipos de tecnología CSP existen tres cuya aplicación en plantas híbridas con combustibles fósiles ha sido demostrada [13], cada una con distintos niveles de desarrollo: a) cilindro parabólico, que concentran la radiación a lo largo de una línea focal, b) linear Fresnel, similar a la anterior, pero utilizando espejos planos, y c) torre de concentración, que utiliza

espejos para concentrar la radiación en un punto central ubicado en la cima de una torre.



Figura 21. Tecnologías de concentración solar: linear Fresnel (izquierda), torre de concentración (derecha) y cilindros parabólicos (abajo).

Para este trabajo es de interés la tecnología de cilindro parabólico debido a que es la única que ha sido integrada en plantas híbridas solar-geotermiales, y también es la tecnología CSP de mayor madurez y desarrollo. A finales de 2010, cerca de 1220 MW instalados de CSP utilizan la tecnología de cilindros parabólicos, lo que representa virtualmente a la totalidad de capacidad instalada de esta tecnología. Como resultado de esto, los cilindros parabólicos son la tecnología CSP con mayor experiencia en operación comercial [15].

Planta CSP de cilindros parabólicos

Las plantas de concentración solar con cilindros parabólicos consisten en grandes campos de espejos colectores, un fluido de transferencia de calor (HTF) como parte de un sistema generador de vapor, un ciclo térmico con turbina-generator, y opcionalmente un sistema de almacenamiento térmico (TES) y/o sistemas de respaldo con quema de combustible fósil. El uso de almacenamiento resulta en aumentos en la energía despachada y mejor factor de planta, sin embargo, también significa aumentos importantes en los costos de inversión.

El campo solar se compone de colectores modulares con seguimiento en un eje que están ordenados en filas paralelas entre sí, usualmente alineados en un eje horizontal de norte a sur. Cada colector tiene un reflector en forma de parábola que enfoca la radiación solar directamente en un receptor lineal, ubicado en el punto focal de la parábola. El colector sigue al sol de este a oeste durante el día, con la radiación incidente enfocada continuamente en el receptor, por

medio del cual un fluido de transferencia de calor (HTF) se calienta aproximadamente a 390°C.

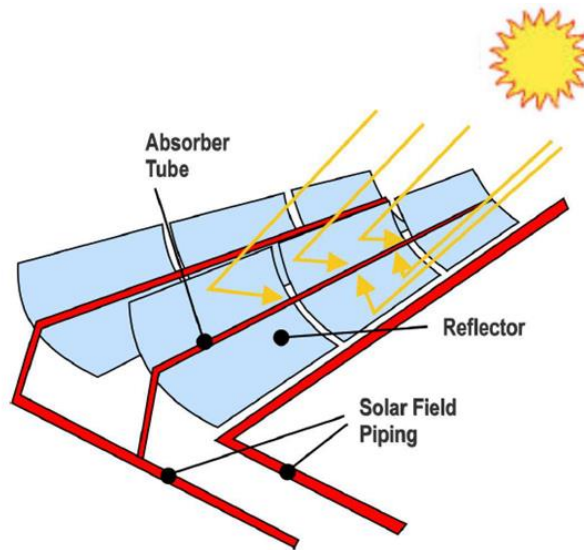


Figura 22. Componentes del colector solar.

Después de la circulación a través de los colectores, el HTF fluye a través de un intercambiador de calor para generar vapor calentado de alta presión (típicamente 100 bar a 370°C). El vapor es inyectado a un sistema turbina/generador convencional para producir electricidad. El vapor ya utilizado por la turbina se condensa y es bombeado de vuelta al sistema de intercambio de calor para que pueda ser transformado nuevamente en vapor.

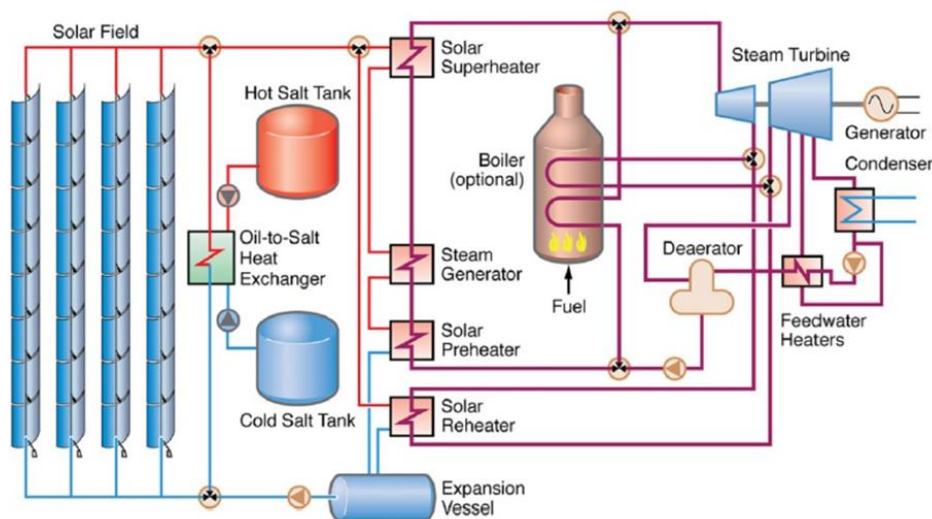


Figura 23. Planta CSP de cilindros parabólicos con almacenamiento y respaldo con combustibles fósiles.

La eficiencia neta de transformación de energía solar en electricidad (para el caso en que el sol irradia directamente sobre el colector) está en el rango del 24% al 26%. Por otro lado, el promedio general anual de eficiencia de conversión está entre el 13% y el 15%, un valor muy similar a las plantas de generación fotovoltaica. De estas dos medidas, la eficiencia promediada

anualmente es una medida más representativa del desempeño operacional.

Los Estados Unidos y España han liderado la innovación en tecnologías de concentración solar, con sus centros de investigación y plantas piloto que han llevado a la industria a su estado actual de desarrollo. La instalación más grande en el mundo se encuentra en el desierto de Mojave, en California, y consiste en nueve unidades generadoras que suman 354 MW de capacidad instalada utilizando colectores parabólicos [15].

Actualmente, el costo de la electricidad a partir de CSP es más elevado que las plantas de combustibles fósiles convencionales y depende de incentivos económicos para ser rentable. Es una tecnología con altos costos de inversión, lo que ha limitado su propagación. Sin embargo, se espera que los avances tecnológicos en almacenamiento, sales térmicas y fluidos de trabajo lleven los costos a niveles competitivos en el futuro [15].

Plantas híbridas

Una planta de generación híbrida es aquella en la cual se combinan diferentes tecnologías de generación con el objetivo de lograr sinergias, es decir, que el sistema combinado alcance mejores resultados comparado con las plantas operando por separado. Esto puede significar mejoras en la eficiencia térmica, generación neta o una mejor economía del proyecto.

Una planta geotérmica opera como central de base debido a su continua inyección de energía y alto factor de planta. Sin embargo, la baja temperatura del recurso (entre 150-200 °C) se traduce en una reducción de la eficiencia de la planta (cerca a 12% [9]). La generación de energía también es afectada por los aumentos de la temperatura ambiente (ver Figura 16) y el desgaste de los pozos geotérmicos aumenta con el tiempo. La hibridación con energía solar puede solucionar algunos de los desafíos que actualmente enfrentan las plantas por separado.

Una planta híbrida fotovoltaica-geotermal consiste en la integración en paralelo del ciclo de la planta geotérmica con un sistema de generación fotovoltaica tradicional en el cual ambos sistemas producen electricidad de manera independiente. Sin embargo, la electricidad producida por el sistema fotovoltaico puede ser utilizada para proveer energía a algunos equipos de la planta geotérmica como por ejemplo bombas de inyección, ventiladores, sistemas auxiliares, entre otros. La energía restante puede ser inyectada a la red junto con la electricidad

que produce el sistema geotérmico.

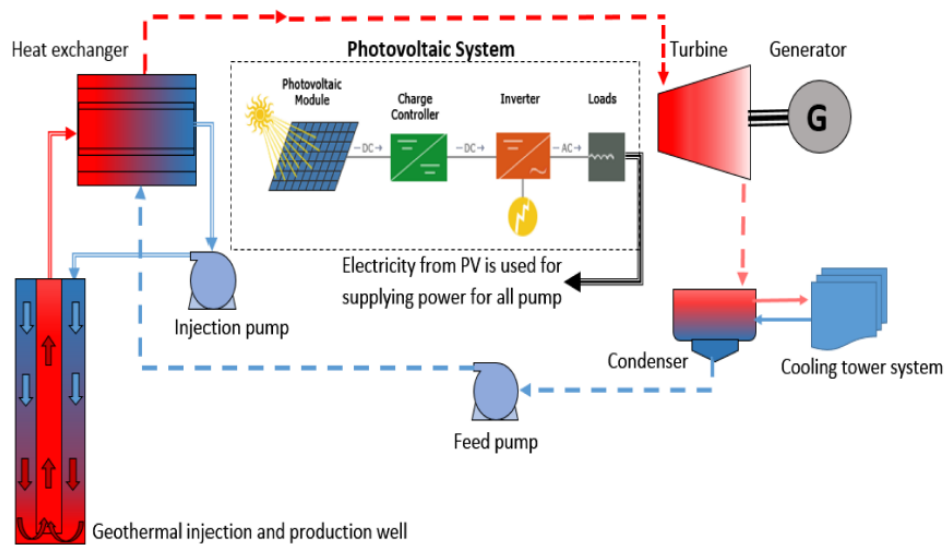


Figura 24. Esquema de planta híbrida fotovoltaica-geotérmica.

Por otro lado, la geotermia también puede ser integrada con sistemas de concentración solar. Tanto la tecnología geotérmica como la CSP operan un ciclo termodinámico, pero difieren en su fuente de calor, por lo tanto, ambas tecnologías pueden compartir infraestructura para reducir sus costos [11]. Adicionalmente, se puede encontrar una sinergia de la eficiencia operacional con la temperatura ambiente: Las plantas geotérmicas pierden eficiencia durante los meses de verano y es justo durante estos meses que la tecnología CSP tiene mejores rendimientos [11].

Existen muchas ventajas y desventajas tanto en la energía solar como la geotérmica. Algunas de estas desventajas pueden ser mitigadas al operar combinadas. De acuerdo a los reportes y la literatura disponible, existen muchos beneficios si los sistemas solares y geotérmicos son combinados óptimamente [16].

Las ventajas de las plantas híbridas solar-geotérmicas son:

- Aumento de la temperatura o flujos de vapor de fluidos geotérmicos de baja calidad.
- Mejora de la eficiencia de plantas geotérmicas debido a los incrementos de temperatura.
- Los fluidos geotérmicos pueden ser usados como almacenamiento de energía solar.
- Aumento del factor de planta de la planta geotérmica por generarse más vapor.
- Mejor coincidencia con la curva de carga comparado con los sistemas por separado. La carga de los sistemas es usualmente más alta durante el día que durante la noche, lo cual coincide con el aumento en la generación de la planta híbrida durante el día.
- Mejor aprovechamiento de la superficie disponible y la infraestructura eléctrica común.
- Previene la deposición de algunas sales dado que la solubilidad aumenta con la temperatura.

Las desventajas de las plantas híbridas solar-geotérmicas son las siguientes:

- Se aumenta la complejidad de los sistemas de generación, lo cual dificulta su

mantenimiento.

- La operación de la planta requerirá en ocasiones un monitoreo constante del flujo de masa del pozo de producción de acuerdo a la disponibilidad de energía térmica proveniente del campo solar, lo cual en la práctica es complejo.
- El costo inicial es alto y no resulta competitivo en el corto plazo.
- Los costos de los híbridos solar-geotermiales dependen de varios factores. En caso de campos geotérmicos de baja presión o temperatura se hacen necesarios campos solares más grandes, lo cual tiene un alto impacto en los costos de inversión.

Esquemas de hibridación

Existen varios esquemas de integración para la hibridación de CSP con energía geotérmica (ver Figura 25). Los esquemas de integración más comunes son (a) precalentamiento de la salmuera usando energía solar, y (b) sobrecalentamiento del vapor con energía solar antes de que entre a la turbina.

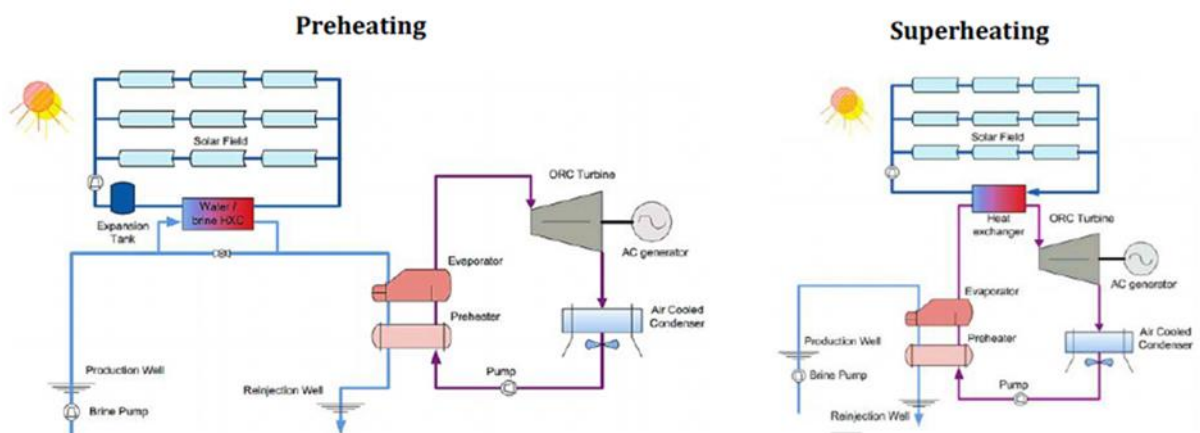


Figura 25. Esquemas de integración para hibridación CSP-geotermal.

El esquema de precalentamiento es el más simple en términos de reequipamiento a una planta geotérmica existente [17]. No requiere modificaciones importantes en la operación y control de la planta, ya que la sección de CSP calienta la salmuera a temperaturas cercanas al punto de operación necesario por diseño. Esto también soluciona el tema del decaimiento en los pozos de producción con el tiempo [17].

El esquema de sobrecalentamiento convierte la energía solar en electricidad con una mayor eficiencia, debido a que el fluido de trabajo se encuentra a altas temperaturas antes de entrar a la turbina. Esto también aumenta la eficiencia general de la planta. El costo de reequipamiento en esta configuración es significativamente mayor debido a los cambios sustanciales en el sistema turbina-generador, condiciones de operación y estrategias de control [17].

Estado del arte

Zhou et al. [18] exploraron las sinergias que ocurren entre los recursos solares y geotérmicos. Hicieron comparaciones entre plantas híbridas, plantas solares y geotérmicas, para 3 locaciones en Australia. En su estudio, compararon el efecto que produce la temperatura ambiente, así como la ubicación, irradiación, calidad del recurso y modos de operación en una planta híbrida.

Realizaron simulaciones para 3 sitios en Australia, y se simularon termodinámicamente

configuraciones de la planta de interés usando Aspen-HYSYS, mientras que el análisis económico se basó en el Levelized Cost of Energy (LCoE). Los resultados arrojan que la planta híbrida es una mejor alternativa en reservas geotérmicas de baja entalpía (de 120 a 170 °C) [18].

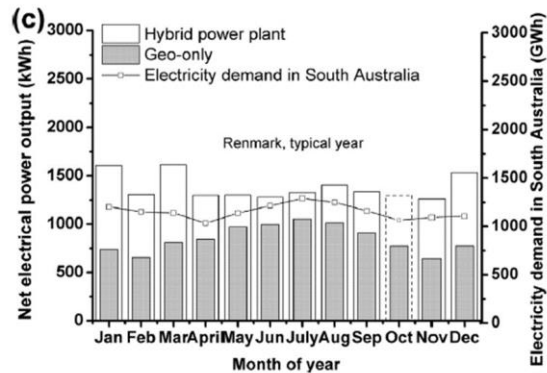


Figura 26. Producción de electricidad simulada para una planta híbrida en Renmark versus demanda eléctrica del sur de Australia. Fuente: [18].

En 2011 Astolfi *et al.* [19] analizaron un sistema combinado de energía solar y una planta geotérmica binaria basada en el Organic Rankine Cycle (ORC). Para el tamaño de la planta solar se fijó primero un caso base, correspondiente a 20 MW de CSP adicionales sin sistemas de almacenamiento debido a su alto costo. El análisis consideró la optimización de la planta híbrida y la simulación hora a hora del funcionamiento de la planta en 4 sitios de interés: dos en Italia y dos en Estados Unidos.

Se calcularon eficiencias medias entre un 8.5-9.4% anual, para la transformación de la irradiación solar en electricidad. El análisis económico muestra disminución de los costos del 50% comparado con el caso de colocar sólo geotermia binaria, debido a que se comparte infraestructura eléctrica. La porción correspondiente al campo solar representa el 80% del costo de la energía, por lo que en conclusión, sería más barato añadir calor adicional con combustibles fósiles. También se concluye que la factibilidad de una planta híbrida depende de factores

económicos específicos del sitio y subsidios.

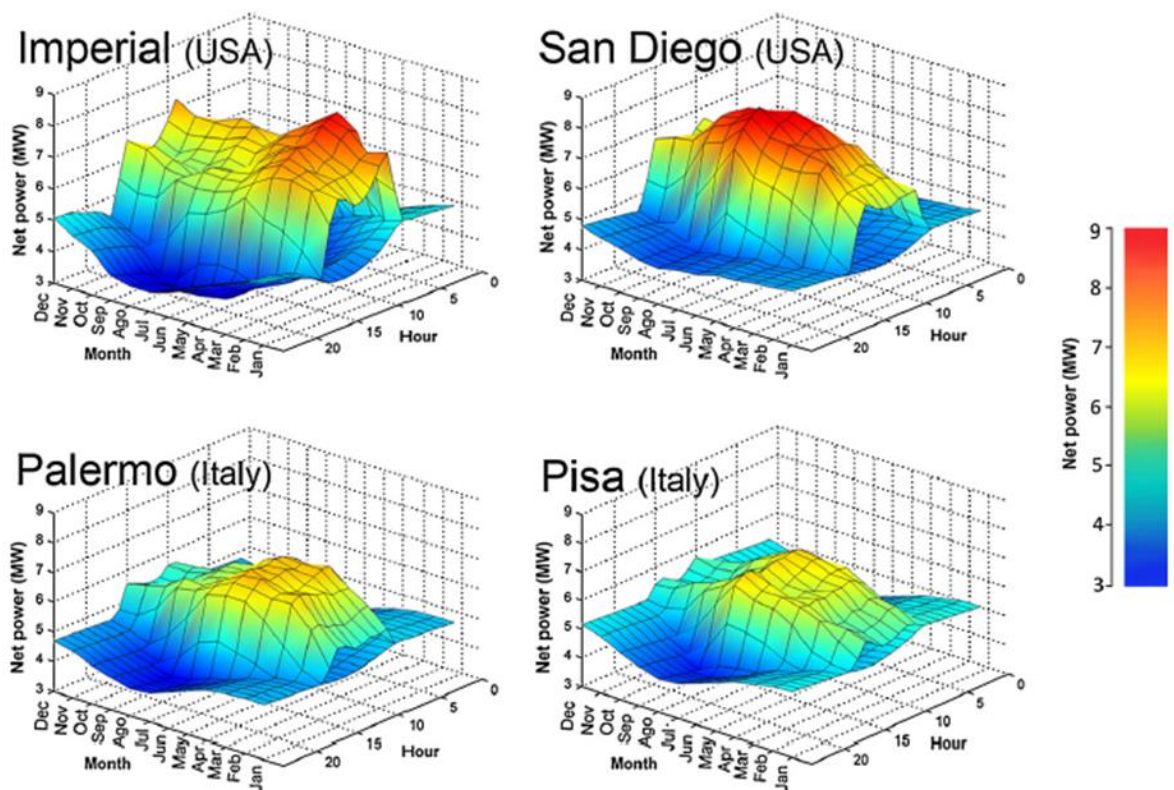


Figura 27. Generación geotérmica y solar calculada con simulación hora a hora para los sitios seleccionados. Fuente: [19].

En nuestro país, Cardemil *et al.* [20] modelaron el comportamiento de plantas geotérmicas single-flash y double-flash asistidas con concentración solar, usando Engineering Equation Solver (EES), considerando cuatro estados del reservorio geotérmico. El estudio se basa en plantas flash de mediana escala (<30 MW), debido a que están más disponibles en el mercado y son más fáciles de hibridar. La concentración solar se considera con espejos parabólicos debido a su modularidad, flexibilidad, operación y disponibilidad en el mercado.

Los resultados arrojan que durante la primavera aumenta la generación, mientras que en otoño es menor. La integración de la energía solar incrementa la generación anual en un 7% para la single-flash y en un 9% para el esquema double-flash, comparados con una planta geotérmica. Usando un esquema de reducción de flujo, el consumo anual de fluido geotérmico se reduce en un 7.5% para ambas tecnologías.

Planta híbrida de Nevada

Durante el año 2009 en Nevada entró en operación la planta geotérmica Stillwater 2, un proyecto de 47,2 MW de capacidad compuesto de 4 unidades similares de 12 MW nominales cada una. La planta fue construida con el objetivo de reemplazar a su antecesora Stillwater 1, construida en 1989, cerrada debido al decaimiento natural que sufren las plantas geotérmicas. Sin embargo, la nueva planta se inauguró con factores de planta incluso más bajos que su predecesora, debido a la insuficiencia de capacidad de los pozos de producción y reinyección [5].

Para generar electricidad adicional, en el año 2012 se instaló un arreglo de 89.000 paneles

fotovoltaicos policristalinos. El sistema fotovoltaico de 26 MW entrega su energía a través de la misma línea de transmisión e infraestructura eléctrica que la planta geotérmica. Sin embargo, la energía generada no es usada para apoyar los consumos de la planta geotérmica como bombas, ventiladores u otras necesidades eléctricas [5].

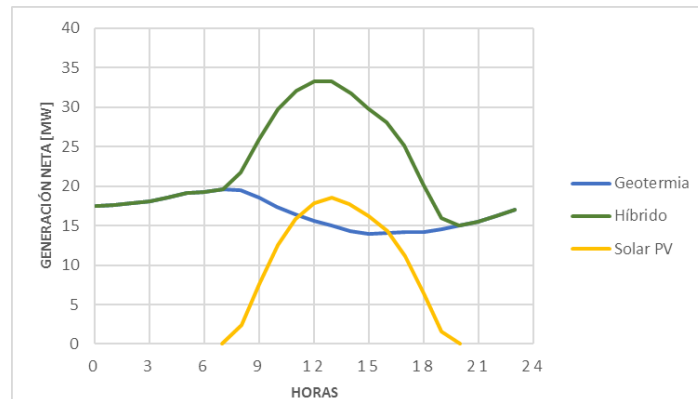


Figura 28. Producción neta para generación geotérmica y solar PV en día típico de primavera. Fuente: [21].

En el año 2015 se instaló un nuevo sistema de concentración solar (CSP) compuesto de 22 filas de colectores solares orientados de norte a sur y con seguimiento en un eje. El sistema completo cubre un área total de 80.625 m^2 con un área de colectores de 26.000 m^2 . El objetivo del sistema CSP es aumentar la temperatura del fluido bombeado por el pozo de producción antes de que entre al sistema de intercambiadores de calor de la planta binaria [5].

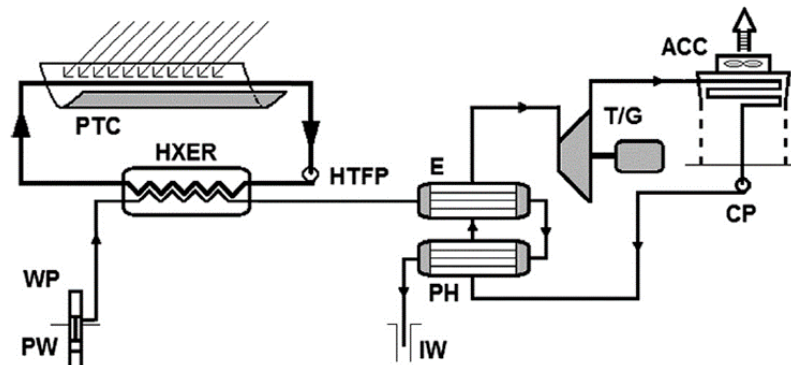


Figura 29. Esquema simplificado de la planta híbrida CSP-geotermal. Fuente: [5].

La porción de CSP añadida pretende solucionar uno de los problemas actuales de la planta Stillwater 2: el decaimiento de la temperatura del fluido geotérmico. El nuevo sistema restaura la temperatura de la salmuera al punto de diseño, cercano a los 200°C , entrando al intercambiador de calor. Sin embargo, no hay sistemas de almacenamiento, por lo que la planta opera como híbrida cuando el sol está brillando, de lo contrario funciona como una geotérmica

pura [5].



Figura 30. Vista aérea de la planta híbrida PV-CSP-geotermal Stillwater, en Nevada.

3. Metodología

En este capítulo se presenta la metodología utilizada para realizar este trabajo de título. La metodología fue elegida con tal de permitir un análisis a nivel técnico y económico de un proyecto de generación solar-geotermal en Chile, de acuerdo a los objetivos específicos listados al inicio de este documento. Las actividades a desarrollar para cumplir con lo anterior son las siguientes:

Evaluación técnica

- Seleccionar el lugar, tanto para la zona norte como la zona sur del país.
- Recoger información climática de radiación y temperatura del lugar en estudio.
- Definir los perfiles de generación para cada tecnología.
- Establecer escenarios de instalación de plantas híbridas y los casos de estudio.
- Calcular, en base a la información recolectada, la generación anual de energía en cada caso.

Evaluación económica

- Definir un escenario de costos marginales futuros para el sistema eléctrico.
- Calcular los ingresos por concepto de venta de energía y potencia para cada caso de estudio.
- Determinar los costos de inversión, operación y mantenimiento respectivos.
- Realizar el cálculo del costo nivelado de la energía y los flujos de caja a valor actualizado.

Selección del lugar

El lugar seleccionado para la planta híbrida debe contar con suficiente recurso solar y geotérmico. De estos dos el más sensible a la ubicación es la geotermia debido a que debe ser extraída directamente de la tierra. Por esto y porque la radiación solar se encuentra en niveles aceptables en gran parte del territorio, la elección del lugar se restringe a sitios con buen potencial geotérmico.

Tabla 3. Concesiones de exploración geotérmica en Chile. Fuente: SERNAGEOMIN.

Región	Comuna	Concesiones	
XV	Arica y Parinacota	General Lagos	3
		Putre	2
		Camarones	1
		Colchane	4
I	Tarapacá	Pica	2
II	Antofagasta	Calama	3
		Antofagasta	4
		San Pedro de Atacama	11
III	Atacama	Diego de Almagro	4
IV	Coquimbo	Vicuña	1
RM	Metropolitana	San José de Maipo	3

		Lo Barnechea	2
VI	General Bernardo O'Higgins	San Fernando	1
		Romeral	1
		Machalí	1
VIII	Bío Bío	Santa Bárbara	3
IX	Araucanía	Lonquimay	3
		Melipeuco	1
XIV	Los Ríos	Futrono	1

El Servicio Nacional de Geología y Minería mantiene un registro actualizado de las concesiones de exploración geotérmica. Considerando esta información y el potencial geotérmico del mapa de la Figura 4, se eligen las comunas de San Pedro de Atacama en la región de Antofagasta y la comuna de Santa Bárbara en la región del Bío Bío. Estos sitios destacan por su alto nivel de exploración, lo que los convierte en lugares de gran potencial para futuros proyectos, en el norte y sur del país, respectivamente.

Datos climáticos

Para efectos de recoger los datos climáticos necesarios, se determinan dos ubicaciones al interior de las comunas elegidas. Estas corresponden a las estaciones meteorológicas de Toconao, ubicado 37 km al sur de San Pedro de Atacama, y a la estación meteorológica Termas de Chillán debido a ser zona cordillerana y estar cerca de la comuna de Santa Bárbara. Los datos recogidos corresponden a radiación solar y temperatura ambiente.

Tabla 4. Coordenadas geográficas de estaciones meteorológicas.

Estación meteorológica	Latitud	Longitud	Altura
Toconao	-23,21°	-68,01°	2437 m.s.n.m.
Termas de Chillán	-36,92°	-71,42°	1634 m.s.n.m.



Figura 31. Estaciones meteorológicas en la región de Antofagasta y del Bío Bío. Fuente:

Radiación

Los datos de radiación solar se obtienen del Explorador Solar [22]. El Explorador Solar presenta la información pública más detallada que existe actualmente sobre el recurso solar en Chile. Esta herramienta es el resultado de la colaboración entre el Ministerio de Energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

Los datos de radiación solar se descargaron en formato CSV para los dos sitios de interés. La información ha sido recopilada de manera horaria desde 2004 a 2016, por lo que se tomó el promedio para obtener el año representativo. A continuación, se muestra el promedio mensual de radiación global horizontal para el año representativo en ambas estaciones meteorológicas.

Tabla 5. Promedio mensual de radiación global horizontal.

Mes	Toconao	Termas de Chillán
Enero	8,47	8,40
Febrero	8,04	7,35
Marzo	7,58	5,76
Abril	6,41	4,02
Mayo	5,34	2,64
Junio	4,80	2,14
Julio	5,00	2,20
Agosto	5,91	2,98
Septiembre	7,12	4,46
Octubre	8,30	5,55
Noviembre	9,03	7,14
Diciembre	9,08	8,18

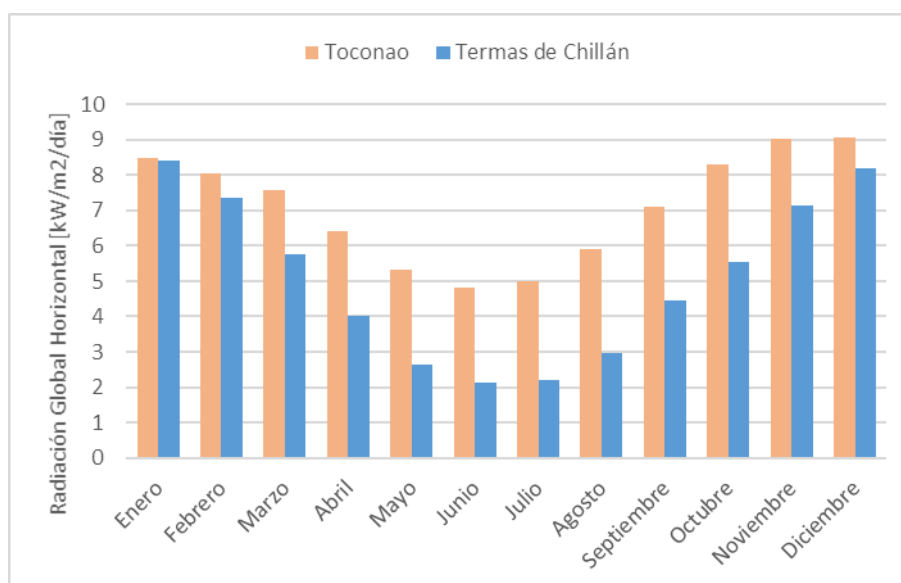


Figura 32. Promedio mensual de radiación global horizontal.

Temperatura

Los datos de temperatura se recogen de la Dirección Meteorológica de Chile. Este

organismo se encarga de satisfacer las necesidades de información y previsión meteorológica de las actividades nacionales. A través de su plataforma digital se puede acceder a información en tiempo real de estaciones meteorológicas a lo largo de todo el país.

Se descargó la información de temperatura ambiente disponible desde el año 2013 hasta el 2016 para la estación Toconao, y del 2012 hasta el 2016 para la estación Termas de Chillán en formato CSV. La resolución original de los archivos es minuto a minuto, por lo que se promedió con tal de obtener información horaria y mensual. A continuación, se muestra la temperatura ambiente de un año promedio para ambas subestaciones.

Tabla 6. Promedio mensual de temperatura.

Mes	Toconao	Termas de Chillán
Enero	21,19	14,34
Febrero	21,48	15,04
Marzo	19,99	15,21
Abril	17,26	7,25
Mayo	14,39	7,30
Junio	11,08	5,23
Julio	11,37	3,77
Agosto	13,52	4,76
Septiembre	16,48	8,17
Octubre	17,15	7,36
Noviembre	18,08	10,90
Diciembre	19,37	11,77

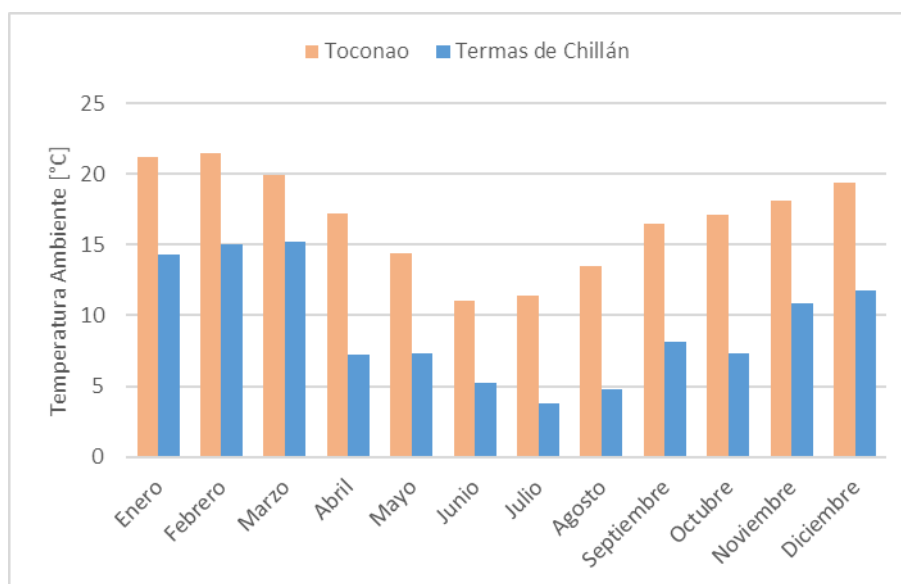


Figura 33. Promedio mensual de temperatura ambiente.

Perfiles de generación

A continuación, se crean los perfiles de generación para cada tecnología en estudio, es decir, geotermia, generación fotovoltaica, y concentración solar. El perfil muestra los factores de planta de cada tecnología de manera horaria y para cada mes. De esta manera se estima la

generación de energía eléctrica durante un año típico.

Geotermia

Debido a las fluctuaciones de la generación neta con la temperatura ambiente, como se detalló en el capítulo anterior, el perfil considera de manera horaria la dependencia de la temperatura en las estaciones Toconao y Termas de Chillán. Se toma como base la investigación de Heberle *et al.* [12] y el gráfico de la Figura 14. Usando los puntos del gráfico y la herramienta línea de tendencia de *Excel*, se obtiene la dependencia entre potencia normalizada y temperatura para los casos sin hibridación (ecuación 1) y con hibridación (ecuación 2).

$$P_{neta} = -0.0003 \cdot T^2 - 0,0037 \cdot T + 1,1713 \quad (1)$$

$$P_{neta} = \begin{cases} -0.0003 \cdot T^2 - 0,0037 \cdot T + 1,1713 & \text{si } T < 20 \text{ }^\circ\text{C} \\ 1 & \text{si } T \geq 20 \text{ }^\circ\text{C} \end{cases} \quad (2)$$

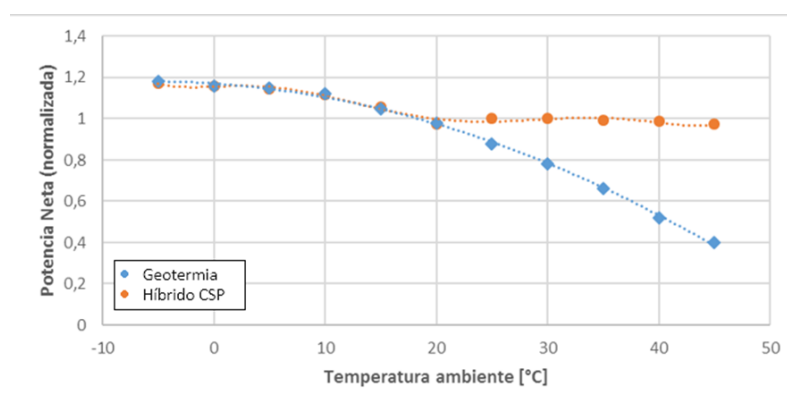


Figura 34. Potencia neta versus temperatura ambiente y línea de tendencia.

El perfil de potencia se obtiene de reemplazar los valores de temperatura horaria en la ecuación (1) para el caso en que sólo se instala capacidad geotérmica exclusivamente. Para el caso en que existe integración con tecnología CSP el perfil de generación geotérmica se calcula usando la ecuación (2). Los resultados para Toconao y Termas de Chillán se muestran a continuación:

Tabla 7. Perfil de generación geotérmico para Toconao.

Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Febrero	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Marzo	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Abril	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Mayo	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Junio	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Julio	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Agosto	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Septiembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
Octubre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
Noviembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
Diciembre	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9

Tabla 8. Perfil de generación geotérmico para Termas de Chillán.

Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Febrero	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Marzo	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Abril	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Mayo	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Junio	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Julio	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Agosto	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Septiembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Octubre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Noviembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Diciembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Tabla 9. Perfil de generación geotérmico con hibridación CSP para Toconao.

Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Febrero	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Marzo	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Abril	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
Mayo	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Junio	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Julio	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Agosto	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Septiembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Octubre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Noviembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
Diciembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Tabla 10. Perfil de generación geotérmico con hibridación CSP para Termas de Chillán.

Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Febrero	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Marzo	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Abril	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Mayo	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Junio	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Julio	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Agosto	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Septiembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Octubre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Noviembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Diciembre	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Solar fotovoltaico

El perfil de generación fotovoltaica es más conocido debido a que existen proyectos instalados en la zona norte y centro del país. Considerando a la indisponibilidad de proyectos en la zona cercana a Termas de Chillán, se toman los perfiles facilitados por el Centro de Energía. Estos perfiles se utilizan como datos de entrada para modelar nuevos proyectos fotovoltaicos asociados a distintas barras, en este caso la barra Crucero en el norte y la barra Charrúa en el sur.

Tabla 11. Perfil de generación solar fotovoltaica para Toconao.

Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	0	0	0	0	0	0	0,1	0,5	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7	0,3	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,2	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6	0,1	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,3	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,1	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,2	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,3	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0,1	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,4	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0,2	0,7	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	0,1	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0,3	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7	0,4	0	0	0	0	0

Tabla 12. Perfil de generación solar fotovoltaica para Termas de Chillán.

Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,6	0,4	0,2	0,1	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,4	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,3	0,2	0,1	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,5	0,3	0,1	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,3	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,3	0,1	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,3	0,1	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,3	0	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,5	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,4	0,2	0,1	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,1	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,5	0,2	0,1	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,4	0,2	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,5	0,3	0,1	0	0	0	0	0

Concentración solar (CSP)

El perfil de generación CSP es más complejo de obtener, ya que no existen proyectos de concentración solar de cilindros parabólicos a gran escala en el país. Los proyectos existentes están instalados en latitudes distintas a los lugares en estudio, generalmente en el hemisferio norte, por lo que no sería adecuado basarse en sus datos de operación.

El desempeño del sistema CSP es simulado en el software SAM (*System Advisor Model*) de la NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) [23]. SAM es un software libre y de acceso gratuito que realiza modelamiento de centrales CSP de cilindros parabólicos y otras opciones de diseño para generación geotérmica, solar-termal y fotovoltaica. También cuenta con datos climáticos para ubicaciones en Sudamérica que se encuentran en su base de datos (*National Solar Radiation Database*).

En la ventanilla *Location and Resource* se selecciona la ubicación del proyecto a simular. La biblioteca de SAM tiene incluidos los datos climáticos de Antofagasta y Concepción, los que se consideran representativos para las ubicaciones en Toconao y Termas de Chillán, debido

a la latitud en que se encuentran.

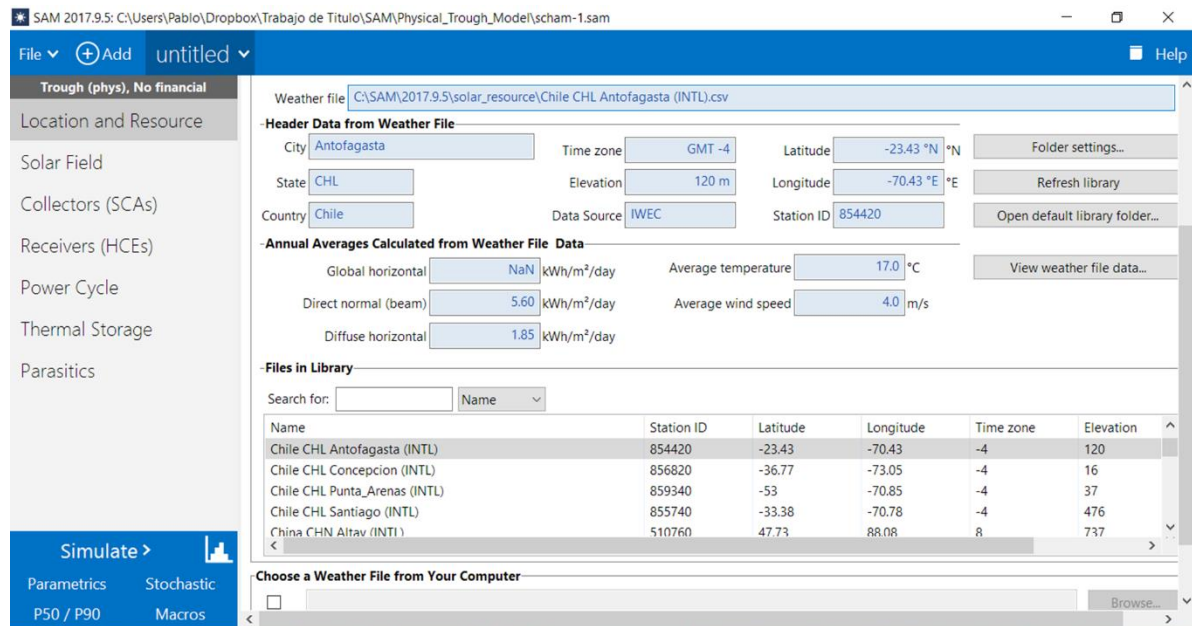


Figura 35. Ventanilla Location and Resource de la simulación en SAM.

El resto de los datos de entrada para la definición del perfil de generación se basan en la simulación realizada para la planta Shams-1 [24], ubicada en Emiratos Árabes. Esta planta tiene una capacidad instalada de 120 MW_{el} y al momento de su comisionamiento era considerada la unidad CSP más grande en el mundo. La planta simulada no cuenta con sistema de almacenamiento, debido al alto costo que significan para el proyecto. Las especificaciones necesarias para el modelo de SAM, para una planta de similares características, se muestran a

continuación:

Tabla 13. Parámetros para simulación en SAM de ventanilla Solar Field.

Solar field parameter	Value
Solar field aperture area (m^2)	627.840
Number of SCA	768
Solar collector orientation	North-South
Number of loops	192
Number of SCA per loop	4
SCA length (m)	150
SCA aperture width (m)	5,75
Numer of mirrors in solar field	258.048
Number of modules per SCA	12
Number of HCE in solar field	27.648
Design solar field inlet temperature ($^{\circ}C$)	300
Design solar field outlet temperature ($^{\circ}C$)	393

Tabla 14. Parámetros para simulación en SAM de ventanilla Power Cycle.

Power block parameter	Value
Gross turbine capacity (MW)	120
Net turbine capacity (MW)	110
Boiler operating pressure (bar)	100
Condenser type	Dry cooled
Minimum condenser pressure (inHg)/(mbar)	4,72/160

La generación neta simulada en cada hora se divide por la capacidad instalada de la planta, de manera de obtener un perfil de generación anual. Los perfiles CSP para la zona Toconao y

Termas de Chillán se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 15. Perfil de generación CSP para Toconao.

Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,6	0,6	0,3	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,9	1	1	1	1	1	0,9	0,8	0,7	0,7	0,3	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,9	0,9	1	1	1	1	0,9	0,7	0,3	0,1	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	0,1	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	0	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,1	0	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,3	0	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,5	0	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6	0,3	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,6	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,6	0,3	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6	0,4	0,2	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,5	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,5	0,4	0,1	0	0	0

Tabla 16. Perfil de generación para Termas de Chillán.

Mes	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6	0,2	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,7	0,3	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,2	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	0,1	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,3	0,1	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,4	0,2	0	0	0

Caso de estudio

Los escenarios son elegidos considerando 3 tecnologías de generación (geotermia, fotovoltaica y CSP), y 2 ubicaciones en el territorio nacional (norte y sur). Los escenarios 1 y 2 se consideran como la línea base y sólo tienen capacidad geotérmica instalada. El resto de los escenarios representa plantas híbridas. Los escenarios 3 y 4 son hibridaciones de geotermia con tecnología solar fotovoltaica, mientras que los escenarios 5 y 6 representan híbridos de CSP y geotermia.

Tabla 17. Casos de estudio y capacidad instalada por tecnología.

Caso	Geotermia [MW]	Solar PV [MW]	CSP [MW]	Ubicación
Escenario 1	100	0	0	N
Escenario 2	100	0	0	S
Escenario 3	100	100	0	N
Escenario 4	100	100	0	S
Escenario 5	100	0	100	N
Escenario 6	100	0	100	S

En la elección de los escenarios se ha tomado en consideración una capacidad instalada de 100 MW geotérmicos, ya que dicha capacidad presenta un CAPEX más bajo que las alternativas de 20 MW y 50 MW, de acuerdo con lo presentado en el capítulo anterior (ver Figura 6). En consecuencia, la capacidad instalada de generación también se ha considerado 100 MW con tal

de tener un valor comparable con el caso base y altos niveles de hibridación.

Producción de energía

La producción de energía se calculó para un año típico en cada uno de los seis escenarios. Para cada uno de estos se consideró la tecnología y el perfil de generación correspondiente. La energía es calculada como el producto de la capacidad instalada y el factor de planta, para cada hora.

$$E_{i,j} = \sum_i Cap_{Geo_j} \cdot FP_{Geo_i} + Cap_{PV_j} \cdot FP_{PV_i} + Cap_{CSP_j} \cdot FP_{CSP_i} \quad (3)$$

Donde,

- $E_{i,j}$: Energía producida en la hora i, para el escenario j.
- Cap_{Geo_j} : Capacidad instalada de geotermia en el escenario j.
- Cap_{PV_j} : Capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica en el escenario j.
- Cap_{CSP_j} : Capacidad instalada de CSP en el escenario j.
- FP_{Geo_i} : Factor de planta de la geotermia en la hora i.
- FP_{PV_i} : Factor de planta de tecnología solar fotovoltaica en la hora i.
- FP_{CSP_i} : Factor de planta de CSP en la hora i.

Costos marginales

Los costos marginales utilizados fueron facilitados por el Centro de Energía y corresponden a los resultados del modelo de Planificación de Largo Plazo (PLP) desarrollado en el contexto de la Mesa de Geotermia. La partida de datos facilitada contiene la información de costos marginales para un sistema de 9 barras y 55 hidrologías probables. Para efectos de este trabajo se considera la barra SING_Centro para la zona norte, la barra SIC_CentroSurA para la zona sur y la hidrología correspondiente a la hidrología media.

El modelo PLP entrega como resultado el costo marginal de cada barra, asociado a 5 bloques por etapa (3 bloques de día, 1 de noche y 1 de madrugada), siendo las etapas de carácter mensual. Los resultados fueron calculados para los años 2017 a 2050, lo que suma un total de

2040 bloques, cada uno asociado a un valor de costo marginal.

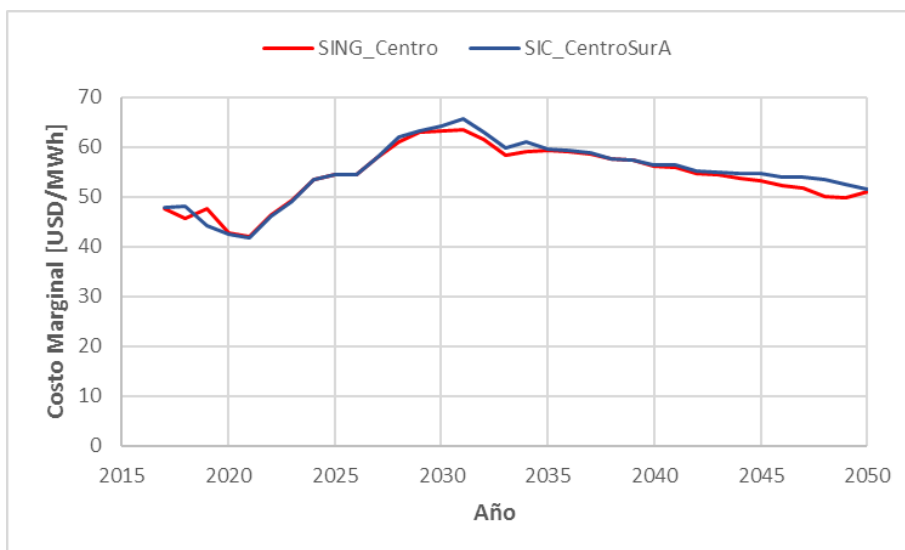


Figura 36. Promedio anual de costos marginales del sistema hasta 2050.

Ingresos por venta de energía

Los ingresos por venta de energía se calcularon considerando los niveles de producción de energía y los costos marginales presentados en la sección anterior. Dado que la producción de energía está calculada hora a hora y los costos marginales se presentan en bloques con etapas mensuales, se realizaron las siguientes aproximaciones para tener costos marginales con resolución horaria anual.

En primer lugar, se dividió la duración de cada bloque por la cantidad de días del mes correspondiente. Este valor representa la cantidad de horas del día en que el coste marginal corresponde al costo marginal del bloque. Luego se aproxima hasta el valor entero más cercano y el proceso se repite para el bloque siguiente. Al completarlo para los 5 bloques de la etapa se tiene una asignación horaria para un día representativo del mes.

Tabla 18. Ejemplo de bloques del modelo PLP, primeras 5 filas.

Bloque	Nombre	Etapas	Duración Bloque	Duración Etapas	Fecha
1	D1	1	198	744	01-01-2017
2	D2	1	88	744	01-01-2017
3	D3	1	148	744	01-01-2017
4	N	1	124	744	01-01-2017
5	M	1	186	744	01-01-2017

Tabla 19. Asignación horaria de los bloques de modelación PLP.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Enero	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D2	D3	D3	D3	D3	N	N	N	N	N	
Febrero	M	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D2	D2	D3	D3	D3	N	N	N	N	N
Marzo	M	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D2	D3	D3	D3	N	N	N	N	N	N
Abril	M	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D2	D3	D3	D3	N	N	N	N	N	N
Mayo	M	M	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D3	D3	N	N	N	N	N	N	N
Junio	M	M	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D3	D3	N	N	N	N	N	N	N
Julio	M	M	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D3	D3	N	N	N	N	N	N	N
Agosto	M	M	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D3	D3	N	N	N	N	N	N	N
Septiembre	M	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D2	D3	D3	D3	N	N	N	N	N	N
Octubre	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D2	D3	D3	D3	N	N	N	N	N	N
Noviembre	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D2	D3	D3	D3	N	N	N	N	N	N
Diciembre	M	M	M	M	M	M	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D2	D2	D2	D3	D3	D3	D3	N	N	N	N	N

La asignación entre las horas del mes y los bloques del modelo PLP son más complejas y escapan a los alcances de este trabajo de título. La metodología utilizada es una aproximación que permite asignar a cada hora del día con un bloque, y por tanto con un costo marginal. De esta manera, el ingreso por venta de energía se calcula para cada una de las barras como:

$$\begin{aligned} \text{Ingreso}_{\text{Energía}_{i,j}} & \quad (4) \\ & = CMg_i \cdot E_{i,j} \end{aligned}$$

Donde,

$\text{Ingreso}_{\text{Energía}_{i,j}}$: Ingreso por venta de energía en la hora i para el escenario j .

CMg_i : Costo marginal en la barra asignada en la hora i .

$E_{i,j}$: Energía producida en la hora i para el escenario j .

Ingresos por venta de potencia

Para calcular los ingresos por potencia, se tomaron los datos históricos del precio de nudo de corto plazo en las barras Crucero y Charrúa, debido a la cercanía con la ubicación de los proyectos. Se tomaron los datos de los informes de precio de nudo de los últimos 10 años con el fin de poder proyectar los precios de nudo a futuro. Los datos recopilados en *Excel* permiten crear una línea de tendencia según la cual se estima el precio de nudo de los próximos años, el cual será utilizado en los cálculos de ingresos por precio de nudo.

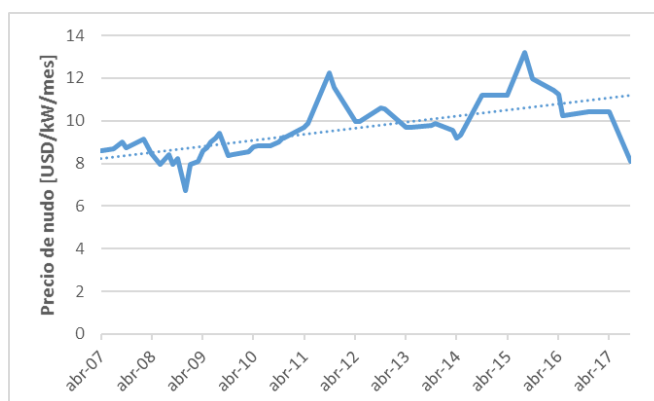


Figura 37. Evolución del precio de nudo de corto plazo 2007-2017. Fuente: CNE.

Para cada planta, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) calcula la potencia de suficiencia correspondiente, de acuerdo al Decreto Supremo 62/2006, y la publica en su informe de *Cálculo preliminar de potencia de suficiencia de las centrales generadoras del sistema eléctrico nacional* [25]. Ya que la planta Cerro Pabellón lleva pocos meses en operación y a que no existen proyectos CSP de tipo cilindro parabólico de gran escala en Chile, se realizaron algunos supuestos para la potencia de suficiencia de estas tecnologías basándose en la *Norma Técnica de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras* de enero de 2016 publicada por la CNE [26].

Artículo 6-2

En caso de no disponer de información estadística suficiente para el cálculo de la Potencia Inicial de las unidades generadoras señaladas en el artículo 6-1, se utilizará la información correspondiente de unidades generadoras de similar tecnología ubicadas en una misma zona geográfica, y con insumo principal de similares características.

Artículo 9-2

La Potencia Inicial de las unidades generadoras de fuente geotérmica, termosolares, biomasa y biogás se tratarán aplicando los mismos procedimientos aplicables a las centrales termoeléctricas convencionales. En el caso de centrales termosolares el insumo principal corresponde al fluido almacenado para el proceso térmico.

Por lo tanto, la potencia de suficiencia en el caso de la central geotérmica se estimó considerando la potencia de suficiencia de las unidades G1A y G2A de la central geotérmica Cerro Pabellón, para las cuales se calculó una potencia de suficiencia definitiva de 18,29 MW, lo que corresponde a un 76% de su capacidad instalada. Para la central fotovoltaica se toma el valor de potencia de suficiencia de la central Solar Jama publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional [25], ya que está ubicada en San Pedro de Atacama, en una zona cercana del proyecto. La potencia de suficiencia de la central CSP se considera igual a la central fotovoltaica ya que, si bien es más parecida a una central térmica, en este escenario no cuenta con sistemas de almacenamiento y el recurso principal pasa a ser la radiación solar, tal como en una central fotovoltaica.

Tabla 20. Potencia de suficiencia estimada para los distintos escenarios.

Caso	Geotermia [MW]	Solar PV [MW]	CSP [MW]
Escenario 1	76	0	0
Escenario 2	76	0	0
Escenario 3	76	0	0
Escenario 4	76	0	0
Escenario 5	76	0	0
Escenario 6	76	0	0

El ingreso por potencia calculado se obtiene de multiplicar la potencia de suficiencia por el precio de nudo correspondiente. Para los escenarios 1, 3 y 5 se multiplica por el precio nudo

de la barra Crucero y para los escenarios 2, 4 y 6 se multiplica por el precio de nudo de la barra Charrúa. Para un año dado, el ingreso por potencia se calcula de la siguiente manera:

$$Ingreso_{Potencia_j} = \sum_i Precio_{nudo_i} \cdot P_{Suf_j} \quad (5)$$

Donde,

- $Ingreso_{Potencia_j}$: Ingreso de potencia anual para el escenario j.
 $Precio_{nudo_i}$: Precio de nudo futuro proyectado para el mes i.
 P_{Suf_j} : Potencia de suficiencia de la planta de generación en el escenario j.

Costos

Los costos juegan un rol importante en la evaluación económica de cualquier proyecto de generación. En las secciones siguientes se detallará la metodología utilizada para determinar los costos de inversión, operación, mantenimiento y costos variables para cada uno de los escenarios. Se especifican también los supuestos utilizados para determinar estos costos en proyectos híbridos en los escenarios que involucran más de una tecnología.

Las fuentes de información utilizadas principalmente son 3: la Comisión Nacional de Energía (CNE), Mesa de Geotermia y Proyersa Energía. Estas fuentes se eligieron por sobre otras debido a que la información de costos refleja las particularidades del mercado nacional. También la información es desarrollada en alianzas público-privadas donde participan importantes actores de la industria y se basa en proyectos reales construidos en Chile.

La mayoría de los costos provienen del *Informe de Costos de Tecnologías de Generación*, de enero de 2017 [27]. Este informe es desarrollado por la CNE a modo de identificar costos estándares y eficientes de inversión y operación para centrales generadoras que utilizan diferentes fuentes de energía. De esta manera la Comisión da cumplimiento a la legislación chilena y el informe sirve de insumo para los planes de obra futuros. Este documento se considera el estándar para los inversionistas y la industria chilena.

La información relacionada a las partidas de costos para cada central se obtuvo de Proyersa Energía, un consultor privado contratado por la CNE mediante licitación pública, que ha realizado el estudio denominado *Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de Costos de Inversión por fuente de generación* [28]. Este estudio sirve de insumo para el informe mencionado de la CNE y presenta información basada en proyectos reales en operación en el país. Tiene la ventaja de contar con los costos diferenciados para cada parte del proyecto de generación y diferenciado según la zona del país en que se construyó.

La información respecto a costos de inversión en centrales geotérmicas proviene del *Informe de costos nivelados de la electricidad para plantas geotérmicas en Chile* de la Mesa de Geotermia [10]. El objetivo del informe es la estimación de los costos actuales de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) de proyectos geotérmicos en Chile, para determinar el LCOE de la generación geotérmica. En la Mesa de Geotermia participan representantes de toda la industria geotérmica nacional e instituciones como asociaciones del sector renovable y geotérmico, por lo que la información está en constante retroalimentación con el sector

geotérmico.

Costos de inversión

Geotermia

Los costos de inversión para proyectos geotérmicos se toman de la información disponible en la Mesa de Geotermia. Los Capex presentados varían de acuerdo a varios factores como el Capex unitario, el tamaño de la planta, tecnología, ubicación del proyecto, profundidad del pozo y productividad promedio por pozo. Parte de esta información fue presentada en el capítulo anterior (ver Figura 6).

El costo de inversión seleccionado es el de 7,3 USD/W, con una producción media por pozo de 6,8 MW/pozo. Este valor de costos unitario de inversión geotérmica corresponde a una planta de 100 MW en un escenario de Capex alto dado que los pozos de exploración se encuentran entre 80 y 100 km del sistema de transmisión (ver capítulo 2, sección *Geotermia en Chile*). La central es una planta de generación binaria, ya que el proyecto Cerro Pabellón tiene unidades de ese tipo, y la profundidad de los pozos es de 2500 metros, tanto para la ubicación norte como la sur, para comparar ambas zonas de en iguales condiciones.

Tabla 21. Escenarios de análisis para Capex geotérmico alto. Fuente: Mesa de Geotermia.

Escenario de Análisis	Tamaño	Tecnología	Ubicación	Profundidad Pozo	CAPEX U\$/W (5.0 MW/pozo)	CAPEX U\$/W (6.8 MW/pozo)	CAPEX U\$/W (8 MW/pozo)	CAPEX U\$/W (10 MW/pozo)
13	100	F	N	2500	7,9	7,1	6,8	6,2
14	100	F	S	1500	7,3	6,8	6,4	6,1
15	100	F	S	2500	7,9	7,1	6,8	6,2
16	100	B	N	2500	8,1	7,3	7,0	6,4
17	100	B	S	1500	7,4	6,9	6,6	6,3
18	100	B	S	2500	8,0	7,3	7,0	6,4

Generación solar fotovoltaica

Los costos de inversión para una planta solar fotovoltaica se tomaron de los anexos del informe de determinación de costos de inversión de Proyersa Energía. Estos datos se diferencian por zona del país donde se hace el proyecto y especifican también el precio de cada partida de costos. El cálculo del costo unitario de inversión se realizó sumando las partidas de costo del proyecto y dividiendo por la capacidad instalada.

Debido a que los escenarios 3 y 4 consideran la instalación de plantas híbridas, se deben tener consideraciones especiales respecto a las instalaciones y los equipos a comprar. Parte del equipamiento ya está considerado en la sección geotérmica de la planta híbrida, por lo que no se deben considerar en el costo de inversión de la parte fotovoltaica. Algunos de estos equipos son los Balance of Plant (BOP), infraestructura eléctrica, línea de alta tensión, paño de conexión a subestación y algunos gastos de gestión. El cálculo del costo unitario de inversión se realizó de la misma manera que en el informe de Proyersa, sin considerar las siguientes partidas de

costos:

Tabla 22. Partidas de costo no consideradas en híbrido solar PV (escenarios 3 y 4).

Equipos materiales y sistemas BOP
Sistemas SS/AA
Sistema colector MT
Sistema de control y comunicaciones
Sistema de protección eléctrica central
Estación meteorológica
Transformador elevador
Conexión eléctrica – Subestación de salida
Suministro subestación de salida
Construcción y montaje subestación de salida
Conexión eléctrica – Línea alta tensión
Suministro LAT
Construcción y montaje LAT
Conexión eléctrica – Paño subestación de conexión
Suministro paño subestación de conexión
Construcción y montaje subestación de salida
Gastos de gestión propietario
Estudios de terreno para EIA
Servidumbres LAT

Solar CSP

Para el cálculo del costo de inversión de la sección CSP de la planta híbrida, se utilizó la misma metodología que la sección anterior. La información de partidas de costo sólo está disponible para proyectos CSP ubicados en la zona norte del país, por lo que se consideró el mismo costo de inversión para los casos 5 y 6.

En los esquemas geotermal-CSP existe alto nivel de integración, por lo que en el cálculo del costo de inversión no se consideraron equipos primarios como el sistema turbina-generator o el sistema generador de vapor. Otros ahorros considerados son los equipos BOP, infraestructura eléctrica, línea de transmisión y gastos de gestión, al igual que en el caso fotovoltaico. Se debe mencionar también que la hibridación en los escenarios 5 y 6 no considera

sistemas de almacenamiento, por lo que tampoco se incorporan al costo de inversión calculado.

Tabla 23. Partidas de costo no consideradas en híbrido CSP (escenarios 5 y 6).

Equipos de generación principal
Sistema de almacenamiento térmico (tanques, sales, válvulas de control)
Sistema de generación de vapor
Sistema de generación eléctrica
Transformador elevador
Equipos materiales y sistemas BOP
Sistemas SS/AA
Sistema colector MT
Sistema de control y comunicaciones
Sistema de protección eléctrica central
Estación meteorológica
Transformador elevador
Conexión eléctrica – Subestación de salida
Suministro subestación de salida
Construcción y montaje subestación de salida
Conexión eléctrica – Línea alta tensión
Suministro LAT
Construcción y montaje LAT
Conexión eléctrica – Paño subestación de conexión
Suministro paño subestación de conexión
Construcción y montaje subestación de salida
Gastos de gestión propietario
Estudios de terreno para EIA
Servidumbres LAT

Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se tomaron del Informe de costos por tecnología de generación de la CNE. Estos costos, de carácter fijo, son necesarios para mantener en operación la unidad generadora y son independientes del nivel de generación de la misma. El informe de la CNE entrega de manera referencial un porcentaje del valor de inversión que representa los costos fijos de cada central, respecto a su inversión inicial.

Tabla 24. Costos de operación y mantenimiento por tecnología. Fuente: CNE.

Tecnología	Costo O&M (% del valor de inversión)
Geotermia	2%
Solar fotovoltaica	1%
Solar térmica (concentración)	1%

El cálculo utilizado en la presente metodología respeta los valores referenciales de la CNE, sin hacer modificaciones del costo en escenarios con plantas híbridas. Para cada escenario en estudio, el costo variable de la planta se calculó como la suma de los costos de operación y

mantenimiento, según la capacidad instalada por tecnología, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$C_{O\&M_{i,j}} = \sum_i P_{inst_i} \cdot C_{O\&M_i} \quad (6)$$

Donde,

- $C_{O\&M_{i,j}}$: Costo de operación y mantenimiento para la tecnología i y el escenario j.
- P_{inst_i} : Potencia instalada de la tecnología i en el escenario j.
- $C_{O\&M_i}$: Costo de operación y mantenimiento de la tecnología i.

Costos variables

Al igual que en la sección anterior, se consideró la información de costos variables de la CNE. Estos costos tienen directa relación con la producción de energía, ya calculada anteriormente. Las tecnologías de generación en estudio (geotermia, solar fotovoltaica y CSP) no consumen combustibles fósiles para generar electricidad, por lo que el costo variable se compone solamente de costo variable no combustible.

$$CV_{i,j} = \sum_i E_{i,j} \cdot CVnC_i \quad (7)$$

Donde,

- $CV_{i,j}$: Costo variable de la tecnología i en el escenario j.
- $E_{i,j}$: Energía producida con la tecnología i en el escenario j.
- $CVnC_i$: Costo variable no combustible de la tecnología i.

Para calcular los costos variables de un año en cada escenario, se consideró la energía aportada por tecnología y su costo variable correspondiente. Los costos variables no combustibles del informe de la CNE se presentan a continuación.

Tabla 25. Costos variables no combustibles por tecnología. Fuente: CNE.

Tecnología	Costo variable no combustible [USD/MWh]
Geotermia	2
Solar fotovoltaica	-
Solar térmica (concentración)	-

Cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE)

El costo nivelado de la energía (LCOE) es aquel valor que, de ser asignado a cada unidad de energía producida por la planta durante su vida útil, permite igualar los costos totales del proyecto, descontados al año base. El LCOE permite comparar distintas tecnologías de generación cuando existen distintas escalas de operación, distintas inversiones o distintos periodos de operación. Este costo se utiliza actualmente como una medida de la competitividad de las diferentes tecnologías de generación en el mercado. El cálculo de LCOE se realizó de

acuerdo a la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{(CI \cdot FRCU) + C_{O\&M}}{E_T} + CV \quad (8)$$

Donde,

- LCOE*: Costo nivelado de la energía.
- CI*: Costo de inversión.
- FRCU*: Factor uniforme de recuperación del capital.
- E_T*: Producción anual de energía.
- C_{O&M}*: Costos de operación y mantenimiento.
- CV*: Costos variables.

Por su parte, el factor de recuperación del capital se calcula de la siguiente manera:

$$FRCU = \frac{d \cdot (1 + d)^n}{(1 + d)^n - 1} \quad (9)$$

Donde,

- FRCU*: Factor uniforme de recuperación del capital
- d*: Tasa de descuento.
- n*: Ciclo de vida útil del proyecto en años.

Los datos necesarios se tomaron de los resultados ya calculados en secciones anteriores. El cálculo del LCOE mediante esta metodología requiere el supuesto de que la producción de energía se mantiene constante durante todos los años del proyecto, que los costos de operación y mantenimiento no varían, y que no existe financiamiento. Se consideró un período de 30 años, basándose en los cálculos de LCOE realizados por la Mesa de Geotermia (ver Figura 7), y tres tasas de descuento del 8%, 10% y 12% real.

Flujos de caja y valor actual neto

El flujo de caja es el registro financiero de las actividades del proyecto durante su vida útil. Al llevarse los flujos de caja de cada año a valor presente, se obtiene el valor actual neto del proyecto. Para la evaluación económica, se realizó un flujo de caja después de impuestos y sin financiamiento. Se consideró un horizonte de evaluación de 30 años, con el 2017 como año

base, una tasa de descuento del 10% real y depreciación lineal simple.

Tabla 26. Ejemplo de flujo de caja operacional después de impuestos. Fuente [123].

Year	Investment (a)	O&M Costs (b)	Revenues (c)	Depreciation (d)	Net Taxable Income (e) = (c-b-d)	Federal Income Tax (f) = e x tax	After-Tax Cash Flow (g) = (c-a-b-f)
0	\$ 10,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	NA	NA	\$ -10,000
1	0	1,339	10,300	4,000	\$ 4,961	\$ 1,687	7,274
2	0	1,379	10,079	2,400	6,300	2,142	8,558
3	0	1,421	10,108	1,440	7,247	2,464	6,223
4	0	1,463	10,130	1,080	7,587	2,580	6,087
5	0	1,507	10,434	1,080	7,847	2,668	6,259

El flujo de caja se calculó según la ecuación (9):

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+d)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} \quad (10)$$

Donde,

- VAN*: Valor actual neto del proyecto.
- N*: Horizonte de evaluación en años.
- F_n*: Flujo de cada para el año *n* de operación.
- d*: Tasa de descuento.

4. Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los resultados técnicos y económicos obtenidos de utilizar la metodología detallada en el capítulo anterior. Para el análisis, se han tomado 6 escenarios que se pueden dividir por ubicación y por tecnología (Tabla 17). Los escenarios referidos como zona norte corresponden a los escenarios 1, 3 y 5, mientras que los escenarios 2, 4 y 6 corresponden a la zona sur. Los escenarios considerados como caso base son el 1 y el 2, los híbridos PV son el 3 y el 4, y por último los híbridos CSP corresponden al 5 y al 6.

Resultados técnicos

Partiendo por el caso base, se puede ver en la Figura 38 que la producción de energía geotérmica es menor en verano que en invierno. La generación geotérmica presenta fluctuaciones debido al efecto de la temperatura ambiente. Durante un día típico de verano disminuye significativamente generación (hasta el 70%).

Por otro lado, se observa un rendimiento significativamente mejor en la zona sur del país. La generación mantiene un valor constante durante el día gracias a que los cambios de temperatura no son tan repentinos como en la zona norte. Esta información es de relevancia para la geotermia en Chile, ya que gran parte de los pozos en exploración del norte del país se ubican en zonas desérticas con cambios importantes de temperatura.

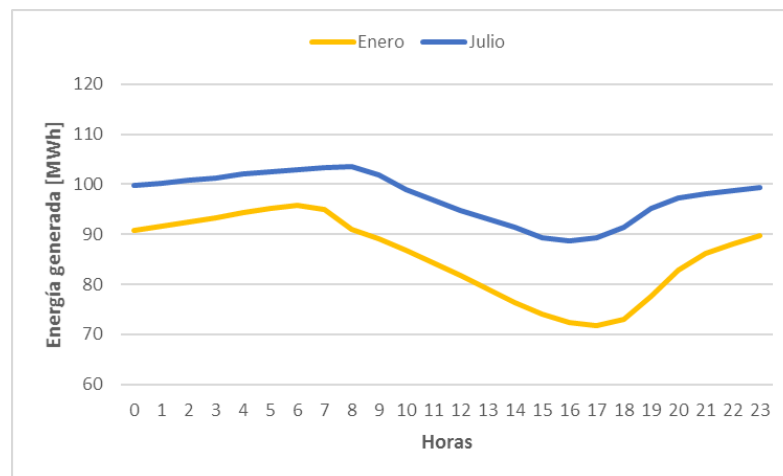


Figura 38. Perfil de generación geotérmica para día típico de enero y julio en zona norte (escenario 1).

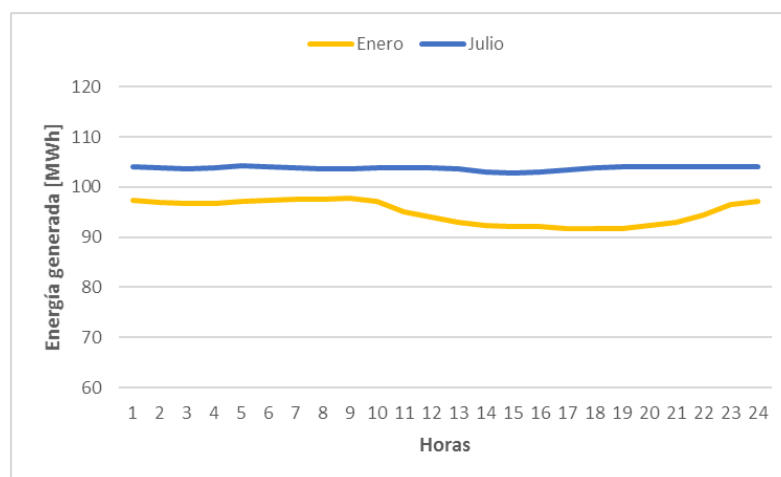


Figura 39. Perfil de generación geotérmica para día típico de enero y julio en zona sur (escenario 2).

El efecto estacional de la geotermia es más evidente en la Figura 40. Se observa que a medida que baja la temperatura, la geotermia aumenta su generación. El mes de julio presenta entre un 22% y un 26% de aumento de su producción comparado con el mes de febrero, dependiendo de la ubicación del proyecto.

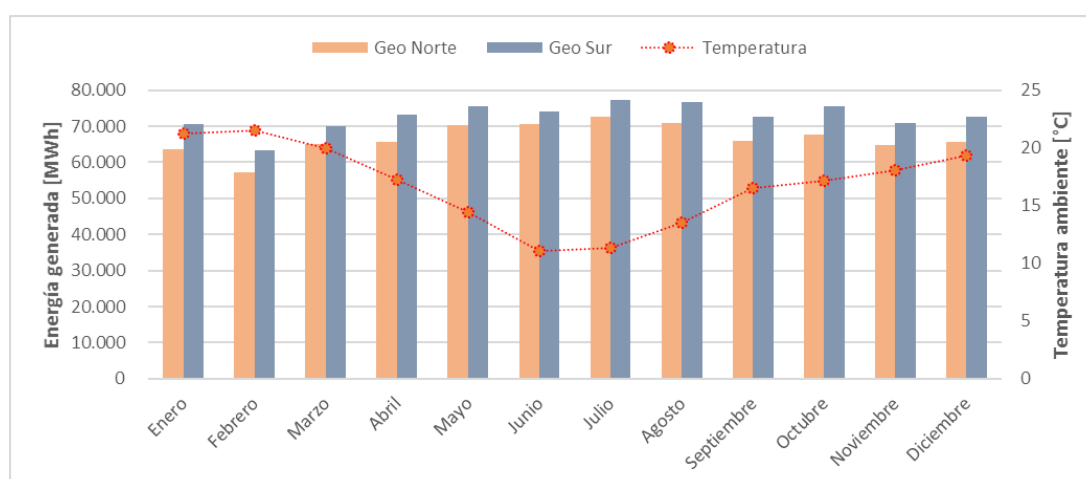


Figura 40. Efecto estacional de la temperatura ambiente en la energía geotérmica.

Respecto a los escenarios con generación solar integrada, se puede ver en la Figura 41 y 42 una mayor presencia de generación fotovoltaica que solar de concentración. Ambas varían de acuerdo a los cambios en la radiación y horas de luz disponible a lo largo del año, como es de esperarse, generando menos energía en invierno que en verano.

La tecnología CSP es la más afectada por la estacionalidad, ya que durante varios días de invierno la simulación arrojó que el fluido de trabajo no alcanzaba la temperatura suficiente para generar vapor. Esto tiene sentido si nos fijamos en el mapa de la Figura 20, donde se puede apreciar los sitios de interés para la instalación de CSP. La latitud correspondiente al proyecto queda fuera de la zona de interés, a pesar de que cuenta con radiación suficientemente fuerte como para producir durante los meses de verano

Respecto a la tecnología fotovoltaica, la generación empeora en promedio un 27% respecto al escenario de la zona norte. El peak de generación se produce en verano, cuando la radiación solar es más intensa, mientras que el factor invierno es menos relevante que en el caso del CSP, en parte porque los paneles pueden aprovechar tanto la radiación directa como la difusa, a diferencia de los cilindros parabólicos.

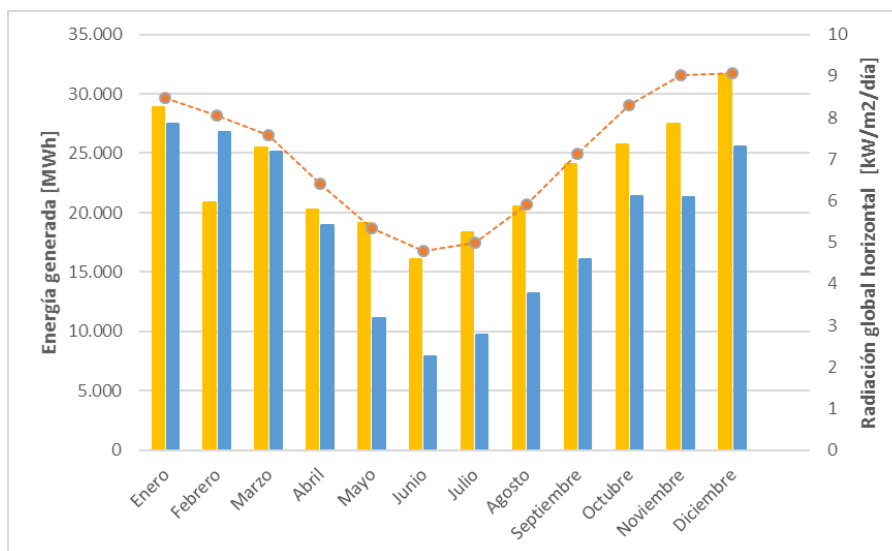


Figura 41. Generación fotovoltaica, CSP y radiación en zona norte (escenarios 3 y 5).

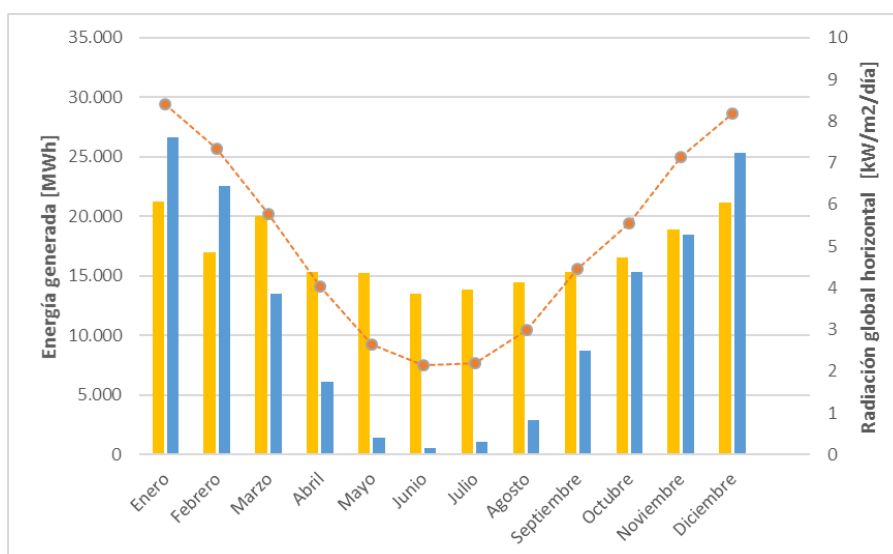


Figura 42. Generación fotovoltaica, CSP y radiación en zona sur (escenarios 4 y 6).

Respecto a la energía producida, los escenarios de mayor producción son el 3 y el 4 que corresponden a híbridos PV-geotermal. Cabe destacar que la comparación no es justa, ya que los escenarios híbridos (3, 4, 5 y 6) cuentan con el doble de capacidad instalada que el caso base. A pesar de ello, el caso base representa una proporción importante (cerca al 80%) de la energía total de la planta híbrida.

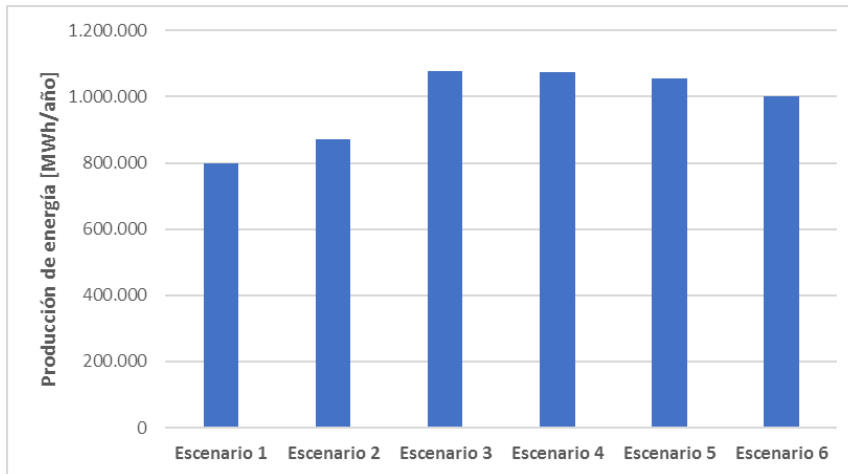


Figura 43. Producción de energía anual para cada escenario.

El efecto de la ubicación de la planta se puede observar de mejor manera en la Figura 44. La generación geotérmica es mayor en el sur (aumenta en un 9%) debido a que la temperatura ambiente es en promedio más baja. Por otro lado, la tecnología CSP se ve afectada por el cambio de ubicación, debido a la falta de recurso en la zona sur del país (Figura 42). Finalmente, la hibridación solar PV-geotermal prácticamente no se ve afectada por la ubicación del proyecto.

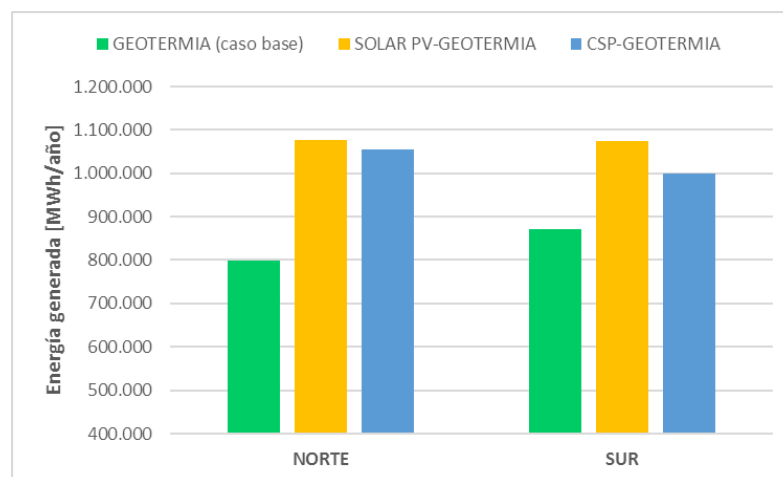


Figura 44. Producción de energía para escenarios de la zona norte y zona sur.

En la Figura 45 se presenta el perfil de generación diario resultante para una planta de tipo híbrida solar PV-geotermal. La hibridación en estos sistemas se hace con el interés de aprovechar el recurso solar y la infraestructura eléctrica disponible. Debido a que estos sistemas no interactúan térmica ni eléctricamente, se puede observar como el perfil de inyección es netamente geotérmico en las horas que no hay sol. También cabe destacar que el perfil diario no varía mucho entre el caso norte y el sur (escenarios 3 y 4 respectivamente), lo cual va en la línea del resultado anterior.

Este efecto se podría explicar por la sinergia de ambas tecnologías de generación, que tienen comportamientos opuestos (y complementarios) dependiendo de la ubicación. En la zona norte, de mayor radiación y temperaturas, aumenta la generación fotovoltaica y disminuye la

geotérmica. Por el contrario, en la zona sur donde hay menos radiación y temperaturas bajas, reduce la generación fotovoltaica y favorece la geotérmica.

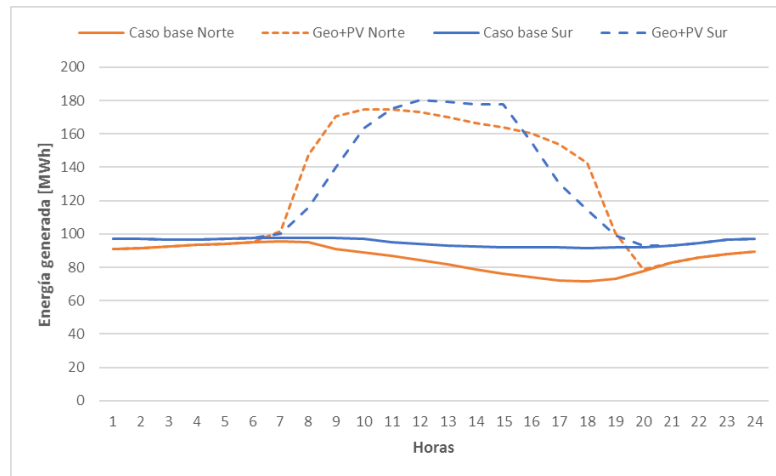


Figura 45. Perfil diario de generación para planta híbrida solar PV-geotermal y caso base.

En el caso de la hibridación CSP-geotermal la integración térmica de estos sistemas permite mantener la eficiencia de la planta frente a fluctuaciones de la temperatura [9], lo que ayuda a mantener el factor de planta de la unidad geotérmica. Este fenómeno es particularmente útil en la zona norte (escenario 5) como lo muestra la Figura 46, y en general para plantas geotérmicas ubicadas en zonas desérticas, pero su efecto es despreciable en la zona sur (escenario 6) como lo evidencia la Figura 47.

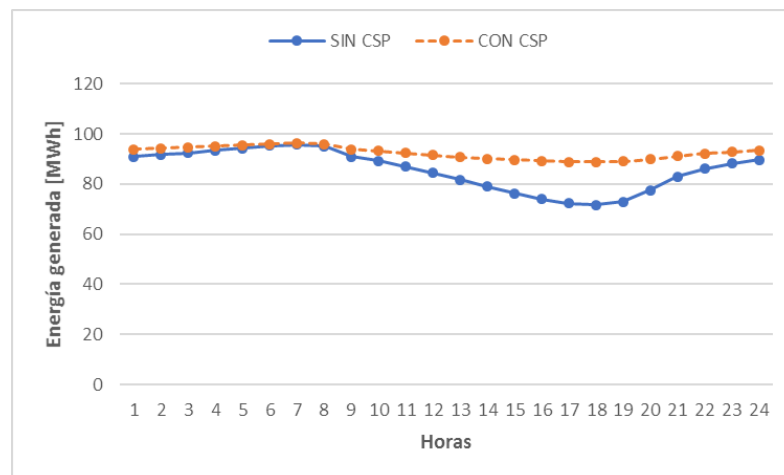


Figura 46. Generación geotérmica con y sin integración CSP para zona norte (escenario5).

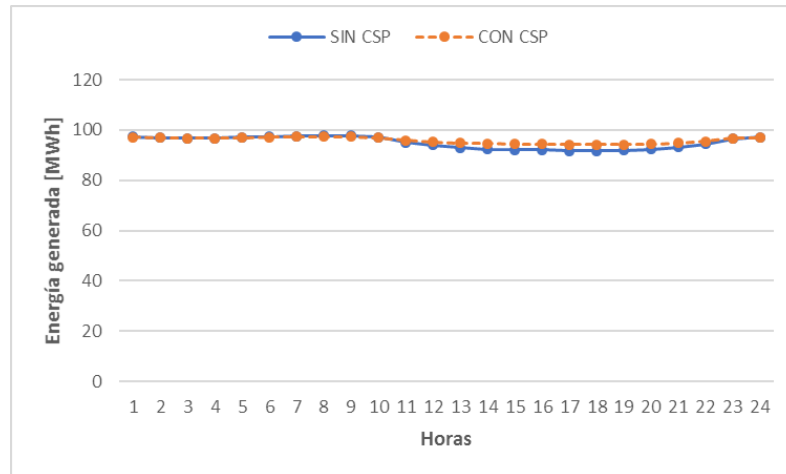


Figura 47. Generación geotérmica con y sin integración CSP para zona sur (escenario 6).

Las sinergias entre la energía geotérmica y la solar, producto de los resultados anteriores, tiene un efecto positivo en la generación neta de las plantas híbridas. En las figuras siguientes (48 y 49) se puede apreciar la generación mensual durante un año representativo, con detalle del aporte de cada tecnología. En ambos casos, el aporte de energía solar es mucho menor que el geotérmico, lo que se explica debido a que la geotermia goza de un factor de planta muy alto ($FP = 0,9$).

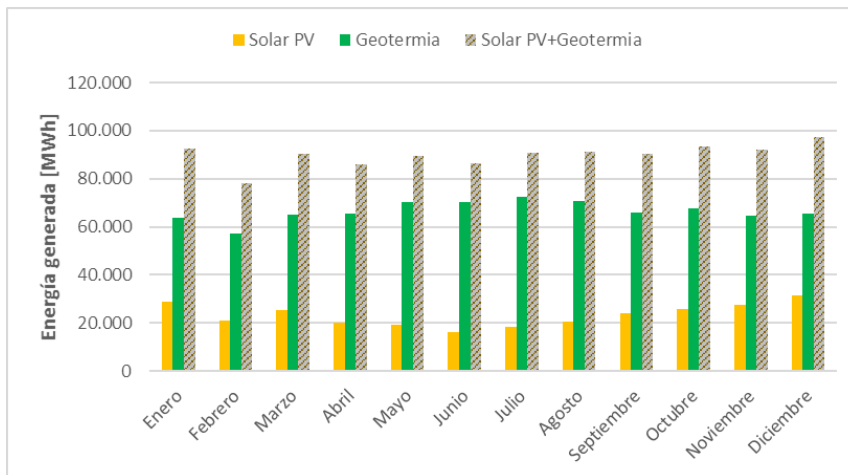


Figura 48. Producción de energía para híbrido solar PV-geotérmico (escenario 3).

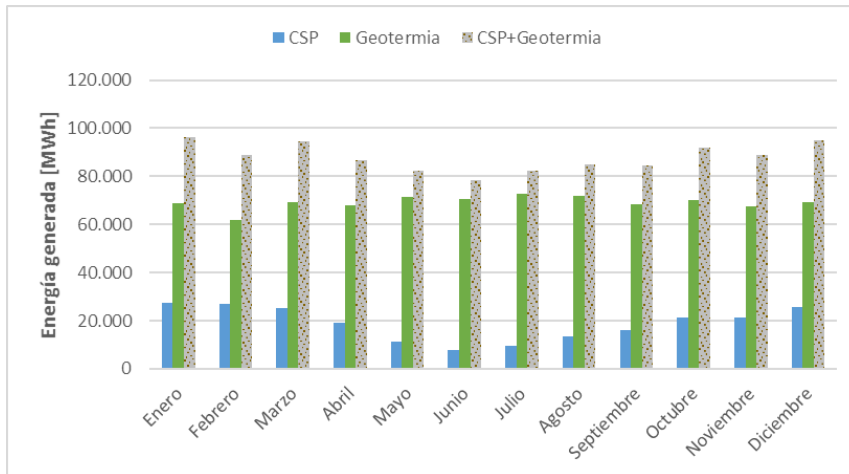


Figura 49. Producción de energía para híbrido CSP-geotermal (escenario 5).

Resultados económicos

De los costos de inversión resultante se destaca que para los escenarios 3 y 4, el agregar generación fotovoltaica al caso base aumenta la inversión total en un 21,6% y un 22,4% respectivamente., gracias a que la tecnología fotovoltaica se encuentra dentro de las de menor costos de inversión unitario. Esto se considera poco en comparación con integrar CSP, lo cual aumenta la inversión total entre un 83% y 84% (escenarios 5 y 6). El costo de inversión resulta alto en estos escenarios, debido a que la tecnología geotérmica y la CSP son dos de las tecnologías con mayor costo de inversión. De la Figura 50 también se puede inferir que no hay una diferencia importante entre el costo de inversión de la zona norte con la zona sur.

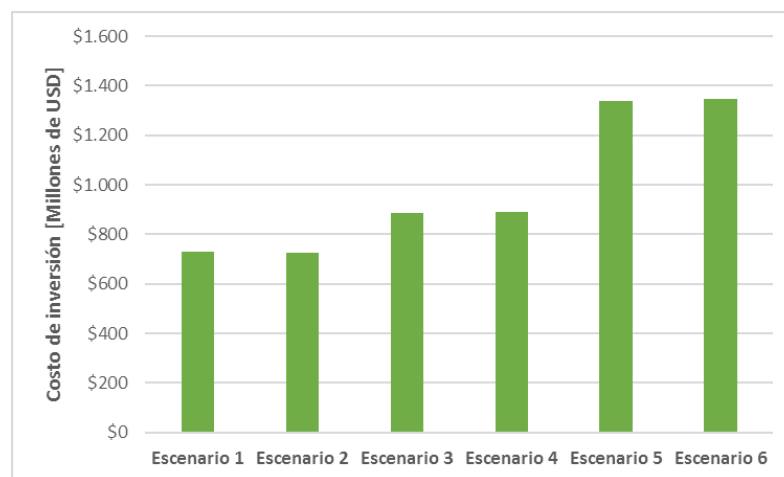


Figura 50. Costos de inversión para cada escenario.

La mayor parte de la inversión en un proyecto fotovoltaico corresponde a los equipos primarios y las obras civiles. Un proyecto híbrido solar PV-geotermal no puede prescindir de ninguna de estas dos partidas de costo, dado que los sistemas tienen bajo nivel de integración. Los ahorros en la inversión PV para este tipo de proyectos proviene principalmente de compartir la infraestructura eléctrica.

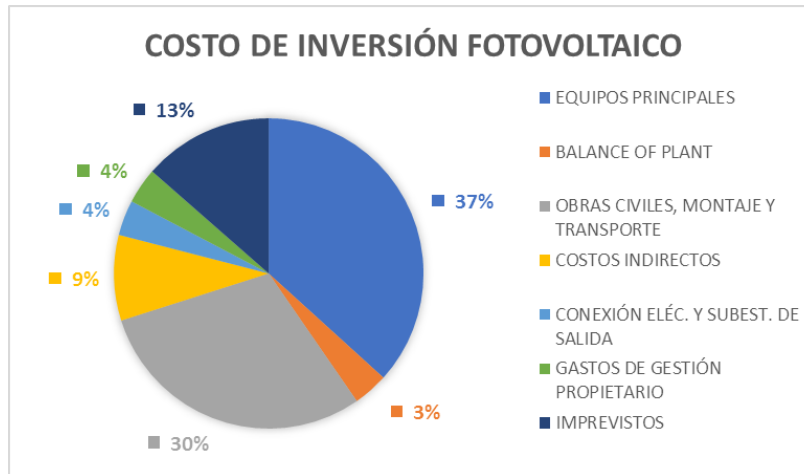


Figura 51. Partida de costos de proyecto fotovoltaico. Fuente: Proyersa Energía.

Por su parte, en un proyecto de concentración solar, los costos de inversión son predominantemente equipos principales. De estos, los equipos más costosos son el sistema de colectores y heliostatos llamado campo solar (50% del costo de inversión) y el grupo turbina-generador (12% del costo de inversión). Al realizar hibridación con tecnología geotérmica el potencial de ahorro es muy alto, ya que ambas centrales operan ciclos termodinámicos similares, por lo que pueden compartir gran parte de los equipos primarios, incluyendo la turbina. (ver Figura 25).

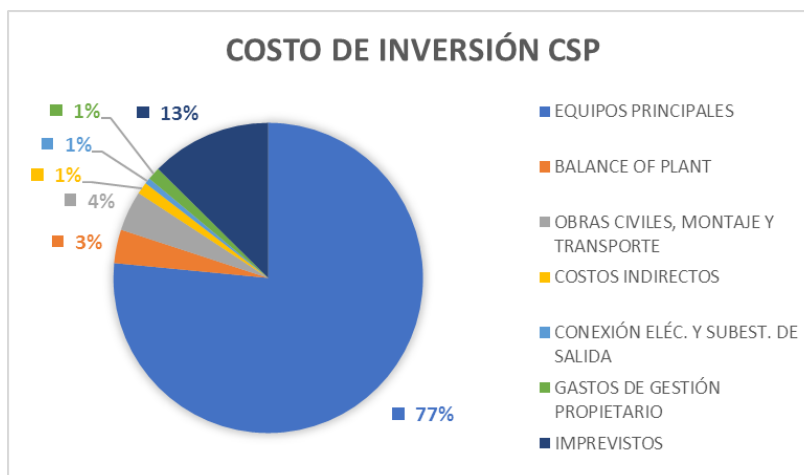


Figura 52. Partida de costos de proyecto fotovoltaico. Fuente: Proyersa Energía.

En consecuencia, los costos unitarios de inversión son menores cuando se instala capacidad solar en una planta híbrida que en una planta exclusivamente solar. Esto es particularmente cierto en el caso de la tecnología CSP. El costo unitario se reduce en un 15% en el caso de integración fotovoltaica y en un 37% en la hibridación con CSP.

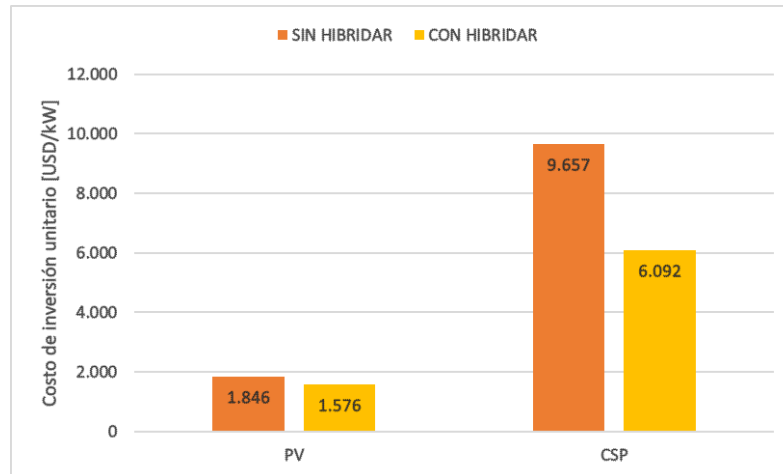


Figura 53. Costo unitario de inversión referencial y para planta híbrida.

El LCOE calculado para los escenarios 3 y 4 están en torno a los 104 USD, mientras que el caso base es 107 y 117 USD. Esto quiere decir que el costo de desarrollo de un híbrido Geotérmico-PV es comparable con el de instalar la tecnología geotérmica. Este resultado es interesante porque a ojos de la industria, la tecnología híbrida solar PV-geotermal es más competitiva que la geotermia cuando se instala a gran escala.

Tabla 27. Costo nivelado de la energía (LCOE) para cada escenario en estudio.

Caso	LCOE [USD]
Escenario 1	117
Escenario 2	107
Escenario 3	104
Escenario 4	105
Escenario 5	156
Escenario 6	165

Para una misma tecnología, el LCOE puede variar de acuerdo a varios factores como, por ejemplo, la ubicación del proyecto. Esto se puede observar en la Figura 54, al variar el costo entre el escenario 1 y el 2 (debido a que la geotermia es más competitiva en la zona sur) y al aumento del escenario 5 al 6 (debido a que la CSP cuenta con menos radiación en la zona sur).

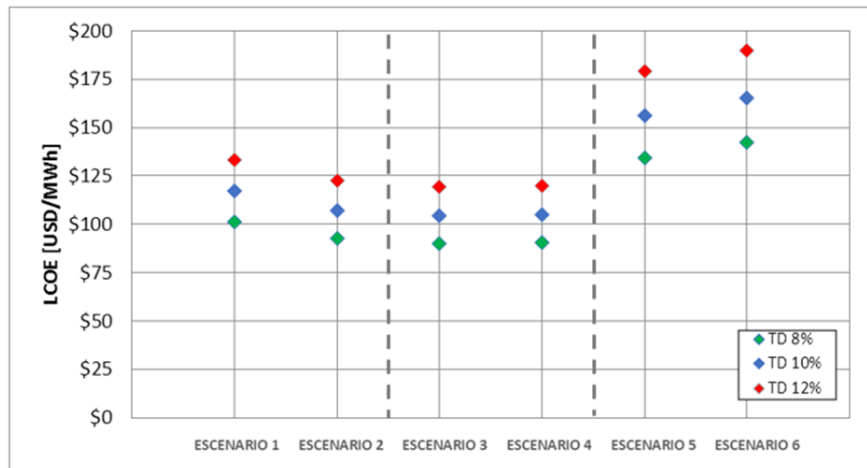


Figura 54. Costo nivelado de la energía (LCOE) para cada escenario.

El valor actual neto (VAN) del proyecto da negativo para todos los escenarios de desarrollo. Esto quiere decir que desde el punto de vista de un inversionista se pierde dinero en caso de decidir llevar a cabo el proyecto. Ninguno de las plantas es rentable considerando los costos e ingresos de la presente metodología.

El éxito de estos proyectos depende entonces de vender su energía a un precio mayor a su LCOE (104 USD para los escenarios 3 y 4), lo cual puede conseguirse mediante un contrato bilateral de venta de energía. El proyecto Cerro Pabellón, que sirve como referencia en cuanto a geotermia en Chile, posee un contrato bilateral por venta de energía de 120 USD/MWh [8]. Sin embargo, nada garantiza la existencia de dichos contratos.

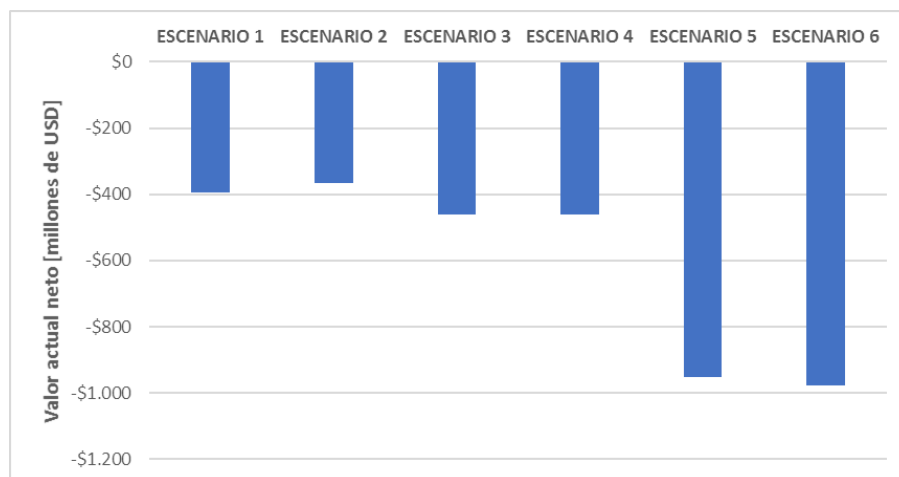


Figura 55. Valor actual neto calculado para cada escenario.

A pesar de ello, el cálculo del valor actual neto permite distinguir la mejor alternativa cuando se tienen proyectos mutuamente excluyentes. En este caso, corresponde al proyecto que genere menos pérdidas al inversionista, lo cual corresponde al escenario 2 o bien instalar 100 MW de geotermia en la zona sur del país. Cabe destacar que tanto el escenario 1 como el escenario 2 corresponden a instalar 100 MW, mientras que los demás escenarios tienen 200 MW de capacidad instalada. De acuerdo a su valor actual neto, los escenarios se ordenan de la

siguiente manera:

Tabla 28. Escenarios en estudio ordenados por valor actual neto.

Escenario	Valor actual neto
2	-\$365.474.083
1	-\$393.491.695
4	-\$460.177.434
3	-\$461.998.084
5	-\$950.853.435
6	-\$976.907.039

Análisis de sensibilidad

Los resultados anteriores motivan un análisis de sensibilidad respecto a la capacidad instalada de la planta híbrida, de manera que la capacidad instalada de los escenarios 1 y 2 sea comparable con la del resto de los escenarios y explorar en qué medida la capacidad instalada de energía solar puede mejorar la factibilidad económica del proyecto,

Los escenarios 1 y 2 que cuentan con instalación exclusivamente geotérmica se estudian incrementando su capacidad instalada desde los 100 MW a los 200 MW, con incrementos de 20 MW de capacidad geotérmica a la planta. Los escenarios 3, 4, 5 y 6, que consideran la instalación de plantas híbridas, conservan una base de 100 MW geotérmicos y se incrementan cada 20 MW de tecnologías solares.

Considerando el análisis de sensibilidad respecto a la capacidad instalada antes mencionado, el valor actual neto para cada uno de dichos escenarios se muestra en la Figura 56. Como se puede observar, a medida que se incrementa la capacidad instalada de cualquiera de las tres tecnologías, el valor actual del proyecto disminuye. Además, se puede observar que la tecnología de hibridación geotérmica-solar PV ofrece un mayor valor actual neto del proyecto sin importar la capacidad instalada, cuando se la compara con las demás tecnologías, debido a sus bajos costos de inversión. Cabe destacar que tanto para los escenarios de la zona norte del país como los de la zona sur, los resultados son similares, por lo que se omite su diagramación.

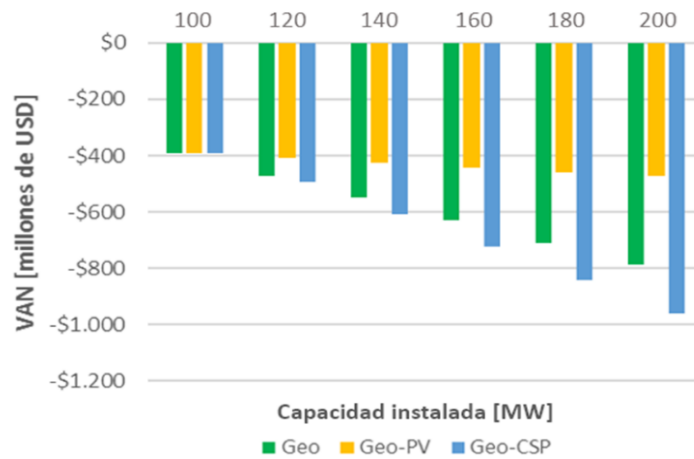


Figura 56. Valor actual neto para casos de sensibilidad en la zona norte.

Respecto al efecto de la instalación de capacidad instalada en el costo de desarrollo (LCOE) se debe mencionar que los resultados sí tienen un efecto dependiente de la zona en la que se instale el proyecto. Como se puede observar en la Figura 57, el LCOE sufre una disminución muy marcada a medida que se instala tecnología de generación fotovoltaica en la zona norte, pasando de 117 USD a los 104 USD, lo que significa una reducción del LCOE de 0,13 USD por cada MW de generación fotovoltaica instalada. Por otra parte, en la zona sur la reducción es de 107 USD a 105 USD, equivalente a reducir 0,02 USD por MW instalado de la misma tecnología.

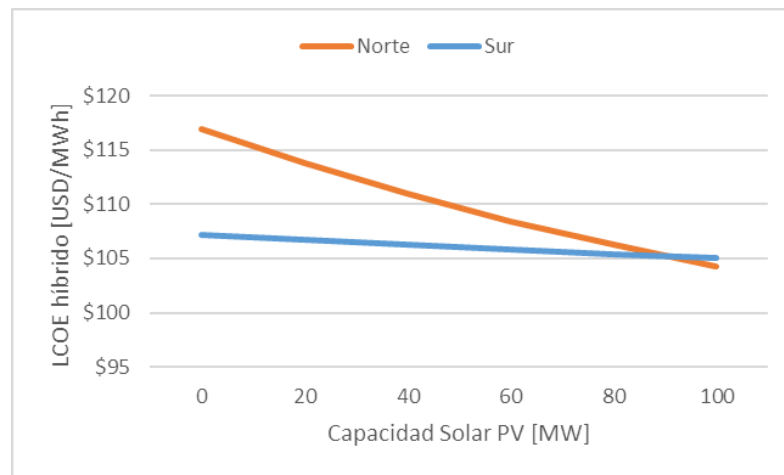


Figura 57. Efecto de instalar capacidad solar PV en el costo de desarrollo.

Por otro lado, hibridar una planta geotérmica con tecnología CSP tiene el efecto contrario en el costo de desarrollo. A medida que se instala capacidad CSP el LCOE sube de manera similar en la zona norte y en la zona sur, lo que significa que la energía debe venderse más caro para poder pagar los costos del proyecto. En la zona norte, el costo de desarrollo pasa de 117 USD a 156 USD, el equivalente a aumentar el LCOE en 0,39 USD por MW instalado, mientras que en el sur se pasa de 107 USD a 165 USD, un aumento de 0,56 USD por MW de capacidad CSP.

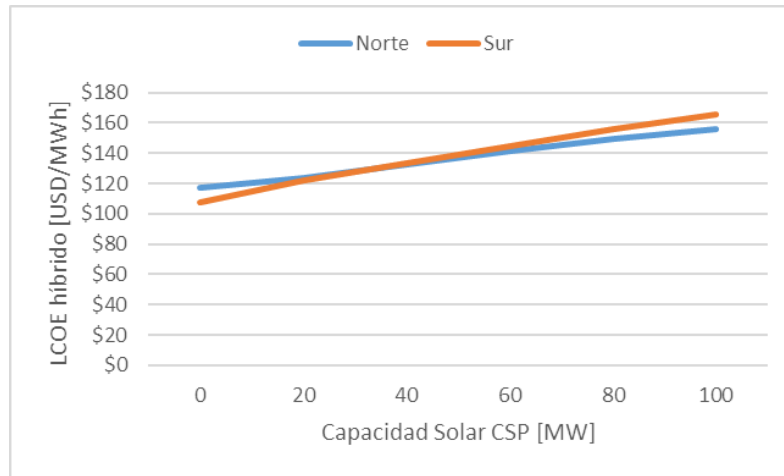


Figura 58. Efecto de instalar capacidad solar CSP en el costo de desarrollo.

5. Conclusiones

Integrar sistemas de concentración solar de cilindros parabólicos a plantas geotérmicas reduce los efectos negativos de las fluctuaciones de la temperatura ambiente en la generación de energía geotérmica. Esta mejora se hace particularmente importante en plantas geotérmicas ubicadas en zonas desérticas que sufren temperaturas extremas. Si bien la metodología permite observar este efecto y compararlo en dos zonas del país, sus verdaderas implicancias son de carácter termodinámico, por lo que escapan de los alcances de esta memoria.

Para plantas híbridas solar PV-geotermiales se observó una sinergia de ambas tecnologías de generación gracias a que la generación fotovoltaica y geotérmica se comportan de manera opuesta y complementaria, dependiendo de la ubicación del proyecto. En la zona norte, de mayor radiación y temperaturas, aumenta la generación fotovoltaica y disminuye la geotérmica. Por el contrario, en la zona sur donde hay menos radiación y temperaturas bajas, reduce la generación fotovoltaica y favorece la geotérmica. Como resultado, el perfil de generación de la planta híbrida es similar para ambas zonas del país.

Al integrar sistemas de generación solares a plantas geotérmicas existentes, o bien, construir plantas híbridas solares-geotérmicas, se puede reducir costos unitarios de inversión. Para plantas híbridas solar PV-geotermiales se calculó una reducción del 15% del costo unitario de inversión comparado con la planta fotovoltaica convencional, mientras que para los híbridos CSP-geotermal se lograron reducciones del 37% del costo unitario de inversión comparado con una planta CSP convencional, gracias al alto nivel de integración que se puede alcanzar entre plantas térmicas.

El LCOE de la planta híbrida PV-geotérmica es más bajo que el costo la geotermia. Los híbridos PV pueden disminuir el LCOE hasta en 0,56 USD por MW de capacidad solar instalada. Este resultado motiva a continuar el estudio de estas tecnologías y la plantea como una alternativa a evaluar para nuevos proyectos geotérmicos que busquen reducir sus costos en base a integrar generación fotovoltaica.

Ninguno de los escenarios en estudio da un valor actual neto positivo que justifique la decisión de inversión. Esto significa que la construcción del proyecto depende de contratos bilaterales de venta de energía por valores mayores a 104 [USD/MWh]. Las tecnologías estudiadas no se encuentran aún en una etapa de desarrollo que les permita alcanzar precios atractivos para el mercado.

Los resultados derivados del análisis de sensibilidad muestran que a igual capacidad instalada, una planta híbrida geotérmica-solar PV tiene mejores resultados económicos tanto en su valor actual neto como en su costo de desarrollo, independiente de la zona del país en que se instale el proyecto, por lo que la integración de ambas tecnologías es una alternativa de mejora a las plantas geotérmicas convencionales que puede utilizarse para mitigar los riesgos de inversión en el proyecto y aumentar el valor económico del proyecto.

Como trabajo futuro se plantea estudiar niveles de integración solar PV en plantas geotérmicas a niveles que hagan rentables estos proyectos y los efectos de nuevas tarifaciones de la potencia y los ingresos complementarios sobre proyectos de plantas híbridas de todo tipo.

6. Bibliografía

- [1]. “Informe mensual coordinador eléctrico nacional - octubre 2017” [En línea], Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, octubre 2017. Disponible en: <https://goo.gl/yQZi9p>
- [2]. “Proceso de planificación energética de largo plazo - Informe final” [En línea], Ministerio de Energía, Santiago, Chile, diciembre 2017. Disponible en: <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/resultados>
- [3]. M. H. Dickson y M. Fanelli, *What is geothermal energy?* [En línea]. Disponible en: http://www.unionegeotermica.it/What_is_geothermal_en.html, [accedido 26.12.2017].
- [4]. T. Ahmad, “Geothermal energy” en *Electric Renewable Energy Systems*, San Diego, USA: Elsevier Ltd, 2016, pp. 114-139 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/J9xt5E>
- [5]. R. DiPippo, “Geothermal power plants in Nevada, USA” en *Geothermal power plants*, Waltham, USA: Elsevier Ltd, 2016, pp. 461-499 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/ABurWr>
- [6]. D. Aravena y A. Lahsen, “A geothermal favorability map of Chile, preliminary results”, *GRC Transactions*, vol. 37, pp. 923-926, 2013.
- [7]. A. Lahsen, N. Muñoz y M. Parada, “Geothermal development in Chile”. en *Proceedings World Geothermal Congress*, 2010.
- [8]. L. Vargas y S. Purschel, “Analysis of geothermal power plant performance in the context of the chilean electricity market.” en *Proceedings 38th New Zealand Geothermal Workshop*, 2016.
- [9]. E. Michaelides, “The effect of ambient temperature fluctuation on the performance of geothermal power plants” en *International Journal of Exergy*, vol. 8, no. 1, pp. 86-98, 2011.
- [10]. “Informe de costos nivelados de la electricidad para plantas geotérmicas en Chile” [En línea], Mesa de energía geotérmica, Santiago, Chile, septiembre 2017. Disponible en <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>
- [11]. Ö. Çağlan Kuyumcu *et al.*, “Hybrid geothermal and solar thermal power plant case study Gümüşköy GEPP” en *GHC Bulletin*, pp. 19-24, 2011.
- [12]. F. Heberle *et al.*, “Techno-economic analysis of a solar thermal retrofit for an air-cooled geothermal Organic Rankine Cycle power plant” en *Renewable Energy*, vol. 113, pp. 494-502, 2017.
- [13]. “Sunshot Vision Study” [En línea], U.S Department of Energy, USA, febrero 2012, Disponible en: <https://goo.gl/jK8Srd>
- [14]. “Renewable energy technologies: cost analysis series, Volume 1: Power sector, Issue 4/5, Solar Photovoltaics” [En línea], IRENA, 2012. Disponible en:

<https://goo.gl/1RNw4s>

- [15] “Renewable energy technologies: cost analysis series, Volume 1: Power sector, Issue 2/5, Concentrating Solar Power” [En línea], IRENA, 2012. Disponible en: <https://goo.gl/YyMahY>
- [16] K. Li, *et al.*, “Upgrading both geothermal and solar energy”, en *Proceedings 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 2016.
- [17] S. Pramanik, R.V. Ravikrishna, “A review of concentrated solar power hybrid technologies”, *Applied Thermal Engineering* (2017), doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.08.038>
- [18] C. Zhou, E. Doroochi y B. Moghtaderi, “An in-depth assessment of hybrid solar–geothermal power generation”, en *Energy Conversion and Management*, vol. 74, pp. 88-101, 2013.
- [19] M. Astolfi *et al.*, “Technical and economical analysis of a solar–geothermal hybrid plant based on an Organic Rankine Cycle”, en *Geothermics*, vol. 40, pp. 58–68, 2010.
- [20] J. M. Cardemil, *et al.*, “Thermodynamic evaluation of solar-geothermal hybrid power plants in northern Chile” en *Energy Conversion and Management*, vol. 123, pp. 348-361, 2016.
- [21] G. DiMarzio *et al.*, “The Stillwater triple hybrid power plant integrating geothermal, solar photovoltaic and solar thermal power generation”, en *Proceedings World Geothermal Congress*, 2015.
- [22] Departamento de Geofísica - Universidad de Chile, “Explorador Solar”, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>. [accedido 27.10.2017]
- [23] National Renewable Energy Laboratory, “System Advisor Model (SAM)”, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://sam.nrel.gov/>
- [24] V. Poghosyan y M.I. Hassan, “Techno-economic assesment of substituting natural gas based heater with thermal energy storage system in parabolic trough concentrated solar power plant” en *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 152.164, 2015.
- [25] “Cálculo preliminar de potencia de suficiencia de las centrales generadoras del sistema eléctrico nacional año 2018” [En línea], CEN, Santiago, Chile, diciembre 2017. Disponible en: <https://goo.gl/xsSiaX>
- [26] “Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras” [En línea], CNE, Santiago, Chile, enero 2016. Disponible en: <https://goo.gl/Vjh1dQ>
- [27] “Informe de costos de tecnologías de generación” [En línea], CNE, Santiago, Chile, enero 2017. Disponible en: <https://goo.gl/JUnoJN>
- [28] “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” [En línea], CNE, Santiago, Chile, septiembre 2016. Disponible en: <https://www.cne.cl/estudios/electricidad/>