



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

**ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ
ENERGÉTICA CHILENA MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE
GEOTERMIA Y CSP**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

TOMÁS IGNACIO GONZÁLEZ LOMBARDO

**PROFESOR GUÍA:
LUIS SANTIAGO VARGAS DÍAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARCELO MATUS ACUÑA
DIEGO MORATA CÉSPEDES**

SANTIAGO DE CHILE

2018

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

POR: Tomás Ignacio González Lombardo

FECHA: 22 de enero del 2018

PROFESOR GUÍA: Luis Vargas Díaz

Análisis de escenarios de descarbonización de la matriz energética chilena mediante la incorporación de geotermia y CSP.

Los niveles de dióxido de carbono han alcanzado los niveles más altos en la historia escrita, de esta forma almacenando más calor en la atmosfera, generando condiciones climáticas cada vez más extremas y cambiando el clima más rápido de lo que las especies se adaptan. Esfuerzos mundiales se realizan para reducir las emisiones globales mediante metodologías de cambios tecnológicos y eficiencia energética, de las que destaca la COP21 y el tratado de París, del cual Chile es parte.

En la presente memoria se procedió a desarrollar 4 escenarios de *descarbonización* de la matriz eléctrica chilena al largo plazo, reemplazando la potencia instalada en carbón por geotermia y concentración solar CSP. Adicionalmente se procedió a hacer un análisis técnico – económico de las centrales de reemplazo con la reutilización del bloque de poder, en particular, la turbina de vapor de la central térmica desmantelada.

Para los escenarios de reemplazo de largo plazo se utilizó el modelo desarrollado en la Mesa de Geotermia con software PLP. Este proceso ocurre en el periodo que abarca desde enero del 2017 hasta diciembre del año 2050. El análisis técnico – económico se desarrolla con cifras obtenidas de la Mesa y por el software SAM de NREL.

Los principales resultados muestran que al acortar la vida útil de las centrales térmicas a carbón, la generación por medios renovables y sostenibles aumenta, el perfil de costos marginales del sistema baja, en particular durante en los valles, se logra reducir considerablemente las emisiones y la intensidad de CO₂ y los costos de operación del sistema se reducen, sin embargo existe una inversión de capital necesaria para el plan de reemplazo.

Para escenarios con vida útil acortada, se alcanza una matriz energética sin carbón al año 2040 y 2048 para los escenarios de *descarbonización* normal. Con respecto al análisis técnico – económico, se muestra que, en base a los resultados obtenidos, la reutilización de las turbinas de las centrales desmanteladas genera reducciones en el costo de inversión y costo nivelado de la electricidad, haciendo que estos proyectos sean más competitivos.

La *descarbonización* del sistema muestra beneficios en el sistema, reduciendo las emisiones totales de CO₂, llegando a un parque generador con una baja intensidad de carbono, en particular planteando una política de desmantelamiento más intensa.

Dedicatoria

A mi familia.

Agradecimientos

Hay tanto por que agradecer a muchas personas en mi vida.

A mi mamá y mi papá, quienes me dieron la vida.

A mis abuelos, quienes me criaron y me enseñaron a caminar junto con mis padres.

A la familia Peters Lavandero, que me han acompañado en todos los momentos de mi vida, altos y bajos, siempre.

A mis amigos y amigas de la sala de pregrado y la vida, Gabriela, Julio, Tomás, entre muchos otros, a quienes en más de una ocasión moleste con mis dudas e historias.

A mi polola, María Ignacia, quien me ayudó en redacción y composición de textos.

A mis profesores Luis Vargas, Marcelo Matus y Diego Morata, por darme la oportunidad de realizar este estudio y responder todas mis dudas.

A Sebastián Gwinner y Rodrigo Sepúlveda del Centro de Energía, quienes me apoyaron para sacar los resultados y entender PLP.

Como un pilar de luz, levantábase el Hombre en medio
de las ruinas de Babilonia, Nínive, Palmira y Pompeya,
y así, erguido, entonaba el cántico de la inmortalidad.

Que la Tierra arrebate

Lo que es suyo,

Porque yo, el Hombre, no tengo fin.

La voz del maestro (1959), Khalil Gibran

Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Antecedentes Generales.....	1
1.2.	Motivación.....	2
1.3.	Objetivos.....	3
1.3.1.	Objetivos generales.....	3
1.3.2.	Objetivos específicos.....	3
1.4.	Alcances.....	3
1.5.	Estructura del trabajo.....	4
2.	Marco Conceptual.....	5
2.1.	Contexto mundial y <i>descarbonización</i>	5
2.1.1.	Lineamientos de Energía 2050, Ley N°20.257 y N°20.698	6
2.2.	Geotermia	7
2.2.1.	Definición de sistema geotérmico ideal.....	7
2.2.2.	Tecnologías de generación a base del recurso geotérmico	8
2.3.	Concentración solar de potencia (CSP).....	13
2.3.1.	Radiación solar como fuente energética.....	13
2.3.2.	Concentración solar CSP	14
2.3.3.	Tecnologías de generación a base de CSP.....	15
2.4.	Comparación de fuentes energéticas	17
3.	Metodología.....	19
3.1.	Revisión Bibliográfica y entrevistas.....	19
3.2.	Mesa de Geotermia [9]	19
3.3.	Escenarios de retiro de centrales a carbón y reemplazo	20
3.3.1.	Escenario BASE	21
3.3.2.	Escenario reemplazo normal, sin límite de recurso geotérmico (GEO_N)	22
3.3.3.	Escenario reemplazo normal, límite de recurso geotérmico 2000 [MW] (GEO_CSP_N)	23
3.3.4.	Escenario reemplazo acelerado, sin límite de recurso geotérmico (GEO_A)	23

3.3.5. Escenario reemplazo acelerado, límite de recurso geotérmico 2000 [MW] (GEO_CSP_A)	24
3.3.6. Hipótesis plan de retiro y perfiles de generación utilizados	25
3.4. Utilización de Software PLP	26
3.4.1. Ingreso de datos (IPLP)	26
3.4.2. Resultados (OPLP)	27
3.5. Costo nivelado de la tecnología para centrales de reemplazo	28
4. Resultados.....	30
4.1. Escenario reemplazo normal, sin límite de recurso geotérmico (GEO_N)	30
4.1.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales	30
4.1.2. Curva de abatimiento de CO2	31
4.1.3. Costo marginal del sistema.....	32
4.1.4. Costo operacional y plan de inversiones	32
4.2. Escenario reemplazo normal, límite de recurso geotérmico 2000 [MW] (GEO_CSP_N).....	34
4.2.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales	34
4.2.2. Curva de abatimiento de CO2	35
4.2.3. Costo marginal del sistema.....	36
4.2.4. Costo operacional y plan de inversiones	36
4.3. Escenario reemplazo acelerado, sin límite de recurso geotérmico (GEO_A)	38
4.3.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales	38
4.3.2. Curva de abatimiento de CO2	39
4.3.3. Costo marginal del sistema.....	40
4.3.4. Costo operacional y plan de inversiones	40
4.4. Escenario reemplazo acelerado, límite de recurso geotérmico 2000 [MW] (GEO_CSP_A)	42
4.4.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales	42
4.4.2. Curva de abatimiento de CO2	43
4.4.3. Costo marginal del sistema.....	44
4.4.4. Costo operacional y plan de inversiones	44
4.5. Costos de inversión para centrales de reemplazo	46
4.5.1. Geotérmica.....	46
4.5.2. Concentración solar (CSP)	48
4.6. Costo nivelado de la electricidad (LCOE).....	50

4.6.1. Geotérmica.....	50
4.6.2. Concentración solar (CSP)	50
5. Análisis	52
5.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales.....	52
5.2. Curva de abatimiento de CO2	52
5.3. Costos marginales.....	54
5.4. Costos operacionales y planes de inversión	55
5.5. Costos de inversión y LCOE	58
6. Conclusiones y trabajos futuros.....	61
6.1. Conclusiones.....	61
6.2. Trabajos Futuros	63
6.2.1. Perfil de generación	63
6.2.2. Costos variables de centrales.....	63
6.2.3. Escenarios de CAPEX y LCOE.....	64
6.2.4. Diseño de central torre CSP con tamaño óptimo.....	64
6.2.5. Escenarios con impuestos por emisiones de CO2	64
7. Bibliografía.....	65

Índice de tablas

Tabla 2.1: Glosario para revisión de tecnologías.	9
Tabla 2.5: Características de las principales tecnologías de generación [8] [9] [25]	18
Tabla 8.1: Clasificación de sistemas geotermales según temperatura °C [19].	71
Tabla 8.2: Etapas de un proyecto geotérmico " <i>Green Field</i> " por distintos autores.	75
Tabla 8.3: Periodos estimados por etapa para proyecto geotérmico [9].....	76
Tabla 8.4: Rango de composición porcentual de los costos de operación de una central geotérmica [27].....	77
Tabla 8.5: Rango de costos de operación y mantenimiento de central geotérmica [27].	78

Índice de figuras

Figura 2.1: Concentración de CO ₂ en el tiempo [13].....	5
Figura 2.2: Curva demostrativa de <i>descarbonización</i>	6
Figura 2.3: Evolución de la inyección ERNC desde 2010 [8].....	7
Figura 2.4: Sistema geotérmico ideal [19].....	8
Figura 2.5: Potencial estimado de proyectos más relevantes [20].....	8
Figura 2.6: Capacidad instalada por tecnología [21].	9
Figura 2.7: Esquema de planta de vaporización súbita <i>Single Flash</i> [22].....	10
Figura 2.8: Esquema de planta binaria [22].....	11
Figura 2.9: Esquema de planta de vapor seco [22].....	11
Figura 2.10: Esquema de planta con escape atmosférico (elaboración propia en base a [22]).	12
Figura 2.11: Esquema de planta híbrida binaria [14].	12
Figura 2.12: Radiación solar directa mundial [4].....	13
Figura 2.13: Radiación solar directa Chile [4]	14
Figura 2.14: Radiación solar directa Latinoamérica y Caribe [4]	14
Figura 2.15: Escala de radiación solar directa [4]	14
Figura 2.16: Configuración de planta CSP [23].	14
Figura 2.17: Distribución de la potencia CSP instalada por tecnología [24]	15
Figura 2.18: Diagrama de tecnología colector cilíndrico parabólico [16].....	16
Figura 2.19: Diagrama de tecnología colector linear Fresnel [16].	16
Figura 2.20: Diagrama de tecnología torre solar [16].	17
Figura 2.21: Diagrama de tecnología plato parabólico Stirling [16].....	17
Figura 3.1: Esquema representativo de la metodología empleada.	19
Figura 3.2: Escenarios planteados a largo plazo.....	21
Figura 3.3: Potencia instalada escenario base.	21
Figura 3.4: Operación de centrales por tecnología.	22
Figura 3.5: Emisiones de CO ₂ anuales para caso base.....	22
Figura 3.6: Reemplazo matriz carbón escenario normal, sin límite geotérmico.	23
Figura 3.7: Reemplazo matriz carbón escenario normal, límite geotermia 2000[MW].	23
Figura 3.8: Reemplazo de matriz carbón escenario acelerado, sin límite geotérmico.	24
Figura 3.9: Reemplazo de matriz carbón escenario acelerado, límite geotermia 2000[MW].	25

Figura 3.10: Perfil de generación anual CSP SEN norte (Ex – SING, barra SING_Centro) [11].	25
Figura 3.11: Esquema representativo de software PLP.	26
Figura 3.12: Esquema de requerimiento de datos de modelo PLP.	27
Figura 3.13: Descripción de los resultados obtenidos por software PLP [26]	27
Figura 3.14: Potencia bruta de centrales a carbón.	28
Figura 3.15: Histograma de la potencia bruta.	29
Figura 4.1: Potencia instalada neta anual para escenario de reemplazo normal, sin límite de recurso geotérmico.	30
Figura 4.2: Generación por tecnología para escenario de reemplazo normal, sin límite de recurso geotérmico.	31
Figura 4.3: Curva de abatimiento de CO2 para escenario GEO_N.	31
Figura 4.4: Costos marginales del sistema para escenario GEO_N.	32
Figura 4.5: Costos operacionales del sistema para escenario GEO_N.	32
Figura 4.6: Plan de inversiones para escenario GEO_N	33
Figura 4.7: Potencia instalada neta anual para escenario de reemplazo normal, límite de recurso geotérmico 2000[MW].	34
Figura 4.8: Generación por tecnología para escenario de reemplazo normal, límite de recurso geotérmico 2000[MW].	35
Figura 4.9: Curva de abatimiento de CO2 para escenario GEO_CSP_N.	35
Figura 4.10: Costos marginales del sistema para escenario GEO_CSP_N.	36
Figura 4.11: Costos operacionales del sistema para escenario GEO_CSP_N.	36
Figura 4.12: Plan de inversiones para escenario GEO_CSP_N.	37
Figura 4.13: Potencia instalada neta anual para escenario de reemplazo acelerado, sin límite de recurso geotérmico.	38
Figura 4.14: Generación por tecnología para escenario de reemplazo acelerado, sin límite de recurso geotérmico.	39
Figura 4.15: Curva de abatimiento de CO2 para escenario GEO_A.	39
Figura 4.16: Costos marginales del sistema para escenario GEO_A.	40
Figura 4.17: Costos operacionales del sistema para escenario GEO_A.	40
Figura 4.18: Plan de inversiones para escenario GEO_A.	41
Figura 4.19: Potencia instalada neta anual para escenario de reemplazo acelerado, límite de recurso geotérmico 2000[MW].	42
Figura 4.20: Generación por tecnología para escenario de reemplazo acelerado, límite de recurso geotérmico 2000[MW].	43
Figura 4.21: Curva de abatimiento de CO2 para escenario GEO_CSP_A.	43

Figura 4.22: Costos marginales del sistema para escenario GEO_CSP_A.	44
Figura 4.23: Costos operacionales del sistema para escenario GEO_CSP_A.	44
Figura 4.24: Plan de inversiones para escenario GEO_CSP_A.	45
Figura 4.25: Costos de inversión para central geotérmica en escenario normal y de reemplazo para 150 [MW] (productividad de pozos 10 MW/pozo).	46
Figura 4.26: Costos de inversión para central geotérmica en escenario normal y de reemplazo para 250 [MW] (productividad de pozos 10 MW/pozo).	46
Figura 4.27: Composición de CAPEX para central geotérmica 150 [MW] normal y bajo hipótesis de reemplazo en escenario “F S 1500”.	47
Figura 4.28: Composición de CAPEX para central geotérmica 250 [MW] normal y bajo hipótesis de reemplazo en escenario “F S 1500”.	47
Figura 4.29: Costos de inversión para central CSP en escenario normal y de reemplazo para 150 [MW].	48
Figura 4.30: Costos de inversión para central CSP en escenario normal y de reemplazo para 250 [MW].	48
Figura 4.31: Composición de CAPEX para central CSP 150 [MW], SAT 12h normal y bajo hipótesis de reemplazo.	49
Figura 4.32: Composición de CAPEX para central CSP 250 [MW], SAT 12h normal y bajo hipótesis de reemplazo.	49
Figura 4.33: Costo nivelado de la energía para central geotérmica en escenario normal y de reemplazo para 150 [MW] (productividad de pozos 10 MW/pozo).	50
Figura 4.34: Costo nivelado de la energía para central geotérmica en escenario normal y de reemplazo para 250 [MW] (productividad de pozos 10 MW/pozo).	50
Figura 4.35: Costo nivelado de la energía para central CSP de torre en escenario normal y de reemplazo para 150 [MW].	51
Figura 4.36: Costo nivelado de la energía para central CSP de torre en escenario normal y de reemplazo para 250 [MW].	51
Figura 5.1: Energía total generada por tecnología para todos los escenarios.	52
Figura 5.2: Curvas de abatimiento de los distintos escenarios estudiados.	53
Figura 5.3: CO2 no emitido con respecto a escenario BASE.	53
Figura 5.4: Curva de intensidad de CO2 de los distintos escenarios estudiados.	54
Figura 5.5: Perfil de media bimensual de costos marginales del sistema para distintos escenarios de estudio.	55
Figura 5.6: Curva de costos operacionales del sistema para escenarios de estudio.	56
Figura 5.7: Costos operacionales del sistema en valor presente.	56

Figura 5.8: Comparación de escenarios en cuanto a ahorro de costos de operación y plan de inversiones en valor presente (tasa 10%).	57
Figura 5.9: Comparación de escenarios en cuanto a ahorro de costos de operación y plan de inversiones en valor presente (tasa 7%).	57
Figura 5.10: Comparación de escenarios en cuanto a ahorro de costos de operación y plan de inversiones en valor presente (tasa 5%).	57
Figura 5.11: Diferencia media CAPEX para central geotérmica.	58
Figura 5.12: Proyección CAPEX de proyectos geotérmicos [9].	58
Figura 5.13: Diferencia CAPEX para central CSP.	59
Figura 5.14: Proyección CAPEX de proyectos CSP torre solar [6].	59
Figura 5.15: Diferencia media LCOE para central geotérmica.	60
Figura 5.16: Diferencia LCOE para central CSP.	60
Figura 6.1: Perfil de generación de central 20 [MW] binaria enfriada por aire (hemisferio norte) [27].	63
Figura 7.1: Sistema geotérmico ideal [13].	69
Figura 7.2: Patrón mundial de placas, crestas oceánicas, zonas de subducción y campos geotermales. [13].	69
Figura 7.3: Potencial estimado de proyectos más relevantes [15].	70
Figura 7.4: Capacidad instalada por tecnología [21].	72
Figura 7.5: Esquema de planta de vaporización súbita <i>Double Flash</i> [22].	73
Figura 7.6: Composición de los costos de operación de una central geotérmica.	76
Figura 7.7: Proyección costo de GNL [9] [30].	79
Figura 7.8: Proyección costo de carbón [9] [30].	79
Figura 7.9: Proyección costo de diésel [9] [30].	79
Figura 7.10: Proyección costo de Fuel Oil [9] [30].	80
Figura 7.11: Escenarios de proyección de la demanda [9] [30].	80
Figura 7.12: Escenario de crecimiento de referencia de la demanda [9] [30].	80
Figura 7.13: Sistema de transmisión simplificado [9].	81

1. Introducción

1.1. Antecedentes Generales

La 21ª sesión de la Conferencia de las Partes (COP) y la undécima sesión de la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes al Protocolo de Kyoto (CMP) se dieron el año 2015 en París, Francia. Chile firmó este tratado en septiembre del 2016 y se ratificó el 2017. El objetivo principal del acuerdo universal es mantener el aumento de la temperatura en este siglo muy por debajo de los 2°C.

En Chile, la generación energética es el principal sector emisor de gases de efecto invernadero en el país, representando el 77,4 % de las emisiones totales y el 69,6 % del balance de emisiones del país para el 2013 proviniendo una gran parte, del carbón para generación eléctrica (19.5%) [1]. Reducir las emisiones de carbón desde el sector de la generación eléctrica es un elemento esencial de cualquier estrategia de transformación a fuentes energéticas con bajas emisiones, esencialmente porque mitigar las emisiones en otros sectores es más desafiante y costoso [2].

Hoy en día Chile debe abordar de manera más urgente la temática de las emisiones de gases de invernadero puesto que existe un importante recurso energético renovable aun no explotado [3] [4] [5] y la mayoría del combustible que se utiliza en Chile es importado, por lo tanto, el país se enfrenta al desafío de cómo abordar las crecientes necesidades energéticas y al mismo tiempo, reducir las emisiones de gases asociadas principalmente a la quema de combustibles fósiles, y lograr desacoplar el uso de energía de estas emisiones [1].

Una de las soluciones proviene de las fuentes de energía renovable. Estas provienen de fuentes energéticas que poseen un ciclo de renovación natural. Bajo esta definición, las tecnologías que actualmente se pueden encontrar en el mercado generan a partir de la energía solar, eólica, hidráulica, biomasa y mareomotriz, y existe también la geotermia como fuente de energía eléctrica sostenible.

Antiguamente estas tecnologías poseían inconvenientes y limitaciones que impedían su masificación [6]. Sin embargo, en la actualidad, debido al alto potencial de recursos solares y eólicos, políticas gubernamentales, accesibilidad a la red, financiamiento de bajo costo y desarrollo tecnológico han logrado masificarse y desplazar parte de las fuentes energéticas fósiles [4] alcanzando en Chile el 2015 más que duplicar la cuota impuesta por ley (Ley N°20.257 y N°20.698), alcanzando 7.841 [GWh] [8]. A pesar de este fenómeno de expansión tecnológica, la geotermia y la concentración solar de potencia (CSP) hoy tienen altos costos de inversión [9] y otras fuentes renovables, como solar PV y eólica poseen la desventaja de entregar perfiles de generación con una variabilidad muy alta por su alta dependencia a las condiciones climáticas [6].

La geotermia utiliza la energía calórica proveniente de la tierra, posee características de operación que la hacen atractiva y sostenible [10] [11], al operar con factores de planta altos.

La CSP utiliza espejos o lentes para concentrar la luz y alcanzar altas temperaturas en un área concentrada, para luego convertir este calor en energía eléctrica mediante un proceso de conversión energética similar al utilizado en centrales convencionales. Esta tecnología posee sistemas de almacenamiento energético que le permiten una mayor independencia a las condiciones climáticas, entre otras características [12].

En este contexto, esta memoria desarrolla la *descarbonización* de la matriz energética chilena presentando escenarios con dos alternativas tecnológicas: la geotermia y CSP ya que estas poseen características de operación óptimas para el reemplazo.

Se desarrolla un análisis sistémico de 4 escenarios de *descarbonización* planteando el retiro una vez cumplida la vida útil del proyecto o acortando esta. Este reemplazo se hace con geotermia sola o combinada con CSP. Adicionalmente se plantea un análisis económico de las centrales reutilizando la turbina de la central en retiro,

El modelo de largo plazo utilizado proviene de la realización de la Mesa de Geotermia que corresponde a una instancia público-privada, ejecutada por el Ministerio de Energía conjuntamente con el Banco Mundial, cuyo objetivo es evaluar el potencial y las oportunidades que plantea el desarrollo de la geotermia en el país.

1.2. Motivación

El año 2013 se superó por primera vez en la historia escrita la barrera de las 400 [ppm] de dióxido de carbono (CO₂) en la atmosfera [13]. Este gas atrapa calor en la atmosfera, generando el “efecto invernadero”. Este exceso de calor en la atmosfera a lo largo de los años está provocando cambios en el clima, esto es el “cambio climático”. Estos cambios suceden más rápido de lo que las especies pueden adaptarse, causando serios problemas tanto para el medio ambiente como para el ser humano.

El uso de la energía geotérmica para la producción de electricidad comenzó a principios del siglo XX con la primera instalación geotérmica experimental construida en Larderello, Italia, en el año 1904 y para el año 1908 fue constituida en Antofagasta la primera sociedad chilena dedicada a la exploración de energía geotérmica, la cual realizó la primera exploración en el Tatio. Para el año 2011, 11000 [MW] de potencia instalada ha sido construido alrededor del mundo, siendo muchos de estos proyectos desarrollados durante los 30 años previos a esa fecha [14].

A fines del año 2016 existían 43 concesiones de exploración vigentes que poseen una extensión geográfica que abarca desde la XV región de Arica y Parinacota, hasta la región IX región de la Araucanía. En lo que respecta a las concesiones de explotación vigentes en Chile, existen 8 a la fecha de diciembre 2016, cuya distribución abarca desde la II región de Antofagasta a la IX región de la Araucanía [15] y existen 14 más que se encuentran en trámite [9].

Más energía solar llega a la tierra en una hora que toda la energía consumida por la humanidad en un año [16] y el norte de Chile posee uno de los niveles de radiación solar más altos del mundo [4].

En Chile se ha elaborado una agenda que sirve como hoja de ruta para construir y ejecutar una Política Energética de largo plazo que tendrá validación social, política y técnica. Esta agenda de energía constituye como un plan de acción en muchas dimensiones en las que se destaca un mínimo de 70% de penetración de energías renovables para el año 2050 [17]. Adicionalmente, Chile esta adherido al acuerdo de Paris y posee un marco legal que exige cuotas de inyección de energía proveniente de fuentes renovables (N°20.257 y N°20.698). En este contexto las tecnologías de generación mediante geotermia y CSP se presentan como una opción atractiva para una matriz energética mixta y que se alinea con las metas y objetivos de la agenda de energía.

1.3. Objetivos

En esta sección se presentan los objetivos, separados por aquellos con características más generales y los específicos.

1.3.1. Objetivos generales

1. Analizar el beneficio o costo asociado al retiro de las centrales a carbón existentes una vez cumplida su vida útil y su reemplazo con geotermia y concentración solar (CSP) contra el escenario de mantener las centrales a carbón funcionando en el largo plazo.
2. Calcular el nuevo costo de inversión (CAPEX) y costo nivelado de la energía (LCOE) de la central de reemplazo.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Generar escenarios de retiro considerando el retiro normal y acelerado de las centrales a carbón asociando cada reemplazo a geotermia o concentración solar (CSP) según corresponda.
2. Evaluar escenarios de planificación en los cuales se plantean los distintos retiros y reemplazos.
3. Analizar el impacto económico sistémico que tiene en el sistema la introducción de tecnologías de generación geotérmica y CSP en el largo plazo y las curvas de abatimiento de dióxido de carbono (CO₂)
4. Analizar el costo de inversión (CAPEX) y costo nivelado de la energía (LCOE) para las centrales de reemplazo.

1.4. Alcances

El tránsito hacia una matriz descarbonizada es un imperativo de las sociedades modernas y se han ido materializando acuerdos internacionales cada vez más restrictivos en la materia. Como resultado en los escenarios futuros se da una tendencia global y creciente hacia la *descarbonización* de todos los países y en particular a Chile siendo parte de la OCDE.

Esta memoria se da en un contexto nacional muy enriquecido en cuanto a fuentes de información (PELP del ministerio de Energía y Mesa de Geotermia) y en cuanto a la temática de la *descarbonización* (ratificación del acuerdo de París).

La principal fuente de información para el desarrollo de esta memoria corresponde a los documentos públicos desarrollados durante las sesiones de la Mesa de Geotermia, por lo tanto el escenario base está limitado a las hipótesis que allí se formulan.

En esta memoria se analizarán en el caso de la geotermia solo aquellas del tipo *Flash* y binaria y en el caso de CSP, del tipo torre solar.

La herramienta computacional utilizada no posee despacho horario, sino más bien, por bloques definidos en el software. Esto implica que para un análisis a largo plazo, se reduce la resolución del problema.

1.5. Estructura del trabajo

Este trabajo presenta un análisis del sistema eléctrico nacional (SEN) bajo una serie de escenarios de *descarbonización*, mediante la incorporación paulatina de centrales geotérmicas y CSP observando una serie de variables técnico – económicas.

La presente memoria posee una estructura conformada por 6 apartados definidos.

En el Capítulo 2: Marco Conceptual, se definen los conceptos y consideraciones teóricas acerca de la *descarbonización*, el recurso geotérmico y solar, consecuentemente pasando a las centrales geotérmicas y CSP, y terminando con una tabla comparativa de estas y otras tecnologías.

En el Capítulo 3: Metodología, se comienza con una etapa de revisión bibliográfica y entrevistas para luego continuar con la evaluación de escenarios de reemplazo de las centrales a carbón (*descarbonización*) y las curvas de abatimiento de CO₂. De forma paralela se hace un análisis del costo nivelado de la energía para las centrales de reemplazo.

En el Capítulo 4: Resultados, se muestra los valores obtenidos en las variables estudiadas, en particular, la potencia instalada, la operación anual de las centrales, los costos marginales, los costos operacionales del sistema y la curva de abatimiento de CO₂ para cada escenario de *descarbonización*. También se obtienen valores para el costo de inversión y costo nivelado de la energía de las centrales geotérmicas y CSP.

En el Capítulo 5: Análisis, se compara los distintos escenarios con respecto al escenario base en cuanto a las variables presentadas previamente.

En el Capítulo 6: Conclusiones y trabajos futuros, se recalcan los resultados más importantes obtenidos y se proponen trabajos futuros que profundicen ciertos aspectos o analicen variables más allá de las presentadas en esta memoria.

2. Marco Conceptual

En este apartado se describen las temáticas más importantes acerca de la *descarbonización*, la energía geotérmica, CSP y características de distintas fuentes de energía eléctrica relevantes. Para mayores detalles acerca de las temáticas aquí tratadas, se presenta un desarrollo más extenso en anexos.

2.1. Contexto mundial y *descarbonización*

Actualmente la concentración de dióxido de carbono (CO₂) continúa creciendo fuertemente, superando los límites previamente alcanzados en milenios. Durante la edad de hielo, la concentración atmosférica de este gas estaba alrededor de las 200 [ppm] y en los periodos cálidos alcanzaba 280 [ppm]. El año 2013 la concentración superó el valor de 400 [ppm] por primera vez en la historia escrita [13]. Esto se logra apreciar en la Figura 2.1.

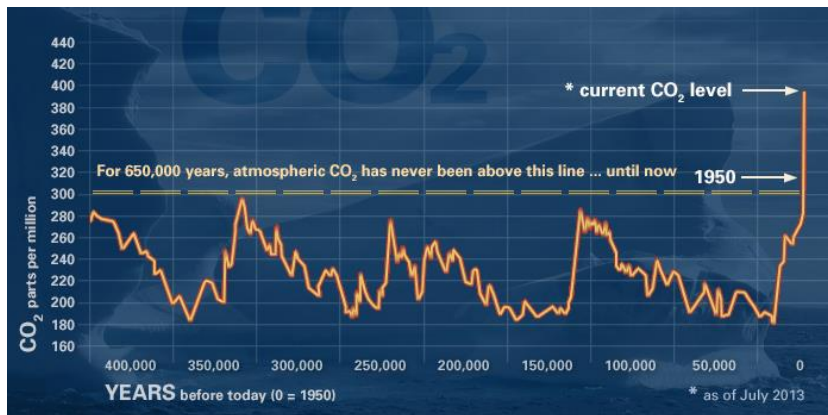


Figura 2.1: Concentración de CO₂ en el tiempo [13]

Esta fuerte tendencia al alza muestra una cercana relación con la quema de combustibles fósiles, y está sustentada bajo el argumento de que cerca de un 60% de las emisiones de combustibles se mantienen en la atmósfera.

La tendencia actual es a la *descarbonización* de la matriz energética. Existen esfuerzos para descarbonizar otras áreas, sin embargo, la generación de energía primaria es aquella que se puede descarbonizar con menores esfuerzos [2].

La *descarbonización* consiste en la tendencia a reducir la intensidad de carbón del recurso energético. Con intensidad de carbón en el contexto de la generación eléctrica, se refiere a la razón entre la cantidad de emisiones de CO₂ (toneladas de CO₂ [tCO₂]) y la energía eléctrica generada ([MWh]). Esto se muestra a continuación en la ecuación (1).

$$I_{CO_2} = \frac{tCO_2}{MWh} \quad (1)$$

Estimaciones indican que las reservas de combustibles fósiles son altas, sugiriendo que la *descarbonización* no proviene de la falta de combustible, sino más bien por aspectos y decisiones económicas, tecnológicas y socio – políticas [18].

La *descarbonización* por lo tanto sigue una curva que está guiada por una serie de factores (mayor información en [18]), mantiene un máximo y que luego decrece en la medida que la intensidad de carbón se reduce. Un ejemplo de esta curva de *descarbonización* se puede observar en la Figura 2.2. Países en desarrollo con economías en crecimiento aún se encuentran en la porción de la curva que sigue creciendo, mientras que países desarrollados se encuentran en la porción decreciente de la curva, indicando que hay una fuerte relación entre el desarrollo económico del país y su curva de *descarbonización* [18].

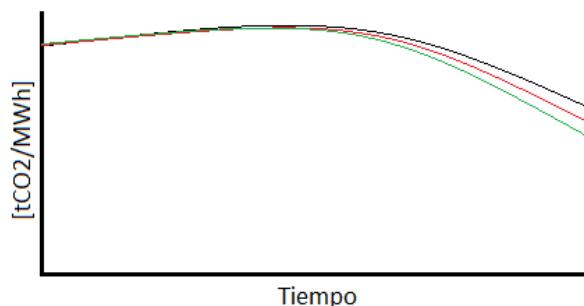


Figura 2.2: Curva demostrativa de *descarbonización*.

2.1.1. Lineamientos de Energía 2050, Ley N°20.257 y N°20.698

El trabajo del comité consultivo de Energía 2050 se enmarca dentro del proceso de Planificación Participativa de la Política Energética de Largo Plazo, iniciativa liderada por el ministerio de energía. Esta iniciativa apunta a un futuro energético bajo en emisiones, a costos competitivos, inclusivo y resiliente.

En particular, uno de sus lineamientos postula que al menos un 70% de la matriz eléctrica al 2050 debe provenir de fuentes renovables, enfatizando en energía solar y eólica, respaldada por generación hidráulica.

En el ámbito concreto actual, partir del año 2010 entraron en vigencia las exigencias impuestas por la Ley N°20.257 o “Ley ERNC”. Dicha norma legal, además de introducir la definición de Energías Renovables No Convencionales y establecer las tecnologías que son englobadas por esta categoría, define una exigencia respecto a los retiros realizados por empresas de generación para servir sus contratos de suministro, ya sean éstos con un cliente libre o con empresas de distribución, teniendo que acreditar un porcentaje de inyección ERNC en el origen de dicha energía. La Ley N°20.698 cambia estos requerimientos, incrementándolos con respecto a los valores previamente establecidos, alcanzando la meta del 20% al 2020, llamándola la ley “20 – 20”. En la Figura 2.3 se muestran los requerimientos de ERNC por ley y los niveles obtenidos.

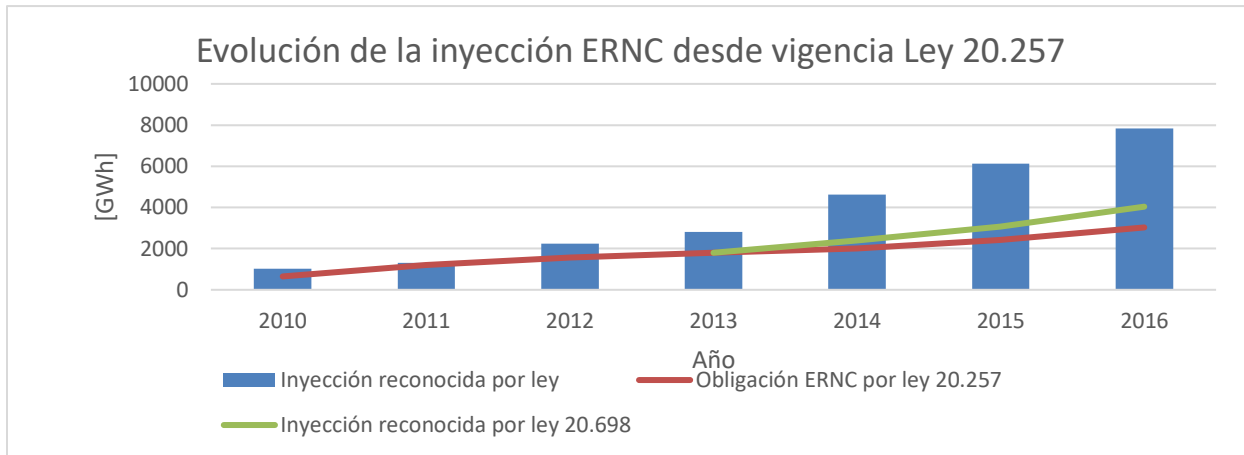


Figura 2.3: Evolución de la inyección ERNC desde 2010 [8]

2.2. Geotermia

Se describen a continuación las características del recurso geotérmico y se analizan las tecnologías de generación en base a geotermia.

2.2.1. Definición de sistema geotérmico ideal

Un sistema geotérmico está compuesto por tres elementos principales: una fuente de calor, un embalse y un fluido, el cual es el transporte que transfiere el calor [19].

- La fuente de calor puede ser una intrusión magmática o como se da en algunos sistemas de baja temperatura, con la temperatura normal de la tierra, la cual se ve incrementada con la profundidad.
- El embalse corresponde a un volumen de roca caliente y permeable de la cual los fluidos que circulan extraen el calor.
- El fluido geotermal, también conocido como salmuera, está compuesto principalmente de agua meteórica, en fase líquida o gaseosa, dependiendo de la temperatura y presión, con sales y compuestos disueltos.

En la Figura 2.4 se observa una representación de un sistema geotérmico ideal.

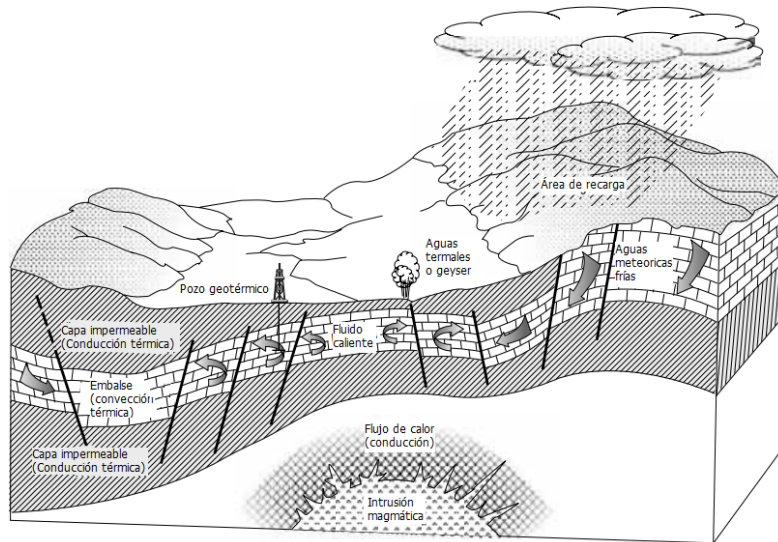


Figura 2.4: Sistema geotérmico ideal [19].

En Chile se han localizado una serie de reservorios y se han hecho estimaciones acerca de la potencia que se puede obtener de cada uno de ellos. Estos se presentan en la Figura 2.5, donde se observa un potencial mínimo y máximo de 1 y 2.4 [GWe] respectivamente.

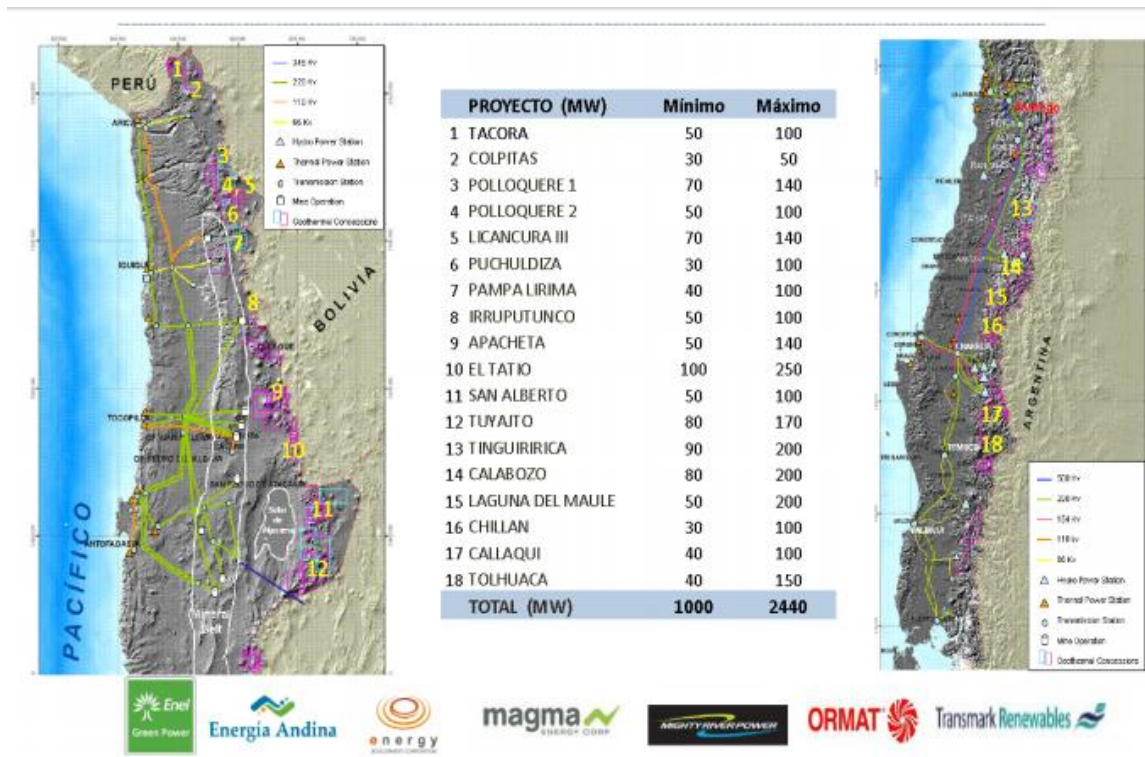


Figura 2.5: Potencial estimado de proyectos más relevantes [20].

2.2.2. Tecnologías de generación a base del recurso geotérmico

A continuación se describen las tecnologías de generación a base de geotermia. Estas se clasifican según el estándar con las definiciones clásicas: binaria, vaporización súbita (*single*

flash o mutil - flash), vapor seco y turbina convencional con escape atmosférico (*back pressure*). En la Figura 2.6 se logra apreciar la capacidad instalada por tecnología en el mundo para el año 2015 [21].

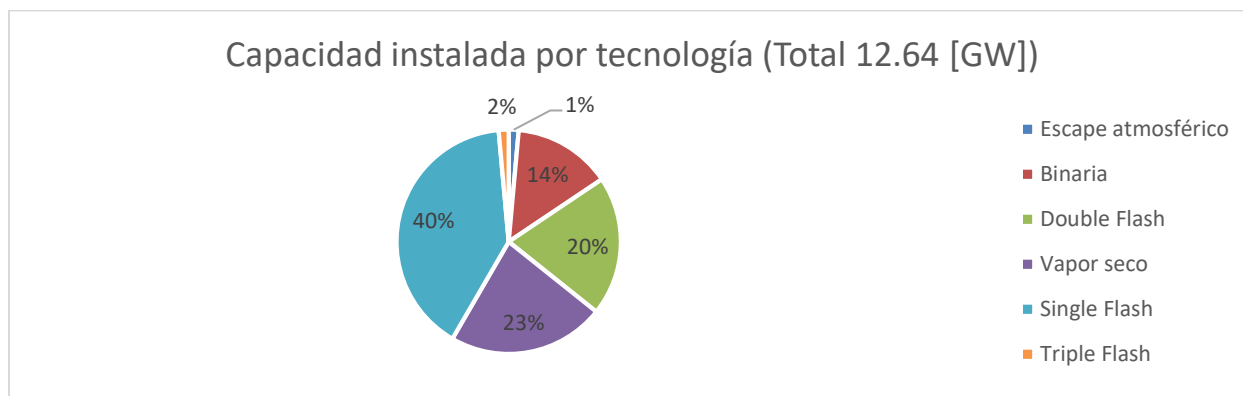


Figura 2.6: Capacidad instalada por tecnología [21].

Se observa que la tecnología más utilizada en el mundo corresponde a la de vaporización súbita, ya sea en una etapa o en múltiples, alcanzando un valor del 62% (7.8 [GW]) de la potencia instalada a nivel mundial, siguiendo vapor seco con un 23% (2.86 [GW]), binaria 14% (1.79 [GW]) y finalmente escape atmosférico 1% (0.181 [GW]).

A continuación se presenta el glosario para la revisión de tecnologías en la Tabla 2.1. Este glosario es general para toda la revisión tecnológica.

Tabla 2.1: Glosario para revisión de tecnologías.

PW	Pozo de producción	WV	Válvula de pozo	S	Silenciador
CS	Separador ciclónico	BCV	Válvula de bola	MR	Removedor de humedad
CSV	Válvula de control - detención	T/G	Conjunto turbina - generador	SE/C	Expulsor de vapor - condensador
C	Condensador	CT	Torre de enfriamiento	CWP	Bomba de agua de enfriamiento
CP	Bomba de condensado	RP	Bomba de reinyección	RW	Pozo de reinyección
P	Bomba	MW	Agua de relleno	HPS	Separador de alta presión
LPS	Separador de baja presión	FF	Filtro final	PH	Pre - Calentador
AE	Escape Atmosférico	E	Evaporador		

1. Vaporización súbita *Single Flash* (o *Multiple Flash*)

Las centrales de vaporización súbita (también llamadas ciclo de vapor convencional) es la tecnología estándar utilizada para generar energía eléctrica, ya sea con fase líquida o vapor cuya temperatura supere los 200 [°C]. En ellas el vapor se expande súbitamente en un separador, para pasar por una turbina y luego se descarga en una cámara de condensación que es mantenida a una presión absoluta baja, típicamente 0.10 [bara]¹. La forma más común de esta tecnología es una unidad *single flash*, siendo usualmente la selección más económica para sistemas de alta entalpía cuya fase es principalmente líquida [19]. La Figura 2.7 muestra el esquema de una central *Single Flash*.

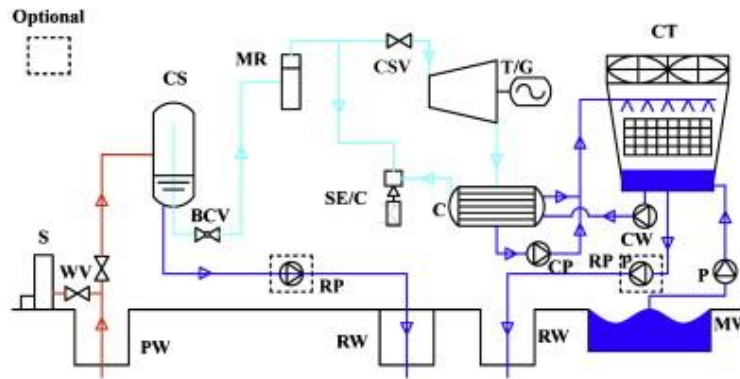


Figura 2.7: Esquema de planta de vaporización súbita *Single Flash* [22].

Siguiendo la misma lógica de utilización del fluido descargado por la turbina se pueden alcanzar varios ciclos de vaporización, obteniendo de esta manera las centrales *Multiple Flash*.

2. Binario

Las centrales con la tecnología de fluido binario se desarrollaron principalmente para generación a base de fluidos geotérmicos de baja a media temperatura, y para incrementar la utilización de los recursos térmicos del fluido al utilizar este calor residual. La Figura 2.8 muestra el esquema de las plantas binarias.

¹ Presión absoluta se refiere a la presión con respecto al vacío. En este caso medida en [bar] absolutos, de ahí [bara].

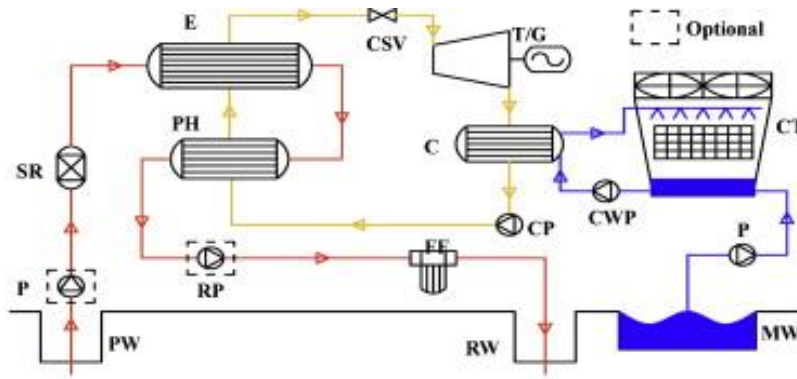


Figura 2.8: Esquema de planta binaria [22].

El sistema binario utiliza un fluido secundario, típicamente hidrocarburos (n-pentano), el cual comparado con el vapor, posee un punto de ebullición menor y mayor presión de vapor a bajas temperaturas. Este fluido secundario opera a través de un ciclo Rankine (ORC) convencional. Al seleccionar el fluido secundario apropiado, los sistemas binarios pueden operar con temperaturas de entrada entre 85 y 170 [°C]. El límite de temperatura superior está dado por la estabilidad del fluido orgánico secundario, mientras que el límite inferior está dado por consideraciones prácticas y económicas en cuanto al tamaño del intercambiador de calor que para una capacidad dada se vuelve impráctica [19].

3. Vapor seco

Esta tecnología es similar a la de vaporización súbita (*Single Flash*) con la excepción de que en estas centrales no existe un separador ciclónico, ya que no es necesario. Estas centrales son grandes y operan con alta eficiencia total [14]. La Figura 2.9 muestra el esquema simplificado de una planta de vapor seco.

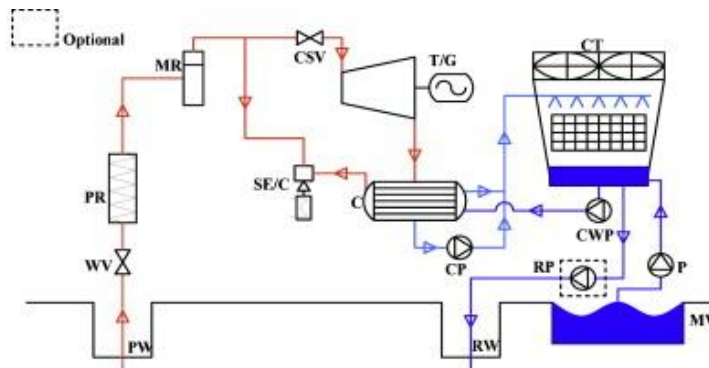


Figura 2.9: Esquema de planta de vapor seco [22].

4. Turbina convencional con escape atmosférico (*Back Pressure*)

Centrales convencionales de escape atmosférico son las más simples y poseen el menor costo de capital de toda la tecnología de generación a base de geotermia. En este tipo de centrales el fluido entra en una etapa de separación de fases para luego conducir el vapor hacia una turbina

convencional. Finalmente el vapor es descargado en la atmosfera. El esquema de este tipo de centrales se muestra en Figura 2.10.

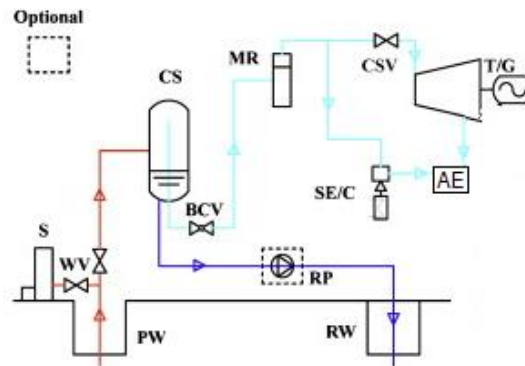


Figura 2.10: Esquema de planta con escape atmosférico (elaboración propia en base a [22]).

Esta tipo de central entrega las peores características en cuanto a eficiencia y uso de pozos. A pesar de esto, estas centrales encuentran utilidad como plantas piloto, plantas en espera para pequeñas demandas en pozos aislados y para generación con la descarga del pozo para pruebas durante la etapa de desarrollo de campo [19]. Este tipo de centrales puede, dependiendo de la composición de los fluidos y el vapor, causar daño medioambiental [14].

5. Híbrida binaria

Las centrales híbridas poseen distintos esquemas de funcionamiento según el recurso que utilizan para agregar otro ciclo energético en el sistema.

Las planas híbridas binarias utilizan el vapor descargado por una turbina y/o utilizan la fase líquida recuperada para ser utilizada de forma binaria, como muestra la Figura 2.11.

Estas centrales poseen una eficiencia relativamente alta ya que el fluido geotermal puede alcanzar temperaturas muy bajas con mínima generación de sarro y sin requerir extracción de gases no condensables (NGC) [22].

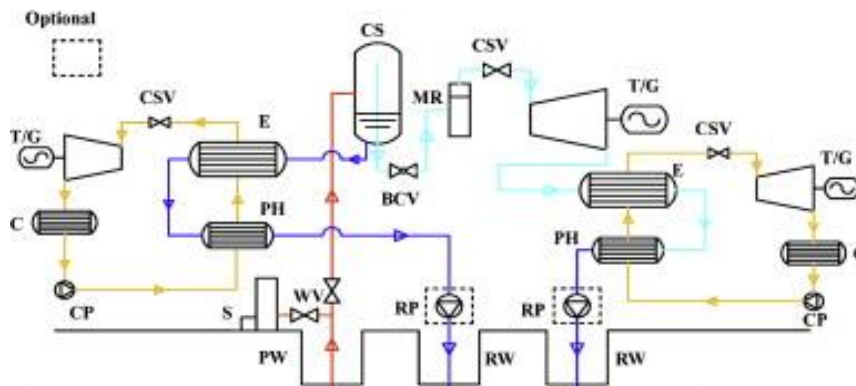


Figura 2.11: Esquema de planta híbrida binaria [14].

2.3. Concentración solar de potencia (CSP)

Se describen a continuación las características del recurso solar y se analizan las tecnologías de generación en base a concentración solar de potencia (CSP).

2.3.1. Radiación solar como fuente energética

La energía solar que llega a la tierra por una hora es mayor que toda la energía consumida por los humanos en un año entero. De hecho, la energía solar deja pequeñas a la suma de todas las fuentes energéticas renovables y fósiles, sin embargo, la energía solar es de naturaleza poco estable, tanto durante el día (día y noche, condiciones meteorológicas) como dentro del año (estaciones). Esta condición de alta variabilidad hace que la captura y almacenamiento de la energía solar sea un desarrollo crítico si una porción significativa de la demanda energética debe ser suministrada por esta fuente [16].

La radiación que alcanza la superficie es la suma de los rayos que vienen directamente del disco solar, lo que se denomina radiación directa, y de los rayos que han sido dispersados por la atmósfera y que por lo tanto provienen de distintas partes del cielo, lo que se conoce como radiación difusa. A la suma de estas dos componentes se le denomina radiación global. Las centrales CSP utilizan la radiación solar directa para su operación.

En el contexto mundial, el norte de Chile, junto con algunos otros lugares, posee niveles de radiación solar que exceden los 1600 [Wh/m²]. Las figuras

Figura 2.12, Figura 2.13, Figura 2.14 y Figura 2.15 muestran el nivel de radiación solar directa en el mundo, Latinoamérica y el Caribe y Chile respectivamente, con la escala de colores mostrando la escala utilizada para Chile.

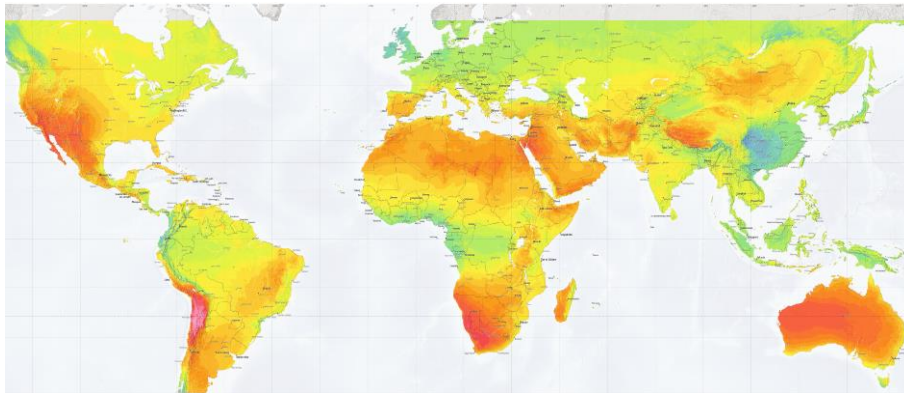


Figura 2.12: Radiación solar directa mundial [4]



Figura 2.13: Radiación solar directa Chile [4]



Figura 2.14: Radiación solar directa Latinoamérica y Caribe [4]

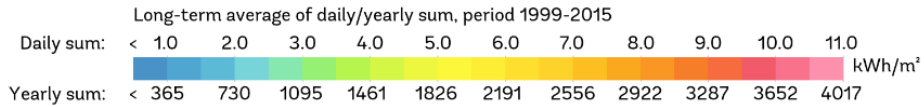


Figura 2.15: Escala de radiación solar directa [4]

2.3.2. Concentración solar CSP

La concentración solar (CSP) es una tecnología de generación eléctrica que utiliza el calor proveniente de la radiación solar, particularmente la radiación solar directa, concentrándola en una pequeña área. Para esto, se utilizan espejos en los que la luz solar es reflejada hacia un receptor donde la energía es recolectada por un portador de energía calórica (fluido de transferencia en circuito primario), y subsecuentemente usada directamente (en el caso de agua-vapor) o por medios de un circuito secundario para entregar esta energía a la turbina y generar electricidad [18]. En la Figura 2.16 se muestra la configuración básica de una central CSP.

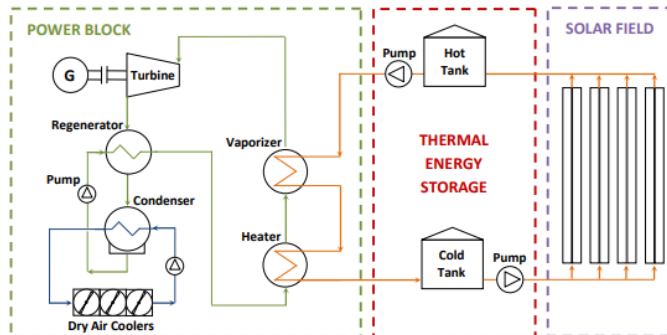


Figura 2.16: Configuración de planta CSP [23].

Con el propósito de mejorar la producción en general del sistema en comparación a la configuración convencional, la tecnología CSP puede mejorar su desempeño incorporando las tecnologías de sistema de almacenamiento térmico, y apoyo.



El propósito de este sistema es que el exceso de energía solar sea almacenado. Esto se logra en la medida que el fluido de transferencia térmica (FTT) circula por un intercambiador de calor, incrementando la temperatura del medio de almacenamiento que circula desde un tanque de baja temperatura a otro de alta. Cuando es requerido, el calor del tanque de alta temperatura retorna al circuito del FTT, de esta forma permitiendo mayor continuidad en la operación de la central [16].

Las plantas CSP con o sin almacenamiento térmico, están comúnmente equipadas con un sistema de apoyo de combustible, el cual permite regular la producción y garantizar una generación lo más constante posible. Aquellas plantas CSP con sistema de apoyo son llamadas híbridas y el sistema de apoyo puede entregar calor al fluido de transferencia, al medio de almacenamiento o directamente hacia el bloque de generación. Este sistema posee la ventaja de ser de bajo costo de inversión [16].

2.3.3. Tecnologías de generación a base de CSP

A continuación se definen las 4 tecnologías de generación a base de CSP que se encuentran siendo utilizadas alrededor del mundo a la fecha. Estas corresponden a colector cilíndrico parabólico, colector lineal Fresnel, torre solar y plato parabólico Stirling. La Figura 2.17 muestra la distribución de la potencia CSP instalada por tecnología para el año 2011.

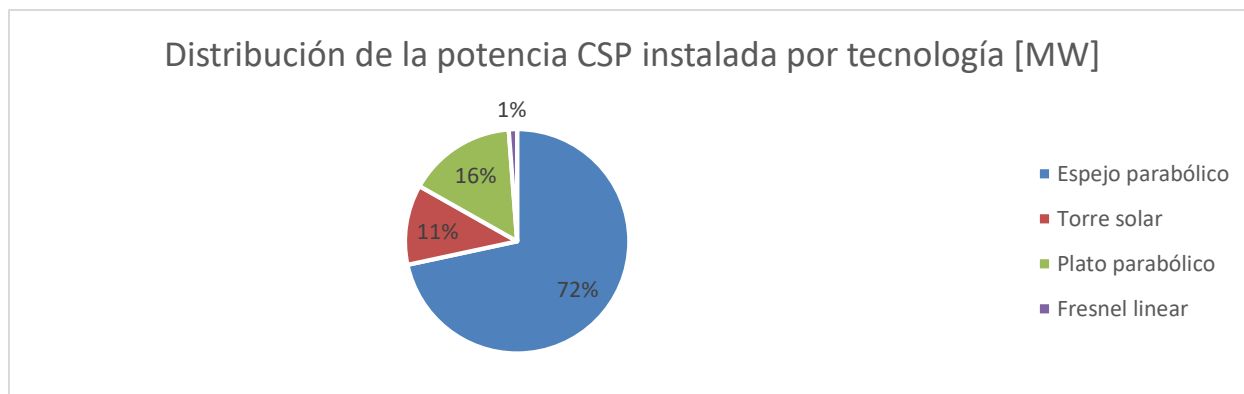


Figura 2.17: Distribución de la potencia CSP instalada por tecnología [24]

1. *Colector cilíndrico parabólico*

Los colectores cilíndricos parabólicos consisten en una serie de espejos que están contruidos por una lámina de material reflectante curvada en forma parabólica que concentra la luz del sol hacia un tubo receptor central, ubicado en el foco de la curvatura del espejo. Estos arreglos pueden ser mayores a 100 [m] y poseer un ancho de la curva de 5 a 6 [m]. Se utiliza un mecanismo de alineación de un solo eje para orientar los colectores y receptores hacia el sol [12] [23].

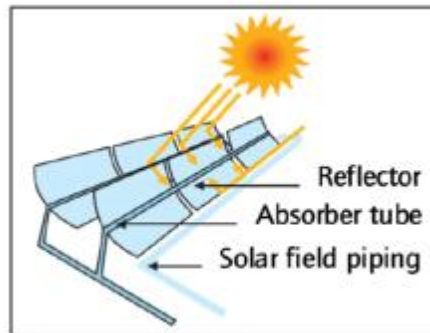


Figura 2.18: Diagrama de tecnología colector cilíndrico parabólico [16].

2. *Colector linear Fresnel*

La tecnología de colector linear Fresnel es similar a la de colectores cilíndricos parabólicos, pero utiliza una serie de espejos largos planos (o ligeramente curvos) colocados a distinto ángulo para concentrar la radiación solar en alguno de los dos lados de un receptor fijo (ubicado varios metros por sobre el campo de espejos). Cada línea de espejos posee un mecanismo de alineación de un solo eje optimizado individualmente para concentrar la luz en el receptor fijo. El receptor consiste en un largo tubo, con cobertura selectiva que permite absorber mayor amplitud de frecuencias de luz y evitar pérdidas por emisiones de radiación infrarroja [23]. La Figura 2.19 muestra el diagrama de la tecnología colector linear Fresnel.

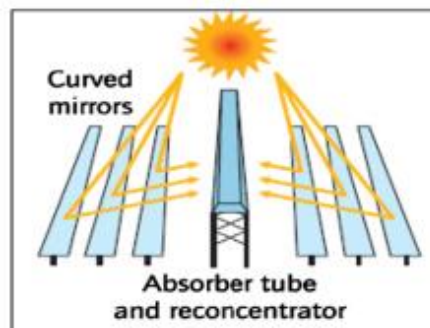


Figura 2.19: Diagrama de tecnología colector linear Fresnel [16].

3. *Torre solar*

La tecnología de torre solar utiliza un conjunto de espejos a nivel de suelo que enfocan la radiación solar a un receptor montado a varios metros sobre el nivel del suelo en una torre donde se captura la radiación en forma de calor. El campo solar consiste en un gran número de espejos controlados por computadora llamados heliostatos, que localizan el sol individualmente en dos

ejes. Estos espejos pueden ser planos o ligeramente cóncavos y reflejan la luz apuntando al receptor central, donde el fluido se calienta alcanzando temperaturas más altas que los colectores cilíndricos parabólicos o los colectores lineares Fresnel, ya que más luz puede concentrarse en un solo receptor y las pérdidas de calor en ese punto se pueden minimizar [16] [12]. La Figura 2.20 muestra el diagrama de la tecnología de torre solar.

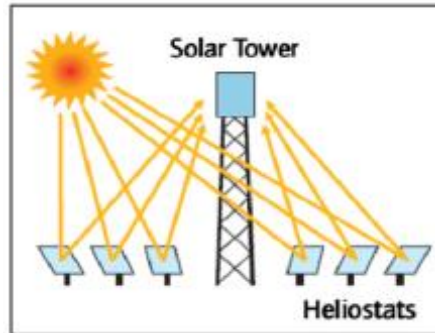


Figura 2.20: Diagrama de tecnología torre solar [16].

4. Plato parabólico Stirling

El sistema de plato parabólico Stirling consiste en un concentrador con forma de plato que refleja la radiación solar directa hacia un receptor ubicado en el foco del plato. El receptor puede ser una micro turbina o un motor Stirling. Estos sistemas requieren alineación con el sol en dos direcciones, pero la concentración de la energía en un solo punto logra temperaturas muy altas. Esta tecnología aún no está probada comercialmente, sin embargo alcanza la mayor eficiencia de los sistemas CSP [16]. La Figura 2.21 muestra el diagrama de la tecnología plato parabólico Stirling.

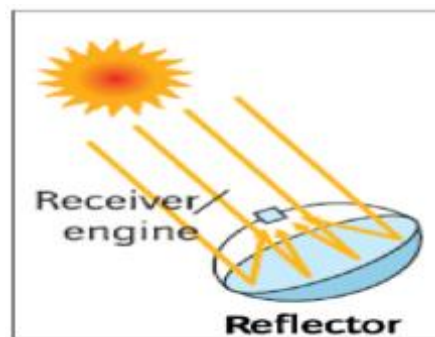


Figura 2.21: Diagrama de tecnología plato parabólico Stirling [16].

2.4. Comparación de fuentes energéticas

Se presenta a continuación en la Tabla 2.2 una comparación de las principales fuentes de energía eléctrica y sus características técnico – económicas. Se presenta el costo de inversión, costo variable (tanto combustible como no combustible), tipo de generación, flexibilidad relativa, vida útil y emisiones de CO₂.

Tabla 2.2: Características de las principales tecnologías de generación [8] [9] [25]

Tecnología	Costo de Inversión	Tipo de generación	Costo Variable	Flexibilidad	Factor de planta	Vida útil económica	Emisiones
	[USD/kW]	Relativa	[US\$/MWh]	Relativa	[%]	[años]	[tCO2/MWh]
Biomasa	3.100	Base	Bajo (26)	Baja	Alto (~70%)	30	24
Carbón	3.000	Base	Bajo (30)	Baja	Alto (~80%)	25 -30	1001
Diesel	900	Punta	Alto (151)	Alta	Bajo (~80%)	25	779
GNC_CA	800	Media	Medio (80)	Media - Alta	Medio (~80%)	25	524
GNC_CC	1.150	Media	Medio (60)	Media - Alta	Medio (~80%)	25	436
Hidraulica Embalse	2.200	Base	Muy Bajo (~5)	Baja	Medio (~60%)	45	-
Hidraulica Pasada	3.250 (<20 [MW]) 4.050 (>20 [MW])	Generación Variable (<20[MW])	Muy Bajo (~5)	-	Medio (~55%)	30	-
Solar PV	1.200	Generación Variable	Muy Bajo (~5)	-	Bajo (~20%)	25	-
Solar CSP	9.000	Base	Bajo (<10)	Media	Alto (>80%)	30	-
Eólica	1.800	Generación Variable	Bajo (<10)	-	Bajo (~30%)	25	-
Geotermia	7.800	Base	Bajo (~10)	Media	Alto (>80%)	30	-

3. Metodología

El desarrollo de esta memoria posee una metodología principalmente por dos etapas consecutivas mostradas en la Figura 3.1. La primera corresponde al desarrollo y obtención de resultados por parte del Software PLP dados los escenarios de reemplazo de la tecnología a carbón, mientras que la segunda y final corresponde al análisis técnico económico de estas centrales de reemplazo.

A continuación se presenta un esquema representativo de la metodología a ocupar en la Figura 3.1. En ella se distinguen las dos etapas previamente nombradas y los escenarios de estudio. Adicionalmente se describen las etapas de desarrollo aquí presentadas.

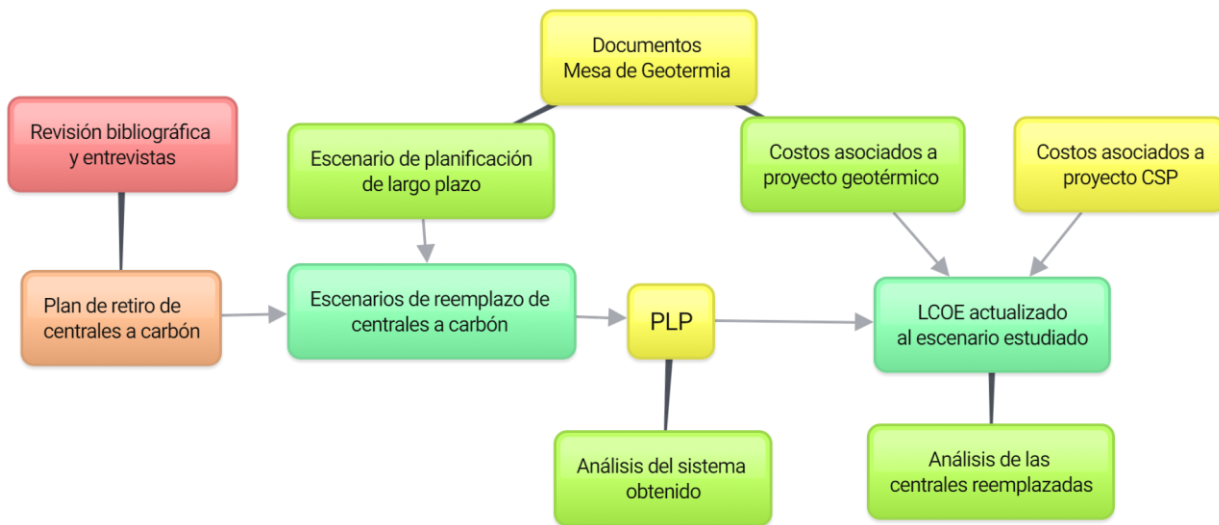


Figura 3.1: Esquema representativo de la metodología empleada.

3.1. Revisión Bibliográfica y entrevistas

La primera etapa metodológica corresponde a la revisión bibliográfica del tema a estudiar y de las herramientas a utilizar, familiarizándose de esta manera con la terminología, etapas de los proyectos geotérmicos, costos e ingresos, características de las tecnologías y parámetros de operación, lenguajes de programación y estructuras para la utilización de software. El objetivo de esta etapa es la introducción al tema y las fuentes, tanto de la academia como de la industria.

Es importante hacer notar que en el año en el que se desarrolló esta memoria, se dio la instancia de la Mesa de Geotermia, financiada por el Banco Mundial e implementada mediante el apoyo de Fundación Chile y el Centro de Energía de la Universidad de Chile, conformando así una importante fuente de información que será utilizada.

3.2. Mesa de Geotermia [9]

La mesa de geotermia en esta memoria es una de las principales fuentes de información. La realización de esta se compone por 3 etapas consecutivas:

Etapa 1: Identificar, validar y consensuar por parte de la industria geotérmica los costos de desarrollo de proyectos geotérmicos en Chile, y establecer el costo medio de la energía para un proyecto geotérmico.

Etapa 2: Identificar el impacto sistémico que puede introducir el desarrollo de la geotermia en el sistema eléctrico interconectado, analizando los eventuales beneficios, co-beneficios y elementos diferenciadores de la geotermia.

Etapa 3: En función de los resultados anteriores, analizar la pertinencia de intervenciones políticas para el desarrollo de la energía geotérmica en Chile, incluyendo instrumentos de fomento si se justificasen.

En lo particular, para esta memoria se utilizarán los resultados de la primera y segunda etapa, los cuales corresponden al estudio de los costos asociados a un proyecto geotérmico y el escenario de planificación de largo plazo.

En lo particular, el modelo de operación de largo plazo desarrollado a lo largo de la mesa posee las siguientes consideraciones:

- Se simula entre los años 2017 y 2050
- Modelado en software PLP (Programación de largo plazo), basado en PDDE que utiliza el cruce de datos históricos de caudales para cada central.
- Representación de convenios de riego del Laja y Maule.
- Etapas mensuales; 5 bloques por etapa.
- Sistema de transmisión simplificado: 6 nodos SIC y 3 nodos SING.
- Perfiles ERNC anuales por central con detalle horario.
- 55 hidrologías representativas para cada afluente o caudal.

3.3. Escenarios de retiro de centrales a carbón y reemplazo

Se procede comenzando por el reconocimiento de las centrales que se encuentran operando actualmente y que se encuentran asociadas al escenario de largo plazo. Estas corresponden a 28 centrales a lo largo de Chile, alcanzando una potencia bruta instalada de 4.9 [GW]. Luego, se asocia una vida útil a cada proyecto asociada a la evaluación de impacto ambiental entregada. Existen excepciones a esta última regla, dado que existen centrales que a la fecha se encuentran operando superando el periodo presentado en un comienzo. Para estas últimas se dio un periodo arbitrario que permita observar los efectos en el escenario de reemplazo. Las centrales a reemplazar, sus fechas de entrada en operación y la fecha de retiro dada la hipótesis “normal” y “acelerada”, y el factor de reducción de vida de proyecto se muestra en anexos.

La Figura 3.2 muestra los escenarios de reemplazo de las centrales a carbón. Para contrastar, se desarrolla el escenario base, que es manteniendo las centrales operando bajo un plan de mantenciones. Estos escenarios son descritos con mayor detalle a continuación.



Figura 3.2: Escenarios planteados a largo plazo.

Los escenarios se dividen principalmente en dos grupos, los casos de reemplazo normal y acelerado. El primero corresponde al reemplazo una vez cumplida la vida útil de la central, mientras que el segundo se da planteando una política pública que exija una matriz energética libre de carbón al año 2040, por lo tanto, exigiendo el desmantelamiento de las centrales. En ambos grupos, la diferencia es cuales tecnologías reemplazan esta potencia instalada, ya sea geotermia o geotermia con CSP. Mayor detalle acerca de la expansión en la generación se puede encontrar en Anexos (más adelante).

3.3.1. Escenario BASE

La Figura 3.3 muestra la distribución de la potencia instalada para el escenario base. En este se observa que la matriz de carbón se mantiene a lo largo de los años simulados. La Figura 3.4 muestra la energía generada por tecnología para el escenario base. Con respecto a las emisiones se muestra la Figura 3.5.

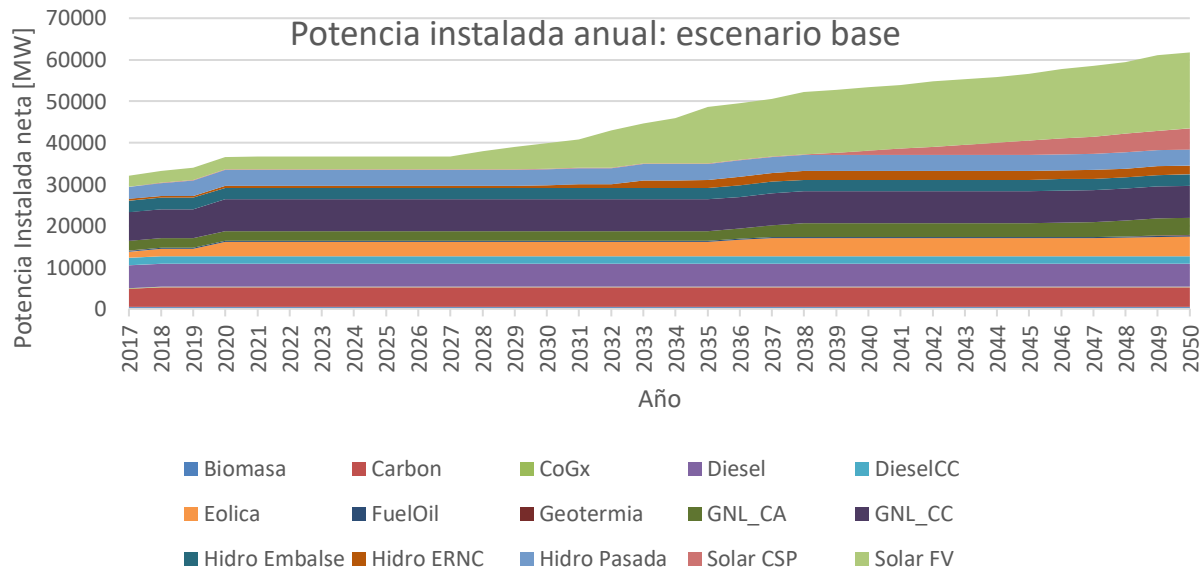


Figura 3.3: Potencia instalada escenario base.

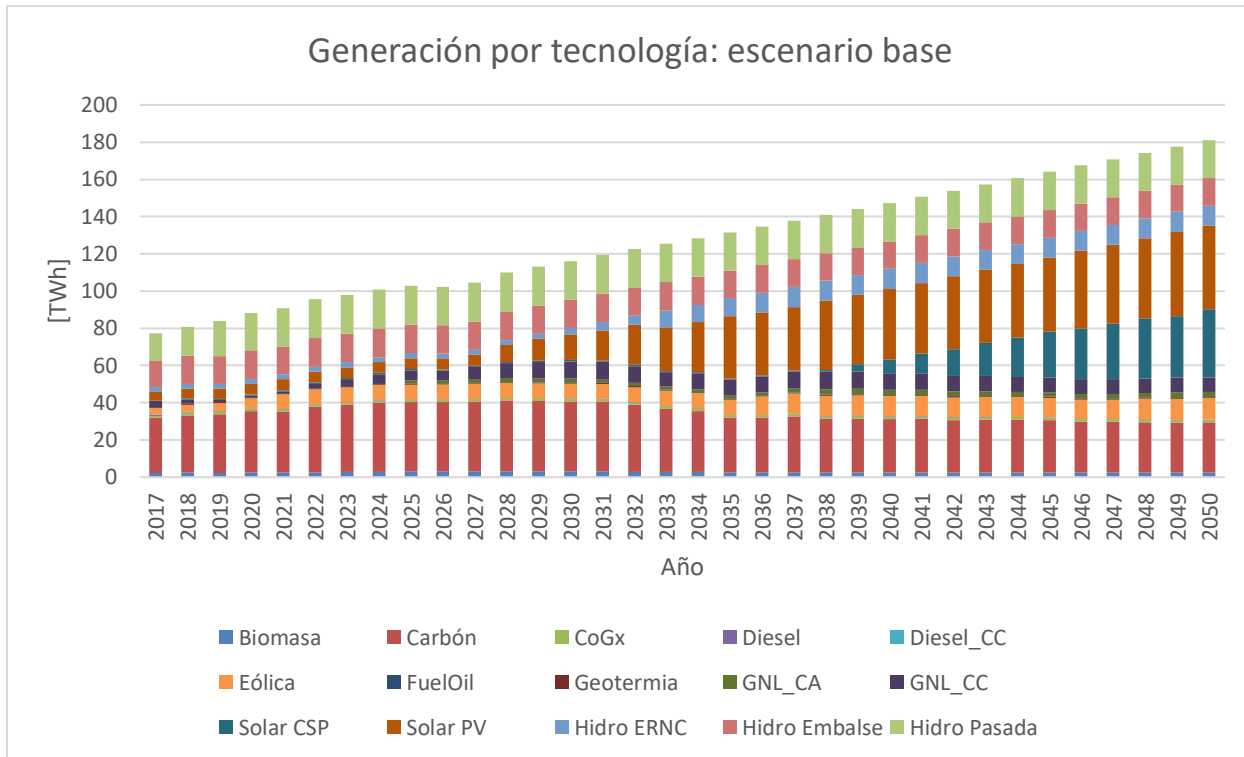


Figura 3.4: Operación de centrales por tecnología.

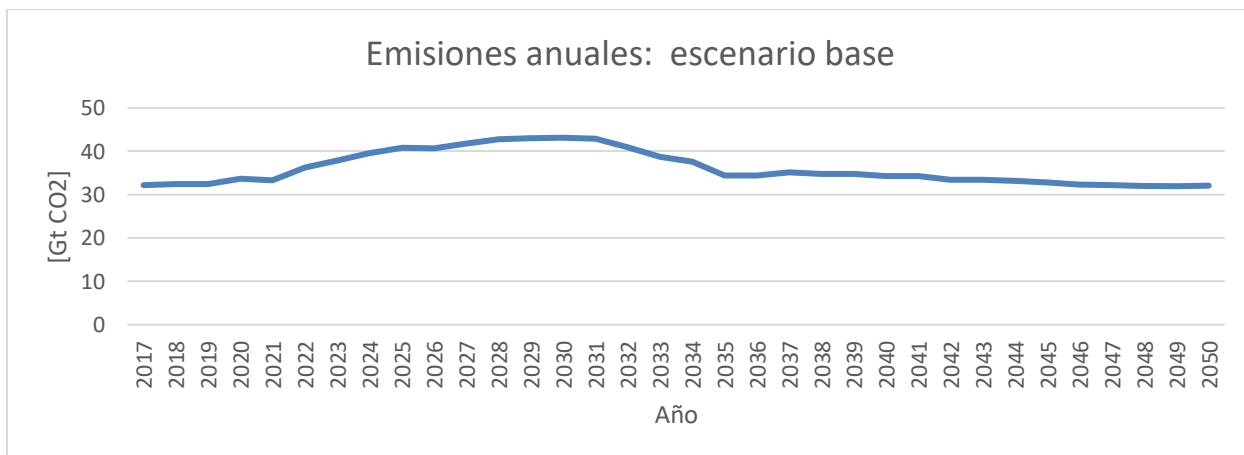


Figura 3.5: Emisiones de CO2 anuales para caso base.

3.3.2. Escenario reemplazo normal, sin límite de recurso geotérmico (GEO_N)

Se postula el retiro (desmantelamiento) de las centrales a carbón posterior al periodo de vida útil del proyecto y el reemplazo de estas solo por geotermia, sin limitar el recurso. La central de reemplazo posee la misma potencia neta que la central a carbón. Los proyectos de reemplazo se conectan a la misma barra del sistema simplificado (más adelante).

La Figura 3.6 muestra la distribución de la potencia instalada para el escenario de reemplazo normal sin considerar límite del recurso geotérmico. En este se observa que la matriz de carbón se reduce a lo largo de los años simulados.

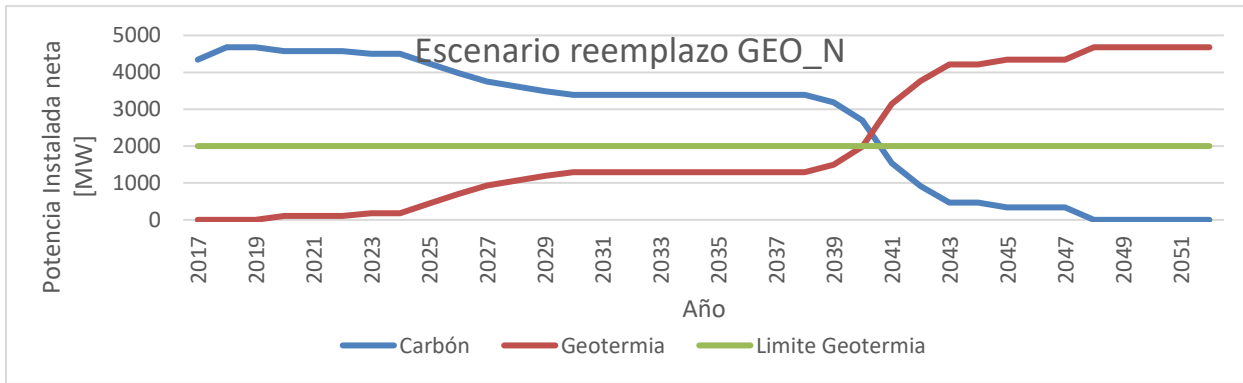


Figura 3.6: Reemplazo matriz carbón escenario normal, sin límite geotérmico.

3.3.3. Escenario reemplazo normal, límite de recurso geotérmico 2000 [MW] (GEO_CSP_N)

Se postula el retiro de las centrales a carbón posterior al periodo de vida útil del proyecto y el reemplazo de estas por geotermia hasta un límite de 2000 [MW], debido a que esta es una estimación media del recurso geotérmico y la diferencia será compensada con tecnología CSP, siempre planteando que la central posee la misma potencia neta. En este escenario, todas las centrales a carbón que se ubican en la zona norte del SEN (Ex – SING, barras 1, 2 y 3 del sistema simplificado, más adelante) son reemplazadas por centrales CSP conectadas a la barra 2 (SING Centro).

La Figura 3.7 muestra la distribución de la potencia instalada para el escenario de reemplazo normal considerando un límite del recurso geotérmico de 2000 [MW]. En este se observa que la matriz de carbón se reduce a lo largo de los años simulados, mientras que la potencia instalada en geotermia y CSP se ve incrementada.

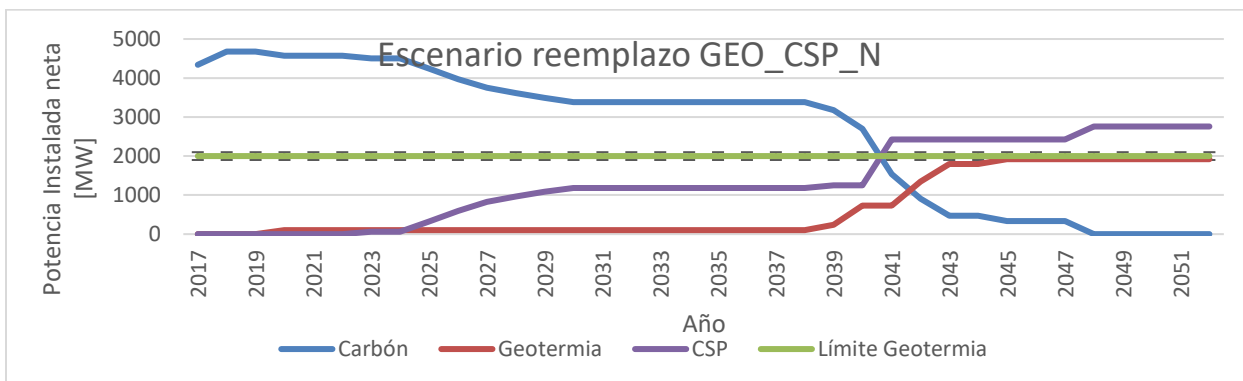


Figura 3.7: Reemplazo matriz carbón escenario normal, límite geotermia 2000[MW].

3.3.4. Escenario reemplazo acelerado, sin límite de recurso geotérmico (GEO_A)

Se postula el retiro de las centrales a carbón en un periodo de proyecto reducido, terminando el año 2040 sin centrales a carbón y el reemplazo de estas por geotermia, esto planteando que la central de reemplazo posee la misma potencia neta.

Este escenario nace de la premisa de reemplazar la matriz energética en base a carbón antes del año 2040, proponiendo una política de *descarbonización* más intensa, de esta forma la vida útil de todos los proyectos reconocidos previamente se ven reducidas.

La Figura 3.8 muestra la distribución de la potencia instalada para el escenario de reemplazo acelerado sin considerar límite del recurso geotérmico. En este se observa que la matriz de carbón se reduce a lo largo de los años simulados llegando a ser nula al año 2040.

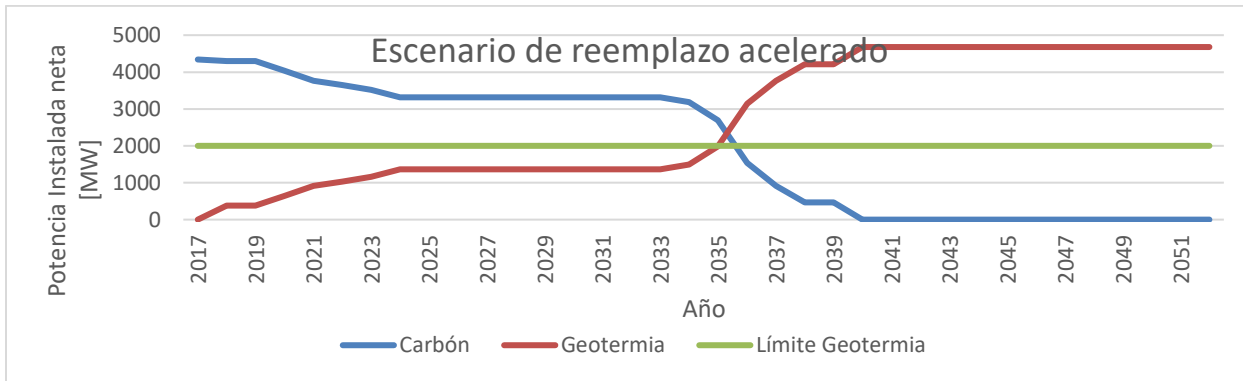


Figura 3.8: Reemplazo de matriz carbón escenario acelerado, sin límite geotérmico.

3.3.5. Escenario reemplazo acelerado, límite de recurso geotérmico 2000 [MW] (GEO_CSP_A)

Se postula el retiro de las centrales a carbón en un periodo de proyecto reducido, terminando el año 2040 sin centrales a carbón y el reemplazo de estas por geotermia hasta un límite de 2000 [MW] y la diferencia será compensada con tecnología CSP, siempre planteando que la central de reemplazo posee la misma potencia neta. En este escenario, todas las centrales a carbón que se ubican en la zona norte del SEN (Ex – SING, barras 1, 2 y 3 del sistema simplificado, más adelante) son reemplazadas por centrales CSP conectadas a la barra 2 (SING Centro).

Este planteamiento de acortar la vida útil nace de la premisa de reemplazar la matriz energética en base a carbón al año 2040, por lo que la vida útil de todos los proyectos reconocidos previamente se ven reducidas. Este escenario nace bajo una política de *descarbonización* más intensa.

La Figura 3.9 muestra la distribución de la potencia instalada para el escenario de reemplazo acelerado considerando un límite del recurso geotérmico de 2000[MW]. En este se observa que la matriz de carbón se reduce a lo largo de los años simulados llegando a ser nula al año 2040, mientras que la potencia instalada en geotermia y CSP se ve incrementada.

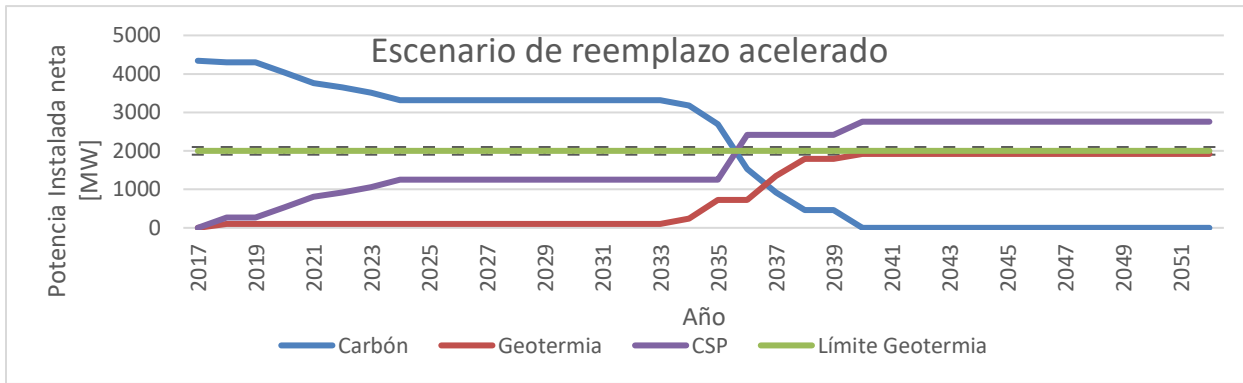


Figura 3.9: Reemplazo de matriz carbón escenario acelerado, límite geotermia 2000[MW].

3.3.6. Hipótesis plan de retiro y perfiles de generación utilizados

A continuación se definen las hipótesis utilizadas para el desarrollo del plan de retiro de centrales a carbón:

1. La reutilización de la turbina es factible asumiendo que se encuentra un reservorio geotérmico que permita un flujo en la turbina equivalente al obtenido por carbón.
2. La nueva central está conectada a la misma barra de conexión del sistema simplificado modelado por el Centro de Energía para la Mesa de Geotermia (
3. Figura 7.13) exceptuando las centrales CSP del SING.
4. El escenario de reemplazo no considera el periodo de tiempo entre el desmantelamiento de la central a carbón y la operación de la nueva central geotérmica.
5. Dado que se mantienen las hipótesis utilizadas por el centro de energía en la modelación de largo plazo de la mesa de geotermia, el costo variable de las centrales geotérmicas es cero (más adelante) y CSP, 4 [US\$/MWh].
6. El factor de planta estimado para el proyecto de reemplazo es de un 95% (equivalente a 8328 horas/año) para geotermia y 82,4% (8232 horas/año) para CSP.

Para propósitos de la modelación del sistema y las centrales de reemplazo se muestra a continuación el perfil de generación utilizados para la tecnología CSP. En la Figura 3.10 se observa el perfil de generación para una central CSP ubicada en la barra SING_Centro.

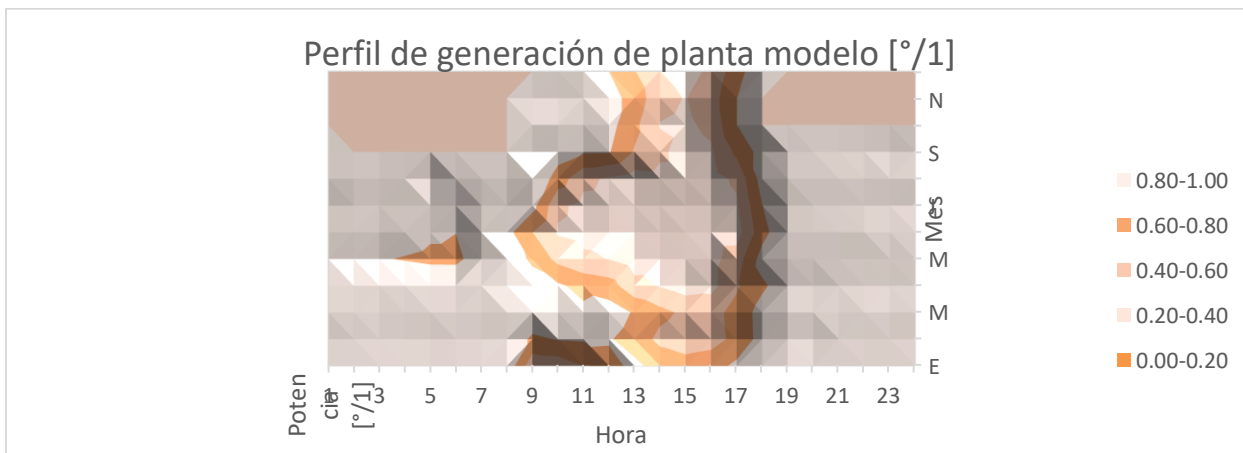


Figura 3.10: Perfil de generación anual CSP SEN norte (Ex – SING, barra SING_Centro) [11].

La tecnología geotérmica se asumió como un perfil continuo de generación para los fines de la modelación de largo plazo efectuada y los escenarios estudiados. Los periodos en los que la potencia geotérmica baja es cuando se efectúan mantenimientos.

3.4. Utilización de Software PLP

Para la utilización del software PLP se utiliza una serie de archivos que utilizan la interfaz Excel para la elaboración de los archivos de entrada para la plataforma. Estos datos elaborados son posteriormente cargados en un servidor que comenzará el proceso de optimización. Este proceso ocurre en un sistema de 8 núcleos, sostenido por un servidor Ubuntu 16.04 que utiliza CPLEX 12.6. Para esto se consideran 55 escenarios, 432 etapas y 5 bloques de demanda por etapa, que cubren el periodo desde enero del 2017 hasta diciembre del año 2050.

Un esquema representativo se presenta en la Figura 3.11. En esta, se muestran las etapas de ingreso de datos, procesamiento de la información y la presentación de los resultados.



Figura 3.11: Esquema representativo de software PLP.

3.4.1. Ingreso de datos (IPLP)

La versión de la planilla de ingreso de datos consta de 17 hojas. Estas hojas contienen la información general y botones que ejecutan procedimientos contenidos en la macro automática acerca del sistema que modelan. Los parámetros de entrada para el modelo PLP se describen en la Figura 3.12.

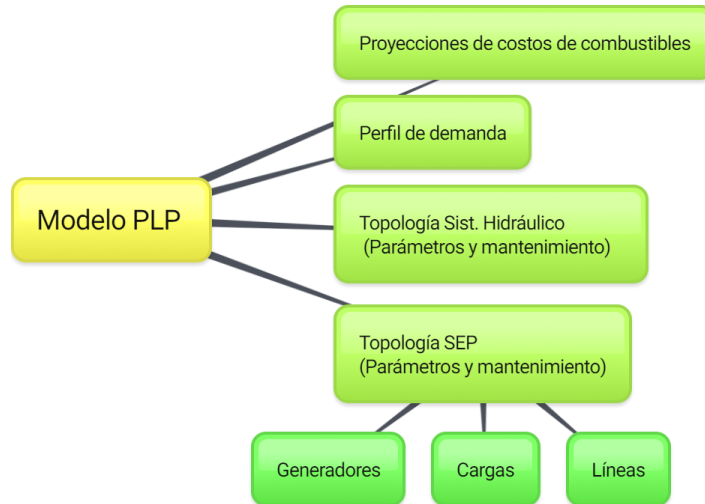


Figura 3.12: Esquema de requerimiento de datos de modelo PLP.

3.4.2. Resultados (OPLP)

El software PLP entrega una serie de pestañas para la lectura de los datos. La información contenida en cada una de ellas se resume a continuación en la Figura 3.11. Se logra apreciar en la figura que el software entrega la información separada por temática general en torno a la simulación. Se entregan resultados con respecto a la operación de las centrales, características de las barras, involucrando aspectos económicos como los costos marginales y cargas, características de las líneas, embalses y series de tiempo.

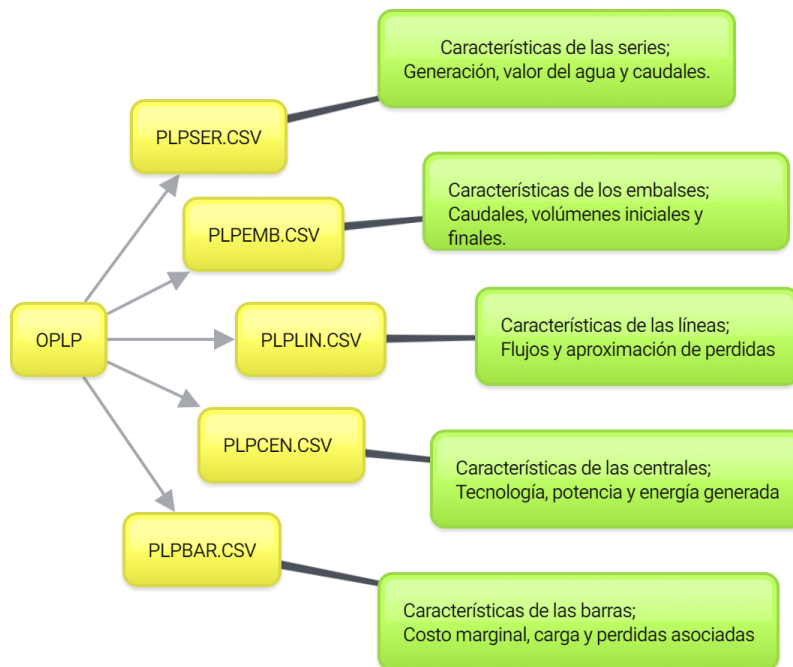


Figura 3.13: Descripción de los resultados obtenidos por software PLP [26]

3.5. Costo nivelado de la tecnología para centrales de reemplazo

Utilizando la inversión de capital de las centrales de geotermia y CSP se procede a realizar un análisis en el caso en que se utiliza la turbina de vapor de la central de carbón que sale de operación. Para esto se utiliza la metodología de LCOE de la Mesa de Geotermia [9].

La idea de esta hipótesis es la reducción de los costos de inversión en proyectos tan intensivos de capital como son la geotermia y CSP, en la medida que se retiran del sistema las centrales de carbón. Esto permitirá evitar costos de transporte e importación, mientras que se plantea el costo de una mantención mayor en la turbina de reemplazo.

Para desarrollar los escenarios de estudio para la potencia instalada, costos de inversión y posteriormente el costo nivelado de la energía se procedió de la siguiente manera. Una vez obtenidas todas las centrales de carbón, estas se ordenaron decrecientemente por su potencia bruta, mostrado en la Figura 3.14, para luego hacer un histograma de la frecuencia absoluta de esta potencia, mostrado en la Figura 3.15. Con esto se busca identificar los niveles de potencia en los que es más favorable desarrollar un escenario.

Bajo esta premisa, los escenarios seleccionados para la potencia instalada serán 150 [MW] y 250 [MW]. Estos proyectos serán desarrollados en tecnología geotérmica y CSP.

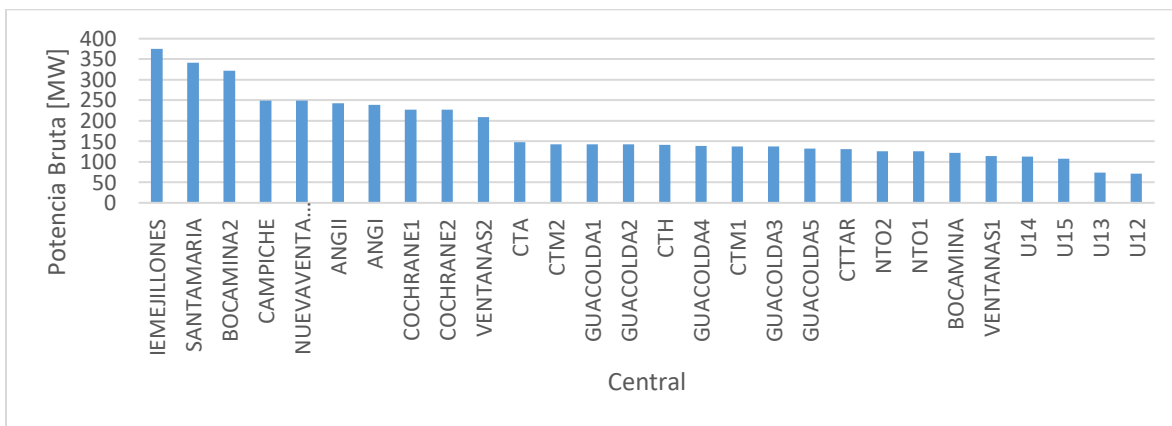


Figura 3.14: Potencia bruta de centrales a carbón.

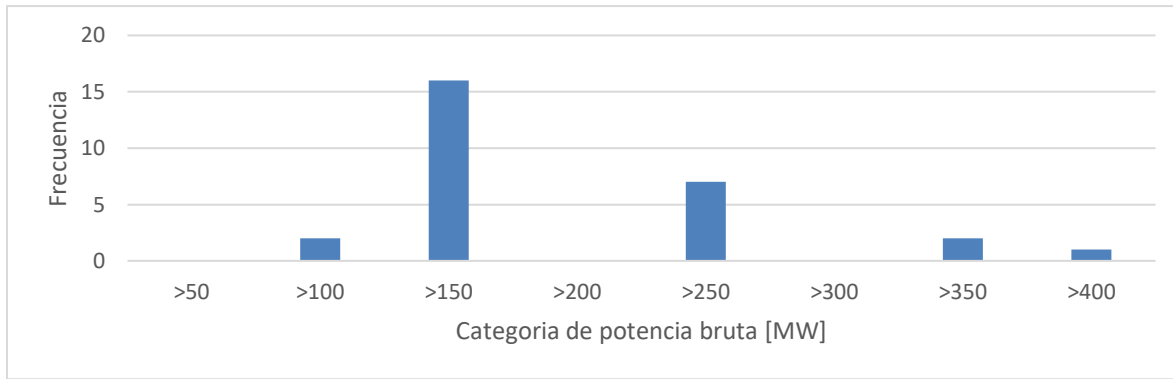


Figura 3.15: Histograma de la potencia bruta.

En anexos se muestran las tablas que muestran las características técnico – económicas de los proyectos modelados. En el caso del proyecto geotérmico, estos fueron calculados a partir de las hipótesis de la mesa de geotermia, mientras que en el caso de CSP, estos fueron obtenidos mediante el uso del software SAM2 (System Advisor Model) provisto por NREL en conjunto con los datos de radiación solar obtenidos con el Explorador Solar3 del DGF de la Universidad de Chile para la ubicación cercana a la del proyecto CSP Cerro Dominador (-22.761 °N, -68.8843 °E)

Para el costo de reemplazo de la turbina se consideró el escenario en el que esta es donada y se le aplica un mantenimiento mayor (*Overhauled*). Este está valorizado en un 25% (20% – 30%) del costo de inversión de una central de carbón (3000 [USD/MW] [25])

² <https://sam.nrel.gov/>

³ <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>

4. Resultados

En este capítulo se muestran los resultados asociados al sistema eléctrico obtenido, esto es, a las centrales y sus reemplazos en los escenarios previamente definidos con respecto a la potencia instalada y operación de las centrales, costos marginales de las barras del sistema simplificado, costos operacionales y plan de inversión. Luego se procede a presentar los costos de inversión y costo nivelado de la electricidad para proyectos geotérmicos y CSP con reutilización de la turbina.

4.1. Escenario reemplazo normal, sin límite de recurso geotérmico (GEO_N)

Este escenario plantea el retiro de las centrales a carbón en la medida que se cumpla su vida útil y ser reemplazadas solo con geotermia, por lo tanto planteando que no hay límite al recurso geotérmico.

4.1.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales

A continuación en la Figura 4.1 y Figura 4.2 se presentan los resultados obtenidos en cuanto a potencia neta instalada y la operación de las centrales respecto de la energía inyectada al sistema para el escenario GEO_N respectivamente.

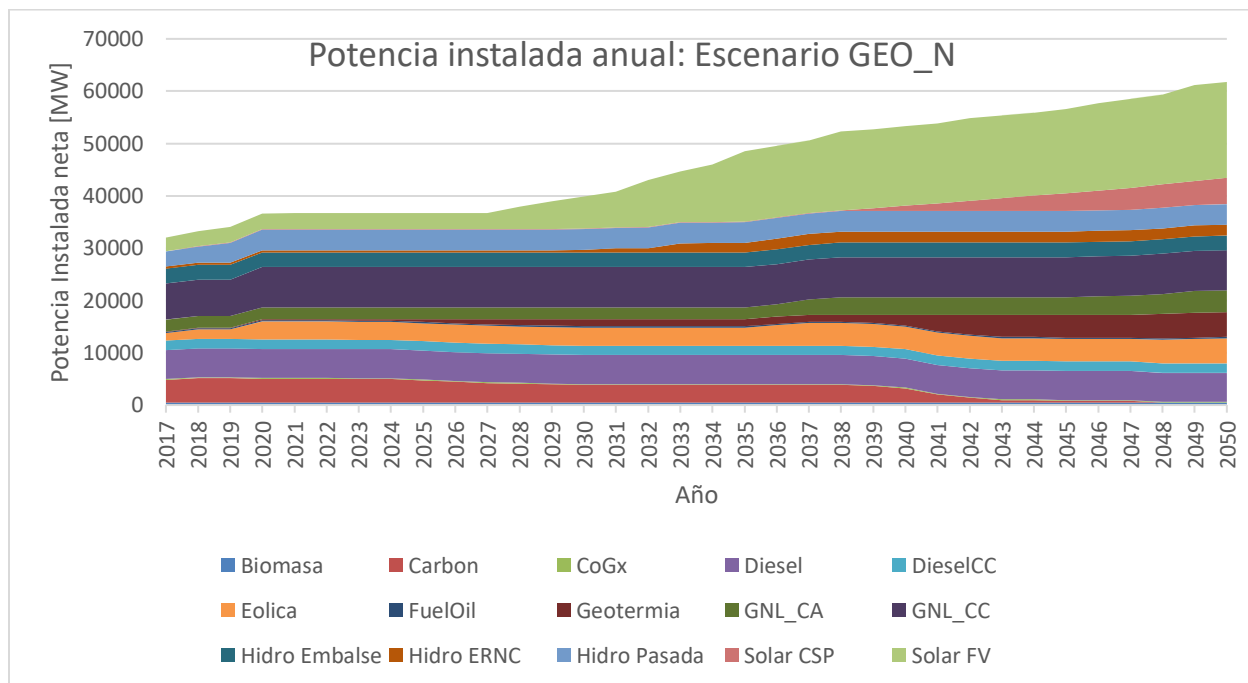


Figura 4.1: Potencia instalada neta anual para escenario de reemplazo normal, sin límite de recurso geotérmico.

Con respecto a la potencia instalada anual, mostrada en la Figura 4.1, el carbón desaparece de la matriz energética al año 2048, bajo la hipótesis de vida útil presentada en la metodología, mientras que la geotermia crece desde el valor un valor de 45,6 [MW] al año 2017 hasta alcanzar su máximo el año 2048 (4,7 [GW]).

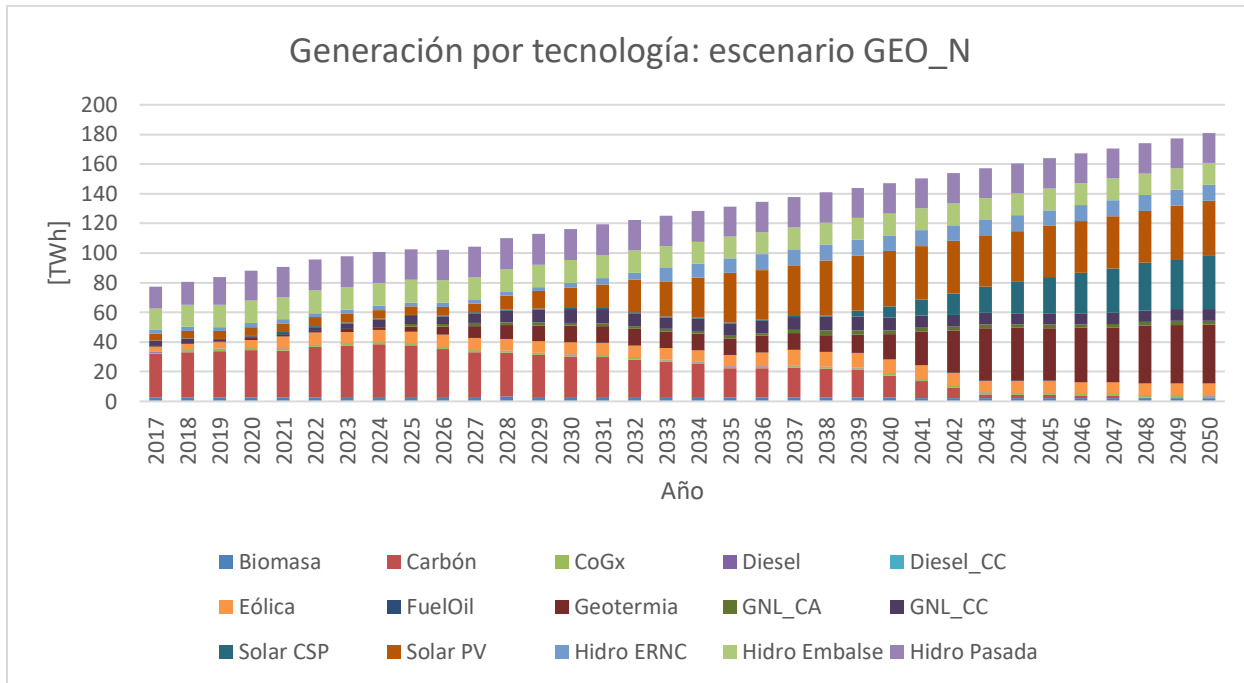


Figura 4.2: Generación por tecnología para escenario de reemplazo normal, sin límite de recurso geotérmico.

Con respecto a la energía generada por tecnología, mostrada en la Figura 4.2, se logra apreciar que la generación a carbón posee un máximo en el año 2024 con 35,6 [TWh], desapareciendo completamente el año 2048, mientras que la generación geotérmica posee un máximo de 39,3 [TWh] el año 2049 y 2050.

4.1.2. Curva de abatimiento de CO2

En la Figura 4.3 se muestra la curva de emisiones de CO2 para el escenario GEO_N, esto es, el reemplazo sin considerar límite del recurso geotérmico.

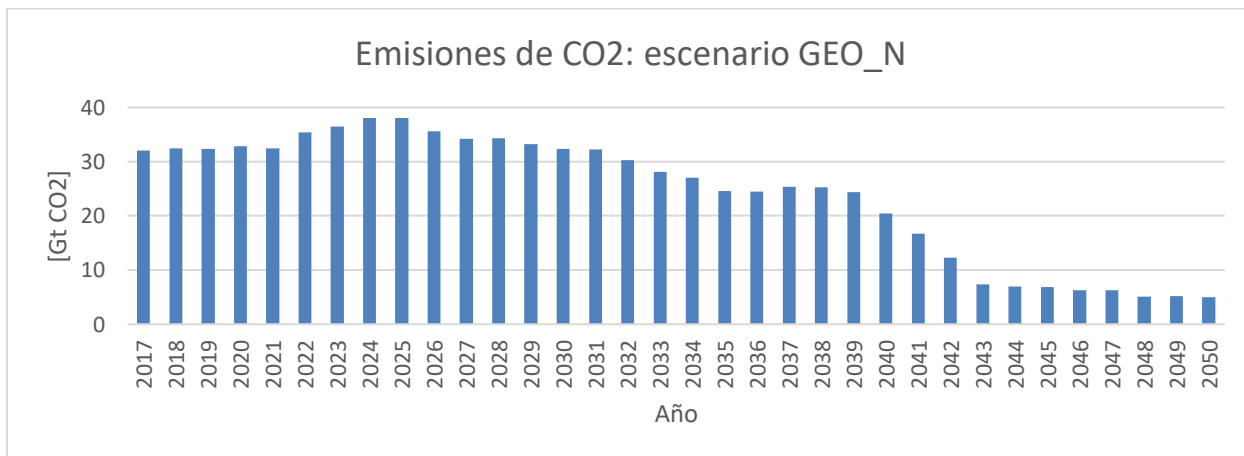


Figura 4.3: Curva de abatimiento de CO2 para escenario GEO_N.

Se logra observar que a partir del año 2048, las emisiones se mantienen estables alrededor del valor de 5 [Gt CO₂], alcanzando su mínimo en el 2050 con 4,95 [Gt CO₂].

4.1.3. Costo marginal del sistema

En la Figura 4.4 se muestra el perfil de costos marginales del sistema y de la zona norte y sur del SEN (Ex SING y Ex SIC respectivamente) para el escenario GEO_N.

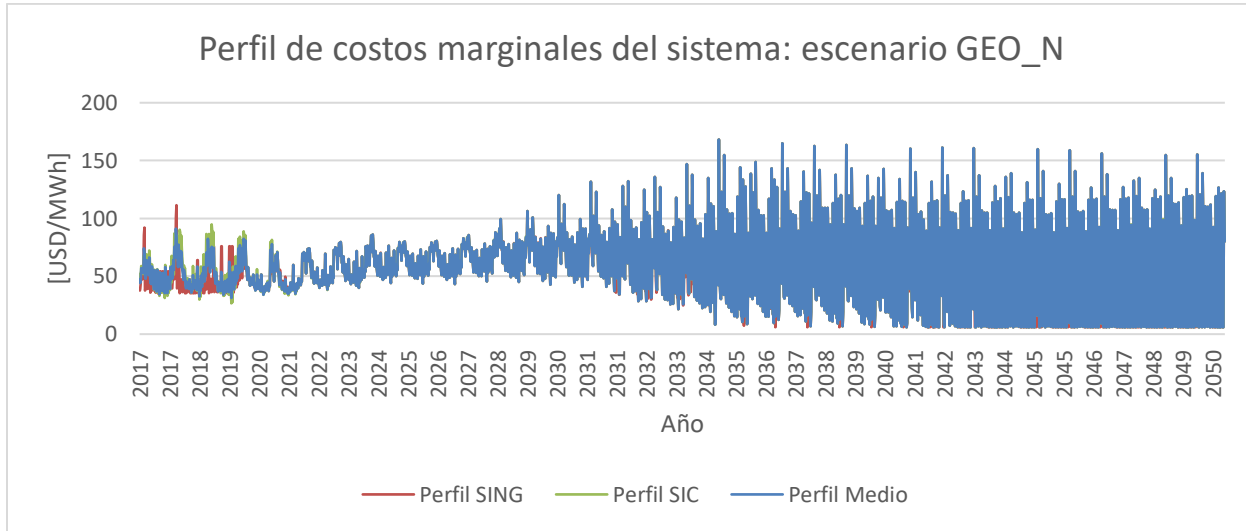


Figura 4.4: Costos marginales del sistema para escenario GEO_N.

Se observa una tendencia al alza hasta el año 2030 aproximadamente, con poca variabilidad en relación al perfil completo. Posterior a este año, existe una alta variabilidad con una media tendiendo a la baja (mostrado en Figura 5.5).

4.1.4. Costo operacional y plan de inversiones

En la Figura 4.5 se muestran los costos operacionales anuales para el escenario GEO_N.

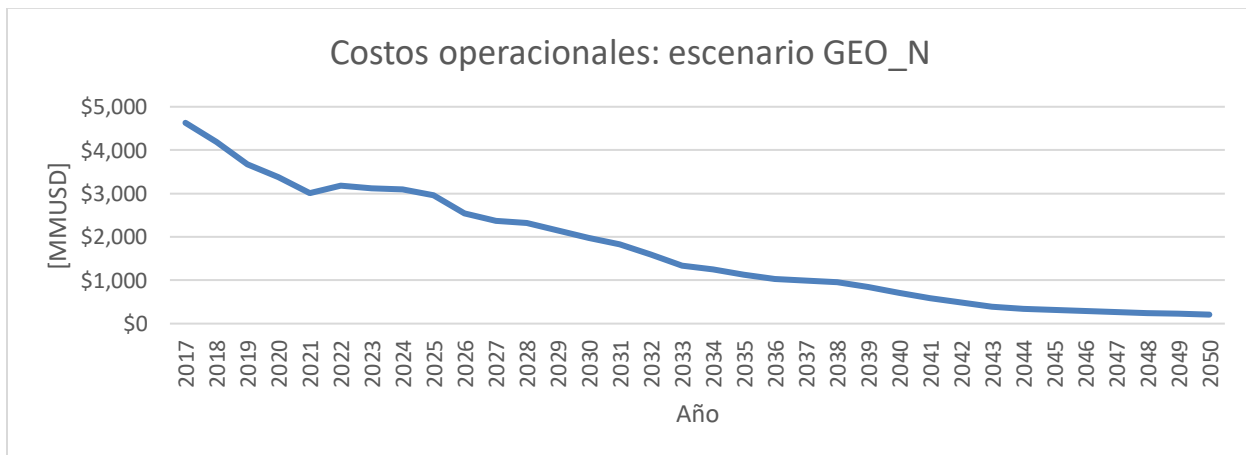


Figura 4.5: Costos operacionales del sistema para escenario GEO_N.

Se observa una tendencia a la reducción de los costos operacionales del sistema, alcanzando su mínimo el año 2050 con 207 [MMUSD].

En la Figura 4.6 se muestra el plan de inversiones de reemplazo para el escenario GEO_N. Dado que es un escenario solo con geotermia, las inversiones son solo en proyectos geotérmicos.

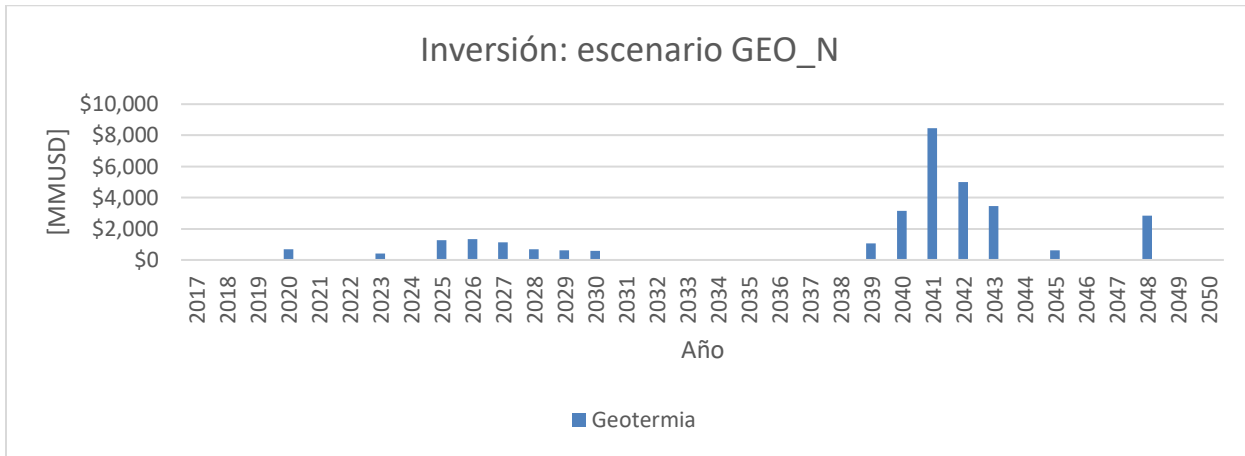


Figura 4.6: Plan de inversiones para escenario GEO_N

4.2. Escenario reemplazo normal, límite de recurso geotérmico 2000 [MW] (GEO_CSP_N)

Este escenario plantea el retiro de las centrales a carbón en la medida que se cumpla su vida útil y ser reemplazadas con geotermia y CSP, planteando un límite al recurso geotérmico de 2000 [MW].

4.2.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales

En las figuras Figura 4.7 y

Figura 4.8 se observa la potencia instalada anual y la energía generada por tecnología respectivamente. Se aprecia que al existir un límite del recurso geotérmico de 2000 [MW] el escenario de reemplazo considera la totalidad de la potencia de carbón siendo suplida por recursos geotérmicos y de tecnología CSP, y al ser reemplazo normal, se establece el cumplimiento de la vida útil del proyecto de generación en base a carbón.

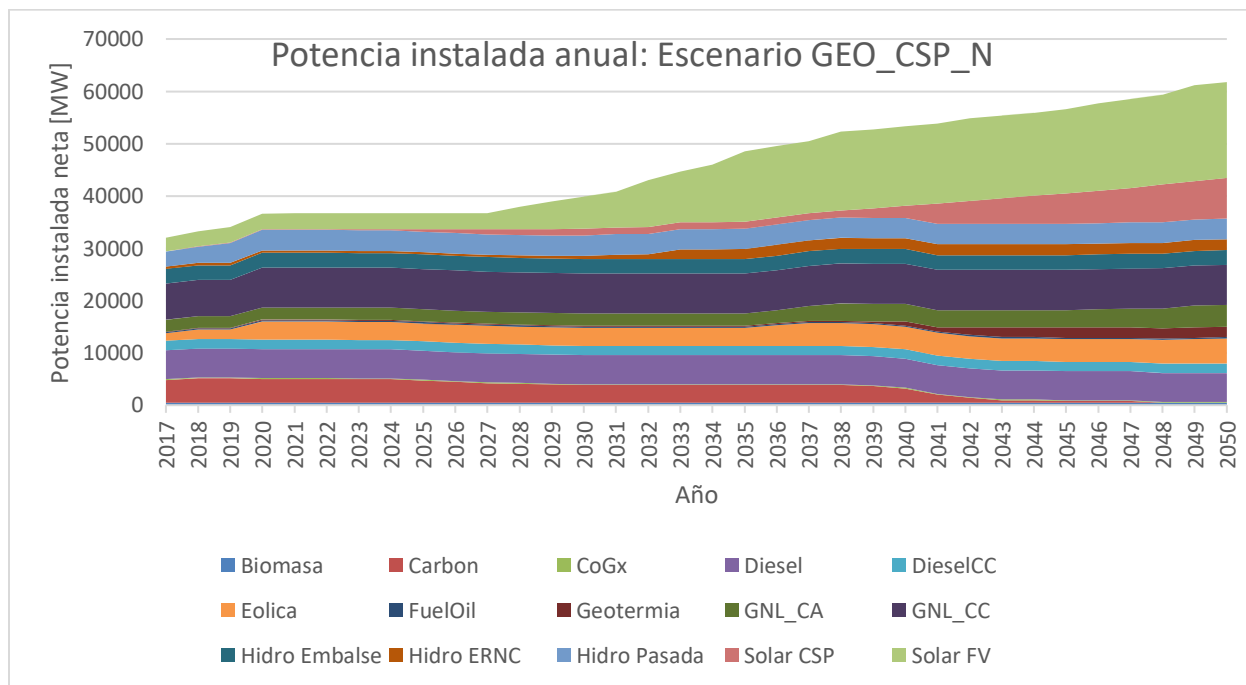


Figura 4.7: Potencia instalada neta anual para escenario de reemplazo normal, límite de recurso geotérmico 2000[MW].

Con respecto a la potencia instalada anual, mostrada en la Figura 4.7, el carbón desaparece de la matriz energética al año 2048, bajo la hipótesis de vida útil presentada en la metodología. Al limitar el recurso geotérmico, para compensar la diferencia entre el límite y el reemplazo de la tecnología carbón, se usó CSP. Mientras que la geotermia crece desde el valor un valor de 45.6 [MW] en el año 2017 hasta alcanzar su máximo el año 2045 con 1.9 [GW] y CSP con 7.8 [GW] en el año 2050.

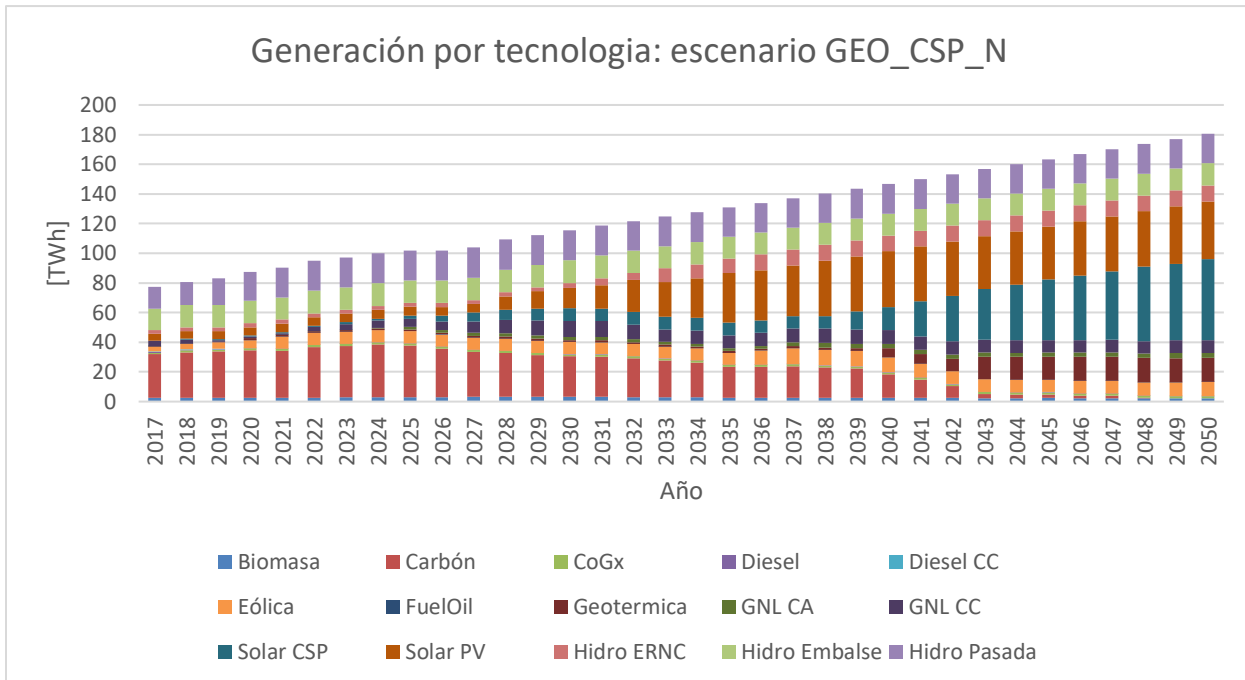


Figura 4.8: Generación por tecnología para escenario de reemplazo normal, límite de recurso geotérmico 2000[MW].

Con respecto a la energía generada por tecnología, mostrada en la

Figura 4.8, se logra apreciar que la generación a carbón posee un máximo en el año 2024 con 35.6 [TWh], desapareciendo completamente el año 2048, mientras que la generación geotérmica posee un máximo de 16.4 [TWh] el año 2048 y CSP con 54.8 [TWh] al año 2050.

4.2.2. Curva de abatimiento de CO2

En la Figura 4.9 se muestra la curva de emisiones de CO2 para el escenario GEO_CSP_N, esto es, el reemplazo considerando un límite de 200 [MW] de recurso geotérmico.

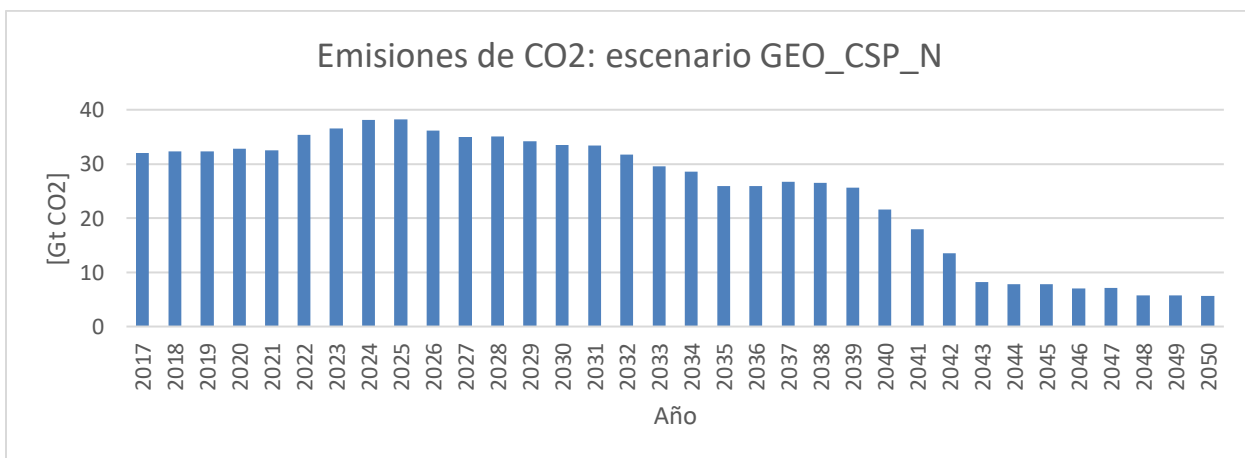


Figura 4.9: Curva de abatimiento de CO2 para escenario GEO_CSP_N.

Se logra observar que a partir del año 2048, las emisiones se mantienen estables alrededor del valor de 5.7 [Gt CO₂], alcanzando su mínimo en el 2050 con 5.6 [Gt CO₂].

4.2.3. Costo marginal del sistema

En la Figura 4.10 se muestra el perfil de costos marginales del sistema y de la zona norte y sur del SEN (Ex SING y Ex SIC respectivamente) para el escenario GEO_CSP_N.

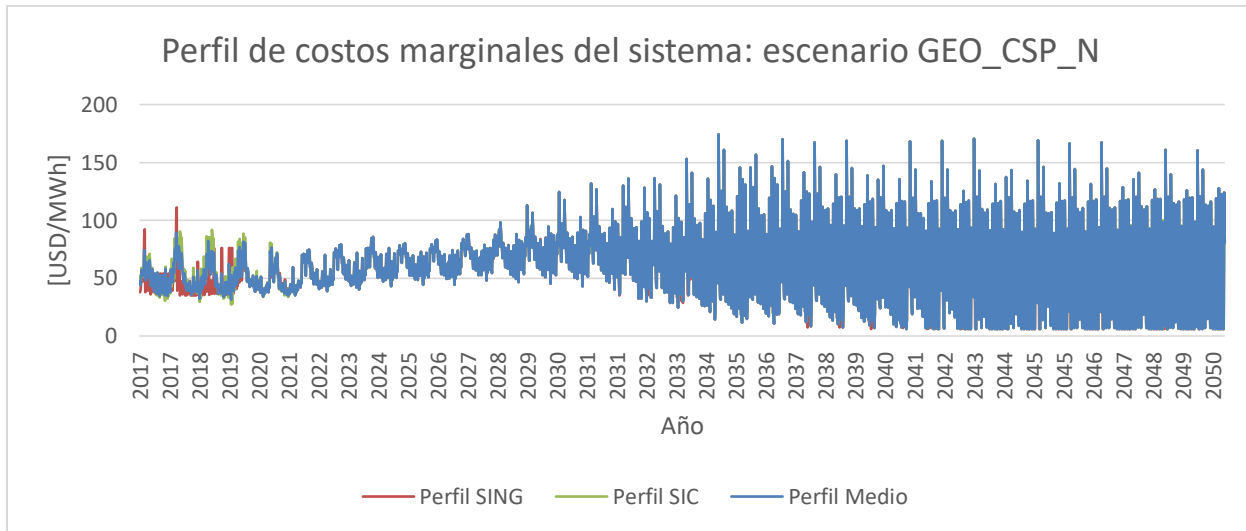


Figura 4.10: Costos marginales del sistema para escenario GEO_CSP_N.

Se observa una tendencia al alza hasta el año 2030 aproximadamente, con poca variabilidad en relación al perfil completo. Posterior a este año, existe una alta variabilidad con una media tendiendo a la baja (mostrado en Figura 5.5).

4.2.4. Costo operacional y plan de inversiones

En la Figura 4.11 se muestran los costos operacionales anuales para el escenario GEO_CSP_N.

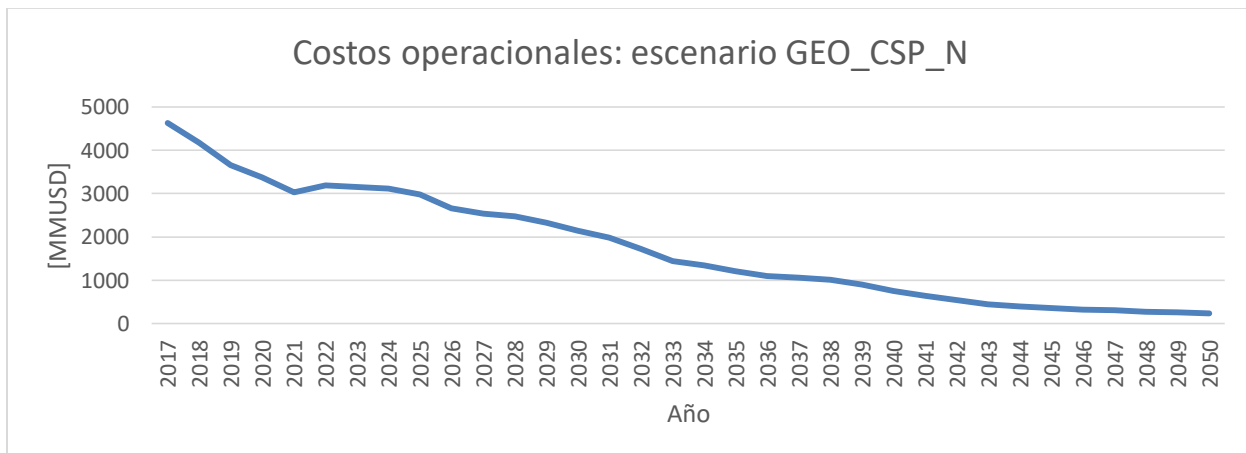


Figura 4.11: Costos operacionales del sistema para escenario GEO_CSP_N.

Se observa una tendencia a la reducción de los costos operacionales del sistema, alcanzando su mínimo el año 2050 con 237 [MMUSD].

En la Figura 4.12 se muestra el plan de inversiones de reemplazo para el escenario GEO_CSP_N. Dado que es un escenario con geotermia y CSP las inversiones se dan en ambas tecnologías.

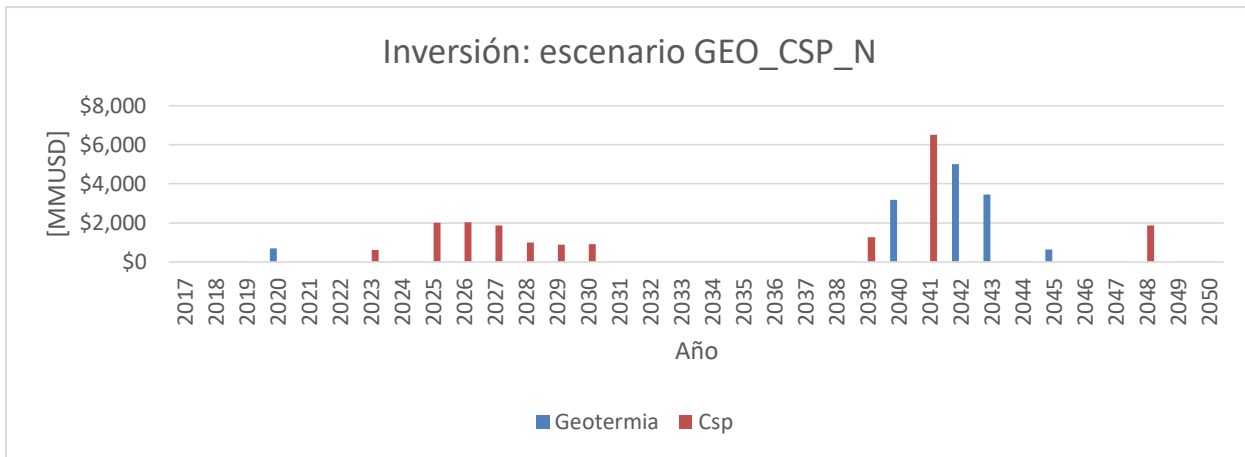


Figura 4.12: Plan de inversiones para escenario GEO_CSP_N.

4.3. Escenario reemplazo acelerado, sin límite de recurso geotérmico (GEO_A)

Este escenario plantea el retiro de las centrales a carbón planteando una vida útil reducida y ser reemplazadas solo con geotermia, por lo tanto planteando que no hay límite al recurso geotérmico.

4.3.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales

En las figuras Figura 4.13 y Figura 4.14 se observa la potencia instalada anual y la energía generada por tecnología respectivamente. Se aprecia que al no existir un límite del recurso geotérmico, el escenario de reemplazo considera la totalidad de la potencia de carbón siendo suplida por recursos geotérmicos, y al ser el reemplazo acelerado, se considera un periodo de vida útil del proyecto reducido en centrales a carbón.

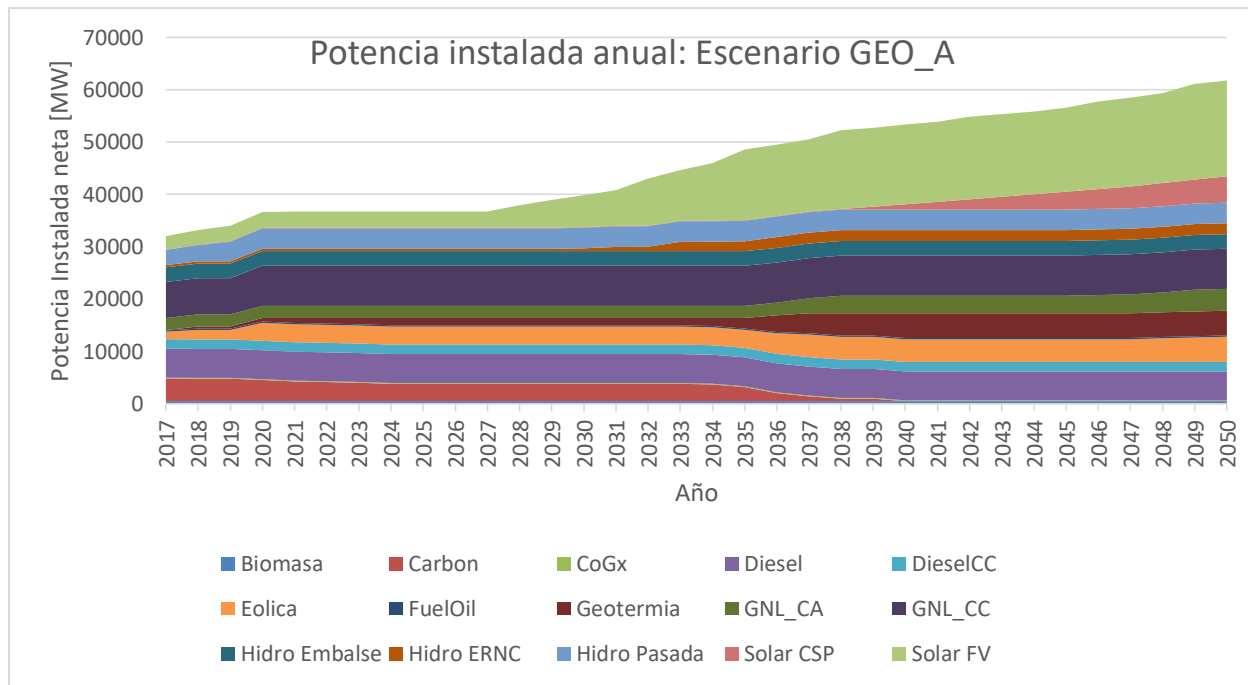


Figura 4.13: Potencia instalada neta anual para escenario de reemplazo acelerado, sin límite de recurso geotérmico.

Observando la potencia instalada anual, mostrada en la Figura 4.13, el carbón desaparece de la matriz energética al final del año 2040, bajo la hipótesis de vida útil acelerada presentada en la metodología, mientras que la geotermia crece desde un valor de 45.6 [MW] al año 2017 hasta alcanzar su máximo el año 2040 con 4.7 [GW].

A diferencia de los escenarios de reemplazo normal, la potencia instalada de carbón se reemplaza en su totalidad en el año 2040, 8 años antes (2048 para reemplazo normal).

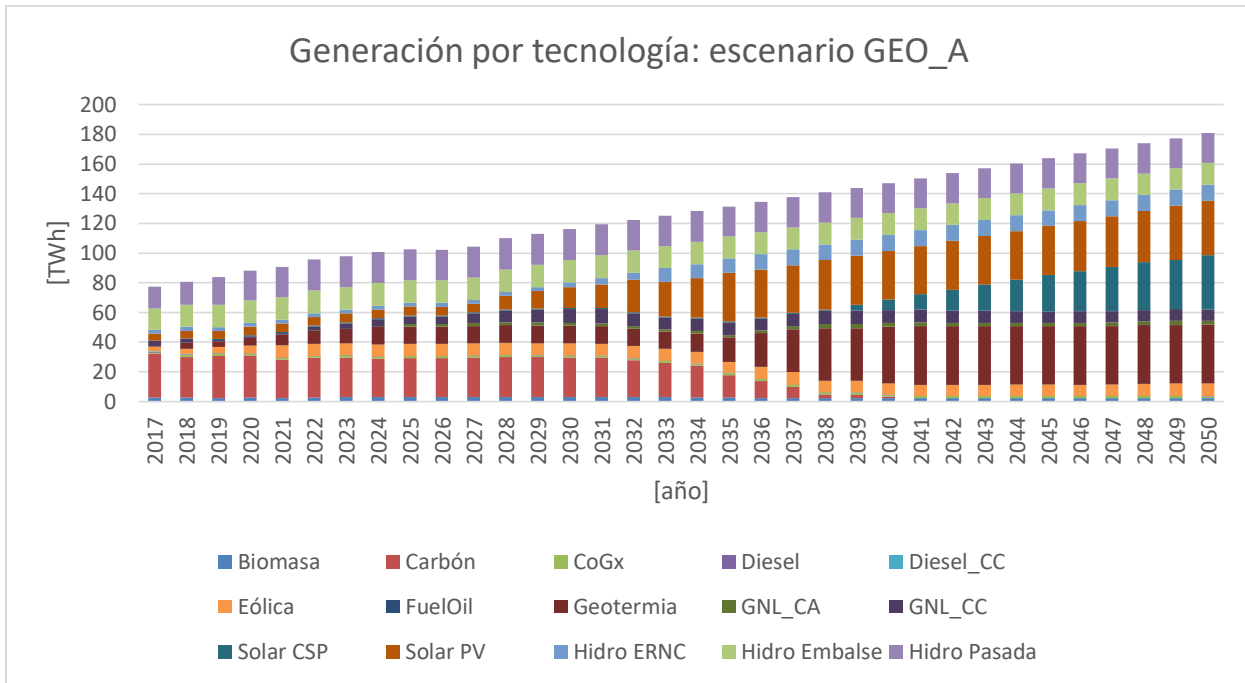


Figura 4.14: Generación por tecnología para escenario de reemplazo acelerado, sin límite de recurso geotérmico.

Observando la energía generada por tecnología, mostrada en la Figura 4.14, se logra apreciar que la generación a carbón posee un máximo en el año 2017 con 29.6 [TWh], desapareciendo completamente al final del año 2040, mientras que la generación geotérmica posee un máximo de 39.3 [TWh] el año 2041.

4.3.2. Curva de abatimiento de CO2

En la Figura 4.15 se muestra la curva de emisiones de CO2 para el escenario GEO_A, esto es, el reemplazo acelerado sin considerar límite del recurso geotérmico.

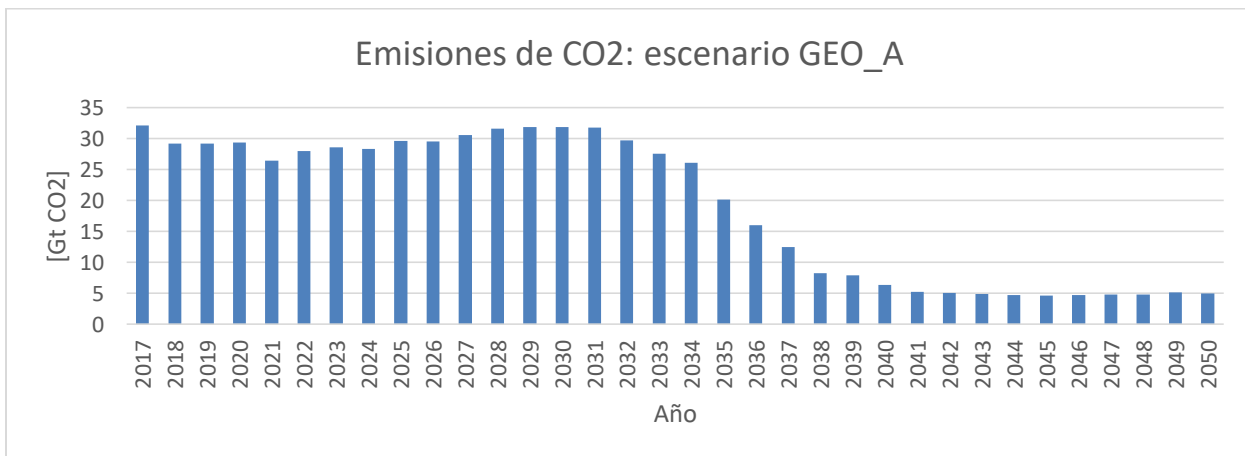


Figura 4.15: Curva de abatimiento de CO2 para escenario GEO_A.

Se logra observar que a partir del año 2041, las emisiones se mantienen estables alrededor del valor de 5 [Gt CO₂], alcanzando su mínimo en el 2045 con 4.65 [Gt CO₂].

4.3.3. Costo marginal del sistema

En la Figura 4.16 se muestra el perfil de costos marginales del sistema y de la zona norte y sur del SEN (Ex SING y Ex SIC respectivamente) para el escenario GEO_A.

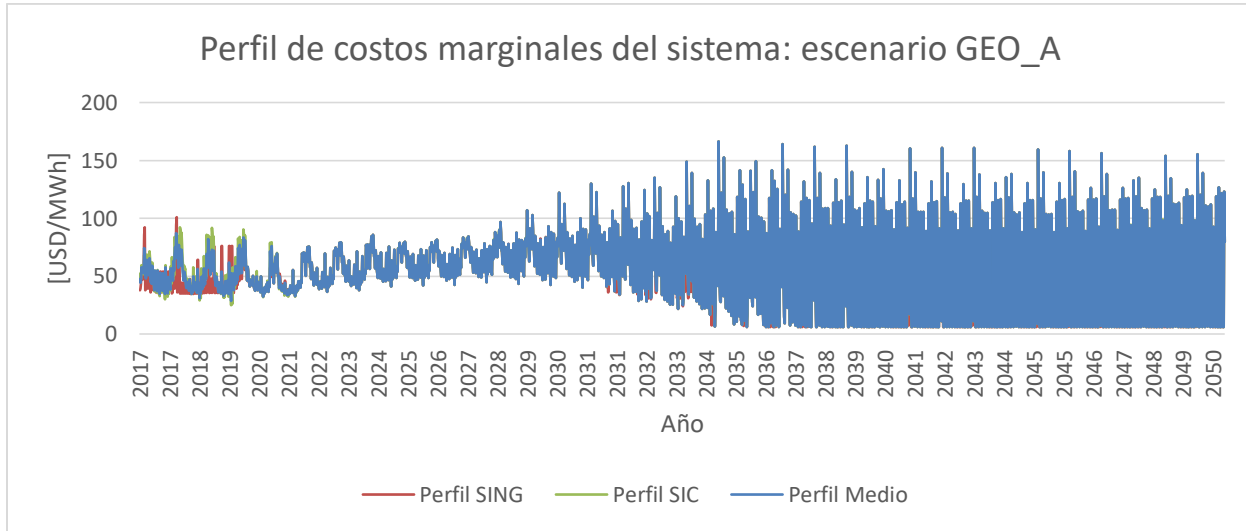


Figura 4.16: Costos marginales del sistema para escenario GEO_A.

Se observa una tendencia al alza hasta el año 2030 aproximadamente, con poca variabilidad en relación al perfil completo. Posterior a este año, existe una alta variabilidad con una media tendiendo a la baja (mostrado en Figura 5.5).

4.3.4. Costo operacional y plan de inversiones

En la Figura 4.17 se muestran los costos operacionales anuales para el escenario GEO_A.

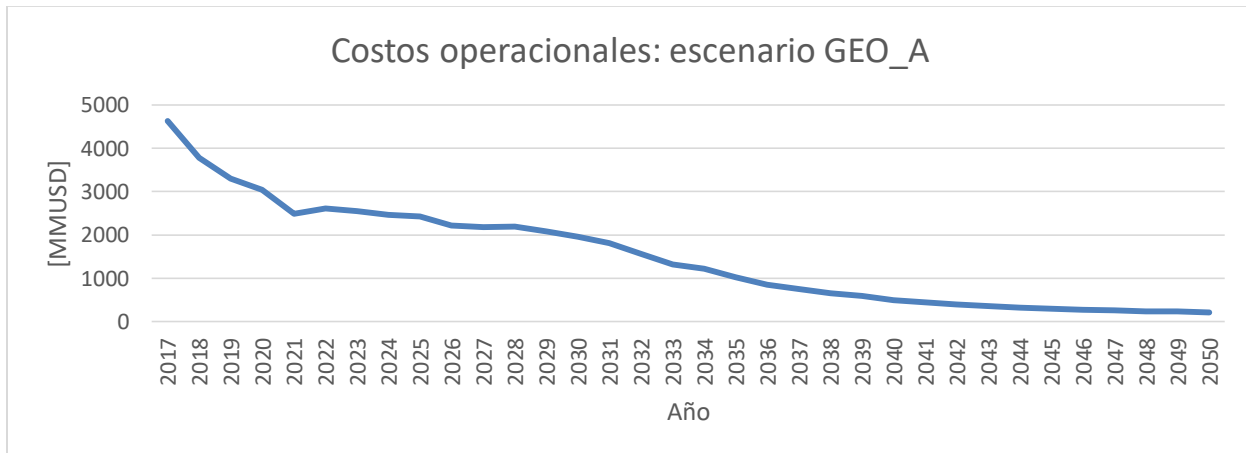


Figura 4.17: Costos operacionales del sistema para escenario GEO_A.

Se observa una tendencia a la reducción de los costos operacionales del sistema, alcanzando su mínimo el año 2050 con 207 [MMUSD].

En la Figura 4.18 se muestra el plan de inversiones de reemplazo para el escenario GEO_A. Dado que es un escenario solo con geotermia, las inversiones son solo en proyectos geotérmicos.

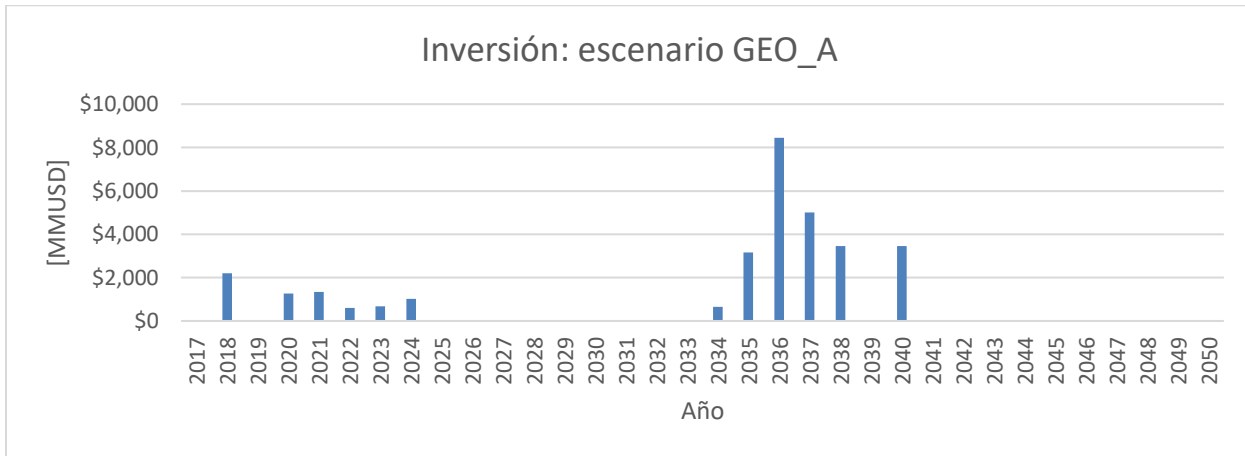


Figura 4.18: Plan de inversiones para escenario GEO_A.

4.4. Escenario reemplazo acelerado, límite de recurso geotérmico 2000 [MW] (GEO_CSP_A)

Este escenario plantea el retiro de las centrales a carbón planteando una vida útil reducida y ser reemplazadas con geotermia y CSP, estableciendo un límite al recurso geotérmico de 2000 [MW].

4.4.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales

En las figuras Figura 4.19 y Figura 4.20 se observa la potencia instalada anual y la energía generada por tecnología respectivamente. Se aprecia que al existir un límite del recurso geotérmico de 2000 [MW] el escenario de reemplazo considera la totalidad de la potencia de carbón siendo suplida por recursos geotérmicos y de tecnología CSP, y al ser el reemplazo acelerado, se establece un periodo de vida útil del proyecto reducido en centrales a carbón.

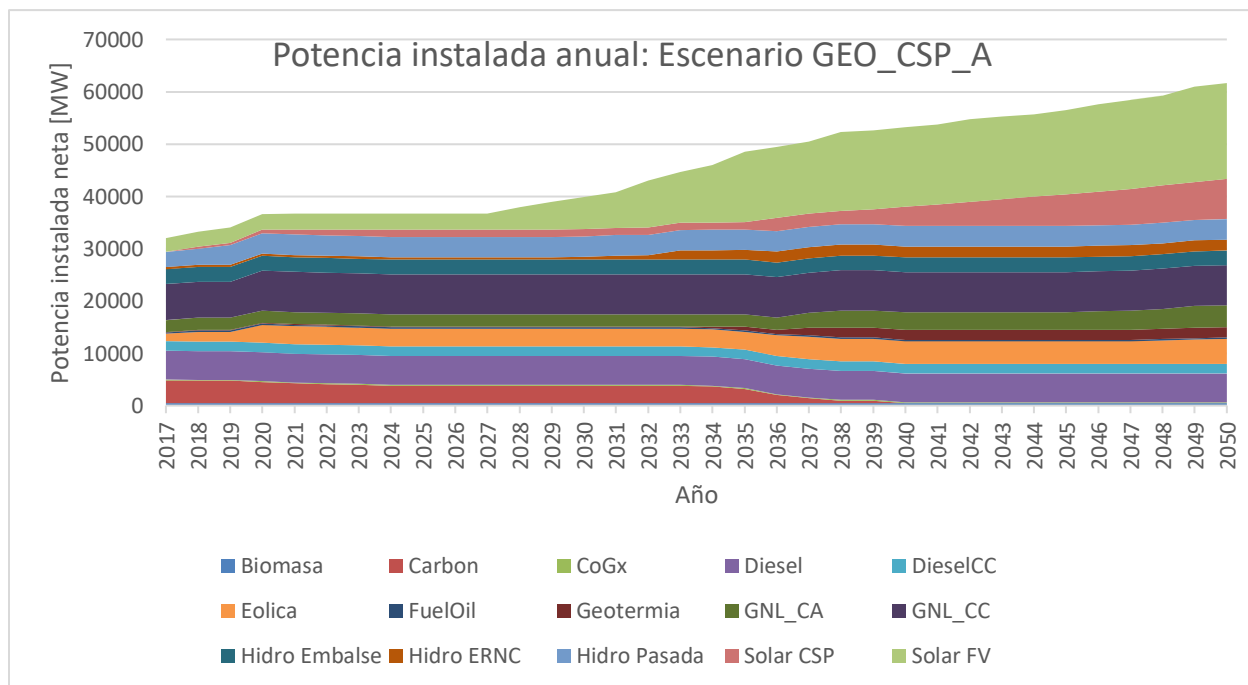


Figura 4.19: Potencia instalada neta anual para escenario de reemplazo acelerado, límite de recurso geotérmico 2000[MW].

Observando la potencia instalada anual, mostrada en la Figura 4.19, el carbón desaparece de la matriz energética al final del año 2040, bajo la hipótesis de vida útil acelerada presentada en la metodología, mientras que la geotermia crece desde un valor de 45.6 [MW] al año 2017 hasta alcanzar su máximo el año 2040 con 1.9 [GW] y CSP 7.7[GW] el año 2050.

A diferencia del escenario de reemplazo normal, la potencia instalada de carbón se reemplaza en su totalidad el año 2040, esto es 8 años, antes por medio de geotermia y CSP (2048 para reemplazo normal).

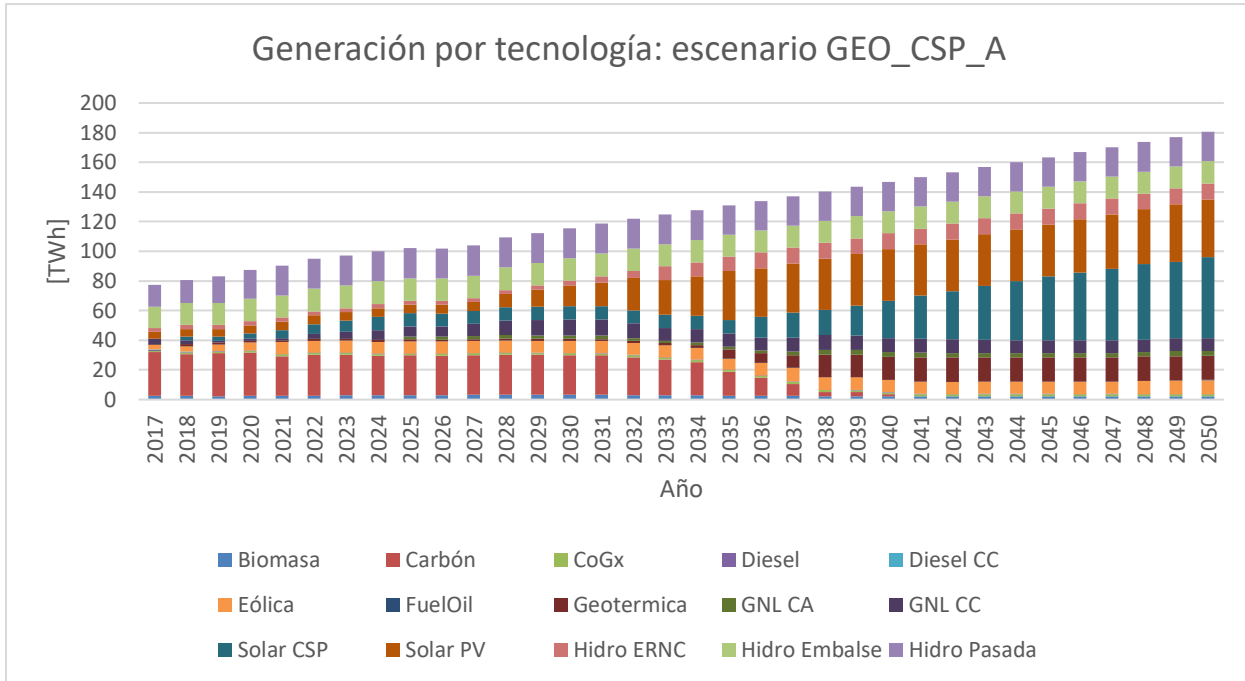


Figura 4.20: Generación por tecnología para escenario de reemplazo acelerado, límite de recurso geotérmico 2000[MW].

Observando la energía generada por tecnología (Figura 4.20) se logra apreciar que la generación a carbón posee un máximo en el año 2017 con 29.6 [TWh], desapareciendo completamente al final del año 2040, mientras que la generación geotérmica posee un máximo de 16.3 [TWh] el año 2041 y CSP, 54.8 [TWh] al año 2050.

4.4.2. Curva de abatimiento de CO2

En la Figura 4.21 se muestra la curva de emisiones de CO2 para el escenario GEO_CSP_A, esto es, el reemplazo acelerado considerando un límite del recurso geotérmico de 2000 [MW].

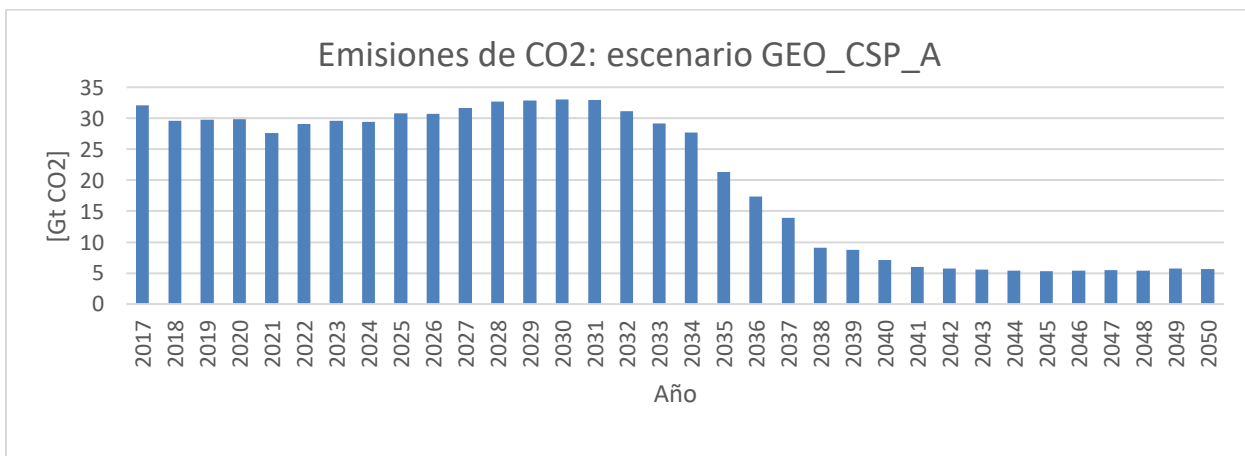


Figura 4.21: Curva de abatimiento de CO2 para escenario GEO_CSP_A.

Se logra observar que a partir del año 2041, las emisiones se mantienen estables alrededor del valor de 5 [Gt CO₂], alcanzando su mínimo en el 2045 con 4.33 [Gt CO₂].

4.4.3. Costo marginal del sistema

En la Figura 4.22 se muestra el perfil de costos marginales del sistema y de la zona norte y sur del SEN (Ex SING y Ex SIC respectivamente) para el escenario GEO_CSP_A.

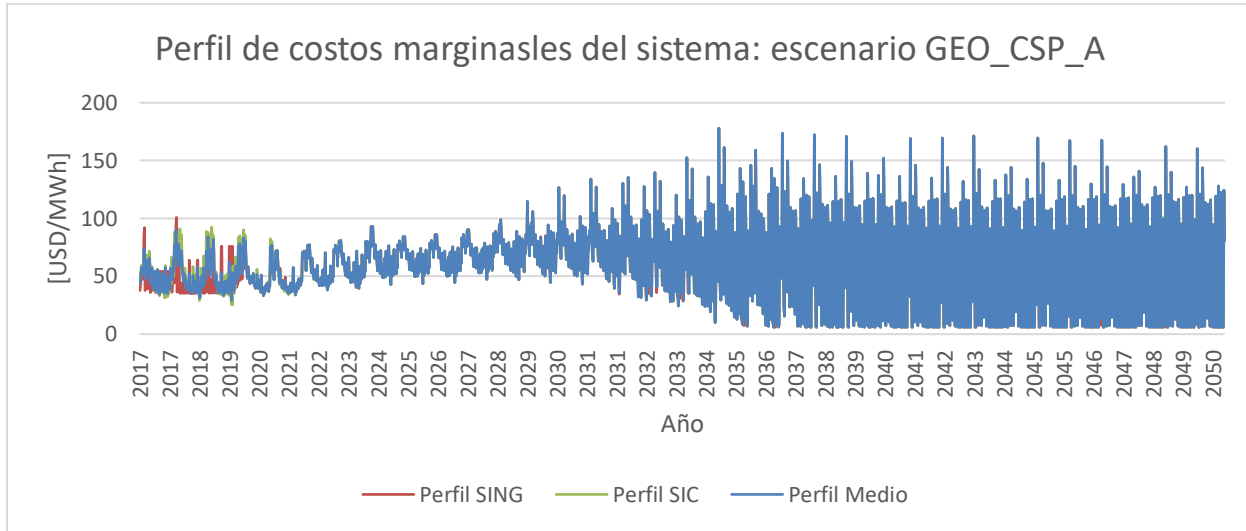


Figura 4.22: Costos marginales del sistema para escenario GEO_CSP_A.

Se observa una tendencia al alza hasta el año 2030 aproximadamente, con poca variabilidad en relación al perfil completo. Posterior a este año, existe una alta variabilidad con una media tendiendo a la baja (mostrado en Figura 5.5).

4.4.4. Costo operacional y plan de inversiones

En la Figura 4.23 se muestran los costos operacionales anuales para el escenario GEO_CSP_A.

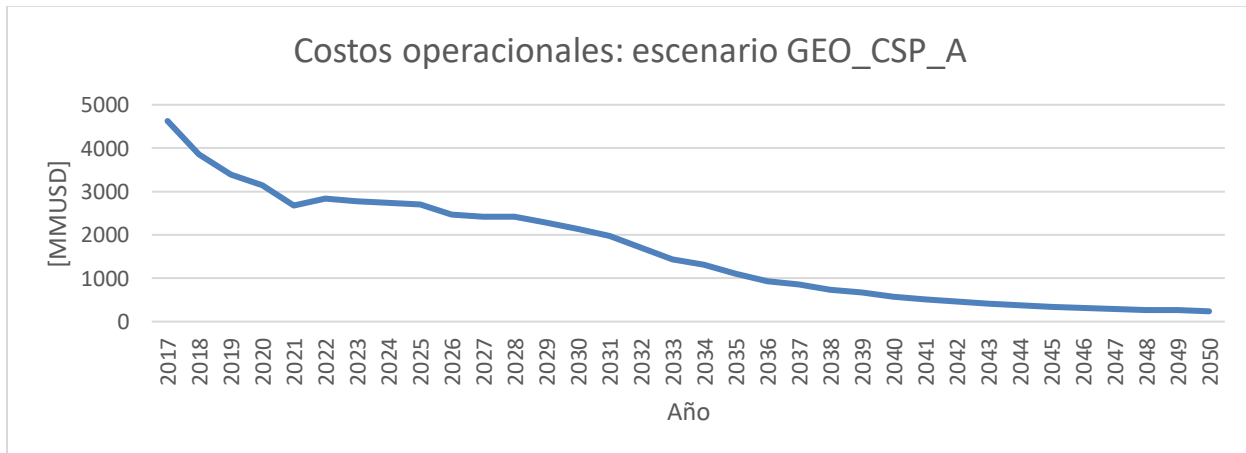


Figura 4.23: Costos operacionales del sistema para escenario GEO_CSP_A.

Se observa una tendencia a la reducción de los costos operacionales del sistema, alcanzando su mínimo el año 2050 con 237 [MMUSD].

En la Figura 4.24 se muestra el plan de inversiones de reemplazo para el escenario GEO_CSP_A. Dado que es un escenario con geotermia y CSP las inversiones se dan en ambas tecnologías.

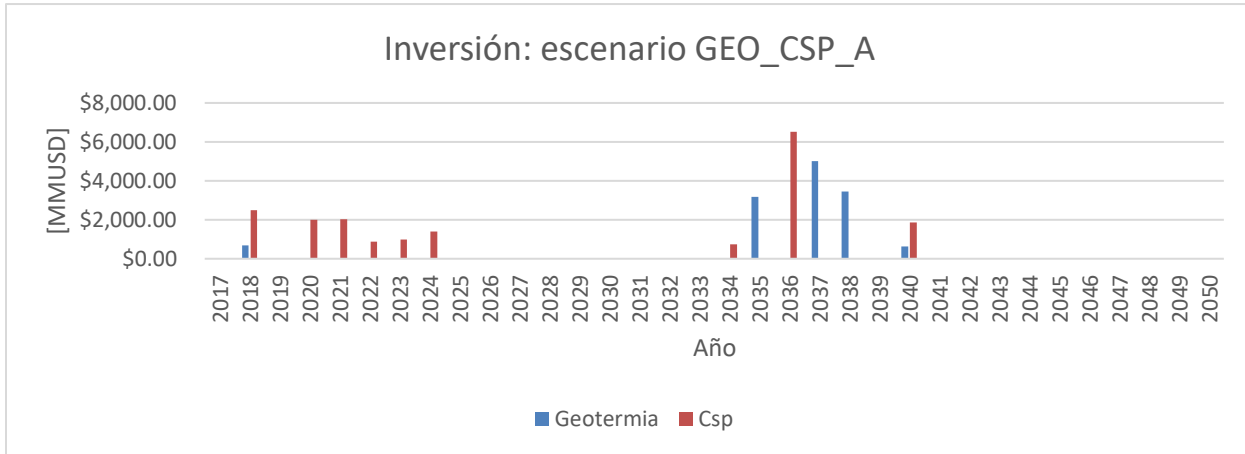


Figura 4.24: Plan de inversiones para escenario GEO_CSP_A.

4.5. Costos de inversión para centrales de reemplazo

A continuación se presentan los resultados acerca de los costos de inversión de las centrales que reemplazan a la potencia de carbón en retiro para 150 [MW] y 250 [MW].

4.5.1. Geotérmica

Los costos de inversión para centrales de 150 [MW] y 250 [MW] bajo distintas condiciones se muestran en las figuras Figura 4.25 y Figura 4.26. Estos resultados se dan para una productividad de pozos de 10 [MW/pozo]. En dichas figuras se aprecia que los escenarios están ordenados en cuanto a tecnología (“F” o “B”), zona (“N” o “S”) y la profundidad en la que se encuentra el recurso (“1500” o “2500”).

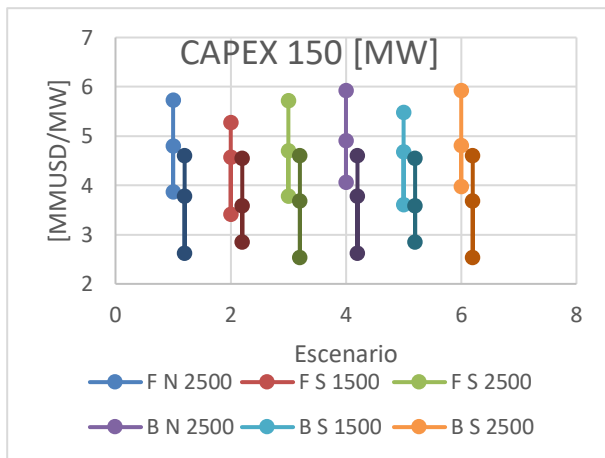


Figura 4.25: Costos de inversión para central geotérmica en escenario normal y de reemplazo para 150 [MW] (productividad de pozos 10 MW/pozo).

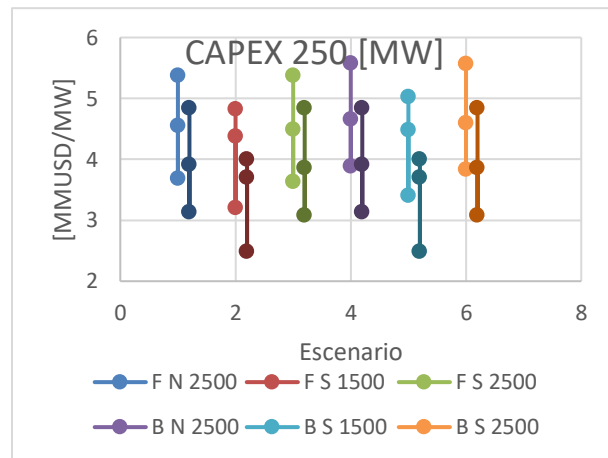


Figura 4.26: Costos de inversión para central geotérmica en escenario normal y de reemplazo para 250 [MW] (productividad de pozos 10 MW/pozo).

Para las centrales de 150 [MW] la inversión media mínima se encuentra en el escenario “F S 1500” con un valor de 685 [MMUSD], entregando un valor de 4.57 [MMUSD/MW] mientras que la inversión media máxima se encuentra en “B N 2500”, con 734 [MMUSD], con 4.90 [MMUSD/MW].

La Figura 4.27 muestra la composición del CAPEX para una central geotérmica de 150 [MW] para el escenario “F S 1500”. En esta figura observamos que la componente “Planta” pasa de componer un 37% a un 21%.

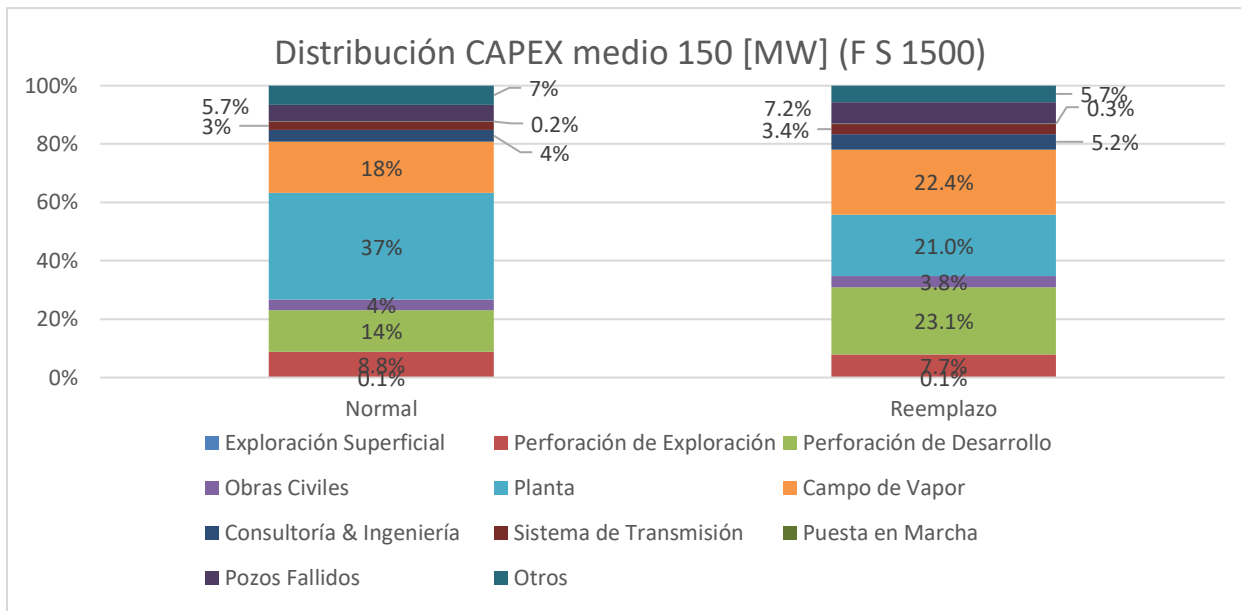


Figura 4.27: Composición de CAPEX para central geotérmica 150 [MW] normal y bajo hipótesis de reemplazo en escenario “F S 1500”.

Para las centrales de 250 [MW] la inversión media mínima y máxima repite la tendencia de encontrarse en escenario “F S 1500” y “B N 2500”, con un valor de 1095 y 1164 [MMUSD], mientras que la inversión por unidad de potencia instalada para estas inversiones corresponde a 4.38 y 4.66 [MMUSD/MW] respectivamente.

La Figura 4.28 muestra la composición del CAPEX para una central geotérmica de 250 [MW] para el escenario “F S 1500”. Se observa que la componente “Planta” pasa de componer un 38% a un 20%.

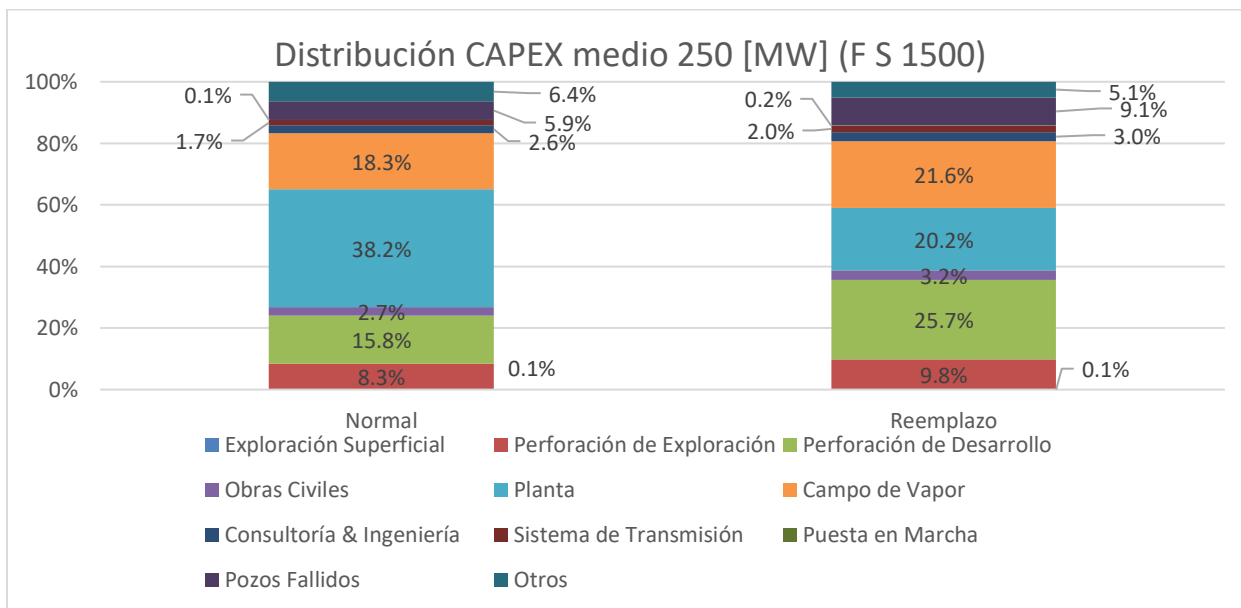


Figura 4.28: Composición de CAPEX para central geotérmica 250 [MW] normal y bajo hipótesis de reemplazo en escenario “F S 1500”.

4.5.2. Concentración solar (CSP)

Los costos de inversión para centrales de 150 [MW] y 250 [MW] de tecnología torre solar se muestran en las figuras Figura 4.29 y Figura 4.30. Estos resultados se obtuvieron utilizando el software SAM de NREL en conjunto con los datos del explorador solar del DGF de la Universidad de Chile para una ubicación cercana al proyecto Cerro Dominador.

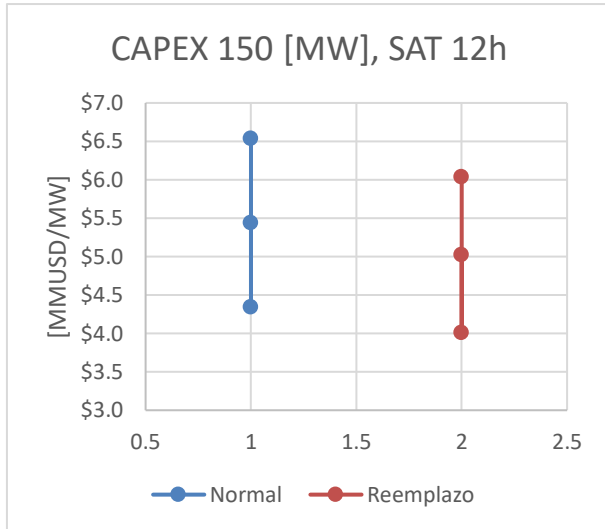


Figura 4.29: Costos de inversión para central CSP en escenario normal y de reemplazo para 150 [MW].

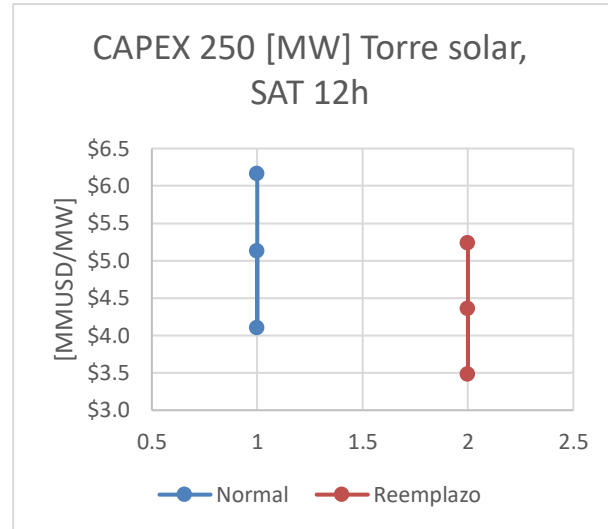


Figura 4.30: Costos de inversión para central CSP en escenario normal y de reemplazo para 250 [MW].

Para una central de 150 [MW] con un sistema de almacenamiento a plena marcha de 12 horas, el CAPEX medio que se obtiene es de 816 [MMUSD], mientras que para 250 [MW] corresponde a 1283 [MMUSD], obteniéndose una inversión por unidad de potencia instalada de 5.44 y 5.13 [MMUSD/MW] respectivamente.

La Figura 4.31 muestra la composición del CAPEX para una central CSP de 150 [MW]. Se observa que la componente “Ciclo de potencia” en el escenario normal posee un 26%, mientras que el reemplazo, un 22%.

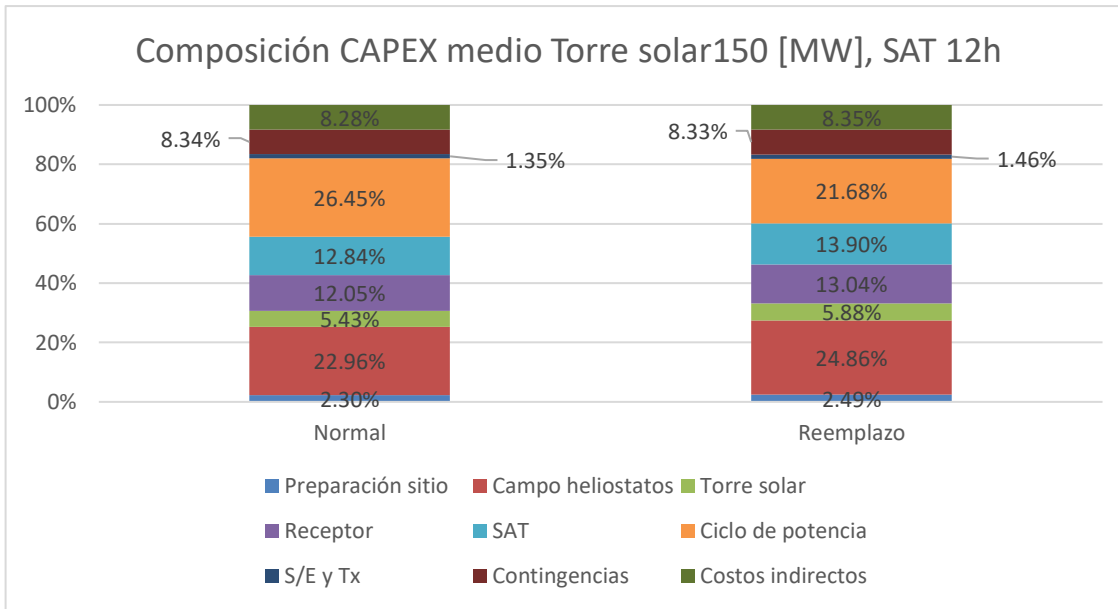


Figura 4.31: Composición de CAPEX para central CSP 150 [MW], SAT 12h normal y bajo hipótesis de reemplazo.

La Figura 4.32 muestra la composición del CAPEX para una central CSP de 250 [MW]. Se observa que la componente “Ciclo de potencia” en el escenario normal posee un 26%, mientras que el reemplazo, un 22%.

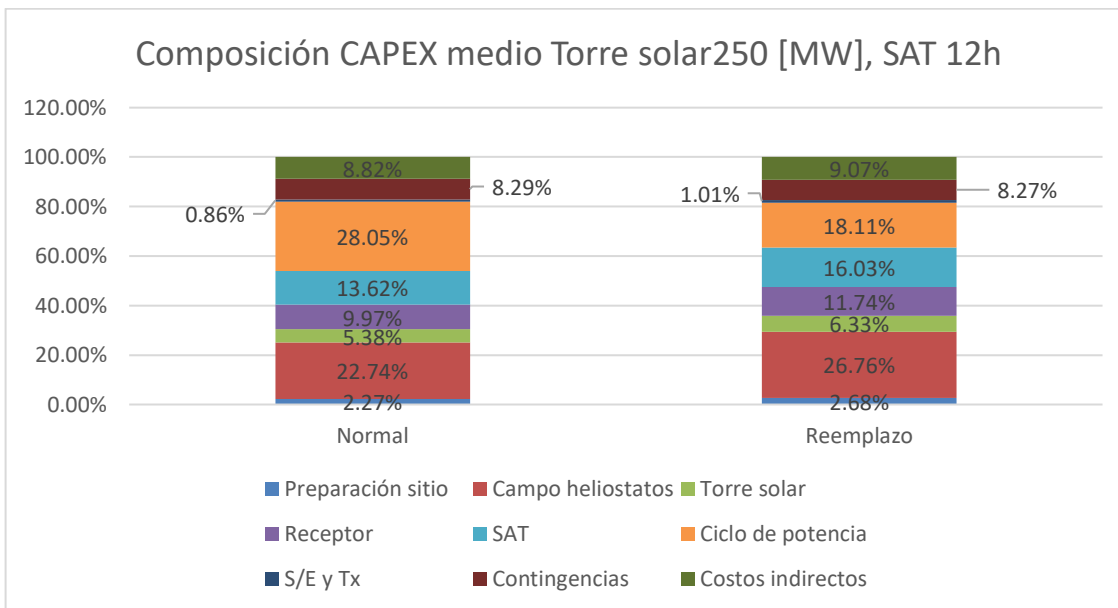


Figura 4.32: Composición de CAPEX para central CSP 250 [MW], SAT 12h normal y bajo hipótesis de reemplazo.

4.6. Costo nivelado de la electricidad (LCOE)

A continuación se presentan los valores obtenidos para el costo nivelado de la electricidad para 150 y 250 [MW] en geotermia y CSP.

4.6.1. Geotérmica

Los LCOE para centrales de 150 [MW] y 250 [MW] bajo distintas condiciones se muestran en las figuras Figura 4.33 y Figura 4.34. Estos resultados se dan para una productividad de pozos de 10 [MW/pozo]. En dichas figuras se aprecia que los escenarios están ordenados en cuanto a tecnología (“F” o “B”), zona (“N” o “S”) y la profundidad en la que se encuentra el recurso (“1500” o “2500”).

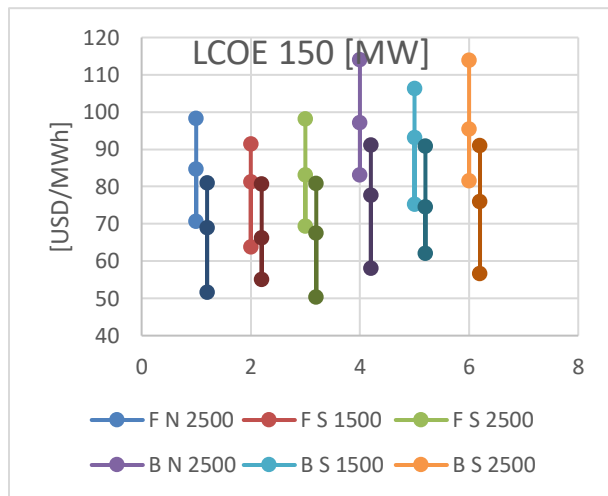


Figura 4.33: Costo nivelado de la energía para central geotérmica en escenario normal y de reemplazo para 150 [MW] (productividad de pozos 10 MW/pozo).

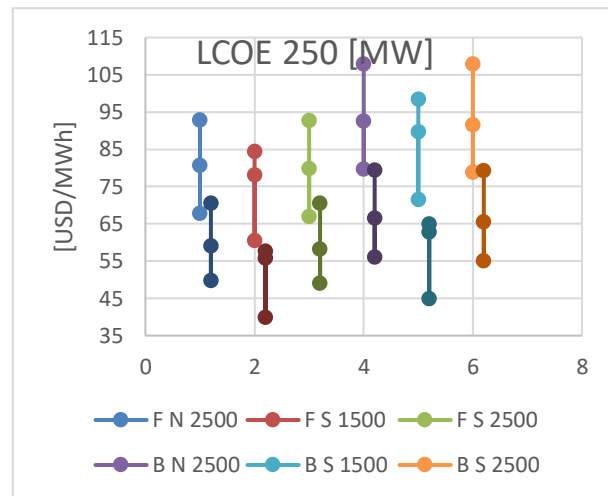


Figura 4.34: Costo nivelado de la energía para central geotérmica en escenario normal y de reemplazo para 250 [MW] (productividad de pozos 10 MW/pozo).

Para las centrales de 150 [MW] el LCOE medio mínimo se encuentra en el escenario “F S 1500” con un valor de 81.16 [USD/MWh] mientras que el valor medio máximo se encuentra en “B N 2500”, con 92.53 [USD/MWh].

Para las centrales de 250 [MW], el costo nivelado medio mínimo y máximo repite la tendencia de encontrarse en escenario “F S 1500” y “B N 2500”, con un valor de 78.05 y 92.53 [USD/MWh] respectivamente.

4.6.2. Concentración solar (CSP)

Los LCOE para centrales de 150 [MW] y 250 [MW] de tecnología torre solar se muestran en las figuras Figura 4.35 y Figura 4.36.

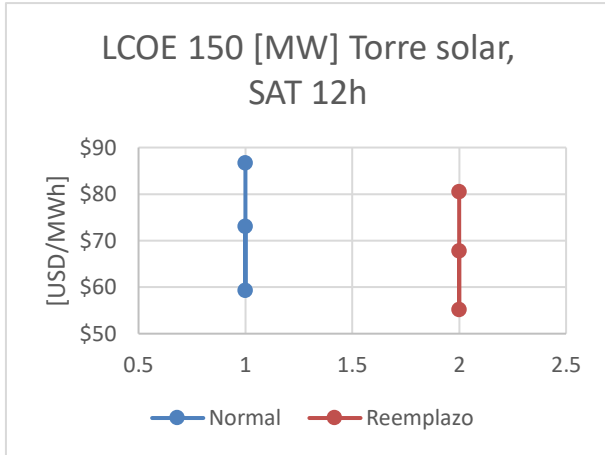


Figura 4.35: Costo nivelado de la energía para central CSP de torre en escenario normal y de reemplazo para 150 [MW]

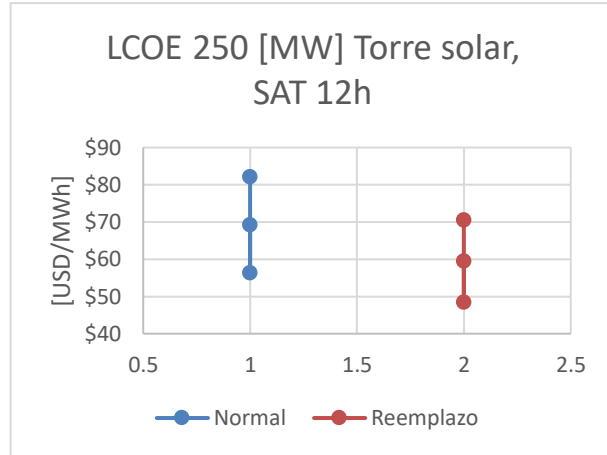


Figura 4.36: Costo nivelado de la energía para central CSP de torre en escenario normal y de reemplazo para 250 [MW]

Para una central de 150 [MW] con un sistema de almacenamiento a plena marcha de 12 horas, el LCOE medio que se obtiene es de 73.00 [USD/MWh], mientras que para 250 [MW] corresponde a 69.26 [USD/MWh].

5. Análisis

A continuación se presenta el análisis de los escenarios presentados, y de los costos de inversión y costos nivelados de la electricidad.

5.1. Potencia neta instalada por tecnología y operación de centrales

En la Figura 5.1 se muestra la energía total generada por tecnología para los escenarios de estudio.

La generación en base a carbón en el escenario BASE es aquella que alcanza los niveles más altos para todas las tecnologías presentadas, mientras que para los escenarios de reemplazo, la tecnología que reemplaza las centrales a carbón desmanteladas es aquella que alcanza los niveles más altos junto con solar PV y las hidráulicas, tanto embalse como pasada, esto es, en los escenarios GEO_N y GEO_A, geotermia y en GEO_CSP_N y GEO_CSP_A, CSP.

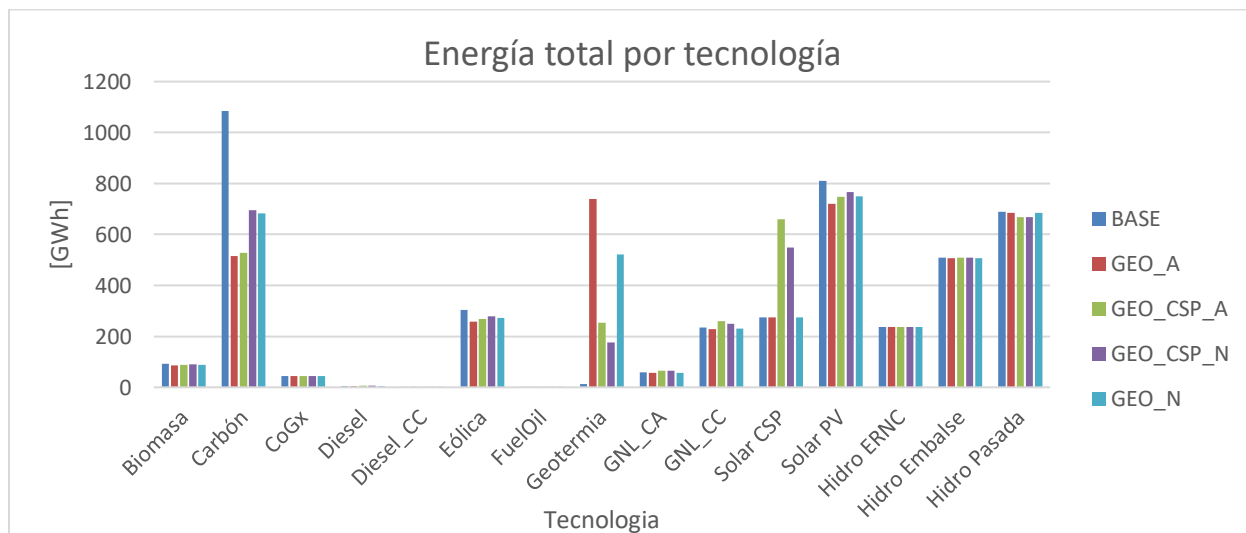


Figura 5.1: Energía total generada por tecnología para todos los escenarios

Se observa que en las tecnologías que corresponden a media – punta, (GNL_CA y GNL_CC) poseen el mismo comportamiento, el cual corresponde a que en los escenarios con CSP (GEO_CSP_N y GEO_CSP_A), la generación total supera al escenario base. Este fenómeno se da producto de la forma del perfil de generación CSP, mientras que en los escenarios solo con geotermia (GEO_N y GEO_A) la generación por estos medios baja con respecto a la base.

Con respecto a las tecnologías solar PV y eólica, se observa que poseen mayor energía generada en el escenario BASE, siguiéndolo ambos escenarios con reemplazo normal (GEO_CSP_N y GEO_N respectivamente) y finalmente los escenarios de reemplazo acelerado (GEO_CSP_A y GEO_A). Esto indica que la generación eólica y solar PV es desplazada por la geotermia y la CSP.

5.2. Curva de abatimiento de CO2

En la Figura 5.2 se muestra el perfil de las emisiones anuales de CO2 para cada escenario estudiado producto de la generación eléctrica.

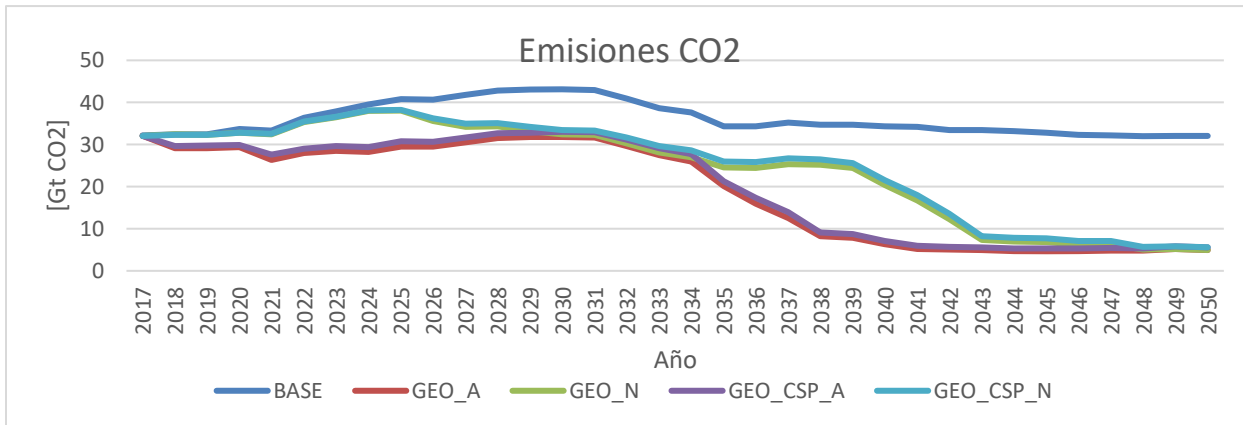


Figura 5.2: Curvas de abatimiento de los distintos escenarios estudiados.

El perfil que marca la envolvente superior corresponde al escenario BASE, alcanzando el máximo de emisiones el año 2030 con 43 [Gt CO₂]. Hacia abajo lo siguen los perfiles de los escenarios GEO_CSP_N y GEO_N, manteniéndose cercanos uno con el otro y finalmente los perfiles GEO_CSP_A y GEO_A.

Con respecto a las tecnologías seleccionadas, se observa que aquellos perfiles con geotermia y CSP se mantienen por sobre aquellos que solo hacen el reemplazo con geotermia, esto producto de que por la forma del perfil de generación de las centrales CSP, en donde parte de la potencia entregada en ciertos periodos debe ser suplida por otras fuentes fósiles (centrales de punta o media – punta a partir de combustibles fósiles).

Se observa que los escenarios que plantean el retiro acelerado de las centrales a carbón poseen un perfil de emisiones menores, lo que plantea que entre antes suceda el retiro de centrales, menos CO₂ es emitido a la atmosfera. Esto se puede observar con mayor detalle en la Figura 5.3.

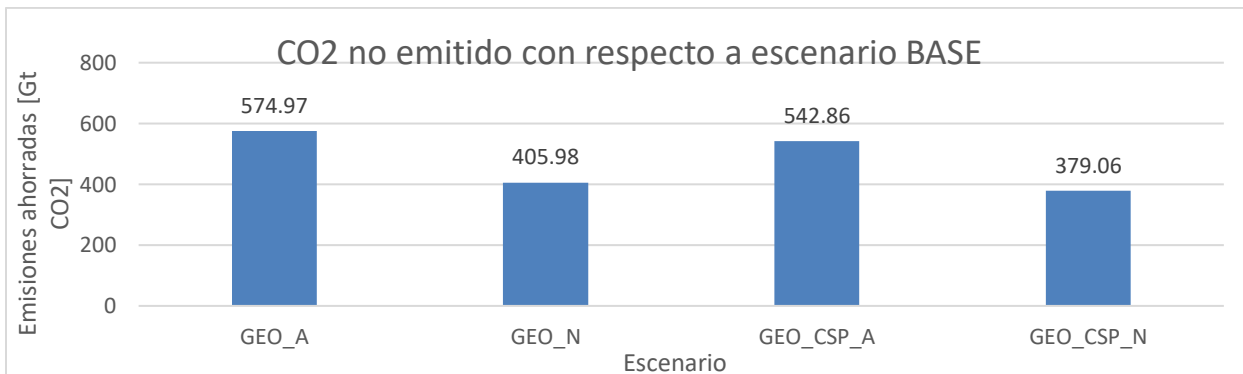


Figura 5.3: CO₂ no emitido con respecto a escenario BASE.

Importante es recalcar que los escenarios estudiados no plantean impuestos por emisiones o bonos por CO₂, por lo que dependiendo de la política aplicada a futuro, estas emisiones se pueden traducir en una variable económica importante.

En la Figura 5.4 se muestra la curva de intensidad de CO₂ para los distintos escenarios en estudio.

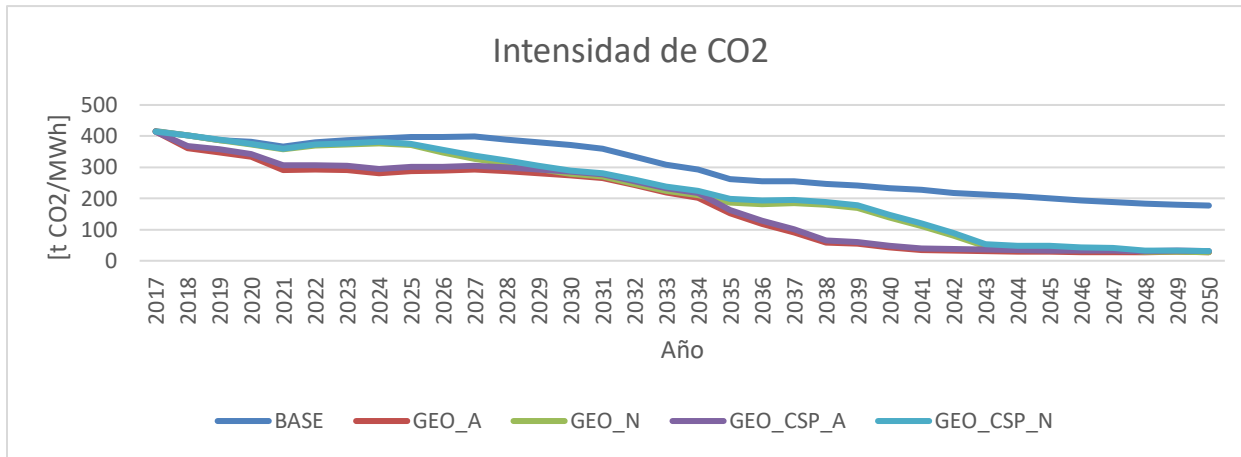


Figura 5.4: Curva de intensidad de CO2 de los distintos escenarios estudiados.

La intensidad de CO2 mantiene un perfil común para los escenarios normales (GEO_N y GEO_CSP_N) y BASE hasta el año 2025, posteriormente GEO_N y GEO_CSP_N muestran una tendencia a la baja. Los perfiles GEO_A y GEO_CSP_A mantienen una menor intensidad a lo largo del perfil, desacoplándose mayormente las emisiones de la generación eléctrica. Finalmente los perfiles de estudio se mantienen entre los 53 y los 31 [t CO2/MWh] mientras que el escenario BASE finaliza con 177 [t CO2/MWh].

5.3. Costos marginales

Con respecto a los costos marginales se hace un análisis del sistema más que de las barras, producto de que el propósito del modelo utilizado era ver la expansión de la potencia instalada más allá de las congestiones de las líneas que se podían encontrar, por lo tanto, el análisis es del promedio de las barras del sistema. El perfil de costos marginales del sistema se muestra en la Figura 5.5.

El análisis de los perfiles de costos marginales del sistema está relacionado con el alza en los costos de los combustibles que componen la potencia de punta o entregan mayor flexibilidad en cuanto a la tomar o botar carga (GNL, diésel y Fuel Oil), el crecimiento de la demanda y la expansión de la generación.

En primera instancia, la demanda eléctrica del sistema completo crece casi constantemente (excepto por el año 20206, con crecimiento del 0%, más adelante en Anexo B), más aún, la potencia instalada no crece significativamente hasta el año 2028 (Figura 3.3). La combinación de estos fenómenos genera que entren en operación centrales con costos operacionales más altos, generando de esta manera una tendencia al alza. Si a esto le sumamos el alza de los combustibles GNL, diésel y Fuel Oil (más adelante en Anexo B), los costos variables de las centrales térmicas crecen, acentuando el fenómeno descrito.

Adicionalmente logramos observar una gran variabilidad del perfil a partir del año 2030. Este fenómeno se da producto de la creciente potencia instalada en tecnologías con perfiles de generación variable, tanto centrales solares PV como eólicas. Esta alta variabilidad se logra observar en el fondo gris de la Figura 5.5 o en cada figura de costos marginales.

Finalmente se observa que en las puntas del perfil de costos no se aprecia mayor diferencia, sin embargo, en los valles, en la medida que se desarrolla el reemplazo de las centrales de carbón y entra gran cantidad de centrales renovables, el perfil de costos tiende a bajar. En los escenarios de reemplazo acelerado, la reducción de estos costos tiende a comenzar antes, cercano al año 2035, a diferencia del normal (alrededor del 2040).

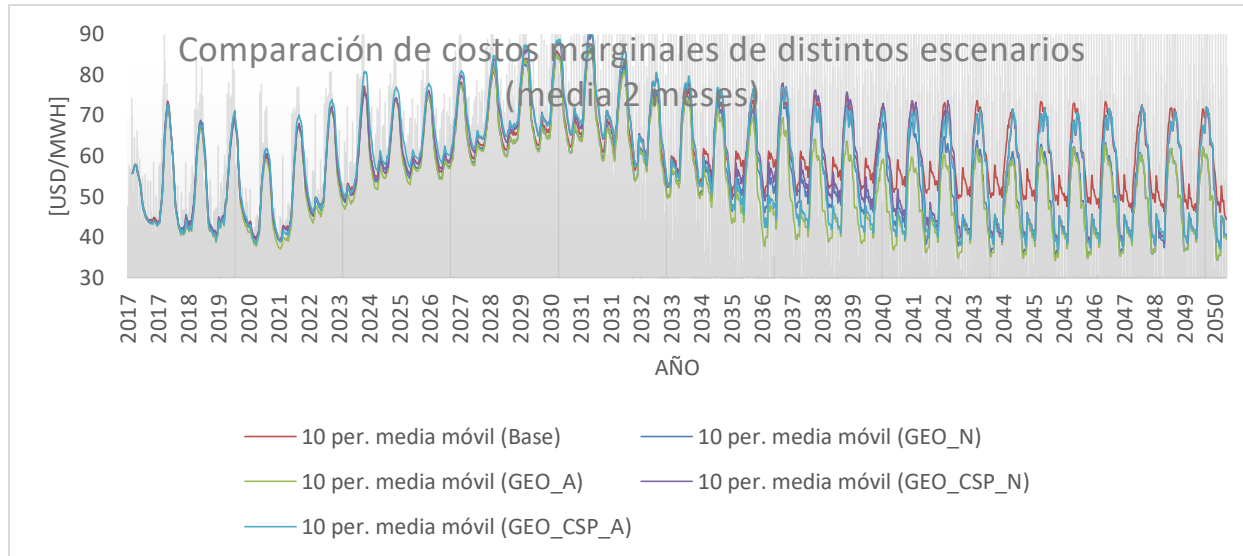


Figura 5.5: Perfil de media bimensual de costos marginales del sistema para distintos escenarios de estudio.

Entrando en un análisis más detallado, se aprecia que todos los escenarios poseen una tendencia similar hasta el año 2034. En los valles del perfil a partir del 2035, el escenario con costos más altos es aquel entregado por el escenario base y aquel que alcanza los mínimos es GEO_A. En las crestas, hay tres perfiles preponderantes, BASE, GEO_CSP_A y GEO_CSP_N.

Aquellos perfiles GEO_CSP ya sea acelerado o normal, presentan una tendencia a elevar los costos marginales entre los años 2036 y 2042. Esto sucede producto del perfil de generación de las centrales CSP utilizado no mantiene su nivel durante todas las horas del día, sino que en las horas de sol, almacena la energía solar. Esto último, provoca que la operación de estas centrales inyecte poca energía en esos periodos, provocando la entrada de centrales punta (más caras). En los valles, los perfiles que plantean solo geotermia, reducen los costos marginales, el reemplazar un importante número de centrales con costos variables altos a centrales geotérmicas con costo variable cero, manteniendo el perfil de generación.

5.4. Costos operacionales y planes de inversión

En la Figura 5.6 se muestran los perfiles de costos operacionales del sistema para el periodo de estudio para todos los escenarios.

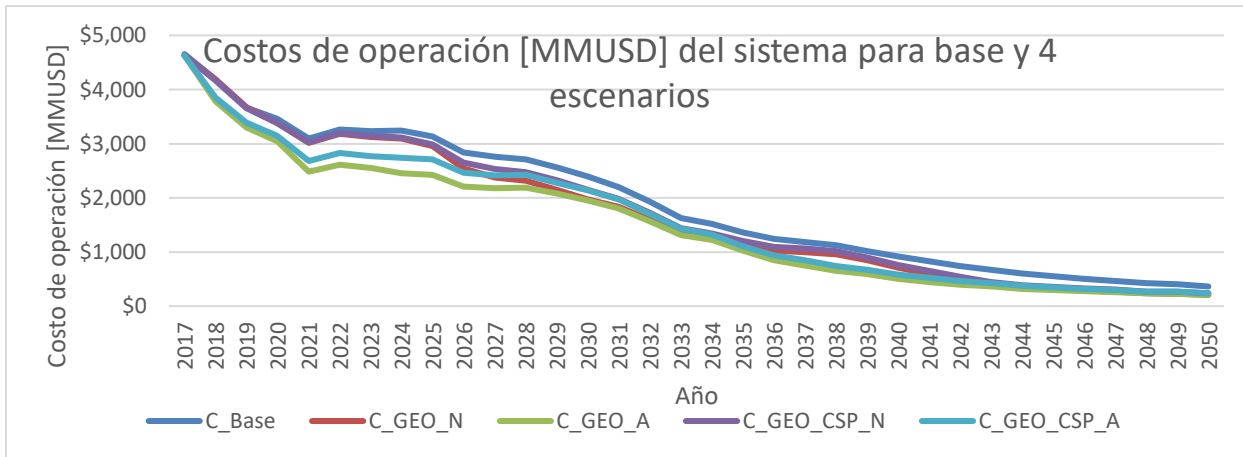


Figura 5.6: Curva de costos operacionales del sistema para escenarios de estudio.

Se observa que la envolvente superior de los perfiles viene dado por el escenario BASE, mientras que aquel escenario que se muestra como la envolvente inferior es GEO_A.

En la Figura 5.7 se muestran los costos operacionales de todos los escenarios en valor presente con distintas tasas.

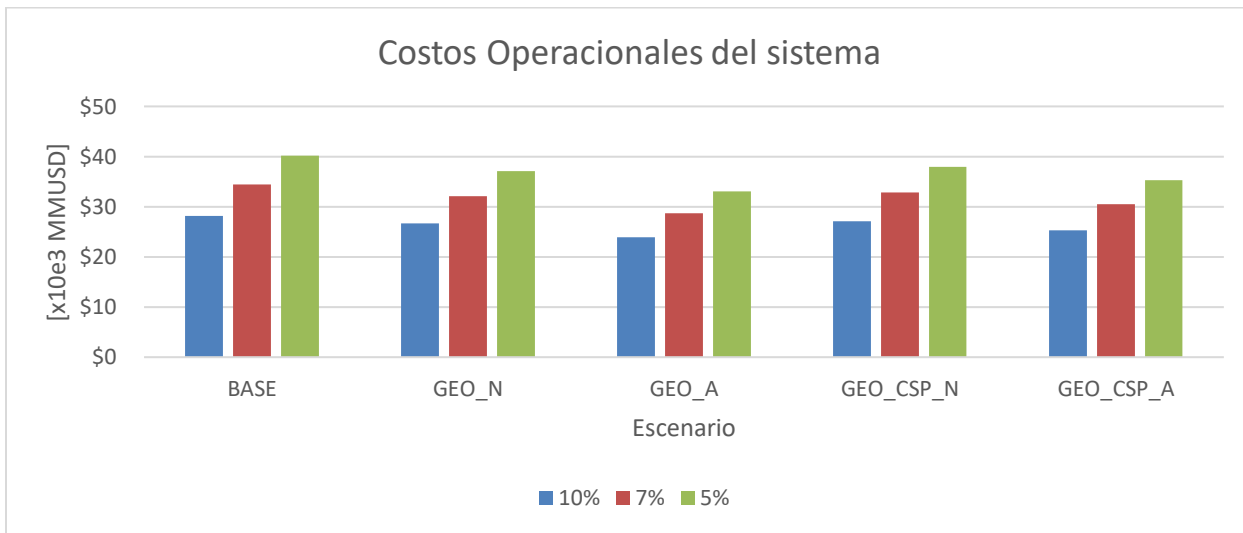


Figura 5.7: Costos operacionales del sistema en valor presente.

Se aprecia de la figura que los costos operacionales del sistema para el escenario BASE son los más altos seguidos por el escenario GEO_CSP_N, GEO_N, GEO_CSP_A y finalmente GEO_A.

Las figuras Figura 5.8, Figura 5.9 y Figura 5.10 muestran la comparación entre continuar con el escenario BASE o el ahorro que se da en la operación con respecto a este escenario más el plan de inversiones anualizado (CAPEX). En ellas se observa que la inversión es mayor que el ahorro, con cifras en valor presente, para los escenarios.

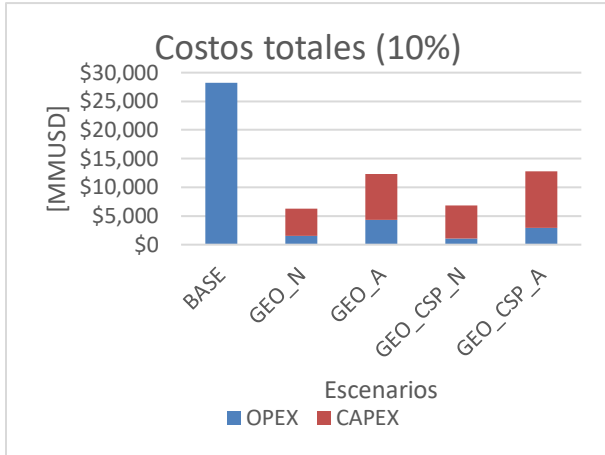


Figura 5.8: Comparación de escenarios en cuanto a ahorro de costos de operación y plan de inversiones en valor presente (tasa 10%).

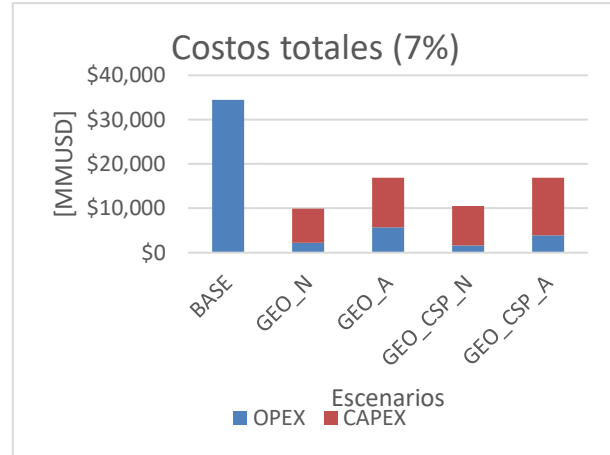


Figura 5.9: Comparación de escenarios en cuanto a ahorro de costos de operación y plan de inversiones en valor presente (tasa 7%).

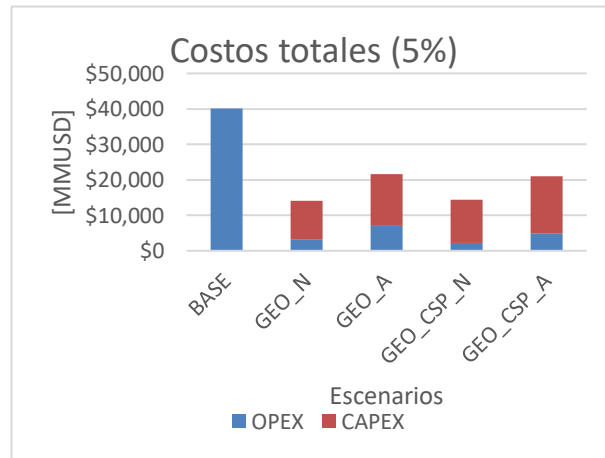


Figura 5.10: Comparación de escenarios en cuanto a ahorro de costos de operación y plan de inversiones en valor presente (tasa 5%).

De las figuras se observa que los escenarios que presentan el mayor ahorro en cuanto a costos operacionales (OPEX) son aquellos que presentan el desmantelamiento de las centrales a carbón de forma acelerada, sin embargo, los escenarios con reemplazo normal presentan CAPEX menor. Si se comparan con respecto a la variable normal o acelerado, los escenarios con CSP presentan un menor ahorro que aquellos solo con geotermia.

5.5. Costos de inversión y LCOE

Se presenta un análisis del costo de inversión (CAPEX) y LCOE de las centrales geotérmicas y CSP, siendo estas como un proyecto común (normal) o de reemplazo, planteando la reutilización de una turbina.

Con respecto al CAPEX de las centrales geotérmicas, se procedió a calcular la diferencia media que entregaba la hipótesis de reutilización de la turbina de la central a carbón que se desmantela. Estos valores se pueden observar en la Figura 5.11.

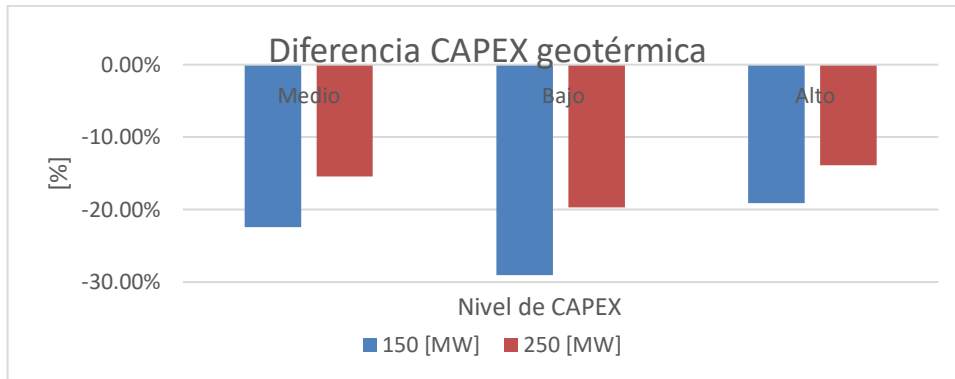


Figura 5.11: Diferencia media CAPEX para central geotérmica.

Los escenarios de reemplazo para 150 [MW] plantean una reducción en promedio de un 22.39 [%] para el CAPEX medio (29.06 [%] para el mínimo y 19.13 [%] para el máximo), mientras que para los escenarios de reemplazo para 250 [MW] plantean una reducción en promedio de un 15.44 [%] para el CAPEX medio (19.73 [%] para el mínimo y 13.89 [%] para el máximo).

Si observamos la Figura 5.12, notamos que una reducción en un 9% del CAPEX se logra hasta el año 2050. Esta reducción se da producto de la reducción de costos de perforación, planta geotérmica y red de vaporductos y acueductos [9] por lo que el planteamiento de la hipótesis de reemplazo genera una reducción que se plantearía en 73 años (20% de reducción).



Figura 5.12: Proyección CAPEX de proyectos geotérmicos [9].

La diferencia de CAPEX de las centrales CSP se muestra en la Figura 5.13.

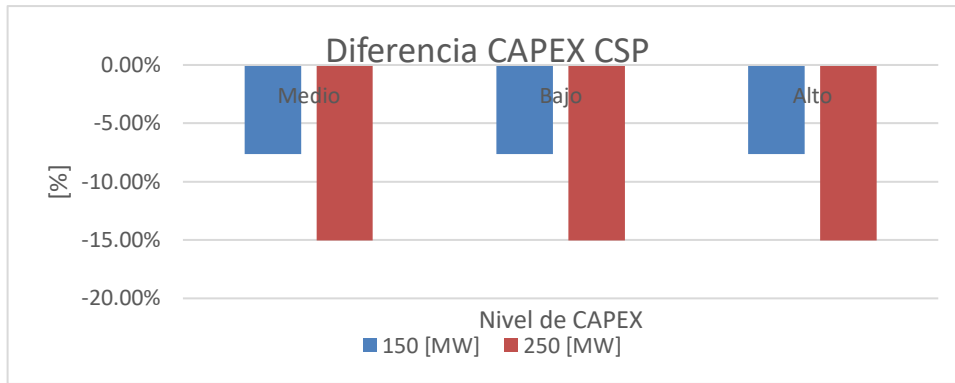


Figura 5.13: Diferencia CAPEX para central CSP.

El escenario de reemplazo para 150 [MW] plantea una reducción de un 7.64 [%] en los costos de inversión medios, mientras que para 250 [MW], 15.04 [%], alcanzando valores de inversión de 5.03 y 4.36 [MMUSD/MW] respectivamente.

Si observamos la Figura 5.14, notamos los tres escenarios de reducción de CAPEX planteados por la Mesa de Geotermia [9]. Esta reducción se da producto de la reducción de costos de espejos y sistemas de automatización, sistemas de almacenamiento térmico, entre otros, por lo que el planteamiento de la hipótesis de reemplazo genera una reducción que podría plantearse en el año 2018 (7.64% reducción de CAPEX 150 [MW]) o en el año 2019 (15.04% reducción de CAPEX 250 [MW]).

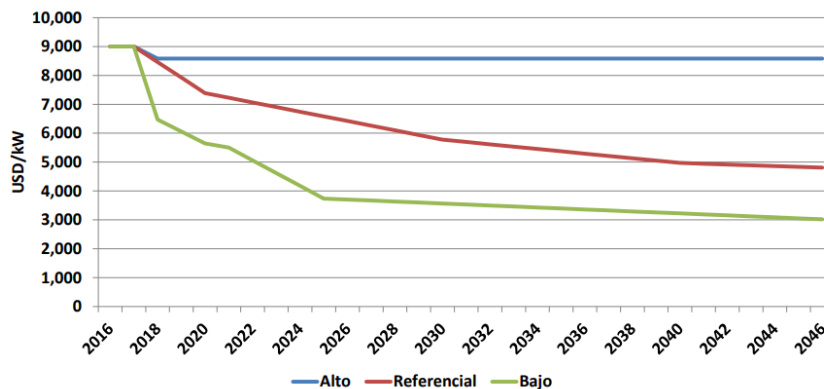


Figura 5.14: Proyección CAPEX de proyectos CSP torre solar [6].

Con respecto al LCOE de las centrales geotérmicas, se procedió a calcular la diferencia media que entregaba la hipótesis de reutilización de la turbina de la central a carbón que se desmantela. Estos valores se pueden observar en la Figura 5.15.

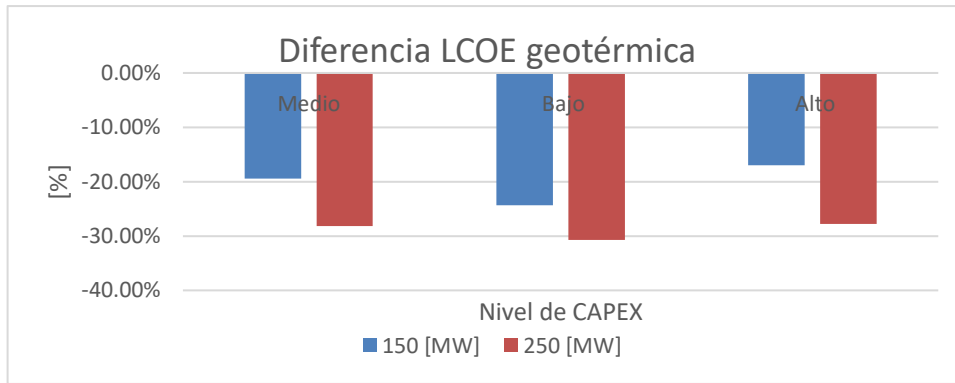


Figura 5.15: Diferencia media LCOE para central geotérmica.

Los escenarios de reemplazo para 150 [MW] plantean una reducción en promedio de un 19.41 [%] para el LCOE medio (24.36 [%] para el mínimo y 16.97 [%] para el máximo), mientras que los escenarios de reemplazo para 250 [MW] plantean una reducción en promedio de un 28.14 [%] para el CAPEX medio (30.75 [%] para el mínimo y 27.82 [%] para el máximo).

La diferencia de LCOE de las centrales CSP se muestra en la Figura 5.16.

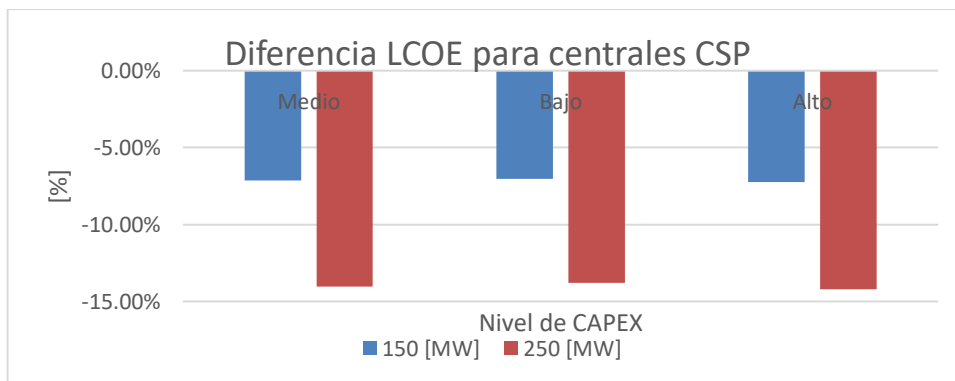


Figura 5.16: Diferencia LCOE para central CSP.

El escenario de reemplazo para 150 [MW] plantea una reducción de un 7.15 [%] en los costos nivelados medios, mientras que para 250 [MW], 14.03 [%], alcanzando valores de 67.82 y 59.50 [USD/MWh] respectivamente.

Se logra observar que tanto para geotermia como CSP, para centrales de 250 [MW] el porcentaje de disminución de costos es superior. Este fenómeno se da producto de que en las centrales de 250 [MW] el bloque de poder representa una porción mayor de la composición de los costos.

6. Conclusiones y trabajos futuros

A continuación se presentan las conclusiones del trabajo realizado así como trabajos futuros, en los que se tocan temáticas que profundizan las temáticas tratadas en esta memoria.

6.1. Conclusiones

Dado que en Chile existen recursos renovables abundantes en toda la extensión del territorio, y dado el contexto del calentamiento global y los pactos para reducir las emisiones (dícese Protocolo de Kioto y Acuerdo de Paris), se abre la oportunidad a una generación eléctrica más limpia y sostenible, con bajas emisiones, alineado con los acuerdos de la COP21.

Como el negocio de la generación en Chile es movido por iniciativas privadas, para generar escenarios de reemplazo del carbón, deben existir incentivos. Si bien el escenario de reemplazo normal respeta la vida útil de los proyectos presentados, el escenario de reemplazo acelerado plantea una política de estado para el retiro de las centrales a carbón. El diseño de esta política es un desafío abierto para el país.

En este trabajo se asume que toda central térmica a carbón es inmediatamente reemplazada luego de su desmantelamiento por una central geotérmica o CSP según corresponda el escenario. El estudio posee una sensibilidad temporal, reduciendo la vida útil de las centrales a carbón (escenarios de reemplazo acelerado).

Los resultados obtenidos en cuanto a la operación del sistema muestran que en la medida que el carbón es reemplazado por otras tecnologías, se reduce la generación solar PV y eólica, en todos los escenarios de estudio. En los escenarios que utilizan CSP, se muestra una mayor generación en base a GNL_CC y GNL_CA, siendo esto producto del perfil modelo de generación de las centrales CSP. Dado que reduce su generación en las horas del día, se requieren centrales que cubran parte de ese bloque de energía. Este fenómeno recalca la importancia del almacenamiento energético en las CSP.

De los resultados se obtiene que el perfil de emisiones no baja de 30 [Gt CO₂] para el escenario BASE, mientras que los escenarios con el mejor desempeño son los que plantean acortar la vida útil de las centrales a carbón (GEO_A y GEO_CSP_A). Con este resultado se logra apreciar la importancia que tiene la inmediatez del desmantelamiento de las centrales a carbón para reducir las emisiones. La intensidad de CO₂ en los escenarios acelerados mantiene perfiles que desacoplan la generación eléctrica con las emisiones a una mayor tasa. El perfil de generación CSP planteado genera que, estos escenarios posean más emisiones e intensidad en comparación.

Dado un sistema en el que las proyecciones de la demanda energética más bajas crecen casi constantemente mientras que la potencia instalada detiene su crecimiento por 7 años (2020 al 2027), generan una tendencia de aumento de los costos marginales al entrar en operación centrales con costos operacionales más caros. Los resultados muestran que el reemplazo posee efectos observables en los costos marginales a partir del año 2035 para el escenario acelerado y 2040 para el normal y en particular reduce los costos en los valles más que en las puntas del perfil.

Lo obtenido con respecto a los costos operacionales del sistema y el plan de inversiones muestra que todos los escenarios tienden a la reducción de costos al largo plazo, sin embargo, aquel con mayor reducción corresponde al de reemplazo acelerado, sin límite de recurso (GEO_A),

siguiéndole el remplazo acelerado con límite de recurso geotérmico de 2000[MW] (GEO_CSP_A). Estos perfiles son aquellos que presentan el mayor ahorro de costos operativos del sistema y mayores costos de inversión. Este efecto se produce al traer a valor presente los flujos, que al ser más cercanos, producto de una política de desmantelamiento de carbón intensa, no se pierden producto de la tasa.

Los escenarios aquí presentados parten de la hipótesis de que la inversión de la turbina de vapor de las centrales de remplazo es donada por aquellas centrales en retiro, luego pasa por un proceso de mantenimiento mayor y remplazo de piezas (*Overhauled*), que es el costo en el que se incurre, y luego es instalada en una planta geotérmica o CSP. Si bien estas hipótesis son fuertes desde el punto de vista técnico, pueden permitir que la barrera de inversión de los proyectos geotérmicos se vea reducida al punto de permitir su realización, acelerar su expansión en el parque generador o entregar precios más competitivos.

Es importante recalcar que esta es una primera aproximación y que un mayor detalle se puede alcanzar en cuanto al modelo y los resultados, así como la reducción de costos. Estas hipótesis fueron tomadas en un escenario favorable para el proyecto, siendo para las centrales de carbón un costo hundido la inversión. Estas hipótesis permiten ahorrar en transporte internacional del equipamiento y principalmente en la inversión del equipo.

La reutilización de la turbina de las centrales de carbón plantea una fuerte reducción del CAPEX y LCOE de las centrales. Las proyecciones de costos de inversión para centrales CSP poseen escenarios de desarrollo muy dispares, sin embargo, dado el alto desarrollo tecnológico en el área de las energías renovables, el camino más probable puede encontrarse cercano a las proyecciones bajas. Sin embargo, la composición de las inversiones cambia fuertemente, debido a que la reducción de costos de espejos y sistemas de automatización, sistemas de almacenamiento térmico, entre otros, baja, mientras que el sistema de generación de poder, transformadores y líneas de transmisión, mantienen proyecciones de costos muy estables, con decaimientos muy bajos. Esto genera que a futuro, cuando los costos de inversión hayan bajado, se haga más atractiva la reutilización de las turbinas, puesto que corresponderá a una parte más importante dentro del CAPEX. Este fenómeno no se aprecia tan fuertemente en la geotermia, puesto que el desarrollo de sus tecnologías es muy estable. A pesar de esto, producto que la tasa de reducción del CAPEX para centrales geotérmicas es menor en Chile, la reutilización de turbinas de vapor para proyectos geotérmicos se presenta como una alternativa atractiva, haciéndola más competitiva.

A modo de finalización, la *descarbonización* de la matriz energética debe considerarse como un proceso de largo plazo, pero planteándose con políticas de *descarbonización* intensas.

Si bien, plantearse el remplazo con una sola tecnología entrega resultados que favorecen al sistema, la realización de dichos proyectos es extremadamente cara y riesgosa, adicionalmente, estos escenarios estiman mucho más recurso geotérmico del que es aceptado por la industria (esto se refiere a los escenarios solo con geotermia). El planteamiento de una *descarbonización* por un mix de tecnologías que poseen un factor de planta alto, como la geotermia y CSP se ve como un escenario más factible desde el punto de vista económico y podría entregar mayores externalidades positivas para el desarrollo de otras industrias.

6.2. Trabajos Futuros

Se presentan propuestas de trabajos futuros que profundicen las temáticas aquí presentadas y otros aspectos.

6.2.1. Perfil de generación

Producto de que la eficiencia de los condensadores de las centrales está fuertemente determinada por la tecnología que utiliza (enfriador por aire o por agua) y por la temperatura ambiental, existe un perfil de generación anual estacional.

La eficiencia de los condensadores mejora en la medida que la temperatura ambiente sea baja, por lo que en los meses de invierno, la potencia bruta de la central se ve incrementada, de igual manera, en verano, disminuye. Un perfil estacional con variación anual y diaria es presentado en [27] para plantas binarias enfriadas por aire localizadas en áreas desiertas.

Para una central de 20 [MW] localizada en el desierto se entrega el perfil mostrado en la Figura 6.1. En la misma se muestra la ecuación del polinomio de 2° grado del perfil.

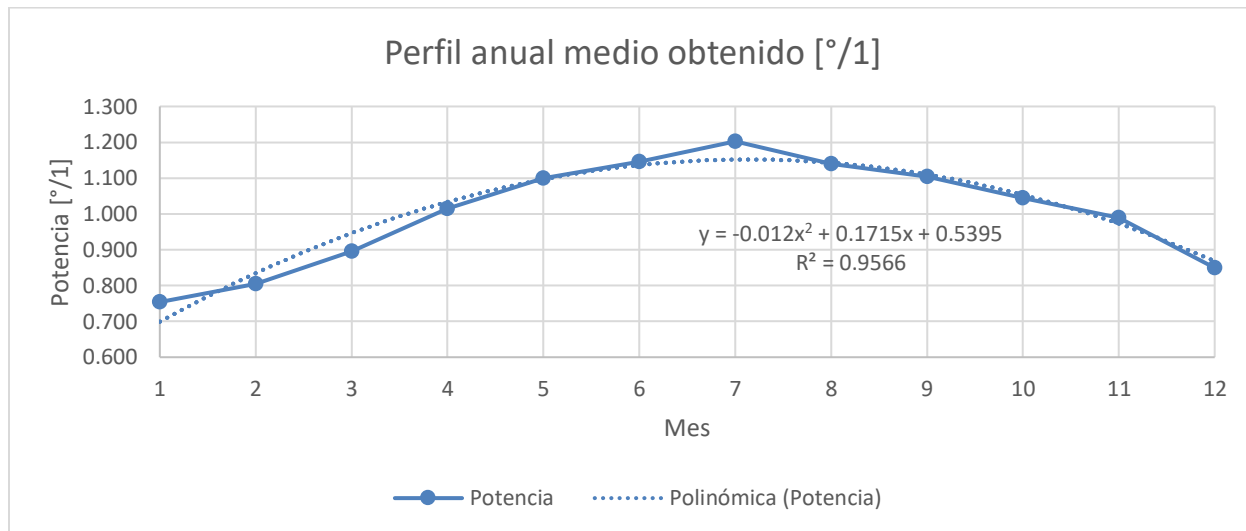


Figura 6.1: Perfil de generación de central 20 [MW] binaria enfriada por aire (hemisferio norte) [27].

Se propone como trabajo futuro incorporar la estacionalidad en el perfil de generación diario o anual y así analizar con mayor detenimiento el efecto que este fenómeno, ya sea con una perspectiva sistemática o técnico - económica de la central, de igual manera, ingresar la variación que se obtiene con otros métodos de enfriamiento.

6.2.2. Costos variables de centrales

Este trabajo fue realizado con las hipótesis de la mesa de geotermia, en las cuales, para la planificación a largo plazo el costo variable de las centrales geotérmicas se considera cero en todo momento. Escenarios que pueden ser interesantes se pueden dar planteando distintos costos de operación.

6.2.3. Escenarios de CAPEX y LCOE

Este trabajo futuro se relaciona con el estudio de una mayor cantidad de escenarios posibles para proyectos de reemplazo con la reutilización de la turbina de vapor de las centrales de carbón que son desmanteladas.

6.2.4. Diseño de central torre CSP con tamaño óptimo

Las centrales de torre CSP utilizan espejos y sistemas de control automático para posicionar cada espejo apuntando a un punto en el colector. En la medida que estas centrales crecen, el área requerida aumenta, incrementando la distancia entre los espejos y el colector, luego, la luz de los espejos más externos recorre una mayor distancia, sometiéndose a mayores pérdidas por energía absorbida por la atmosfera e imperfecciones propias de los espejos y del sistema de control de posicionamiento.

6.2.5. Escenarios con impuestos por emisiones de CO2

Los escenarios de *descarbonización* presentados proponen reducir las emisiones mediante el reemplazo de las centrales térmicas a carbón, sin embargo, plantear estos escenarios con impuestos a las emisiones entrega variables económicas que pueden hacer más atractivas ciertas alternativas.

7. Bibliografía

- [1] Ministerio del Medio Ambiente, «Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile, Serie 1990-2013,» Santiago, 2017.
- [2] C. v. H. C. K. C. L. P. Y. G. C. Gerbaulet, «Scenarios for Decarbonizing the European Electricity,» de *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2017.
- [3] Ministerio de Energía, «Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo - Informe Final,» Santiago, 2017.
- [4] The World Bank Group, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), «Global Solar Atlas,» [En línea]. Available: <http://globalsolaratlas.info/>. [Último acceso: 9 Noviembre 2017].
- [5] C. Jorquera, «Potencial Geotérmico en Chile,» de *Mesa de Geotermia*, Santiago, 2017.
- [6] S. Vadhera and B. S. Pali, "Renewable energy systems for generating electric power: A review," in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, Delhi, 2016.
- [7] A. S. Y. L. X. L. J. Z. C.K. Woo, «Consumption effects of an electricity decarbonization policy: Hong Kong,» de *Energy, Volume 144*, , 2018, pp. 887-902.
- [8] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Anuario Estadístico de Energía,» Santiago, 2016.
- [9] Ministerio de Energía, Banco Mundial, «Mesa de Geotermia,» 21 diciembre 2016. [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>. [Último acceso: 24 julio 2017].
- [10] C. F. Kutscher, "The Status and Future of Geothermal Electric Power," in *American Solar Energy Society Conference*, Madison, Wisconsin, 2000.
- [11] International Energy Agency, «Renewable energy essentials: Geothermal,» 2010.
- [12] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable Energy Cost Analysis: Concentrating Solar Power,» IRENA, 2012.
- [13] NASA, «Global Climate Change: vital signs of the planet,» Earth Science Communications Team, 18 Enero 2018. [En línea]. Available: https://climate.nasa.gov/climate_resources/24/. [Último acceso: 16 Enero 2018].

- [14] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), *Geothermal Handbook: planning and financing power generation*, 2012.
- [15] Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN), "Catastro de concesiones geotérmicas," 2016.
- [16] J. J. G. H.L.Zhang, «Concentrated solar power plants: Review and design methodology,» de *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 22*, 2013.
- [17] Comité Consultivo de Energía 2050, «Hoja de ruta 2050,» Santiago, Chile, 2015.
- [18] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), «Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change,» Cambridge University Press, UK and NY, 2014.
- [19] M. H. Dickson y M. Fanelli, *Geothermal energy: utilization and technology*, UNESCO Publishing, 2003.
- [20] Mannvit, «Technical Assistance for Geothermal Development in Chile - Final Report,» Santiago, 2016.
- [21] R. Bertani, «Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report,» de *Proceedings from WGC 2015*, Melbourne, Australia, 2015.
- [22] S. J. Zarrouka y H. Moonb, «Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review,» *Geothermics*, vol. 51, pp. 142-153, 2014.
- [23] G. Cau y D. Cocco, «Comparison of medium-size concentrating solar power plants based on parabolic trough and linear Fresnel collectors,» de *Energy Procedia, Volume 45, 2014, Pages 101-110*, 2014.
- [24] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Ernst & Young et Associés, «Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects,» 2011.
- [25] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Informe de Costos de Tecnologías de Generación,» Santiago, 2017.
- [26] Departamento de Planificación de la Operación CDEC - SIC, «Informe Final - Puesta en marcha modelo PLP,» Santiago de Chile, 2003.
- [27] C. N. Hance, «Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development,» Washington D.C., EE.UU., 2005.

- [28] K. Saemundsson, G. Axelsson y B. Ste, «Geothermal Systems in Global Perspective,» de *ÍSOR-Iceland GeoSurvey*, 2011.
- [29] U.S. Department of Energy and Deloitte Development LLC., «Department of Energy-- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Geothermal Program: Geothermal Risk Mitigation Strategies Report,» 2008.
- [30] Ministerio de Energía, «Planificación Energética de Largo Plazo,» [En línea]. Available: <http://pelp.minenergia.cl/>. [Último acceso: 14 Noviembre 2017].
- [31] A. Lahsen, J. Rojas , D. Morata y D. Aravena, «Geothermal exploration in Chile: Country update,» Melbourne, Australia, 2015.
- [32] W. Brokering, R. Palma y L. Vargas, Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Santiago de Chile: Pearson Education, 2008.
- [33] E. Read, *Optimal operation of power systems.*, Canterbury, England, 1979.
- [34] L. Vargas y S. Püschel-Lovengreen, «Analysis of geothermal power plant performance in the context of the chilean electricity market,» de *Proceedings 38th New Zealand Geothermal Workshop*, Auckland, New Zealand, 2016.
- [35] REN21, «Renewables 2016 - Global Status Report,» Paris, 2016.

Anexo A. Recurso geotérmico

En este anexo se presentan las características del recurso geotérmico, su clasificación, análisis de tecnologías y características de los proyectos geotérmicos para generación eléctrica.

Los recursos geotérmicos se encuentran dispersos alrededor del mundo. Estos son clasificados de varias formas sobre la base de la fuente de calor, transferencia de calor, temperatura del embalse geotermal, estado físico (fase del recurso), utilización y características geológicas [12].

1. Definiciones previas

Con el propósito de definir correctamente el recurso geotérmico, se definen a continuación los términos más relevantes con respecto al sistema geotermal:

- **Campo geotérmico:** Corresponde a una definición geográfica, usualmente indicando un área de actividad geotermal en la superficie del planeta. En casos en los que no existe actividad superficial, este término puede ser usado para indicar el área en la superficie bajo la cual se encuentra el embalse geotermal.
- **Sistema geotérmico:** Se refiere a todas las partes que componen el sistema hidrológico involucrado, incluyendo la zona de recarga, partes sub – superficiales y el flujo de salida.
- **Embalse geotérmico:** Indica la parte caliente y permeable del sistema geotérmico que puede ser directamente explotada. Para que una descarga espontánea ocurra el sistema debe estar bajo presión también, ya sea artesiano o por efectos de hervir.

2. Definición de sistema geotérmico ideal

Un sistema geotérmico está compuesto por tres elementos principales: una fuente de calor, un embalse y un fluido, el cual es el transporte que transfiere el calor [13].

- La fuente de calor puede ser una intrusión magmática de muy alta temperatura (<600 [°C]) que ha alcanzado niveles bajos de profundidad (5 a 10 [km]) o, como se da en algunos sistemas de baja temperatura, con la temperatura normal de la tierra, la cual se ve incrementada con la profundidad.
- El embalse corresponde a un volumen de roca caliente y permeable de la cual los fluidos que circulan extraen el calor. El embalse se encuentra generalmente cubierto de roca impermeable y conectado a un área superficial de recarga por la cual aguas meteóricas pueden reponer (total o parcialmente) los fluidos que escapan del embalse por geiseres, aguas termales o son extraídos por perforaciones.
- El fluido geotermal, también conocido como salmuera, está compuesto principalmente de agua meteórica, en fase líquida o gaseosa, dependiendo de la temperatura y presión, en la cual se diluyen distintos componentes que se encuentran en las capas de roca y material. Este fluido comúnmente contiene químicos, gases y sales disueltas tales como dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S).

En la Figura 2.4 se observa una representación de un sistema geotérmico ideal.

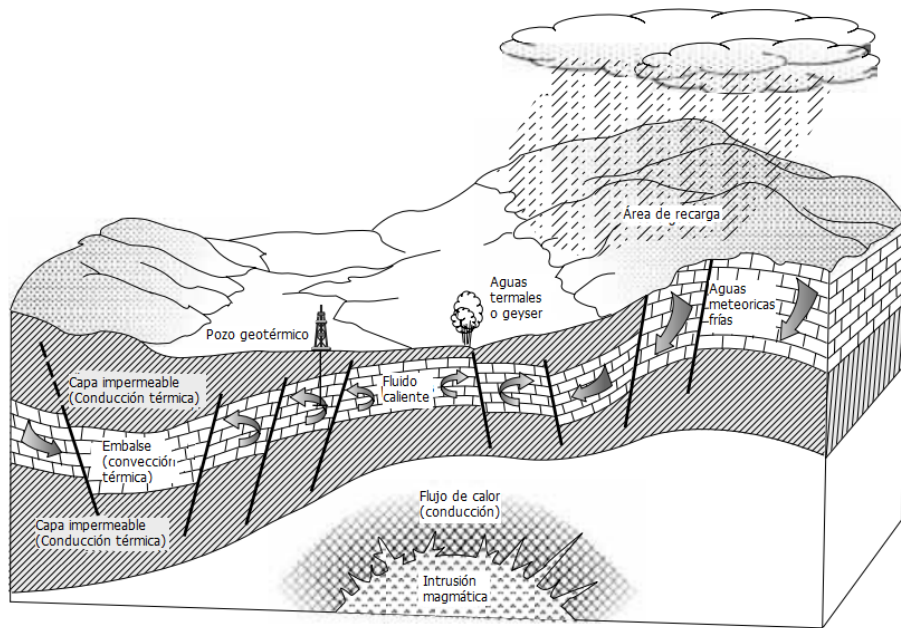


Figura 7.1: Sistema geotérmico ideal [13].

Los mejores campos geotermales se encuentran usualmente cerca de zonas volcánicamente activas, comúnmente cerca de los límites de las placas tectónicas. La Figura 7.2 muestra el patrón mundial de las placas tectónicas (entre otros), donde las flechas apuntan en la dirección de movimiento de las placas hacia las zonas de subducción. (1) Representa campos geotérmicos en los que se produce energía eléctrica, (2) crestas oceánicas cruzadas por fallas (fracturas transversales largas) y (3) zonas de subducción donde la placa se sumerge y se derrite en la astenosfera.

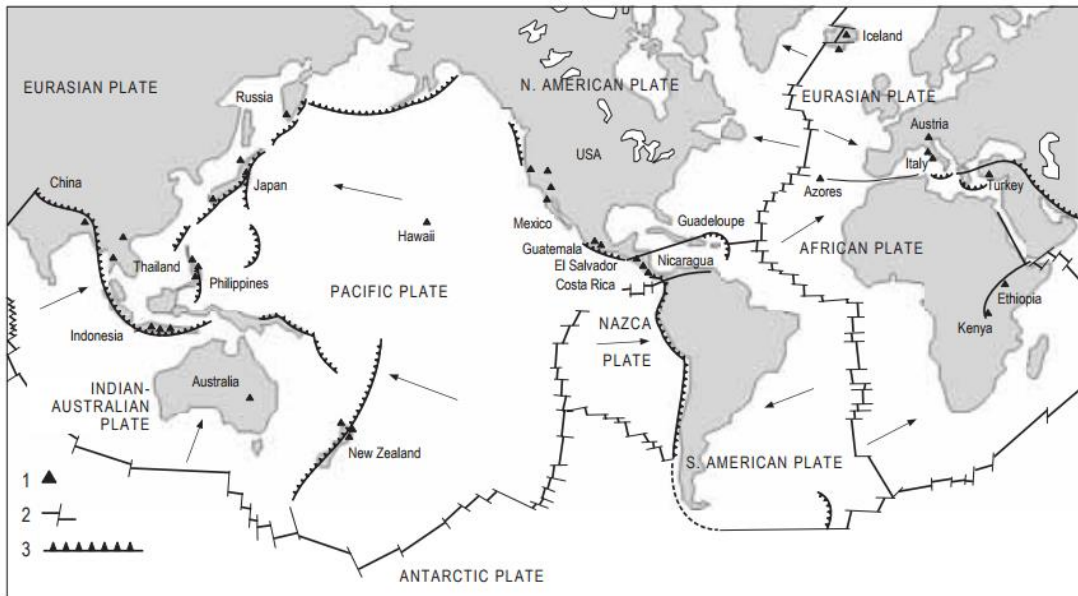


Figura 7.2: Patrón mundial de placas, crestas oceánicas, zonas de subducción y campos geotermales. [13].

El uso del recurso geotérmico se encuentra fuertemente influenciado por la naturaleza del sistema que lo produce. En términos generales, los recursos que se encuentran en sistemas volcánicos calientes son utilizados para generación eléctrica principalmente, mientras que aquellos de menor temperatura, para calentamiento de espacios y uso directo.

Para determinar el uso óptimo del recurso geotermal hay que considerar una serie de factores. Estos incluyen la fase (gaseosa como vapor o líquido como fluido geotermal), flujo, temperatura, composición química, presión del fluido y profundidad del embalse.

Una de las principales herramientas para determinar la existencia o calidad de un embalse geotérmico es el gradiente térmico. Debido a que el calor es transportado a través de la corteza por conducción, en la medida que se profundiza, la temperatura aumenta. En zonas normales, el gradiente es típicamente 30[°C/km] y puede ser tan alto como 150 [°C/km] en zonas geotermales calientes [4].

En Chile se han localizado una serie de reservorios y se han hecho estimaciones acerca de la potencia que se puede obtener de cada uno de ellos. Estos se presentan en la Figura 2.5, donde se observa un potencial mínimo y máximo de 1 y 2.4 [GWe] respectivamente.

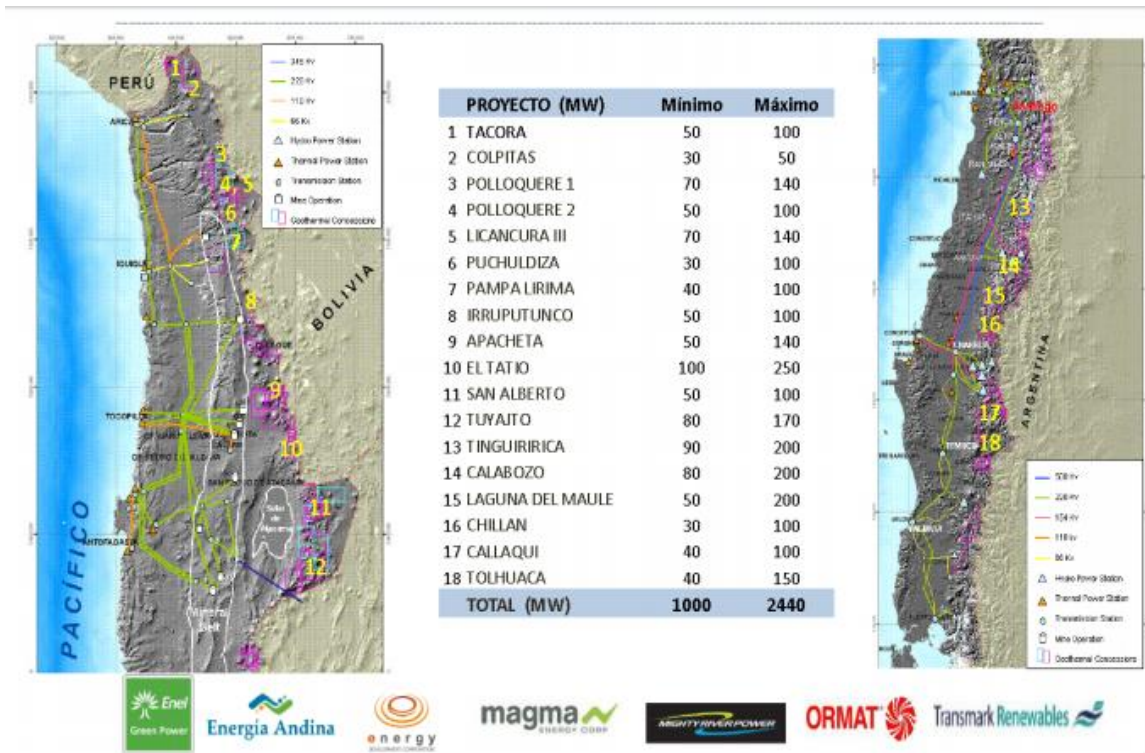


Figura 7.3: Potencial estimado de proyectos más relevantes [15].

3. Clasificación de sistemas geotérmicos

Hoy en día no existe un estándar internacional para la clasificación de los sistemas geotermales. Las siguientes clasificaciones son algunas de las más comunes que se pueden encontrar en esta disciplina.

- **Según entalpía**

El criterio más común para clasificar el recurso geotérmico es, sin embargo, que basado en la entalpía del fluido geotermal que actúa como el medio de transferir calor desde el las rocas calientes en la profundidad a la superficie. Entalpía, que puede ser considerada más o menos proporcional a la temperatura es utilizada para expresar la energía térmica que contiene el fluido, y entrega una estimación de su “valor”. De esta forma los recursos se clasifican en baja, media y alta entalpía (o temperatura), basándose en el criterio de su contenido energético y sus potenciales formas de explotación o utilización. Este criterio se muestra según varios autores en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1: Clasificación de sistemas geotermiales según temperatura °C [19].

Entalpía	Muffler y Cataldi (1978)	Hochestein (1990)	Benderitter y Cormy (1990)	Nichols (1993)	Axelsson y Gunnlaugsson (2000)
Baja [°C]	<90	<125	<100	≤150	≤190
Intermedia [°C]	90 – 150	125 - 225	100 - 200	-	-
Alta [°C]	>150	>225	>200	>150	>190

- **Según la naturaleza del sistema geotérmico**

Cuando la definición es acerca de la naturaleza del sistema geotérmico del cual se origina, se pueden diferenciar las siguientes categorías [14]:

- **Sistemas geotérmicos volcánicos:** Asociados a la actividad volcánica. El calor proviene de intrusiones calientes o magma. Comúnmente situados cerca de complejos volcánicos, cercanos a los límites de las placas tectónicas y algunos en zonas calientes. En su mayoría fracturas permeables y zonas de falla controlan el flujo del fluido geotermal.
- **Sistemas convectivos en fracturas controladas:** La fuente de calor es la corteza caliente a profundidad en zonas tectónicamente activas, cuyo flujo de calor supera la media. El fluido circula a profundidades considerables (>1 [km]) principalmente a través de fracturas verticales.
- **Sistemas geotérmicos sedimentarios:** Se encuentran en muchas de las mayores cuencas sedimentarias. Estos sistemas le deben su existencia a la ocurrencia de capas permeables sedimentarias a grandes profundidades (>1 [km]) y gradientes geotérmicos sobre la media (> 30 [° C/km]). Estos sistemas son más conductivos que convectivos, sin embargo, fallas y fracturas juegan un rol importante en algunos casos.
- **Sistemas geo – presurizados:** En estos sistemas el fluido se encuentra atrapado entre capas de la corteza y se pueden alcanzar presiones cercanas a valores de la litosfera. Estos sistemas se encuentran bastante profundos.
- **Roca seca caliente (HDR) o Sistema geotérmico mejorado (EGS):** Consiste en volúmenes de roca que ha sido calentada por volcanismo o flujos anormales de

calor, pero poseen muy baja permeabilidad o son virtualmente impermeables, por lo tanto no pueden ser explotados de manera convencional. Para estos sistemas se utiliza el hidro – fracking, creando embalses artificiales o mejorar su permeabilidad. En estos sistemas se utiliza el pozo de producción y otro de reinyección de agua.

4. Tecnologías de generación a base del recurso geotérmico

A continuación se describen las tecnologías de generación a base de geotermia. Estas se clasifican según el estándar con las definiciones clásicas: binaria, vaporización súbita (*single flash o mutil - flash*), vapor seco y turbina convencional con escape atmosférico (*back pressure*). En la Figura 2.6 se logra apreciar la capacidad instalada por tecnología en el mundo para el año 2015 [21].

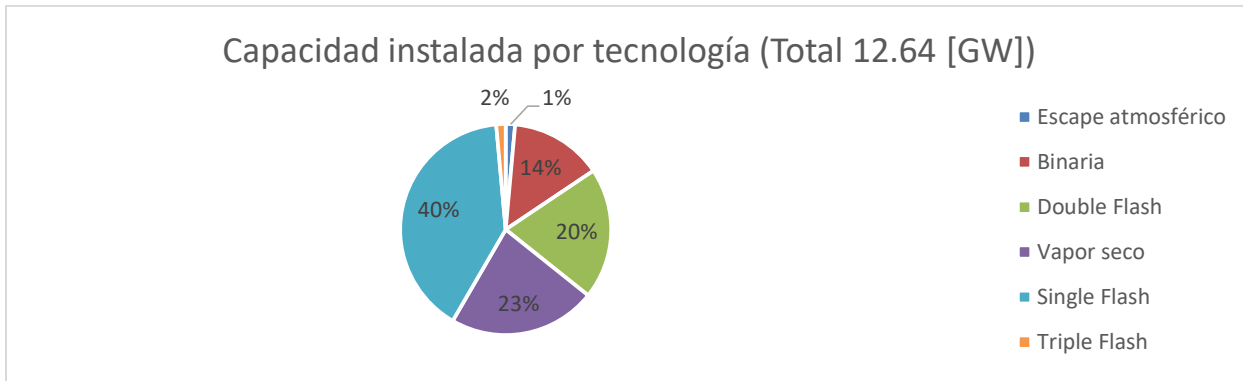


Figura 7.4: Capacidad instalada por tecnología [21].

Se observa que la tecnología más utilizada en el mundo corresponde a la de vaporización súbita, ya sea en una etapa o en múltiples, alcanzando un valor del 62% (7.8 [GW]) de la potencia instalada a nivel mundial, siguiendo vapor seco con un 23% (2.86 [GW]), binaria 14% (1.79 [GW]) y finalmente escape atmosférico 1% (0.181 [GW]).

a. Vaporización súbita Single Flash (Multiple Flash)

Comúnmente construidas en tamaños que van de los 25 a los 60 [MW], las centrales de vaporización súbita (también llamadas ciclo de vapor convencional) es la tecnología estándar utilizada para generar energía eléctrica, ya sea con fase líquida o vapor cuya temperatura supere los 200 [°C].

Este tipo de central es una mejora termodinámica del diseño con escape atmosférico y es por lejos la planta más común utilizada para generación por medios geotérmicos. En lugar de descargar el vapor a la atmósfera, se descarga en una cámara de condensación que es mantenida a una presión absoluta baja, típicamente 0.10 [bara]⁴. La forma más común de esta tecnología es una unidad *single flash*, siendo usualmente la selección más económica para sistemas de alta entalpía cuya fase es principalmente líquida. El fluido o vapor proveniente del pozo de producción se conduce hacia el separador ciclónico, donde la fase líquida se separa del vapor. El vapor se expande finalmente a través de la turbina (*Flash*) y luego usualmente enfriado y reinyectado al embalse geotermal junto con la fase líquida recuperada en el separador. La razón

⁴ Presión absoluta se refiere a la presión con respecto al vacío. En este caso medida en [bar] absolutos, de ahí [bara].

por la cual el vapor descargado por la turbina debe ser condensado es que existe una cantidad impráctica de trabajo que se requeriría para bombear el fluido si se encontrase en estado gaseoso, mientras que en fase líquida es más fácil [19]. Esta fase líquida final puede ser utilizada por una unidad de fondo (*bottoming unit*) o en otras aplicaciones.

Una central *Double Flash* difiere de una central *Single Flash* en que el fluido caliente es pasado por sucesivos separadores ciclónicos, cada uno a una presión menor, de esta forma generando la vaporización súbita. Este vapor es inyectado en una turbina con entrada dual, donde vapor a distintas temperaturas se inyecta en distintas partes de esta, incrementando la eficiencia total del ciclo, pero con una mayor inversión de capital [14]. La Figura 7.5 muestra el esquema de una central *Double Flash*.

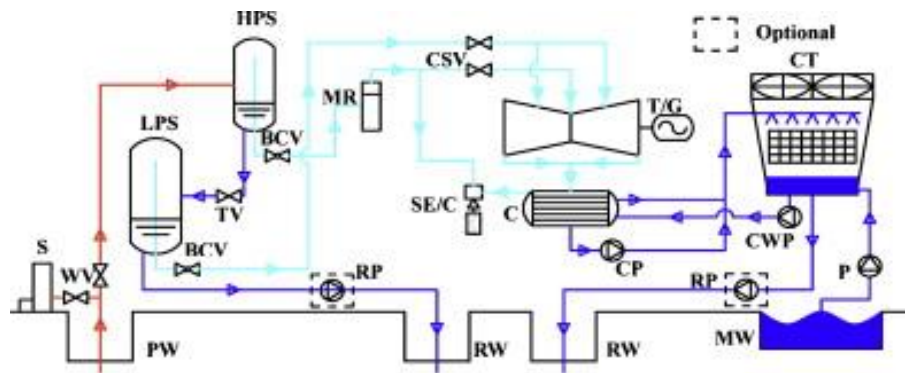


Figura 7.5: Esquema de planta de vaporización súbita *Double Flash* [22].

Siguiendo la misma lógica de utilización del fluido descargado por la turbina se pueden alcanzar varios ciclos de vaporización, obteniendo de esta manera las centrales *Multiple Flash*.

b. Binario

Las centrales con la tecnología de fluido binario se desarrollaron principalmente para generación a base de fluidos geotérmicos de baja a media temperatura, y para incrementar la utilización de los recursos térmicos del fluido al utilizar este calor residual.

El sistema binario utiliza un fluido secundario, típicamente hidrocarburos (n-pentano), el cual comparado con el vapor, posee un punto de ebullición menor y mayor presión de vapor a bajas temperaturas. Este fluido secundario opera a través de un ciclo Rankine (ORC) convencional. Al seleccionar el fluido secundario apropiado, los sistemas binarios pueden operar con temperaturas de entrada entre 85 y 170 [°C]. El límite de temperatura superior está dado por la estabilidad del fluido orgánico secundario, mientras que el límite inferior está dado por consideraciones prácticas y económicas en cuanto al tamaño del intercambiador de calor que para una capacidad dada se vuelve impráctica.

El calor es transferido desde el fluido geotermal hacia el fluido secundario vía intercambiador de calor, este último se calienta y vaporiza antes de ser ingresado en la turbina y expandido. Este fluido que escapa de la turbina a una menor presión y temperatura. Una modificación del ciclo binario corresponde al ciclo Kalina, el cual utiliza una mezcla de agua con amoníaco para el fluido secundario. La ventaja de este ciclo es que el punto de ebullición de la mezcla se ve incrementado en la medida que la evaporación avanza, permitiendo una mejor efectividad en el intercambio de calor [19].

Tradicionalmente las plantas binarias tienen tamaños que van de los cientos de kilovatios hasta varios megavatios.

c. Vapor seco

Las centrales de vapor seco son utilizadas cuando el embalse geotermal produce solamente vapor caliente, como en algunas zonas de EE.UU. (especialmente California), Italia, Indonesia y en zonas de menor extensión como Japón y Nueva Zelanda. Esta tecnología es similar a la de vaporización súbita (*Single Flash*) con la excepción de que en estas centrales no existe un separador ciclónico, ya que no es necesario. Estas centrales son grandes y operan con alta eficiencia total [14].

d. Turbina convencional con escape atmosférico (Back Pressure)

Centrales convencionales de escape atmosférico son las más simples y poseen el menor costo de capital de toda la tecnología de generación a base de geotermia. En este tipo de centrales el fluido entra en una etapa de separación de fases para luego conducir el vapor hacia una turbina convencional. Finalmente el vapor es descargado en la atmósfera.

Este tipo de central consume casi el doble de vapor por kilovatio producido (con respecto a otros sistemas con la misma presión de entrada, ej. *Single Flash*), por lo tanto existe una utilización poco eficiente de energía y pozos. A pesar de esto, estas centrales encuentran utilidad como plantas piloto, plantas en espera para pequeñas demandas en pozos aislados y para generación con la descarga del pozo para pruebas durante la etapa de desarrollo de campo [19]. Este tipo de centrales puede, dependiendo de la composición de los fluidos y el vapor, causar daño medioambiental [14].

e. Híbrida binaria

Las centrales híbridas poseen distintos esquemas de funcionamiento según el recurso que utilizan para agregar otro ciclo energético en el sistema.

Las planas híbridas binarias utilizan el vapor descargado por una turbina y/o utilizan la fase líquida recuperada para ser utilizada de forma binaria.

Estas centrales poseen una eficiencia relativamente alta ya que el fluido geotermal puede alcanzar temperaturas muy bajas con mínima generación de sarro y sin requerir extracción de gases no condensables (NGC). Sin embargo estos sistemas híbridos son menos adaptables a cambios en el embalse geotérmico, lo que consiste principalmente en que la entalpía aumenta con el tiempo en la medida que el embalse se seca. El resultado de esto es que existirá un mayor flujo de vapor para el ciclo convencional y la unidad binaria secundaria y un menor flujo de fase líquida para el sistema binario secundario [22].

Existen otras tecnologías híbridas, en donde se añade otra etapa de calentamiento por medios renovables (por ejemplo CSP), sin embargo, estas tecnologías se encuentran en etapas tempranas de desarrollo.

5. Etapas de proyecto geotérmico

En la literatura se encuentran muchas formas de caracterizar las etapas de los proyectos de generación por medios geotérmicos. Aquellos más representativos se muestran a continuación en la Tabla 7.2.

Estas distintas formas de caracterizar las etapas no actúan de forma excluyente una con la otra, sino más bien son una representación del interés o la importancia que cada autor le entrega a cada etapa.

Tabla 7.2: Etapas de un proyecto geotérmico "Green Field"⁵ por distintos autores.

	[14] ESMAP	[29] Delloite	[27] Hance et al.
Etapas	Sondeo Preliminar	Identificación	Exploración
	Exploración	Exploración	
	Pruebas de perforación	Perforación	Confirmación
	Revisión del proyecto y factibilidad		
	Desarrollo de campo		Desarrollo de campo
	Construcción de la planta		
	Puesta en marcha	Producción	
	Operación y mantenimiento		Operación y Mantenimiento

ESMAP desarrolló un amplio documento en el cual guía a países con poco o nulo desarrollo geotérmico acerca de las distintas etapas, duración, estimación de costos y riesgos asociados. Desarrollado por el Banco Mundial, entrega una división de 8 etapas para un proyecto.

Delloite desarrolla un documento enfocándose en los riesgos que se encuentran en cada etapa de desarrollo del proyecto, estrategias de mitigación y financiamiento en el contexto de EE.UU.

Hance entrega un enfoque más económico al entregar una recopilación de costos de distintas tecnologías en el ámbito de la generación a base de geotermia.

6. Costos asociados a proyecto geotérmico

Los costos asociados a un proyecto geotérmico se pueden separar en tres categorías distintas: Costos de inversión (costos de capital o CAPEX), costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) y costos financieros. En este caso los costos financieros se incluyen en el CAPEX debido a que esta información no se obtiene de forma separada.

⁵ "Green Field" se refiere a un proyecto que comienza desde un terreno en el que no existen obras previas. Aquellos proyectos en donde existen obras previas o son de expansión se denominan "Brown Field"

a. Periodos asociados

Aplicando el planteamiento de las etapas postulado por ESMAP [14] junto con los acuerdos alcanzados durante el desarrollo de la Mesa de Geotermia [9] se desarrollaron los periodos por etapa presentados en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3: Periodos estimados por etapa para proyecto geotérmico [9].

Etapa	Exploración		Desarrollo y Construcción				
Años	2 - 4		4.5 - 7.5				Total
	1 - 2	1 - 2	2 - 3	1 - 2	1 - 2	0.5	6.5 - 11.5
Modelo	1	1	2	1.5	1.5	0.5	7.5
Sub-etapa	Exploración Superficial (3G)	Perforación de exploración	Revisión y planificación (Pre-factibilidad)	Desarrollo de campo	Construcción	Comisionamiento	

La primera etapa en el desarrollo de un proyecto geotérmico corresponde a los estudios de exploración, representados principalmente por 3G (estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos). Posteriormente la perforación de exploración viene a confirmar o entregar mayor detalle a los datos recopilados previamente. Cabe destacar que estos periodos son bajo las hipótesis que plantean pozos de diámetro productor en la etapa de perforación de exploración, el periodo de revisión y planificación (pre-factibilidad) considera al menos la tramitación de explotación y evaluación de impacto ambiental (EIA) y la etapa de desarrollo de campo depende de la productividad de los pozos.

7. Costos de operación y mantenimiento



Figura 7.6: Composición de los costos de operación de una central geotérmica.

Los costos de operación de la planta geotérmica incluyen todos los costos variables combustibles y no combustibles que cambian o fluctúan en relación al volumen de energía generada.

Una parte importante de estos costos es el trabajo. Otros componentes del costo incluyen gastos en bienes consumibles (como lubricantes, químicos para abatimiento de gases, acumulación de sarro y control de la corrosión, combustible para vehículos, partes de repuesto, entre otros), impuestos y royalties (regalías) y otros gastos misceláneos (como manejo de residuos, cargas parasíticas de varios tipos de bombas (por ejemplo del sistema de enfriamiento), iluminación y otros usos internos de energía eléctrica) [27].

En lo que respecta a los costos operacionales relacionados con el trabajo, se observa que la aguda competencia entre productores de energía, el importante incremento en la utilización del subcontrato para actividades específicas y la integración de varias innovaciones tecnológicas permiten la reducción de estos costos. A pesar de que el tamaño de la central es un factor que afecta los costos relacionados con el trabajo, el número de operarios requeridos por central es relativamente independiente del tamaño de esta, principalmente por el reemplazo hacia tecnologías de control remoto.

Además de los costos relacionados con el trabajo, los costos relacionados con los bienes consumibles también pueden ser importantes y variar ampliamente dependiendo de la geoquímica del recurso geotérmico. Adicionalmente, las tecnologías de abatimiento de gases y el reactor de cristalización, así como otras actividades pueden generar varios tipos de residuos que deben ser manejados adecuadamente.

Otros costos misceláneos pueden existir dependiendo de las características del recurso (por ejemplo, la carga eléctrica de las bombas de los pozos), ubicación geográfica y condiciones climáticas (remoción de nieve y prevención de incendio), entre otros.

Los costos de royalties se refieren a aquellos pagos que los productores de energía pagan al dueño de la concesión en caso de que no sean los mismos o al dueño de la central en caso de arriendo (*leasing*) y el costo está relacionado con el contrato convenido. Los impuestos vienen dados por el pago de sueldos, compra de los componentes definidos previamente, etc.

En la Tabla 7.4 se muestra el rango de la composición de los costos de operación de una central geotérmica.

Tabla 7.4: Rango de composición porcentual de los costos de operación de una central geotérmica [27].

Categoría de costo	Costos de operación y mantenimiento
Trabajo	8-32 %
Vapor	42-74 %
Químicos	1-15 %
Otros y misceláneos	6-41 %

Los costos de mantenimiento se relacionan con todos los costos relacionados con el mantenimiento del equipamiento (tuberías del campo de vapor, turbina, generador, vehículos, edificios y obras civiles) en un buen estado de funcionamiento. Esto incluye una serie de tareas (revisión y reparación de maquinaria, pintura y reparación de caminos, etc.) y algunas actividades pueden ser subcontratadas a compañías especializadas. En esta etapa se hace una clara distinción entre el mantenimiento de la planta y el campo de vapor, y las perforaciones de ajuste o compensación [27].

Además de mantener el nivel de producción y los pozos de inyección, tuberías, caminos, etc., gastos relacionados con el mantenimiento del campo de vapor involucran principalmente actividades relacionadas con las perforaciones de ajuste. Las perforaciones de ajuste vienen a compensar el decaimiento de la productividad que se da naturalmente en los pozos, añadiendo más pozos productivos. La tecnología utilizada y el tamaño de la central afectan la tasa de decaimiento.

En la Tabla 7.5 se muestran rangos de costos de operación y mantenimiento de una central, sin embargo como se explica arriba, los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) son ligeramente dependientes del tamaño de la central y características específicas del recurso y localización.

Tabla 7.5: Rango de costos de operación y mantenimiento de central geotérmica [27].

Fuente	COMA [US\$/MWh]
Sanyal (2004)*	18.12 – 25.89
Owens (2002)	23.30 – 27.18
EPRI (2001)	20.71 – 34.95
Lovekin (2000)	25.89 – 28.47

(*) No incluye los costos de perforación de compensación

Otros artículos presentan cifras de COMA en un rango que oscila entre los 11.65 hasta los 16.83 [US\$/MWh] pero no incluyen costos de perforación de ajuste [27].

Para efectos de la Mesa de geotermia los costos de perforación de pozos de compensación se incluyen como un costo de inversión inicial que se obtiene de traer a valor presente el tren de inversiones de pozos de reposición requeridos por el proyecto durante el horizonte de evaluación [9].

Anexo B. Proyecciones de costos de combustibles y demanda

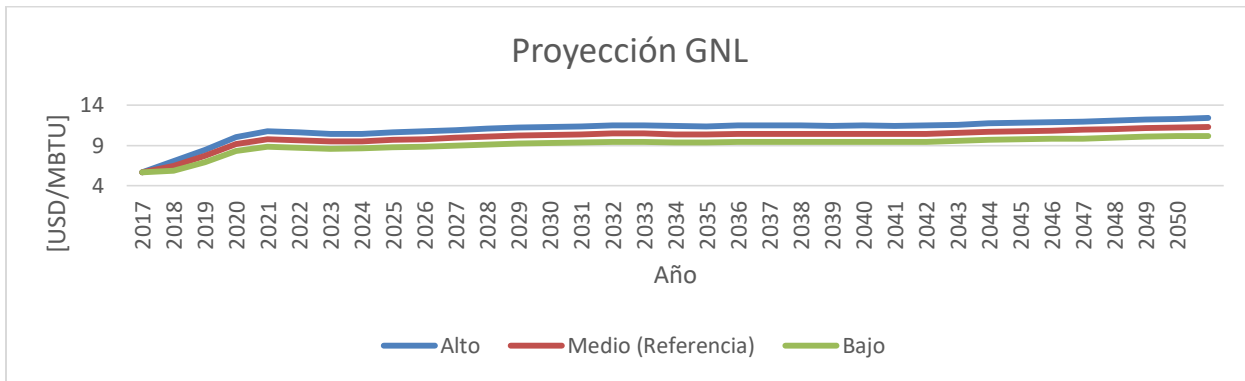


Figura 7.7: Proyección costo de GNL [9] [30].

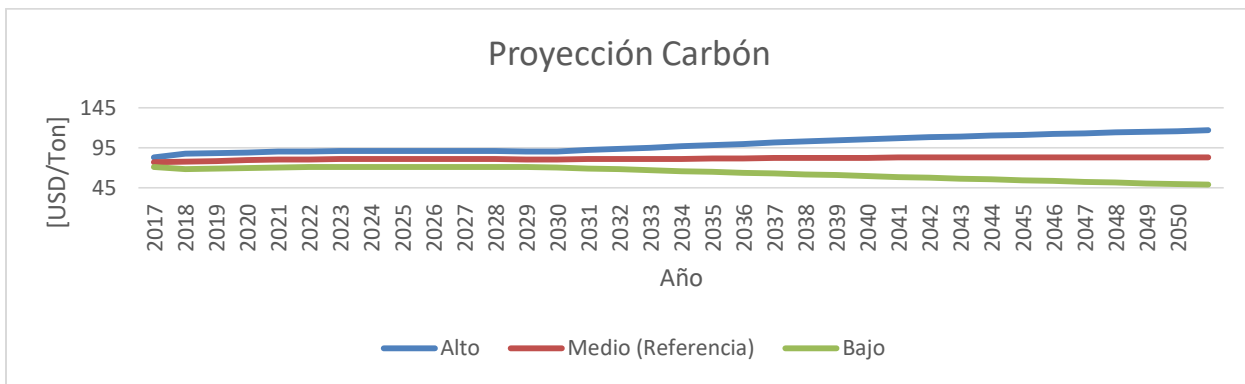


Figura 7.8: Proyección costo de carbón [9] [30].

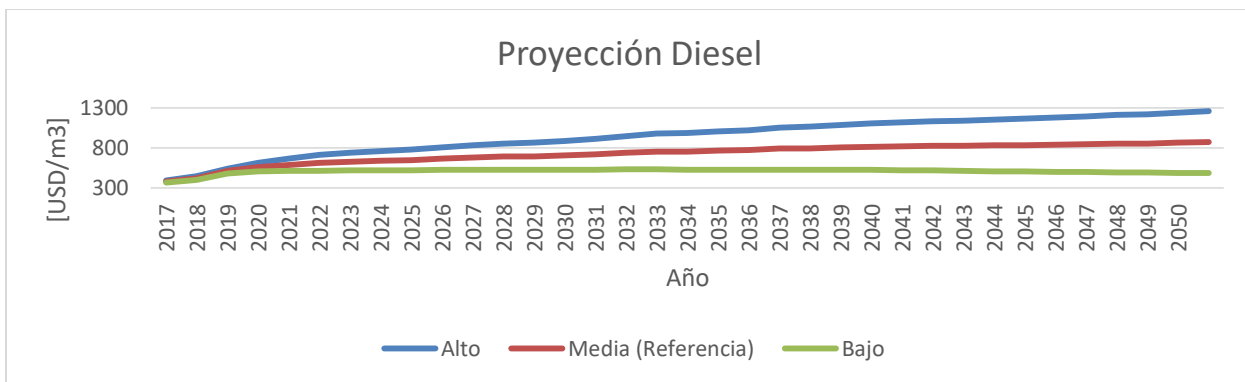


Figura 7.9: Proyección costo de diésel [9] [30].

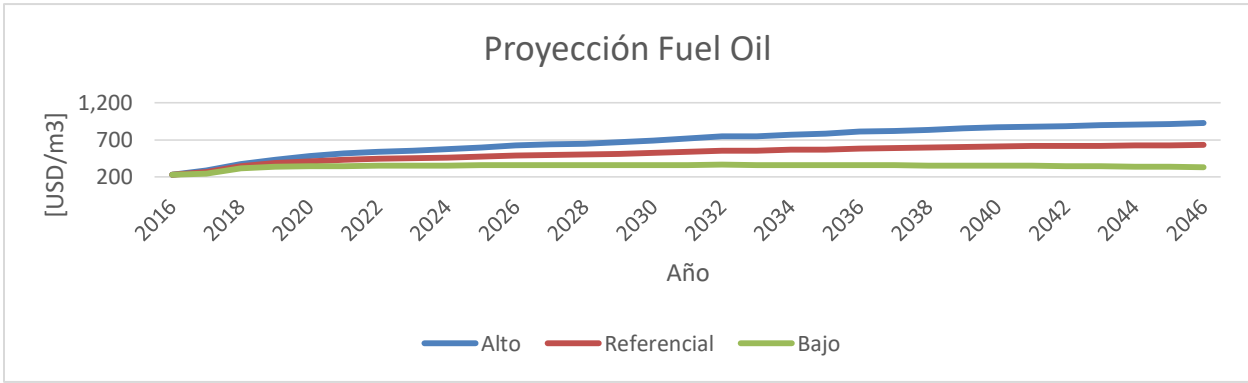


Figura 7.10: Proyección costo de Fuel Oil [9] [30].

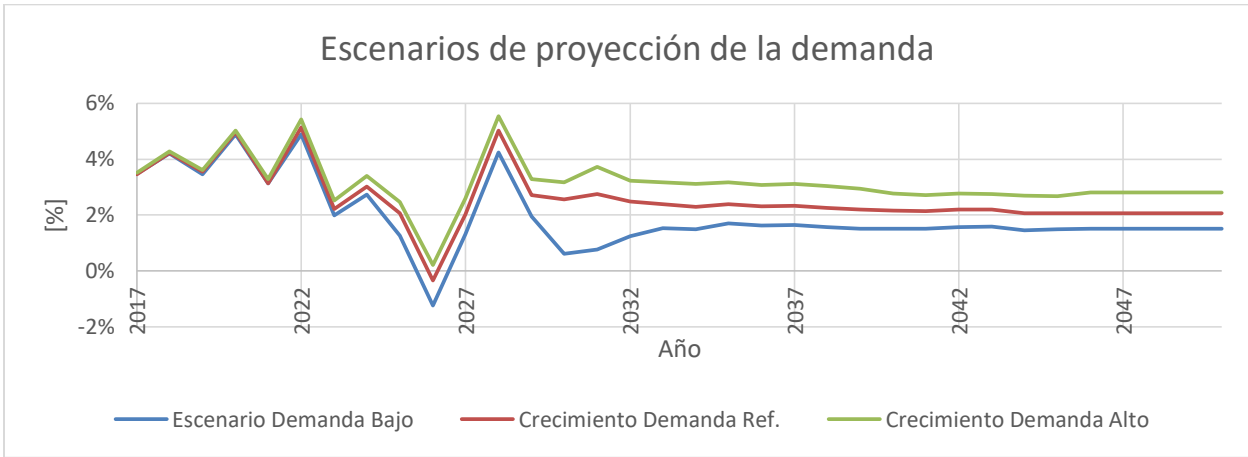


Figura 7.11: Escenarios de proyección de la demanda [9] [30].

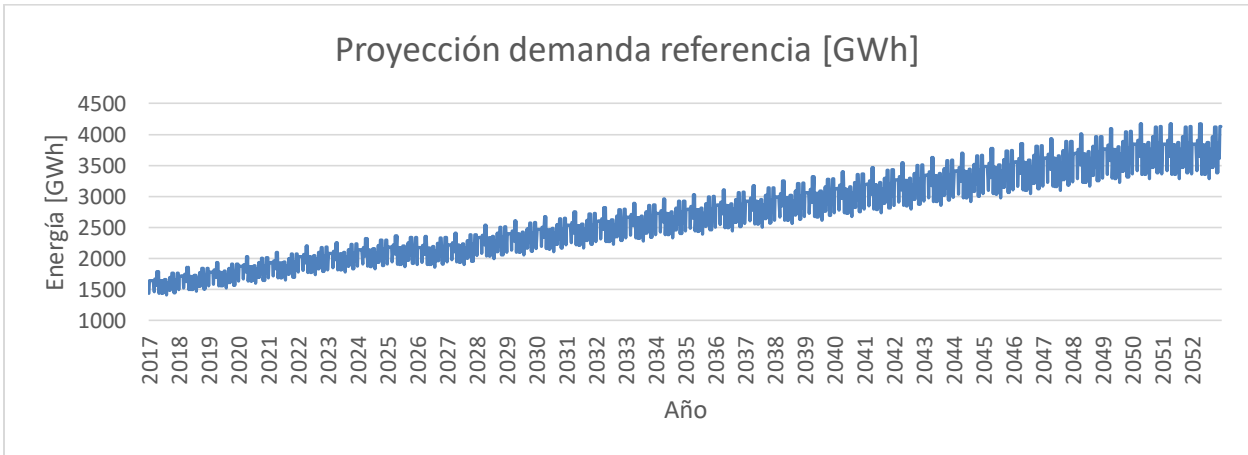


Figura 7.12: Escenario de crecimiento de referencia de la demanda [9] [30].

Anexo C. Sistema eléctrico simplificado

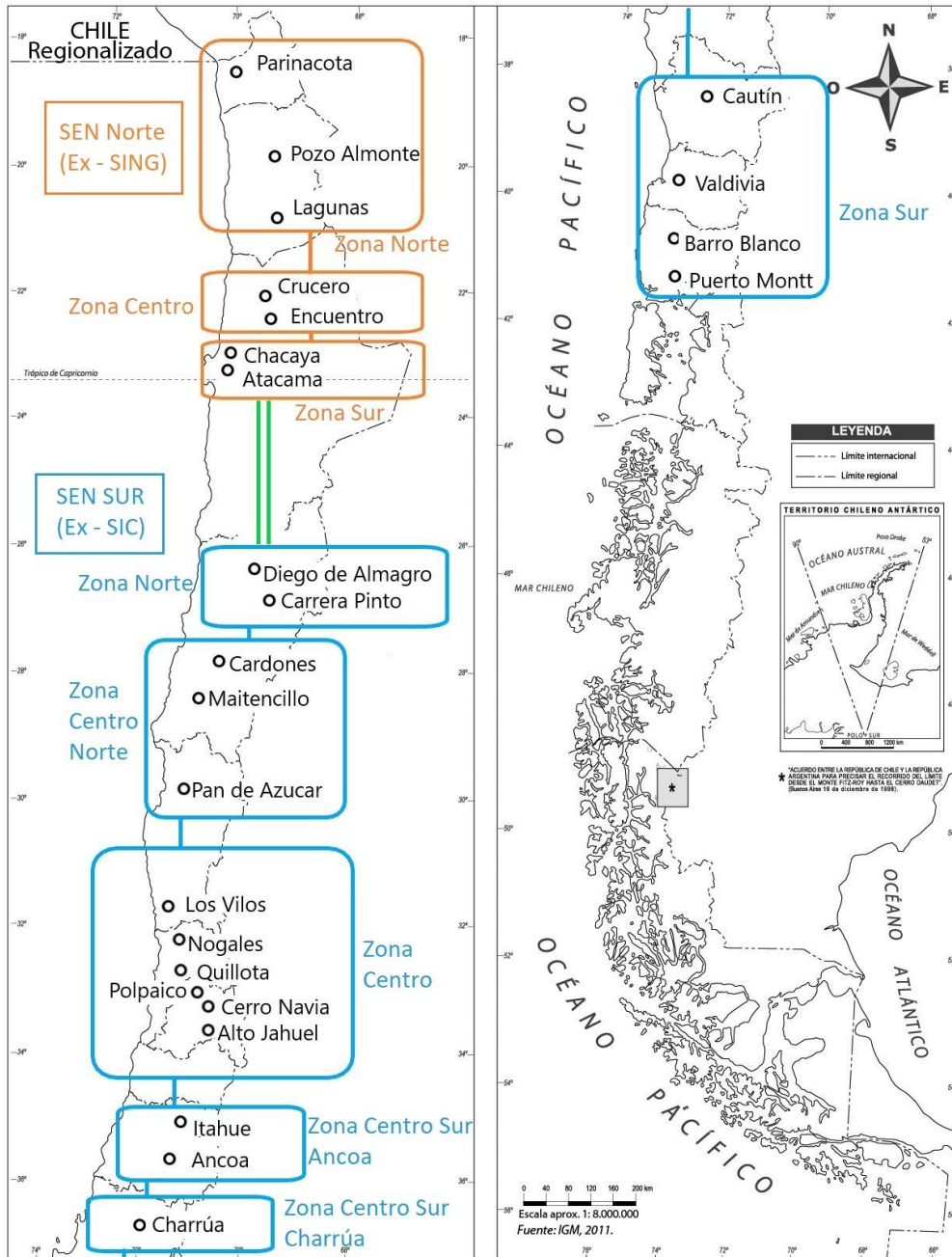


Figura 7.13: Sistema de transmisión simplificado [9].

Anexo D. Descripción de centrales a carbón y fecha estimada de retiro para escenario normal y acelerado

Central	Barra	Potencia neta [MW]	Entrada en operación	Retiro Normal	Vida útil [años]	Retiro acelerado	Vida útil [años]	Factor
BOCAMINA	8	106.93	01/01/1970	01/01/2020	50	01/01/2018	48	0.04
U12	2	67.00	01/01/1983	01/01/2023	40	01/01/2018	35	0.13
NTO1	2	119.36	01/04/1995	01/04/2025	30	01/04/2020	25	0.17
GUACOLDA1	5	139.88	01/07/1995	01/07/2025	30	01/07/2020	25	0.17
CTM1	3	131.10	01/02/1996	01/02/2026	30	01/02/2021	25	0.17
GUACOLDA2	5	139.88	01/08/1996	01/08/2026	30	01/08/2021	25	0.17
U14	2	106.47	01/01/1987	01/01/2027	40	01/01/2018	31	0.23
NTO2	3	119.54	01/03/1997	01/03/2027	30	01/03/2022	25	0.17
CTM2	3	135.85	01/04/1998	01/04/2028	30	01/04/2023	25	0.17
CTTAR	1	125.17	01/01/1999	01/01/2029	30	01/01/2024	25	0.17
U15	2	101.20	01/01/1990	01/01/2030	40	01/01/2018	28	0.30
U13	2	69.81	01/01/1999	01/01/2039	40	01/01/2024	25	0.38
GUACOLDA3	5	134.22	01/08/2009	01/08/2039	30	01/08/2034	25	0.17
VENTANAS1	6	105.58	01/01/2010	01/01/2040	30	01/01/2035	25	0.17
NUEVAVENTANAS	6	243.76	01/02/2010	01/02/2040	30	01/02/2035	25	0.17
GUACOLDA4	5	136.16	01/04/2010	01/04/2040	30	01/04/2035	25	0.17
ANGI	3	227.22	01/04/2011	01/04/2041	30	01/04/2036	25	0.17
ANGII	3	231.11	01/04/2011	01/04/2041	30	01/04/2036	25	0.17
COCHRANE1	2	215.59	01/07/2011	01/07/2041	30	01/07/2036	25	0.17
CTA	3	140.99	01/07/2011	01/07/2041	30	01/07/2036	25	0.17
COCHRANE2	2	215.59	01/08/2011	01/08/2041	30	01/08/2036	25	0.17
CTH	3	134.71	01/08/2011	01/08/2041	30	01/08/2036	25	0.17
SANTAMARIA	8	334.81	01/08/2012	01/08/2042	30	01/08/2037	25	0.17
BOCAMINA2	8	282.17	01/10/2012	01/10/2042	30	01/10/2037	25	0.17
VENTANAS2	6	204.18	01/01/2013	01/01/2043	30	01/01/2038	25	0.17
CAMPICHE	6	243.76	01/03/2013	01/03/2043	30	01/03/2038	25	0.17
GUACOLDA5	5	128.93	01/12/2015	01/12/2045	30	01/12/2040	25	0.17
IEMEJILLONES	2	337.50	01/04/2018	01/04/2048	30	01/04/2040	22	0.27

Anexo E. Expansión de la generación en distintas tecnologías para modelo de largo plazo [9]

Proyecto	Tecnología	Barra	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
ProyGNLCA_SICCan	GNL_CA	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	56	10	10	10	10	10	10	10	10	11	13	14	18	18
													5	43	43	43	43	43	43	43	43	86	01	69	61	61
ProyEol_1_SICCenSurC	Eólica	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
												9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
ProyEol_3_ChiloeSICSur	Eólica	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	87	10	11
												8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	19	74
ProyPV1A_SICNor	Solar PV	4	0	0	0	0	0	81	11	21	46	47	49	61	61	63	64	69	69	69	71	78	81	82	82	82
								6	07	16	32	46	14	80	80	72	22	06	06	06	69	49	10	90	90	90
ProyPV1A_SICCenNor	Solar PV	5	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	11
																									40	40
ProyMiniHidro_SICCen	Hidro_ERNC	6	0	0	5	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
ProyMiniHidro_SICCenSA	Hidro_ERNC	7	0	0	0	0	0	0	0	22	10	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
											4	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
ProyMiniHidro_SICCenSurC	Hidro_ERNC	8	0	0	0	0	0	42	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
									2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
ProyMiniHidro_SICSur	Hidro_ERNC	9	0	0	0	0	31	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
								7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
ProyPV1A_SINGNor	Solar PV	1	0	55	55	13	13	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
				3	3	52	52	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
ProyPV1A_SINGC	Solar PV	2	0	65	16	16	16	16	16	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
				0	46	46	46	46	46	47	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54

en																										
ProyPV1	Solar	3	0	0	0	0	60	17	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
A_SINGS	PV						0	14	07	07	07	07	07	07	07	07	07	07	07	07	07	07	07	07	07	
ur																										
ProyCS	Solar	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	9	1	1	2	2	3	3	4	4	4	4
P_SING	CSP														5	1	3	8	3	8	3	6	0	3	4	9
Cen														5	2	7	6	6	3	1	7	3	6	6	5	
																	4	1	1	5	9	8	2	2	9	3

Anexo F. **Características técnico – económicas para LCOE**

- Geotermia

Tecnología	Flash	Binaria
Potencia bruta [MW]	150 - 250	150-250
Zona	Norte - Sur	Norte - Sur
Profundidad recurso [m]	1500 – 2500	1500 - 2500
Productividad pozo [MW/Pozo]	10	10
Tasa descuento [%]	10	10
Costos financieros [%]	4	4
Factor de planta	0.9	0.8
Costo variable [USD/MWh]	10	10
Inversión adicional	Inversión de pozo de reposición cada 4 años	Inversión de pozo de reposición cada 4 años

- CSP

Tecnología	Torre solar	Torre solar
Potencia bruta [MW]	150	250
Zona	Norte	Norte
Horas de almacenamiento térmico a plena marcha [h]	12	12
Área reflectante [m²]	1875140	2918537
Tasa descuento [%]	10	10
Costos financieros [%]	4	4
Factor de planta	0.9	0.9
Costo variable [USD/MWh]	4	4

Anexo G. CAPEX 150 [MW] y 250 [MW]

Se muestran los valores del CAPEX y LCOE para proyectos de geotermia (10 MW/pozo) y CSP.

• CAPEX Geotermia 150[MW] y 250[MW]

P [MW]	Tecnología	Zona	Pozo [m]	M	B	A	M (R)	B (R)	A (R)
150	F	N	2500	719.03	578.36	858.28	566.40	392.61	689.74
150	F	S	1500	685.29	510.92	790.31	536.61	426.49	681.20
150	F	S	2500	704.50	565.50	857.25	551.87	379.75	688.71
150	B	N	2500	734.78	608.36	888.28	566.40	392.61	689.74
150	B	S	1500	701.04	540.92	820.31	536.61	426.49	681.20
150	B	S	2500	720.25	595.50	887.25	551.87	379.75	688.71
250	F	N	2500	1137.78	921.74	1344.66	979.83	784.26	1212.09
250	F	S	1500	1095.64	802.72	1206.25	926.49	622.35	1000.42
250	F	S	2500	1123.45	908.88	1343.64	965.50	771.40	1211.07
250	B	N	2500	1164.03	971.74	1394.66	979.83	784.26	1212.09
250	B	S	1500	1121.89	852.72	1256.25	926.49	622.35	1000.42
250	B	S	2500	1149.70	958.88	1393.64	965.50	771.40	1211.07

• LCOE Geotermia 150[MW] y 250[MW]

P [MW]	Tecnología	Zona	Pozo [m]	M	B	A	M (R)	B (R)	A (R)
150	F	N	2500	84.63	70.68	98.24	68.95	51.64	80.93
150	F	S	1500	81.16	63.73	91.33	66.16	55.08	80.66
150	F	S	2500	83.14	69.35	98.12	67.45	50.31	80.82
150	B	N	2500	97.06	83.02	114.03	77.57	58.09	91.05
150	B	S	1500	93.14	75.21	106.25	74.43	61.97	90.75
150	B	S	2500	95.37	81.53	113.90	75.89	56.60	90.92
250	F	N	2500	80.61	67.71	92.80	59.08	49.76	70.50
250	F	S	1500	78.05	60.45	84.38	55.81	39.87	57.64
250	F	S	2500	79.73	66.91	92.73	58.19	48.97	70.43
250	B	N	2500	92.53	79.68	107.91	66.46	55.98	79.31
250	B	S	1500	89.65	71.52	98.44	62.79	44.86	64.85
250	B	S	2500	91.54	78.79	107.83	65.47	55.09	79.23

• CAPEX CSP 150[MW] y 250[MW]

Potencia [MW]	Normal			Reemplazo		
	CAPEX Medio [MMUSD]	CAPEX Bajo [MMUSD]	CAPEX Alto [MMUSD]	CAPEX Medio [MMUSD]	CAPEX Bajo [MMUSD]	CAPEX Alto [MMUSD]
150	816.52	652.27	980.78	754.15	602.37	905.94

250	1283.50	1025.85	1541.15	1090.45	871.41	1309.49
------------	---------	---------	---------	---------	--------	---------

- **LCOE CSP 150[MW] y 250[MW]**

Potencia [MW]	Normal			Reemplazo		
	LCOE Medio [\$/MWh]	LCOE Bajo [\$/MWh]	LCOE Alto [\$/MWh]	LCOE Medio [\$/MWh]	LCOE Bajo [\$/MWh]	LCOE Alto [\$/MWh]
150	73.04	59.33	86.76	67.82	55.16	80.49
250	69.26	56.34	82.19	59.54	48.57	70.52