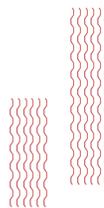
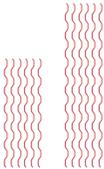




MESA DE GEOTERMIA

ROL DE LA GEOTERMIA EN EL
DESARROLLO DE LA MATRIZ
ELÉCTRICA CHILENA





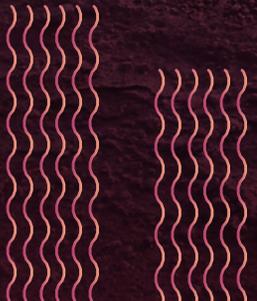


MESA DE GEOTERMIA

ROL DE LA GEOTERMIA EN EL
DESARROLLO DE LA MATRIZ
ELÉCTRICA CHILENA



Julio 2018



Índice

INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN	5
METODOLOGÍA	9
Descripción del proceso participativo	11
Metodología de análisis de la Etapa 1: Análisis de costo y potencial geotérmico	12
Metodología de análisis de la Etapa 2: Impacto de la geotermia en el sistema eléctrico	13
Metodología de análisis de la Etapa 3: Políticas públicas	17
PRINCIPALES RESULTADOS	19
Etapa 1: análisis de costo y potencial geotérmico	19
Etapa 2: análisis de impacto de la geotermia en el sistema eléctrico	24
Etapa 3: políticas públicas	33
CONCLUSIONES	51
ACRÓNIMOS	55
ANEXOS	57
Anexo 1: proyecciones supuestas para el largo plazo	57
Anexo 2: concesiones geotérmicas	62
Anexo 3: acuerdo de descarbonización	63
Anexo 4: distribución geográfica del potencial geotérmico	64
ENTIDADES ASISTENTES A LA MESA DE GEOTERMIA	65

Introducción y motivación

Elabundante potencial de recursos energéticos renovables existentes en Chile, incluida la energía geotérmica, sitúa al país en una posición privilegiada para, mediante un mejoramiento continuo de las políticas, explotar estas fuentes energéticas, logrando una matriz de generación más sustentable, reduciendo la volatilidad del precio de la electricidad y mejorando la seguridad de suministro a través del uso de fuentes autóctonas. Durante el último tiempo hemos observado como la alta disponibilidad de recursos renovables ha conllevado una elevada competencia y precios competitivos en el mercado eléctrico, siendo una poderosa herramienta para cumplir con objetivos de mitigación de cambio climático.

Actualmente, la industria geotérmica local está compuesta por una empresa operadora, empresas desarrolladoras de proyectos, proveedores de servicios, centros de I+D, universidades y asociaciones gremiales. Se han realizado esfuerzos en la prospección de los recursos existentes en el país, y actualmente se cuenta con exploración suficiente para cifrar el potencial técnicamente explotable de las zonas exploradas aproximadamente entre 1.300 MW y 3.800 MW, para la generación de electricidad. Las empresas desarrolladoras de proyectos geotérmicos han manifestado su intención de seguir adelante con el desarrollo de proyectos, con el objeto de construir y operar centrales de generación eléctrica. Los altos niveles de competencia en Chile han dificultado la toma de decisiones de inversión por parte de desarrolladores geotérmicos, llevando a algunas empresas a abandonar el país por falta de contratos de suministro que permitan viabilizar sus estrategias de negocio, a pesar del alto nivel de inversión realizado y algunas habiendo descubierto extensos campos de recursos geotérmicos.



A solicitud de la industria geotérmica, el Ministerio de Energía convocó a una instancia público-privada, denominada Mesa de Geotermia (en adelante "la Mesa"), con el objetivo de evaluar el potencial y las oportunidades que plantea el desarrollo de la geotermia en el mercado eléctrico del país. En dicha instancia, se llevó a cabo un análisis, a nivel de planificación y de operación del sistema eléctrico, del impacto de esta fuente energética en el sistema eléctrico nacional. En base a los resultados obtenidos de este análisis, se identificaron medidas e instrumentos de política pública que pudieran apoyar su desarrollo. No obstante, este análisis no incluyó un pronunciamiento respecto a la aprobación o rechazo de las medidas propuestas. Por razones de disponibilidad de la información, conformación de la mesa, metodologías de análisis disponibles y plazos esperados de término, el análisis fue circunscrito a proyectos geotérmicos para la generación de electricidad en reservorios de alta entalpía. De esta forma, quedó fuera del alcance de la Mesa cualquier análisis del tipo socio-ambiental, la evaluación de negocios en cascada en torno a una planta geotérmica y el desarrollo de geotermia de baja entalpía.

Durante el proceso la Fundación Chile actuó como secretaría técnica y organizador, contando con el soporte técnico del Centro de Energía de la Universidad de Chile. La financiación para el desarrollo de la Mesa y de los estudios realizados ha sido proporcionada por el Programa de Asistencia Técnica para la Gestión del Sector de Energía (ESMAP por sus siglas en inglés) del Banco Mundial.

La Mesa, liderada por el Ministerio de Energía, inició sus actividades en diciembre de 2016 y finalizó en diciembre de 2017. Este reporte resume 12 meses de intenso trabajo que han incluido 11 talleres plenarios, 2 reuniones de trabajo técnico llamados *Petit Comités*, junto con el análisis y procesamiento de información técnica y modelación numérica. En total se han analizado 216 escenarios de CAPEX y 648 escenarios para el costo nivelado de electricidad (LCOE por sus siglas en inglés) que caracterizan diferentes tipologías de desarrollo de proyectos geotérmicos en Chile, y se han modelado 12 matrices energéticas, estudiando en cada una de ellas su comportamiento en el corto y largo plazo, con diferentes condiciones de ingreso de la generación geotérmica en el mercado eléctrico. Este reporte resume dicho trabajo con la finalidad que la voluminosa información generada sea de fácil comprensión y difusión. Se exponen en este documento, tanto la metodología implementada en este proceso participativo, como los principales resultados obtenidos de los análisis técnicos y las propuestas de políticas públicas presentadas por los integrantes de la Mesa.



Los resultados presentados dan cuenta de un análisis en base a la mejor información y metodologías disponibles a la fecha. No obstante, dado el dinamismo existente en el sector tanto en temas técnicos, económicos, políticos y sociales, la detección de nuevas condiciones en el mercado, junto con nueva información y conocimiento, podrían sugerir la revisión de los resultados expuestos. Si el lector quiere profundizar en alguna de las materias abordadas por la Mesa, podrá encontrar toda la información en el portal web del Ministerio de Energía - <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia>.



Metodología

El proceso de la Mesa de Geotermia se diseñó contemplando una instancia de participación entre actores y expertos del sector geotérmico, aunando esfuerzos de la comunidad científica, del sector público, del sector privado y del sector público-privado, en un ejercicio de análisis y discusión que fue subdividido en tres fases sucesivas, denominadas Etapa 1, Etapa 2 y Etapa 3.

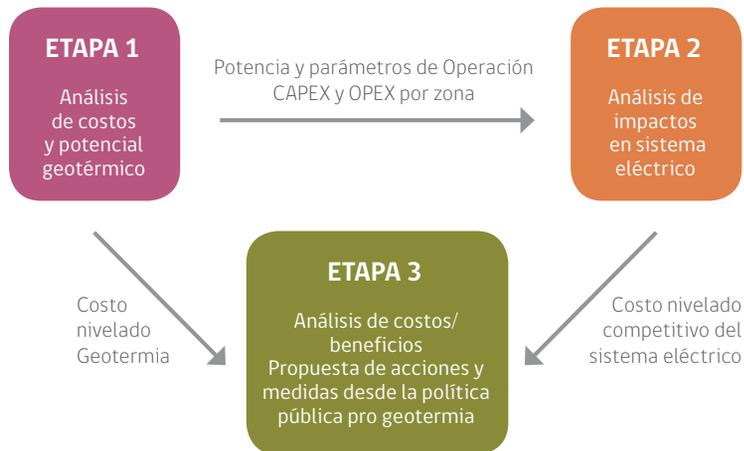
La **Etapa 1**, tiene como propósito definir el estado actual y perspectivas del desarrollo de proyectos geotérmicos en Chile. A partir de la mejor información disponible para zonas geotérmicas identificadas, se estimó el potencial geotérmico desarrollable y se determinaron detalladamente los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) para posibles tipologías de proyectos geotérmicos, considerando diferentes tamaños de planta, tecnologías, ubicaciones geográficas de los proyectos, profundidad y productividad media de los pozos, entre otros parámetros.

La **Etapa 2**, fue enfocada en dos objetivos principales: 1) determinar el costo nivelado de electricidad que proyectos de energía geotérmica debieran alcanzar para ser económicamente eficientes y competitivos en la expansión del sistema eléctrico; y 2) identificar elementos asociados con la introducción de energía geotérmica en el sistema eléctrico que pudiesen traducirse en beneficios para el sistema eléctrico, en particular su impacto en los costos operacionales del sistema en un contexto de elevada participación de energías renovables variables.



La **Etapa 3**, finalizó el proceso recogiendo los resultados de las Etapas 1 y 2, con la finalidad de analizar las brechas de competitividad de la energía geotérmica en el sistema eléctrico, así como evaluar acciones desde la política pública para favorecer el desarrollo geotérmico en Chile. En esta etapa, los participantes de la Mesa propusieron una serie de medidas que fueron preliminarmente analizadas y discutidas en sus alcances y potenciales impactos sobre el desarrollo de la geotermia en el país. No obstante, este análisis no incluyó un pronunciamiento respecto a la aprobación o rechazo de las medidas propuestas.

FIGURA 1. ESQUEMA METODOLÓGICO DE LA MESA DE GEOTERMIA



Descripción del proceso participativo

La Mesa de Geotermia reunió en un proceso de discusión y análisis a todos los sectores más representativos de la industria geotérmica en Chile, incluyendo a instituciones públicas competentes, asociaciones empresariales, desarrolladores geotérmicos, proveedores de servicios de la industria geotérmica, instituciones académicas y colegios profesionales, bajo la dirección de Fundación Chile en calidad de secretaría técnica. En total, fueron convocadas a participar 41 entidades, de las cuales asistieron 34 y se registró un promedio de asistencia de 21 entidades por sesión, con un promedio de asistencia de 38 personas en cada una de las reuniones de trabajo.

FIGURA 2. ESQUEMA METODOLÓGICO DE LA MESA DE GEOTERMIA



Todas las entidades que asistieron a la Mesa contribuyeron activa y permanentemente, lo que llevó a concluir exitosamente este proceso participativo. A pesar de que en ciertas materias surgieron diferencias importantes en las perspectivas y visiones por parte de los asistentes, éstas fueron resueltas haciendo referencia a la mejor información disponible, lo cual ha sido una de las reglas principales aplicadas en todo el proceso de la Mesa. Además, durante un período posterior a cada taller, los participantes tuvieron la posibilidad de realizar comentarios adicionales a los emitidos en las sesiones de trabajo y/o aportar información complementaria en soporte de sus observaciones y propuestas.



Todos los argumentos tratados han sido resumidos en minutas elaboradas al final de cada taller, las cuales se encuentran disponibles en el sitio web del Ministerio de Energía - (<http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia>) junto con las presentaciones, datos y documentos generados o aportados durante la discusión.

Metodología de análisis de la Etapa 1

ANÁLISIS DE COSTO Y POTENCIAL GEOTÉRMICO

En la Etapa 1, se analizaron múltiples referencias nacionales e internacionales, con el objetivo de determinar el CAPEX y OPEX actuales para proyectos geotérmicos circunscritos a la realidad de desarrollo en Chile. Las empresas participantes de la Mesa aportaron con valiosa información y se analizó la tendencia de largo plazo siguiendo el comportamiento de CAPEX geotérmico proyectado por NREL. Una vez recopilada toda la información, se realizó un *Petit Comité* junto a los desarrolladores geotérmicos y se determinaron y acordaron los valores de CAPEX y OPEX, además de escenarios de CAPEX alto y bajo, para cada ítem de costos. La información determinada se utilizó posteriormente para determinar el LCOE de proyectos geotérmicos en Chile.

En paralelo, se discutió con los desarrolladores un calendario de desarrollo de proyectos y de identificación de zonas geotérmicas, con el fin de determinar el potencial geotérmico distribuido geográficamente, a ser utilizado en las simulaciones de la Etapa2.



Metodología de análisis de la Etapa 2

IMPACTO DE LA GEOTERMIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

En la Etapa 2 se llevaron a cabo múltiples simulaciones computacionales para caracterizar los posibles escenarios futuros de desarrollo del sistema eléctrico, y las perspectivas de integración de la energía geotérmica en la matriz de generación. Dichas simulaciones han sido realizadas en condiciones de largo y corto plazo, utilizando herramientas comúnmente usadas en el sector eléctrico para estos propósitos y basándose en supuestos, aproximaciones y criterios que se consensuaron con los participantes de la Mesa. A continuación, se resumen los aspectos metodológicos más relevantes de los procesos de simulación utilizados.

FASE DE PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO: ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

El proceso de simulación de la expansión del sistema eléctrico en el largo plazo¹ tuvo por objeto estimar para el horizonte 2017-2050 posibles escenarios de expansión económicamente eficientes del parque de generación y transmisión del sistema eléctrico nacional, utilizando para ello distintos supuestos. Los escenarios han sido simulados bajo el criterio de abastecer la demanda minimizando el valor presente actualizado de los costos de inversión, operación, mantención, falla y administración de la totalidad de los elementos del sistema eléctrico. Los resultados llevan a establecer, para cada escenario simulado, el costo nivelado de electricidad (LCOE) competitivo, el cual representa el nivel de precio máximo que la generación geotérmica y otras unidades de base pueden alcanzar para que su inclusión en el sistema eléctrico sea económicamente eficiente desde una óptica centralizada.

Para ello, se asumió que al parque de generación actual del sistema eléctrico nacional se adicionan, como decisiones de inversión a firme, los proyectos declarados en

1 El detalle del modelo de largo plazo se encuentra disponible en la presentación realizada por el Centro de Energía en los Talleres 4, 4 Adicional (4A) (http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/?page_id=42)



construcción según Resolución Exenta CNE N°914 del 26 de diciembre del 2016 y las centrales asociadas a licitaciones de suministro de clientes regulados del año 2016². Sucesivamente a estos proyectos “firmes”, la selección de los proyectos para expandir la matriz de generación fue efectuada por el modelo de simulación de largo plazo, con base en potenciales de generación de energías renovables determinados por el Ministerio de Energía para cada zona geográfica, que corresponden a una actualización de la metodología utilizada en la publicación Potenciales de Energías Renovables en Chile³, así como en proyectos tipo asociados a centrales térmicas. Para el potencial geotérmico se utilizó la información definida durante la Etapa 1 de la Mesa. No se consideraron proyectos de almacenamiento puro, como centrales de bombeo o baterías.

En cuanto a la red de transmisión, el modelo de simulación consideró una tipología simplificada del sistema real, reduciéndola a nueve barras o zonas geográficas, e incluyendo el plan de obras de transmisión en construcción.

En una primera instancia, los participantes de la Mesa consideraron analizar seis escenarios que permitieran obtener un amplio abanico de costos nivelados (LCOE) competitivos futuros, incluyendo casos de precios futuros altos y bajos, además de escenarios intermedios. A partir de los resultados obtenidos de las primeras simulaciones, los participantes de la Mesa solicitaron simular un segundo conjunto de seis escenarios para así lograr el objetivo esperado en esta etapa. Estos nuevos escenarios se componen de un escenario Base (definido por tendencias medias para los parámetros relevantes) y cinco sensibilizaciones respecto de ese escenario Base. Para entonces, se encontraban disponibles los resultados del Informe Preliminar del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PEL)⁴, llevado a cabo por el Ministerio de Energía, por lo cual la Mesa acordó efectuar las nuevas simulaciones alineando parte de los supuestos a los utilizados en la PELP.

En el presente documento se resumen los resultados de las simulaciones y análisis realizados sobre el segundo conjunto de escenarios, caracterizados por distintos supuestos de evolución de los principales indicadores del sector, como muestra la Tabla 1, a saber: i) proyección de costos de inversión de Energías Renovables No Convencionales (ERNC); ii) proyección de costos de combustibles; iii) proyección de la

2 No se han incluido los resultados de la licitación del año 2017, ya que se utilizó información hasta finales de 2016 para la simulación.

3 http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf

4 Informe con fecha 20 de Junio de 2017, disponible en <http://pelp.minenergia.cl/>



demanda; iv) aporte hidrológico; y v) costo de inversión de geotermia. Se optó tomar como criterio de simulación el cumplimiento forzoso de la meta establecida en la Política Energética - Energía 2050⁵, (70% de la generación anual con energías renovables en el 2050), y considerar un costo incremental por emisiones utilizando los mismos supuestos utilizados en el proceso de la PELP. El detalle de estas proyecciones se encuentra adjunto en el Anexo 1 - Proyecciones supuestas para el largo plazo.

Si bien, parte de los participantes de la Mesa manifestaron la necesidad de incorporar en la simulación un cronograma de salida de las centrales a carbón (justificado por la progresiva obsolescencia de las instalaciones y su debatida sostenibilidad socio-ambiental), finalmente el Ministerio de Energía decidió no incorporar este aspecto por la falta de una metodología validada para estimar un cronograma de salida de centrales e información de base adecuadamente respaldada, habiendo consultado previamente y de forma oportuna a diferentes organismos internacionales al respecto de la existencia de una metodología (NREL, IRENA y IEA).

TABLA 1. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN DE LARGO PLAZO

REGIÓN	Base 1.0	Sens 1.1	Sens 1.2	Base 2.0	Sens 2.1	Sens 2.2
Proyección Costo Inversión ERNC	Media	Alta	Media	Media	Alta	Media
Proyección Costo Combustible	Media	Media	Media	Media	Media	Media
Proyección Demanda	Media	Media	Alta	Media	Media	Alta
Aporte Hidrológico	Medio*	Medio*	Medio*	Medio*	Medio*	Medio*
Meta Renovable 2050	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Costo incremental por emisiones **	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
CAPEX Geotermia ***	50 MW	50 MW	50 MW	100 MW	100 MW	100 MW

* Considera 10% menos de aporte hidrológico para tomar en cuenta los efectos del cambio climático

** Considera costo incremental utilizado en PELP, el cual alcanza 20,5 USD/ton al 2037 y 32,5 USD/ton al 2050 (ver Anexo 1 - Proyecciones supuestas para el largo plazo)

*** CAPEX Geotermia disponible en Informe "FCh_Informe LCOE Mesa de Geotermia" en las presentaciones del Taller 5 en http://www.minenergia.cl/ Mesa-geotermia/?page_id=42

5 <http://www.energia2050.cl>



FASE DE OPERACIÓN DE CORTO PLAZO: DESEMPEÑO OPERACIONAL

En esta fase de modelación del sistema eléctrico, entre los seis escenarios simulados en el largo plazo, los participantes de la Mesa seleccionaron al escenario Base 1.0⁶ (Tabla 1) para ser analizado en detalle con la aplicación de modelos que permiten caracterizar la operación del sistema con resolución horaria. Además, se acordó generar una variante de dicho escenario (Base 1.0 con geotermia), forzando la inclusión en la matriz de generación de todo el potencial geotérmico identificado como disponible en el plazo de la modelación (2017-2050). Esta variante se generó siguiendo la metodología de la *Fase de Planificación de Largo Plazo: Escenarios de Expansión*, pero esta vez considerando un CAPEX que determine un costo nivelado de electricidad de los proyectos geotérmicos inferior al costo nivelado competitivo calculado en la Fase de Planificación de Largo Plazo: Escenarios de Expansión. La comparación del desempeño operacional de los dos escenarios simulados (Base 1.0 y Base 1.0 con geotermia), permitió inferir los impactos y beneficios que puede generar el ingreso de generación geotérmica en el sistema eléctrico. Dichos impactos y beneficios corresponden al caso específico en que la evolución de la matriz de generación y de otras variables que definen los costos del sistema eléctrico se comporten como las consideradas en el escenario Base 1.0, que ha sido seleccionado como referencia para la simulación de corto plazo.

La simulación de corto plazo buscó evaluar el desempeño operacional del despacho en resolución horaria, incluyendo las restricciones operativas de las unidades de generación. Con esto, se verificó la operatividad técnica de la matriz resultante del proceso de largo plazo, y se evaluó, desde un punto de vista agregado (la matriz en su conjunto), el cumplimiento de los requerimientos de flexibilidad y de reservas operativas producto de la incorporación masiva de energía eólica y fotovoltaica prevista por la modelación de largo plazo y corroborada por los resultados de las últimas licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados.

La información de entrada utilizada en los modelos operacionales de corto plazo correspondió a las proyecciones de demanda y precios de combustibles fósiles de la PELP. De la misma forma, se consideraron los parámetros técnicos del parque de generación que a la fecha utiliza el Coordinador Eléctrico Nacional, por lo que esta consideración puede ser conservadora en virtud de que procesos de auditorías, originados por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, podrían tener como resultado

⁶ El escenario Base 1.0 considera las proyecciones medias para todos los parámetros que lo definen.



parámetros técnicos menos restrictivos para la operación del sistema eléctrico que los actuales, como se ha evidenciado en algunos casos. Asimismo, la metodología no consideró nuevas tecnologías como el almacenamiento a través del uso de baterías o sistemas de bombeo.

Metodología de análisis de la Etapa 3 POLÍTICAS PÚBLICAS

En la Etapa 3 se analizaron las propuestas de acciones y medidas de política pública para impulsar la energía geotérmica, en función de los resultados de las Etapas 1 y 2.

En esta etapa, los miembros de la Mesa plantearon medidas concretas para incentivar el desarrollo de la industria geotérmica en Chile. Dichas medidas fueron analizadas en base a cinco criterios definidos por el Ministerio de Energía y la Secretaría Técnica, con el fin de comprender los impactos potenciales de éstas, recursos requeridos, plazos de implementación, e instituciones involucradas. Este documento da cuenta de un análisis preliminar y las implicancias de las medidas propuestas, junto con los plazos asociados a las mismas, considerando el contexto legal vigente. De esta forma, el análisis presentado no es un pronunciamiento para aprobar o rechazar cada una de las medidas propuestas.



Principales resultados

Etapa 1

ANÁLISIS DE COSTO Y POTENCIAL GEOTÉRMICO

CAPEX Y OPEX DE PROYECTOS GEOTÉRMICOS EN CHILE

Para caracterizar las posibles configuraciones de proyectos geotérmicos en Chile se utilizaron 7 factores independientes entre sí, los cuales definen las principales condiciones que inciden en el CAPEX de cada proyecto. Los factores considerados son:

- a. Tamaño de la planta (3 tipos):** en capacidades brutas de 20, 50 y 100 MW.
- b. Tecnología de generación (2 tipos):** flash y binaria.
- c. Ubicación del proyecto (2 tipos):** zona norte de Chile y zona sur de Chile.
- d. Profundidad esperada del yacimiento geotérmico⁷ (2 tipos):** 1.500 metros y 2.500 metros.
- e. Productividad promedio por pozo (4 tipos):** 5,0 MW/pozo; 6,8 MW/pozo; 8,0 MW/pozo y 10,0 MW/pozo, con tasa de éxito de perforación promedio de 75%.
- f. CAPEX unitarios (3 tipos):** CAPEX bajo: caso con los costos unitarios más bajos de cada componente de un proyecto geotérmico; CAPEX medio: caso donde se consideran los costos unitarios de referencia para cada planta, de 20 MW, 50 MW y 100 MW; CAPEX alto: Caso que integra los costos unitarios más altos de cada componente de un proyecto geotérmico.
- g. Tasa de descuento (3 tipos):** 8% - 10% - 12%.

⁷ De la experiencia actualmente disponible de las empresas que han realizado perforaciones geotérmicas en Chile, resulta que los yacimientos se desarrollan comúnmente a profundidades variables entre 1.500 y 2.500 metros. En la Zona Norte sólo se consideraron yacimientos a una profundidad de 2.500 metros. En la Zona Sur se consideran yacimientos a 1.500 y 2.500 metros de profundidad.



Adicionalmente se utilizaron los siguientes criterios para describir otras fuentes de costos de los proyectos geotérmicos:

- **Inversiones adicionales durante la operación o pozos de reposición:** durante la vida útil de una planta se considera 1 pozo de reposición cada 4 años, a contar del octavo año de operación. Los pozos se perforan hasta el final del período⁸ de operación, definido en 30 años. En esta simplificación financiera para la imputación de los pozos de reposición se utiliza el mismo costo unitario de pozo de la Fase de Desarrollo y no se consideran los costos de movilización del equipo.
- **OPEX – Costos fijos y de operación de la planta geotérmica:** se considera un costo de operación de 10 USD/MWh y no se distingue diferencia para la tecnología flash y binaria.
- **Costo financiero durante la fase de construcción:** se considera un préstamo equivalente al costo de la Fase de Construcción de la Planta, con un costo financiero del 4% anual, en dólares americanos. Se asume que el préstamo se paga íntegramente al momento de inicio de la operación de la planta.
- **Factor de planta:** se utiliza un factor de planta bruto del 90% para la tecnología flash y un 80% para la tecnología binaria.

Los resultados indican que el CAPEX unitario promedio para una planta de 20 MW alcanza USD 8,8 millones por MW, mientras que para una planta de 50 MW y 100 MW alcanza USD 6,5 millones por MW y USD 5,7 millones por MW, respectivamente. Por lo tanto, las economías de escala son relevantes a medida que el tamaño de planta aumenta de 20 a 50 y 100 MW, con una disminución del costo unitario de 26% y 35% por MW, respectivamente.

LCOE ACTUAL DE PROYECTOS GEOTÉRMICOS EN CHILE

La Figura 3 y la Tabla 2 muestran los rangos de LCOE obtenidos en la Etapa 1 de la Mesa, ordenados por tamaño de planta y tasa de descuento, y calculados considerando únicamente ingresos por generación de energía, sin considerar potenciales ingresos por potencia⁹. Los resultados mostrados corresponden a una combinación de los distintos

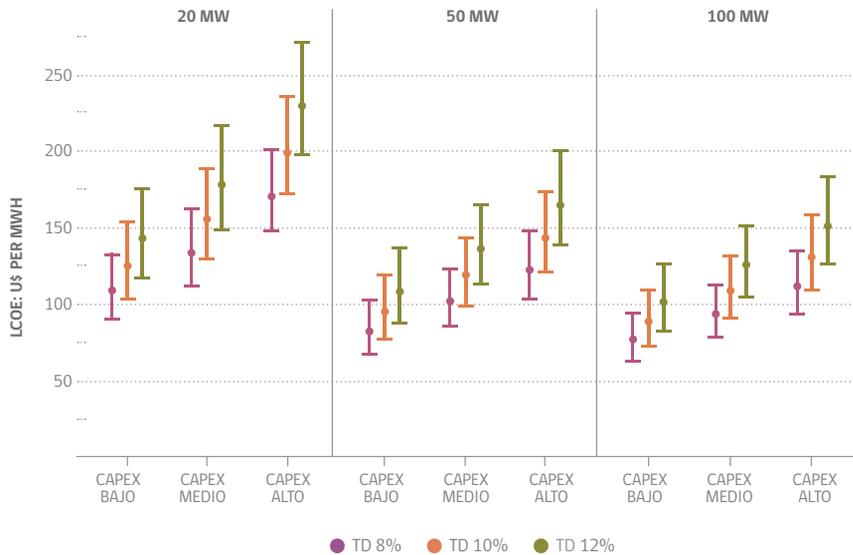
8 Se considera todo el período de operación de la planta, ya que la perforación de 1 pozo cada 4 años es un valor promedio.

9 En Chile, los ingresos por potencia están especificados en la Ley Eléctrica para todas las plantas de generación y donde la geotermia percibiría este pago por potencia, generándose un crédito a nivel de cálculo del LCOE. En el análisis de planificación de largo plazo del sistema eléctrico realizado por el Centro de Energía, se estimó que los ingresos por potencia para proyectos geotérmicos, de acuerdo



Escenarios de CAPEX anteriormente descritos, calculados con tasas de descuento del 8%, 10% y 12%. El LCOE promedio para una planta de 20 MW, considerando una tasa de descuento del 10%, se sitúa alrededor de los USD 160 por MWh, mientras que para una planta de 50 MW y 100 MW alcanza los USD 119 por MWh y USD 110 por MWh, respectivamente. Los resultados reflejan el efecto de las economías de escala en este tipo de proyectos, que son fuertemente afectados por las inversiones en infraestructuras logísticas y en conexión a la red eléctrica.

FIGURA 3. ESCENARIO DE LCOE'S PARA PLANTAS GEOTÉRMICAS EN CHILE (SÓLO INCLUYE INGRESOS POR ENERGÍA)¹⁰



a los escenarios futuros simulados para la matriz energética, serían del orden de 6,7 USD/MWh. La no consideración de ingresos por potencia para la geotermia deteriora su posición de competencia con tecnologías cuyo reconocimiento de potencia les inferior.

¹⁰ Cada barra denota los límites máximos y mínimos, y el valor de referencia en Chile, para todos los escenarios analizados por categoría de tamaño de planta. Las tasas de descuento se distinguen por los colores de las barras. El LCOE para proyectos de 100 MW, considera que la decisión de inversión por los 100 MW es tomada al inicio del desarrollo del proyecto. El desarrollo del proyecto, considera una construcción en etapas de 50 MW cada una y en serie. La segunda etapa de 50 MW entra en operación 4 años después que la primera unidad. Si bien la gráfica muestra los resultados considerando una instalación de la segunda etapa con 4 años de posterioridad, actualmente en la industria es posible considerar un tiempo menor entre el desarrollo de unidades, hasta 2 años, como ha sido el ejemplo de Cerro Pabellón.

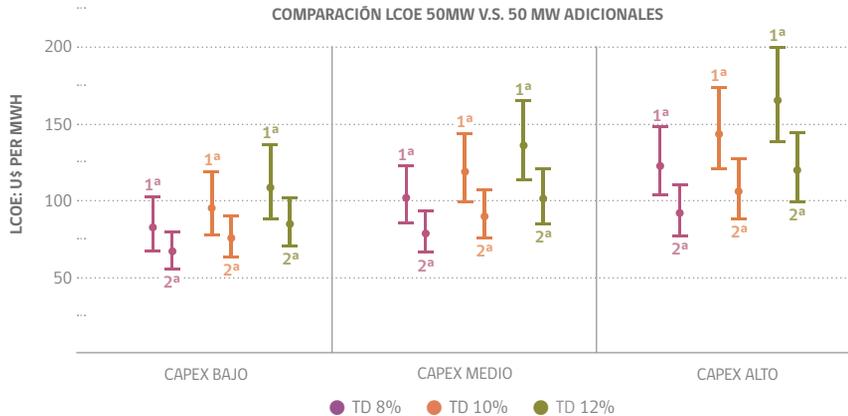


TABLA 2. LCOE MIN - MAX Y PROMEDIO PARA PLANTAS GEOTÉRMICAS EN CHILE

LCOE (USD/MWh)	Tasa Desc. 8%		Tasa Desc. 10%		Tasa Desc. 12%	
	Min - Max	Promedio	Min - Max	Promedio	Min - Max	Promedio
20 MW	90 - 201	138	103 - 236	160	117 - 272	184
50 MW	67 - 148	102	77 - 173	119	88 - 200	137
100 MW	63 - 135	94	72 - 158	110	82- 183	126

Para investigar más a fondo los efectos de economías de escala, se analizó también el caso de un desarrollo geotérmico de 100 MW, dividido en dos etapas independientes de 50 MW cada una. En este caso la inversión para la primera unidad incluye todos los costos de habilitación e infraestructura del proyecto, mientras que la construcción de la segunda unidad imputa sólo costos adicionales¹¹ para su desarrollo, dado que la exploración del recurso, vías de acceso, campamentos, red de transmisión, y otros elementos de infraestructura, están ya disponibles. Los resultados de dicho análisis se presentan en la Figura 4. Cabe mencionar que en la Etapa 2 del análisis, este efecto de economía de escala se representó asignando a la tecnología geotérmica el costo de inversión equivalente al desarrollo de dos unidades en serie.

FIGURA 4. LCOE PARA PRIMERA Y SEGUNDA UNIDAD DE 50 MW (SÓLO INCLUYE INGRESOS POR ENERGÍA)



Nota: la primera unidad de 50 MW está indicada por "1ª" en la figura, y la segunda unidad de 50 MW por "2ª".

11 Costos adicionales para ampliación de 50 MW: perforación de desarrollo, planta geotérmica, red de vaporductos y acueductos y transformador de electricidad..



POTENCIAL GEOTÉRMICO DESARROLLABLE DURANTE LOS PRÓXIMOS 30 AÑOS

Las evaluaciones realizadas durante la primera etapa de La Mesa, en base al levantamiento de información aportado por todos los participantes y en particular por las empresas desarrolladoras, han llevado a identificar un conjunto de proyectos realizables en el plazo 2017-2050, con un potencial en torno a 2.100 MW, los cuales se visualizan en el Anexo 4. Se estimó que 599 MW podrían ser desarrollados al año 2030 y 1.487 MW adicionales en el período 2031-2050.

La Tabla 3 muestra la capacidad identificada, distribuida según las principales zonas del sistema eléctrico nacional. Esta proyección fue utilizada como parámetro de referencia para determinar la disponibilidad de generación geotérmica en los ejercicios de modelación de largo plazo del sistema eléctrico.

TABLA 3. CAPACIDAD INDICATIVA DE PROYECTOS REALIZABLES EN CHILE PARA EL PERIODO 2017-2050

Sistema Interconectado	Potencial desarrollable período 2017-2030	Potencial desarrollable período 2017-2050
SING Norte	102 MW	826 MW
SING Centro	180 MW	686 MW
SIC	317 MW	574 MW
Total utilizado en la modelación	599 MW	2.086 MW



Etapa 2

ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA GEOTERMIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE COSTO Y POTENCIAL GEOTÉRMICO

EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN EL LARGO PLAZO

Los análisis realizados dan cuenta que, dados los supuestos de parametrización utilizados, se prevé un importante incremento de participación de energías renovables en la futura matriz de generación del sistema eléctrico, especialmente marcado por las tecnologías eólica y solar fotovoltaica. Dicha situación se observó consistentemente en todos los escenarios analizados. Asimismo, no se evidenció la necesidad de incorporar antes del año 2027 capacidad de generación adicional a las obras declaradas en construcción y a los nuevos proyectos adjudicados durante los últimos años para respaldar contratos de suministro a clientes regulados.

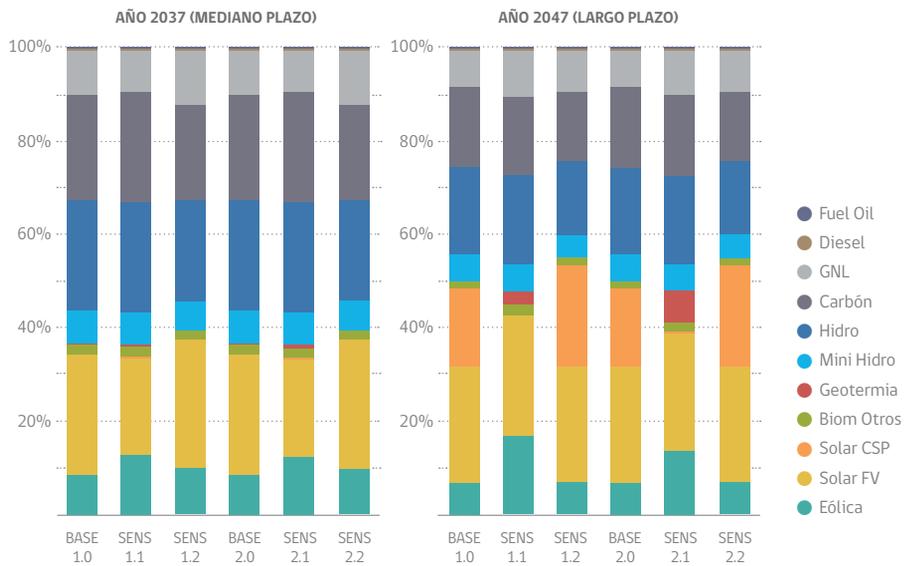
La Figura 5 muestra la participación simulada por tecnología para dos años seleccionados como representativos de las condiciones del sistema eléctrico en el mediano y largo plazo, 2037 y 2047 respectivamente. A mediano plazo, se aprecia un nivel de generación renovable similar (en torno al 68%) entre los diferentes escenarios simulados (indicados en la Tabla 1), destacándose una penetración renovable no convencional en torno al 45%. En general, se visualiza que la proporción de generación por tecnología entre escenarios es similar, y se obtiene una mayor participación de generación eólica en los escenarios en los que se consideró una proyección alta del costo de inversión de tecnologías renovables no convencionales.

A largo plazo (en el 2047) el panorama se presenta un poco más variado. La generación renovable alcanzaría niveles de participación en torno al 75% (conforme a lo establecido en la Política Energética 2050), y en los escenarios con costos medios de inversión ERNC (Base 1.0, Base 2.0, Sens 1.2 y Sens 2.2 - Tabla 1) se observa un importante ingreso de la tecnología solar de concentración (CSP por sus siglas en inglés). En estas condiciones se alcanzarían niveles de penetración para tecnologías renovables no convencionales superiores al 55%. Por otro lado, aquellos escenarios que consideraron una proyección



pesimista para los costos de inversión ERNC (Sens 1.1 y Sens 2.1 - Tabla 1), equivalentes a una tendencia de costos con un leve decremento para la tecnología eólica y solar fotovoltaica, o sin reducción de costos en el tiempo para la tecnología CSP, sugieren el ingreso de proyectos de energía geotérmica y un mayor desarrollo de la generación eólica, en lugar de la tecnología CSP.

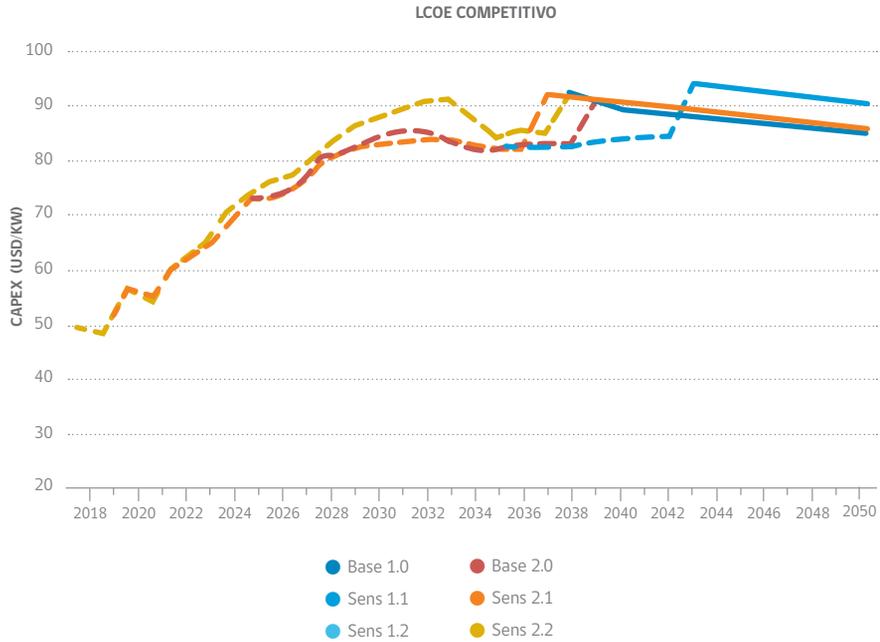
FIGURA 5. PARTICIPACIÓN GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA AL AÑO 2037 Y 2047 PARA CADA ESCENARIO ESTUDIADO



A partir de los resultados de la simulación de largo plazo, se determinó la evolución del costo nivelado de electricidad competitiva para cada escenario, como se ilustra en la Figura 6. Si bien en los primeros años dicho valor aumenta progresivamente, a partir del 2027, con el ingreso de nueva capacidad de generación, el LCOE se estabiliza entre los 80 y poco más de 90 USD/MWh con una dispersión relativamente baja para el conjunto de escenarios.



**FIGURA 6. LCOE COMPETITIVO PARA CADA ESCENARIO ESTUDIADO
(ESCENARIOS DEFINIDOS EN TABLA 1)**



La parte punteada de las curvas en la Figura 6, corresponde a los años en los que no se instalan más proyectos que los ya declarados en construcción o comprometidos para respaldar contratos de suministro (hasta 2026) o sólo se instalan proyectos renovables de generación variable (principalmente eólicos y fotovoltaicos), por lo que el costo nivelado se calculó como el costo marginal promedio del sistema en el año respectivo. Por otro lado, la parte de la curva en línea continua representa el costo nivelado más alto entre las centrales de generación de base instaladas en el sistema, entendiéndose como “de base” aquellas con un elevado factor de planta (superior al 70%).



IMPACTOS OPERACIONALES: ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Uno de los objetivos de las proyecciones de la matriz energética nacional mostradas en la sección anterior fue apoyar la elección, por parte de la Mesa, de un escenario plausible sobre el cual estimar los impactos en el sistema eléctrico de un escenario con mayor participación de energía geotérmica. El escenario escogido por los participantes de la Mesa como referencia para este ejercicio fue el escenario Base 1.0, que corresponde a condiciones medias en todas las variables proyectadas (demanda, costos de inversión ERNC y costos de combustibles), para el cual se simuló una variante con entrada forzada de la generación geotérmica (caso Base 1.0 con geotermia)¹². Junto con ello, se seleccionaron dos años de interés sobre los cuales se realizó un análisis de operación del sistema con resolución horaria. Los años seleccionados fueron: 1) **Año 2037**, representativo de las condiciones del sistema eléctrico en el **Mediano plazo**, que se caracterizan por una alta penetración de tecnología fotovoltaica y donde la matriz está compuesta por tecnologías similares a las actuales y; 2) **Año 2047**, representativo de las condiciones del sistema eléctrico en el **Largo Plazo**, donde se aprecia un posible ingreso significativo de la tecnología CSP (Figura 5).

En la Figura 7 se puede observar la capacidad instalada por tecnología en las diferentes matrices elegidas para las simulaciones de corto plazo (Escenario Base 1.0 y Base 1.0 con ingreso forzado de geotermia, en los años 2037 y 2047). La tecnología solar fotovoltaica es la tecnología con mayor participación en todos los escenarios, mientras que la principal diferencia entre las matrices está en la participación de la tecnología Solar CSP, la cual ingresa al sistema por ser una tecnología que aporta flexibilidad y tiene la ventaja de brindar almacenamiento a la matriz energética.

Los análisis de corto plazo indican que, para las distintas configuraciones de matrices eléctricas presentadas en la Figura 7, es posible tener una operación económica que cumpla con los requerimientos de reserva para el Control de Frecuencia, en conformidad con la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, aun considerando el alto nivel de generación renovable variable simulada.

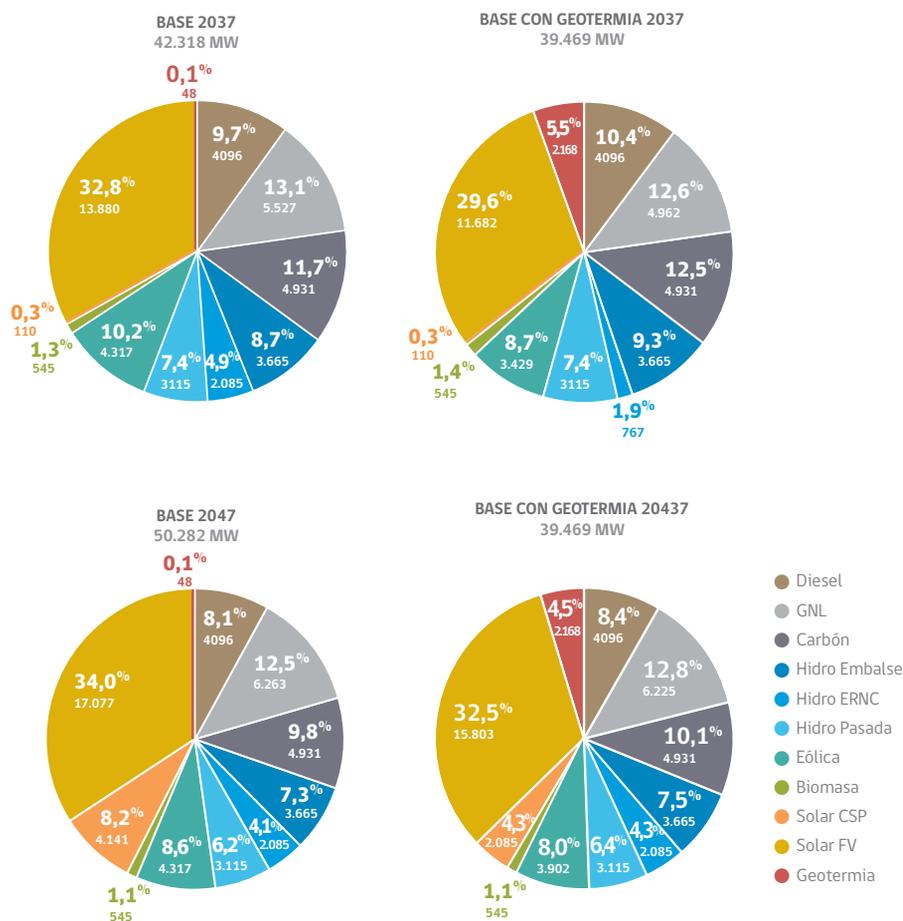
A partir del resultado de las simulaciones de corto plazo, se calculó el costo total del sistema eléctrico para ambos años y ambos escenarios simulados. Esto es el valor de inversión anual en generación y transmisión, sumado al costo operativo anual (costo de

¹² Ver detalles de la metodología aplicada en el capítulo Metodología, subcapítulo Fase de Operación de Corto Plazo: Desempeño operacional, del presente documento.



operación, mantenimiento, y administración) y el costo de falla. Adicionalmente, y por requerimiento de los participantes de la Mesa, se agregó a estos costos una valorización de las emisiones de contaminantes atmosféricos, utilizando como referencia la proyección del impuesto de CO2 utilizado en el Informe Preliminar de la PELP. Con estos valores, se calculó la diferencia en el costo total entre los escenarios Base 1.0 y Base 1.0 con geotermia, como se presenta en la Tabla 4.

FIGURA 7. CAPACIDAD INSTALADA SIMULADA PARA LOS AÑOS 2037 Y 2047, ESCENARIOS BASE 1.0 Y BASE 1.0 CON GEOTERMIA



**TABLA 4. RESULTADOS DEL COSTO TOTAL DEL SISTEMA,
PARA LOS CASOS CON Y SIN GEOTERMIA, PARA LOS AÑOS 2037 Y 2047**

Costo anual [MMUSD]	Matriz 2037			Matriz 2047		
	Base 1.0	Base 1.0 Con Geotermia	Diferencia	Base 1.0	Base 1.0 Con Geotermia	Diferencia
Costo Operativo anual	2.735	2.336	-14,6%	2.778	2.881	3,7%
AVI+COMA	2.048	2.479	21,0%	4.796	4.778	-0,4%
Impuesto CO2	839	804	-4,7%	1.188	1.198	0,8%
Costo Total anual	5.622	5.619	-0,1%	8.762	8.857	1,1%

Bajo las condiciones simuladas, la incorporación de la geotermia en el sistema no modificó en forma significativa el costo total de desarrollo. No obstante, en el año 2037 (mediano plazo) con un parque de generación que sigue siendo caracterizado por tecnologías tradicionales, pero con una alta participación de tecnología solar fotovoltaica, se aprecia que la incorporación de la geotermia induce una reducción del costo operativo en un 14,6% y una reducción de un 4,7% de las emisiones.

Por su parte, para el año 2047 (largo plazo) con un parque generador dominado por una alta penetración de ERNC, que cuenta con una mayor capacidad de gestión energética, la incorporación de energía geotérmica aumentaría el costo operativo en un 3,7% y mantendría las emisiones con un leve aumento en torno a un 0,8%.

Otros aspectos relevantes que resultaron del ejercicio de simulación de corto plazo, acordados por el *Petit Comité*, son los siguientes:

- El ejercicio de modelación estuvo acotado a las características con las que en la actualidad se opera el Sistema Eléctrico Nacional y a una potencial oferta de proyectos considerando tecnologías que en la actualidad se encuentran operativas o en construcción en Chile. Con estos supuestos se obtuvo como resultado que los requerimientos de capacidad adicional del sistema eléctrico podrían ser cubiertos casi exclusivamente con energías renovables.
- Para los escenarios simulados, ha sido posible identificar, para el mediano y largo plazo, un incremento en los requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico nacional, determinado por el alto nivel de participación que alcanzan las energías renovables con variabilidad horaria significativa, en particular la energía solar fotovoltaica.



- Conforme a los resultados obtenidos, dentro de un horizonte aproximado de 20 años, es posible afirmar que dicha flexibilidad puede ser provista mediante la participación del parque tradicional ya existente, si éste se mantiene en operación sin mayores modificaciones. En caso que el parque térmico (en especial el carbón) reduzca su participación (ver Anexo 3), ya sea por obsolescencia, baja competitividad, o decisiones de políticas públicas o privadas, se requerirá reemplazar su aporte con tecnologías que tengan capacidad de aportar a la flexibilidad operacional. Esto podría ser una oportunidad para la geotermia, como también para otras tecnologías (CSP, hidroelectricidad con capacidad de regulación, baterías y bombeo y control de demanda).

En un horizonte mayor a 20 años, el aumento en la demanda del sistema y el incremento de participación de las energías renovables con variabilidad horaria genera la necesidad de aumentar los niveles de flexibilidad del sistema eléctrico nacional, independientemente de la situación futura del parque térmico ya instalado.

PROVISIÓN DE FLEXIBILIDAD AL SISTEMA POR PARTE DE UNIDADES GEOTÉRMICAS

El tema de la flexibilidad del sistema fue objeto de amplias discusiones entre los participantes de la Mesa, en las cuales se destacó que la geotermia es capaz de contribuir a la flexibilidad y seguridad del sistema, en caso que se considere dicho modo de operación en la etapa de diseño de las plantas. Tales consideraciones no requerirían un mayor costo de inversión de acuerdo a la opinión expuesta por la industria geotérmica en el desarrollo de la Mesa.

Al respecto, el Banco Mundial encargó un estudio de la empresa consultora Mannvit¹³ con el objetivo de describir la habilidad de las plantas geotérmicas para proveer servicios complementarios. Dicho estudio muestra la capacidad de unidades geotérmicas para participar en los servicios de control de tensión y frecuencia, así como también la capacidad de partida en negro (de forma independiente para unidades pequeñas de 3-5 MW y con apoyo de unidades diésel para alimentar los consumos auxiliares en el caso de unidades más grandes). El estudio profundiza en características técnicas de este tipo de unidades, en términos de su potencia mínima de operación, capacidad de rampa, y tiempo mínimo de operación y fuera de servicio.

13 Disponible en http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/?page_id=12



Estas características fueron incorporadas en los análisis de corto plazo, donde se observó una participación menor de la energía geotérmica como proveedor de servicios de regulación de frecuencia, principalmente durante las horas de generación fotovoltaica. Dicha provisión coincide con horas de recorte de generación fotovoltaica, donde en estas condiciones operativas la valorización para los servicios de control de frecuencia eventualmente podría llegar a cero (altos excedentes de reserva para regulación de frecuencia producto de una operación cercana a mínimo técnico por parte de las unidades hidráulicas y térmicas).

CAPEX PARA ALCANZAR UNA POSICIÓN COMPETITIVA EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

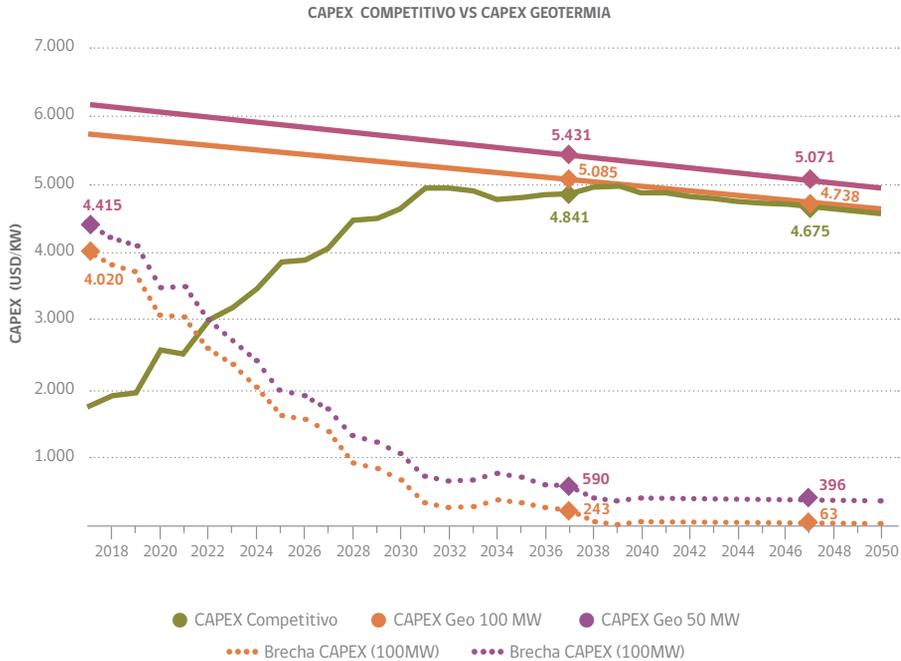
A partir del costo nivelado competitivo obtenido en la Fase de Planificación de Largo Plazo, se determinó el CAPEX máximo que debieran alcanzar los proyectos en base a energía geotérmica para ser competitivos, si se verifican las condiciones de expansión del sistema eléctrico proyectadas bajo el escenario Base 1.0 (tecnología de desarrollo). La diferencia entre este valor y el CAPEX geotérmico determinado en la Etapa 1 de la Mesa, permite cuantificar la brecha económica que enfrentaría la geotermia en el plazo de tiempo modelado (2017-2050).

En la Figura 8 se muestra la evolución del CAPEX¹⁴ medio estimado para proyectos geotérmicos de 100 MW y 50 MW. Dados estos resultados y bajo las condiciones de simulación del escenario Base 1.0, se identificó que la geotermia podría lograr una condición de competencia al alcanzar un CAPEX en torno a 4.800 USD/kW instalado, frente a otras tecnologías de similares atributos en lo que respecta a su factor de planta.

14 La evolución del CAPEX ha sido estimada adaptando al contexto chileno las tendencias del mercado geotérmico publicadas por NREL, que están detallados en el Informe LCOE (ver referencia en Tabla 1).



FIGURA 8. EVOLUCIÓN DEL CAPEX COMPETITIVO DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DEL CAPEX DE LA TECNOLOGÍA GEOTÉRMICA



En particular para el caso de una planta de 100 MW, en el año 2037 se observa una brecha en CAPEX de 243 USD/kW, equivalente a un 5% del CAPEX esperado para la geotermia en ese año y a un LCOE equivalente de 3,5 USD/MWh. Para el año 2047 la brecha en CAPEX se reduce a 63 USD/kW, que equivale aproximadamente a un 1% del CAPEX esperado para la geotermia en ese año y a un LCOE de 1,0 USD/MWh. Considerando que el CAPEX y el LCOE de las diferentes tecnologías de desarrollo también están sujetas a incertidumbre, los valores aquí exhibidos dan cuenta de la competitividad de la geotermia en dicho horizonte.

Es importante destacar que el tamaño de la brecha frente a otras tecnologías de base (como carbón, GNL, CSP, entre otros), a partir del año 2037, es comparable además con el ítem “contingencia” que se utiliza para proyectos. De esta forma, se estima que proyectos geotérmicos puedan resultar competitivos a partir de dicha fecha dependiendo de posiciones respecto al riesgo que puedan tomar distintos desarrolladores de proyectos. Alcanzar este nivel de competitividad dependerá de muchos factores donde, de acuerdo a la información proporcionada por los participantes de la Mesa, se presume que la geotermia puede disminuir sus costos mediante el desarrollo del mercado nacional de



la industria y servicios relacionados, y también en consecuencia de posibles mejoras tecnológicas u operacionales que se den a nivel internacional.

Etapa 3

POLÍTICAS PÚBLICAS

PROPUESTA DE ACCIONES Y MEDIDAS PRO GEOTERMIA

Considerando los resultados y análisis derivados de las Etapas 1 y 2, en la Mesa se plantearon y evaluaron diferentes medidas que se pudieran impulsar mediante políticas públicas destinadas a apoyar el desarrollo de proyectos de generación eléctrica que utilicen el potencial geotérmico de Chile. Las propuestas fueron preparadas por la Asociación Chilena de Geotermia (ACHEGEO) y por el Consejo de Geotermia, y ampliamente evaluadas y discutidas en dos talleres plenarios de la Mesa. El análisis presentado en este documento da cuenta de un análisis preliminar y de la detección de las implicancias producto de las medidas propuestas, junto con los plazos asociados a las mismas, considerando el contexto legal vigente. Por tanto, lo presentado no es un pronunciamiento para aprobar o rechazar cada una de las medidas propuestas.

Consecuentemente, los criterios definidos y utilizados por el Ministerio de Energía para la evaluación de las propuestas fueron:

- i.** Impacto cualitativo de la acción propuesta en el sector geotérmico nacional. Con este criterio se intentó determinar si la medida propuesta puede tener una incidencia relevante en la decisión de desarrollo de proyectos geotérmicos.
- ii.** Necesidad de cambios regulatorios para implementar la medida, con la intención de definir si la medida propuesta se puede implementar con el marco regulatorio vigente o requiere, necesariamente, de algún cambio regulatorio.
- iii.** Dimensionamiento de recursos económicos involucrados para la implementación de la propuesta. Se consideraron recursos financieros bajos los montos inferiores a USD 100.000; medios entre USD 100.000 - USD 1.000.000; y altos, sobre los USD 1.000.000. Se trata, principalmente de recursos públicos, dependiendo del ámbito de implementación de la propuesta.



- iv. Tiempo de implementación de la acción.
- v. Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta. En este punto se indican las instituciones públicas requeridas en el tratamiento de las medidas.

El resumen del análisis de las propuestas, efectuado con base en dichos criterios, se presentan en la Tabla 5.

ANÁLISIS ESPECÍFICO DE MEDIDAS

Se presenta a continuación un resumen del análisis realizado a partir de la discusión sostenida en los talleres de la Etapa 3 de la Mesa y de los documentos con aclaraciones y precisiones recibidos con posterioridad a los mismos. Los documentos con las propuestas en detalle presentadas por el Consejo Geotérmico y ACHEGEO se encuentran disponibles en el sitio web del Ministerio de Energía¹⁵.

A. PROPUESTAS DEL CONSEJO GEOTÉRMICO

PROPUESTA 1: MODERNIZACIÓN DEL PAGO POR CAPACIDAD DEL SISTEMA

Contenido de la Propuesta: La propuesta busca modernizar el pago por capacidad (o, en el mercado eléctrico chileno, pago por “potencia”), abriendo la discusión respecto al procedimiento actualmente utilizado tanto para la determinación del precio del atributo capacidad, como aquel que se utiliza para la asignación del pago entre los distintos generadores, con el objeto de contar con un mecanismo adaptado a las nuevas tecnologías energéticas y las necesidades de seguridad actuales y futuras, que provea una señal de precio de largo plazo estable, en particular dados los futuros requerimientos de flexibilidad identificados en el ejercicio realizado en esta Mesa.

Análisis: El pago por potencia de suficiencia establecido en el Decreto Supremo 62, está siendo revisado para mantener una coherencia con el resto de las modificaciones regulatorias del sector, en particular con el Reglamento de SSCC y con el Reglamento de la Coordinación de la Operación.

¹⁵ Informes “EDC_Minuta Final de Análisis de Medidas Desarrollo Geotermia v3 - revCMM”, “PROPUESTA DE MODIFICACIONES LEGALES PARA IMPULSAR EL DESARROLLO DE LA GEOTERMIA ACHEGEO”, “Propuesta Políticas Públicas Geotermia_221117_CG” y “Consejo Geotérmico_Clarificaciones_Propuestas PP_151217”, disponibles en el apartado Presentaciones Taller en el link <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia>



Modificaciones al esquema de pago de potencia también pueden afectar al resto de la estructura del mercado eléctrico, por lo que podría implicar cambios sustanciales a la regulación actual y, eventualmente, podrían ser necesarias algunas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

Se manifestó un punto de vista por parte de la industria respecto a que en el ámbito de la revisión del Decreto 62, la señal de potencia fue diseñada para viabilizar inversiones. Asimismo, se complementó que en la actualidad la regulación que entrega el señalado decreto es insuficiente para esa finalidad y por lo mismo, está siendo objeto de revisión por la autoridad, y que los servicios complementarios en sí mismos, no son señales de inversión en medios de generación, sino más bien, señales para realizar inversiones en equipos específicos.

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación anteriormente indicados:

- 1.** Impacto cualitativo de las acciones propuestas en el sector geotérmico nacional: puede ser medio a alto, pero dependerá de la competitividad de la geotermia en relación con otras tecnologías con similares atributos.
- 2.** Requerimiento de cambios regulatorios para implementar las medidas: puede ser medio o alto, dependerá si se requirieren cambios regulatorios o cambios legales, por lo que es necesaria una revisión de toda la estructura del mercado eléctrico.
- 3.** Dimensionamiento de recursos involucrados para la implementación de las propuestas: bajo a medio, dependiendo de la revisión regulatoria.
- 4.** Tiempo de implementación de las acciones: por lo menos 12 meses, si es que se tratara solo de adecuaciones a nivel reglamentario. Si, además, hubiere que modificar la legislación sectorial, el plazo podría extenderse en al menos 12 meses más.
- 5.** Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta: Gobierno -Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía-, la industria y, eventualmente, el Congreso Nacional.



PROPUESTA 2: BLOQUES QUE INTRODUZCAN EXIGENCIAS DE SEGURIDAD EN LAS LICITACIONES ELÉCTRICAS

Contenido de la Propuesta: La propuesta busca permitir incorporar criterios para diferenciar ofertas con atributos específicos en las licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados, por ejemplo mediante el diseño de bloques que introduzcan exigencias de seguridad en las Licitaciones Eléctricas reguladas por los artículos 131 y siguientes de la LGSE, o criterios específicos de adjudicación de estas licitaciones, de forma que, sin implicar una discriminación arbitraria, permita generar un balance entre tecnologías no gestionables y gestionables, y a la vez que permita perseguir los objetivos de competencia, seguridad y diversificación previstos en la normativa señalada.

Análisis: Un análisis preliminar, permite establecer que el marco regulatorio actual, bajo ciertos condicionantes, podría permitir incorporar criterios para diferenciar ofertas con atributos específicos. A partir de una interpretación del marco legal del sector eléctrico, es posible sostener que sería posible definir bloques de suministro para generación con atributos específicos si es que: 1) en un futuro próximo¹⁶, la aplicación de los criterios de adjudicación hoy utilizados en las licitaciones se traduzca en mayores costos de suministro para los clientes regulados (por ejemplo por un incremento en los costos de servicios complementarios pagados por éstos); y, 2) desde la perspectiva de la seguridad a que se refiere el artículo 72-1 de la LGSE, exista un riesgo real de suficiencia para el periodo de suministro, que redunde en mayores precios para los clientes regulados.

Es importante indicar que, de acuerdo al análisis de la LGSE realizado por el Ministerio de Energía y la CNE, el fin último de la licitación es abastecer al menor costo de suministro los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, teniendo en consideración los criterios de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación (artículo 131 bis de la LGSE).

El análisis literal del referido Artículo 131 bis de la LGSE daría a entender que la palabra diversificación que utiliza, se limitaría al cumplimiento de la obligación ERNC establecida en el Artículo 150º bis de la LGSE. Al respecto, en el mediano plazo, y según estimaciones realizadas por el Ministerio de Energía, se prevé que no hay riesgo de cumplimiento de dicha obligación producto de los resultados obtenidos en los procesos de licitación de suministro a clientes regulados.

¹⁶ Como próximo se refiere al plazo contemplado en cada licitación para el inicio de suministro.



Por su parte, el concepto de seguridad empleado en el marco de la licitación, se refiere a la existencia de suficiente generación para abastecer la demanda de clientes regulados. Este concepto podría considerar tanto la suficiencia de energía, ya comentada arriba, como la "seguridad de servicio", es decir el mantenimiento de la calidad de servicio eléctrico de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS).

El análisis realizado da cuenta que, en tanto no se presenten argumentos que indiquen que los resultados de las licitaciones futuras ocasionen mayores costos a los clientes regulados por exigencias de "seguridad de servicio", el cumplimiento de los estándares establecidos por la NTSCS debe asegurarse mediante la prestación de Servicios Complementarios. Esta materia se regula en la LGSE, la que establece mecanismos de subastas y licitaciones para atender problemas de seguridad y calidad de servicio en el corto y mediano plazo, respectivamente.

En síntesis, para atender a esta proposición hay que distinguir dos situaciones:

- Si se detecta un compromiso en los estándares de seguridad y calidad de servicio en el corto o mediano plazo, entonces procederá la realización de subastas o licitaciones asociadas a la provisión de servicios complementarios (SSCC), de acuerdo a lo que previene la LGSE.
- Si se detecta que la aplicación de los criterios utilizados en los procesos de licitación de suministro puede redundar en mayores costos de suministro, por ejemplo, por la existencia de costos mayores de provisión de SSCC, bajo los mecanismos que para ello contempla la ley, podría generarse una revisión de los señalados criterios, que permitan analizar ofertas con atributos específicos.

Finalmente, y respecto de la posibilidad de inclusión de esta propuesta en una licitación, se indica que la instancia formal donde se podrían analizar las condiciones mencionadas anteriormente corresponde al Informe de Licitación elaborado por la CNE, al cual tanto la industria como cualquier interesado, puede realizarle observaciones de carácter técnico a su contenido. Es en el referido Informe donde se incluyen los criterios que, conforme a la ley, determinan el o los procesos de licitación.

Del punto de vista de los cinco criterios definidos por el Ministerio de Energía:

- 1. Impacto cualitativo de las acciones propuestas en el sector geotérmico nacional:** medio a alto, y dependerá de la competitividad de la geotermia en relación con otras tecnologías con similares atributos.



2. Requerimiento de cambios regulatorios para implementar las medidas: bajo. Un análisis preliminar, da cuenta que potencialmente se puede justificar una licitación como la indicada, sujeta a las condicionantes analizadas.
3. Dimensionamiento de recursos involucrados para la implementación de las propuestas: bajo.
4. Tiempo de implementación de las acciones: bajo, menor a 1 año.
5. Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta: CNE y empresas distribuidoras.

PROPUESTA 3: INFORME DE EVALUACIÓN DE RECURSOS GEOTÉRMICOS PARA OPTAR AL MECANISMO DE POSTERGACIÓN DE INICIO DE SUMINISTRO O TÉRMINO ANTICIPADO DE CONTRATO

Contenido de la Propuesta: Esta propuesta tiene como objetivo hacer una modificación en las bases de licitación de suministro de clientes regulados, respecto al mecanismo opcional de cancelación anticipada del contrato o extensión en el plazo de suministro, en caso de que el recurso geotérmico no tenga las características originalmente esperadas. La propuesta consiste en reemplazar la actual exigencia de un informe de prueba de pozo por un informe de evaluación de recursos geotérmicos elaborado por una tercera parte calificada, de acuerdo a los criterios del "*Canadian Geothermal Code for Public Reporting*" o del "*Australian Code for Reporting of Exploration Results, Geothermal Resources and Geothermal Reserves*".

Análisis: En el ámbito de las Licitaciones de energía para clientes regulados, se facilitó el acceso a los proyectos geotérmicos de modo que puedan mitigar en parte el riesgo asociado con la fase de exploración del recurso y de desarrollo del campo geotérmico. De esta manera, en las bases de licitación, se crearon condiciones especiales para los proyectos geotérmicos permitiéndoles ejercer la cláusula de abandono anticipado del contrato o reprogramación de la fecha de inicio de suministro, en caso de fracaso en la exploración y desarrollo del campo geotérmico.

Para optar a estas condiciones especiales, el oferente geotérmico debe acompañar la postulación con un informe aprobado por el Ministerio de Energía, donde se acredite la existencia del recurso geotérmico mediante pruebas de producción de un pozo geotérmico. La opción de postergación de inicio de suministro y de término anticipado del contrato justificada en la no existencia del recurso energético primario es exclusiva para la geotermia, no teniendo esta opción medios de generación basados en otras fuentes primarias.



En estas condiciones, un oferente geotérmico podrá:

- a.** No optar a la condición especial para geotermia, pudiendo acogerse a las mismas condiciones de postergación o término anticipado de contrato de suministro que tienen proyectos de cualquier otra tecnología. En este caso no podría postergar el inicio de suministro o poner término anticipado de contrato utilizando como justificación la insuficiencia del recurso geotérmico.
- b.** Optar a la condición especial, pudiendo acogerse a las cláusulas de postergación o término anticipado de contrato por no encontrar el suficiente recurso geotérmico.

Sin embargo, la condición especial expuesta en el numeral b), podría resultar impráctica o inaplicable para un oferente que todavía no ejecuta su programa de perforación profunda, en situación donde existen otros medios para entregar las garantías que requiere el proceso para su aplicación que pueden entregarse mucho antes de ejecutar dicho programa de perforación profunda. Precisamente, luego de aplicar criterios como los establecidos en el "*Canadian Geothermal Code for Public Reporting*", el "*Australian Code for Reporting of Exploration Results*", "*Geothermal Resources and Geothermal Reserves*", los criterios del Fondo de Mitigación de Riesgo del BID para proyectos geotérmicos (MiRiG), u otros similares, se podría obtener una clara señal para establecer si aplica la condición especial de la cláusula de postergación.

En esta línea, resulta conveniente, además, revisar si en el contexto de la Ley de Personas Competentes que aplica en el sector minero, existe factibilidad para incorporar o extender el mecanismo al sector geotérmico.

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación:

- 1.** Impacto cualitativo de las acciones propuestas en el sector geotérmico nacional: Medio. El efecto directo que tendría es facilitar la presentación de ofertas para oferentes que promueven proyectos geotérmicos en las licitaciones de suministro.
- 2.** Requerimiento de cambios regulatorios para implementar las medidas: bajo. Cambio en bases de licitación.
- 3.** Dimensionamiento de recursos involucrados para la implementación de las propuestas: bajo.
- 4.** Tiempo de implementación de las acciones: corto, menor a 1 año.
- 5.** Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta: CNE, Ministerio de Energía.



PROPUESTA 4: DISPOSICIONES TRIBUTARIAS DE INTERÉS PARA LA GEOTERMIA

Contenido de la Propuesta: La propuesta presentada busca establecer incentivos de índole tributario y aduanero aplicables a proyectos geotérmicos, tales como:

- Exención de derechos de aduana a los bienes de capital.
- Exención de tasas y garantías por ingreso temporal al país de equipos de perforación.
- Exención del IVA a la importación de bienes de capital.

Análisis: Estos tres mecanismos de exención ya están vigentes en forma genérica para proyectos de energía y minería, y aplican para proyectos geotérmicos; se hace presente que el proyecto Cerro Pabellón hizo uso de estas herramientas. No obstante, se propone realizar mejoras en su procedimiento de aplicación, de forma que consideren las particularidades del desarrollo de proyectos geotérmicos. Estas mejoras implicarían algunas modificaciones legales y reglamentarias.

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación:

1. Impacto cualitativo de las acciones propuestas en el sector geotérmico nacional: bajo, está vigente la opción planteada, si bien podría ser mejorada.
2. Requerimiento de cambios regulatorios para implementar las medidas: alto. En caso que se pretenda un régimen impositivo especial para proyectos geotérmicos se requerirá aprobación legal para su establecimiento, lo que supone la dificultad propia para la aprobación de esa clase de normas. Lo anterior, sin perjuicio del elemento discriminatorio de su definición exclusiva para ese tipo de proyectos.
3. Dimensionamiento de recursos involucrados para la implementación de las propuestas: bajo.
4. Tiempo de implementación de las acciones: mayor a dos años.
5. Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta: Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda, Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Congreso Nacional.



PROPUESTA 5: POLOS DE DESARROLLO Y GEOTERMIA

Contenido de la Propuesta: Se plantea que, en el marco de la Ley de Transmisión, las áreas geotérmicas se consideren como potenciales candidatos de Polos de Desarrollo.

Análisis: Los Polos de Desarrollo están contenidos dentro del marco legal vigente y durante el 2017 se llevó a cabo el primer proceso de definición de candidatos a polos de desarrollo, a cargo del Ministerio de Energía. El proceso por el cual se determina un Polo de Desarrollo, está reglado y es el resultado de una simulación de largo plazo del sistema eléctrico nacional, similar al que se realizó en la Mesa de Geotermia. En el proceso se utilizan, como antecedentes, todos los potenciales de recursos renovables, entre ellos los de geotermia, y se ubican geográficamente como parte del proceso de evaluación.

En la Ley, la definición de Polo de Desarrollo es: "Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial". Para este efecto, se utilizan los resultados de un modelo de optimización para justificar que los potenciales polos resultan ser eficientes económicamente para el suministro eléctrico.

En el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollado durante 2017 se consideraron las zonas geotérmicas identificadas por la Mesa como candidatos a polos de desarrollo. Los criterios utilizados en dicho proceso para definir si un área es polo de desarrollo o no, son los siguientes:

- a. Tecnológico: eólicas, geotermia e hidroelectricidad.
- b. Necesidad de solución: sin proximidad a la transmisión existente.
- c. Temporal: puesta en marcha entre 2025 y 2044.
- d. Factibilidad: es recomendada en varios escenarios de simulación (al menos 3).
- e. Eficiencia: tamaño relevante para el sistema.

Los resultados del informe final de la PELP (05 de diciembre de 2017), indican que en este proceso de evaluación, no se encontraron candidatos de polos de desarrollo de



ningún tipo de tecnología. Con este resultado, en 5 años más, el Ministerio de Energía realizará una nueva evaluación para definir posibles polos de desarrollo. Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación para esta propuesta, en este Informe Final se ha prescindido de su aplicación por tratarse de una medida ya en operación.

PROPUESTA 6: FONDO DE MITIGACIÓN DE RIESGO PARA EXPLORACIÓN

Contenido de la Propuesta: Buscar el mecanismo para institucionalizar un modelo de financiamiento entre el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Estado de Chile, con la participación del Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda y CORFO, con el fin de distribuir los riesgos de la etapa de exploración y de incorporar al sector financiero privado en el desarrollo de la industria geotérmica. Igualmente, el otorgamiento de una carta de no objeción amplia, para el financiamiento de proyectos geotérmicos por parte de los organismos de financiamiento verde.

Análisis: De la propuesta se entiende que lo que se persigue es la búsqueda de fondos de cooperación internacional para mantener un instrumento tipo el Programa de Mitigación de Riesgos Geotérmicos (MiRiG)¹⁷ vigente de forma permanente, lo que se traduce en institucionalizar este modelo de financiamiento de proyectos. En este sentido, el rol del Estado se limita a gestionar con donantes la previsión de fondos para el mecanismo.

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación:

1. Impacto cualitativo de las acciones propuestas en el sector geotérmico nacional: medio, la sola reducción del riesgo exploratorio no resuelve completamente el problema para el desarrollo de proyectos, pero puede ser complementario a otras medidas.
2. Requerimiento de cambios regulatorios para implementar las medidas: bajo, es principalmente gestión.
3. Dimensionamiento de recursos involucrados para la implementación de las propuestas: bajo si se considera realizar con financiamiento externo de cooperación internacional.
4. Tiempo de implementación de las acciones: 1 a 2 años.
5. Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta: CORFO, Ministerio de Energía y cooperación internacional.

¹⁷ Mecanismo de Mitigación del Riesgo Geotérmico. Instrumento financiado por el Clean Technology Fund (CTF) para Chile e implementado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el cual cubre parte del riesgo de fracaso en la exploración y en el desarrollo de campos geotérmicos.



PROPUESTA 7: CREACIÓN DE UN COMITÉ EXPERTO PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA

Contenido de la Propuesta: Creación de un comité experto para el estudio, diseño de un plan de trabajo y búsqueda de mecanismos que permitan planificar una progresiva reducción del carbón como fuente de generación eléctrica en el largo plazo, considerando especialmente el contexto de la generación de “energía de base”, en el cual este combustible tiene amplia preeminencia en nuestro sistema eléctrico.

Análisis: El impacto de una medida como la indicada para el fomento de la industria geotérmica dependerá de la competitividad de la energía geotérmica respecto de otras tecnologías energéticas. No obstante, la industria plantea que en la medida que exista una política pública destinada a descarbonizar la matriz energética, las otras medidas analizadas en el presente Informe Final tendrán un mayor impacto en el desarrollo de la geotermia.

La propuesta realizada impacta transversalmente a todo el sector generación y su estructura de costos totales. Participantes de la Mesa plantearon que este tipo de materia es algo que podría ser incorporado entre las temáticas específicas que deba analizar el Comité Consultivo Permanente sobre Cambio Climático.

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación:

1. Impacto cualitativo de las acciones propuestas en el sector geotérmico nacional: medio. Depende de la competitividad de la geotermia respecto de otras tecnologías de similares atributos.
2. Requerimiento de cambios regulatorios para implementar las medidas: bajo. No se requiere para la creación de un comité con las señaladas funciones.
3. Dimensionamiento de recursos involucrados para la implementación de las propuestas: bajo para el diseño y desarrollo de plan de trabajo.
4. Tiempo de implementación de las acciones: 1 a 2 años de trabajo.

Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta: Ministerio de Medio Ambiente, Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda, Industria, Academia, Ministerio de Economía, Sociedad Civil.



PROPUESTA 8: PLAN DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIA GEOTÉRMICA (COMITÉ CORFO)

Contenido de la Propuesta: La propuesta apunta a la creación de un Comité CORFO, con dedicación exclusiva para la geotermia, siguiendo los lineamientos del Comité de Desarrollo de la Industria de la Energía Solar (comité formal, establecido por el Consejo Directivo de CORFO, con una estructura organizacional y con financiamiento público). El objetivo de esta propuesta es realizar un estudio detallado del estado del arte de la industria de la geotermia en Chile, así como formular propuestas de desarrollo, competitividad y productividad. Este Comité daría continuidad a la Mesa de Geotermia.

Análisis: Los Comités CORFO, tienen dedicación exclusiva, generalmente cuentan con un consejo directivo integrado por Autoridades y representantes de la industria y la academia, y se establecen por acuerdos del Consejo Directivo de CORFO, ratificados por la Contraloría General de la República. Este tipo de comités tienen una fecha de inicio, pero no de término, poseen una institucionalidad y un presupuesto de operación anual con cargo fiscal. Su rol no es regulatorio.

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación:

1. Impacto cualitativo de las acciones propuestas en el sector geotérmico nacional: no se puede determinar a priori por cuanto la propuesta formulada no contiene detalles sobre las actividades que pudiera impulsar este Comité.
2. Requerimiento de cambios regulatorios para implementar las medidas: medio. Requiere que se cree una nueva institucionalidad (Comité de CORFO). Requiere aprobación del Consejo Directivo de CORFO, para luego ir a Contraloría.
3. Dimensionamiento de recursos involucrados para la implementación de las propuestas: medio o alto. Inversión pública permanente mientras existe el Comité respectivo y dependerá de las acciones del Comité.
4. Tiempo de implementación de las acciones: 1 año mínimo en la creación y periodo de operación indeterminado.

Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta: CORFO, Ministerio de Energía, Industria, Ministerio de Economía, Ministerio de Hacienda.



PROPUESTA 9: ELABORAR PLAN DE DESARROLLO DE USOS DIRECTOS DE LA GEOTERMIA

Contenido de la Propuesta: La propuesta apunta a elaborar un plan de desarrollo de usos directos de la geotermia, con foco en la generación de proyectos locales sustentables, en conjunto con el Ministerio de Economía, la Subsecretaría de Turismo, los Gobiernos Regionales y las Comunidades Locales.

Análisis: Para poder realizar la evaluación de esta propuesta es necesario precisar el alcance y las medidas que implicaría. Respecto de esta propuesta es relevante contextualizar que el Ministerio de Energía, con el apoyo del Banco Mundial y el *Clean Technology Fund*, en el marco del "Proyecto de Asistencia Técnica para el Desarrollo de Energía Geotérmica Sostenible", ya se encuentra ejecutando un programa cuyo objetivo general es promover el desarrollo de aplicaciones de uso directo de recursos geotérmicos para el autoconsumo en distintos sectores energéticos. Las líneas de trabajo son regulatorias, difusión y educación a las comunidades, levantamiento de información de potenciales, y análisis de factibilidad de distintas aplicaciones. Los diferentes estudios y publicaciones realizadas en este contexto se encuentran en <http://energiaabierta.cne.cl/estudios>.

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación para esta propuesta, en este Informe Final se ha prescindido de su aplicación por tratarse de una medida ya en operación. Adicionalmente la medida propuesta no estaría dentro del dominio de análisis definido para la Mesa de Geotermia, circunscrito a proyectos geotérmicos para la generación de electricidad con reservorios de alta entalpía.

PROPUESTA 10: PROGRAMA DE IMPULSO A LA GEOTERMIA ANDINA

Contenido de la Propuesta: La propuesta se orienta a la creación de un programa de impulso a la geotermia y a la generación de nuevo conocimiento en relación a las particularidades de los recursos geotérmicos chilenos (andinos). Todo ello con la finalidad de aportar innovación tecnológica en las distintas etapas de desarrollo de los proyectos, contribuir a mejorar la competitividad de la industria geotérmica y formar capital humano altamente especializado en los distintos aspectos de la industria.

Análisis: El proceso de elaboración y estudio de este programa puede estar enmarcado dentro de la propuesta relativa a la creación de un Comité CORFO (Propuesta 8),



así como también dentro del ámbito de trabajo del Centro de Excelencia en Geotermia de Los Andes de la Universidad de Chile (CEGA) y la Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica (CONICYT).

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación para esta propuesta, en este Informe Final se ha prescindido de su aplicación porque a falta de mayores precisiones sobre el tipo de acciones que se pudieran derivar, no es posible evaluar su posible impacto, institucionalidad y recursos requeridos.

B. PROPUESTAS DEL CONSEJO GEOTÉRMICO Y ACHEGEO

PROPUESTA 11: MODIFICACIONES A LA LEY Nº 19.657 SOBRE CONCESIONES GEOTÉRMICAS

Contenido de la Propuesta: Tanto el Consejo Geotérmico como ACHEGEO, plantearon la necesidad de realizar modificaciones a la Ley Nº 19.657, sobre concesiones de energía geotérmica, con el fin de incorporar cambios tendientes a impulsar el desarrollo de la industria. Esta materia fue además uno de los objetivos de la Agenda de Energía (del año 2014).

La propuesta de ACHEGEO entra en el detalle de varios cambios propuestos a la Ley, tales como:

- Concesión única.
- Examen previo de admisibilidad.
- Plazos acotados.
- Eliminación de fuentes probables.
- Limitación de reclamos de terceros.
- Forma y cabida de las concesiones.
- Excluir del sistema concesional el uso directo de la geotermia.
- Consulta indígena temprana (idealmente para la concesión única).

Análisis: Los cambios propuestos en su gran mayoría coinciden con proyectos modificatorios de la Ley que ya han sido considerados por el Ministerio de Energía, evidenciando una convergencia en este aspecto. Al cabo de más de 17 de años de vigencia de la Ley Nº 19.657, se ha visto necesario revisar su contenido y plantear algunas mejoras. Durante el año 2015, hubo un trabajo por parte del Ministerio de Energía en materia de actualización



de la Ley de Geotermia, pero no fue presentado el texto para discusión en el parlamento, por prioridades legislativas en ese momento.

Del punto de vista de los cinco criterios de evaluación:

- 1.** Impacto cualitativo de las acciones propuestas en el sector geotérmico nacional: bajo - medio.
- 2.** Requerimiento de cambios regulatorios para implementar las medidas: alto. Cambio de Ley de Geotermia.
- 3.** Dimensionamiento de recursos involucrados para la implementación de las propuestas: bajo.
- 4.** Tiempo de implementación de las acciones: mayor a 2 años.
- 5.** Institucionalidad requerida para la implementación de la propuesta: Ministerio de Energía, Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Congreso Nacional.

El Consejo Geotérmico de forma posterior a la presentación de las medidas, dejó de manifiesto que aquellas medidas que resultarían más efectivas para la industria en su etapa actual son aquellas que tienen incidencia sobre las señales para inversión, de modo que estas sean capturadas por los desarrolladores de proyectos geotérmicos (propuestas N°1 y N°2), y aquellas que faciliten la competencia de la tecnología para acceder a financiamiento (propuesta N°3).



TABLA 5. EVALUACIÓN DE ACCIONES Y MEDIDAS PRO-GEOTERMIA

(CONTINUA EN LA PÁGINA SIGUIENTE).

Nº	1	2	3	4	5	6
Propuesta	Modernizar el pago por capacidad	Bloques que introduzcan exigencias de seguridad en las Licitaciones Eléctricas	Informe de evaluación de recursos geotérmicos para optar al mecanismo anticipado de cancelación de contratos para abastecer a clientes regulados	Disposiciones tributarias	Polos de desarrollo y Geotermia	Fondo de mitigación de riesgos para la exploración
Proponente	Consejo Geotérmico	Consejo Geotérmico	Consejo Geotérmico	Consejo Geotérmico	Consejo Geotérmico	Consejo Geotérmico
Impacto Cualitativo	Medio-Alto Depende del nivel de competitividad de la geotermia respecto de otras tecnologías de similares atributos	Medio-Alto Depende del nivel de competitividad de la geotermia respecto de otras tecnologías de similares atributos	Medio	Bajo Actualmente vigente, susceptible de mejoras	Actualmente ya implementada	Medio Reducción de riesgo exploratorio no resuelve el problema por completo
Necesidad cambios regulatorios	Medio o Alto Alto si requiriese modificaciones a la LGSE	Bajo	Bajo Requiere modificación en pliego de licitación	Alto En caso que se busque régimen especial no contemplado en la Ley	Actualmente ya implementada	Bajo
Dimensio- namiento recursos para imple- mentación	Medio-Bajo Depende de tipo de modificación	Bajo	Bajo	Bajo	Actualmente ya implementada	Bajo
Plazos	1 año en caso de modificaciones regulatorias. 2 o más años para modificaciones legales	< 1 año	< 1 año	< 2 años	Actualmente ya implementada	1- 2 años
Institu- cionalidad requerida	Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, el Congreso Nacional y la industria.	CNE y empresas distribuidoras	CNE y Ministerio de Energía	Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda, SEGPRES, Congreso Nacional.	Actualmente ya implementada	CORFO, Ministerio de Energía y Cooperación Internacional



(VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR).

Nº	7	8	9	10	11
Propuesta	Creación de un comité experto para la descarbonización de la matriz eléctrica	Plan de desarrollo de la industria geotérmica (Comité CORFO)	Plan de desarrollo de usos directos de la geotermia	Programa Impulso Geotermia Andina	Modificaciones a la Ley 19.657 sobre concesiones geotérmicas
Proponente	Consejo Geotérmico	Consejo Geotérmico	Consejo Geotérmico	Consejo Geotérmico	ACHEGEO y Consejo Geotérmico
Impacto Cualitativo	Medio Dependerá del nivel de competitividad de la geotermia respecto de otras tecnologías de similares atributos	No puede determinarse a priori	Actualmente en desarrollo	No puede determinarse a priori	Bajo-Medio
Necesidad cambios regulatorios	Bajo No se requieren para creación de un comité con las señaladas funciones.	Medio Requiere nueva institucionalidad (Comité de CORFO). Requiere aprobación del Consejo Directivo de CORFO y Contraloría.	Actualmente en desarrollo	No puede determinarse a priori	Alto Cambio de Ley de Geotermia
Dimensión recursos para implementación	Bajo Para el diseño y desarrollo de plan de trabajo.	Medio o Alto Gasto permanente durante la operación del Comité. Depende de acciones del Comité.	Actualmente en desarrollo	No puede determinarse a priori	Bajo
Plazos	1-2 años	1 año mínimo en la creación y periodo de operación indeterminado.	Actualmente en desarrollo	No puede determinarse a priori	>2 años
Institucionalidad requerida	Ministerio de Medio Ambiente, Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda, Industria, Academia, Ministerio de Economía, Sociedad Civil.	CORFO, Ministerio de Energía, Industria, Ministerio de Economía, Ministerio de Hacienda.	Actualmente en desarrollo	No puede determinarse a priori	Ministerio de Energía, SEGPRES, Congreso Nacional.



Conclusiones

La mesa de Geotermia tuvo como objetivo establecer el estado actual de los proyectos geotérmicos en Chile, identificar las brechas para convertirse en una alternativa económica para el desarrollo del sector eléctrico de nuestro país, detectar ventajas de su incorporación en la operación del sistema eléctrico e identificar posibles medidas para conseguir una mayor utilización de esta fuente de energía.

A continuación, se presentan las principales conclusiones de la Mesa de Geotermia:

- El rango medio del potencial geotérmico desarrollable en Chile para el periodo 2017-2050 se estima en alrededor de 2.100 MW, con un potencial del orden de 600 MW en el periodo 2017-2030 y de 1.500 MW para el periodo 2031-2050.
- El CAPEX unitario promedio en Chile para una planta geotérmica de 20 MW alcanza actualmente USD 8,8 millones por MW, mientras que para una planta de 50 MW y 100 MW alcanza USD 6,5 millones por MW y USD 5,7 millones por MW, respectivamente. Se identificaron economías de escala relevantes a medida que el tamaño de planta aumenta de 20 a 50 y 100 MW, observándose que el costo unitario disminuye en 25% y 33%, respectivamente.
- El LCOE para un proyecto geotérmico de 50 MW, de CAPEX medio y una tasa de descuento de 10% varía entre 100 USD/MWh y 140 USD/MWh, mientras que se mantiene en el rango 85-125 USD/MWh en caso de considerar una tasa de descuento de 8%. El costo baja a 75-110 USD/MWh para el caso de un segundo proyecto de 50 MW ubicado en el mismo campo geotérmico que una planta geotérmica existente.



- Bajo las condiciones simuladas la geotermia no modifica de forma significativa los costos totales del sistema, para el año 2037 (en 20 años). Con un parque generador basado en tecnologías actuales, podría disminuir el costo operativo (14,6%) y las emisiones de gases de efecto invernadero (4,7%), mientras que en el año 2047 (en 30 años), con un parque generador con un mayor aporte de flexibilidad, podría aumentar el costo operativo (3,7%) y las emisiones de gases de efecto invernadero (0,8%).
- Según los resultados obtenidos, en la matriz resultante para el año 2037 la flexibilidad requerida por el sistema eléctrico, se puede obtener con el parque de generación tradicional existente. Atendiendo a que el parque térmico (en especial el carbón) reduzca su participación en la matriz, ya sea por obsolescencia, baja competitividad, políticas públicas o decisiones privadas, se requerirá reemplazar paulatinamente con tecnologías que tengan capacidad de aportar a la flexibilidad operacional. Por otra parte, y para un horizonte próximo, el aumento en la demanda del sistema y el incremento de participación de las energías renovables con variabilidad horaria significativa generará la necesidad de aumentar los niveles de flexibilidad del sistema eléctrico nacional, independiente de la situación futura del parque térmico ya instalado, sentando una oportunidad para la geotermia de proveer flexibilidad al sistema.
- La brecha en CAPEX entre los proyectos geotérmicos de 100 MW para el sistema eléctrico simulado es de 243 USD/kW y 63 USD/kW para los años 2037 y 2047 respectivamente. La brecha en LCOE es de 3,5 USD/MWh y 1,0 USD/MWh en las matrices resultantes de los años de evaluación.
- Las simulaciones de la operación de corto plazo dan cuenta que la provisión de servicios de control de frecuencia por parte de unidades geotérmicas se produciría en horas con presencia de recorte solar, donde la valorización de la provisión de este tipo de recursos podría ser más bien baja (altos excedentes de reserva para regulación de frecuencia producto de una operación cercana a mínimo técnico por parte de las unidades hidráulicas y térmicas).

Bajo los supuestos considerados en el escenario seleccionado en la Mesa de Geotermia para la simulación del sistema eléctrico (escenario Base 1.0, ver Tabla 1), la geotermia podría lograr una condición de competencia al alcanzar un CAPEX en torno a los 4.800 USD/kW instalado, frente a otras tecnologías de similares atributos, como el gas natural (GNL) y la concentración solar (CSP). Esto, tomando en cuenta que dichas tecnologías también exhiben incertidumbre, ya sea en su estructura de costos (CSP) y/o disponibilidad y precio de su insumo primario (GNL). Tal nivel de competitividad puede ser alcanzado disminuyendo sus costos mediante el desarrollo del mercado



local de la industria y servicios, y también mediante posibles mejoras tecnológicas u operacionales.

Se levantaron propuestas de medidas de distinta índole para profundizar su penetración. Algunas de las propuestas realizadas por los actores han sido ya implementadas o están en proceso de implementación, mientras que otras requieren de un consenso técnico y político. Éstas son:

- 1.** Modernizar el pago por capacidad, abriendo la discusión respecto al mecanismo de pago por potencia.
- 2.** Incorporar criterios para diferenciar ofertas con atributos específicos en Licitaciones de Suministro a Clientes Regulados.
- 3.** Incluir informe de evaluación de recursos geotérmicos de terceros para optar al mecanismo de cancelación anticipada del contrato o extensión en el plazo de suministro en Licitaciones de Suministro a Clientes Regulados.
- 4.** Disposiciones tributarias de interés para la geotermia.
- 5.** Incorporación de áreas geotérmicas como potenciales candidatos de polos de desarrollo en el marco de la Ley de Transmisión.
- 6.** Búsqueda de fondos de cooperación internacional para mantener un instrumento de Mitigación de Riesgo de Exploración Geotérmico de forma permanente.
- 7.** Creación de un comité experto para la descarbonización de la matriz eléctrica.
- 8.** Creación de un Comité CORFO con dedicación exclusiva para la geotermia.
- 9.** Elaborar un Plan de desarrollo de usos directos de la Geotermia.
- 10.** Desarrollar un programa de impulso a la geotermia andina.
- 11.** Modificación de la Ley N° 19.657 sobre concesiones geotérmicas.

Las evaluaciones realizadas respecto a las posibilidades de inserción de la geotermia dentro de la expansión del sistema eléctrico, los resultados obtenidos respecto a las brechas económicas existentes para el desarrollo del potencial geotérmico en la matriz de generación eléctrica en el largo plazo, las conclusiones extraídas respecto de los beneficios y ventajas de la incorporación de la geotermia en la operación del sistema eléctrico y las medidas propuestas para profundizar su penetración, son los principales productos del trabajo de la Mesa de Geotermia y se presentan en este documento para la ponderación y evaluación en su mérito por las autoridades.



Los resultados presentados en este documento, dan cuenta de un análisis en base a la mejor información y metodologías disponibles al año 2017. No obstante, dado el dinamismo existente en el sector tanto en temas técnicos, económicos, políticos y sociales, la detección de nuevas condiciones en el mercado, junto con nueva información y conocimiento, podrían sugerir la revisión de los resultados expuestos.



Acrónimos

- ACHEGEO:** Asociación Chilena de Energía Geotérmica
- AVI:** Valor Anual de la Inversión
- BID:** Banco Inter Americano de Desarrollo
- CAPEX:** Costos de inversión (Capital Expenditures)
- CNE:** Comisión Nacional de Energía
- COMA:** Costos de operación, mantenimiento y administración
- CORFO:** Corporación de Fomento de la Producción
- CSP:** Concentración Solar de Potencia (Concentrated Solar Power)
- ERNC:** Energía Renovable No Convencional
- ESMAP:** Programa de Asistencia Técnica para la Gestión del Sector de Energía (Energy Sector Management Assistance Program)
- GIZ:** Agencia Alemana de Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)
- IEA:** Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
- IRENA:** Agencia Internacional de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency)
- LCOE:** Costo Nivelado de Electricidad (Levelized Cost of Electricity)
- LGSE:** Ley General de Servicios Eléctricos
- MiRiG:** Programa de Mitigación de Riesgo Geotérmico
- NREL:** Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (National Renewable Energy Laboratory)
- NTSCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
- OPEX:** Costos operativos (Operating Expense)
- PELP:** Planificación Energética de Largo Plazo
- SEGPRES:** Secretaría General de la Presidencia
- SIC:** Sistema Interconectado Central
- SING:** Sistema Interconectado del Norte Grande
- SSCC:** Servicios Complementarios



Anexos

Anexo 1

PROYECCIONES SUPUESTAS PARA EL LARGO PLAZO

PROYECCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN DE TECNOLOGÍAS RENOVABLES

Las proyecciones y los valores iniciales del costo de inversión de las tecnologías renovables han sido recogidas del Informe Preliminar de la Planificación Energética de Largo Plazo (2017). Para el caso del costo inicial, la referencia que se considera es la siguiente:

- Comisión Nacional de Energía, «Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2017,» Marzo 2017. [En línea]. Enlace: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- Por otro lado, para la proyección de estos costos en el tiempo, el informe antes mencionado considera las siguientes referencias:
- National Renewable Energy Laboratory, «2016 Annual Technology Baseline,» Golden, CO, 2016.
- Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0,» 2015.
- S. Teske, S. Sawyer y O. Schäfer, «Energy Revolution: A Sustainable World Energy Outlook 2015,» 2015.
- Bloomberg New Energy Finance, «Costos LCOE para Brasil,» de 2030 Market Outlook - Americas, 2014.
- Bloomberg New Energy Finance, «H1 2016 Global Levelised Cost of Electricity Update,» 2016.
- Bloomberg New Energy Finance, «H1 2016 LCOE AMER Outlook,» 2016.



- Bloomberg New Energy Finance, «Q1 2017 Global PV Market Outlook,» 2017.
- International Energy Agency, «Energy Technology Prospective,» 2016.
- US Department of Energy, «SunShot Vision Study-Annex,» 2012.

Un resumen de estas proyecciones para las tecnologías solar fotovoltaica, eólica, geotérmica y solar CSP se muestra en la Figura 9 y Figura 10, donde además se indican los valores correspondientes al año 2037 y 2047.

FIGURA 9. PROYECCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN PARA TECNOLOGÍA EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA.

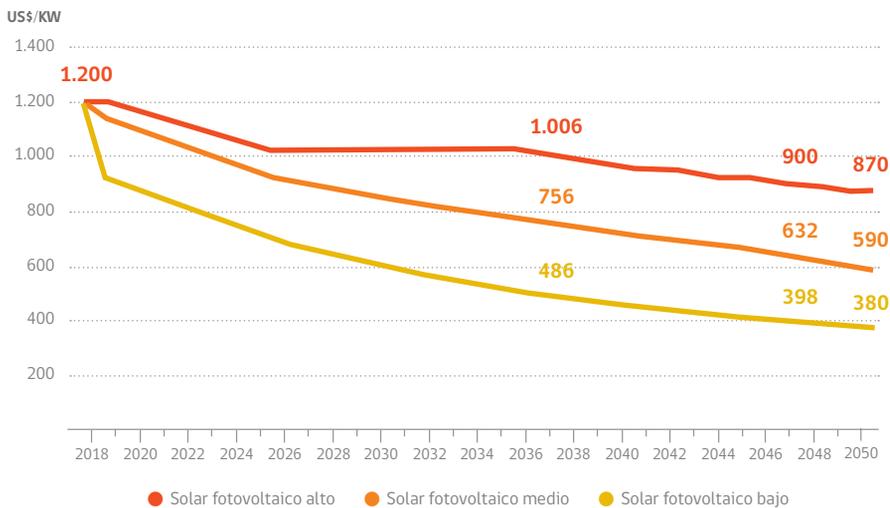
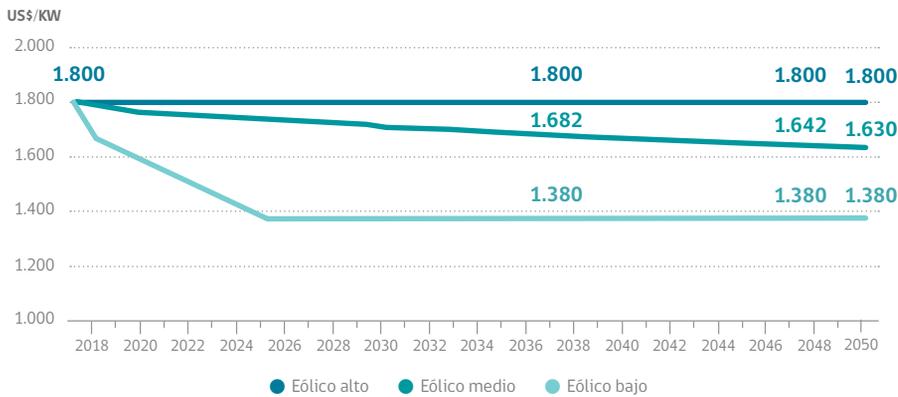
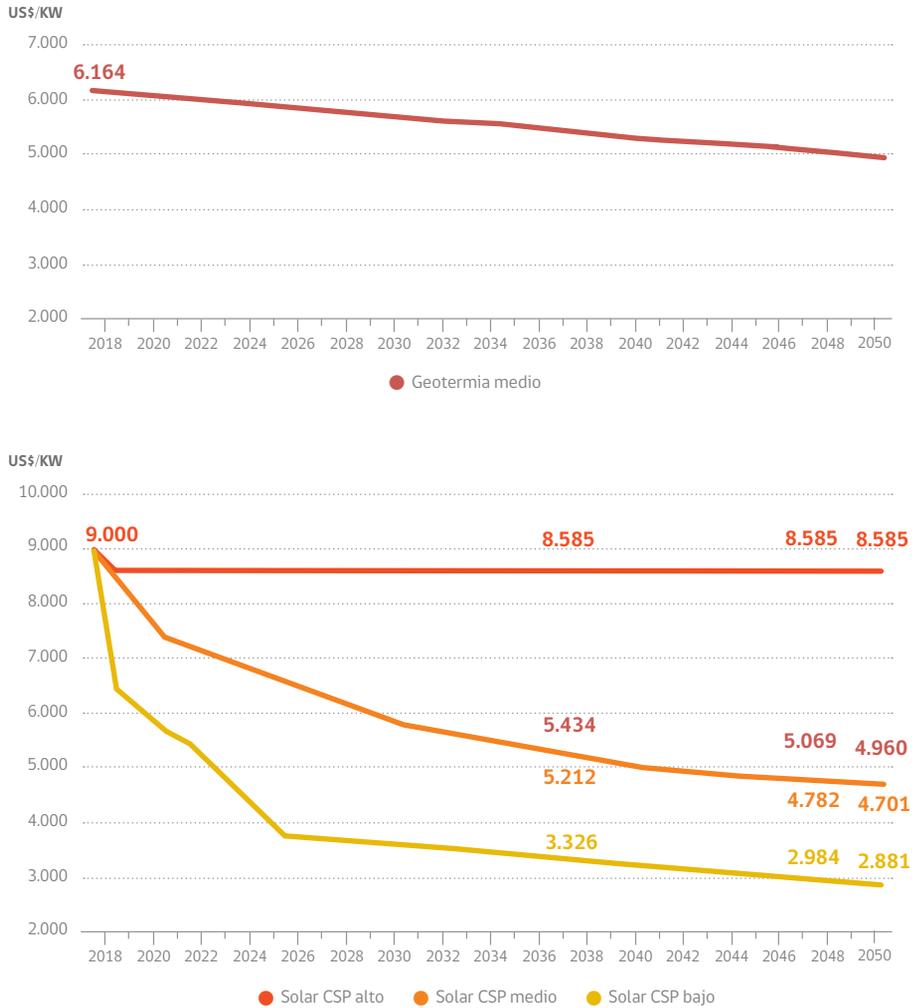


FIGURA 10. PROYECCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN PARA TECNOLOGÍA GEOTÉRMICA Y SOLAR CSP.



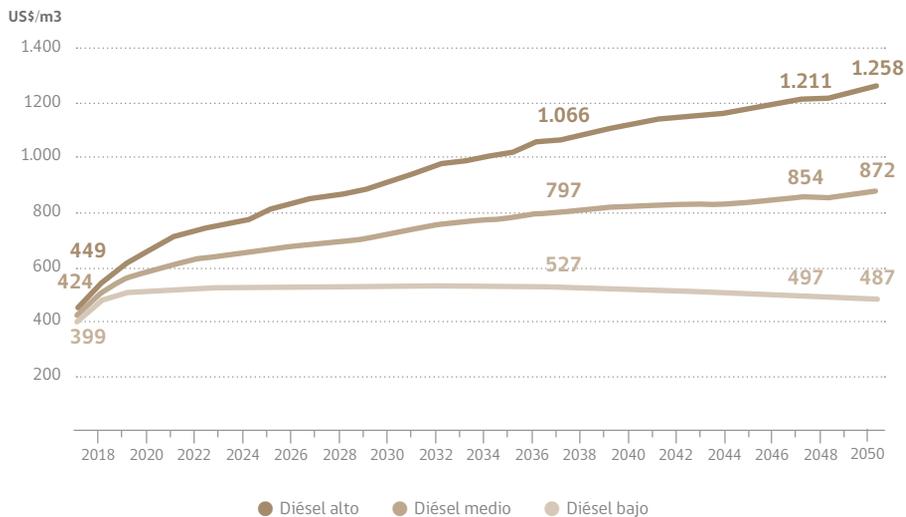
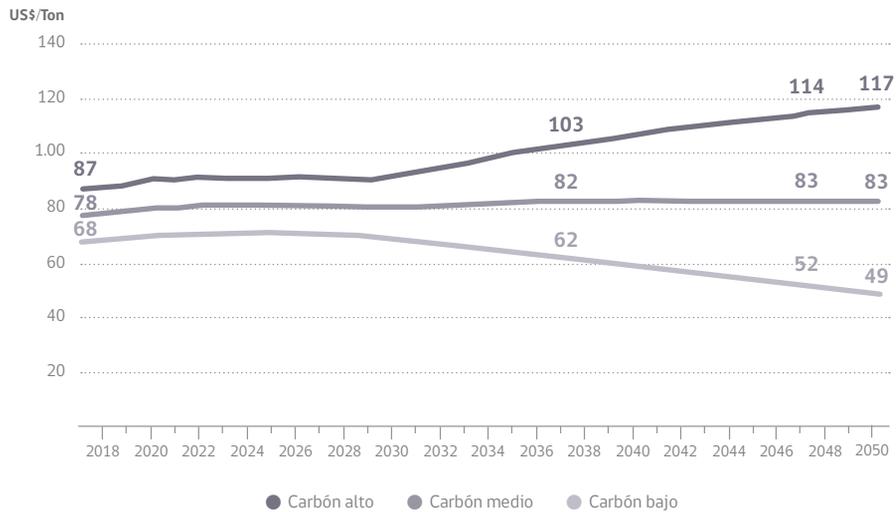
PROYECCIÓN DE PRECIO DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Las proyecciones de los precios de combustibles fósiles han sido recogidas del Informe Preliminar de la Planificación Energética de Largo Plazo (2017). La referencia para proyectar estos precios corresponde al Annual Energy Outlook 2017, publicado por la Energy



Information Agency¹⁸. En la Figura 11 se presenta un resumen de las proyecciones para el carbón, diésel, mientras que en la Figura 12 las proyecciones para GNL, indicando los valores para los años 2037 y 2047.

FIGURA 11. PROYECCIÓN DE PRECIO DE COMBUSTIBLE PARA CARBÓN Y DIÉSEL.



18 https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.cfm.



FIGURA 12. PROYECCIÓN DE PRECIO DE COMBUSTIBLE PARA GNL.



PROYECCIÓN DEL COSTO DE EXTERNALIDADES AMBIENTALES

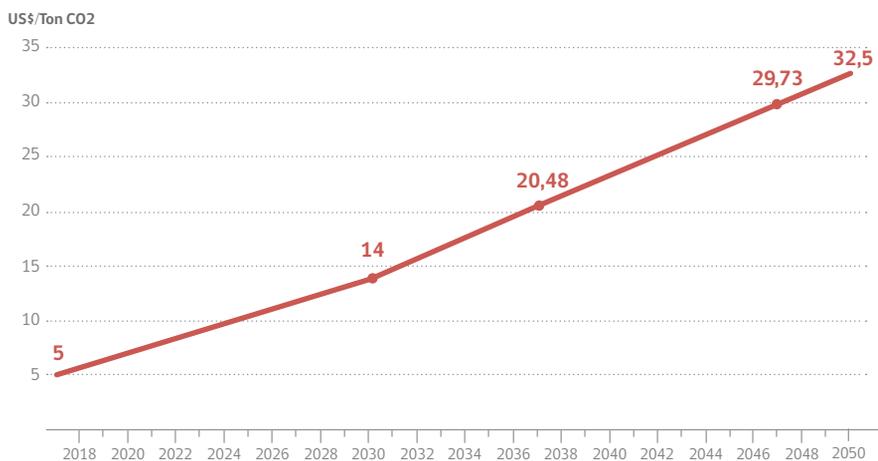
De acuerdo a los antecedentes presentados en el Informe Preliminar de la Planificación Energética de Largo Plazo (2017), se consideró el Escenario Alto de costo de externalidades ambientales. Para efectos de la metodología aplicada, el costo de externalidades ambientales ha sido incluido en el modelo como un costo proporcional a las emisiones de cada central térmica, y su proyección se construye de acuerdo a lo siguiente:

- i. En el año 2017, el costo tiene un valor de 5 US\$/TonCO₂, y luego crece de forma lineal hasta alcanzar un valor de 14 US\$/TonCO₂ al año 2030. Estos 14 US\$/TonCO₂ corresponden al valor resultante al año 2030 del estudio "Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile" (KAS Ingeniería & Castalia, 2016).
- ii. Luego, entre el año 2030 y el año 2050, el costo aumenta linealmente hasta llegar a un valor de 32,5 US\$/TonCO₂. Este valor corresponde al precio social del carbono publicado en el informe "Estimación del Precio Social del CO₂" (Ministerio de Desarrollo Social, 2016).



Dicha trayectoria, y los valores particulares para el año 2037 y 2047, se presentan en la Figura 13.

FIGURA 13. COSTO DE EXTERNALIDADES AMBIENTALES.



Anexo 2

CONCESIONES GEOTÉRMICAS

TABLA 6. DETALLE DE CONCESIONES A ENERO 2018

	Exploración	Explotación
Concesiones vigentes	11	12
Concesiones vencidas con Derecho Exclusivo a obtener Explotación	7	N/A
Solicitudes	1	13
Nº concesionarios	5	8

Información detallada y actualizada sobre concesiones, titulares y solicitudes de concesiones de energía geotérmica, así como los archivos para visualizarlas en un sistema de información geográfico, se encuentra en el siguiente link: <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>



Anexo 3

ACUERDO DE DESCARBONIZACIÓN

Respecto al desarrollo de nuevas centrales térmicas en base a carbón, o a la operación futura de las centrales de esta tecnología actualmente en operación, cabe mencionar que, con posterioridad al término del trabajo plenario de la Mesa de Geotermia, el Gobierno de Chile y las empresas socias de la Asociación de Generadoras de Chile: AES Gener, Colbún, Enel y Engie llegaron al siguiente acuerdo en enero de 2018:

1. Las empresas mencionadas se comprometen a no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes a partir de esta fecha.
2. Se creará un Grupo de Trabajo para que analice, en el contexto de los objetivos de la Política Energética 2050, los elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permita establecer un cronograma y las condiciones para el cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes.
3. El Ministerio de Energía coordinará este Grupo de Trabajo al cual se invitará a todas las instituciones relevantes en este proceso.



Anexo 4

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DEL POTENCIAL GEOTÉRMICO



Entidades asistentes

A LA MESA DE GEOTERMIA

Entidad	Características	Representantes en la Mesa de Geotermia
ACERA	Asociación de Empresas	Darío Morales; Carlos Finat
ACHEGEO	Asociación de Empresas	Fernando Allendes; Pietra Salvatori
Agencia de Aduana Patricio Sesnich y CIA	Organismo Privado	Patricio Sesnich
Amawta Geoconsultores	Empresa	Jorge Clavero
Banco Mundial	Organismo Internacional	Paolo Bona; Patricia Marcos Huidobro
CEGA	Centro de Investigación	Diego Morata; Diego Aravena
Centro de Energía de la Universidad de Chile	Centro de Investigación	Marcelo Matus; Rodrigo Sepúlveda; Sebastián Gwinner; José González
Colegio de Ingenieros	Gremio Profesional	Cristian Hermansen
Collahuasi	Empresa	Verónica Cortez; Leopoldo Gaegger
Comisión Nacional de Energía	Sector Público	Martín Osorio; Sebastián Romero; Cristián Luhr
Consejo Geotérmico	Asociación de Empresas	Gonzalo Torres
Coordinador Eléctrico Nacional	Organismo Privado	Alex Santander
EDC	Empresa	Joshua Carvacho; Carolina Rodríguez; Camila Manzano; Leonardo Carrasco; María José Irrarrázabal; Guido Machiavello; Jacqueline Reyes; Franklin Acevedo; Víctor Vargas; Matías Lewin; Jerónimo Carcelén
ENAP	Empresa Pública	Rodrigo Bloomfield, Ljubomir Tomasevic; Rodrigo Lobos; Andrea Sabignoso; Mario Tellez
Enel Green Power	Empresa	Sandro Bruni, Guido Cappetti; Paola Hartung
Energía Andina	Empresa	José Manuel Soffia
Exergy	Empresa	Francesco Oppici
Fundación Chile	Organismo Público Privado	Erika López; Fernando Coz; Carlos Jorquera; Ana María Ruz; Marisol Silva; Paulina Suazo; Olaya Cambiaso; Nicolás Correa; Jorge Morales; Eugenio Evans; Aurelio de Diego
Geolog	Empresa	Raúl Moyano
Geomarket South	Empresa	Adrián Bereilh
Geothermhydro	Empresa	Harpa Harasldóttir



Magallanes Energy Services	Empresa	Alejandro Doberti; Jorge Morales
Ministerio de Energía	Sector Público	Francisco Martínez-Conde; Carlos Suazo; Luciano González; Rubén Muñoz; Christian Santana; Camila Vasquez; Elizabeth Soto; Javier Bustos; Cristóbal Muñoz; Stefano Banfi; Juan Ignacio Alarcón; Monserrat García; Carlos Toro
MRP Geotermia	Empresa	Rudiger Trenkle
Petreven	Empresa	Andrea Guglielmetti; Pasquale Simari
Schlumberger	Empresa	Juan Véliz; Juan Rivera
SERNAGEOMIN	Sector Público	Carolina Honores
Serviland	Empresa	Diego Gaytan
Sumitomo	Empresa	Carlos Espinoza
Transmark Chile	Empresa	Carolina Wechsler, Macarena López; Jan Erik Otten; Frederik Kam
Turboden	Empresa	Domenico Ravera
Ultramar	Empresa	Juan Francisco Rodríguez
Universidad de Chile	Universidad	Ronald Fischer; Luis Vargas; Tomás González
Universidad Santa María	Universidad	Mauricio Villarroel
Wellfield	Empresa	Carlos Araya; Juan Bascur



