

De: [Darío Morales](#)
A: [normatermoelectricas](#)
Cc: [Carlos Finat](#); [Felipe Gallardo](#)
Asunto: Envía antecedentes normas de emisiones (2/2)
Fecha: jueves, 30 de abril de 2020 21:20:55
Archivos adjuntos: [image001.png](#)
[12_2018_coordinador_estudio_impacto_sistema_electrico_informe_principal.pdf](#)
[PELP - Informe Final corregido.pdf](#)

Estimados Señores Ministerio de Medio Ambiente,

De acuerdo a lo estipulado en la RE N° 0130 del 12 de febrero de 2020 del Ministerio de Medio Ambiente, adjunto a Ud. los antecedentes aportados por la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G.

Debido al tamaño de los archivos, el envío se hará en 2 correos. Este corresponde al segundo correo.

En virtud de lo anterior, quedamos a su disposición para lo que estimen necesario.

Muy cordialmente,

Darío Morales Figueroa

Director de Estudios

ACERA A.G. – Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G.


www.acera.cl



Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón

Diciembre de 2018

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinadorelectrico.cl

CONTENIDO

0	INTRODUCCIÓN	4
1	OBJETIVOS DEL ESTUDIO	6
2	METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO	7
2.1	METODOLOGÍA PARA LOS ANÁLISIS	7
2.2	INFORMACIÓN DE ENTRADA DE LARGO PLAZO	9
3	ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DEL SEN – ESTUDIOS ECONÓMICOS	11
3.1	ESCENARIO DE ESTUDIO	11
3.2	PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN	14
3.2.1	ESCENARIO A1	14
3.2.2	ESCENARIO A2	15
3.2.3	ESCENARIO A3	17
3.2.4	ESCENARIO A4	17
3.2.5	ESCENARIO A5	19
3.2.6	ESCENARIO A6	20
3.2.7	RESUMEN PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN RESULTANTES	20
3.3	COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN	23
4	OPERACIÓN MULTIANUAL DEL SEN - ESTUDIOS DE OPERACIÓN 1	25
4.1	GENERACIÓN ESPERADA	25
4.2	COSTOS MARGINALES	27
4.3	UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	28
4.3.1	ZONA NORTE GRANDE: IQUIQUE, MEJILLONES Y TOCOPILLA	28
4.3.2	ZONA NORTE CHICO: COPIAPÓ/HUASCO	30
4.3.3	SISTEMA 500 kV KIMAL - CHARRÚA	31
4.3.4	ZONA V REGIÓN: PUCHUNCAVÍ	34
4.3.5	ZONA VIII REGIÓN: CORONEL	35
4.4	EMISIONES DE CARBONO Y OTRAS	36
5	OPERACIÓN ECONÓMICA SEMANAL DEL SEN - ESTUDIOS DE OPERACIÓN 1	38
5.1	GENERACIÓN DIARIA	39
5.2	INERCIA Y CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	42

5.3	CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA Y RAMPAS	45
6	<u>SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN – ESTUDIOS ELÉCTRICOS</u>	48
6.1	PUNTOS DE OPERACIÓN Y CONTINGENCIAS A SIMULAR	48
6.2	PRINCIPALES RESULTADOS	50
6.3	COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	53
7	<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	54
7.1	CONCLUSIONES	54
7.2	RECOMENDACIONES	55
7.3	ANÁLISIS FUTUROS	56

0 INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía ha convocado a una mesa de trabajo con diversos actores de la industria, a la cual también ha sido invitado el Coordinador, donde en el marco de los objetivos de la Política Energética 2050, se analizan los aspectos tecnológicos, ambientales, sociales y económicos, de seguridad y de suficiencia del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permita a los propietarios de centrales a carbón establecer un cronograma y las condiciones para el cese o reconversión programada y gradual de la operación de sus plantas.

En el contexto de esta mesa de trabajo, se solicitó al Coordinador la realización de un Estudio con la finalidad de analizar en el largo plazo (20 años) los efectos sobre la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), velando por la operación segura y a mínimo costo, bajo un escenario de retiro gradual de instalaciones de generación en base a carbón. Este estudio es de carácter prospectivo y por lo tanto sus resultados y conclusiones son indicativas y no vinculantes, toda vez que ellas dependen de los escenarios futuros para el retiro o reconversión de centrales a carbón que se puedan presentar en el horizonte de estudio, por lo que es inherente su componente de incertidumbre.

El análisis de la operación y expansión de la capacidad de generación y transmisión nacional del SEN para el cronograma de retiro de centrales a carbón evaluado se encuentra dividido en tres anexos, siendo éste su cuerpo principal, en los cuales se describe la metodología utilizada en el estudio, descrita de manera resumida en la sección 2.1 de este informe y que profundizada en los Anexos respectivos. El contenido y alcance del informe y sus Anexos se resume a continuación:

Informe

En él se presenta la metodología general, objetivos, supuestos y metodología para abordar el problema principal, así como también los resultados y recomendaciones del Estudio.

Anexo 1: Escenarios de expansión del SEN

Este anexo se centra en la definición de escenarios de proyección de inversiones en infraestructura de generación y transmisión a lo largo del horizonte en estudio. El documento contiene la descripción detallada de los supuestos utilizados y las etapas involucradas, así como los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios definidos.

Anexo 2: Operación económica del SEN

En este anexo se presentan los supuestos y consideraciones utilizadas en la simulación de la operación del sistema, y los resultados obtenidos. Se considera como dato de entrada los planes de obra de generación obtenidos previamente, los que son analizados en un modelo de coordinación hidrotérmica que considera incertidumbre (Modelo MT) en los caudales afluentes, con la finalidad de obtener una política de uso del agua de los principales embalses y una primera aproximación a la operación futura del sistema para cada uno de los escenarios analizados.



A partir de los resultados obtenidos del Modelo MT, para cada plan de obras de generación, se procede a simular la operación del SEN con detalle horario (Modelo ST), con la finalidad de recrear una operación del sistema con las restricciones propias de los modelos de programación de la operación diaria, y que no pueden ser capturados por el Modelo MT, como son: requisitos de inercia, reservas para control de frecuencia, costos de partida y detención, tiempos mínimos de operación, mínimos técnicos, etc.

Anexo 3: Seguridad y Calidad de Servicio del SEN

En este anexo se desarrolló el análisis de seguridad y calidad de servicio a efectos de corroborar el correcto desempeño dinámico del sistema bajo un escenario de retiro gradual de instalaciones de generación en base a carbón y supuestos considerados para su elaboración. En el informe se detallan los supuestos utilizados para el desarrollo de los análisis eléctricos, la descripción de los puntos de operación y contingencias seleccionadas para ser simuladas, así como los resultados obtenidos para cada uno de los casos simulados.

1 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Los objetivos del presente Estudio son los siguientes:

OBJETIVO GENERAL

- Analizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un horizonte de 20 años, bajo un escenario de retiro gradual de instalaciones de generación en base a carbón, velando por una operación segura y a mínimo costo, y resguardando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el impacto sobre la expansión de la capacidad de generación y transmisión, y la operación del SEN en el mediano y largo plazo, ante un escenario que considera el retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón.
- Identificar los impactos sobre la seguridad y calidad de servicio derivados de la operación del SEN ante el retiro de las centrales a carbón en un escenario de mediano y largo plazo.
- Obtener conclusiones en relación con los resultados obtenidos derivados de los análisis realizados.

2 METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO

2.1 METODOLOGÍA PARA LOS ANÁLISIS

Para evaluar los efectos de un cronograma de retiro de centrales a carbón se requiere definir escenarios de expansión del SEN, ya que éstos permitirán un dimensionamiento y caracterización referencial de la infraestructura necesaria para el abastecimiento futuro de la demanda eléctrica bajo esta nueva condición, y, por consiguiente, permitirán contar con una noción de los costos futuros de inversión y operación del sistema eléctrico.

En base a lo anterior, los criterios bajo los cuales se construyen dichos escenarios de expansión de la capacidad de generación y transmisión del SEN tienen un rol relevante para efectos del presente Estudio, ya que éstos son la base de las proyecciones del funcionamiento del sistema.

A su vez, la metodología utilizada debe ser consistente con los principales factores que inciden en su definición metodológica, los que se listan a continuación:

- Entrada en vigor de la Nueva Ley Transmisión (20.916/2016).
- Cambio en el mecanismo de tarificación del sistema de transmisión y ausencia de señal de localización.
- Potencial de Energías Renovables Variables (ERV) con costos de desarrollo a la baja y ubicados en zonas alejadas de los grandes centros de consumo.
- Necesidad de reconocer en los modelos que simulan la operación del sistema, los requerimientos de flexibilidad y otros atributos, como inercia y participación en control de frecuencia, en la simulación de la operación, debido a las proyecciones de inserción masiva de ERV.

La metodología utilizada para este Estudio fue desarrollada especialmente con la finalidad de abordar los aspectos mencionados previamente, diseñando un proceso iterativo separado en etapas ejecutadas en cascada, las cuales se retroalimentan. El esquema en que se muestra el orden y las interacciones entre las distintas etapas se presenta en la Figura 2.1.

Adicionalmente, se presenta una descripción breve de cada una de las etapas consideradas en el proceso.

ETAPA I – Modelo LT1: Optimización conjunta generación-transmisión

En esta etapa se utiliza un modelo de optimización multinodal, que considera una red de transmisión reducida, donde las restricciones más relevantes de transmisión se determinan con el criterio de seguridad N-1, pero no considera restricciones operativas de corto plazo que pueden disminuir adicionalmente la capacidad de transmisión.

Para incluir las alternativas de expansión de transmisión se consideran un modelo simplificado de transporte, que omite el acople angular, para dar factibilidad a la incorporación de variables de decisión en la inversión de transmisión sin afectar la linealidad del problema de optimización. Esta etapa permite verificar la optimalidad de la solución a nivel generación-transmisión, reconociendo los costos de transmisión al momento de optimizar el plan de obras de generación, y por lo tanto agregando la variable de localización en la determinación de las soluciones.

ETAPA II – Modelo LT2: Optimización de inversiones de generación con restricciones operativas

Para esta etapa se considera un modelo de optimización uninodal, donde la red de transmisión se representa mediante un solo nodo, pero se incorporan explícitamente las restricciones operativas de corto plazo con variables de decisión enteras, entre dichas restricciones destacan: mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, costos de encendido para centrales termoeléctricas con alto ciclaje¹ con motivo de la inserción de ERV, restricciones dinámicas de requerimientos de CPF² y CSF³, inercias mínimas acopladas al CPF. Esta etapa permite verificar los niveles óptimos factibles de inserción de ERV en base a los niveles de flexibilidad del parque existente, y adicionalmente dar señales a la flexibilidad para optimizar la inserción de recursos que permiten proveer flexibilidad adicional al sistema eléctrico, en la medida que en su conjunto con la inserción de ERV, igualmente permitan disminuir los costos totales de inversión y operación del sistema.

ETAPA III – Modelo MT: Optimización bajo incertidumbre del uso del agua embalsada

En esta etapa, se utiliza un modelo optimización que incorpora la Coordinación Hidrotérmica a efectos de resolver el problema de operación para todo el horizonte definido con una representación de la incertidumbre asociada a los caudales afluentes, tomando para tal efecto 57 series construidas en base a la estadística hidrológica. Esta etapa toma como insumo los planes de obra de generación resultantes de la iteración entre las etapas anteriores, obteniendo como resultado las Funciones de Costo Futuro (FCF) del agua para los principales embalses del sistema, resultado que será traspasado como un dato de entrada a la etapa siguiente. Asimismo, se obtienen resultados de generación esperada, nivel de emisiones de carbono y uso esperado del sistema de transmisión.

ETAPA IV – Modelo ST: Optimización de la operación con detalle horario y restricciones operativas

Se considera para esta etapa un modelo de optimización de tipo determinístico, el cual es ejecutado secuencialmente con horizontes semanales y una representación horaria de la demanda y de los perfiles de generación eólica y solar, tomando como condición de borde las FCF⁴ determinadas en la etapa anterior. Adicionalmente, este modelo permite incorporar restricciones operativas y requerimientos de seguridad acordes a esta escala de tiempo (representación horaria), tales como: requerimientos mínimos de inercia, reservas para control primario y secundario de frecuencia, mínimos técnicos, tiempos mínimos en servicio y fuera de servicio, costos de partida, entre otros. Esta representación detallada del problema de operación económica permite capturar costos que el modelo MT no logra atender, entregando una mucho mejor aproximación de los costos operativos y los despachos de generación obtenidos, permitiendo identificar, además, eventuales problemas o nuevos requerimientos para la operación futura.

ETAPA V – Modelo EE: Estudios eléctricos de seguridad de servicio

¹ Del inglés Cycling, que dice relación con la operación de una unidad generadora en la cual su perfil de despacho para un período de tiempo determinado incorpora un número considerable de encendidos y apagados.

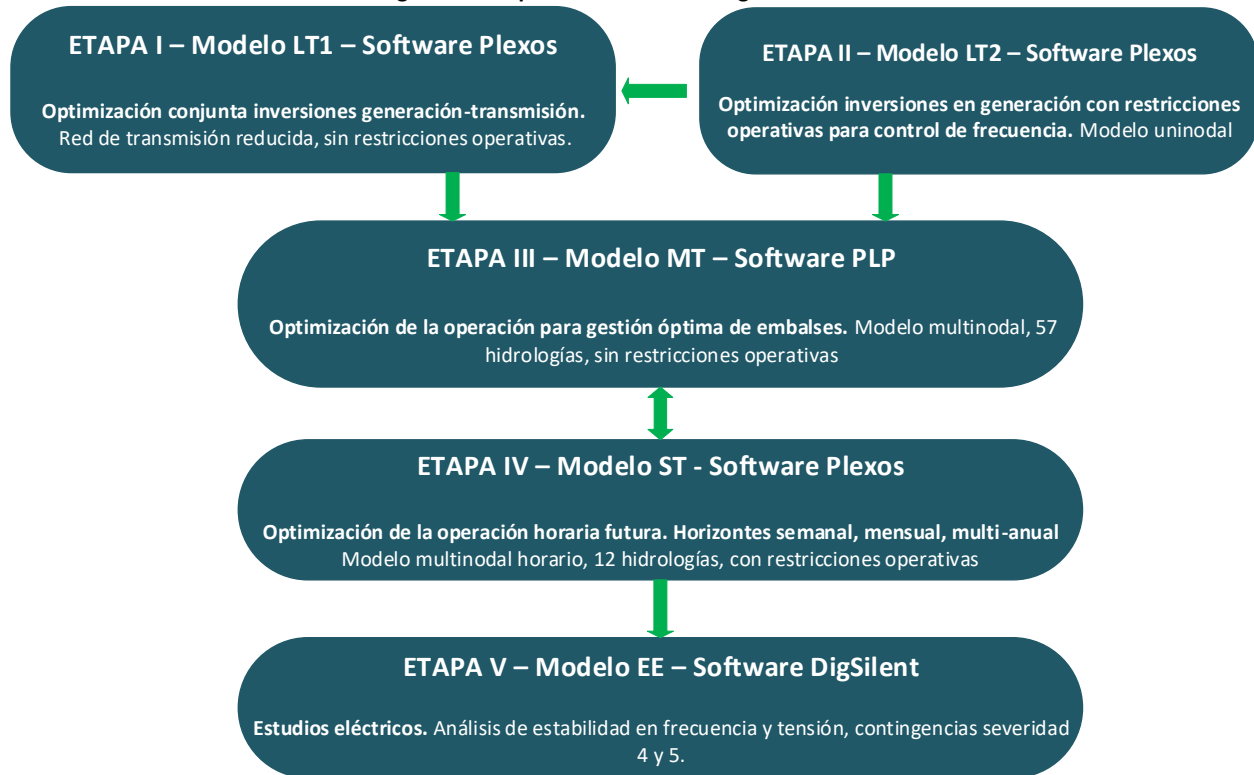
² Control primario de frecuencia

³ Control secundario de frecuencia

⁴ Función de costo futuro

La última etapa de la metodología utilizada corresponde a un análisis de la seguridad de servicio del sistema para distintos planes de obra de generación y transmisión resultantes de las etapas anteriores. Para esto se analizan aquellos puntos de operación considerados como exigentes en términos de la seguridad de servicio. Estos puntos de operación son seleccionados a partir de los resultados de la Etapa IV y son modelados en software de simulación del sistema eléctrico (Power Factory, DigSilent), permitiendo analizar la respuesta dinámica del sistema frente a una serie de contingencias de severidad 4 y 5, de acuerdo con las definiciones contenidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Figura 2.1: Esquema de la Metodología del Estudio.



Una explicación más detallada de cada una de las etapas aquí descritas, así como de las interacciones entre ellas, se encuentran en los Anexos específicos asociados a cada una de las partes de este estudio.

2.2 INFORMACIÓN DE ENTRADA DE LARGO PLAZO

Otro aspecto relevante utilizado para el desarrollo del estudio corresponde a los supuestos de largo plazo en cuanto a proyección de variables.

Las principales fuentes de información, y los antecedentes considerados de cada una, se presentan a continuación:



- **PELP-Ministerio de Energía:** Información referente a los principales supuestos de largo plazo para la planificación, entre ellos, las proyecciones de costos de inversión de las distintas tecnologías de generación y almacenamientos, y el potencial máximo por zona de los recursos renovables.
- **ITP⁵-Comisión Nacional de Energía:** Información referente a las proyecciones de costos de combustibles, series hidrológicas, y proyectos de generación y transmisión en construcción.
- **Informe operación Interconexión-Estudios eléctricos:** Información referente a los tiempos de respuesta y límites de reserva efectiva de unidades de generación para el control primario de frecuencia (CPF), e inercia mínima requerida para el SING, extraídos del Informe “Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados. Estudio 1 - Control de Frecuencia y Distribución de Reservas para Control Primario y Secundario”, desarrollado por la empresa Estudios Eléctricos para el Coordinador finalizado el año 2017 con motivo de la interconexión SIC-SING.
- **Coordinador Eléctrico Nacional:** Información disponible y/o procesada referente a los perfiles de generación ERV por zona, en base a mediciones de centrales en operación, proyecciones de la demanda en base a modelos econométricos e información suministrada por coordinados, proyectos de generación comprometidos en licitaciones, e información técnica del sistema de transmisión y del parque generador. En cuanto a la información técnica del sistema de transmisión, capacidades en función de la temperatura, límites operativos para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, impedancias y costos referenciales de inversión de alternativas de expansión de transmisión. Mientras que, para el parque generador, potencia máxima de unidades, mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, costos de encendido de unidades, tasas de toma de carga estacionaria, inercia de generadores sincrónicos, rendimiento térmico e hidráulico de unidades entre otras.

⁵ Informe Técnico Preliminar de precios de nudo de corto plazo

3 ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DEL SEN – ESTUDIOS ECONÓMICOS

3.1 ESCENARIO DE ESTUDIO

Para efectos del presente Estudio se definen las siguientes situaciones de análisis:

- Escenario “Sin Descarbonización”. Situación en la que no se retiran centrales a carbón en el SEN.
- Escenario A (bajo análisis): que supone un cronograma de retiro de centrales termoeléctricas a carbón por cumplimiento de vida útil técnica o económica de las centrales.

El presente Informe compara el primer escenario con los resultados obtenidos para el segundo, bajo diferentes condiciones de retiro de centrales y sensibilidades a variables de interés.

En este contexto, el denominado “Escenario A” considera:

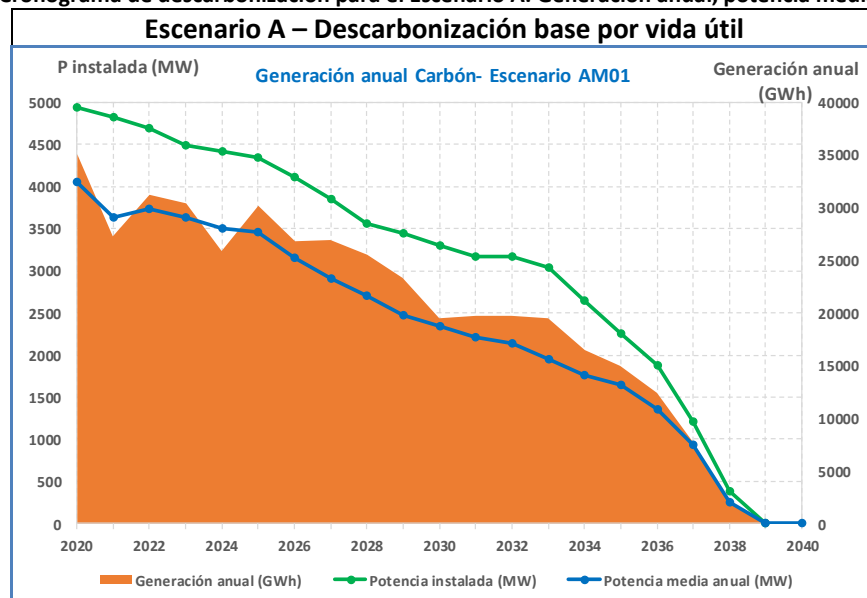
- Un cronograma de descarbonización por vida útil técnica y económica de las unidades a carbón. En específico, la vida útil técnica de las unidades a carbón se definió en un horizonte de 40 años, mientras que para la vida útil económica se consideró un horizonte de 25 años.

Para esta condición, el período en el cual se completa el cronograma de descarbonización es de 20 años, donde se utilizó como primer criterio de desconexión el cumplimiento de la vida útil técnica de las unidades más antiguas. Luego, sigue con el cumplimiento de la vida útil económica para las unidades que entraron en servicio en los últimos 10 años, en que el proceso de descarbonización fuese realizado en orden según los años de servicio. Así, se logra una tasa de descarbonización paulatina en el tiempo, de tal manera de evitar aumentos abruptos de los costos de desarrollo del sistema durante algunos períodos puntuales del cronograma.

El Escenario A no consideró los costos asociados al desarrollo de nueva infraestructura para el suministro de gas necesaria para nuevas centrales que utilicen gas natural o GNL, incorporación de generación distribuida ni futuras interconexiones internacionales.

El gráfico siguiente muestra la evolución de la capacidad instalada y la generación anual de las centrales a carbón para el escenario anteriormente descrito.

Figura 3.1: Cronograma de descarbonización para el Escenario A. Generación anual, potencia media e instalada.



Luego de haber definido el cronograma de descarbonización preliminar que permitirá realizar los estudios de operación y desarrollo del SEN, se consideró relevante realizar sensibilidades respecto de la evolución en el largo plazo de las siguientes variables que presentan gran influencia y efectos sobre el desarrollo y operación del sistema eléctrico.

- Costos de inversión de los nuevos proyectos de generación.
- Costos de combustible de centrales térmicas.
- Oposición social a proyectos de generación específicos de determinada tecnología.
- Limitaciones técnicas en la realización de proyectos de infraestructura de generación.

En el estudio se ha utilizado el concepto de “energía de base”, el cual se refiere a aquellas centrales generadoras o combinación de centrales de distinta tecnología, que tienen capacidad de gestionar sus aportes de energía al sistema las 24 horas del día los 7 días de la semana o bien que tienen un patrón de generación conformante la curva de demanda del SEN.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de los supuestos utilizados para el Escenario A, en relación con el retiro de centrales a carbón, y las sensibilidades definidas para las variables de interés. A cada una de estas condiciones corresponde un escenario de operación y desarrollo de la capacidad de generación y transmisión del SEN.

Tabla 3.1: Escenarios considerados para estudio prospectivo de impactos económicos de la descarbonización

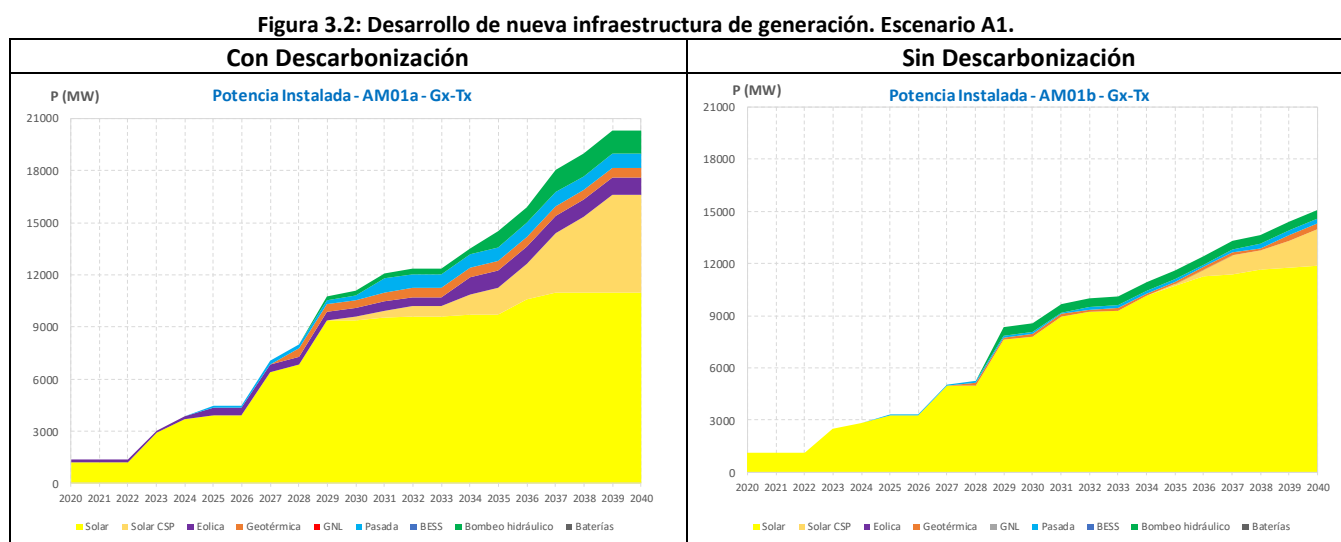
Escenarios considerados para estudio prospectivo de impactos económicos de la descarbonización							
Combinatoria de supuestos		A1	A2	A3	A4	A5	A6
Mecanismo de descarbonización		Vida útil	Vida útil acelerada	Vida útil	Vida útil	Vida útil	Vida útil
Costos de inversión tecnologías de generación renovables	CSP	Ref.	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
	Solar	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo
	Eólico	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo
	Geotérmica	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
Costos de inversión sistemas de almacenamiento	Hidráulica	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
	Baterías	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo	Ref.	Bajo
Costos de inversión tecnologías convencionales	Bombeo hidráulico	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo	Ref.	Bajo
	GNL	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Limitado	Limitado
Costo de combustible GNL		Ref.	Ref.	Alto	Alto	Ref.	Alto
Demanda Energética		Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.

Cabe indicar que en las sensibilidades a los análisis de planes de obras de generación – transmisión, no se han considerado los costos asociados a nueva infraestructura de gas necesaria para nuevas centrales que operan con gas natural o GNL.

3.2 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN

3.2.1 ESCENARIO A1

Del análisis de los planes de obra de generación-transmisión resultantes de los procesos de optimización, se observaron diferencias en los niveles de inversión en generación óptima requerida entre los casos con y sin descarbonización. Dichas diferencias en algunos escenarios fueron del orden de 5.000 MW para el último año del horizonte, lo que representa una sustitución biunívoca de la potencia instalada de las centrales carboneras existentes. No obstante, para otros escenarios en que los sustitutos naturales son combinaciones de energía solar, eólica y sistemas de almacenamiento, las diferencias en la potencia instalada entre las condiciones con y sin descarbonización fueron superiores, a consecuencia de la menor potencia neta efectiva de las combinaciones entre ERV y sistemas de almacenamiento. En la figura siguiente se presentan los resultados obtenidos para el escenario A, con el fin de ilustrar lo mencionado previamente.



De los resultados presentados en la Figura 3.2 se puede observar que la tecnología de expansión predominante en ambos escenarios corresponde a la tecnología solar, alcanzando montos de inversión similares para esta tecnología, entre los 11.000 y 12.000 [MW] al año 2040 para los casos a y b respectivamente. No obstante, a contar del año 2030 se observa una marcada inserción de tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP) para el caso que considera salida de centrales a carbón, con respecto al caso sin descarbonización. Lo anterior, debido a la necesidad de suplir la energía de base⁶, provista por centrales carboneras, a través de tecnologías sustitutas. Dicha base en este escenario es provista a través de centrales CSP capaces de proveer energía base en forma independiente, no obstante, de los resultados del plan de obras es posible observar que dicho aporte también puede ser provisto en

⁶ El concepto de “energía de base” se refiere a centrales generadoras o combinación de centrales de distinta tecnología, que tienen capacidad de gestionar sus aportes de energía al sistema las 24 horas del día los 7 días de la semana.

parte por una combinación entre tecnologías ERV solar, eólica, y sistemas de almacenamiento en base a tecnología de bombeo hidráulico.

Se puede observar también que, para este escenario, parte de la energía de base sustituta puede ser provista de manera competitiva por centrales en base a tecnología de geotermia e hidráulica de pasada, las cuales alcanzan inversiones por montos cercanos a los 500 y 800 MW respectivamente.

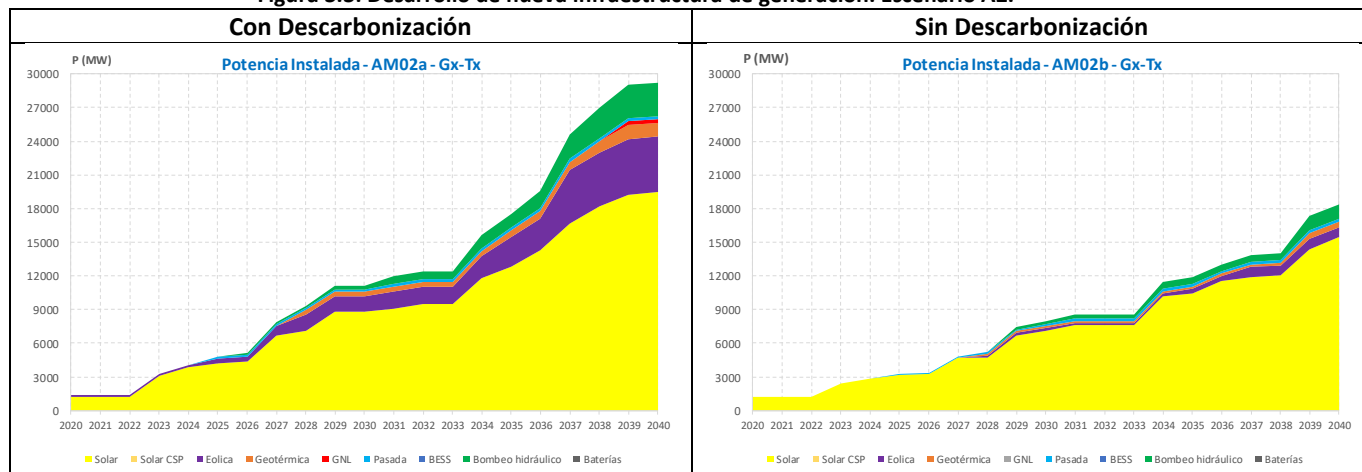
En términos generales, para este escenario, se observan diferencias cercanas a 5000 [MW] de nueva potencia instalada para suplir la salida de centrales según el cronograma de descarbonización completo al año 2040, con respecto al caso sin descarbonización, lo que es equivalente a la potencia instalada total del parque generador en base a carbón. Dicha sustitución uno a uno en términos de potencia resulta evidente en este escenario, por disponer mayoritariamente de un sustituto del tipo energía de base, como lo sería el caso de la tecnología CSP⁷, no obstante, dicha sustitución uno a uno no es equivalente en todos los escenarios, considerando que en otros escenarios la energía de base es sustituida por combinaciones de tecnologías ERV y almacenamientos, o tecnologías ERV y centrales que operan predominantemente en condición de ciclaje (con gas natural o GNL).

Se debe destacar adicionalmente, que los altos niveles de inserción de ERV solar y eólica son viables independiente de los niveles de descarbonización de la matriz, lo que se debe primordialmente a sus costos de desarrollo actuales y proyectados, y a la alta complementariedad que en el SEN logran este tipo de tecnologías con las centrales de embalse existentes, las cuales actúan como almacenamientos en los períodos de alta disponibilidad del recurso solar y eólico, facilitando la inserción de este tipo de tecnologías renovables en Chile desde un punto de vista técnico-económico, en la medida que se desarrollen las expansiones del sistema de transmisión.

3.2.2 ESCENARIO A2

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de la capacidad de generación y transmisión para el escenario A2.

⁷ Se consideró la tecnología CSP como central de energía de base como una simplificación conservadora, considerando que esta fuese su modo de operación óptimo, no obstante, sus beneficios podrían aumentar en condiciones en que su modo de operación se optimice para el SEN.

Figura 3.3: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A2.


De los resultados presentados en la Figura 3.3 se puede observar que la tecnología de expansión predominante en ambas condiciones de descarbonización corresponde a la tecnología solar, alcanzando montos de inversión entre los 15.500 y 19.500 [MW] al año 2040 para los casos a y b respectivamente. No obstante, a contar del año 2030 se observa una marcada incorporación adicional de centrales solares, eólicas, geotermia y bombeo hidráulico para el caso que considera salida de centrales a carbón, con respecto al caso sin descarbonización. Lo anterior, al igual que para el escenario A1, debido a la necesidad de suplir la energía de base provista por centrales carboneras, a través de tecnologías sustitutas. Tal como se indicó previamente, dicha base en este escenario es provista a través de centrales geotérmicas, y operación combinada de centrales solares, eólicas y almacenamiento en base bombeo hidráulico capaces de proveer energía base en forma independiente.

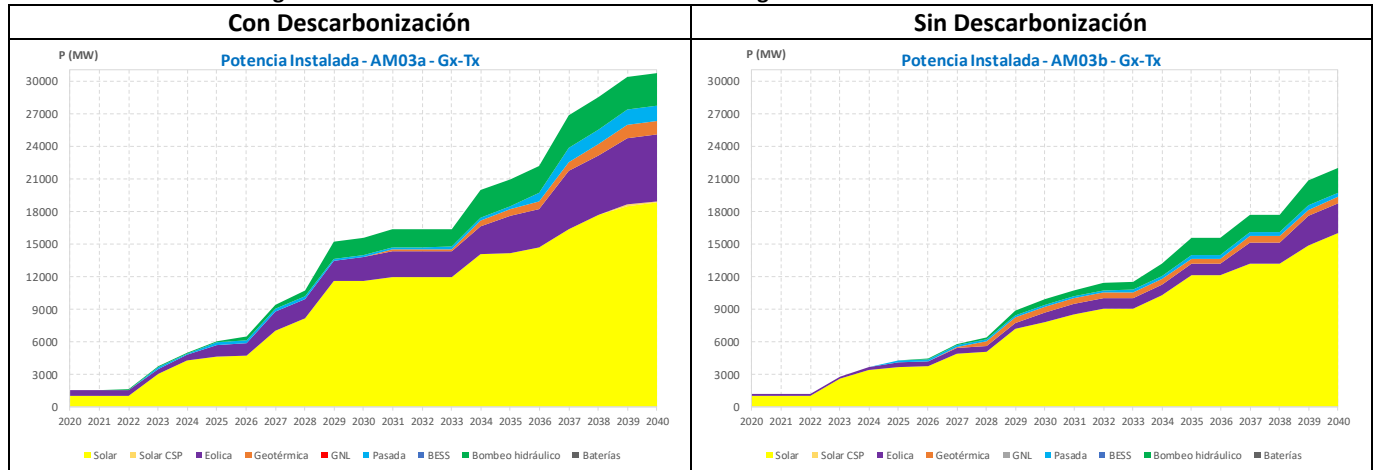
En términos generales, para este escenario, se observan diferencias mayores en la potencia máxima instalada entre los casos con y sin descarbonización, alcanzando montos cercanos a los 11.000 [MW] de nueva potencia instalada para reemplazar la capacidad de generación que se reirá según el cronograma de descarbonización completo al año 2040, lo que en términos de potencia máxima es superior a la potencia instalada total del parque generador en base a carbón a sustituir, pero similar en términos de potencia efectiva aportada. Tal como se explicó previamente, dicha sustitución en términos de potencia máxima no sería uno a uno para este escenario, ya que la energía de base es sustituida por combinaciones de tecnologías ERV y almacenamientos, o tecnologías ERV y centrales que operan predominantemente en condición de ciclaje (gas natural o GNL), lo que reduce su nivel de potencia efectivo para operar en condición de energía de base.

Por otra parte, las principales diferencias de este escenario con respecto al escenario A1, dicen relación con el costo de inversión proyectado para la tecnología CSP, donde para este escenario se utilizaron las proyecciones de costos altos de la PELP para esta tecnología. Dicha sensibilidad sobre el costo de inversión de la tecnología CSP incrementa su costo de desarrollo por sobre las otras tecnologías disponibles.

3.2.3 ESCENARIO A3

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de nueva capacidad de generación para el escenario A3.

Figura 3.4: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A3.

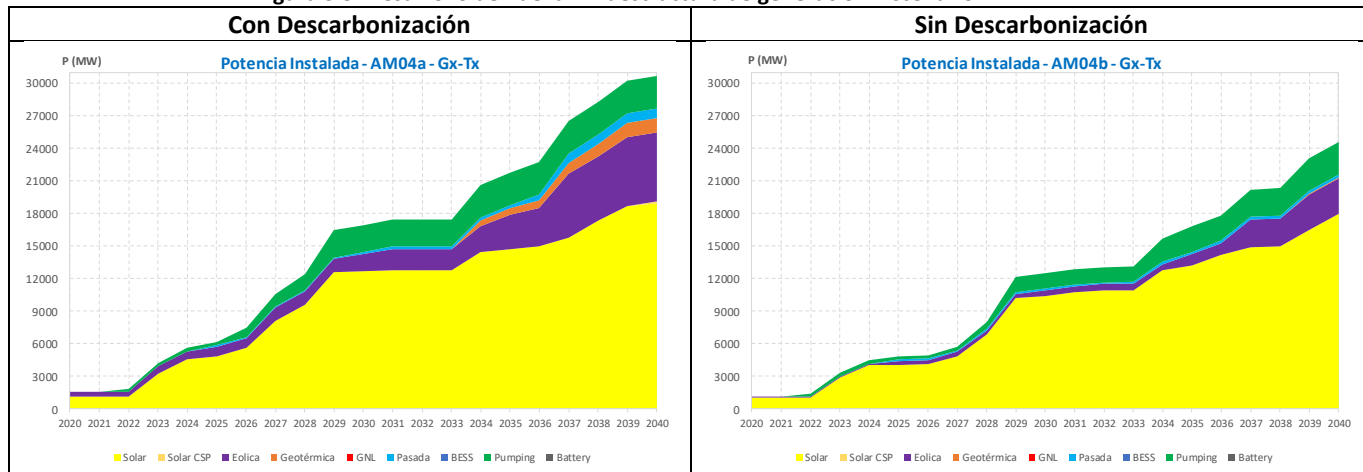


De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A3 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, similar a lo ocurrido para el escenario A1. Por su parte, los niveles máximos de nueva potencia instalada de este escenario con respecto al escenario A1 son superiores, ya que la composición de los sustitutos de las unidades a carbón para este escenario está dada por tecnologías renovables y sistemas de almacenamientos, que en su conjunto operan con una potencia efectiva inferior a su potencia máxima, lo que explica dichas diferencias.

A su vez, la operación de las centrales a gas natural o GNL existentes se ven limitadas para este escenario, lo que implica mayores niveles de inversión en tecnologías sustitutas para este escenario con respecto al escenario A2.

3.2.4 ESCENARIO A4

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de nueva capacidad de generación para el escenario A4.

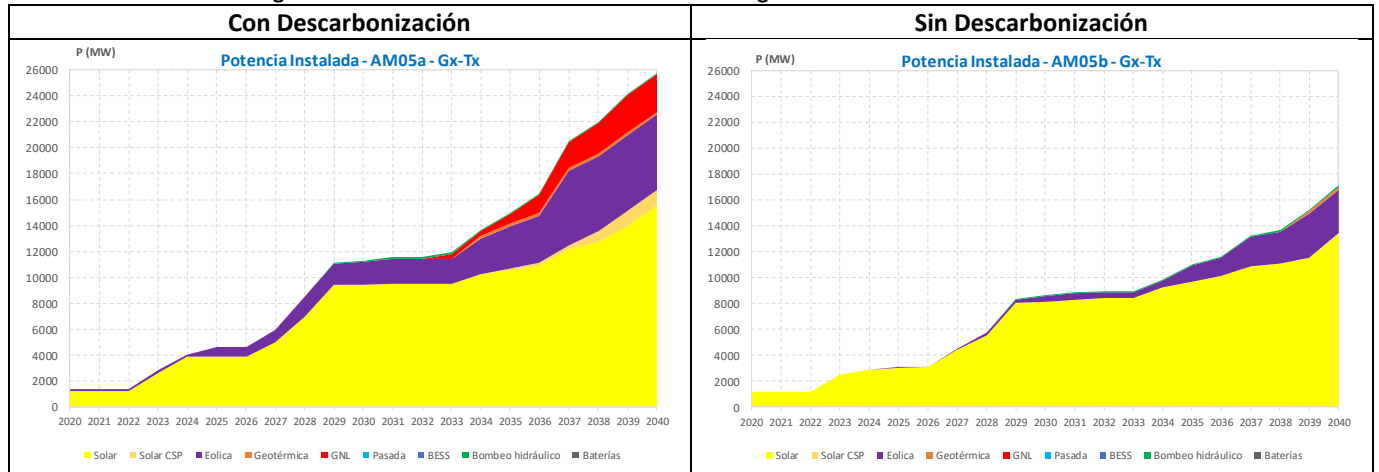
Figura 3.5: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A4.


De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A4 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, al igual que para los otros escenarios A simulados. Los resultados de este escenario son similares a los obtenidos para el escenario A3, pero con una inserción más anticipada de los niveles máximos de sistemas de almacenamientos en base a bombeo hidráulico considerados. Al igual que para el escenario A3, la operación de las centrales a gas natural o GNL existentes se ven limitadas para este escenario, lo que implica mayores niveles de inversión en tecnologías sustitutas para este escenario con respecto al escenario A2.

3.2.5 ESCENARIO A5

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de capacidad de generación para el escenario A5.

Figura 3.6: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A5.



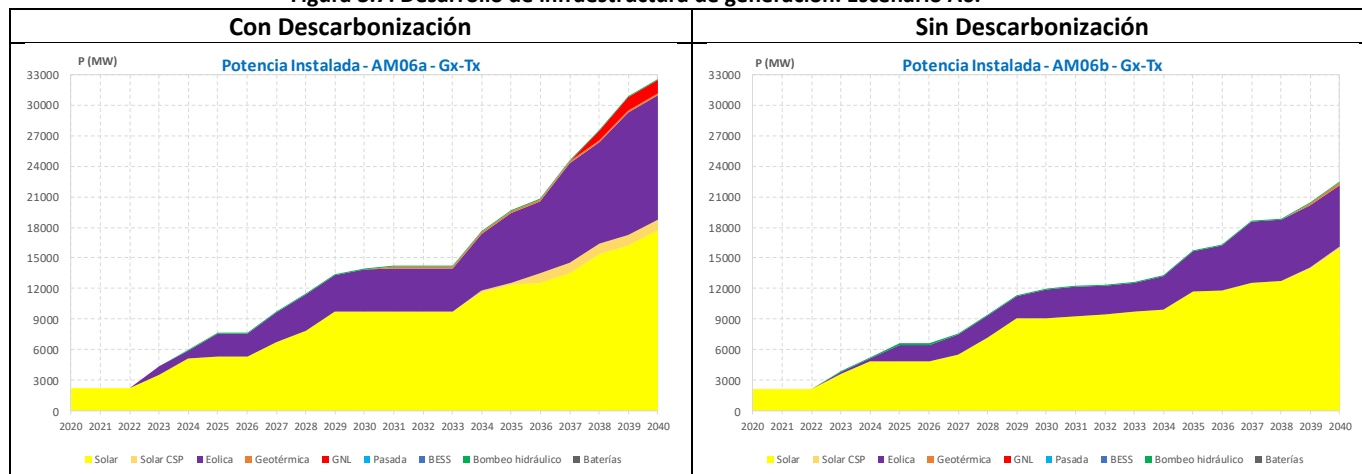
De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A5 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, al igual que para los otros escenarios A simulados.

Los resultados de este escenario se diferencian con los del escenario base con respecto a la inserción de energía eólica y de gas natural o GNL, donde la sustitución natural de las centrales en base a carbón está dada por una combinación entre energía eólica, solar y térmicas en base a gas natural o GNL. Por consiguiente, ante una eventual oposición social o limitación en la tramitación de permisos ambientales y la ejecución de proyectos en base a geotermia, centrales hidráulicas de pasada y de bombeo, los montos de inversión asociados a estas tecnologías se sustituirían por una inserción intensiva de energía eólica y GNL, implicando costos mayores de operación e inversión para el SEN.

3.2.6 ESCENARIO A6

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de capacidad de generación para el escenario A6.

Figura 3.7: Desarrollo de infraestructura de generación. Escenario A6.



Los resultados de este escenario se diferencian principalmente con los del escenario base con respecto a la inserción de energía eólica y gas natural o GNL, donde la sustitución natural de las centrales en base a carbón está dada por una combinación entre energía eólica, solar y térmicas en base a GNL. Por consiguiente, ante una eventual oposición social a la tramitación de permisos ambientales o limitación en la ejecución de proyectos en base a geotermia, hidráulicas de pasada y bombeo, los montos de inversión asociados a estas tecnologías se sustituirían por una inserción intensiva de energía eólica y operación de centrales GNL existentes, implicando costos mayores de operación e inversión para el SEN.

En cuanto a la anualidad⁸ de los costos totales de operación e inversión en generación y transmisión, para los distintos escenarios se alcanzaron diferencias entre 1.200 y 2.000 millones de dólares de la anualidad entre los escenarios con y sin descarbonización, lo cual se ilustra en la Figura 3.8 para el caso del escenario A1. Los costos ilustrados representan los costos totales de operación del SEN, los costos totales de inversión en nueva generación y los costos totales de inversión en nueva infraestructura de Transmisión Nacional.

3.2.7 RESUMEN PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN RESULTANTES

Con el fin de visualizar de manera resumida los requerimientos de nueva infraestructura de transmisión nacional relevante asociados al Escenario A del cronograma de descarbonización de la matriz eléctrica, en la Tabla 3.2 se presenta un resumen de las obras de transmisión nacional, para los distintos escenarios descritos en la Tabla 3.1, esto es, A1, A2, A3, A4, A5 y A6.

⁸ Corresponde a la anualidad equivalente de los costos de inversión y operación en el horizonte de estudio

Los resultados presentados en la Tabla 3.2 indican las fechas óptimas de puesta en servicio de las distintas alternativas de expansión de la red de transmisión obtenidas a partir del proceso de optimización global de inversiones generación-transmisión.

Adicionalmente, y con el fin de destacar los proyectos de mayor envergadura identificados en el proceso de optimización, en la Tabla 3.3 se presentan de manera resumida las fechas de puesta en servicio óptimas de los nuevos desarrollos de infraestructura necesarios para reforzar los principales corredores de transmisión del SEN.

De los resultados obtenidos se puede verificar la necesidad del desarrollo de un nuevo enlace HVDC⁹ de 2.000 [MW] entre las zonas norte y centro del país, entre las S/E Kimal y Lo Aguirre. Dicho proyecto es requerido para los 12 escenarios simulados (100% de los casos), lo que permite evidenciar que la necesidad del desarrollo de este proyecto es transversal para un gran espectro de los escenarios futuros analizados, y por lo tanto dicho desarrollo permitiría entregar robustez al Sistema Eléctrico Nacional, mitigando riesgos de sobrecostos en escenarios futuros de alta incertidumbre.

Adicionalmente para 9 de los 12 escenarios (75% de los casos), se identificó la necesidad de un segundo enlace HVDC entre las zonas norte y centro del país, entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre de entre 2.000 y 3.000 [MW] desde el año 2035 en adelante, proyecto que representaría una segunda etapa para el proyecto de enlace HVDC entre las zonas norte y centro del SEN.

Al respecto, se debe destacar que estos proyectos en conjunto son consistentes con la recomendación de expansión emitida por este Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera y permite el desarrollo del enlace HVDC en etapas. En específico, la propuesta del Coordinador considera la construcción de una línea HVDC entre S/E Kimal y Lo Aguirre de +/- 600 kV y 3.000 [MW] por polo (6.000 [MW] nominal), pero con una primera etapa que considera construcción de convertidoras con tecnología para la transmisión de 2.000 [MW] netos entre las subestaciones Kimal y Lo Aguirre respectivamente. No obstante, la nueva línea Taltal – Lo Aguirre identificada para los últimos 5 años del horizonte de planificación, representaría una ampliación a este proyecto, equivalente a la adición de una nueva estación convertidora en S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre haciendo uso de tecnología VSC, considerando la capacidad disponible de la línea y la factibilidad hoy comprobada de disponer de enlaces híbridos que combinen las tecnologías LCC¹⁰ y VSC¹¹.

⁹ HVDC (High Voltage Direct Current) corresponde a líneas de transmisión de alto voltaje en corriente continua

¹⁰ LCC: Line Commutated Converter

¹¹ VSC: Voltage Source Converter

Tabla 3.2: Resumen de alternativas de expansión óptimas obtenidas de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión, Modelo LT1.

Línea \ Escenario	Longitud referencial [km]	Flujo Máximo [MVA]	AM01a	AM01b	AM02a	AM02b	AM03a	AM03b	AM04a	AM04b	AM05a	AM05b	AM06a	AM06b
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt II	NA	2500	2028	2026	2032	2026	2026	2030	2027	2026	2027	2026	2025	2026
Kimal 220 Opt->Los Chagos 220 Opt II	150	700	2026	2025	2030	*	2025	2025	2025	2033	2025	2035	2025	2032
Los Chagos 220 Opt->Andes 220 Opt II	200	700	*	*	2038	2036	2038	2040	2039	2040	*	*	*	*
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	1500	2000	2028	*	2032	*	2027	*	*	*	*	*	2027	*
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	1500	2000	*	*	*	2034	*	2030	2027	2028	*	2028	*	2028
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt	1500	2000	*	2031	*	*	*	*	*	*	2028	*	*	*
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	1150	2000	*	*	2035	*	*	*	*	2037	*	2039	*	*
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	1150	2000	*	*	*	*	2037	*	2037	*	2037	*	*	2037
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	1150	3000	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	2034
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt IV	1150	3000	2036	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Kimal 500 Opt->TalTal 500 Opt	350	4000	*	*	*	*	*	*	2040	*	*	*	*	*
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	30	2500	*	2025	2030	2029	*	*	*	*	*	*	*	*
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	30	2500	2037	*	*	*	*	*	*	*	2028	*	*	*
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt II	40	2500	*	*	2033	2031	*	*	*	*	2027	2028	2028	2028
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt III	40	2500	2028	2029	2040	*	2026	2030	2028	2028	2037	*	2027	*
Lo Aguirre 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	900	2000	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	2037

Tabla 3.3: Resumen de infraestructura de transmisión óptima relevante para los distintos escenarios de descarbonización. Modelo LT1.

Línea \ Escenario	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máximo [MVA]	AM01 a	AM01 b	AM02 a	AM02 b	AM03 a	AM03 b	AM04 a	AM04 b	AM05 a	AM05 b	AM06 a	AM06 b
HVDC1: Kimal 500 - Lo Aguirre 500 / Polpaico 500	1500	Norte-Centro	2000	2028	2031	2032	2034	2027	2030	2027	2028	2028	2028	2027	2028
HVDC2: TalTal 500 - Lo Aguirre 500 / Polpaico 500	1150	Norte-Centro	2000 - 3000*	2036*	-	2035	-	2037	-	2037	2037	2037	2039	2034*	2037
HVDC o HVAC: Lo Aguirre 500 - Pichirropulli 500	900	Centro-Sur	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2037	-
HVAC: Kimal 500 - TalTal 500	350	Norte	4000	-	-	-	-	-	-	2040	-	-	-	-	-

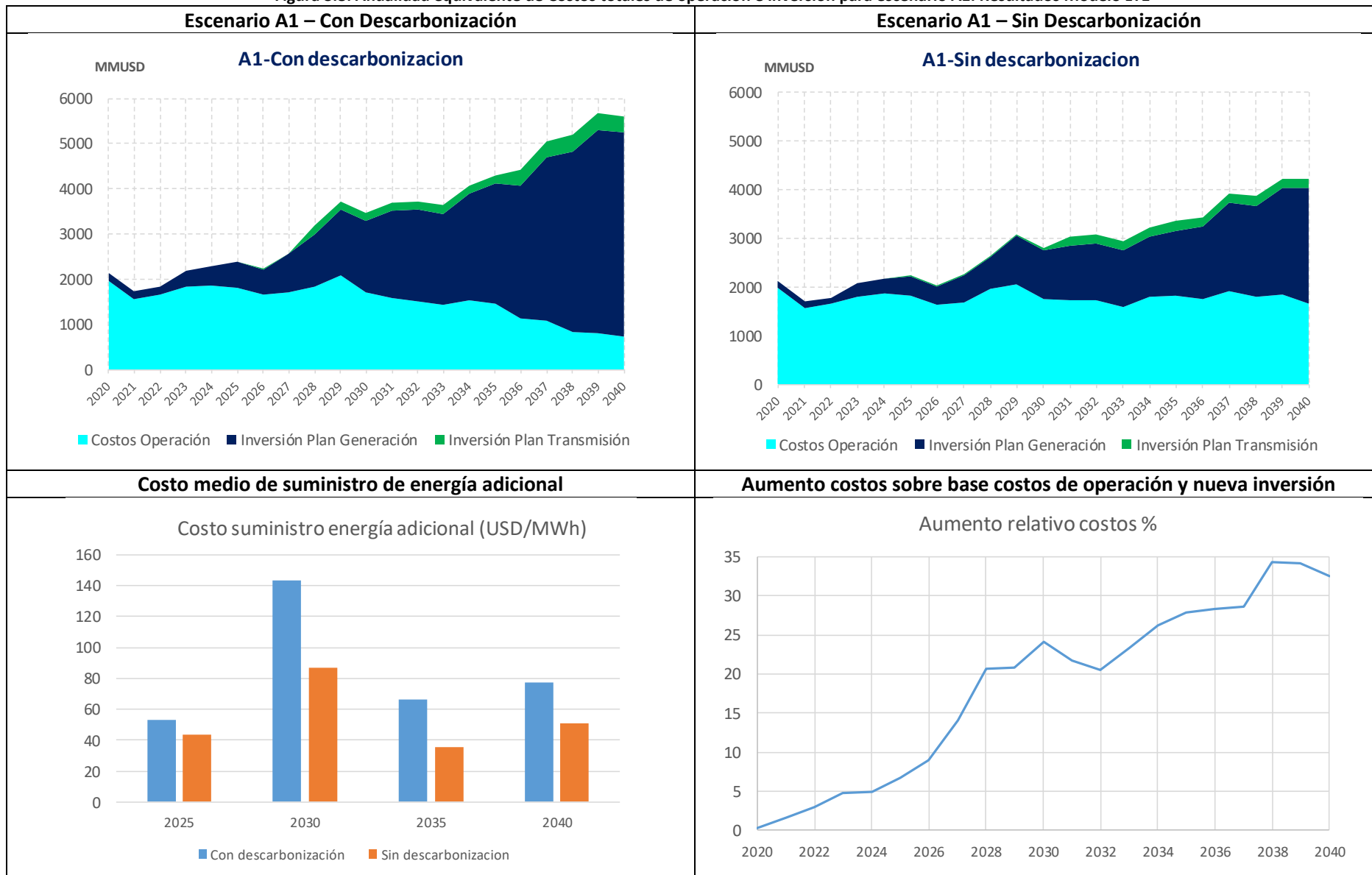
Finalmente, se debe destacar que para la mayoría de los escenarios futuros estudiados se obtienen similares requerimientos de infraestructura de transmisión, independiente si consideran o no descarbonización de la matriz eléctrica. No obstante, en la mayoría de los escenarios que se estudiaron para las condiciones con y sin descarbonización, se observó que el proceso de descarbonización adelantaría en el tiempo la necesidad de nuevas inversiones de transmisión, lo que hace indispensable anticipar el desarrollo de infraestructura de transmisión que permita afrontar con menores riesgos estos escenarios futuros para el SEN. Respecto a este punto, es importante destacar que para el caso de la Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, su requerimiento anticipado para los escenarios de descarbonización oscila entre 1 y 3 años con respecto al caso sin descarbonización, lo que ratifica aún más la necesidad de desarrollo temprano de este proyecto.

El análisis efectuado no ha determinado las inversiones en transmisión zonal que pudiesen ser necesarias como parte del cronograma de descarbonización del Escenario A y sus sensibilidades.

3.3 COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN

Para efectos de contar con una estimación de los costos involucrados en un proceso de descarbonización de la matriz se hace necesario considerar tanto los costos por concepto de inversión en nueva infraestructura de generación y transmisión como los costos asociados a la operación del sistema eléctrico. De esta manera, en la Figura 3.8 se presentan para cada año del horizonte, los costos agregados de operación y la anualidad equivalente de los costos de inversión en generación y transmisión asociados al escenario A1 para las condiciones con y sin descarbonización, y su respectiva comparación de costos.

Figura 3.8: Anualidad equivalente de Costos totales de operación e inversión para escenario A1. Resultados Modelo LT1



4 OPERACIÓN MULTIANUAL DEL SEN - ESTUDIOS DE OPERACIÓN 1

A partir de los resultados de las etapas de optimización de inversiones, se simuló la operación del sistema para un horizonte de 20 años (2018-2038) mediante el uso del Modelo PLP, el que corresponde a un software de coordinación hidrotérmica de largo plazo, permitiendo definir estrategias de uso óptimo del recurso hidráulico contenido en los embalses del sistema para distintas condiciones de disponibilidad del recurso. Como resultado primario de esta etapa se obtuvieron las funciones de costo futuro para los embalses del sistema, las que fueron utilizadas como entradas de la etapa de optimización de la operación con detalle horario.

A su vez, las simulaciones efectuadas permitieron identificar potenciales requerimientos de obras de infraestructura de transmisión por efectos de la salida de centrales a carbón, en donde se detectó un adelantamiento de requerimientos de expansión de la transmisión que alimenta la zona costera de la Región de Valparaíso, específicamente en el corredor que alimenta desde la S/E Agua Santa, lo cual guarda relación con el retiro de las unidades 1 y 2 de la central Ventanas. Por su parte, no se detectaron requerimientos adicionales en las zonas de Tocopilla, Mejillones y Coronel.

Finalmente, producto de los resultados de la simulación de la operación en esta etapa se logró cuantificar el monto de reducción de emisiones de carbono, el que alcanzaría alrededor de un 80% hacia el año 2038 para el Escenario A, en términos esperados (promedio de las distintas condiciones hidrológicas).

4.1 GENERACIÓN ESPERADA

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones con el Modelo PLP se construyeron los gráficos de generación esperada por tecnología para el horizonte de análisis. A continuación, se presentan los resultados para el Escenario A1 en sus variantes con (A1a) y sin descarbonización (A1b), en la Figura 4.1 y la Figura 4.2, respectivamente.

Figura 4.1. Generación esperada Modelo MT - Escenario A1a.

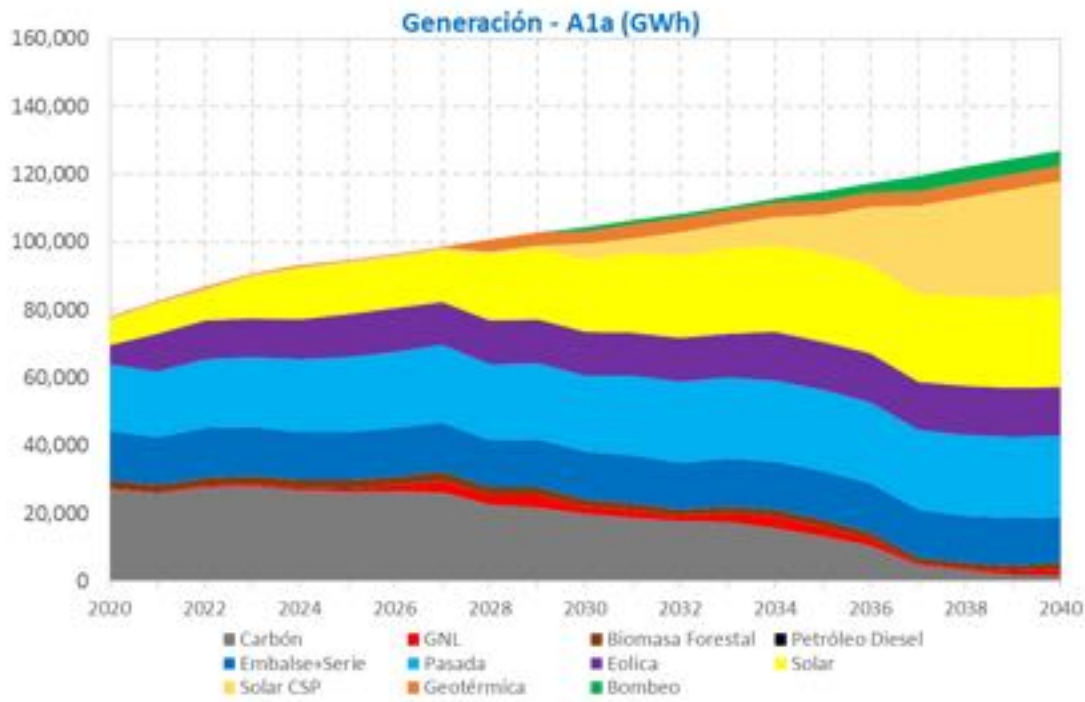
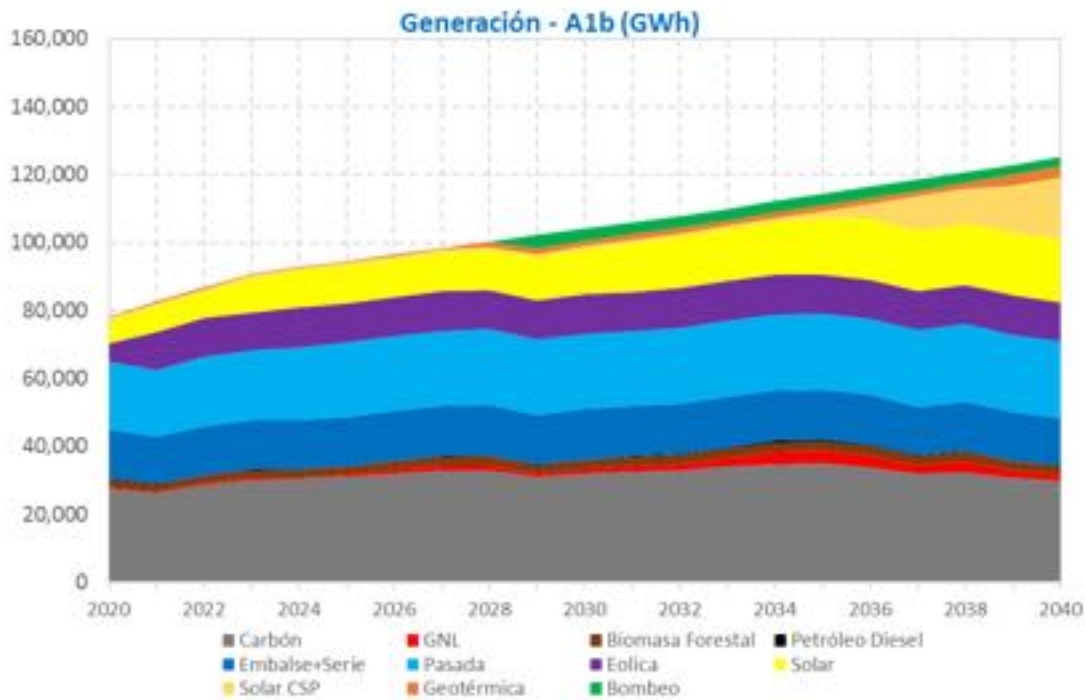


Figura 4.2. Generación esperada Modelo MT - Escenario A1b.



4.2 COSTOS MARGINALES

De modo similar como se presentó la generación esperada a lo largo del horizonte, en la Figura 4.3 y la Figura 4.4 se presentan los promedios anuales del costo marginal de energía para tres barras representativas del sistema y para cada uno de los escenarios A1, con (A1a) y sin retiro (A1b) de centrales a carbón.

Figura 4.3: Costo marginal de energía promedio anual - Escenario A1a.

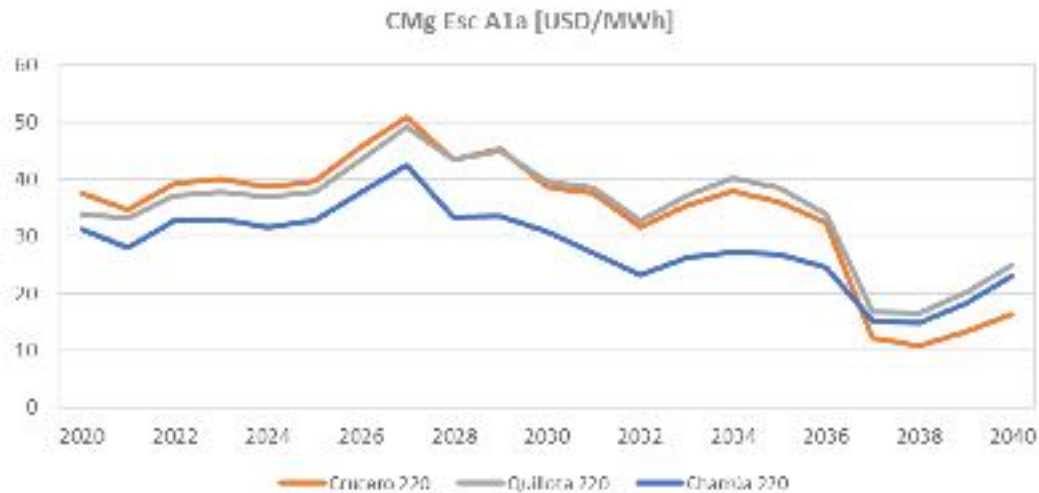
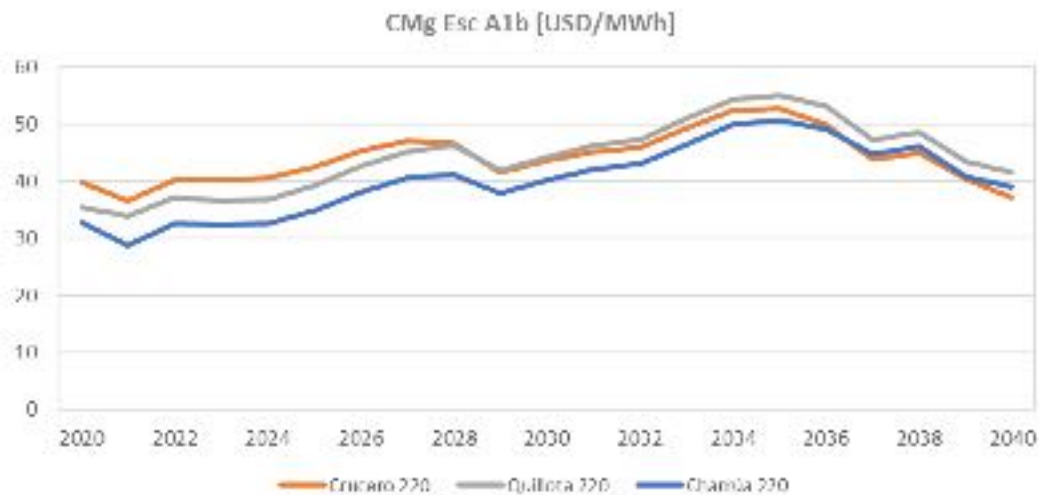


Figura 4.4: Costo marginal de energía promedio anual - Escenario A1b.



Los resultados muestran un comportamiento muy similar en los primeros años del horizonte, para luego pasar a una situación en que el caso que no considera el retiro de centrales presenta costos marginales inferiores al que sí considera el retiro de dicha infraestructura. No obstante, esta situación comienza a cambiar a partir del año 2030 aproximadamente, en donde se inicia una tendencia a la baja para el caso en que son retiradas las unidades a carbón, situación explicada por el reemplazo de los aportes de dichas unidades por generación de costo variable de generación muy bajo o nulo.

4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Un resultado relevante que se ha obtenido a partir de las simulaciones del Modelo MT corresponde a la utilización esperada del sistema de transmisión para la condición con y sin retiro de centrales a carbón, de modo de identificar potenciales requerimientos adicionales de infraestructura de transmisión nacional motivados por dicho proceso.

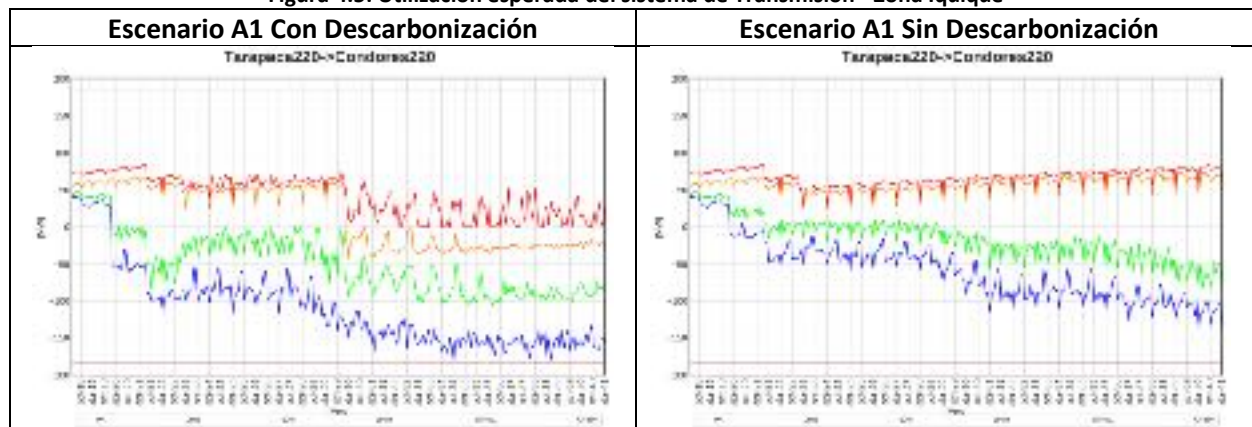
Más allá de un diagnóstico del sistema de transmisión nacional, lo cual se llevará a cabo en detalle en la próxima Propuesta de Expansión de la Transmisión que el Coordinador emitirá en enero de 2019, resulta relevante analizar cómo se ven modificados los requerimientos de expansión en los principales corredores de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional, así como en las zonas en donde se emplazan las centrales que eventualmente serían retiradas, esto es: Iquique, Mejillones, Tocopilla, Huasco, Puchuncaví y Coronel.

Se presenta a continuación los resultados del uso esperado de los sistemas de transmisión mencionados. Para efectos de hacer comparables los resultados, y así separar el efecto del retiro de las centrales a carbón del resto de las variables, se presentan los resultados del Escenario A1 en sus dos variantes, con (A1a) y sin retiro (A1b) de centrales.

4.3.1 ZONA NORTE GRANDE: IQUIQUE, MEJILLONES Y TOCOPILLA

Los resultados presentados en la Figura 4.5, Figura 4.6 y Figura 4.7, no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, situación que probablemente guarda relación con el hecho de que esta zona corresponde a una zona principalmente exportadora de energía, siendo ampliamente superado el consumo local de la ciudad de Iquique y alrededores, por la generación de base emplazada en esta zona. Por otra parte, varias de las centrales sustitutas que ingresan como plan de generación adaptado, lo hacen en esta zona o sus alrededores, debido al alto potencial de generación solar.

Figura 4.5: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Iquique



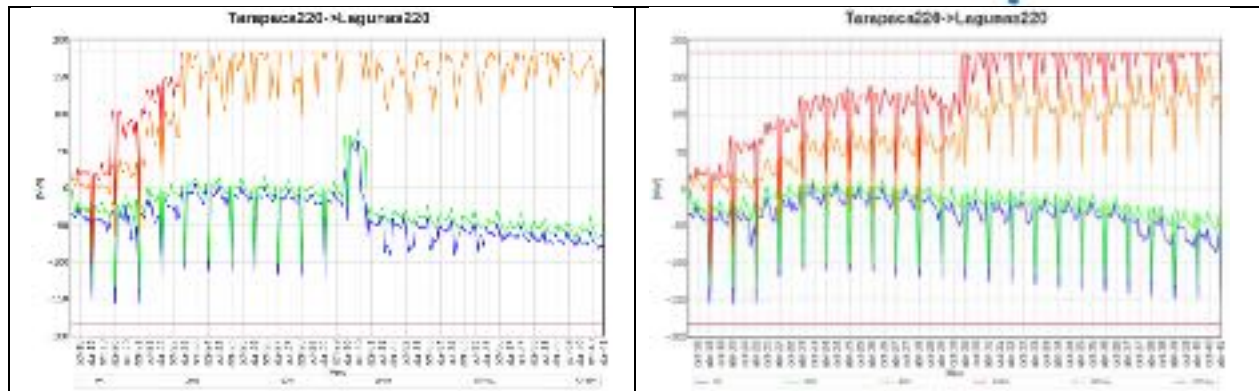


Figura 4.6: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Tocopilla.

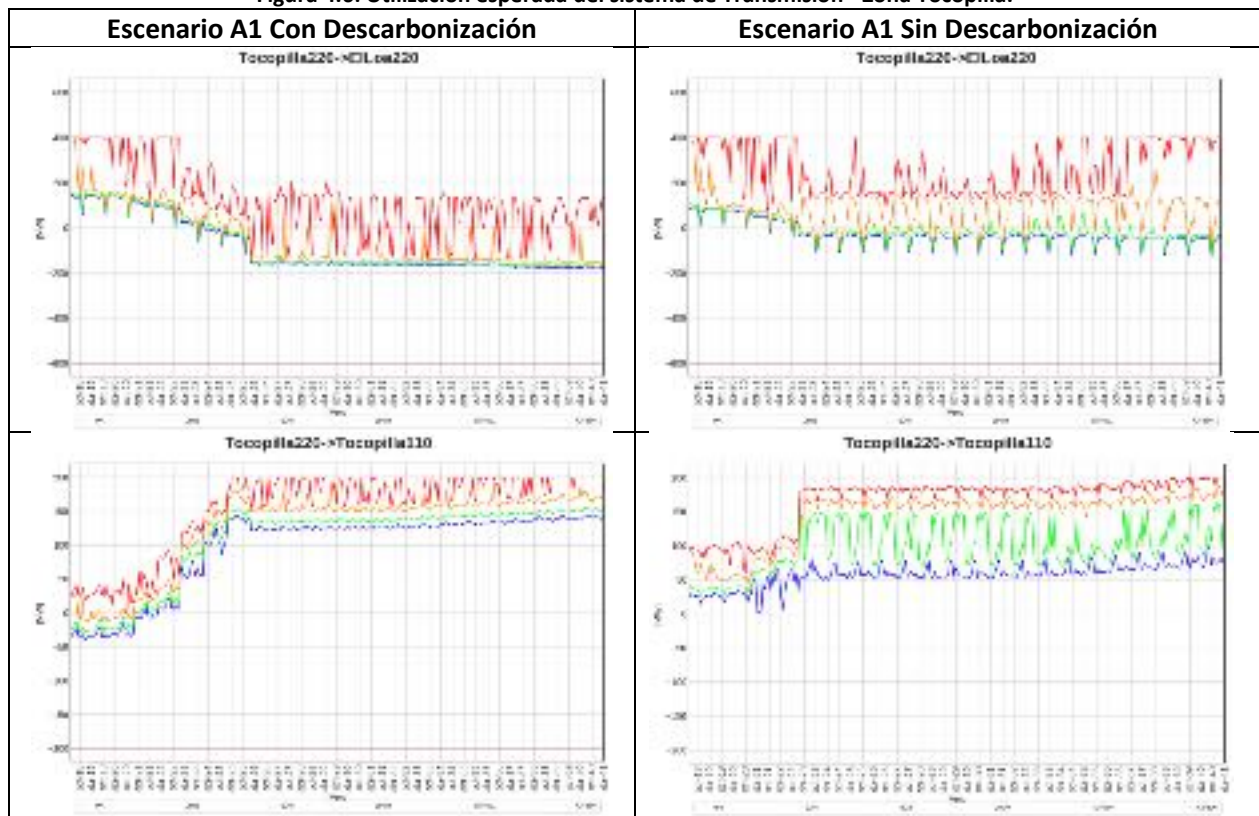
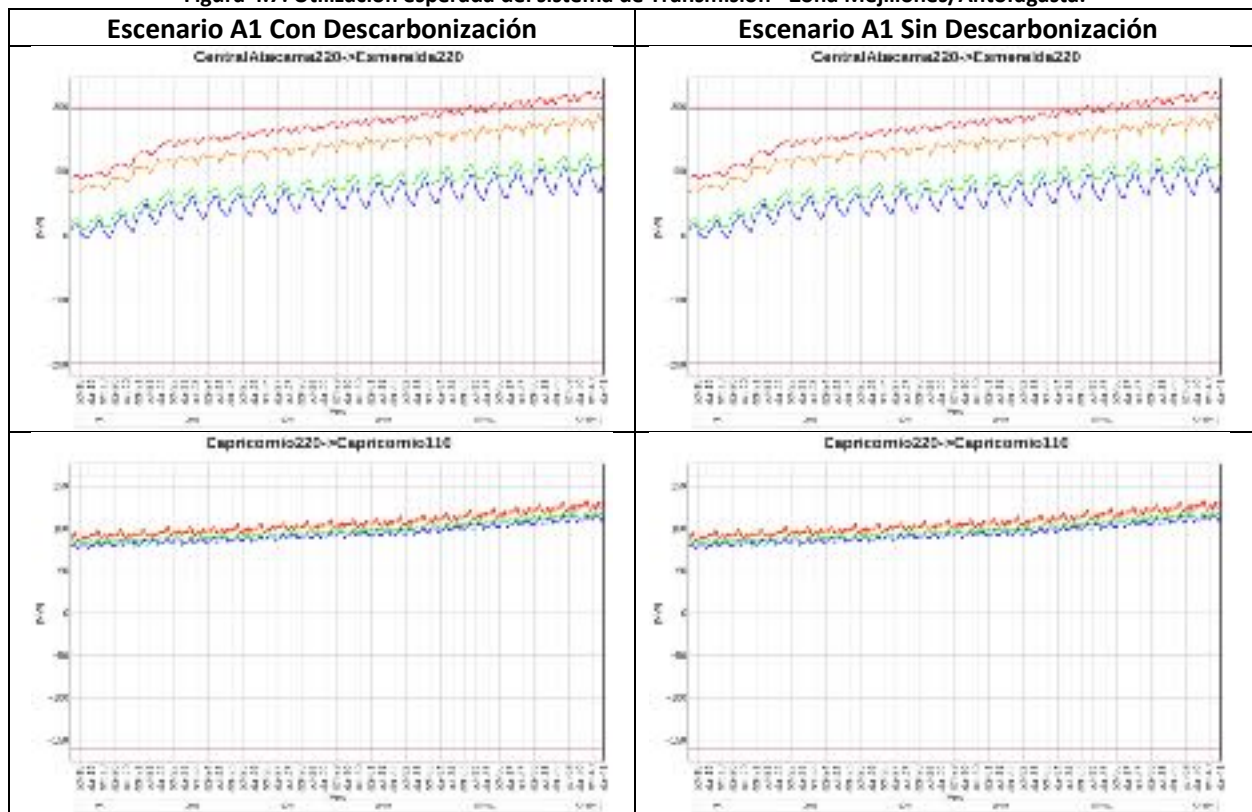


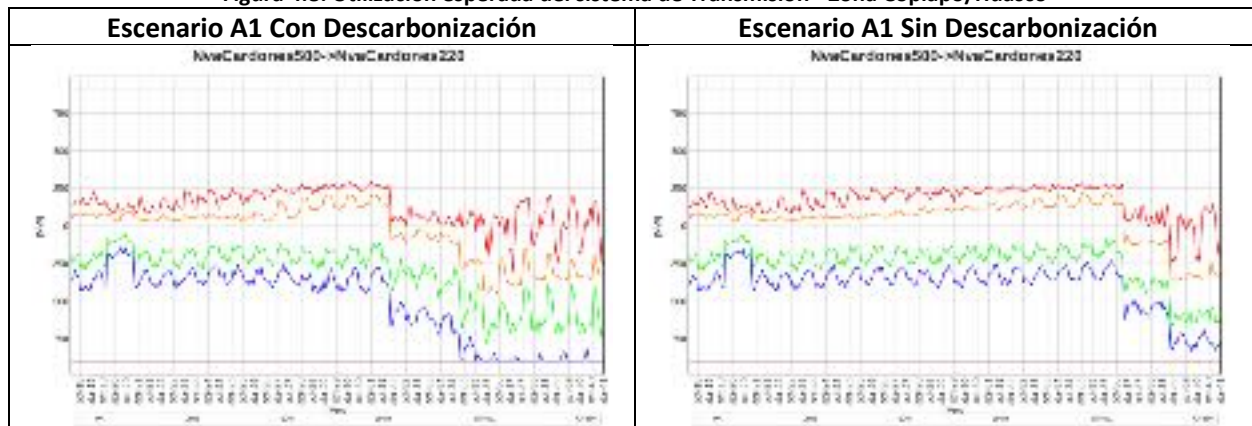
Figura 4.7: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Mejillones/Antofagasta.

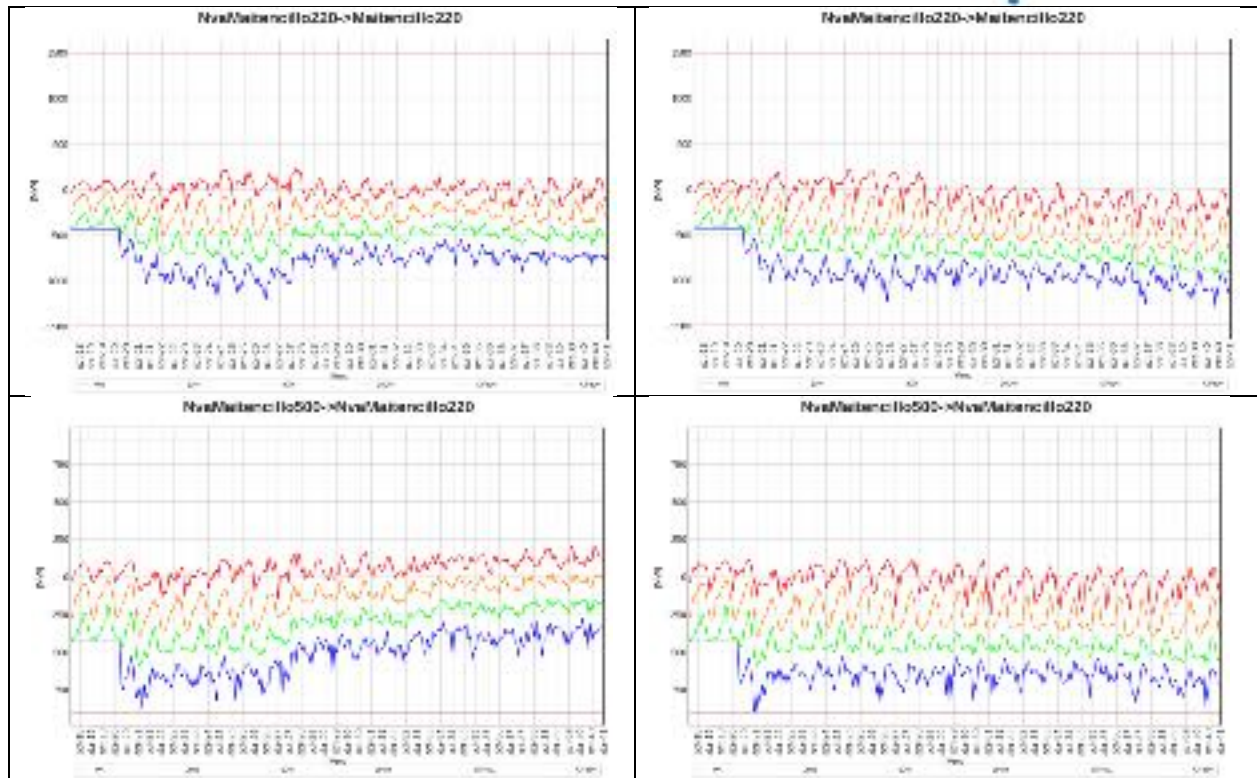


4.3.2 ZONA NORTE CHICO: COPIAPÓ/HUASCO

Los resultados presentados en la Figura 4.8 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos. Esta situación puede deberse en gran medida a la cercanía con puntos de apoyo relevantes del sistema, como son las SS/EE Maitencillo y Cardones, ambas con conexión al sistema de 500 kV, además de la presencia de abundante generación local.

Figura 4.8: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Copiapó/Huasco

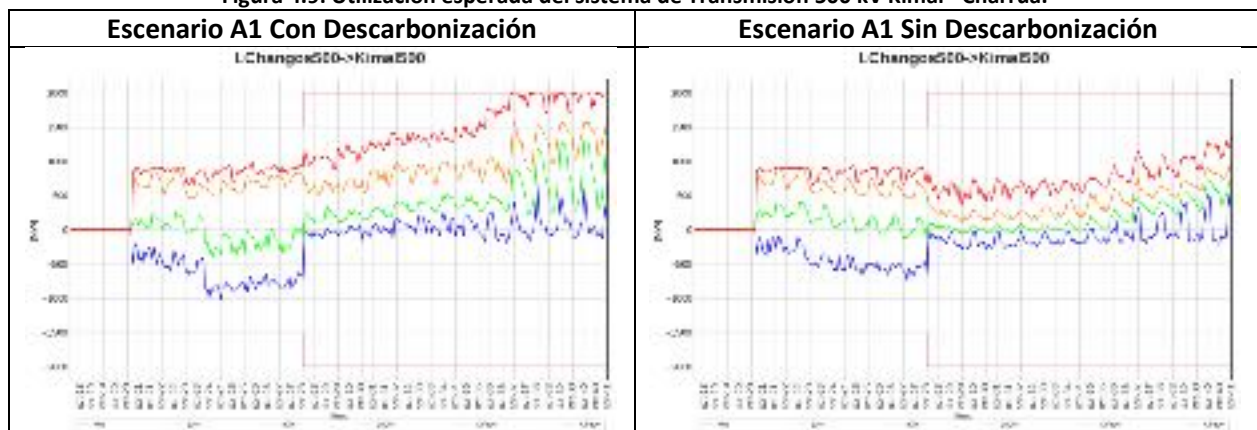


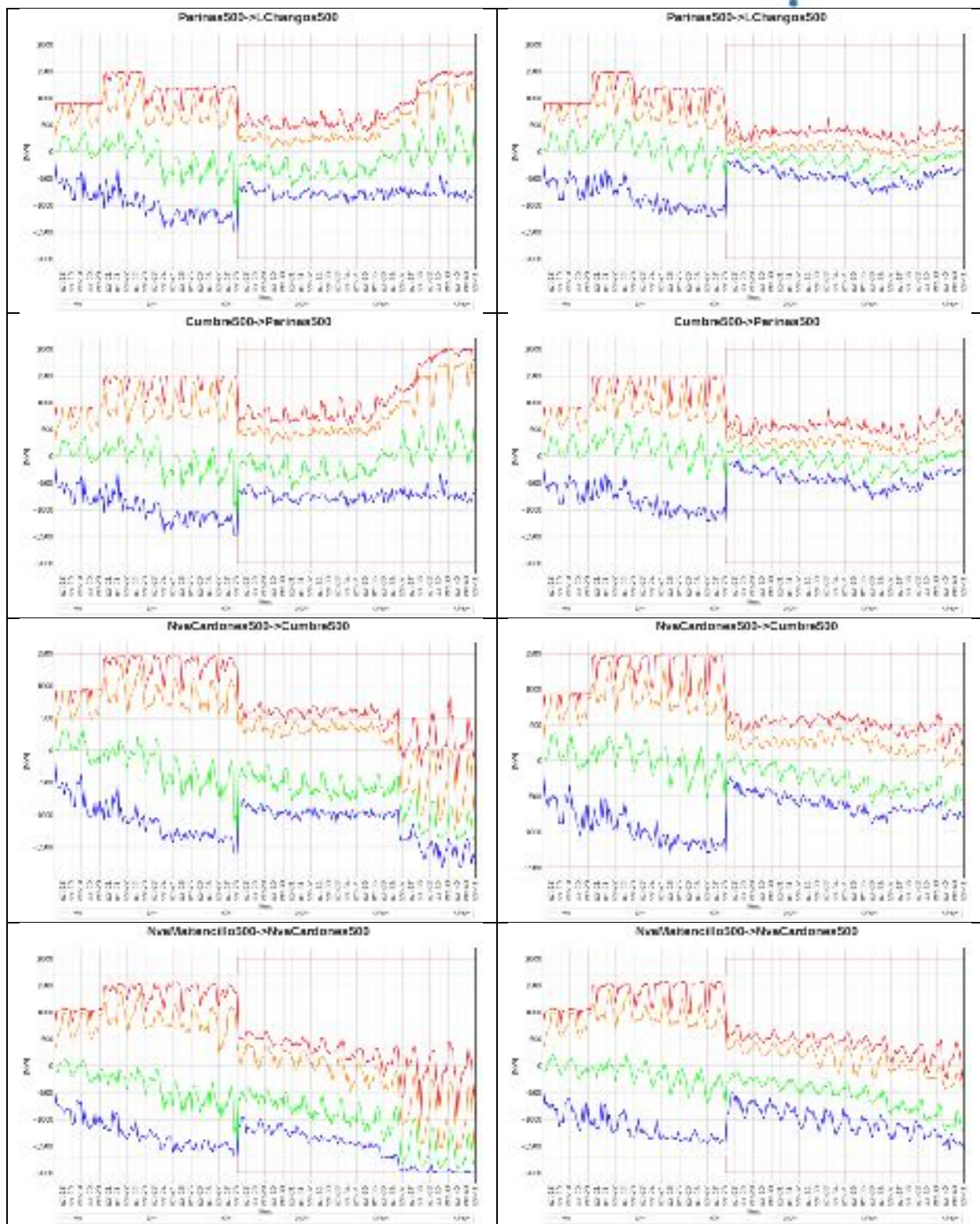


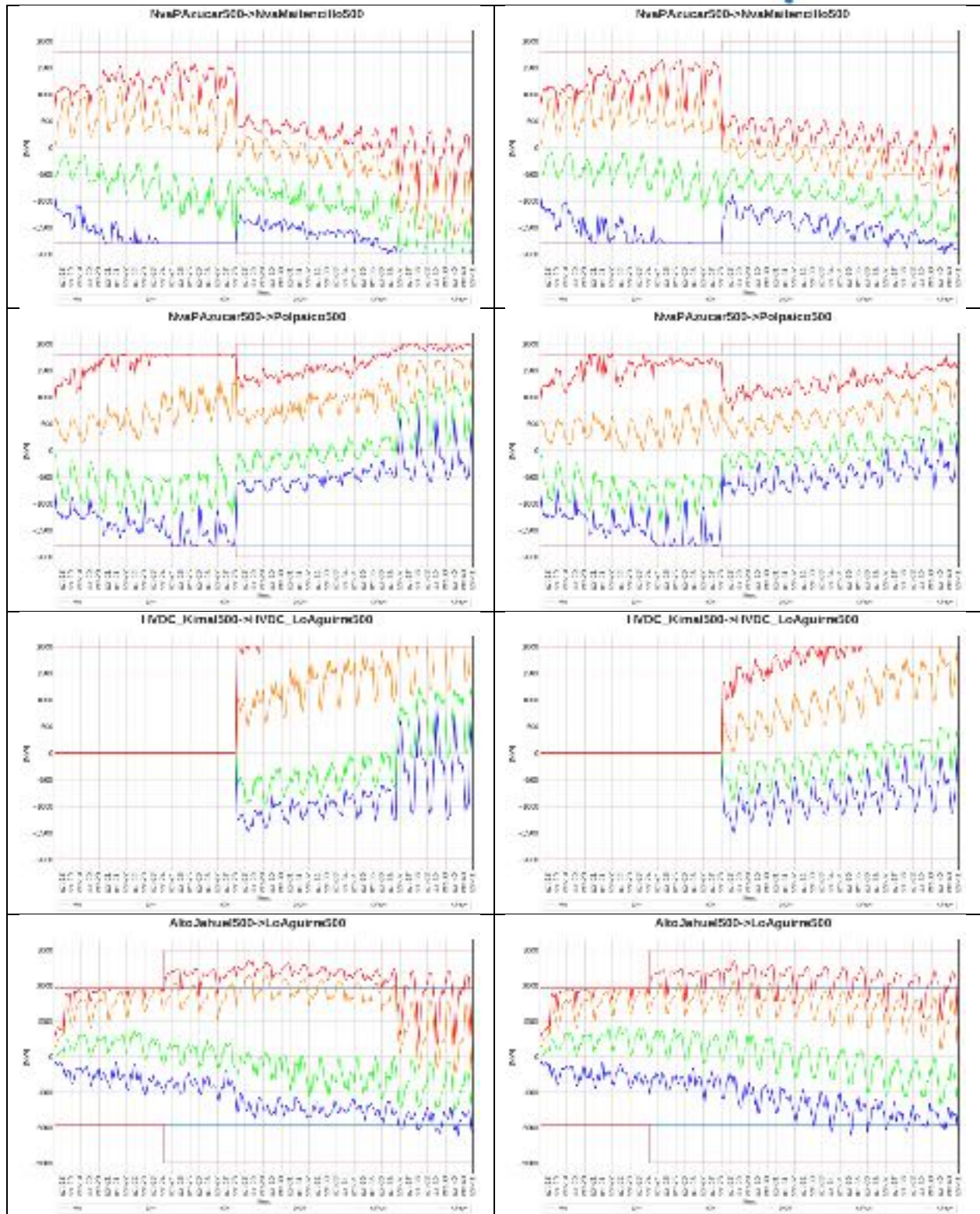
4.3.3 SISTEMA 500 KV KIMAL - CHARRÚA

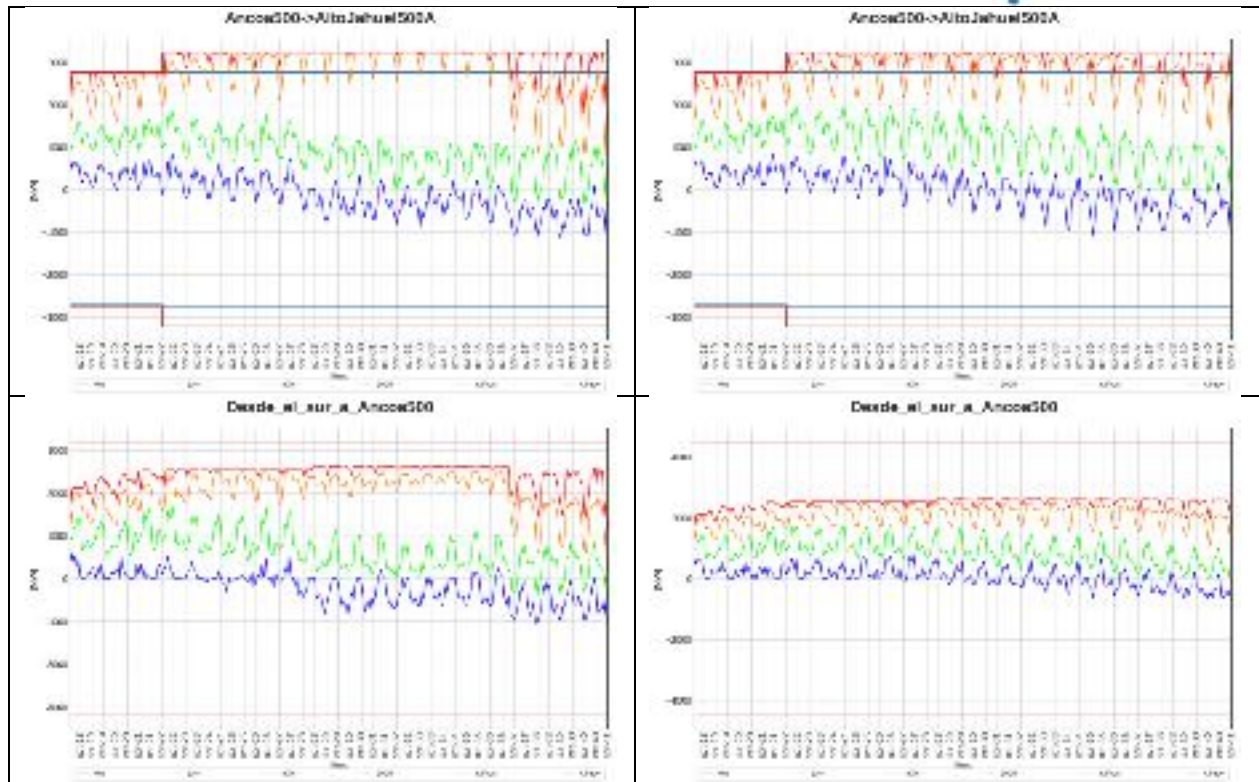
Los resultados presentados en la Figura 4.9 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, encontrándose diferencias en algunos de los tramos del sistema de 500 kV únicamente.

Figura 4.9: Utilización esperada del sistema de Transmisión 500 kV Kimal - Charrúa.





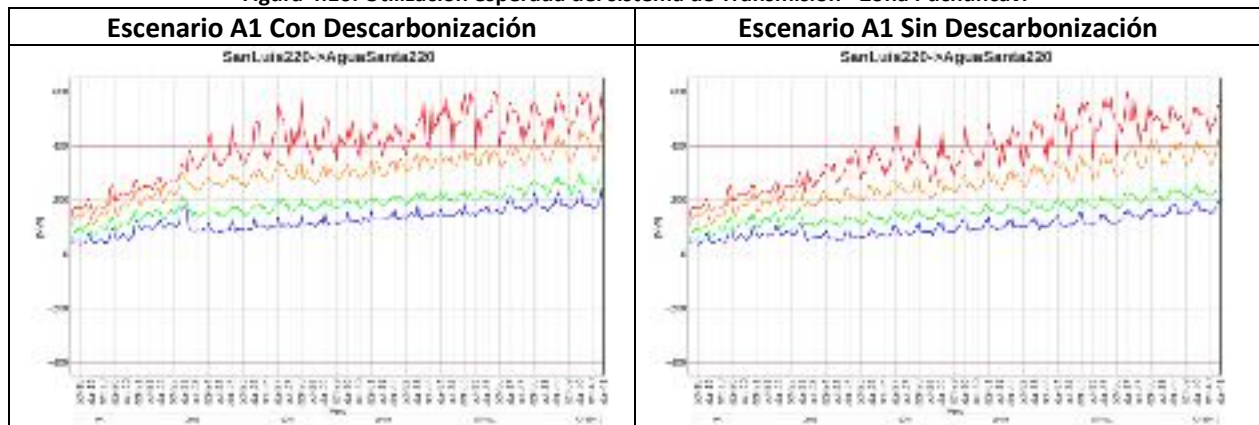


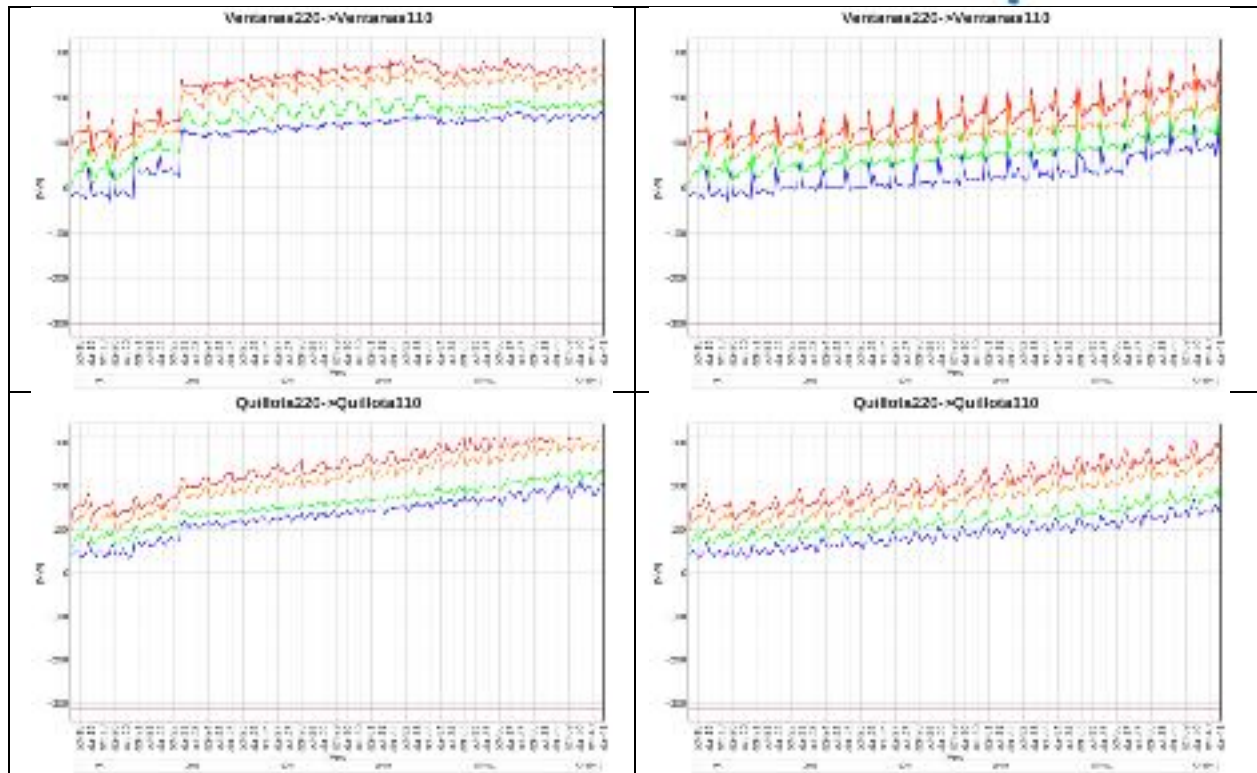


4.3.4 ZONA V REGIÓN: PUCHUNCAVÍ

Los resultados presentados en la Figura 4.10 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, siendo el caso del tramo San Luis – Agua Santa 220 kV el que presenta las diferencias más importantes. En dicho tramo se aprecia la necesidad de ampliar el tramo con un tercer circuito u otra solución equivalente, la cual se estima del orden de 50 millones de dólares. En todo caso, dicha necesidad se presenta en ambos casos, la diferencia radica esencialmente en el momento en que ésta se hace necesaria.

Figura 4.10: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Puchuncaví

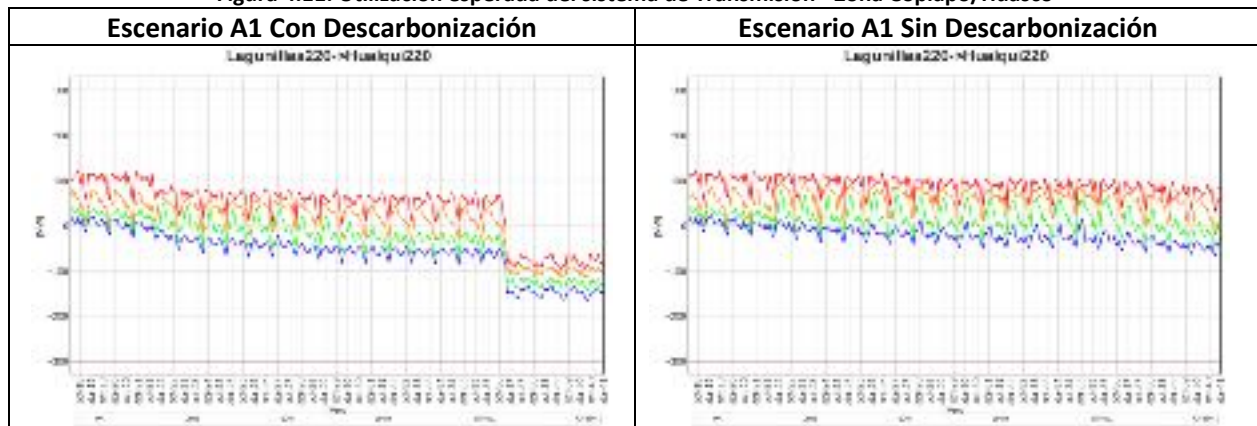


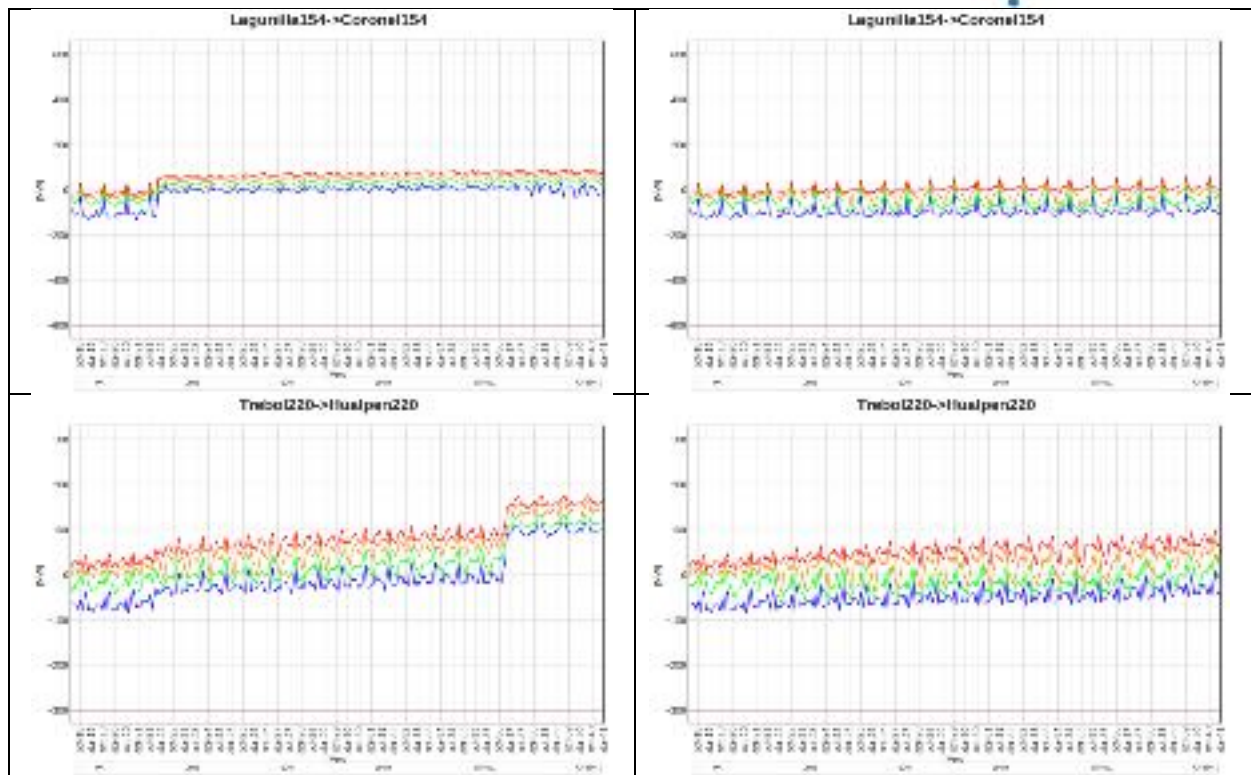


4.3.5 ZONA VIII REGIÓN: CORONEL

Los resultados presentados en la Figura 4.11 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, situación esperable debido a la presencia de generación por montos relevantes en el entorno de la ubicación de las centrales a carbón que serían retiradas, a lo que se suma el hecho de que las centrales de mayor tamaño que serían retiradas desde esta zona, en el caso analizado con criterio de retiro por vida útil económica, serían retiradas hacia el final del horizonte de análisis, por lo que el impacto de su retiro es acotado.

Figura 4.11: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Copiapó/Huasco





4.4 EMISIONES DE CARBONO Y OTRAS

Un aspecto que se debe analizar en un eventual retiro de centrales a carbón corresponde a las reducciones de emisiones de carbono. Este aspecto ha sido abordado mediante una estimación a partir de los resultados obtenidos del Modelo PLP para los casos con y sin retiro de centrales, para el Escenario A1. Estas estimaciones se presentan en los siguientes gráficos, los cuales muestran la evolución de los volúmenes de emisiones de CO₂, MP, NO_x y SO_x durante el horizonte de análisis, en base a factores de emisión para calidad estándar del combustible.

Figura 4.12: Emisiones de CO₂.



Figura 4.13: Emisiones de- Material Particulado.



Figura 4.14: Emisiones de NOx.

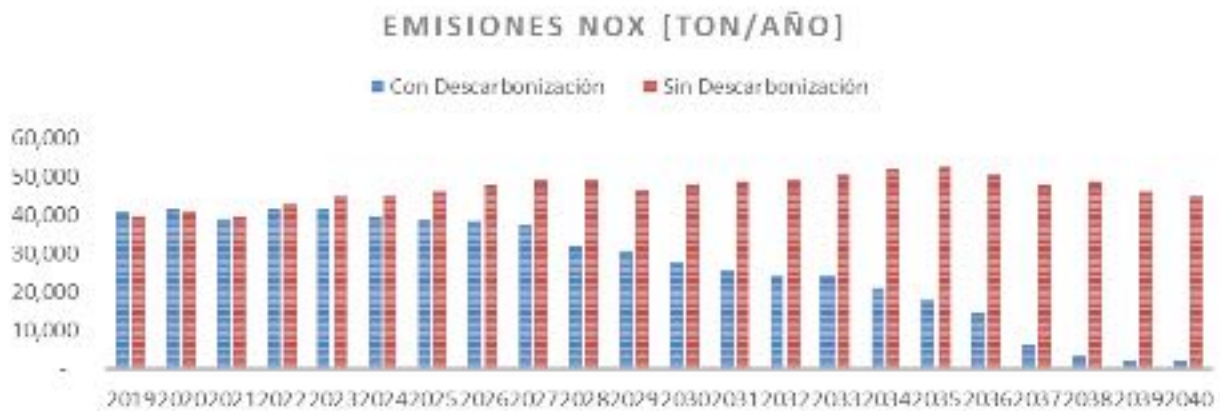


Figura 4.15: Emisiones de SO2.



5 OPERACIÓN ECONÓMICA SEMANAL DEL SEN - ESTUDIOS DE OPERACIÓN 1

En esta sección se presentan los resultados de los análisis a nivel de la operación diaria y semanal futura del SEN, obtenidas a partir del modelo de optimización de la operación horaria. Considerando la gran cantidad de escenarios de expansión desarrollados para estudiar los efectos asociados a la descarbonización de la matriz, se consideró necesario reducir la cantidad de escenarios a analizar en las etapas de simulación de la operación, con el fin de acotar los alcances de este estudio. Por consiguiente, para la optimización de la operación diaria y semanal sólo se realizaron los análisis correspondientes para los planes resultantes del escenario A. En particular, se realizaron optimizaciones de la operación para los planes de expansión resultantes A1a, A1b y A1c, descritos en la sección 4.3.5 de la primera parte de este estudio “Escenarios de Expansión del SEN”, e indicados en la Tabla 5.1.

Cabe señalar que, en este ejercicio, la operación de ciclaje de las centrales térmicas a gas natural o GNL supone que la normativa ambiental futura permite efectuar dichas operaciones, dado que ello podría implicar exceder algunas normas debido a las reiteradas partidas de dichas centrales.

Adicionalmente, para revisar los efectos de la descarbonización de la matriz sobre la operación diaria y semanal del SEN, con el fin de acotar el volumen de información a analizar, se realizó la simulación de la operación para semanas específicas de los años 2025, 2030 y 2035, de tal manera de focalizar los análisis a situaciones que podrían presentar diferencias significativas, y así no redundar en análisis que podrían presentar similares conclusiones al optimizar la operación para semanas de años consecutivos.

Por otra parte, con el fin de ilustrar las diferencias entre los planes de expansión a analizar en esta sección, en la Tabla 5.1 se presentan las principales diferencias entre los escenarios A1a, A1b y A1c, todos ellos construidos con las mismas proyecciones de evolución de variables de largo plazo, pero diferenciados en la consideración o no del cronograma de descarbonización por vida útil, en el reconocimiento de la flexibilidad, y en la velocidad de reacción de los agentes del mercado a los requerimientos energéticos.

Tabla 5.1: Planes resultantes para etapas de operación económica y estudios eléctricos. Escenario A1.

ID Plan	Escenario	Descarbonización Base	Reconocimiento de Flexibilidad	Atraso de inversiones
A1a	Base A1	SÍ	SÍ	NO
A1b	Base A1	NO	SÍ ¹²	NO
A1c	Base A1	SÍ	NO	SÍ 2 años

Finalmente, los resultados de la operación diaria futura obtenida con el modelo ST, se presentan de manera separada en lo que se refiere a la generación esperada, inercia-control primario de frecuencia y control secundario de frecuencia-rampa, y para reducir el volumen de información presentada, sólo se hará mención a los resultados del año 2035 donde el nivel de descarbonización de la matriz es superior.

¹² El reconocimiento de flexibilidad fue conceptualmente realizado, no obstante, el resultado de este proceso para este caso fue mantener las salidas del modelo LT1 por el menor impacto que las restricciones operativas generaron sobre los planes de obra para este caso.

5.1 GENERACIÓN DIARIA

Tal como se indicó previamente, en esta sección se presenta la operación esperada del SEN para un día típico del año 2035, para los escenarios A1a, A1b y A1c, donde se presentaron resultados para una condición de hidrología media y otros correspondientes a una condición de hidrología seca.

En la Figura 5.1 se presentan los resultados de la operación para una condición de régimen con hidrología media y niveles de cota baja en los embalses. De los resultados para los distintos escenarios se puede observar que, en la condición de descarbonización, parte de la capacidad de las centrales a carbón es sustituida por nueva capacidad de generación en base a centrales CSP, y por una mayor inserción de capacidad de generación eólica.

Otro aspecto clave a destacar, es que la operación del sistema para todas las condiciones, con y sin descarbonización, está marcada por una disminución del costo marginal en las horas de máxima inserción de ERV solar, donde las centrales de mayor costo variable que se encuentran operativas a dichas horas se encuentran operando a mínimo técnico, lo que lleva a condiciones de costo marginal de energía nulo. Por su parte, el costo marginal se incrementa en horas punta a un valor entre el costo variable de generación en base a combustible Diesel y del combustible gas natural o GNL, dependiendo del escenario en análisis.

Cabe destacar que, para el caso de descarbonización con atraso de inversiones, se alcanzan costos marginales marcados por generación en base a combustible Diesel en horas de punta, lo que refleja la conveniencia de que la descarbonización se debe materializar sobre una base en la cual el mercado esté reaccionando de manera oportuna a los requerimientos de nueva capacidad de generación, con el fin de mitigar el efecto de futuros sobrecostos operativos.

De la operación esperada, se debe destacar que, en las horas de máxima inserción solar, se alcanzan niveles de penetración de energías renovables cercanos al 90% y 75% para las condiciones con y sin descarbonización respectivamente. El reemplazo de la energía de base a carbón por tecnología CSP permite este incremento en la generación renovable manteniendo los mismos atributos de flexibilidad y potencia de suficiencia de las unidades a carbón. En ambos casos, no se observaron déficit de inercia o reservas operativas para control de frecuencia, lo que hace suponer que los niveles de flexibilidad del SEN, sumado a inversiones sustitutas con atributos de flexibilidad permitiría una alta inserción de ERV.

Cabe indicar que respecto de la operación de ciclaje de las centrales térmicas supone que la normativa ambiental futura permite dichas operaciones, dado que las reiteradas partidas de ellas, implica un aumento de emisiones en dichas condiciones operativas.

Finalmente, en la Figura 5.2 se muestra el patrón de operación de las centrales en base a bombeo hidráulico para su régimen bombeo-generación, donde se puede observar su complementariedad operativa con la energía renovable solar fotovoltaica.

Figura 5.1: Perfil de generación diaria esperada, día tipo abril 2035 hidrología media y embases en cota mínima/baja

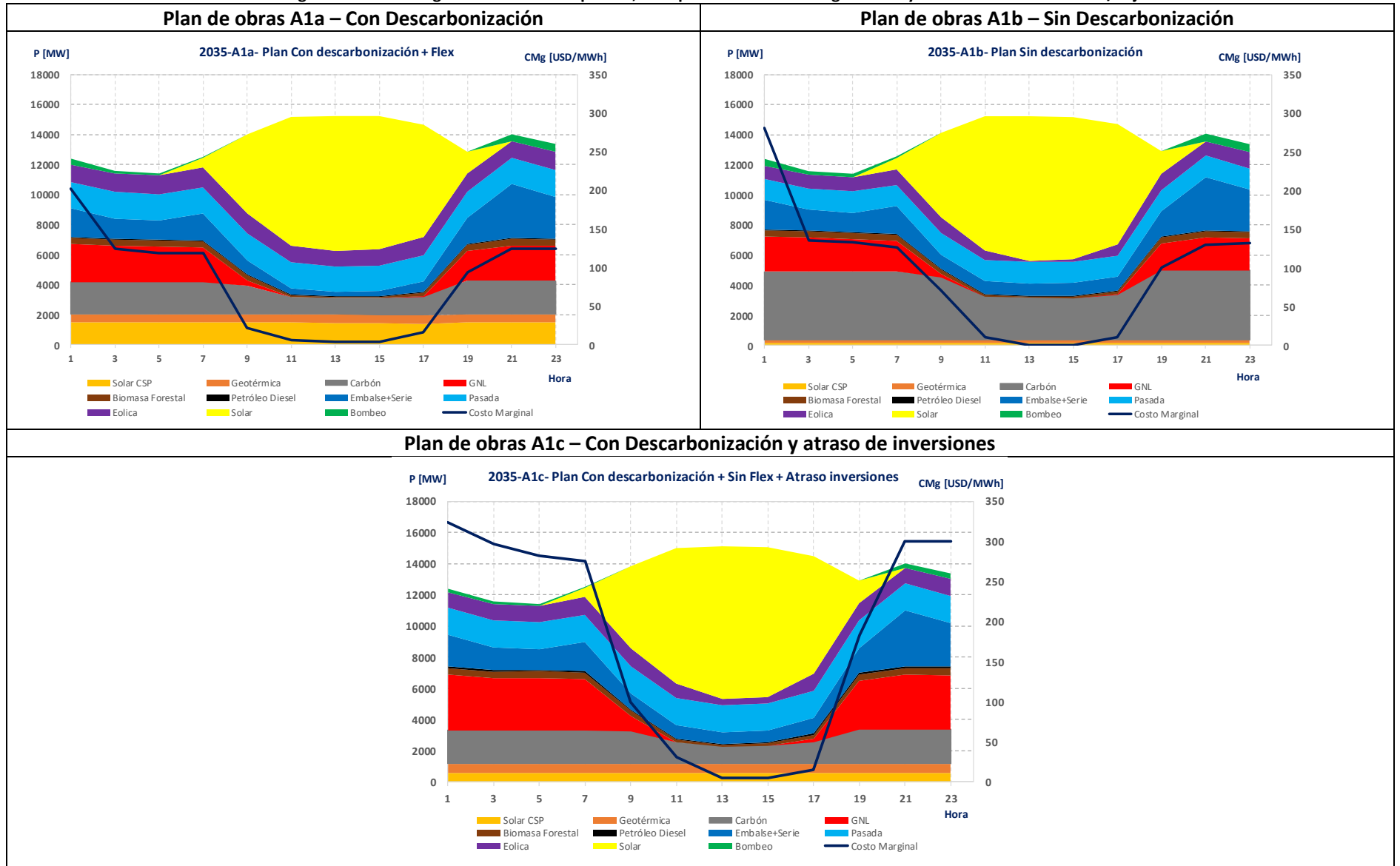
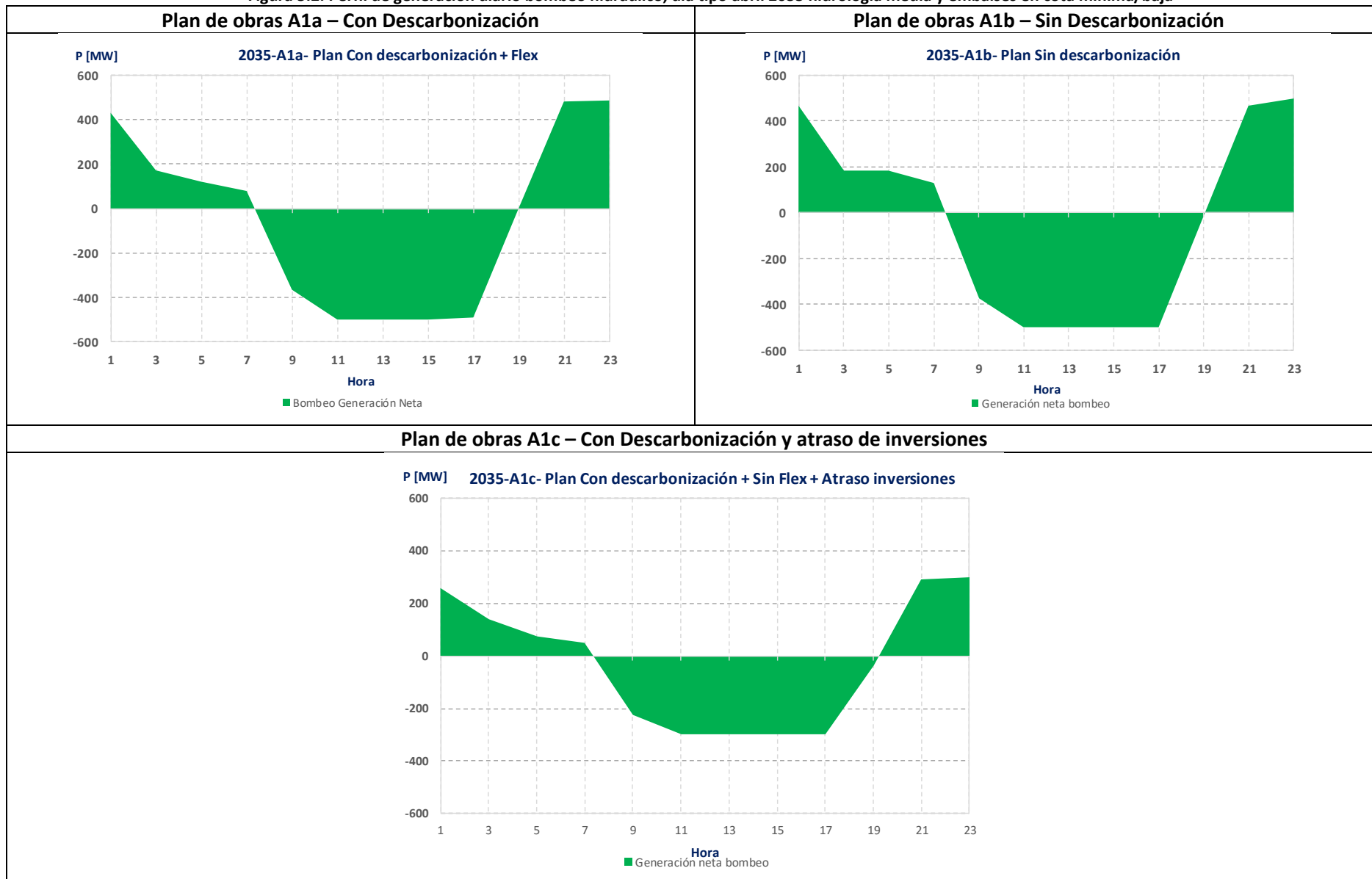


Figura 5.2: Perfil de generación diario bombeo hidráulico, día tipo abril 2035 hidrología media y embalses en cota mínima/baja



5.2 INERCIA Y CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para efectos de completar el análisis del día típico de operación presentado para el año 2035, en esta sección se presentan los resultados obtenidos respecto de la inercia y los requerimientos de control primario de frecuencia en el sistema. Dichos resultados sólo se presentan para la condición de hidrología seca, por ser esta la condición más exigente para el sistema.

Se debe tener presente que, todo sistema eléctrico, requiere disponer de un adecuado nivel de inercia control primario de frecuencia para poder responder ante contingencias de corto plazo, y con ello preservar la calidad y seguridad de servicio, tanto a nivel global como en su distribución geográfica,

Por consiguiente, en la Figura 5.3 se presenta en los gráficos de la izquierda los niveles y distribución de inercia horaria del sistema, mientras que en la derecha se presenta la distribución de reserva primaria del sistema, todo para los escenarios A1a, A1b y A1c con hidrología seca.

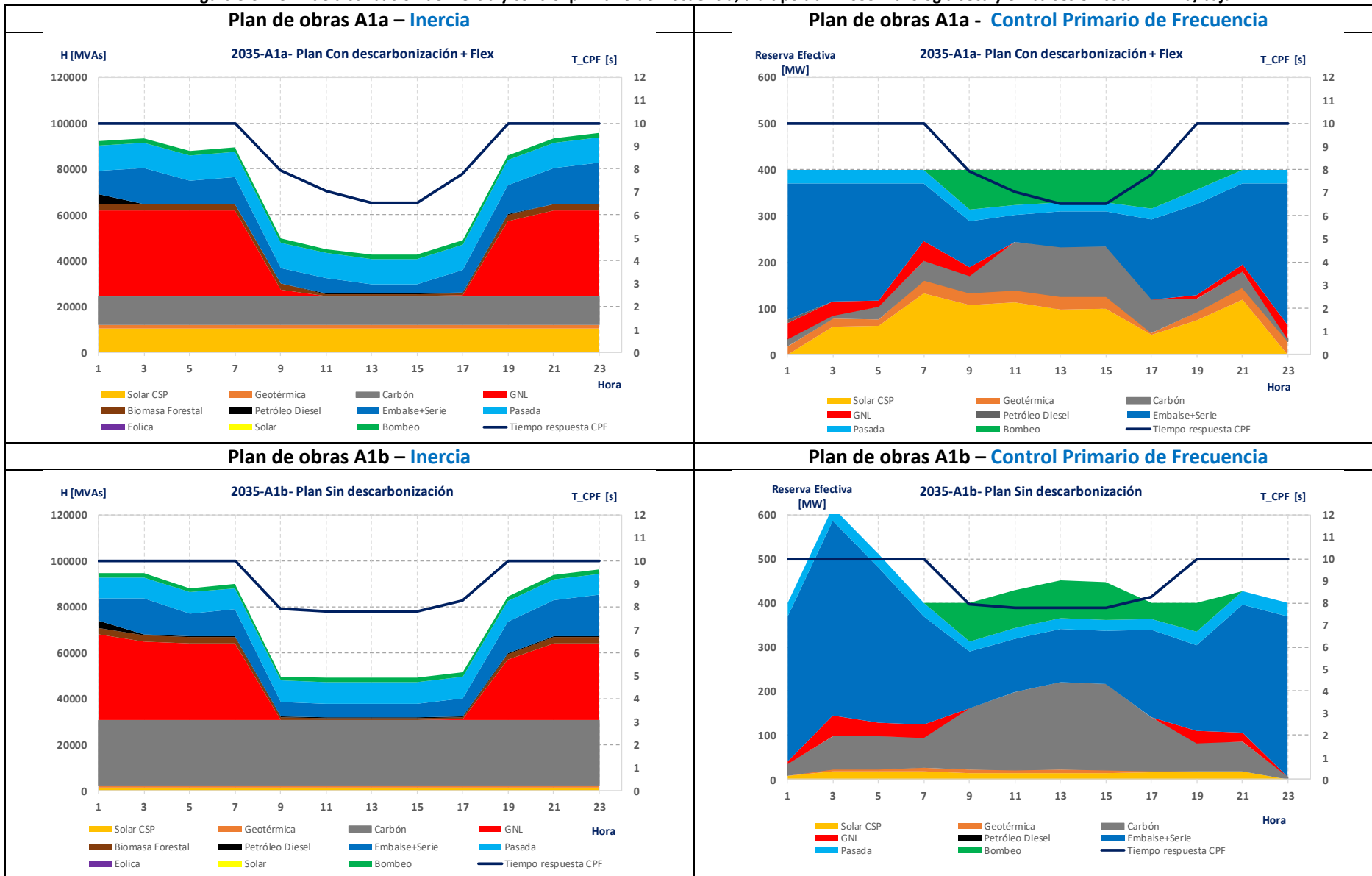
Se puede destacar de los resultados que la inercia provista por centrales a carbón en el escenario A es sustituida por inercia provista por centrales CSP. Por otra parte, en la condición de atraso de inversiones (A1c) se observa que parte de la inercia en las horas de máxima inserción de ERV solar es provista por centrales en base a GNL, lo que supone una operación más cara en dicha condición.

Finalmente, se debe destacar que la inercia mínima del sistema no bajaría de los 40.000 MVAs, lo que supone un ROCOF¹³ inicial estimado máximo para dicha condición de 0.25 [Hz/s] ante una desconexión de generación de 400 MW, lo cual, de acuerdo a los resultados es factible de recuperar a partir de la distribución de reservas en distintas máquinas, las cuales en conjunto restauran los niveles de potencia en un rango entre 7 y 8 segundos (T_CPF)¹⁴, siendo en una condición conservadora, atenuada la caída de frecuencia inicial después de la banda muerta a prácticamente la mitad (0.125 [Hz/s]).

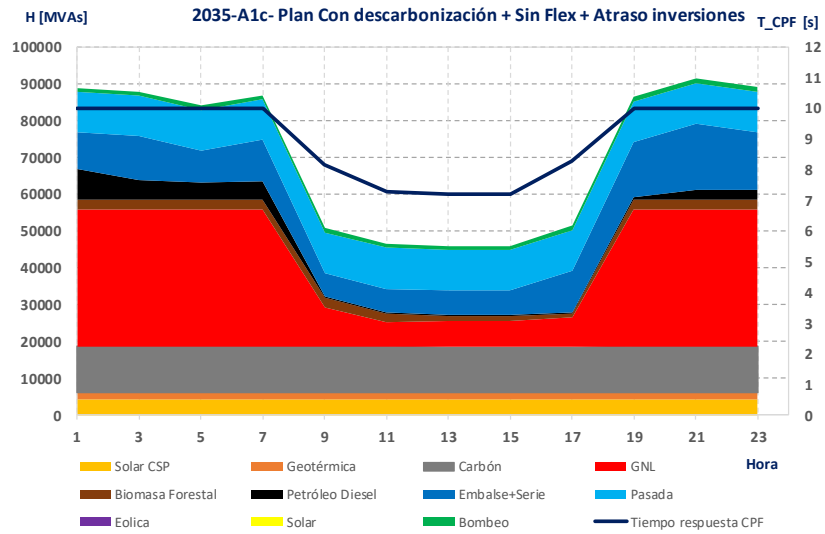
¹³ ROCOF: Rate of Change of Frequency

¹⁴ T_CPF: Tiempo de restauración de potencia asociada al Control Primario de Frecuencia

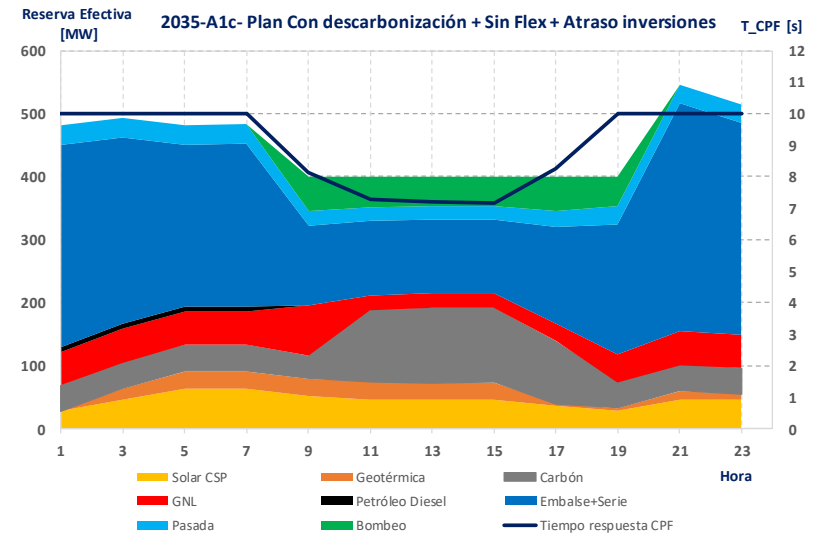
Figura 5.3: Perfil de distribución de inercia y control primario de frecuencia, día tipo abril 2035 hidrología seca y embales en cota mínima/baja



Plan de obras A1c – Inercia



Plan de obras A1c - Control Primario de Frecuencia



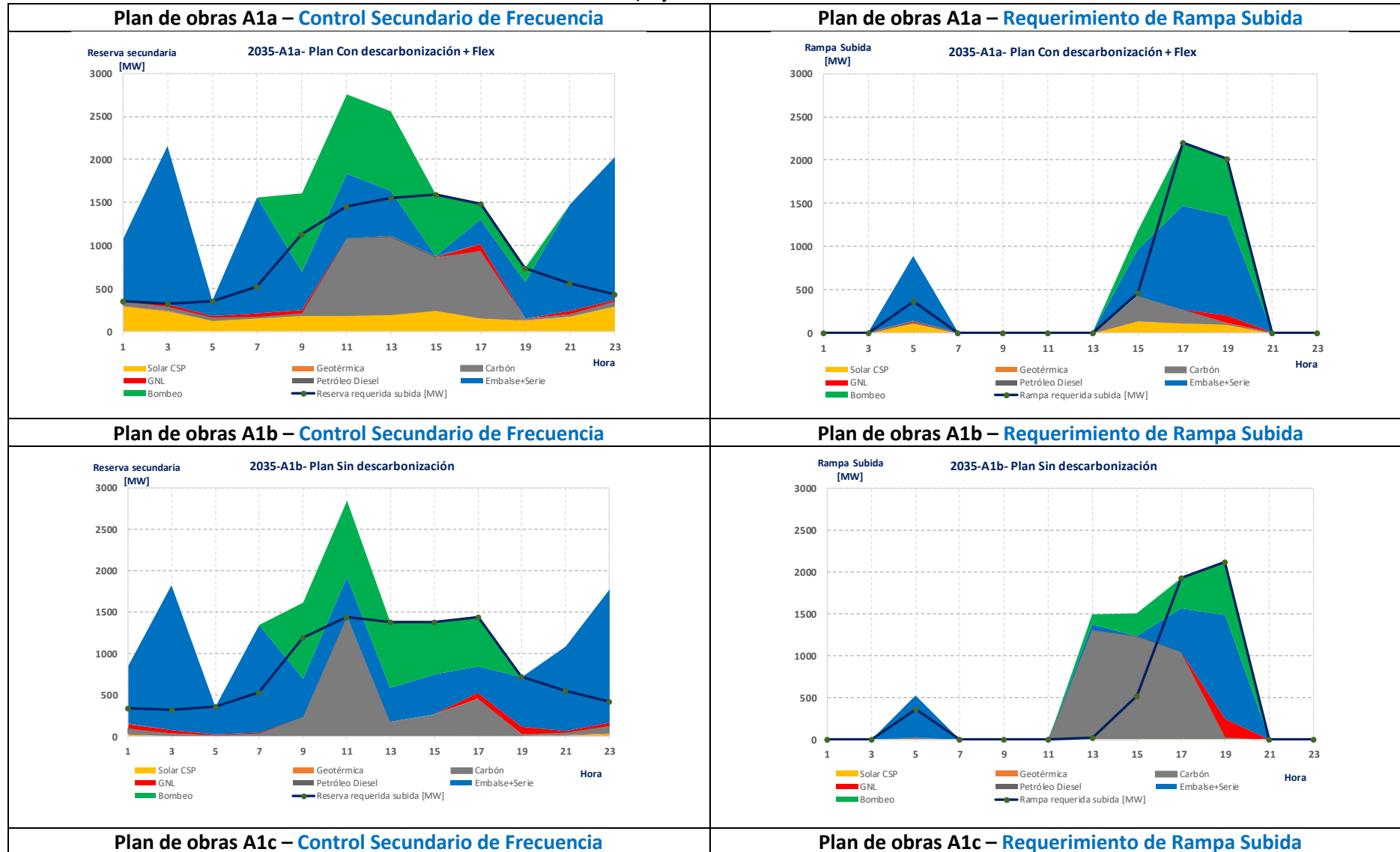
5.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA Y RAMPAS

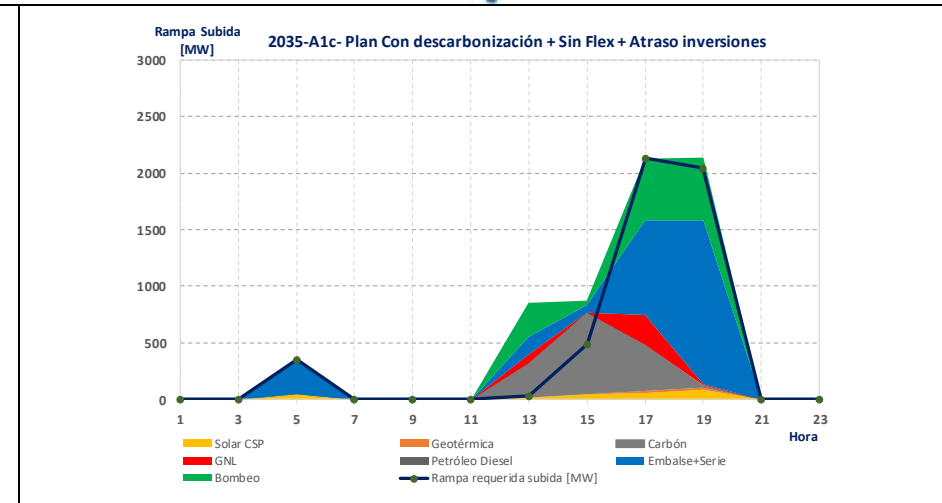
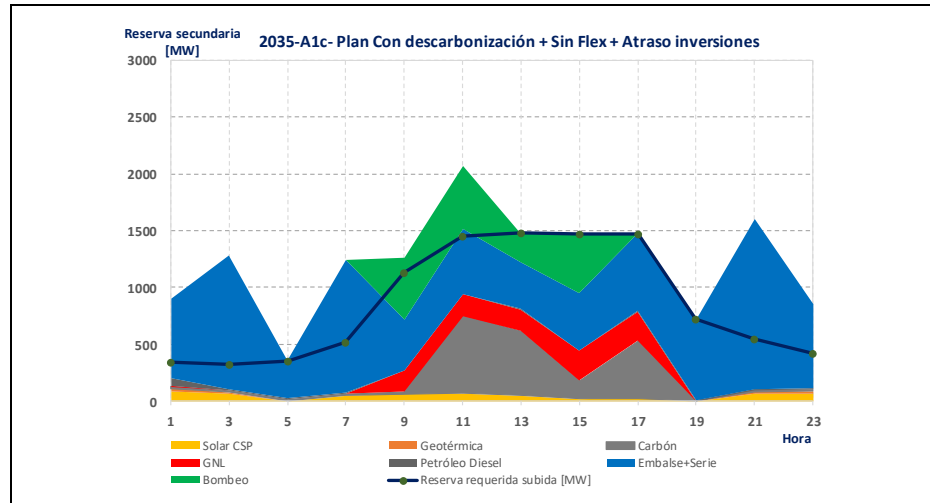
Por último, y para completar el análisis del día típico de operación presentado para el año 2035, en esta sección se presentan los resultados obtenidos respecto de los requerimientos gestión de rampa y reserva secundaria para control de frecuencia. Dichos resultados sólo se presentan para la condición de hidrología seca, por ser ésta una condición más crítica para el sistema.

Por consiguiente, en la Figura 5.4 se presenta en los gráficos de la izquierda la distribución horaria de reserva secundaria y los requerimientos mínimos de dicha reserva, mientras que en la derecha se presenta la distribución de reserva para rampa secundaria del sistema, todo para los escenarios A1a, A1b y A1c con hidrología seca.

De los resultados se puede observar, que habría altos requerimientos de rampa de subida y de reserva secundaria en las horas que comienza la bajada de inyección de energía solar, alcanzando para esta condición niveles cercanos a 4.000 MW de reserva para estas horas entre los requerimientos de rampa de subida y los requerimientos de reserva secundaria. No obstante, a pesar de estos altos niveles de exigencia para el sistema, las centrales existentes de embalse, gas natural o GNL y aquellas que sustituyan a las centrales a carbón permitirían satisfacer dichos requerimientos, permitiendo la inyección de ERV al sistema, para viabilizar el proceso de descarbonización.

Figura 5.4: Perfil de distribución de control secundario de frecuencia y requerimiento de rampa de subida, día tipo abril 2035 hidrología seca y embalses en cota mínima/baja





6 SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN – ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Como última parte de este Estudio se desarrollaron análisis de seguridad y calidad de servicio a efectos de corroborar el correcto desempeño dinámico del sistema, el cual había sido considerado en las etapas previas de este estudio mediante la incorporación de un grupo de restricciones, asociadas principalmente al control de frecuencia, las cuales buscan internalizar en los modelos de simulación económica de corto y largo plazo (operación e inversiones) este tipo de requerimientos.

Dado lo anterior, y entendiendo la complejidad propia de los análisis de desempeño eléctrico, en donde no resultaría factible estudiar el comportamiento del sistema para todos los casos que es capaz de entregar un modelo de operación económica, se procedió a seleccionar un escenario de plan de obras de generación, en sus variantes con y sin retiro de centrales a carbón, y en ellos detectar aquellos casos que representan condiciones de exigencia para el cumplimiento de estándares de recuperación establecidos en la normativa.

6.1 PUNTOS DE OPERACIÓN Y CONTINGENCIAS A SIMULAR

Una vez definidos los escenarios de plan de obras de generación a utilizar, se definieron tres años en los cuales se buscarían los puntos de operación para ser simulados, estos serían los años 2025, 2030 y 2035. El hecho de escoger estos tres años tiene por objetivo analizar el comportamiento del sistema y su evolución en el tiempo, dado el crecimiento natural de la demanda y el ingreso de nuevas centrales de distintas tecnologías.

A partir de lo anterior se buscaron aquellos puntos de operación dentro de los resultados de la etapa de simulación de la operación horaria del sistema, para los escenarios y años definidos. De esta forma, se simularon aquellos puntos de operación con alta inyección por parte de las centrales solares fotovoltaicas y una baja disponibilidad de agua en los embalses del sistema, así como escaso aporte de generación hidráulica de pasada, de modo de representar condiciones exigentes desde el punto de vista de los recursos para la obtención de una respuesta dinámica satisfactoria.

A partir de la utilización de estos criterios se escogieron los siguientes Puntos de Operación (PO):

PO1: Domingo 6 de abril de **2025**, 14:00 horas, **11.147 MW** de demanda.

PO2: Domingo 7 abril de **2030**, 12:00 horas, **12.725 MW** de demanda.

PO3: Domingo 8 de abril de **2035**, 12:00 horas, **14.375 MW** de demanda.

Estos PO se utilizaron para ambos escenarios de plan de obras de generación (con y sin retiro de centrales a carbón, A1a y A1b respectivamente), con la finalidad de poder contrastar los resultados obtenidos para ambos escenarios.

Tabla 6.1: Generación por punto de operación a simular.

Generación por Tecnología [MW]	Escenario A1a			Escenario A1b		
	PO1	PO2	PO3	PO1	PO2	PO3
Bombeo	0	-200	-500	0	-500	-500
Solar FV	5,909	7,833	9,471	5,327	7,886	9,478
Solar CSP	99	597	1,473	99	99	182
Geotérmica	52	480	574	55	198	198
Eólica	702	488	444	680	0	0
Hidro Embalse	573	323	98	604	604	604
Hidro Pasada y Serie	1,582	2,060	2,011	1,559	1,964	1,730
Carbón	2,448	1,506	1,097	2,916	2,640	2,785
GNL	0	0	0	0	0	0
Diesel y otros	246	150	136	345	150	150
Generación Total	11,610	13,237	14,802	11,585	13,040	14,627

En la siguiente tabla se presentan los porcentajes de participación relativa, para cada escenario y punto de operación de la generación renovable variable (asincrónica) y la generación convencional (sincrónica).

Tabla 6.2: Participación relativa de generación sincrónica en cada escenario y punto de operación.

Tipo de Generación	PO1: 2025		PO2: 2030		PO3: 2035	
	A1a	A1b	A1a	A1b	A1a	A1b
Convencional/Sincrónica	43%	48%	38%	42%	35%	37%
ERV/Asincrónica	57%	52%	62%	58%	65%	63%

Esta última tabla muestra que las diferencias en el grado de participación de la generación sincrónica entre ambos escenarios, y para cada punto de operación, resulta bastante similar, siendo la mayor diferencia la encontrada para el PO1, que corresponde al año más reciente dentro de los seleccionados a simular, para el cual se obtuvo un porcentaje de participación de la generación sincrónica un 5% menor en el escenario de retiro de centrales a carbón (A1a) en comparación con el otro escenario. Esta diferencia se acorta a un 4% al año 2030 y a un 2% al año 2035.

Para estos puntos de operación seleccionados se definió realizar las siguientes contingencias:

- Línea Los Changos – Parinas 2x500 kV (170 km): Cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en un circuito, apertura en 120 milisegundos.
- Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV (408 km): Cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en un circuito, apertura en 120 milisegundos.
- Central Angamos: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida de una de las unidades y posterior salida de servicio de dicha unidad en 40 milisegundos.
- Central IEM: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida posterior salida de servicio de la unidad en 40 milisegundos.

- Central Alfalfal II: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida de una de las unidades y posterior salida de servicio de dicha unidad en 40 milisegundos.
- Central Santa María: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida y posterior salida de servicio de la unidad en 40 milisegundos.

6.2 PRINCIPALES RESULTADOS

Los resultados obtenidos para las distintas condiciones de operación y contingencias simuladas muestran un comportamiento eléctrico satisfactorio por parte del sistema, no presentándose condiciones de inestabilidad.

Es importante señalar que, de las contingencias simuladas, aquella que resultó más compleja de sobrellevar correspondió a la falla trifásica sin impedancia a tierra en uno de los circuitos de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbres. La aplicación de esta falla durante 120 milisegundos, y la posterior apertura del circuito fallado, ocasionaron las máximas excursiones angulares durante la primera oscilación, alcanzando los 120° en algunos casos. No obstante, el sistema se recupera satisfactoriamente a pesar de las oscilaciones iniciales, cumpliendo con los estándares de recuperación dinámica en todos los casos.

Por otra parte, las contingencias asociadas a la salida de unidades de generación de tamaño relevante no significaron mayores inconvenientes para el sistema, especialmente considerando que las unidades de mayor tamaño se encontraban, en la mayoría de los casos, en condición de operación a mínima potencia, como es el caso de las unidades de generación a carbón, lo cual ocurre por motivos de operación económica dada la alta disponibilidad de generación solar.

Tabla 6.3: Frecuencia en cada escenario y condición de operación.

Principales resultados	Escenario A1a			Escenario A1b		
	PO1	PO2	PO3	PO1	PO2	PO3
Frecuencia Mínima [Hz]	49.58 49.35	49.55	49.57	49.60 49.40	49.68 49.34	49.64 49.34
Falla (Salida de central)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (322 MW)	Alfalfal II (168 MW)	Alfalfal II (168 MW)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (334 MW)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (334 MW)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (334 MW)

A continuación, la Figura 6.1 muestra los resultados de la simulación dinámica de la contingencia de generación (severidad 5) sobre la central Alfalfal II, significando una pérdida de 168 MW de generación en el caso del **PO1** (año 2025), mientras que para el **PO2** (año 2030) significó una pérdida de generación de 228 MW. Los resultados se presentan comparando las respuestas para los escenarios con y sin descarbonización.

Finalmente, la Figura 6.2 muestra el resultado de igual contingencia, pero para el **PO3** (año 2035), significando una pérdida de 208 MW de generación.

Figura 6.1: Resultados simulación de contingencia en central Alfalfal II - PO1 y PO2.

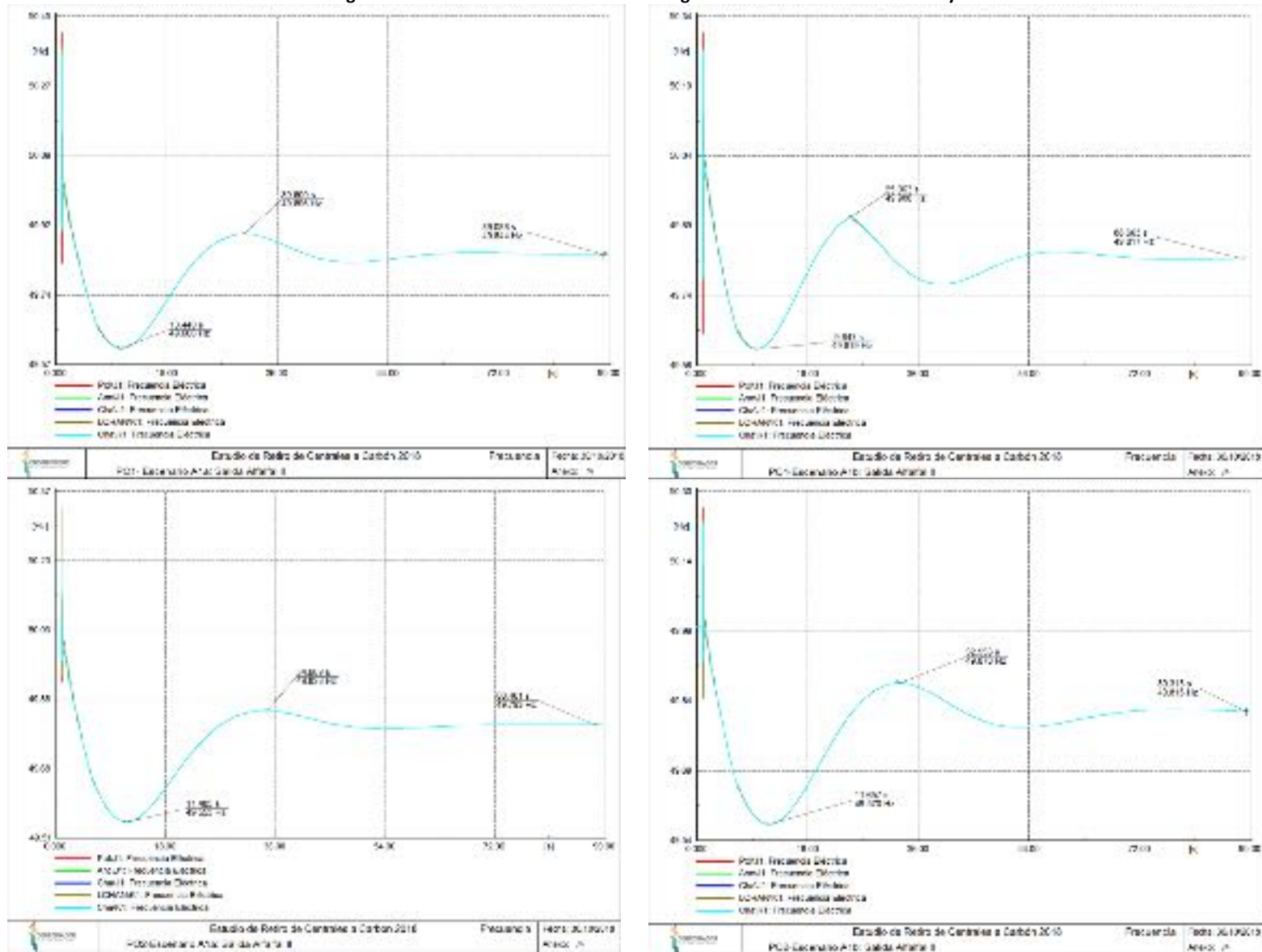
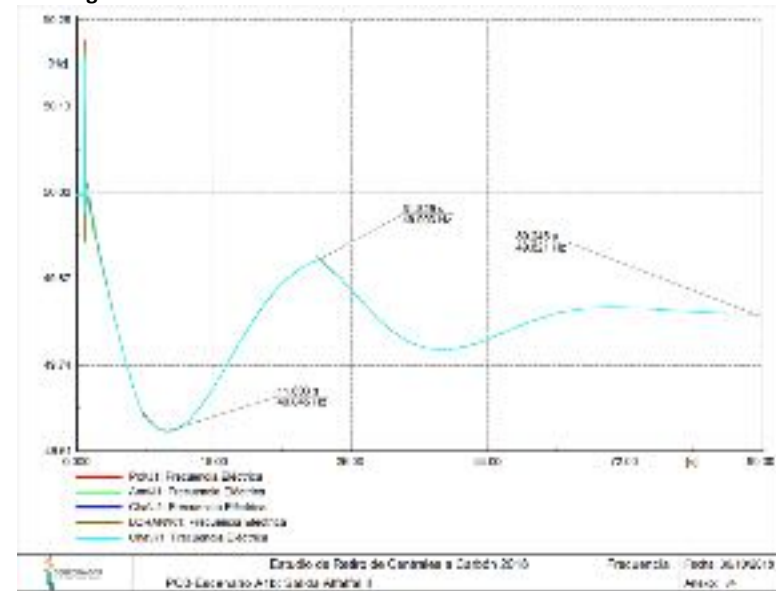
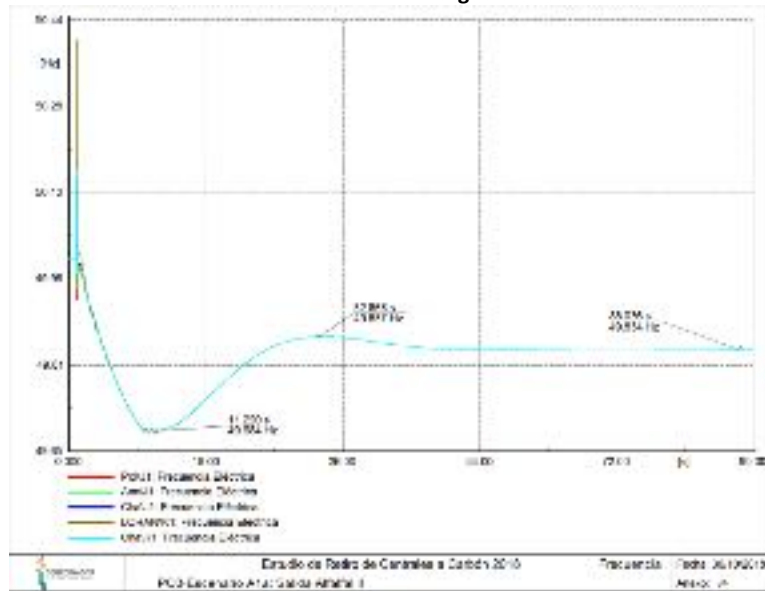


Figura 6.2: Resultados simulación de contingencia en central Alfafal II – PO3.



6.3 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

A modo de conclusiones respecto de los estudios de seguridad y calidad de servicio preliminares realizados, es posible afirmar lo siguiente:

- El sistema presenta condiciones de estabilidad comparables para ambos escenarios, mostrando un adecuado desempeño dinámico en todos los casos analizados.
- El análisis de los resultados obtenidos mostró que la contingencia que representó una mayor exigencia para el sistema corresponde a un cortocircuito franco en la zona del norte grande, presentando las mayores excursiones angulares y oscilaciones de esta variable.
- Por su parte, las contingencias de pérdida de generación no presentaron mayores dificultades para ser enfrentadas en ninguno de los casos analizados.
- Adicionalmente, los resultados muestran la factibilidad de revisar los montos de reservas consideradas, las que se deberán estudiar con mayor detalle y para una mayor cantidad de puntos de operación, con la finalidad de intentar reducir los dichos montos y chequear el buen comportamiento frente a otras condiciones de operación.
- De igual manera, la localización de los recursos para entrega de las reservas señaladas también corresponde a una materia relevante a revisar y analizar en mayor detalle en un estudio específico.
- Finalmente, de manera similar a las reservas, resulta pertinente analizar en mayor profundidad los montos máximos de transferencias admisibles a través de los enlaces AC y DC, así como eventuales requerimientos de apoyos en puntos intermedios (Maitencillo, Cumbre) para efectos de mejorar la estabilidad angular frente a cortocircuitos en líneas importantes en la zona del norte grande.

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

Expansión del SEN:

- A partir del desarrollo de infraestructura de generación y transmisión nacional óptima en forma oportuna, el sistema eléctrico puede operar manteniendo los requerimientos de seguridad de servicio, en un escenario de retiro programado de centrales a carbón. Sin embargo, lo anterior tiene costos de inversión adicionales a los que se debe incurrir en escenarios sin descarbonización.
- En la totalidad de los escenarios estudiados se identificó la necesidad del desarrollo de un enlace HVDC entre las zonas norte y centro del país de 2.000 MW, entre S/E Kimal y Lo Aguirre, y dependiendo del escenario, se identificó la necesidad posterior de un segundo enlace de 2.000 MW entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre, lo que permite evidenciar que la conveniencia económica del desarrollo de este proyecto es transversal para un amplio espectro de los escenarios futuros analizados, y por lo tanto dicho desarrollo permitiría entregar mayor robustez al Sistema Eléctrico Nacional, reduciendo riesgos de sobrecostos en escenarios futuros de alta incertidumbre. Al respecto, se debe destacar que estos proyectos en conjunto estarían en línea con la recomendación de expansión emitida por el Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera y permite el desarrollo del enlace HVDC en etapas.
- Se identificó la necesidad de adelantar desarrollos de transmisión local en zonas con complejos de grandes centrales a carbón, como es el caso de la zona de Puchuncaví.
- De las comparaciones de resultados entre casos con y sin un cronograma de descarbonización, se pudo concluir que el proceso de retiro de centrales a carbón en general requiere adelantar obras de transmisión que actualmente se encuentran definidas en los estudios planificación de la transmisión.
- A partir de los análisis de las partidas generales de costos totales de inversión generación-transmisión nacional y los costos de operación, se observó que es relevante identificar las obras de infraestructura de transmisión nacional necesarias que deben anticipar su materialización en un proceso de retiro de centrales a carbón de la matriz energética, ya que la materialización de estos proyectos es crucial para incentivar y facilitar el desarrollo de oferta de generación eficiente, y preparar el sistema para viabilizar el proceso de descarbonización. Además, se debe tener presente que las condiciones de riesgo de demora en la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión nacional se han incrementado sustancialmente en los últimos años, razón por la cual puede ser un factor que impacte en la concreción de un cronograma de retiro de unidades a carbón.
- Los análisis realizados no consideran las inversiones asociadas a la expansión de transmisión zonal ni aquellas asociadas a la expansión de terminales de GNL e infraestructura de gasoductos necesaria para las centrales que utilizan gas natural.

Operación del SEN:

- Desde un punto de vista operacional, el SEN puede desarrollarse eficientemente logrando mantener la suficiencia y la seguridad de servicio, con la consiguiente inversión en transmisión y en tecnologías tales como generación solar fotovoltaica, eólica e hidráulica, acompañada de centrales de generación flexibles tales como CSP, bombeo hidráulico o gas natural o GNL. Lo anterior, debido a que los desarrollos de infraestructura sustituta del carbón, sumado a las centrales existentes, permitieron satisfacer los crecientes requerimientos de reserva operativa necesaria ante una alta inserción de energías renovables variables.
- La operación en modo ciclaje de centrales termoeléctricas requerirá efectuar diariamente partidas y detenciones de las centrales, lo que implicará mayores emisiones en las etapas de partidas, lo podría llevar a exceder normas de calidad de aire y/o emisiones, por lo que esta materia debe ser estudiada en profundidad, de forma de determinar la viabilidad ambiental de dicha estrategia de operación.

Por otra parte, se ha supuesto que las centrales de ciclo combinado actualmente existentes son capaces de operar con patrones de ciclaje diaria, lo que debe ser validado con los propietarios de dichas instalaciones de generación. En caso de no ser factible, se incurrirá en mayores costos de operación o bien deberá incorporarse nueva capacidad de generación a gas natural que tenga dicha flexibilidad.

- En el cálculo de los costos de operación en inversión de los escenarios evaluados no se ha incorporado el costo asociado a las partidas y detenciones de centrales termoeléctricas de ciclos combinados, por lo que deberán ser analizados en detalle en estudios futuros. Esto implica, que los sobrecostos de partida y detenciones de unidades en base a gas natural o GNL sólo para brindar servicios en hora de máxima inserción de ERV podría aumentar los costos asociados al retiro de centrales a carbón.

Seguridad y calidad de servicio del SEN:

- En los análisis eléctricos preliminares efectuados en condiciones exigentes de operación para los años 2025, 2030 y 2035, no se observaron inestabilidades para contingencias simples críticas en el sistema eléctrico, lo que implica que el desarrollo adecuado de infraestructura, sumado a la utilización de centrales ya existentes, permitirían mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio del SEN en un eventual proceso de descarbonización. Sin embargo, se deben realizar análisis más detallados una vez que se disponga de un cronograma de retiro o reconversión de centrales definitivo, junto a análisis periódicos en la medida que se materialice dicho cronograma.

7.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda analizar mecanismos para adecuar periódicamente las fechas del cronograma de retiro de centrales a carbón que finalmente se defina, de forma de evitar efectos adversos en el costo del suministro eléctrico, su calidad y seguridad de servicio y no afectar la competencia en generación.

7.3 ANÁLISIS FUTUROS

- En este estudio no se ha considerado la posibilidad de la reconversión de las centrales a carbón, por lo que se recomienda analizar o estudiar opciones tales como mantener en servicio algunas centrales carboneras existentes para operar como condensadores sincrónicos para proveer inercia, niveles de cortocircuito, control de reactivos, y soporte de tensión ante fallas, reduciéndose en este caso eventuales problemas asociados al soporte de tensión, y los referentes a inercia.
- Analizar el aporte de rampa de subida y bajada que se prevé en el futuro podrían aportarían las centrales carboneras para facilitar la inserción de ERV solar, y el de reserva secundaria ante alta inserción de ERV, ya que dicho aporte se ve sustituido de manera importante por centrales en base a bombeo hidráulico, gas natural o GNL y CSP dependiendo del escenario.
- Explorar factibilidad técnica y costos en que se debe incurrir para reacondicionamiento de centrales a carbón como condensadores sincrónicos. Adicionalmente estudiar la factibilidad mecánica de su funcionamiento acoplado a la turbina para mantener o disminuir lo menos posible sus atributos de inercia, y estudiar su real aporte y factibilidad de uso alternado transitorio en régimen motor/generador en condiciones de desbalance de energía del sistema (aporte de energía de la inercia ante fallas, en régimen de generador sincrónico).
- Estudiar con profundidad la localización óptima de reservas e inercia para asegurar estabilidad del sistema. Lo anterior, debido a la longitud del sistema eléctrico nacional, donde las frecuencias mínimas a lo largo del sistema se desacoplan dependiendo del lugar de la desconexión de generación.
- Estudiar los impactos técnicos y económicos de posponer o sufrir atrasos en el desarrollo de infraestructura de transmisión, principalmente el corredor HVDC entre la zona norte y centro del país, y cómo afecta el cronograma de retiro o reconversión de las centrales a carbón.
- Analizar los sobre costos de operación y/o inversión asociados a las partidas y detenciones de centrales termoeléctricas de ciclos combinados, necesarios para brindar servicios en hora de máxima inserción de ERV y que podrían eventualmente aumentar los costos asociados al retiro de centrales a carbón.



Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo

Informe Final corregido

Ministerio de Energía

19 de febrero de 2018

Tabla de contenido

Siglas.....	5
1 Introducción	7
2 Antecedentes	11
2.1 Demanda energética	11
2.1.1 Supuestos generales.....	11
2.1.2 Crecimiento económico.....	13
2.1.3 Producción minera.....	16
2.1.4 Eficiencia Energética.....	17
2.1.5 Transporte eléctrico	19
2.1.6 Climatización eléctrica	21
2.1.7 Generación Distribuida.....	22
2.2 Costos de tecnologías de generación.....	25
2.3 Precios de combustibles.....	31
2.4 Potenciales y perfiles de generación.....	34
3 Sistema eléctrico	41
3.1 Conceptos generales	41
3.2 Sistema de transmisión modelado.....	43
3.3 Demanda eléctrica	43
3.4 Centrales existentes y en construcción.....	48
3.5 Áreas con capacidad de expansión	50
3.6 Intercambios internacionales de energía.....	52
4 Escenarios Energéticos.....	54
4.1 Metodología de construcción de escenarios	54
4.2 Factores con incertidumbre utilizados para la construcción de Escenarios	56



4.3	Escenarios considerados y cuantificación de parámetros	57
4.3.1	Disposición social para proyectos.....	58
4.3.2	Demanda energética	59
4.3.3	Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	60
4.3.4	Costos de externalidades ambientales.....	60
4.3.5	Costos de inversión de tecnologías renovables.....	63
4.3.6	Precio de combustibles fósiles	64
5	Resultados	65
5.1	Demanda energética	65
5.1.1	Proyecciones de demanda.....	65
5.1.2	Objetivos de Eficiencia Energética.....	70
5.1.3	Consumo eléctrico per cápita	72
5.2	Oferta eléctrica.....	74
5.2.1	Plan de obras de generación	74
5.2.2	Demanda de sales en centrales de generación CSP	84
5.2.3	Análisis de corto y largo plazo de los planes de obras	88
5.2.4	Demanda por flexibilidad	96
5.3	Oferta energética	98
5.3.1	Capacidad de abastecimiento de GNL.....	98
5.3.2	Leña.....	100
5.3.3	Hidrógeno	102
5.3.4	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.....	102
5.3.5	Generación distribuida	104
5.4	Análisis de sensibilidades	106

5.4.1	Levantamiento de restricciones a hogares en proyecciones de generación distribuida	106
5.4.2	Disponibilidad de GNL para centrales de generación eléctrica.....	107
5.4.3	Incorporación de efectos de cambio climático en información hidrológica	108
5.4.4	Aplicación de un costo de emisiones de CO2 escalonado en el tiempo	110
5.4.5	Intercambios de gas (swaps) con Argentina.....	111
6	Referencias.....	113
7	Anexos.....	117
7.1	Metodología de proyección de precios de combustible.....	117
7.2	Metodología de proyección de demanda energética	118
7.3	Sistema de transmisión eléctrica modelado	122
7.4	Costo de conexión.....	123
7.5	Tiempo de Construcción	125
7.6	Vida útil económica.....	126
7.7	Mantenimiento, indisponibilidad y servicios auxiliares	127
7.8	Análisis para Potenciales Polos de Generación Eléctrica	129
7.9	Comité de Expertos para escenarios energéticos.....	139



Siglas

BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
CCS:	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CEN:	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE:	Comisión Nacional de Energía
CO2:	Dióxido de Carbono
COP21:	21ª Convención entre las Partes
CSP:	Concentración Solar de Potencia
COCHILCO:	Comisión Chilena del Cobre
COMA:	Costo de Operación, Mantenimiento y Administración
CVNC:	Costo Variable No Combustible
GNC:	Gas Natural de Ciudad
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
GNL:	Gas Natural Licuado
GNL CC:	Central de Ciclo Combinado en base a Gas Natural Licuado
GNL CA:	Central de Ciclo Abierto en base a Gas Natural Licuado
INDC:	Contribución Nacional Tentativa
MEPS:	Estándares Mínimos de Eficiencia
MP:	Material Particulado
NOX:	Óxidos Nitrosos
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
PCH:	Potencial Central Hidroeléctrica
PELP:	Planificación Energética de Largo Plazo
PET:	<i>Power Electricity Timetable</i> (software de Planificación)
PIB:	Producto Interno Bruto

PLP: Software de Programación de Largo Plazo
PCP: Software de Programación de Corto Plazo
SEN: Sistema Eléctrico Nacional
SO2: Dióxido de Azufre
SSC: Sub sub cuenca



1 Introducción

Conforme a lo dispuesto en el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.936¹, el Ministerio de Energía cada cinco años, deberá desarrollar un proceso de Planificación Energética de Largo Plazo para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años, de modo que estos escenarios sean considerados en la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que lleva a cabo la Comisión Nacional de Energía (CNE), según indica la misma Ley.

Adicionalmente, y según lo establecido en el artículo noveno transitorio de la Ley N° 20.936, el Ministerio de Energía debe dar inicio al proceso de Planificación Energética de Largo Plazo dentro de los noventa días siguientes a la publicación de la mencionada Ley, siendo esta fecha el pasado día 20 de octubre de 2016. Este día, y conforme a lo dispuesto en el artículo 84° de la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la ley N° 20.936, el Ministerio de Energía abrió un Registro de Participación Ciudadana en el que se pudo inscribir toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso. El proceso de apertura del Registro de Participación Ciudadana se estableció en la Resolución Exenta N°18 del Ministerio de Energía, estableciendo sus plazos y condiciones.

Entre los días 20 de octubre y 14 de noviembre de 2016 estuvo abierta la plataforma web para la inscripción en el Registro de Participación Ciudadana. Posteriormente, el Ministerio de Energía revisó los antecedentes presentados por los solicitantes entre los días 15 y 22 de noviembre de 2016, para que entre los días 23 y 29 de noviembre los solicitantes respectivos pudiesen subsanar la falta o corrección de información según correspondiera. La Resolución Exenta N° 26 del 2016 aprobó el Registro de Participación Ciudadana del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.

Las personas naturales y jurídicas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana tienen derecho a:

- a) Recibir por correo electrónico, de parte del Ministerio, las notificaciones de las etapas e hitos del proceso de planificación.

¹ La ley N° 20.936, publicada el 20 de julio de 2016, establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, introduciendo diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

- b) Participar en la audiencia pública convocada por el Ministerio a efectos de exponer el Plan de Trabajo del proceso de Planificación, realizar observaciones al mismo y acompañar los antecedentes o la información que estimen pertinente para el adecuado desarrollo del proceso de Planificación y para la identificación de los potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica.
- c) Participar en audiencias que pudiese convocar el Ministerio para presentar avances del proceso de Planificación y realizar observaciones a lo presentado en ellas, en los plazos y condiciones que defina el Ministerio.
- d) Realizar observaciones al informe preliminar del proceso de Planificación.
- e) Participar en la audiencia pública convocada por el Ministerio, a efectos de exponer los resultados del informe final del proceso de Planificación.
- f) Realizar observaciones al informe final del proceso de planificación.

Adicionalmente, el día 5 de diciembre de 2016 fue expuesto el Plan de Trabajo del proceso en una audiencia pública a la que fueron convocados los inscritos en el Registro de Participación Ciudadana. Esta audiencia se llevó a cabo en forma presencial en Santiago, y de forma remota en regiones, con acceso vía *streaming*. A su vez, fue enviado a los inscritos en el respectivo registro, el documento del Plan de Trabajo, quienes tuvieron inicialmente 20 días hábiles como plazo para realizar observaciones al Plan y aportar antecedentes o la información que estimasen pertinente para el adecuado desarrollo del Proceso de Planificación y para la identificación de los Potenciales Polos de Generación Eléctrica. Posteriormente, a solicitud de algunos inscritos, este plazo fue extendido en 7 días hábiles, finalizando el período de recepción de comentarios y antecedentes el día 13 de enero de 2017. Luego, fue publicado y enviado el documento definitivo del Plan de Trabajo el día 6 de febrero de 2017².

A su vez, según lo que se establece en el artículo 84° de la Ley General de Servicios Eléctricos: "(...) *Dentro de los ocho meses siguientes al inicio del proceso señalado precedentemente, el Ministerio deberá emitir un informe preliminar de planificación energética*", el día 20 de junio de 2017 fue emitido el Informe Preliminar de Planificación Energética, el cual a su vez se presentó en una audiencia pública a la que fueron convocados los inscritos en el Registro de Participación Ciudadana. Esta audiencia se llevó a cabo en forma presencial en Santiago, y de forma remota en

² Disponible en: <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/plan-de-trabajo>



regiones, con acceso vía *streaming*. El Informe Preliminar expuso los resultados preliminares del proceso, en cuanto a los siguientes productos:

- a) Escenarios Energéticos preliminares, en cuanto a la proyección de demanda energética y de demanda eléctrica; a la proyección de oferta energética y del plan de obras de generación eléctrica esperado; y a la descripción de los supuestos.
- b) Análisis para Potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica.

Junto a lo anterior, los inscritos en el Registro de Participación Ciudadana pudieron realizar observaciones al documento del Informe Preliminar entre los días 20 de junio y 18 de julio de 2017. Este último plazo, a petición de algunos inscritos, fue extendido hasta el día 1 de agosto de 2017. El día 7 de noviembre fue publicada una versión corregida del Informe Preliminar, la cual se complementó con las observaciones realizadas por los inscritos en el Registro de Participación Ciudadana, en los plazos anteriormente descritos.

Cabe destacar, que el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, tiene por objetivo primordial proporcionar escenarios de desarrollo futuro del sector energético nacional, con las respectivas tendencias generales de las variables relevantes de éste, para orientar la expansión de la transmisión eléctrica a nivel del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En ningún caso el presente Informe representa un documento de política energética y/o tiene por fin realizar un análisis puntual de algún aspecto del sector energético (por ejemplo: tarificación de servicios complementarios, análisis de contingencias y emergencias, entre otros).

A su vez, el día 5 de diciembre de 2017, fue publicado el Informe Final del proceso, al cual hace referencia el artículo 17° del Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo. Según lo establecido, este Informe contiene: el horizonte de planificación estudiado; las proyecciones de oferta y de demanda energética utilizadas, en particular la eléctrica; la información territorial y ambiental existente que fue utilizada durante el proceso; los criterios, antecedentes y datos empleados para la construcción de los Escenarios Energéticos; los resultados de las simulaciones, cálculos y análisis hechos para la identificación de los Escenarios Energéticos; las respuestas a las observaciones formuladas al Informe Preliminar y que no fueron acogidas; y la identificación de los Escenarios Energéticos. Con respecto a esto último, cabe señalar que no se incluye el respectivo Informe Técnico de Polos de Desarrollo al cual hace referencia el Reglamento respectivo, debido a

que en el Informe Preliminar no se identificaron Potenciales Polos de Desarrollo de generación eléctrica.

El presente documento corresponde al Informe Final corregido del proceso, al que hace referencia el artículo 20° del Decreto 134 de 2016 del Ministerio de Energía, en cuanto a que *“dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo señalado en el artículo anterior, el Ministerio deberá publicar en su sitio web el Informe Final corregido producto de las observaciones que hubieran sido acogidas si corresponde, y un documento que contenga las respuestas a las observaciones formuladas y que no fueron acogidas, conforme a lo señalado en el artículo anterior”*.

Por último cabe señalar que según lo dispuesto en el inciso 2 del artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en donde se establece que el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo debe tener ciertas consideraciones. Estas se enumeran a continuación, acompañadas de la respectiva sección del presente Informe en donde se detalla cómo fueron abordadas en el proceso.

- Identificación de Polos de Desarrollo de generación – sección 7.8
- Generación distribuida – sección 2.1.7
- Intercambios internacionales de energía – sección 3.6
- Políticas medio ambientales que tengan incidencia – sección 5.3.2 y 5.3.4
- Objetivos de eficiencia energética – sección 5.1.2
- Planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía - 2.4



2 Antecedentes

En esta sección se exponen los principales insumos empleados para construir los Escenarios Energéticos del proceso de planificación. Cabe señalar que estos antecedentes representan proyecciones de variables relevantes para el sector energético en el largo plazo, las que fueron cuantificadas en base a diversas metodologías y referencias nacionales e internacionales, que a continuación se explicitan.

2.1 Demanda energética

En virtud de lo mencionado en el artículo 83° de la Ley, el proceso de planificación debe considerar escenarios de proyección de demanda energética. Esto implica que la proyección no solo se debe realizar para el caso eléctrico, sino que para todos los energéticos que se consumen en el país.

Estas proyecciones se realizaron considerando como insumo los datos del Balance Nacional de Energía 2015, las estimaciones de las fijaciones de Precios de Nudo de Corto Plazo efectuadas conforme al artículo 162° de la Ley, los informes de previsión de demanda para las fijaciones antes mencionadas y para las licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados a que se refieren los artículos 131° y siguientes de la Ley, las proyecciones de demanda realizadas por el Coordinador, y la información proveniente de organismos nacionales e internacionales pertinentes.

En particular, a partir de las demandas energéticas proyectadas se separó la demanda eléctrica necesaria para alimentar las modelaciones de oferta eléctrica en cada caso. A su vez, esta demanda fue desagregada por cada una de las regiones en las que se emplaza el sistema eléctrico nacional. Mayor detalle de la modelación de la demanda y sus supuestos se puede encontrar en el anexo 7.2.

2.1.1 Supuestos generales

Para construir las proyecciones de demanda energética se empleó un modelo³ de proyección de demanda del tipo *bottom-up*⁴. Este modelo permite recoger diversas dinámicas de

³ Mayor detalle del modelo se puede obtener en el Anexo 7.2 del presente Informe.

⁴ Los modelos de este tipo, realizan, en una primera instancia, proyecciones de los usos finales de energía en cada uno de los sectores, para así construir, posteriormente, la demanda total de energía.

comportamiento de la demanda energética, tales como cambios en la producción minera, medidas de eficiencia energética, confort térmico en viviendas, entre otros.

En las proyecciones de demanda energética fueron considerados los distintos sectores incluidos en el Balance Nacional de Energía que publica anualmente el Ministerio de Energía, con sus respectivos energéticos:

Tabla 1: Sectores y energéticos considerados en la proyección de demanda

Sectores	Energéticos de uso final
Industria	Petróleo Diésel
Minería	Petróleos Combustibles
Comercial	Gasolina motor
Público	Jet Kerosene
Residencial	Kerosene
Transporte	Gas Licuado
	Electricidad
	Gas Natural
	Coque Mineral
	Leña y Biomasa
	Biogás
	Solar (térmico)
	Nafta
	Coque de petróleo
	Carbón
	Gasolina Aviación
	Gas Corriente
	Alquitrán
	Gas de refinería
	Derivados industriales del petróleo
	Gas de coques
	Gas de Alto Horno

Cabe señalar que la metodología de proyección de demanda, en particular la que tiene relación con el sector Residencial, consideró una restricción en cuanto al consumo de leña en las regiones que cuenten con planes de descontaminación atmosférica. Específicamente se limitó el aumento en el consumo de este energético, a los niveles actuales, para dichas áreas. Esta consideración, da cuenta a uno de los requerimientos del artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en cuanto a que el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, debe considerar *“políticas medioambientales que tengan incidencia”*.



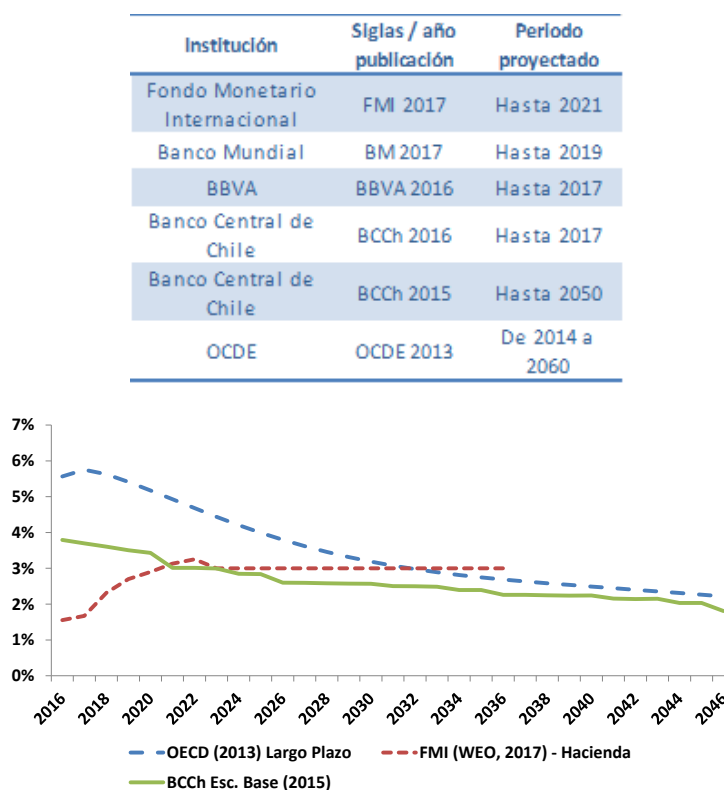
En las siguientes sub-secciones se exponen los parámetros e insumos principales que tienen incidencia en las proyecciones de demanda energética, así como la metodología aplicada en cada caso.

2.1.2 Crecimiento económico

Uno de los insumos principales del modelo de proyección de demanda energética es la evolución del Producto Interno Bruto del país. Este parámetro impacta a cada uno de los sectores considerados en el modelo de forma distinta y bajo sus propias dinámicas.

Para construir las proyecciones, se identificó que existen diversas instituciones que realizan estimaciones del crecimiento económico para Chile. En este sentido, tres organismos han desarrollado estimaciones de crecimiento de corto plazo (hasta el año 2018), siendo el Banco Central de Chile y la OCDE las dos únicas instituciones que han desarrollado pronósticos de crecimiento de largo plazo. En la Figura 1 se muestran tales proyecciones, con las respectivas fuentes de información ([1], [2], [3] [4] [5]).

Figura 1: Proyecciones de tasa de crecimiento económico de largo plazo en %, por fuente



Cabe señalar que actualmente, según el Banco Mundial⁵, Chile es un país de ingresos medios-altos, con un PIB per-cápita de US2015 \$13,413 (nominal), comparable con Croacia, Grecia y Letonia. En la práctica, es posible comparar Chile con Portugal, debido a las similitudes en términos del tamaño de la economía y el nivel de desarrollo⁶. Por esta razón, se ha tomado como referencia de país desarrollado al cual Chile debería avanzar la situación actual de Portugal, con un PIB per-cápita de US2015 \$19,000 (nominal).

Dado lo anterior, se establecieron dos trayectorias de proyección de crecimiento económico para el país:

- Referencial: Esta trayectoria se compone de las proyecciones del FMI hasta el año 2021, y de las proyecciones sugeridas por el Banco Central de Chile entre el año 2022 y 2050.
- Optimista: Esta trayectoria se compone de las proyecciones del FMI hasta el año 2021, las proyecciones de la OCDE después del 2030, e una interpolación lineal entre esas dos fuentes en el mediano plazo (entre los años 2022 y 2029). El año de acoplamiento a las proyecciones de la OCDE corresponde al 2030, año en que Chile alcanzaría un nivel de desarrollo similar a Portugal según el crecimiento proyectado.

⁵ Fuente: <https://datahelpdesk.worldbank.org/knowledgebase/articles/906519-world-bank-country-and-lending-groups>

⁶ Comparando los PIB con US2011PPP Chile tiene en 2015 \$389 miles de millones, mientras Portugal tiene \$275 miles de millones. Chile tiene 17.95 millones de habitantes y Portugal 10.36 millones, lo que da un PIB per-cápita en US2011PPP de 22,197 y 26,549 para Chile y Portugal respectivamente. Sobre esos datos se hizo la observación.



Tabla 2: Proyecciones crecimiento económico

Año	Referencial	Optimista
2017	1.67%	1.67%
2018	2.32%	2.32%
2019	2.70%	2.70%
2020	2.90%	2.90%
2021	3.13%	3.13%
2022	3.25%	3.25%
2023	2.99%	3.24%
2024	2.85%	3.23%
2025	2.84%	3.22%
2026	2.60%	3.22%
2027	2.59%	3.21%
2028	2.58%	3.20%
2029	2.57%	3.20%
2030	2.57%	3.19%
2031	2.50%	3.08%
2032	2.50%	2.98%
2033	2.48%	2.89%
2034	2.39%	2.81%
2035	2.39%	2.75%
2036	2.26%	2.69%
2037	2.26%	2.63%
2038	2.25%	2.58%
2039	2.24%	2.54%
2040	2.24%	2.49%
2041	2.16%	2.44%
2042	2.14%	2.40%
2043	2.15%	2.36%
2044	2.03%	2.31%
2045	2.03%	2.26%
2046	1.81%	2.22%

En la Tabla 2 se exhiben las proyecciones de crecimiento económico en tasa porcentual para ambas trayectorias de crecimiento.

2.1.3 Producción minera

Un parámetro determinante en la demanda energética es la producción de la minería del cobre en el país⁷. Esta producción, entre otras variables como la ley del mineral y la eficiencia de los procesos, determina directamente cual será el nivel de su consumo energético. Lo anterior, por medio de una relación entre consumo energético en cada proceso de la minería del cobre (ej. lixiviación) y la producción total de cobre.

En este sentido, como parámetro de entrada al modelo de proyección de demanda se consideran las proyecciones de producción de cobre fino en el país que publica anualmente COCHILCO [6]. Para ello se tomó la clasificación “esperada” para la proyección de cobre fino total a nivel nacional, la cual se muestra en la Tabla 3:

Tabla 3: Producción de cobre fino total país

Año	Producción [miles ton]
2016	5,530
2017	5,638
2018	5,841
2019	6,089
2020	6,217
2021	6,355
2022	6,340
2023	6,217
2024	6,343
2025	6,219
2026	5,937
2027	5,873

Esta proyección, considera la producción de los yacimientos existentes (catalogada como “base” en el reporte de COCHILCO), además de la producción asociada a los yacimientos “Probables”, “Posibles” y “Potenciales”, a los que se hace referencia en tal Informe.

Para cubrir los años posteriores se utilizó la tendencia promedio anual entre los años 2016-2027.

⁷ Según el Balance Nacional de Energía del año 2015, este sector representó cerca de un 14% del consumo energético final del país.



2.1.4 Eficiencia Energética

La aplicación de medidas de Eficiencia Energética fue considerada en la proyección de demanda energética, debido a que es uno de los principales agentes de cambio de la misma. Al respecto, se debe considerar que el país ya ha implementado diversas medidas de eficiencia energética, que han penetrado en diversos sectores y usos energéticos.

La metodología para la estimación de penetración de medidas de eficiencia energética se basa en el modelamiento de acciones específicas que se aplican a distintos sectores consumidores de energía. Estas medidas, dependiendo de sus características particulares y a como esté modelado cada sector, pueden disminuir las intensidades de consumo de usos energéticos (ej. calefacción) o procesos particulares (ej. motriz en minería), incrementar eficiencias de equipos específicos o modificar la partición de usos de combustibles o tecnologías para satisfacer una demanda.

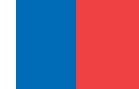
En el modelo de proyección de demanda se consideraron dos casos de penetración de eficiencia energética:

- Base: se considera mejoras en equipos y artefactos energéticos que ya presentan disminuciones en su consumo energético producto de medidas de eficiencia energética aplicadas (ej. recambio de luminarias). A su vez, se consideran mejoras continuas en aislación de viviendas y mejoramientos tecnológicos (ej. eficiencia de vehículos).
- Alta penetración: se considera, por sobre las tendencias actuales, la aplicación de nuevas medidas de eficiencia energética y/o una mayor penetración de las existentes. En este sentido, las medidas consideradas por sector fueron:
 - Industria y Minería
 - Estándares mínimos de eficiencia en motores eléctricos (MEPS), considerando su implementación durante los años 2018 y 2030.
 - Fomento a la cogeneración, estimando la entrada de un 5% anual a partir del año 2019.
 - Obligaciones a Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía, asumiendo una capacidad de ahorro anual de 1% en el consumo eléctrico a partir del año 2019.
 - Implementación de medidas a través de empresas distribuidoras eléctricas, a través de un cargo por eficiencia energética a partir del año 2022.

- Transporte
 - Conducción eficiente en vehículos de carga y de pasajeros, aumentando el rendimiento de estos, con un ahorro porcentual de un 7.5% por cada chofer que aprende conducción eficiente⁸.
 - Cambio modal a modos más eficientes a partir del año 2025, con un 5% del parque automotor que se cambia hacia modos más eficientes.
 - Establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética en vehículos livianos en los años 2019, 2023 y 2027.
- Residencial
 - MEPS⁹ de artefactos: establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética para refrigeradores, ampolletas, lavadoras, equipos de aire acondicionado y calefactores a leña.
 - Agua Caliente Sanitaria (ACS): mediante sistemas solares en viviendas, con la prolongación de la franquicia tributaria para estos sistemas, hasta el año 2028.
 - Reglamentación térmica en viviendas: se establecen actualizaciones a la reglamentación térmica de viviendas en los años 2018, 2028 y 2038.
 - Calificación obligatoria de viviendas nuevas: mediante un etiquetado de viviendas a partir del año 2020.
 - Reacondicionamiento de viviendas vulnerables y privadas con créditos blandos. En viviendas vulnerables se establece una mejora promedio de un 30% en cuanto a los parámetros fijados en la reglamentación térmica.
 - Fomento al uso de leña seca: asumiendo un porcentaje de 29% de aumento en su eficiencia a partir del año 2023.
 - Implementación de medidas a través de empresas distribuidoras eléctricas: mediante un cargo por eficiencia energética a partir del año 2022.
- Comercial y Público

⁸ Fuente: “Plan piloto de capacitación en conducción eficiente para conductores del sector público y su evaluación de impacto en el consumo de combustible”, Septiembre 2014. Disponible en Energía Abierta.

⁹ Estándares Mínimos de Eficiencia Energética, por su sigla en inglés.



- MEPS de artefactos: establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética para refrigeradores, ampolletas, tubos fluorescentes, equipos de aire acondicionado y motores.
- Recambio anual de un 5% de luminarias públicas hasta el año 2021.
- Implementación de mejoras de eficiencia energética en Edificios Públicos (colegios, universidades y en otros edificios públicos).
- Implementación de medidas de mejoras del potencial térmico de hospitales públicos.
- Implementación de medidas a través de empresas distribuidoras eléctricas: mediante un cargo por eficiencia energética a partir del año 2022.

En base a lo expuesto en este punto, se está dando cuenta de uno de los requerimientos establecidos en el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en cuanto a que el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo deberá considerar, entre otros aspectos, los “*objetivos de eficiencia energética*” con que se cuenten.

2.1.5 Transporte eléctrico

Tal como se mencionó anteriormente, el modelo de demanda energética considera todos los sectores y subsectores del Balance Nacional de Energía, dentro de los cuales se encuentra el de Transporte. En este, específicamente, se consideraron los tipos de transporte caminero, ferroviario, aéreo y marítimo, con sus respectivos modos de transporte (ej. taxi, bus, automóvil, tren, etc.).

En esta línea, se consideró la estimación del aumento de la demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, para el tipo de transporte caminero.

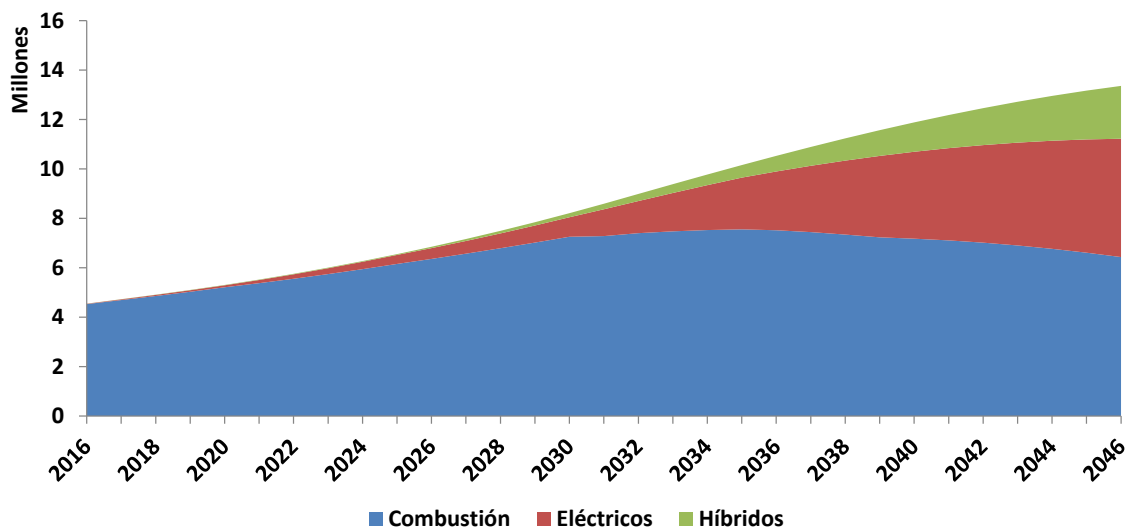
Específicamente, el modelo recibe como entrada la distribución del parque total de vehículos particulares para cada tecnología (bencinero, diésel, híbridos, eléctricos, etc.). A su vez, también recibe el rendimiento de cada uno de estos vehículos y el nivel de actividad del segmento (pasajeros-kilometro o pkm).

En cuanto a vehículos particulares eléctricos, se utilizó como referencia la proyección de Bloomberg New Energy Finance [7], la cual calcula la penetración de estos vehículos al año 2040

para economías avanzadas como Estados Unidos, Unión Europea, Japón y China, además de proyecciones globales y para el resto del mundo. La penetración de este tipo de vehículos en las economías avanzadas sería mayor a la del resto del mundo. En el resto del mundo se alcanzará una penetración de un 18.91% al año 2040, y si se extiende la serie considerando la tasa de crecimiento de los dos últimos años que proyectan los reportes, se obtiene que al 2050 la penetración de vehículos eléctricos será de un 40.21%. En resumen, los supuestos asumidos en un caso de alta penetración de vehículos eléctricos en el caso chileno, son:

- 40% de vehículos y taxis eléctricos en el parque vehicular al año 2050, siguiendo la trayectoria presentada para el resto del mundo en [7], aumento que solo resta penetración a vehículos y taxis a gasolina. Este 40% corresponde a cerca de 5 millones 600 mil vehículos eléctricos en el país a tal año, tal como se observa en la Figura 2.

Figura 2: Proyección de penetración de vehículos particulares eléctricos



- No se modifica la penetración porcentual de vehículos particulares a: Diésel, HYB Gasolina, HYB Diesel, HYB Plugin G, HYB Plugin D, BioDiesel, Etanol, GNC, GLP e Hidrogeno.
- 100% de buses eléctricos sobre el total del parque al año 2050.
- No se modifica la participación porcentual actual en el total del parque de vehículos de transporte de carga.
- Se considera una mejora progresiva en el rendimiento de los vehículos bencineros nuevos que ingresan al parque total.



Dado lo anterior, cabe señalar que el número de automóviles totales per cápita que podría alcanzar Chile según las proyecciones contenidas en este Informe, es inferior al nivel con que cuentan gran parte de los países de la OCDE a la fecha (World Economic Forum, 2017).

2.1.6 Climatización eléctrica

Según la última información disponible [8], la calefacción es el principal uso energético en el sector Residencial a nivel país. Este consumo, en el modelo de demanda, se puede realizar mediante distintos energéticos, ya sea electricidad, leña, gas natural, kerosene, entre otros. Esto depende de la zona del país en que se encuentre la vivienda y de las características de la misma (ej. diferenciación del consumo para estos efectos entre casa y departamentos). Adicionalmente, el consumo eléctrico por efectos del uso de aire acondicionado en viviendas es una fuente potencial de alto consumo eléctrico para el futuro.

En el caso de climatización, la demanda eléctrica se ve influenciada por el aumento del parque de viviendas en el país y el comportamiento del consumo energético (intensidad de uso), así también como del aumento en la tenencia de artefactos (estufas y equipos de aire acondicionado).

En virtud de lo antes expuesto, en las modelaciones se consideraron dos casos de aumento en el uso de calefacción eléctrica y de aire acondicionado:

- Base: se considera que el uso de electricidad para calefacción presenta un aumento en base a las tendencias actuales (crecimiento tendencial), observándose un mayor crecimiento en departamentos nuevos. En cuanto a aire acondicionado, también se considera en este caso un aumento en su uso en base a las tendencias actuales.
- Alta electrificación: se considera el uso de electricidad para calefacción en un 100% de los departamentos y de 50% en viviendas del país al año 2050. Esto para el total de viviendas que requieren su uso, ya que no se considera uso de estas opciones en zonas del país en las que la demanda por calefacción no es significativa (ej. algunas zonas térmicas del extremo norte del país). En cuanto a aire acondicionado en viviendas, en este caso se consideró que al año 2046 se alcanzará cerca de un 50% de penetración de su uso en el país, tanto en casas como en departamentos, debido principalmente al aumento en el ingreso del país y potenciales aumentos de temperatura por efectos del cambio climático.

2.1.7 Generación Distribuida

La generación distribuida de electricidad introduce cambios en el nivel de producción de energía eléctrica del sistema (por medio de inyecciones) y también cambios en la demanda eléctrica que afronta éste (por autoconsumo).

Para efectos de este ejercicio de Planificación Energética de Largo Plazo, y tal como se establece en el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en cuanto a que deberá considerar la identificación de “*generación distribuida*”, es que fue modelada la generación distribuida a nivel Residencial, mediante sistemas fotovoltaicos. En este contexto, se considera lo establecido en la ley N° 20.571, en donde se faculta a los clientes regulados a instalar sistemas de generación eléctrica a través de energías renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, con una capacidad de hasta 100 [kW]. La ley permite no sólo el autoabastecimiento eléctrico, sino que también la inyección a la red retribuida al precio nudo de la electricidad.

Para efectos de realizar una proyección de la penetración de la generación distribuida residencial, se ha seguido la metodología propuesta por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [9], adaptada para las condiciones nacionales. Esta metodología considera cinco etapas de estimación:

1. Simulador de rendimiento: estimación de la generación eléctrica anual para un módulo, según su ubicación geográfica. Para esto, se utilizaron los datos del explorador solar del Ministerio de Energía¹⁰ en cuanto a la producción solar de sistemas fotovoltaicos en el país, lo cual se hizo tomando información a nivel comunal.
2. Cálculo del ingreso anual: Una vez obtenida la proyección de generación eléctrica para este tipo de sistemas, se calculan los ingresos que percibe el hogar en el tiempo. Los ingresos se consideran como el ahorro del hogar por no consumir electricidad de la red a valor del precio de distribución¹¹ más los ingresos percibidos por vender electricidad de la red al precio nudo por sistema de interconexión. Cabe señalar que, para obtener el ingreso anual, se asumió que un 70% de la producción del sistema fotovoltaico es autoconsumida y un 30% es inyectada a la red¹².

¹⁰ Disponible en: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

¹¹ Precios vigentes ofrecidos por cada distribuidora en las distintas comunas. Se consideran constantes en todo el horizonte temporal.

¹² Valores promedio obtenidos en base a estimaciones del Ministerio de Energía.



El precio de la electricidad considerado para esto, fue obtenido de los cálculos de Equidad Tarifaria Residencial (ETR) de las planillas de cálculo del Informe Técnico de Precio Nudo del Segundo Semestre 2017.

3. Cálculo de desempeño financiero: se calcula el flujo de caja neto de los ingresos que proporciona el panel durante su vida útil, el costo de inversión que se debe incurrir en éstos y los costos de mantenimiento anual (1% del costo de inversión¹³).
4. Cálculo de la cuota de mercado: una vez obtenido el desempeño financiero, se estima la probabilidad de adopción del sistema por hogar. Para ello se estima una tasa de adopción siguiendo el modelo de Bass [10]¹⁴, en conjunto a la estimación de la fracción máxima de mercado (*fmm*) según el tiempo de recuperación de la inversión por hogar.¹⁵
5. Agregación total: se estima el mercado potencial considerando la cantidad de hogares proyectados a futuro según el crecimiento poblacional, excluyendo aquellos que no cumplen las condiciones técnicas para la instalación de los paneles,¹⁶ no reúnen las condiciones lumínicas necesarias,¹⁷ o no recuperan la inversión. A su vez, se asume que cada hogar instala un sistema de 2 [kWp].

Por último, como supuesto, se emplean dos proyecciones de costos de inversión de sistemas fotovoltaicos residenciales, que se muestran en la Tabla 4:

¹³ Valor promedio obtenido en base a estimaciones del Ministerio de Energía.

¹⁴ Modelo de adopción en el mercado de nuevas tecnologías distinguiendo entre consumidores innovadores e imitadores. Este modelo, es empleado para representar la adopción de como nuevos productos son adoptados por la población, en este caso, la instalación de paneles fotovoltaicos.

¹⁵ El cual está determinado por la elasticidad de sustitución inter-temporal del hogar y el tiempo en el que recupera la inversión, obtenido en el cálculo del desempeño financiero. Anualmente la *fmm* aumenta ya que el tiempo de recuperación estimado de la inversión, anualmente decae dados los menores costos de inversión y mantenimiento, conforme madura la tecnología.

¹⁶ La fracción de hogares aptos se estima en base a encuesta CASEN 2016 a nivel provincial, según características de la vivienda y características socioeconómicas del hogar. En este sentido los filtros fueron los siguientes: que corresponda a una casa aislada, pareada por uno o dos lados; que sea el propietario de la vivienda; tamaño mayor a 60 m²; calidad y tipo de techo; acceso a la electricidad y medidor propio; educación superior; ingresos familiares más de \$1.000.000.

¹⁷ Se ha estimado que el 75% de los hogares aptos no tienen problemas por sombra que no permita la instalación de paneles.



Tabla 4: Costos de inversión de sistemas fotovoltaicos residenciales (USD/W).¹⁸

Año	Optimista	Conservador
2016	1.66	2.7
2020	1.27	1.9
2025	0.99	1.5
2030	0.84	1.3
2035	0.73	1.1
2040	0.64	1
2045	0.59	0.9
2050	0.56	0.8

¹⁸ Fuente: Bloomberg New Energy Finance.



2.2 Costos de tecnologías de generación

En el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo se han considerado diversas tecnologías de generación eléctrica que pudiesen instalarse a futuro, para las cuales se procedió a levantar información de su costo de inversión, operación y mantenimiento (COMA) y costo variable no combustible (CVNC). Las tecnologías consideradas son: solar fotovoltaica, solar de concentración de potencia (CSP), eólica terrestre, biomasa, biogás, carbón, ciclo combinado en base a gas natural, ciclo abierto en base a gas natural, diésel, geotermia, hidroelectricidad de pasada, almacenamiento en base a baterías de litio y bombeo hidráulico¹⁹.

El análisis desarrollado se ha basado principalmente en proyecciones de reportes internacionales e información recabada por la CNE [11]. Las referencias internacionales consultadas han sido las siguientes: National Renewable Energy Laboratory [12], Lazard [13], –Global Energy Revolution (GER) [14], Bloomberg New Energy Finance (BNEF) [15] [16] [17] [18] [19], International Energy Agency (IEA) [20], AECOM [21] y Sunshot [22].

La metodología desarrollada busca capturar las tendencias de referencias internacionales, considerando la situación actual de cada tecnología en Chile, para así construir tres trayectorias de costos, en su mayoría con un punto inicial común. La metodología consiste en los pasos siguientes:

- **Extensión de proyecciones disponibles y homogeneización de moneda:** las series incompletas se extienden con interpolaciones lineales y extrapolaciones, conservando las tendencias de la serie. Todas las proyecciones son llevadas a dólares de 2016.
- **Definición del costo de inversión actual (punto inicial):** corresponde al costo estimado de instalación actual de una nueva planta en Chile, se basa en los datos de [11].
- **Construcción de trayectorias:** Se construyen: 1) la envolvente inferior, que es el mínimo costo proyectado para cada año entre las fuentes de información que se encuentren por debajo del punto inicial definido; 2) la envolvente superior como el máximo costo proyectado año a año entre todas las fuentes de información bajo el costo actual; 3) se calculan tendencias de caídas de costos intermedias con respecto al punto inicial, multiplicando el costo actual de inversión –previamente definido– por las trayectorias según las tasas de crecimiento de costos acumuladas para cada tendencia recolectada; y

¹⁹ Las tecnologías a considerar fueron definidas en el documento del Plan de Trabajo del proceso.

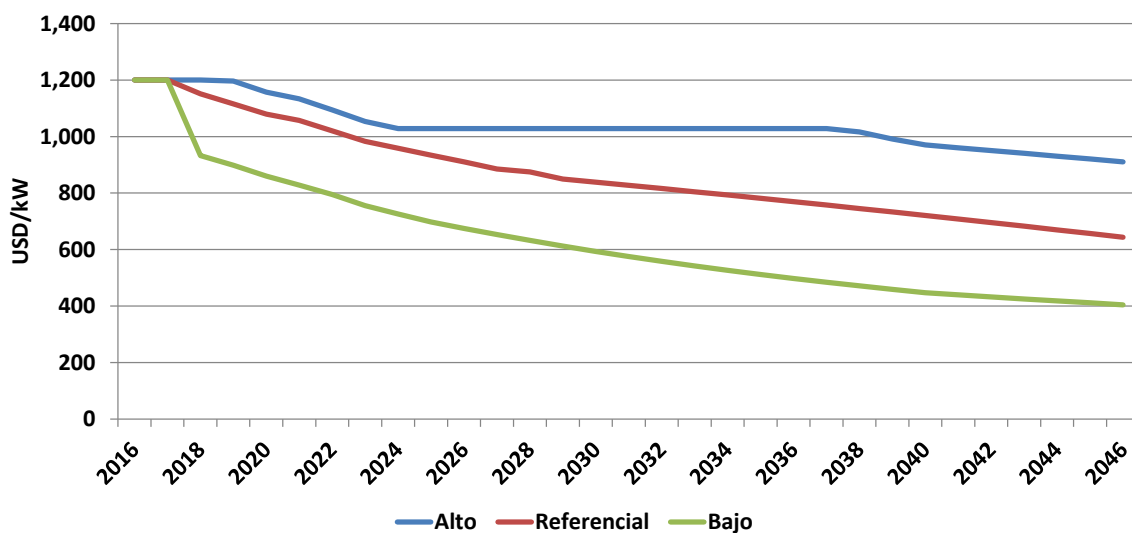
finalmente 4) se selecciona una tendencia intermedia entre las tendencias factibles, siendo factibles sólo aquellas que se encuentren entre la envolvente inferior y superior.

Las trayectorias de costos de inversión proyectadas, para cada tecnología son las siguientes:

- **Solar fotovoltaica**

Las proyecciones corresponden a costos de instalación de una planta solar fotovoltaica con módulos con un eje de rotación, obtenidas de [12], [14], [15], [17] y [18]. Como la tendencia intermedia se ha elegido la trayectoria definida en [15] con las tendencias de costos para el caso específico de Brasil.

Figura 3: Proyecciones del costo de inversión USD/kW: solar PV.



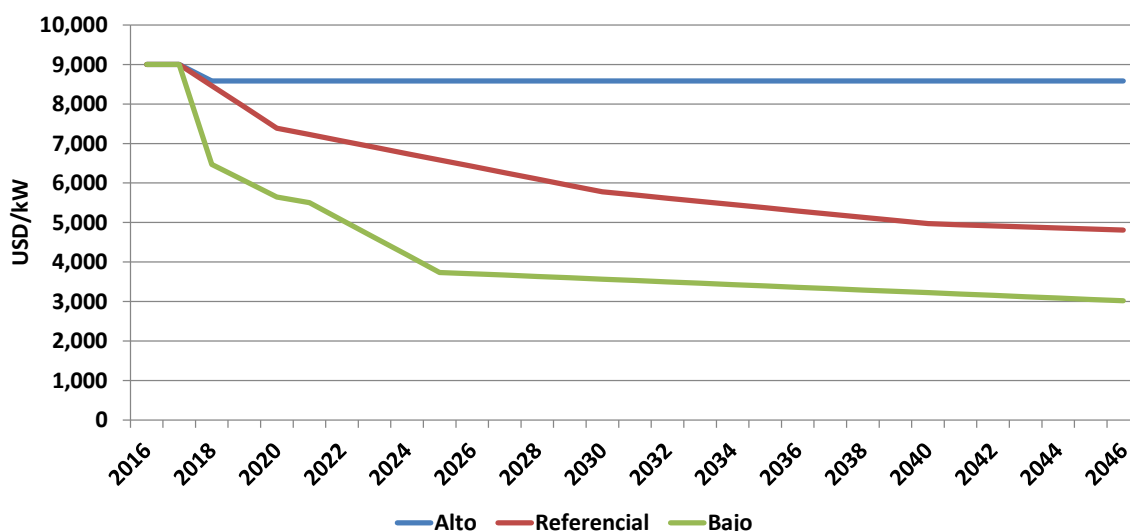
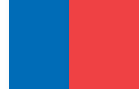
- **Solar de concentración de potencia (CSP)**

El análisis se ha desarrollado sobre proyecciones de una planta basada en torre de concentración con hasta 12 horas de almacenamiento.²⁰

Los escenarios definidos se basan en las proyecciones realizadas en, [12], [14] y [20]. La trayectoria intermedia adoptada proviene de las proyecciones realizadas en [20].

Figura 4: Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: solar CSP

²⁰ Cabe mencionar que las diferencias de costos entre una planta en base a cilindro parabólico y torre de concentración no son significativas.



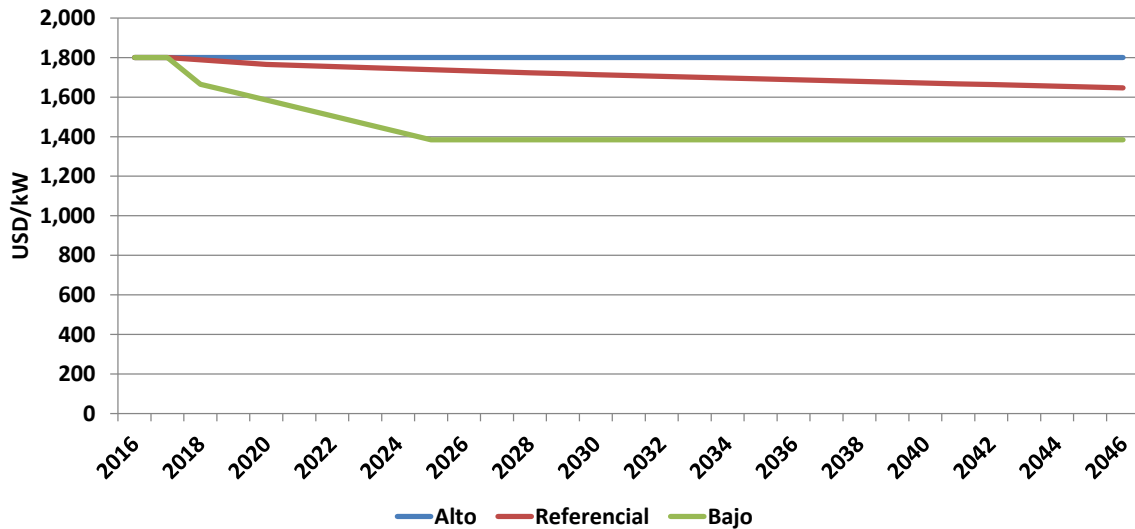
- **Eólica terrestre**

Se han realizado proyecciones de costos para plantas de generación eólica en tierra²¹. Para este análisis se han utilizado las tendencias desarrolladas en [12], [14], [15] y [17]. La envolvente inferior está acotada por la proyección de [12], mientras que la superior conserva el costo de inversión estático igual al punto inicial definido, según los resultados de aplicar la metodología de proyección de costos. Dentro de las trayectorias admisibles, se optó por seleccionar la proyección realizada por [14] para el caso referencial.

Cabe mencionar que esta tecnología, en base a lo mencionado en diversos reportes internacionales, se está considerando como madura, lo que explica que muchas de las trayectorias de costos tengan una caída moderada en el tiempo e incluso manteniéndose constante en algunos casos. Sin embargo, también se menciona que es una tecnología que, si bien en el apartado de costos no sufriría grandes cambios como otras (ej. fotovoltaica), se espera que presente mejoras en el rendimiento de las turbinas eólicas (mayores tamaños).

Figura 5: Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: eólica terrestre

²¹ La factibilidad técnica de construir plantas aguas adentro (off-shore) es acotada en Chile, dada la gran profundidad de sus costas.



- **Hidroelectricidad de pasada**

Para las centrales hidráulicas de pasada, al ser una tecnología madura, no se considera una evolución en sus costos en el tiempo. En este caso, se tomaron los costos de inversión señalados en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación de la CNE del año 2017, ante lo cual se consideró un costo de 4,050 US\$/kW para un caso alto, de 3,250 US\$/kW en un caso referencial y de 3,000 US\$/kW para un caso bajo.

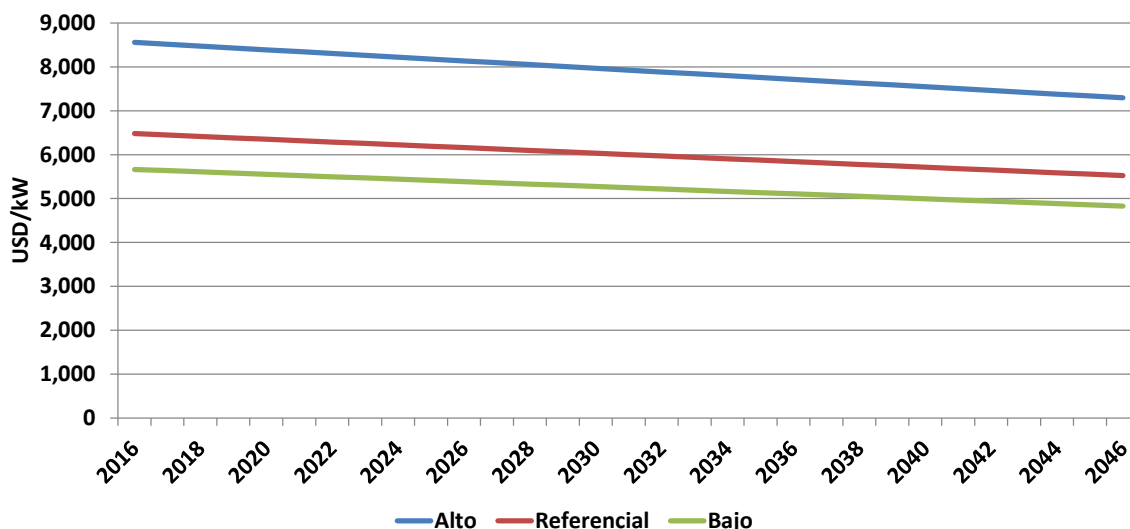
- **Geotermia**

En el caso de la geotermia, fueron considerados los datos de costo de inversión inicial y las proyecciones de costos de inversión para la tecnología Binaria²², obtenidas en la Mesa de Geotermia²³, liderada por el Ministerio de Energía durante el año 2017.

Figura 6: Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: geotermia

²² Para el costo de inversión del año base, se tomó como “bajo” el CAPEX promedio para una central de 20 [MW], como “referencial” el correspondiente al promedio de una central de 50 [MW] y como “alto” al promedio de una central de 100 [MW].

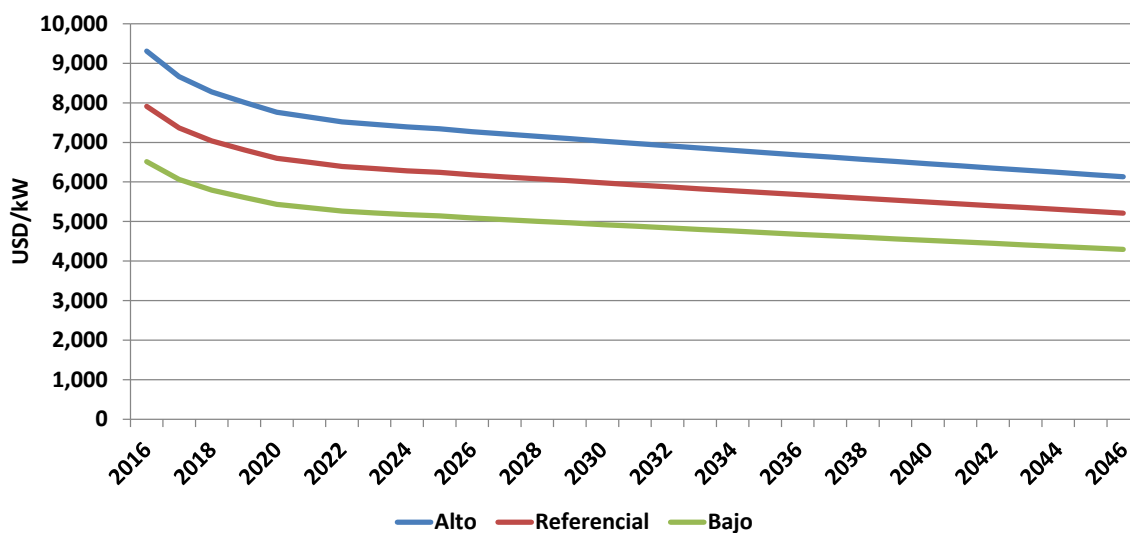
²³ Disponible en: <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>



- **Almacenamiento en base a baterías de litio**

Los costos de inversión para la instalación de baterías de almacenamiento basados en Ion-Litio a gran escala provienen de Bloomberg New Energy Finance [19]. Los costos se encuentran expresados en unidades de energía (US\$/kWh), por lo que se consideró un almacenamiento de 14 horas para la estimación del costo de instalación total por unidad de potencia (US\$/kW). El escenario alto y bajo provienen de los precios proyectados por BNEF, mientras que el escenario medio corresponde al promedio simple de ambas proyecciones.

Figura 7: Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: almacenamiento en baterías



- **Almacenamiento en base a bombeo hidráulico**

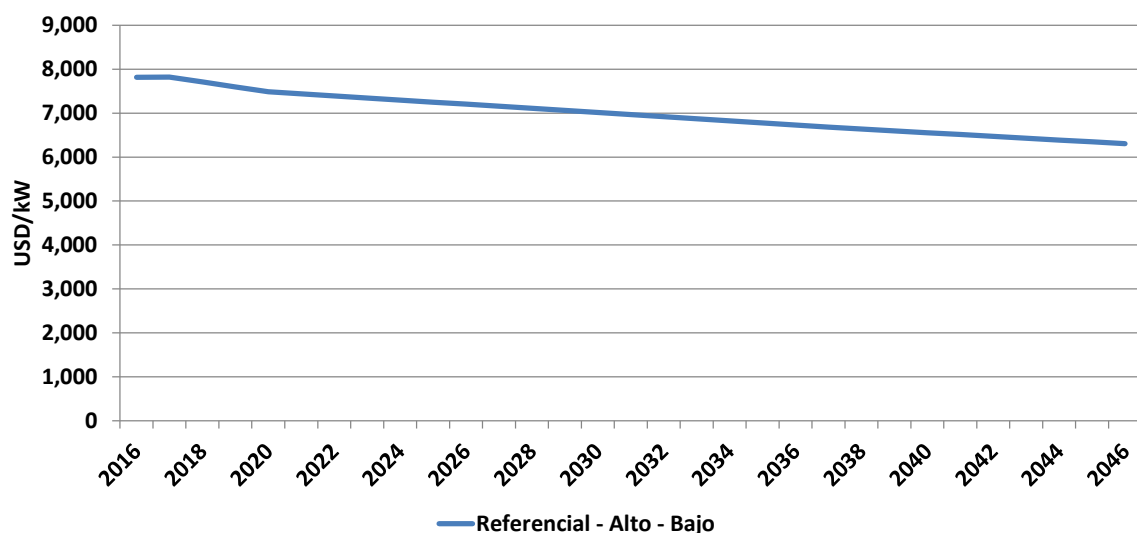
Para la tecnología de almacenamiento en base a bombeo hidráulico, se utilizó, en un caso de costos bajos, el costo de inversión proveniente del único proyecto ingresado a evaluación ambiental de esta tecnología a la fecha, el cual es de 1,300 [US\$/kW]. Para un caso de costos de inversión altos, se tomó la información proveniente del estudio [22], resultando en 2,200 [US\$/kW]. Para un caso de referencia se tomó un promedio de ambas fuentes de información, de 1,750 [US\$/kW]. Los costos de esta tecnología, en los tres casos, se consideraron constantes en el tiempo.

- **Tecnologías térmicas: carbón, gas natural, diésel**

Para tecnologías térmicas como carbón, gas natural y diésel, se han conservado costos de inversión constantes, definidos en [11]. Se ha optado por considerar costos constantes ya que estas tecnologías han alcanzado una alta madurez y las proyecciones internacionales no proveen cambios sustanciales. Para centrales en base a carbón fue considerado un costo de 3,000 [US\$/kW], para las de gas natural ciclo combinado un costo de 1,150 [US\$/kW], para las de gas natural ciclo abierto un costo 800 [US\$/kW] y para las en base a diésel de 800 [US\$/kW].

En cuanto el costo de centrales en base a carbón con captura y secuestro de carbono (CCS por sus siglas en inglés), fueron obtenidos de [12], obteniéndose la siguiente trayectoria:

Figura 8: Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: Carbón CCS





2.3 Precios de combustibles

Para el desarrollo de proyecciones de costos de combustibles puestos en Chile, se utilizaron las proyecciones de precios internacionales de combustibles disponibles en diversas fuentes de información:

- Energy Information Agency [23]
- World Bank [24]
- International Monetary Fund [25]
- Bloomberg New Energy Finance [26]
- McDaniel & Associates Consultants Ltda. [27]

La metodología de proyección de precios de combustibles siguió la siguiente estructura: primero se debió homogeneizar la moneda de los precios proyectados en cada una de las series, llevándolas a dólares de 2016 considerando el CPI de Estados Unidos. Para series en precios nominales, como la del Banco Mundial, se consideró una tasa de inflación anual de largo plazo del 2% en base a la meta inflacionaria definida por la Federal Reserve (FED)²⁴; en segundo lugar, se procedió a calcular los precios de paridad de los combustibles. Mayor detalle de la metodología de cálculo de precios de paridad, se detalla en el anexo 7.1.

Las proyecciones de precios de combustibles se exhiben en la Figura 9, Figura 10, Figura 11 y Figura 12. Cabe señalar que estas proyecciones corresponden a los valores de precios de combustibles “antes de ingresar a la central de generación eléctrica”, por lo que estas tendencias son aplicadas al valor informado por cada una de las centrales para el año 2016, según información del Coordinador Eléctrico Nacional y de la CNE. Además, es necesario mencionar que las proyecciones se encuentran en moneda real.

Figura 9: Proyecciones de precios de Gas Natural

²⁴ Disponible en: https://www.federalreserve.gov/faqs/economy_14400.htm

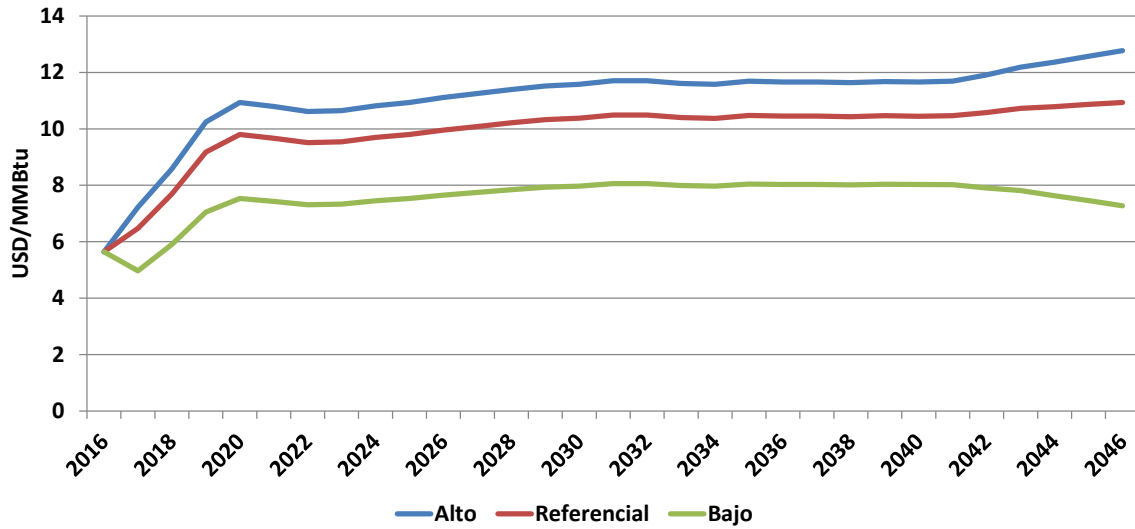


Figura 10: Proyecciones de precios de Carbón

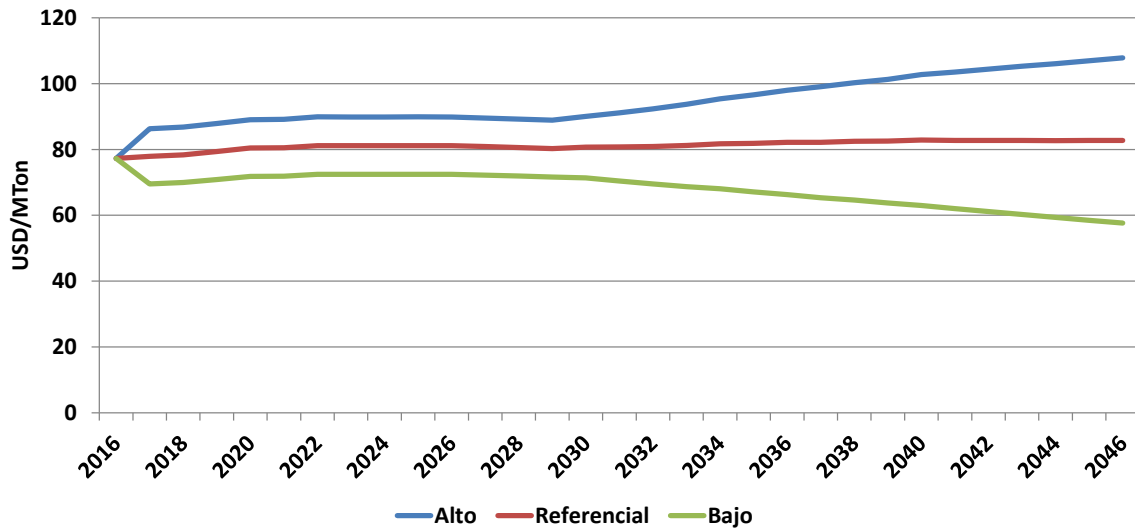




Figura 11: Proyecciones de precios de Petróleo Diésel

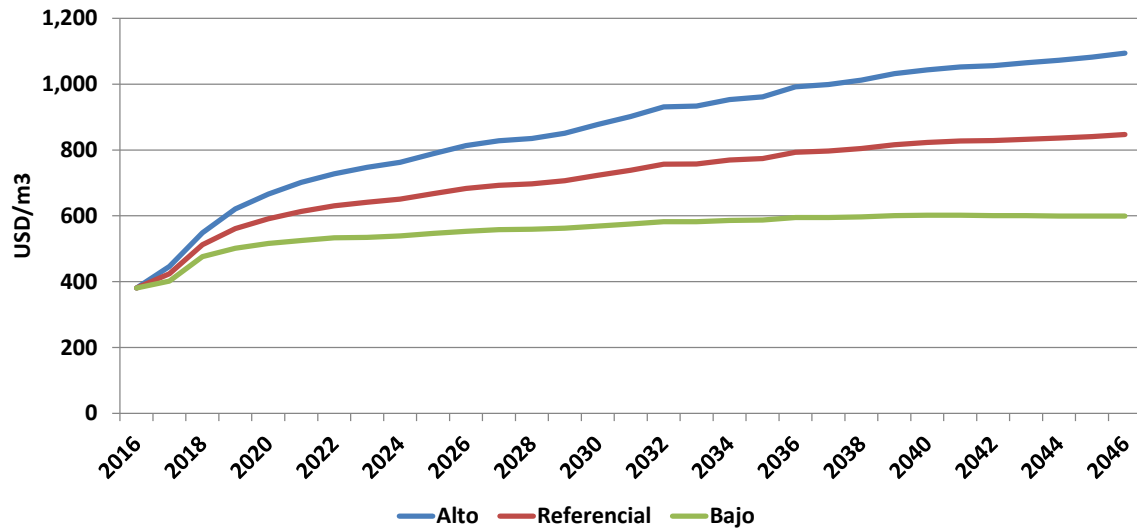
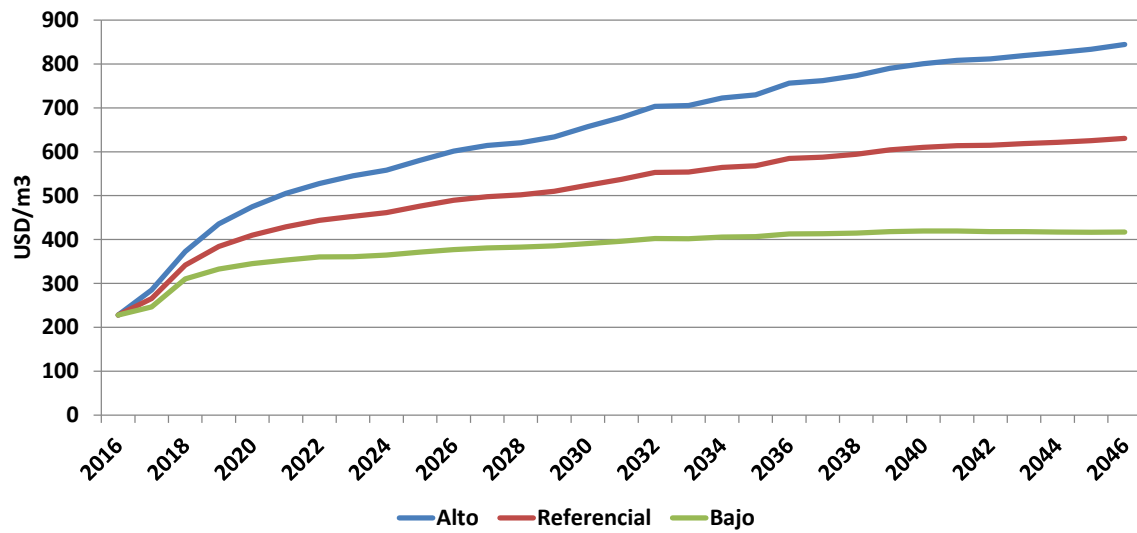


Figura 12: Proyecciones de precios de Fuel Oil



2.4 Potenciales y perfiles de generación

Uno de los insumos claves del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, corresponde a la identificación de áreas que cuenten con potencial para la generación eléctrica mediante fuentes de energías renovables y no renovables. Una vez se identificaron estas zonas, se incorporaron en el modelo de planificación eléctrica para cada tecnología considerada y en cada escenario, siendo relevantes para la determinación de los respectivos planes de obras de generación eléctrica obtenidos en cada escenario y los potenciales polos de desarrollo, en caso de que corresponda.

La definición de áreas con potenciales no renovables corresponde a aquellas donde ya existe la tecnología previamente, es decir donde existen las capacidades de transporte de combustible ya sean puertos o gaseoductos existentes o proyectos de los mismos. Estas tecnologías fueron modeladas con factores de planta fijos²⁵, y no con perfiles, donde este valor resulta de la incorporación de mantenimientos anuales promedios, servicios auxiliares e índices de salida forzada, a la operación de las centrales.

Tabla 5: Factores de planta aproximados de los potenciales térmicos

Tecnología	Factor de planta estimado [%]
Carbón	84
Carbón CCS	77
GNL CC	90
GNL CA	90
Diésel	95

La definición de áreas con potenciales de generación eléctrica en base a recursos energéticos renovables está basada en la georreferenciación y caracterización de nuestros recursos aprovechables para energía renovable, considerando algunas restricciones técnicas, territoriales y

²⁵ Cabe señalar, que los factores de planta señalados corresponde a la disponibilidad característica de cada tecnología, y que es diferente al factor de planta operacional, el cual se refleja en despachos horarios.



ambientales mediante el uso combinado de información geoespacial y la aplicación de herramientas de selección por criterio en software de sistemas de información geográfica²⁶.

La cartografía utilizada en la identificación de las zonas potenciales se encuentra en formato tanto vectorial como *raster* y fue estandarizada²⁷. Adicionalmente, en cuanto a las bases de datos de los potenciales renovables, estos provienen de las plataformas de información puesta a disposición por el Ministerio de Energía, que son de carácter público y gratuito²⁸.

Para la definición de las áreas con potenciales, se consideraron los recursos renovables eólico, solar (Fotovoltaico y Concentración Solar de Potencia), hidroeléctrico y geotérmico y se establecieron factores técnicos, ambientales y territoriales con diferentes umbrales y/o tipologías de restricción, que condicionan el aprovechamiento del recurso según se resume en las siguientes tablas.

Por último, cabe mencionar que no fueron consideradas potenciales nuevas centrales hidráulicas de embalse y centrales térmicas en base a biomasa como proyectos candidatos en las modelaciones. Las primeras no fueron consideradas debido a que el Ministerio de Energía no dispone de información sobre nuevos proyectos de embalse, lo cual, para poder considerar este tipo de centrales, implicaría realizar una construcción ficticia de un embalse, con los parámetros respectivos (tamaño del reservorio, red hidráulica, tiempo de almacenamiento, etc.), lo cual escapa del alcance de las metodologías de identificación de potenciales. Por otra parte, no fueron consideradas potenciales centrales térmicas en base a biomasa, dado que, si bien existe información del recurso, no se encuentra cuantificado el monto que puede destinarse a usos de generación eléctrica.

Tabla 6: Factores y umbrales: Eólico y Solar

Factores	Eólico	Solar Fotovoltaico	Solar CSP
Factores Técnicos	Restricción		
Factor de planta	Mínimo 0.34 En base a un aerogenerador tipo de 2.3 MW a 100 m de altura	Mínimo 0.24 En base a configuración con seguimiento en un eje	Mínimo 0.75 (con 12hrs. horas de acumulación a plena carga)

²⁶ El Ministerio de Energía, cuenta con el software ArcGIS en sus versiones 10.4.1 y 10.2.2

²⁷ La referencia espacial al sistema de coordenadas proyectado (UTM), con datum WGS 1984 y huso 19 Sur

²⁸ Exploradores de Energía Renovable, <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>

Altitud	Máximo 3,000 [msnm] entre las regiones de Arica y Parinacota, y Antofagasta. Máximo 2,000 msnm para el resto de las regiones	Máximo 4,000 msnm	-
Pendiente del terreno	Máxima 15°	Máximo 10° Orientación norte y 4° para el resto de las orientaciones	Máxima 3°
Áreas de Proyectos Solares-Eólicos Operando, En Pruebas y En Construcción (OPC)	Exclusión de Polígonos que conforman parques eólicos y solares (Fotovoltaicos y CSP)	Exclusión de Polígonos que conforman parques eólicos y solares (Fotovoltaicos y CSP)	Exclusión de Polígonos que conforman parques eólicos y solares (Fotovoltaicos y CSP)
Áreas de proyectos de Solares-Eólicos Licitación de Distribuidoras	Exclusión de los polígonos que conforman parques eólicos y solares	Exclusión de los polígonos que conforman parques eólicos y solares	Exclusión de los polígonos que conforman parques eólicos y solares
Área de Reserva Taltal	-	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia
Áreas con potencial eólico, geotérmico			Zonas de exclusión por presencia
Áreas con potencial eólico, geotérmico y solar CSP	-	Zonas de exclusión por presencia	
Velocidad de viento horaria máxima en superficie 5.5m	-	-	> 20 [m/s]
Factores Ambientales	Restricción		
SNASPE (Parques Nacionales, Reservas Nacionales, Monumentos Naturales)	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia
Sitios Ramsar	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia
Inventario de Cuerpos de Agua Naturales	300 [m]	300 [m]	300 [m]
Factores territoriales	Restricción		
Límites Urbanos	1,000 [m]	1,000 [m]	1,000 [m]
Inventario Cuerpos de Agua Antropizados	300 [m]	300 [m]	300 [m]
Red Hidrográfica	300 [m]	300 [m]	300 [m]
Red Vial	60 [m]	60 [m]	60 [m]
Línea de Costa	100 [m]	100 [m]	100 [m]
Densidad de Potencia	30 [ha/MW] las regiones del Biobío y La Araucanía, y 20 [ha/MW] para las regiones restantes ²⁹	4 [ha/MW]	7 [ha/MW]
Área mínima continua	2,000 [ha] (Zona de Taltal) y 1,000 y 1,500 [ha] resto de la zona de estudio	200 [ha]	700 [ha]

Tabla 7: Factores y umbrales: Hidroeléctrico y Geotermia

Factores	Hidroeléctrico	Geotermia
Factores Técnicos		

²⁹ La información de densidad de potencia, se obtuvo en base a centrales existentes y a través de cálculos internos del Ministerio de Energía.



Factor de planta	Mayor o igual a 0.5	Binario 0.8 y flash 0.9 (Circuito cerrado y abierto, respectivamente)
Capacidad (MW)	Se excluyen SSC menores a 30 [MW] ³⁰	Escenario de desarrollo 2017-2030 de la mesa de Geotermita ³¹
Factores Ambientales		
SNASPE (Parques Nacionales, Reservas Nacionales, Monumentos Naturales)	Se excluyen las PCH ³² ubicadas al interior de Parques Nacionales	Potencial no se ubican al interior de una SNASPE
Sitios Ramsar	Se excluyen las PCH ubicadas al interior de sitios Ramsar	Potenciales no se ubican al interior de sitios Ramsar

Cada área con potencial de generación se caracteriza indicando a lo menos: capacidad (MW); su perfil de generación horaria para el caso eólico, solar fotovoltaico y de concentración solar de potencia, en base a la información generada a partir de los Exploradores de Energía Eólica y Solar, respectivamente; además de incluir un factor de ajuste de un 0,75 para el caso eólico [28] e incorporar un factor de pérdidas por transmisión para todas las tecnologías.

Específicamente, para el caso de los perfiles de centrales CSP, se utilizaron los datos obtenidos de un ejercicio de despacho complementario, el cual modela la utilización de los almacenamientos de forma variable durante el día según lo extraído desde el comportamiento futuro de la central de esta tecnología que se encuentra actualmente en construcción. Este perfil de operación fue replicado para todos los potenciales de centrales CSP restantes, pero ajustados a los factores de planta de cada una de las áreas.³³

Para el caso hidroeléctrico, se consideraron series de potencia media diaria (en MW) para cada potencial central hidroeléctrica, basado en la disponibilidad de derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos (DAANC) que otorga de Dirección General de Aguas (DGA)³⁴ y su probable generación a partir de las series simuladas de caudal según metodología desarrollada en el libro “Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé”,

³⁰ Cabe señalar que este parámetro no corresponde a tamaños de proyectos, sino que al tamaño mínimo de la subsubcuenca. Por lo que, en caso de que el modelo de planificación lo decida, se podrían instalar centrales menores a este tamaño inclusive.

³¹ http://www.minenergia.cl/mesa-geotermita/?page_id=42

³² Potencial Central Hidroeléctrica

³³ Estos datos horarios, al igual que los eólicos y fotovoltaicos se encuentran disponibles en la página web del proceso <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/insumos-para-proyecciones>

³⁴ Datos de DAANC actualizado a enero de 2016.

(Ministerio de Energía/GIZ, 2014) [28] y, considerando los derechos de aguas consuntivos de las sub-cuencas en las cuales se identifican potenciales centrales.

Respecto al potencial geotérmico, se consideraron los antecedentes, tales como concesiones de explotaciones y exploración vigentes y solicitudes de explotación, que se definieron en la Mesa de Geotermia, instancia público privada cuyo objetivo es analizar el impacto sistémico que el desarrollo de la energía geotérmica en Chile puede causar en los sistemas eléctricos interconectados.

La Figura 13 representa cartográficamente las áreas con potenciales de generación de fuentes de energía renovables según los factores y criterios indicados precedentemente.

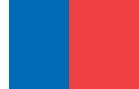
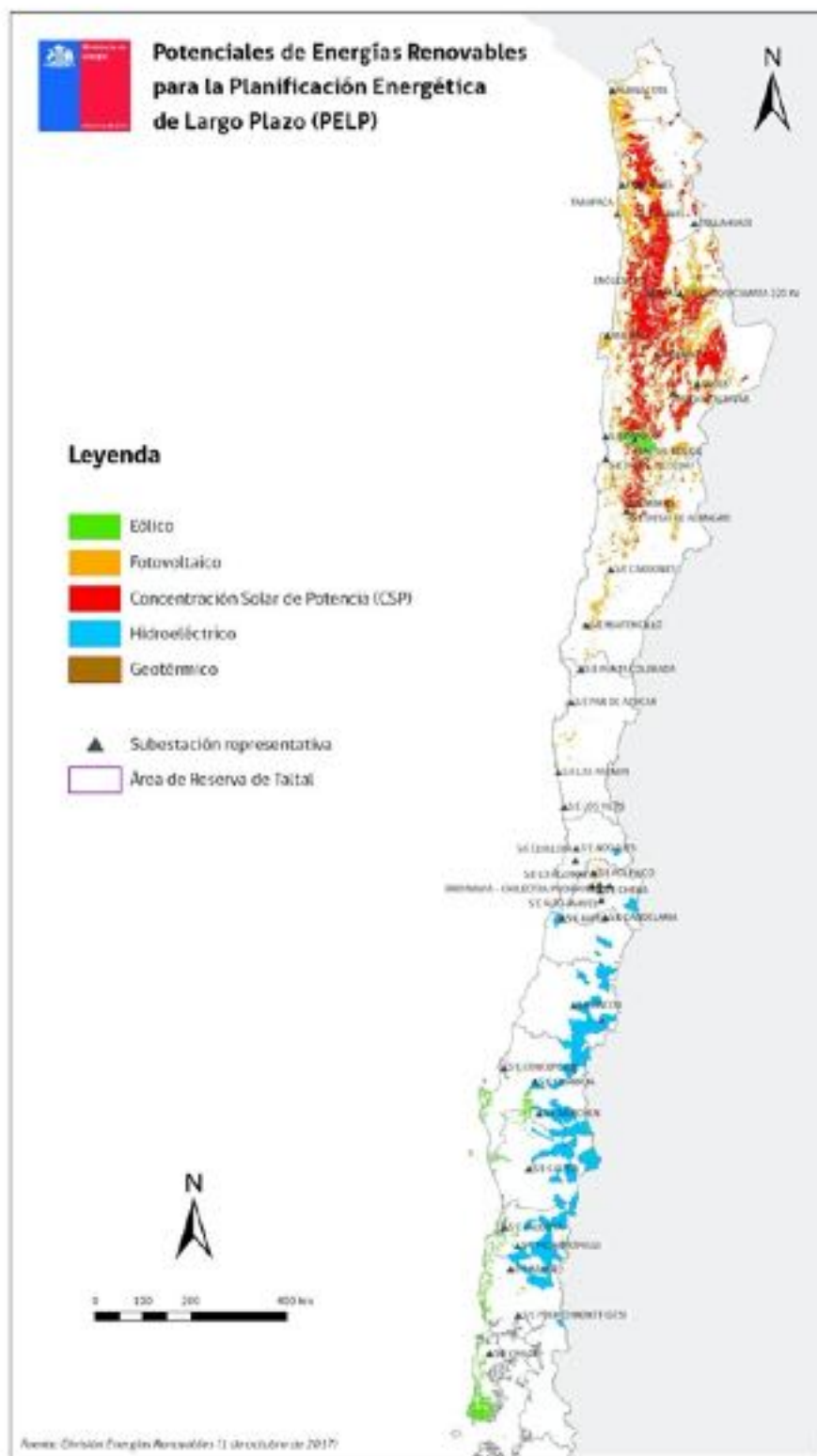


Figura 13: Potenciales de energías renovables utilizados en el proceso



Para el caso de los potenciales de almacenamiento de centrales hidráulicas de bombeo, se establecieron 4 áreas que tienen las características geográficas asociadas a esta tecnología, ubicadas en el norte del país. El factor de planta aplicado en el modelo es de 77%³⁵. Esta nueva fuente de recurso esta modelada con una capacidad máxima en cada zona de 300 [MW].

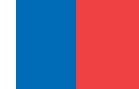
Las baterías incorporadas en el modelo corresponden a las provenientes de ion litio, y se modelan de la misma forma que el almacenamiento de las centrales hidráulicas de bombeo, pero con una capacidad de almacenamiento menor y con una potencia máxima de 50 [MW] y un factor de planta del 100%. En este caso, sólo se consideraron potenciales de esta tecnología en las barras de Diego de Almagro, Alto Jahuel y Encuentro, meramente por el hecho de considerarse barras representativas del sistema eléctrico.

La información de generación de estas áreas fue incorporada al modelo de planificación eléctrica en cada barra del sistema eléctrico modelado, representando la localización de los recursos identificados. Una vez que estas son introducidas en el modelo, son priorizadas desde el punto de vista económico y técnico, para así obtener un plan recomendado de obras de generación eléctrica.

Por último, cabe señalar que la información levantada en cuanto a potenciales de generación eléctrica, fue generada con la misma metodología que se utilizó como insumo para la elaboración de los diversos Planes Energéticos Regionales (PER)³⁶ que está llevando a cabo el Ministerio de Energía. Con esto se da cumplimiento a lo señalado en el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en cuanto a que el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo “deberá considerar dentro de sus análisis los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía”

³⁵ Esto corresponde a información aportada por la empresa Espejo de Tarapacá.

³⁶ Mayor información de los Planes Energéticos Regionales, se encuentra en el sitio web <http://www.minenergia.cl/per/index.php> (en actualización)



3 Sistema eléctrico

Con el objeto de obtener escenarios energéticos de expansión de la generación eléctrica se ha realizado una representación del sistema eléctrico nacional. Al respecto, los esfuerzos se enfocaron en construir sobre la experiencia acumulada de los ejercicios de planificación de largo plazo anteriores, como lo fueron, por ejemplo, la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico³⁷, Escenarios Energéticos 2030³⁸ y la Mesa de Energías Renovables No Convencionales³⁹, y complementarlos con la mejor información disponible.

Para llevar adelante esta tarea, el Ministerio de Energía contó, principalmente, con la colaboración de la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional. A esto se sumó la información provista por los integrantes del Registro de Participación Ciudadana.

A su vez, cabe señalar que el análisis del sistema eléctrico, en este proceso, se realizó para el Sistema Eléctrico Nacional, al cual hace referencia la Ley General de Servicios Eléctricos. No fueron considerados los Sistemas Aislados ni los Sistemas Medianos, dado que estos cuentan con su propio proceso de expansión. Además, tal como se menciona en la Ley, uno de los análisis del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo está acotado al Sistema Eléctrico Nacional, el cual corresponde a la definición de Polos de Desarrollo. La Ley los define como *“aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional”*.

3.1 Conceptos generales

Como se explica ampliamente en el Plan de Trabajo del proceso de Planificación de Largo Plazo, el software que se utiliza para realizar el análisis de expansión de la generación, corresponde al PET (*Power Electricity Timetable*)⁴⁰. Este software realiza una optimización conjunta de la operación y

³⁷ La Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) fue creada por el Gobierno en el año 2011, y surge por la necesidad, en ese momento, de contar con una visión sobre los problemas que se plantean para el sector, con las recomendaciones respectivas

³⁸ Disponible en: <http://escenariosenergeticos.cl/>

³⁹ Disponible en: <http://www.energia2050.cl/es/documentos/mesa-ernc/>

⁴⁰ Este software ha sido desarrollado por la empresa Mega Prisma IIC. S.A.-Ignacio Alarcón (ignacioalarconarias@gmail.com) y adquirido por el Ministerio en el año 2012.

de la inversión para un horizonte de tiempo y tasa de actualización determinada⁴¹, considerando restricciones multimodales, costo de falla, y una representación DC del sistema de transmisión, entre otros. Esto puede resumirse en el siguiente problema de optimización:

$$\text{Min Costo} = \text{Costo operativo} + \text{Costo inversión} + \text{Costo de falla}$$

sujeto a:

- *Restricciones operativas*
- *Restricciones de inversión*
- *Trayectoria esperada de niveles de embalse*

Donde:

- **Costos operativos:** incluye los costos de generación anualizados y de impuestos de emisiones.
- **Costos de inversión:** costos de inversión y COMA anualizados de la expansión en generación y transmisión, además del ingreso de potencia firme anualizado.
- **Costo de falla:** incluye el costo por energía no servida, los déficits de seguridad del sistema, y las restricciones energéticas.

El PET realiza un análisis financiero y eléctrico, tomando decisiones en cuanto a inversión por tecnología de generación eléctrica, área y año, decidiendo a su vez en la cantidad óptima de generación para suplir la demanda eléctrica del sistema. Adicionalmente, el modelo puede tomar decisiones de expansión del sistema de transmisión. Esto lo realiza a través del cálculo del costo total del sistema en valor presente (inversión, operación y falla) y su posterior minimización, bajo las restricciones eléctricas incorporadas en el modelo.

⁴¹ La tasa de actualización está de acuerdo con lo utilizado en el proceso de Planificación de la Transmisión llevado a cabo por la CNE, según lo señala el artículo N° 87 inciso sexto de la Ley 20.936.



3.2 Sistema de transmisión modelado

La definición de las barras incorporadas dentro del modelo tiene el objetivo de entregar una adecuada representación regional de los recursos disponibles.⁴²

Para esto, los datos analizados e incorporados al modelo provienen desde el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [29]⁴³. Además se incorporó el plan de obras especificado en el Informe Definitivo de Precio Nudo de Corto Plazo [30], publicado por la CNE. Todos estos datos se incorporaron en el modelo a través de zonas representativas del sistema de transmisión, detallado en la sección 7.3.

3.3 Demanda eléctrica

La demanda base utilizada para el estudio de planificación se actualizó desde lo entregado por la CNE, en la primera parte de este proceso, a lo utilizado por el Coordinador Eléctrico Nacional, dentro de su planificación. El CEN proporcionó las ventas horarias para días típicos del año 2015 para todas las barras con consumo del Sistema Eléctrico Nacional, diferenciando entre ellas a los clientes regulados, industriales y grandes consumidores. Una vez obtenida la demanda horaria agrupada por barra, se llevó este consumo a las barras modeladas en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Las barras en las cuales se consideró consumo son:

⁴² Cabe recordar que una definición más exacta del sistema de transmisión, aumenta directamente los tiempos de resolución de los modelos, por lo tanto, es un aspecto que se debe tener en cuenta al momento de buscar la representatividad del sistema de transmisión.

⁴³ Disponible en: <https://www.coordinadorelectrico.cl/>

Tabla 8: Subestaciones con demandas agrupadas.

Barras con demandas agrupadas	
Alto Jahuel 220 kV	Lagunas 220 kV
Ancoa 220 kV	Los Almendros 220 kV
Atacama 220 kV	Los Vilos 220 kV
Candelaria 220 kV	Maitencillo 220 kV
Cardones 220 kV	Mulchén 220 kV
Cautín 220 kV	Nogales 220 kV
Chacaya 220 kV	Nueva Zaldívar 220 kV
Charrúa 220 kV	Pozo Almonte 220 kV
Chena 220 kV	Paposo 220 kV
Chiloé 220 kV	Parinacota 220 kV
Chuquicamata 220 kV	Pan de Azúcar 220 kV
Cerro Navia 220 kV	Puerto Montt 220 kV
Collahuasi 220 kV	Polpaico 220 kV
Concepción 220 kV	Quillota 220 kV
Condores 220 kV	Rahue 220 kV
Diego Almagro 220 kV	Rapel 220 kV
Encuentro 220 kV	Tarapacá 220 kV
Laberinto 220 kV	Valdivia 220 kV

La importancia de los valores obtenidos desde el CEN, es su reciente actualización y ajuste del perfil horario de cada una de las barras, representado de manera más actualizada las horas peak del sistema.

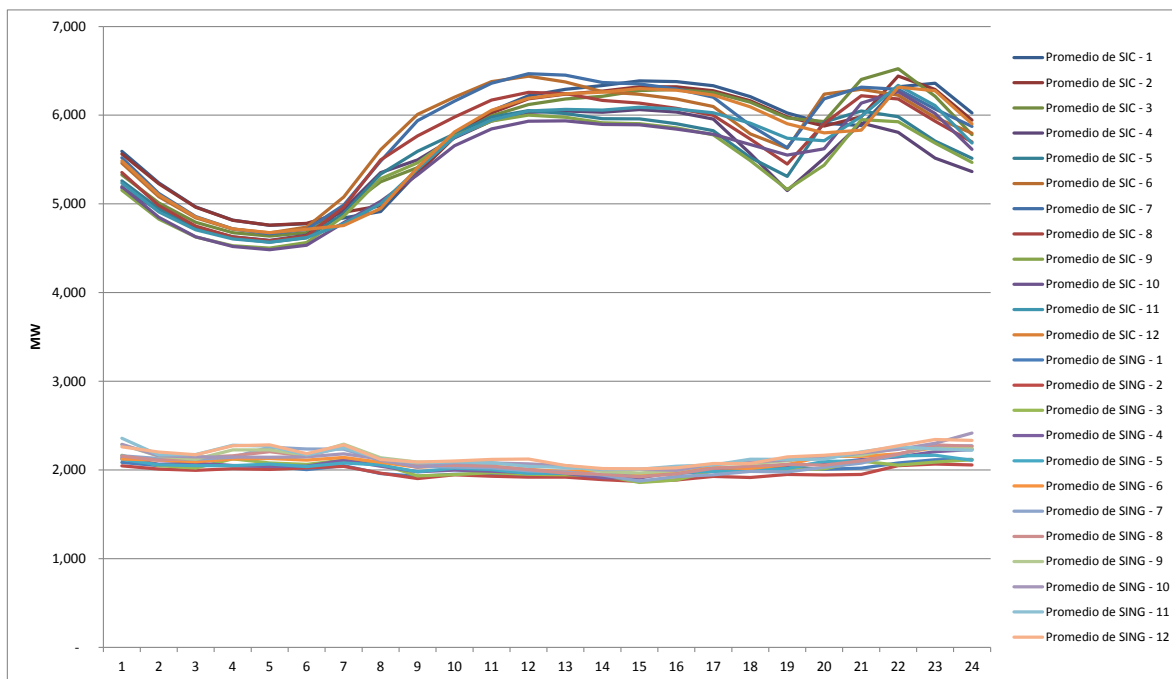
A continuación, se ajustó cada barra por un único factor que transformó el valor entregado para el año 2015, a las ventas totales del año 2016 declaradas en el anuario del CEN [31]

El último paso con la demanda, para poder ser utilizada dentro del modelo de planificación, fue agrupar las 24 horas del día en 8 bloques, de forma de controlar las horas de simulación, sin perder la representatividad de los fenómenos horarios relevantes como las horas peak. Para esto se realizaron una serie de pasos que se explicarán a continuación:

- El primer paso, corresponde a corroborar la relevancia del comportamiento de la demanda del SIC por sobre la del SING. Para esto se promediaron las demandas horarias mensuales del SIC y del SING, y el resultado se muestra en la siguiente figura.



Figura 14: Promedio de las demandas mensuales del SIC y del SING en el 2015



Como se ve en la figura anterior, las diferencias horarias más relevantes que se quieren reflejar dentro de los bloques representativos, son aquellos mostrados por la demanda del SIC, por lo tanto, es ésta la que se utilizará como guía para generar la división de bloques horarios.

El siguiente paso corresponde a la asignación manual de cada uno de los 8 bloques en cada hora del día. Esto fue realizado, como se mencionó anteriormente, para reflejar de mejor manera los aspectos relevantes de la demanda, ya sean las horas peak o los valles de la misma. Además, se debe tener en consideración que fuera de los fenómenos de la demanda, la asignación de los bloques debe representar adecuadamente el perfil solar, ya que se deben definir claramente las diferencias entre el día y la noche. Por lo tanto, el paso final para la asignación de las horas requiere observar tanto el perfil de la demanda y el del recurso solar para lograr una correcta representatividad de los bloques. Finalmente, con las consideraciones mencionadas anteriormente, la asignación horaria resulta de la siguiente forma.

Tabla 9: Asignación bloques de demanda a horas del día.

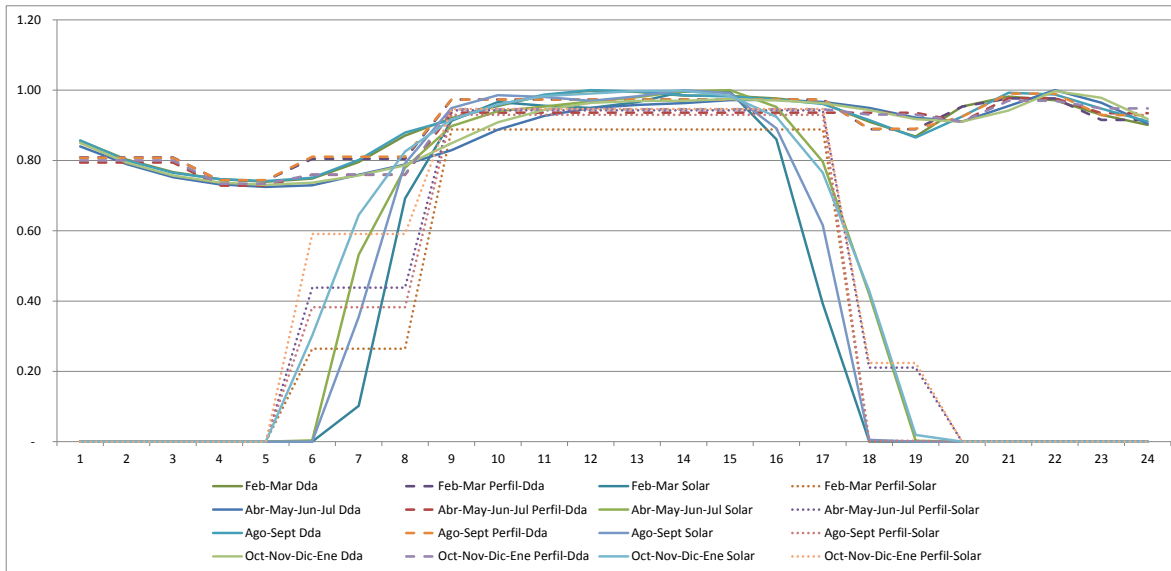
Hora del día	Asignación	Horario
1	1	Noche
2	1	Noche
3	1	Noche
4	2	Noche
5	2	Noche
6	3	Día
7	3	Día
8	3	Día
9	4	Día
10	4	Día
11	4	Día
12	4	Día
13	4	Día
14	4	Día
15	4	Día
16	4	Día
17	4	Día
18	5	Día
19	5	Día
20	6	Noche
21	7	Noche
22	7	Noche
23	8	Noche
24	8	Noche

Con esta asignación se puede obtener la representación en bloques de la demanda y del perfil solar. Cabe mencionar, que las agrupaciones que se observan a continuación tratan de destacar las diferentes horas de salida o entrada del sol, de forma que los valores más representativos queden expuestos al momento de generar la definición de los bloques.



001539

Figura 15: Resultado de asignación de bloques de demanda del SIC y el perfil solar.



Además, para simplificar el parámetro resistivo de las líneas de transmisión, y así reducir los tiempos de simulación, se consideró aumentar la demanda un 3% como una representación de las pérdidas óhmicas del sistema, este valor corresponde a lo recomendado en la Mesa ERNC, como parte del proceso de desarrollo de la Política Energética Nacional al 2050 [32].

Finalmente, el crecimiento de la demanda eléctrica total entre los años 2017 al 2046 del Sistema, es el resultado del modelo energético, donde los diferentes escenarios e implicaciones se detallan en los siguientes capítulos.

3.4 Centrales existentes y en construcción

Los parámetros de cada una de las centrales existentes provienen desde la información que dispone el CEN en su sitio web⁴⁴. Dentro de estas características se incluyen: los puntos de conexión a nivel troncal, parámetros y restricciones operacionales, generación horaria representativa para las centrales eólicas y solares, y caudales semanales de todas las centrales hidráulicas, incluyendo las conexiones de afluentes principales del Sistema Eléctrico Nacional.

La simulación de planificación eléctrica no incluye las restricciones de corto plazo de las centrales (rampas de subida o bajada, tiempos de encendido o apagado, potencia mínima, entre otros), ni las restricciones de riego de los afluentes, pero sí se incluyen dentro de las siguientes etapas de simulación de largo plazo (con el software de Programación de Largo Plazo también llamado PLP) y simulación de corto plazo (con el software de Programación de Corto Plazo también llamado PCP).

Los datos de las centrales en construcción fueron obtenidos de la CNE⁴⁵, donde los datos operacionales y restricciones resultan del análisis de comportamiento de las centrales existentes, ajustadas de forma particular, para una mejor representación dentro del modelo. A su vez, cabe señalar que en la base de datos de centrales existentes y en construcción, se encuentran consideradas las centrales PMG y PMGD del Sistema Eléctrico Nacional.

⁴⁴ <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-informacion-publica/>

⁴⁵ Fuente: Proyectos de generación y transmisión en construcción SIC-SING – octubre 2017, publicado por la CNE según la Resolución Exenta N°659 de 12/09/2016



Tabla 10: Resumen de la capacidad instalada y en construcción del Sistema Eléctrico Nacional⁴⁶

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]			
	Existente	Construcción	Licitaciones	Total
Biogás	45			45
Biomasa	464			464
Carbón	4,705	375		5,080
Diésel	4,984	16		5,000
Eólica Terrestre	1,411	492	2,405	4,307
FuelOil	298			298
Geotérmica	40			40
GNL-Ciclo Abierto	33	83		116
GNL-Ciclo Combinado	2,503	201		2,704
Embalse	2,933			2,933
Pasada [<20 MW]	446	107		553
Pasada [>20 MW]	2,868	987		3,855
Otro	72			72
Solar CSP Torre		110		110
Solar FV 1 eje	1,586	746	579	2,910
Total	22,387	3,116	2,983	28,486

Nota: Para el caso del Diésel se incluyen los motores y aquellos ciclos cerrados o abiertos que tengan disponibilidad solo de este combustible.

⁴⁶ La capacidad instalada que aquí se especifica, considera las centrales de generación que declaran disponibilidad de combustible.

3.5 Áreas con capacidad de expansión

La disponibilidad del recurso energético es uno de los principales insumos del programa de planificación. Esta información fue proporcionada por la División de Energías Renovables del Ministerio de Energía, y fue definida bajo una metodología robusta (ver sección 2.4), que tuvo como resultado la diferenciación del recurso a nivel de centenas de metros, pero que fueron agrupados en 329 áreas por criterio de factor de planta y de distancia hasta la subestación más cercana.

Estos fueron uno de los parámetros considerados para que el software de planificación lograra tomar la mejor decisión del uso del recurso, considerando entre ellos no tan solo una evaluación económica de los flujos de cada posible central, sino también aristas relevantes como la distancia de conexión hasta una área o subestación representativa, vida útil de la central, tiempo en que se puede utilizar el recurso, hecho vinculado al periodo necesario para realizar la construcción de la central, entre otros factores que se mencionan a continuación.

El software de planificación PET puede evaluar cada una de los potenciales incorporados al modelo, y reconocer su viabilidad económica, considerando su costo de inversión, su costo variable y una valoración de la energía con un costo marginal representativo trimestral y por hidrología, que tiene por objetivo, finalmente, diferenciar cada una de las áreas y observar cuál es más eficiente e ingresarla como parte del plan de obras. Con este fin se consideraron áreas con recursos energéticos renovables disponibles en todo el país, donde las capacidades máximas disponibles por región y tecnología se agrupan a continuación, según la metodología detallada en el capítulo 2.4 del presente Informe.



Tabla 11: Resumen regional de las capacidades máximas del recurso energético disponible

Región	Tecnología	Potencial [MW]
XV	Geotermia	350
XV	Hidro-Bombeo	300
XV	Solar CSP Torre	6,551
XV	Solar Fotovoltaica	62,524
I	Geotermia	127
I	Hidro-Bombeo	600
I	Solar CSP Torre	120,341
I	Solar Fotovoltaica	175,989
II	Eólica Terrestre	11,480
II	Geotermia	530
II	Hidro-Bombeo	300
II	Solar CSP Torre	354,036
II	Solar Fotovoltaica	445,930
III	Solar CSP Torre	29,146
III	Solar Fotovoltaica	126,125
IV	Eólica Terrestre	512
IV	Solar Fotovoltaica	11,235
V	Eólica Terrestre	60
V	Solar Fotovoltaica	1,831
XIII_RM	Pasada [>20 MW]	31
XIII_RM	Solar Fotovoltaica	5,433
VI	Eólica Terrestre	82
VI	Geotermia	200
VI	Pasada [>20 MW]	173
VI	Solar Fotovoltaica	341
VII	Geotermia	290
VII	Pasada [>20 MW]	1,557
VIII	Eólica Terrestre	4,403
VIII	Geotermia	99
VIII	Pasada [>20 MW]	1,840
IX	Eólica Terrestre	1,024
IX	Geotermia	100
IX	Pasada [>20 MW]	890
XIV	Eólica Terrestre	3,323
XIV	Pasada [>20 MW]	1,439
X	Eólica Terrestre	15,661
X	Pasada [>20 MW]	169

3.6 Intercambios internacionales de energía

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que uno de los aspectos que debe considerar el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, corresponde a los intercambios internacionales de energía. En este sentido, se consideraron las interconexiones eléctricas de Chile con Perú y Argentina, tanto existentes como potenciales, tal como se indica a continuación:

Tabla 12: Interconexiones eléctricas internacionales consideradas⁴⁷

Barra A	Barra B	Capacidad línea [MW]	Capacidad limitada [MW]	Fecha prevista de entrada
Parinacota	Los Héroes (Perú)	200	50	2023
Kimal	Montalvo (Perú)	1000	100	2028
Andes	Cobos (Argentina)	600	50	Existente
Pan de Azúcar	Nueva San Juan (Argentina)	1000	50	2027
Punta Colorada	(Argentina)	1000	50	2025
Los Almendros	(Argentina)	1000	50	2040

Las interconexiones eléctricas operan bajo un esquema de intercambio de excedentes con los países vecinos, por lo que no afectan las necesidades de expansión de generación eléctrica del sistema. Dado esto, es que la forma correcta de representar las interconexiones es considerarlas en los análisis de operación de corto plazo, cuyos resultados son expuestos en el capítulo 5.2.3 del presente Informe.

Los sistemas de Argentina y Perú fueron modelados con los datos obtenidos desde las páginas web de sus Operadores del Sistema Eléctrico, es decir desde el CAMMESA [33], para Argentina, y el COES SINAC, [34] para Perú. La metodología aplicada para la demanda de ambos sistemas consideró la demanda actual concentrada en 1 zona y se expandió bajo los mismos porcentajes nacionales hasta el 2046. Para las centrales generadoras, se analizaron los datos de las centrales existentes en cada sistema y se crearon 3 grupos concentrados por sus costos variables. Éstos fueron: eólico-solar, hidráulico, y térmico. Estos grupos tienen costos variables representativos de cada tecnología, donde para el caso de las centrales térmicas, corresponden a los valores de centrales GNL (Gas Natural en el caso de Perú y Argentina). El costo de Gas Natural en Perú y Argentina, fue obtenido de información real entregada por los respectivos operadores del sistema

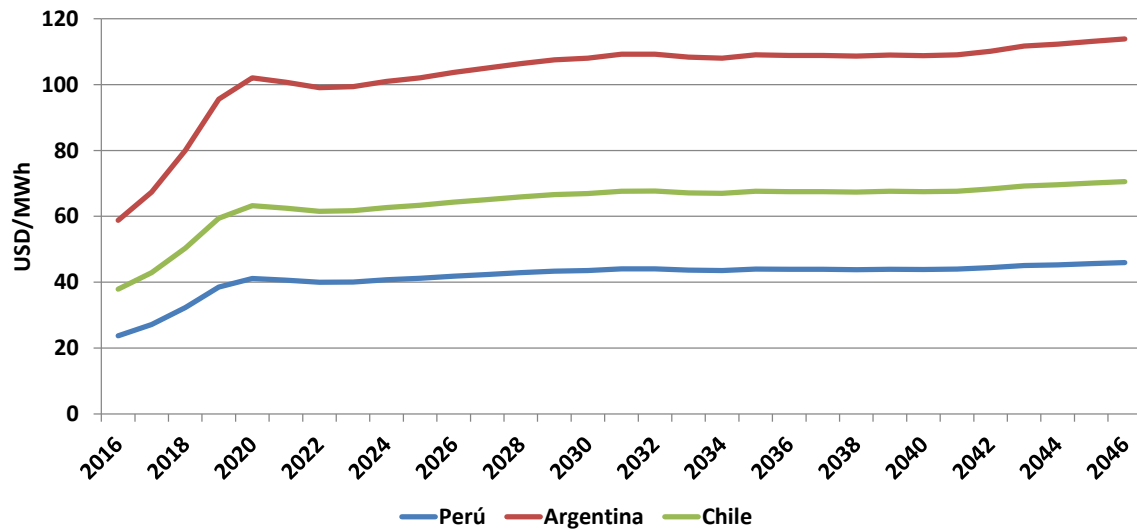
⁴⁷ La columna “capacidad línea” indica la capacidad real que tendrá la línea de transmisión, en cuanto a la columna “capacidad limitada” corresponde la capacidad de la línea para efectos de las simulaciones en el modelo eléctrico.



001542

eléctrico de ambos países, el cual representa el costo variable promedio informado de las centrales ciclo combinado en tales países. A su vez, para construir la proyección, el valor del año base fue indexado a la proyección del Henry Hub respectiva de cada escenario energético del proceso, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 16: Costo variable representativo de las centrales en base a gas en cada país



4 Escenarios Energéticos

La Ley general de Servicios Eléctricos, en su artículo 83°, establece que “El proceso de planificación energética deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y en particular eléctrica (...)”. Con el objeto de cumplir lo estipulado en la legislación vigente, se trabajó en la construcción de escenarios energéticos, los cuales permiten abastecer la o las proyecciones de demanda energética de forma eficiente de acuerdo, al menos, a las circunstancias actuales y tendencias previstas en materia de precios y costos relevantes para el sector, disponibilidad física de recursos energéticos, usos esperados de energía, prospectiva de cambios tecnológicos y las condicionantes ambientales y territoriales. Cada escenario debe considerar una oferta de energía para tales fines.

En el presente capítulo, se detalla la metodología y el trabajo que se llevó a cabo para desarrollar los escenarios energéticos considerados en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.

4.1 Metodología de construcción de escenarios

El Ministerio de Energía, con la cooperación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), encargó el estudio denominado “Propuesta de metodología de selección de escenarios robustos en una planificación energética de largo plazo, en el marco del proyecto de ley de transmisión eléctrica”⁴⁸. El trabajo tuvo por objetivo diseñar una metodología de construcción y selección de escenarios energéticos, que además satisficiera los requerimientos establecidos en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.

En la metodología propuesta, siguiendo las mejores prácticas internacionales⁴⁹, se incluyó el trabajo de un Comité de Expertos. Este Comité convocado por el Ministerio de Energía, estuvo conformado por personas con experiencia en diversas temáticas relativas al sector energético y

⁴⁸ Este trabajo se materializó por medio de una licitación internacional del BID, en donde la consultoría fue adjudicada al consorcio compuesto por la Universidad de Chile, Universidad Adolfo Ibáñez y la consultora EEGG. El Informe Final se encuentra disponible en: <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/comite-de-escenarios>

⁴⁹ Las metodologías de selección de escenarios energéticos del *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), ERCOT, *Midcontinent ISO*, y *California ISO*, todas se realizan considerando como base la opinión de un panel consultivo.



que pudiesen entregar sus visiones acerca del desarrollo futuro de éste y de los desafíos que enfrentará.⁵⁰

El Comité de Expertos formó parte activa del proceso de construcción y selección de escenarios, en conjunto con el Ministerio de Energía. En cualquier caso, este último es el responsable final de escoger los escenarios energéticos que considerará en el proceso de planificación.

Dado lo anterior, la metodología para la construcción de escenarios contó con tres etapas:

1. Determinación de factores con incertidumbre.

En esta etapa se definió un listado de factores, con incidencia en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, que presentan incertidumbre en el futuro y que son relevantes para la expansión del sector eléctrico. Para esto, el Ministerio propuso un listado preliminar de factores, el cual fue complementado por el Comité de Expertos.

Una vez conformado el listado de factores con incertidumbre se seleccionaron los más importantes, los cuales se utilizan en la siguiente etapa.

2. Definición de agrupación de factores y narrativas coherentes.

En esta etapa se utilizaron los factores con incertidumbre definidos y priorizados en la etapa anterior. El trabajo se enfocó en la definición de narrativas coherentes que resultan en distintas realizaciones de todo el conjunto de factores con incertidumbre. A esto último se le llamó “agrupación de factores” o “futuros posibles para los factores de incertidumbre”.

A continuación, se definieron valores cualitativos para los factores en cada uno de los relatos coherentes definidos. Esto, teniendo en cuenta que, si el valor cualitativo asignado a un factor con incertidumbre es el mismo para todos los escenarios de insumos, ese factor es eliminado de la lista, por no existir incertidumbre relevante que lo haga variar entre escenarios.

⁵⁰ El Comité de Expertos para la construcción de escenarios en el marco del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo sesionó cuatro veces, específicamente los días 13, 20 y 27 de marzo de 2017, y el día 6 de abril de 2017.

3. Cuantificación de factores.

En esta etapa, se asignaron niveles numéricos específicos a cada realización de factores con incertidumbre que fue propuesta en la etapa anterior. Para esto, el Ministerio proveyó la información necesaria para la cuantificación de cada uno de los niveles.

4.2 Factores con incertidumbre utilizados para la construcción de Escenarios

Los factores con incertidumbre priorizados fueron los siguientes:

1. Disposición social para proyectos

Se considera que un factor con incertidumbre es el nivel de disposición social para llevar a cabo proyectos de generación eléctrica en ciertas zonas del país. En particular para las tecnologías de generación térmica en todo el país, e hidroeléctrica y eólica en el sur..

2. Demanda energética (climatización, electro-movilidad, eficiencia energética, crecimiento económico)

Un factor que tendrá un alto impacto en el desarrollo del sector es la demanda energética. Entre los principales determinantes de largo plazo de la demanda energética se encuentran: la climatización eléctrica, electro-movilidad, eficiencia energética y crecimiento económico.

3. Cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías

El desarrollo y costo de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de litio es otro de los factores considerados relevantes para el desarrollo del sector, y cuenta con un alto grado de incertidumbre.

4. Costos de externalidades ambientales

Las externalidades ambientales y el costo internalizado que el sector energético tendrá en el largo plazo es un factor que presenta alta incertidumbre. En este punto se consideran tanto externalidades locales como globales.

5. Costos de inversión en tecnologías renovables

El costo de inversión que algunas de las tecnologías renovables tendrán en el futuro es un factor que se ve con un alto impacto e incertidumbre en el desarrollo del sector energético.

6. Precio de combustibles fósiles



Un factor con alta incertidumbre es la trayectoria futura que seguirán los precios de los combustibles fósiles utilizados para generación eléctrica.

Una vez definido este listado de factores priorizados, el trabajo se centró en la agrupación de los mismos, mediante la definición de relatos coherentes sobre el desarrollo futuro del sector. Para ello, se asignaron valores cualitativos a cada uno de los factores, antes de proceder a su cuantificación.

4.3 Escenarios considerados y cuantificación de parámetros

En este apartado se establecen los escenarios energéticos del proceso, tal como hace referencia el artículo 86° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y los cuales serán definidos en el decreto exento que será emitido por el Ministerio de Energía.

La agrupación de factores dio origen a 5 escenarios que tienen la misma probabilidad, con la suficiente diferenciación entre los mismos. Los escenarios energéticos considerados se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13: Escenarios energéticos definidos en el proceso

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Disposición social para proyectos	+ Costo y con carbón CCS	Libre	+ Costo y con carbón CCS	+ Costo	+ Costo
Demanda energética	Bajo	Alta	Media	Baja	Alta
Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
Costos de externalidades ambientales	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

Cabe señalar, y tal como se detalla en los diferentes capítulos del presente informe, los escenarios energéticos considerados incorporan lo señalado en el segundo inciso del artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en cuanto a: “la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia y objetivos de eficiencia, entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo. Asimismo, la planificación deberá considerar dentro de sus análisis los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía”.

Los valores cuantitativos de cada factor se detallan en las siguientes subsecciones.

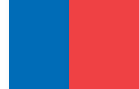
4.3.1 Disposición social para proyectos

Para representar la disposición social para llevar a cabo proyectos de generación eléctrica, se establecieron tres niveles:

- **Nivel “Libre”:** No existen costos extraordinarios a ninguna tecnología asociados a oposición a su desarrollo.
- **Nivel “+Costo”:** De la región del Bío hacia el sur del país, las tecnologías hidráulicas y eólicas deben afrontar un mayor costo de inversión, producto de un aumento en sus tiempos de construcción debido a una mayor oposición a su desarrollo. Este mismo efecto lo observan las centrales termoeléctricas, pero en todo el país. El resto de las tecnologías (solar fotovoltaica, solar de concentración de potencia, geotermia e hidráulica de bombeo), no sufre variación de sus costos de inversión en este nivel.

Los valores de tiempos de construcción y su impacto en costos de inversión fueron estimados utilizando el modelo financiero construido en el estudio “Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías del país”, desarrollado por ASSET Chile para el Ministerio de Energía⁵¹. Este estudio tuvo por objetivo la construcción de una metodología para el cálculo del costo de desarrollo para cada tecnología de generación eléctrica, abordando, desde la mirada de un inversionista, las distintas etapas por las que pasa el desarrollo de un proyecto energético, desde la idea conceptual hasta el cierre y abandono del proyecto.

⁵¹ Disponible en: <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/insumos-para-proyecciones>



Dada la metodología planteada en el respectivo estudio, se analizó para distintos factores de aumento en el tiempo de construcción de una central, cuál era el consiguiente impacto de aumento en el costo de inversión de ésta. Para efectos de este estudio, se consideró un factor en el tiempo de construcción de 1.5 veces, el que trae como consecuencia un aumento en el costo de inversión para cada tecnología de generación eléctrica analizada, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 14: Aumento en los tiempos de construcción e impacto en costo de inversión

Tecnologías	Período construcción [meses]	Factor aumento en tiempo construcción	Factor aumento en costo de inversión
Carbón	48	1.5	1.25
Diesel	12		1.25
Eólica	18		1.06
Fuel Oil	12		1.25
GNL-Ciclo Combinado	24		1.09
GNL-Ciclo Abierto	24		1.09
Pasada [>20 MW]	36		1.13

- **Nivel “+Costo y con carbón CCS”:** Este nivel tiene los mismos supuestos del caso “+Costo”. Adicionalmente, para dar cuenta de que una mayor oposición social a los proyectos en base a carbón implica mayores costos de inversión de este tipo de proyectos, es que, en este nivel, se les imputa el mismo costo que tendría una central a carbón que dispone de tecnología de captura y secuestro de carbono (CCS por sus siglas inglés).

4.3.2 Demanda energética

En cuanto al factor con incertidumbre relativo a demanda energética, se definieron tres niveles, en base a los parámetros y criterios definidos en el capítulo 2.1 del presente informe:

- **Nivel “Alta”:** este nivel de demanda considera:
 - Trayectoria de crecimiento económico optimista.
 - Alta penetración de vehículos livianos y buses eléctricos.
 - Climatización en viviendas con alta electrificación.
- **Nivel “Media”:** este nivel de demanda considera:

- Trayectoria de crecimiento económico referencial.
- Parámetros proyectados en base a tendencias actuales (eficiencia energética, climatización eléctrica, etc.).
- **Nivel “Baja”:** este nivel de demanda considera:
 - Trayectoria de crecimiento económico referencial.
 - Alta penetración de medidas de eficiencia energética.

Las trayectorias de demanda energética, producto de la aplicación de estos tres niveles, se presentan en el capítulo de “Resultados” del presente Informe.

4.3.3 Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías

Los niveles para este factor fueron definidos en base a las tres curvas detalladas en el capítulo 2.2, en cuanto a costos de inversión en baterías de litio, siendo esta tecnología la de mayor desarrollo actual y esperado para los próximos años. Estos niveles son los siguientes:

- **Nivel “Alto”:** El costo de inversión en baterías de litio de gran escala sigue la trayectoria “bajo” definida en la sección 2.2 del presente informe.
- **Nivel “Medio”:** El costo de inversión en baterías de litio de gran escala sigue la trayectoria “referencial” definida en la sección 2.2 del presente informe.
- **Nivel “Bajo”:** El costo de inversión en baterías de litio de gran escala sigue la trayectoria “alto” definida en la sección 2.2 del presente informe.

4.3.4 Costos de externalidades ambientales

La internalización de las externalidades ambientales se consideró tanto a nivel local como a nivel global. Para las primeras, se incluyeron las emisiones relativas a Material Particulado (MP), Dióxidos de Azufre (SO₂) y Óxidos Nitrosos (NO_x), producto de la generación eléctrica. En cuanto a emisiones globales, fueron consideradas las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, producto de la generación eléctrica. Este factor existe producto de la incertidumbre existente respecto a cómo se internalizarán los costos de las externalidades ambientales en el futuro.

En base a lo anterior, para este factor fueron considerados dos niveles:

- **Nivel “Actual”:** Se definen costos de externalidades en base a la valorización que tienen en la actualidad, esto según los valores de impuestos determinados por la Ley 20.780 en la que se establecen impuestos a las emisiones de fuentes fijas.



- Para externalidades debido a emisiones locales, se define el impuesto para MP, SO₂ y NO_x, en base a la fórmula de cálculo estándar para éste:

$$T_{ij} = 0,1 \cdot CCA_j \cdot CSCpc_i \cdot Pob_j$$

Donde, T_{ij} corresponde al impuesto por emisiones del contaminante “i” en la comuna “j”; CCA_j si la comuna “j” es zona latente o saturada toma los valores 1,1 y 1,2 respectivamente, en otro caso es 1; $CSCpc_i$ es el costo social de contaminación per cápita del contaminante “i”, si es MP es 0,9 [USD], si es SO₂ es 0,01 [USD] y si es NO_x es 0,025 [USD].

Para efectos de este nivel actual, el parámetro CCA_j se considera con el valor de 1 para todas las centrales de generación eléctrica.

- Para externalidades debido a emisiones globales, es decir producto de gases de efecto invernadero (CO₂), en este nivel actual se considera un valor de 5 [USD/Ton CO₂e].
- **Nivel “+Alto”:** Se supone un nivel más alto que lo actual en cuanto a la valorización de externalidades tanto locales como globales.
 - Para externalidades debido a emisiones locales, se emplea la misma fórmula de cálculo que el nivel anterior, pero esta vez considerando que el valor CCA_j corresponde a 1,2 para todas las centrales.
 - Para externalidades debido a emisiones globales, en este nivel se considera una trayectoria creciente del precio del carbono en el futuro.

Para efectos de evaluar un nivel más alto de aplicación de precio del carbono en la simulación de los escenarios, se consideró una trayectoria de incremento del impuesto a emisiones de CO₂, en base a diversos estudios y fuentes:

- **KAS Ingeniería & Castalia, 2016. “Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile”**

En este estudio se consideraron diversas alternativas de aplicación del impuesto, considerando un caso de que se mantiene el nivel actual de 5 [USD/Ton], otro donde se alcanza un valor de 14 [USD/Ton] al 2030 y otro de [30 USD/Ton] al 2030.

- **Ministerio de Desarrollo Social, 2016. “Estimación del Precio Social del CO₂”**

Este informe, realizado por el Ministerio de Desarrollo Social, tuvo por objetivo la obtención de un precio social atribuible a cambios en emisiones de CO₂ en los proyectos de inversión pública. Este precio fue obtenido a partir del costo marginal de abatimiento de CO₂ que permite cumplir con las metas de mitigación de Chile bajo el Acuerdo de París.

En el informe los resultados arrojan un precio social del carbono, en un valor intermedio, que corresponde a 32,5 [USD/Ton].

▪ **OCDE, 2016. “Evaluaciones del desempeño ambiental, Chile 2016”⁵²**

En este reporte, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), realizaron una evaluación del desempeño ambiental actual de Chile, proponiendo diversas mejoras o puntos críticos. En este sentido, en el reporte se establece que “la tasa impositiva aplicada sobre el CO₂ es relativamente baja y debería ser objeto de un aumento progresivo”.

En base a la literatura examinada anteriormente, se construyó una trayectoria de impuesto a las emisiones de CO₂ para este caso. Ésta es lineal y se establece en los siguientes tramos:

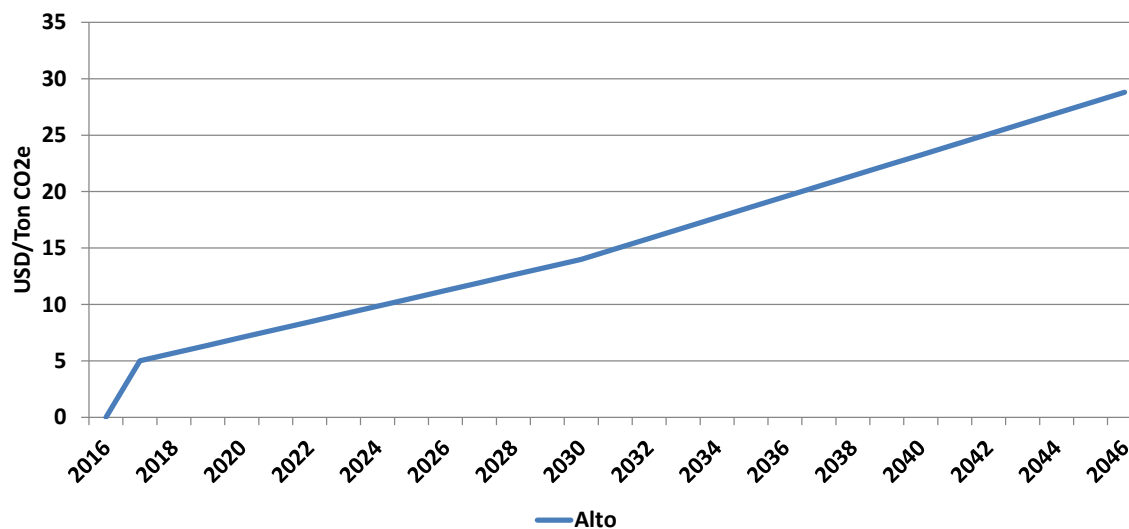
- i. Para el año 2016, el impuesto toma un valor de 0 [USD/TonCO₂e], debido a que se considera su entrada en vigencia a partir del año 2017.
- ii. A partir del año 2017 el impuesto cobra un valor de 5 [USD/TonCO₂e], hasta alcanzar un valor de 14 [USD/TonCO₂e] al año 2030.
- iii. Entre el año 2030 y el año 2050, se asume una trayectoria lineal de incremento, para alcanzar un valor de [32,5 USD/TonCO₂e] a tal año.

La trayectoria del valor del impuesto al CO₂ considerada para este caso, se muestra en la siguiente figura:

⁵² Disponible en: <http://portal.mma.gob.cl/segunda-evaluacion-de-desempeno-ambiental-de-la-ocde-destaca-avances-de-chile-en-fortalecimiento-de-la-institucionalidad-ambiental/>



Figura 17: Trayectoria considerada de impuesto al CO2, caso "+Alto".



Cabe señalar que, la inclusión en las simulaciones realizadas de un impuesto creciente a las emisiones de CO2, se realiza como proxy de internalización de precio de carbono que puede ocurrir en el sector eléctrico. Dicho precio de carbono depende no sólo de una potencial alza al impuesto de emisiones, sino también a otros instrumentos que el Plan Nacional de Cambio Climático pudiera aplicar (i.e. sistemas de transacción de emisiones).

4.3.5 Costos de inversión de tecnologías renovables

Para este factor con incertidumbre, se consideraron las tecnologías de generación eléctrica mediante fuentes renovables, que se espera tengan un cambio significativo en el futuro. Estas tecnologías corresponden a: eólica terrestre, solar fotovoltaica, geotermia, concentración solar de potencia (CSP), hidráulica de pasada, biomasa y centrales hidráulicas de bombeo. Dado esto, los niveles de aplicación se basan en los valores y trayectorias a los que se hace referencia en el capítulo 2.2, en cuanto a costos de inversión en tecnologías de generación eléctrica.

- **Nivel "Alto":** Los costos de las tecnologías de generación mediante fuentes renovables, toman la trayectoria "alto".
- **Nivel "Medio":** Los costos de las tecnologías de generación mediante fuentes renovables, toman la trayectoria "referencial".
- **Nivel "Bajo":** Los costos de las tecnologías de generación mediante fuentes renovables, toman la trayectoria "bajo".

4.3.6 Precio de combustibles fósiles

En el caso de este factor con incertidumbre, se consideran las trayectorias de precios de combustibles para generación eléctrica en Chile detalladas en el capítulo 2.3 del presente Informe. En este sentido, los combustibles considerados fueron: carbón, diésel, fuel oil y GNL. Los niveles considerados para este factor son los siguientes:

- **Nivel “Alto”:** Los precios de combustibles fósiles, toman la trayectoria “alto”.
- **Nivel “Medio”:** Los precios de combustibles fósiles, toman la trayectoria “referencial”.
- **Nivel “Bajo”:** precios de combustibles fósiles, toman la trayectoria “bajo”.



5 Resultados

En la presente sección se presentan los resultados preliminares del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, en cuanto a escenarios de proyección de demanda y oferta energética, en particular eléctrica. A su vez, se ha incluido el análisis de diferentes considerandos que derivan de estos resultados, tales como objetivos de eficiencia energética, metas de emisiones de gases de efecto invernadero, entre otros.

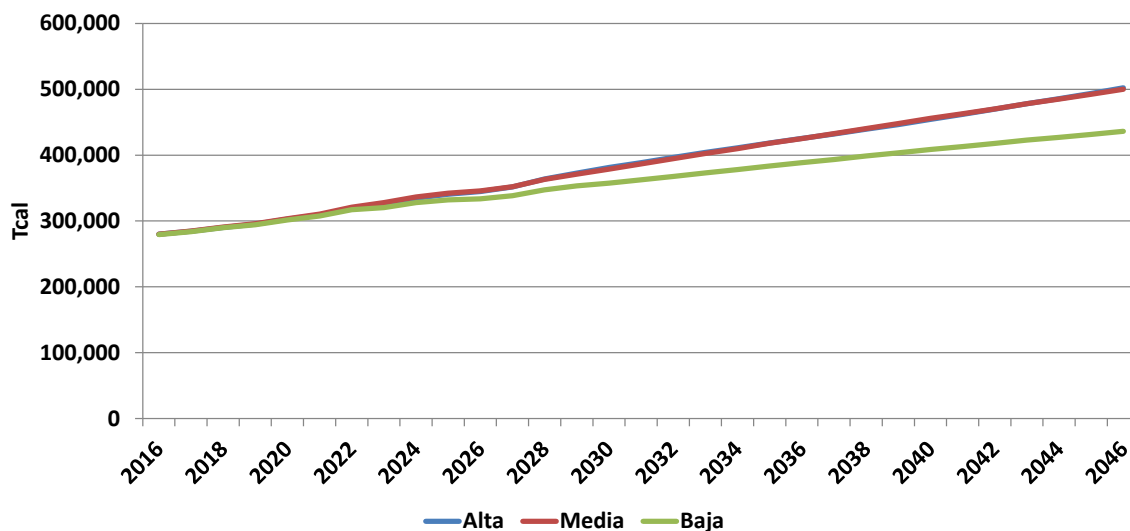
5.1 Demanda energética

En este apartado se presentan los resultados de proyecciones de demanda energética y de demanda eléctrica, a nivel total y por sector del Balance Nacional de Energía. A su vez, se muestra el cálculo de los objetivos de eficiencia energética planteados, las trayectorias de “desacople” entre el crecimiento del Producto Interno Bruto y del consumo energético, e indicadores de consumo energético per cápita.

5.1.1 Proyecciones de demanda

Tal como fue mencionado en el capítulo anterior, se definieron tres niveles de trayectoria de demanda energética: alta (escenarios B y E), media (escenario C) y baja (escenarios A y D). A continuación, se muestran las respectivas proyecciones, en cuanto a demanda energética total del país.

Figura 18: Proyección de demanda energética total



En el caso de demanda energética alta, se tiene una tasa de crecimiento promedio anual de 2,1%, en el caso de demanda energética media es de 2% y en el caso de demanda baja de 1,5%. Cabe señalar que la diferencia entre demanda energética alta y media se debe principalmente a crecimiento económico y electrificación de consumos (transporte y calefacción), siendo esto último una sustitución eficiente de energéticos. Por esta razón, las proyecciones no difieren mayormente en cuanto a crecimiento, pero si en cuanto a composición del mismo.

Específicamente, cabe señalar que en la proyección de demanda se observa, alrededor del año 2027, un estancamiento, lo cual se debe a que la estimación de la producción de cobre, entregada por COCHILCO, tiene un menor crecimiento en esos años. Esto tiene un fuerte impacto en la demanda energética proyectada, debido a la importancia de este sector en el consumo total.

En cuanto al consumo energético sectorial, a continuación, se detalla la participación de cada uno de ellos en el año 2015 (último Balance Nacional de Energía disponible) y en el año 2046, por cada caso de demanda energética.

Figura 19: Participación sectorial en el consumo energético, año 2015.

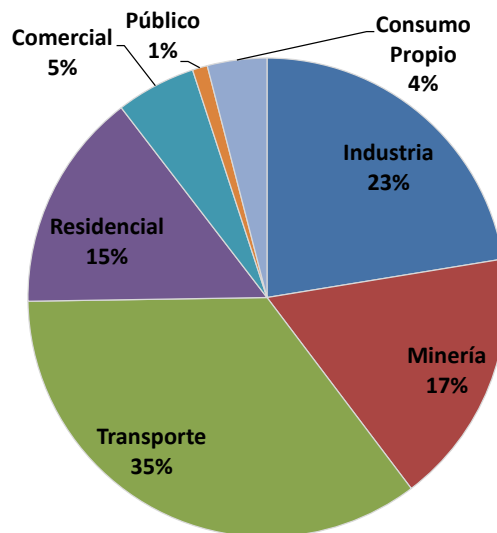
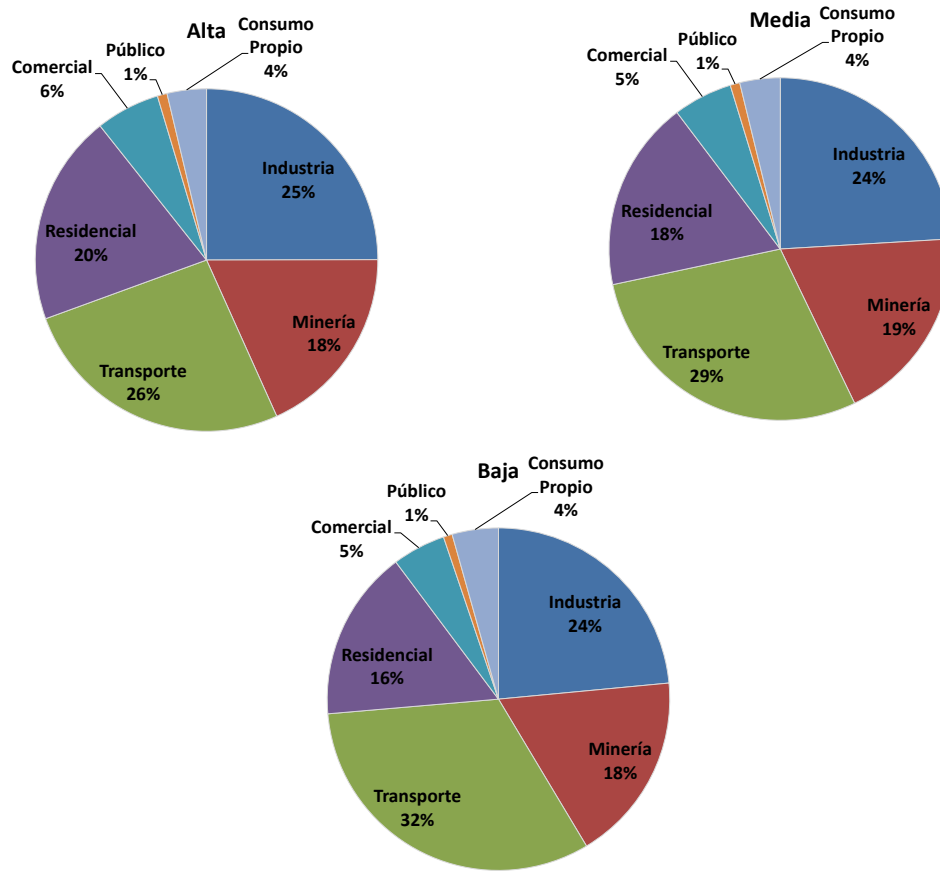




Figura 20: Participación sectorial en el consumo energético, año 2046



Se observa que la participación sectorial varía según cada caso de demanda energética. En cualquier caso, se tiene que el sector transporte continuará siendo el mayor consumidor de energía del país.

Otro resultado de demanda energética es su desagregación por región, según la información del Balance Nacional de Energía para el año base y las respectivas proyecciones para cada caso. Cabe señalar que el análisis a nivel energético fue realizado para todo el país, no así el análisis de la generación eléctrica, según las razones detalladas anteriormente.



Figura 21: Participación regional en el consumo energética, año 2016

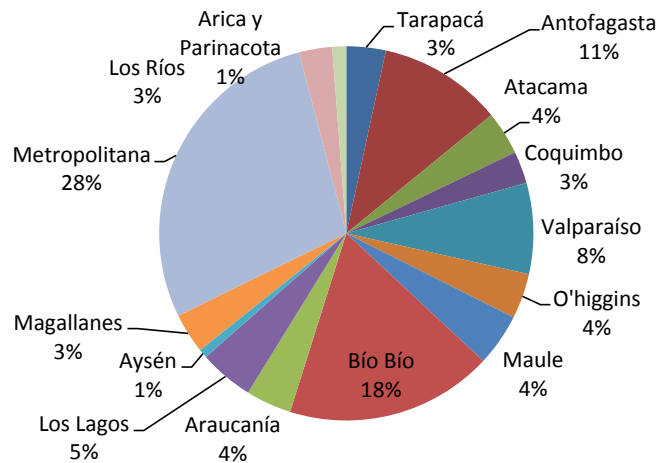
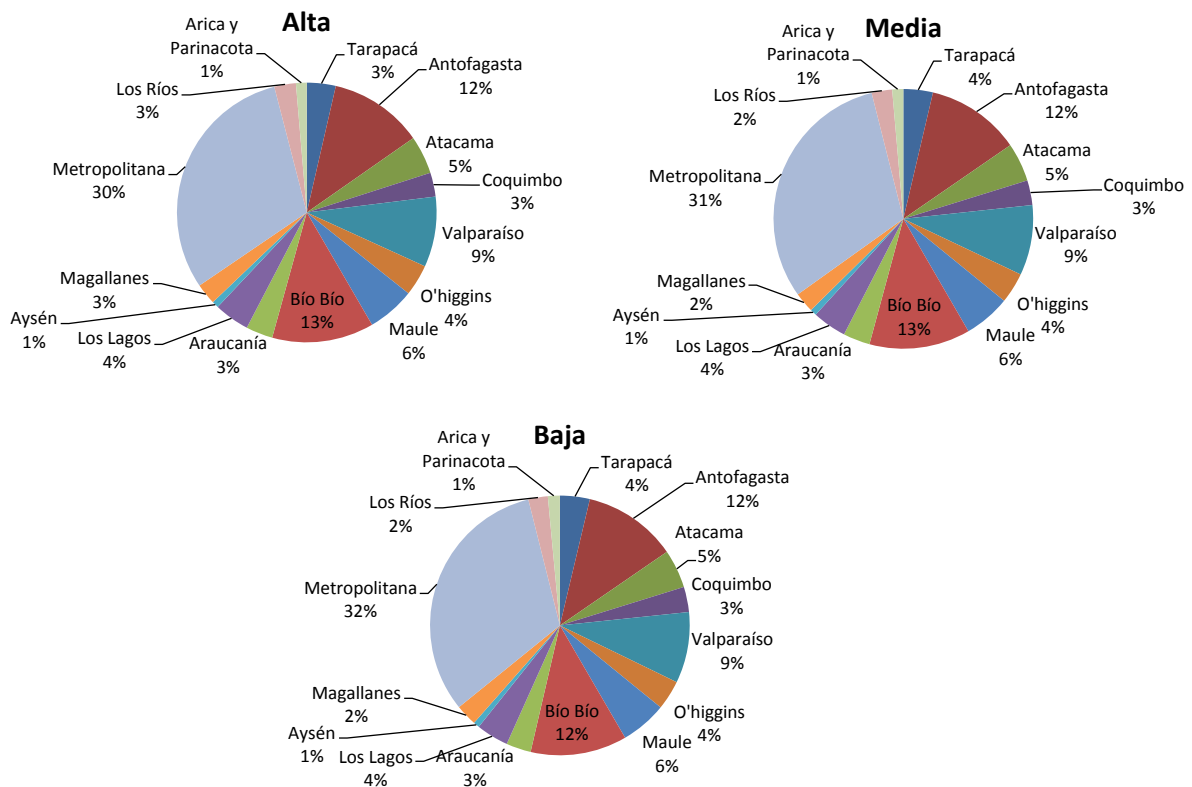


Figura 22: Participación regional en el consumo energético, año 2046



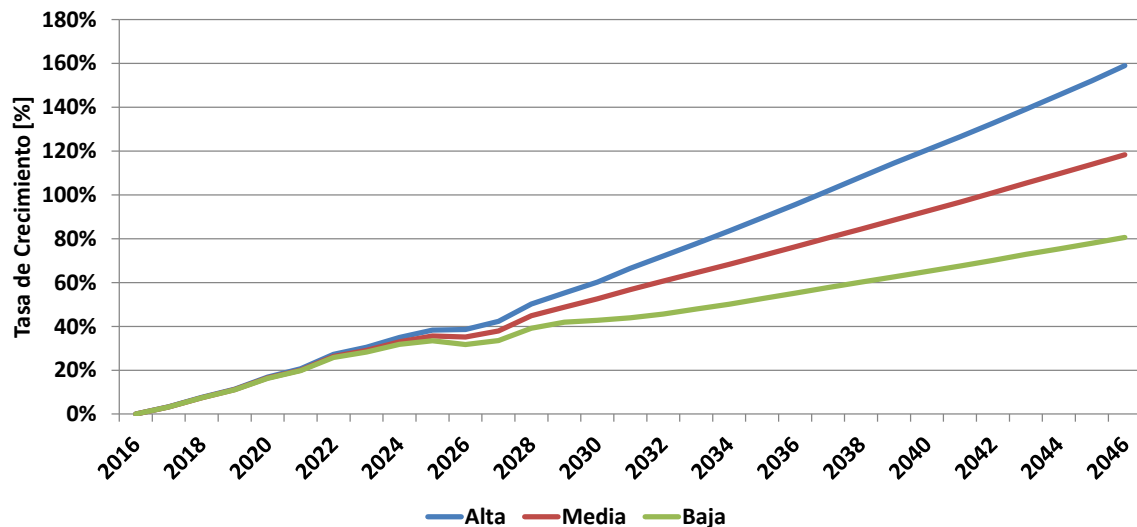
Se observa que, en todos los casos de demanda, la región Metropolitana aumentará su participación por sobre las otras regiones. Esto en gran parte debido a las dinámicas poblacionales de la región, la cual se espera, en base a la información disponible en la actualidad, que crezca en



mayor medida que el resto del país. Esto gatilla, principalmente, un mayor consumo energético en el sector Transporte, el cual es el que tiene el mayor aumento en su participación al año 2046.

Dado que la demanda energética, tal como fue detallado anteriormente, considera todos los energéticos del Balance Nacional de Energía, de ésta se desprenden los tres casos de demanda eléctrica.

Figura 23: Proyección de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica total



En cuanto al caso de demanda eléctrica alta, ésta tiene un crecimiento anual promedio de 3,2%, en el caso de la trayectoria de demanda eléctrica media alcanza un valor de 2,7% y el caso de demanda eléctrica baja tiene un crecimiento anual promedio de 2,0%. Cabe señalar que los casos de demanda eléctrica alta y media tienen mayores diferencias entre sí que en el caso de las proyecciones energéticas exhibidas en la Figura 18, debido a que en el caso de demanda eléctrica alta se tiene una mayor penetración de la electricidad en el sector residencial (calefacción) y en el sector transporte. Al mismo tiempo, y como es esperable, la demanda eléctrica crecería a tasas mayores que la demanda energética.

Por último, se observa que la demanda energética y eléctrica no presentan grandes variaciones antes del año 2024 entre los distintos casos (alta, media y baja), debido principalmente a que las proyecciones de crecimiento económico no tienen mayores diferencias y las medidas de eficiencia energética no tienen un impacto diferenciador previo a ese año.

Estas trayectorias fueron utilizadas en el modelo de planificación eléctrica para así obtener, posteriormente, los planes de obras de generación eléctrica en cada escenario.

5.1.2 Objetivos de Eficiencia Energética

La Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo 83° establece que el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo debe considerar, entre otros puntos, los “(...) *objetivos de eficiencia energética (...)*” con los que se cuente.

En este sentido, se considera como objetivo de eficiencia energética el planteado por el Ministerio de Energía en la Política Energética de Chile al 2050⁵³, en cuanto a que al año 2050 “el crecimiento del consumo energético está desacoplado del crecimiento del producto interno bruto”. Por desacople se entiende a la disminución en la correlación entre crecimiento económico y crecimiento del consumo energético. Además, cabe señalar que se ha observado que en los países en que se introducen políticas y medidas de eficiencia energética, comienza a manifestarse un grado de desacople del consumo energético y el crecimiento económico, llegando a ser en algunos países desarrollados, totalmente independientes.

En cuanto al desacople del consumo energético del país con respecto al crecimiento económico, este es una tendencia que se viene observando en la última década y que se espera en los próximos años se acentúe. A continuación, se muestra para cada caso de demanda, la trayectoria de crecimiento esperada (índice base en año 1991) del consumo energético y del PIB del país.

⁵³ Disponible en: <http://www.energia2050.cl/>



Figura 24: Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB, caso demanda alta.

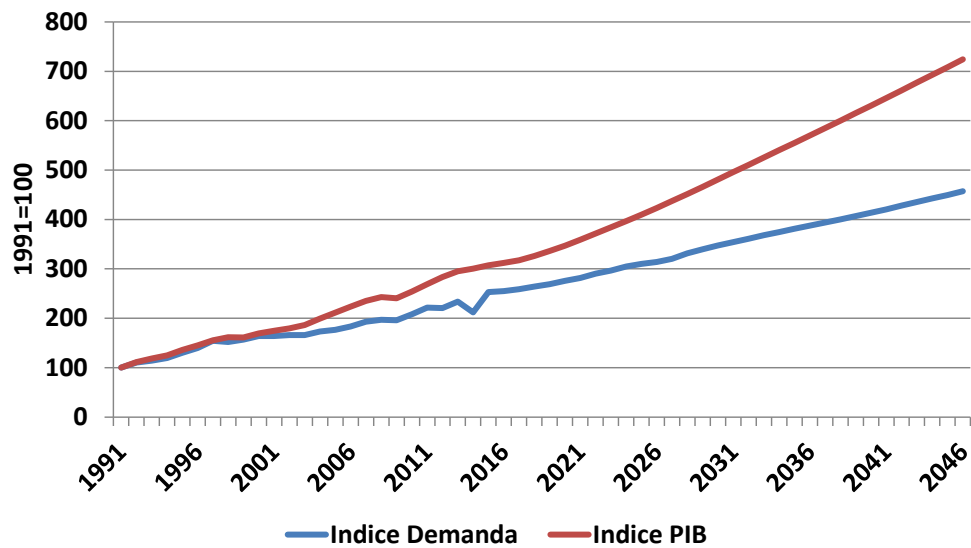


Figura 25: Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB, caso demanda media.

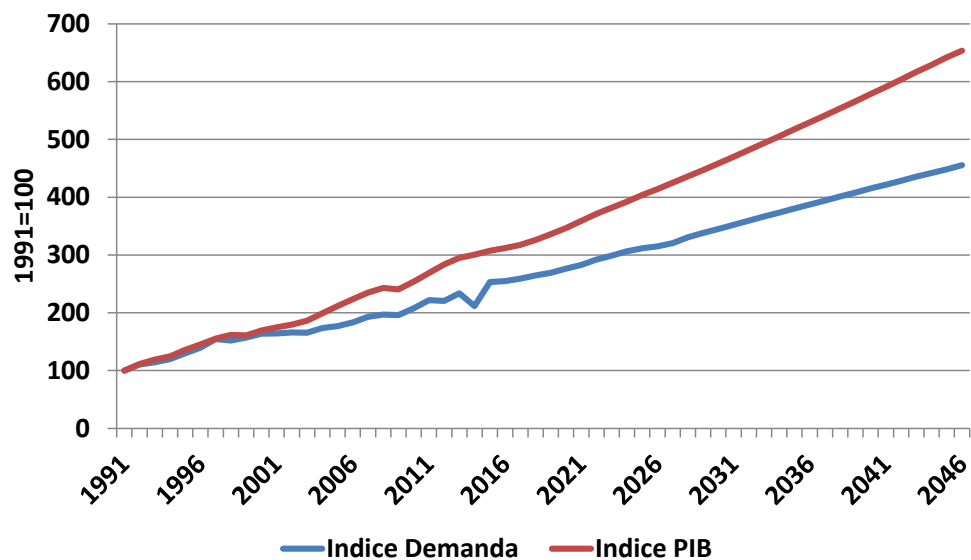
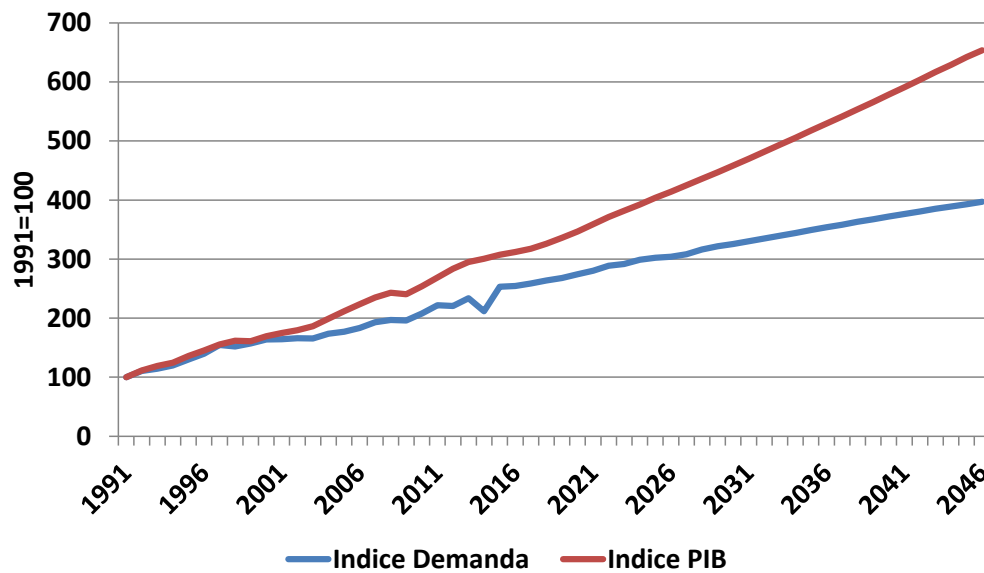


Figura 26: Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB, caso demanda baja.



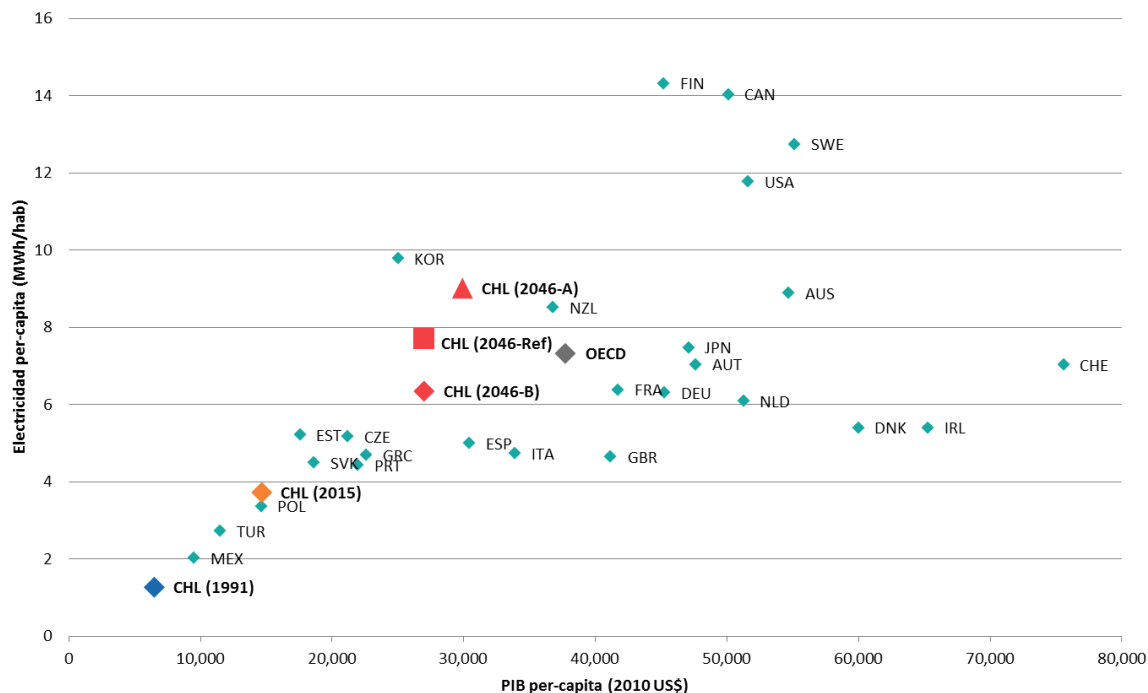
Se observa que, en los tres casos de demanda, el consumo energético profundiza la tendencia de desacople entre su crecimiento y el incremento del PIB del país. Cabe señalar que el caso de demanda baja es el que presenta el mayor desacople entre estas dos tendencias, debido a que cuenta con una alta penetración de medidas de eficiencia energética. Específicamente en este caso, en el período comprendido entre los años 1991 y 2046, el producto interno bruto se espera que crezca cerca de 6,5 veces y el consumo energético lo haga cerca de 4 veces.

5.1.3 Consumo eléctrico per cápita

Con el objeto de identificar cómo cambian los indicadores de consumo eléctrico en comparación a los países de la OCDE [35], según las diferentes trayectorias enunciadas en la subsección precedente, se calcularon los indicadores de consumo eléctrico per cápita respectivos.



Figura 27: Consumo eléctrico per cápita y PIB per cápita, año 2015 y proyección Chile.



Se puede observar que el consumo eléctrico per-cápita de Chile al año 2015, es similar al de Polonia y se encuentra por debajo del nivel de la OCDE. A su vez, si se consideran las proyecciones de demanda eléctrica al año 2046, se tiene que en el caso de demanda baja, Chile seguirá estando bajo al consumo eléctrico per-cápita actual de la OCDE, en el caso de demanda media tendrá un nivel muy similar al promedio actual de la OCDE y en el caso de demanda eléctrica alta, que conlleva de por sí la electrificación de ciertos consumos, tendríamos un nivel de consumo por sobre el promedio actual de la OCDE y similar al de países como Nueva Zelanda y Australia. El mismo efecto de desacople entre consumo de energía y PIB se reproduce en el caso eléctrico.

5.2 Oferta eléctrica

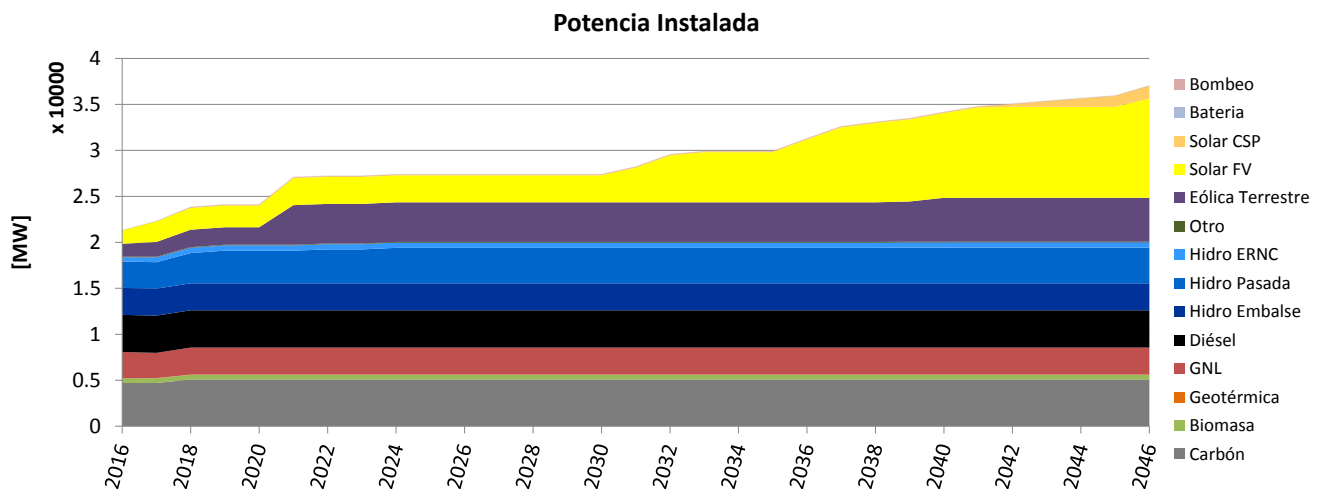
El principal resultado del modelo de planificación eléctrica corresponde a la proyección de la oferta de generación eléctrica para cada tecnología y por zona geográfica representativa del sistema eléctrico, para cada escenario. A su vez, también, se deriva la generación eléctrica para cada uno de éstos. Por último, se presenta el análisis de corto y largo plazo del sistema eléctrico para cada uno de los planes de obras resultantes, así como un análisis de la demanda por flexibilidad debido a la alta penetración de ERNC variable.

5.2.1 Plan de obras de generación

Primero, se expone para cada escenario, la evolución de la capacidad instalada total y de la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, dado el respectivo plan de obras.

Escenario A

Figura 28: Evolución de la capacidad instalada total, Escenario A



En este escenario, el aumento en la capacidad instalada se realiza principalmente a través de centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas. A su vez, se observa el incipiente ingreso de centrales CSP cerca del final del período de estudio. La capacidad instalada del sistema se expande a menos del doble de aquí al 2046, dada una trayectoria de demanda baja. A continuación, se observa la incorporación de nuevas zonas recomendadas por región y tecnología.

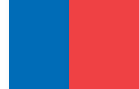
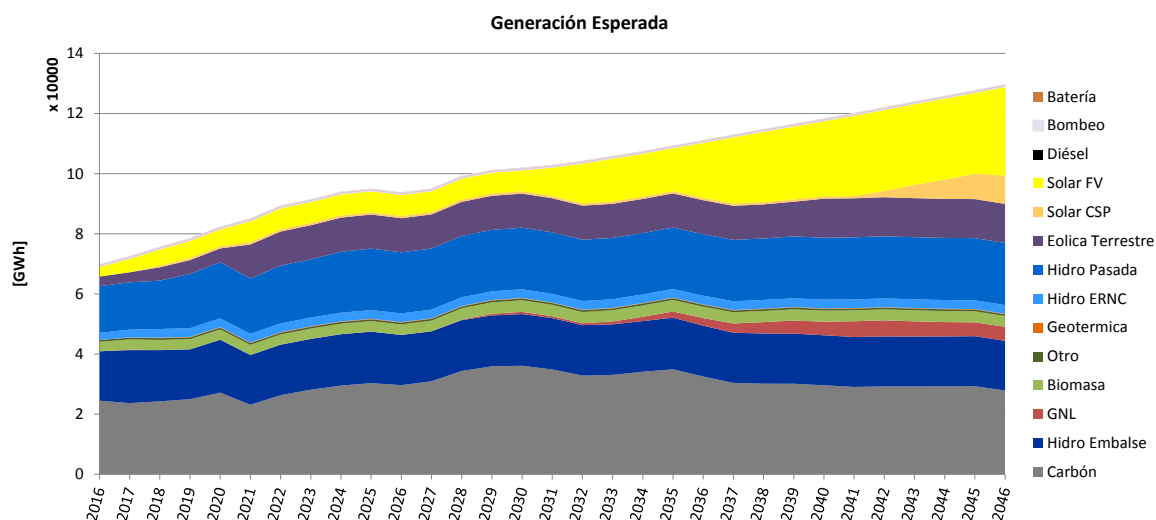


Tabla 15: Capacidad instalada incorporada por región, Escenario A

Tecnología	XV	I	II	III	IV	V	XIII_RM	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	Total
Bateria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	397	-	68	-	-	-	-	-	-	-	-	465
Fuel Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL_CC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro Embalse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro ERNC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro_Pasada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	-	32
Otro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar_CSP	-	1,292	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,292
Solar_FV	-	2,733	2,916	2,212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,861
Total	-	4,025	3,313	2,212	68	-	-	-	-	-	-	32	-	9,650

Si se observa la capacidad nueva instalada, por sobre los proyectos actualmente en construcción y los asociados a las licitaciones de suministro, se observa que las zonas recomendadas se ubican mayoritariamente en la región de Tarapacá y Antofagasta, y corresponden a las tecnologías solar fotovoltaica, solar CSP y eólica.

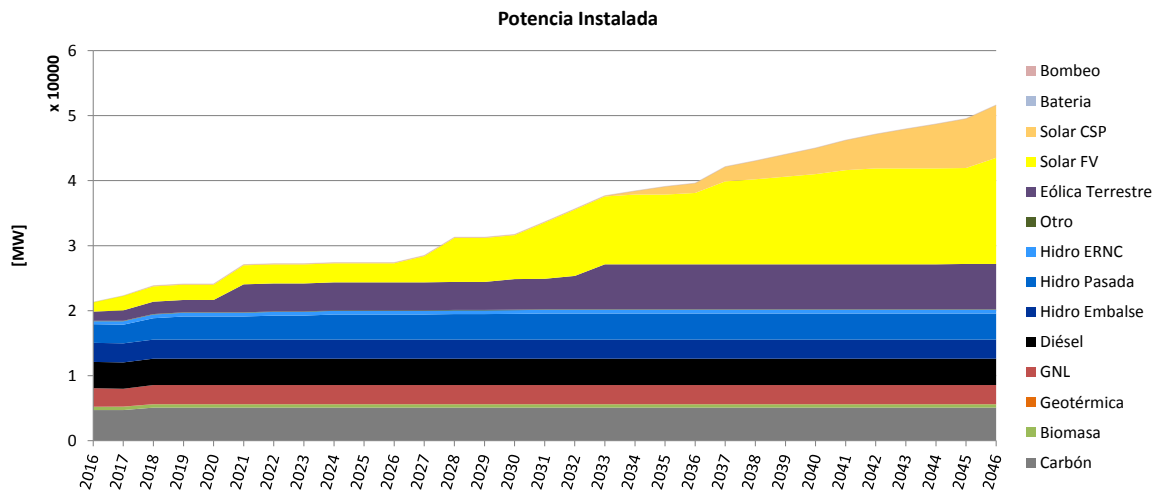
Figura 29: Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario A



En cuanto a la generación eléctrica esperada en este escenario, se observa que luego del 2035 la presencia del recurso solar se incrementa en gran medida. A su vez, la generación mediante carbón se mantiene estable en el tiempo, disminuyendo a partir del año 2035.

Escenario B

Figura 30: Evolución de la capacidad instalada total, Escenario B



En el escenario B, el incremento de la capacidad instalada de generación eléctrica se realiza, principalmente, mediante centrales eólicas, solares fotovoltaicas y de concentración solar de potencia. Estas últimas comienzan a ingresar al sistema a partir del año 2033, dada la caída en sus costos de inversión y el alto potencial que existe en regiones del norte del país. En este escenario también existe un incremento en la capacidad instalada mediante hidroelectricidad de pasada, de cerca de 152 [MW] en todo el horizonte de planificación.

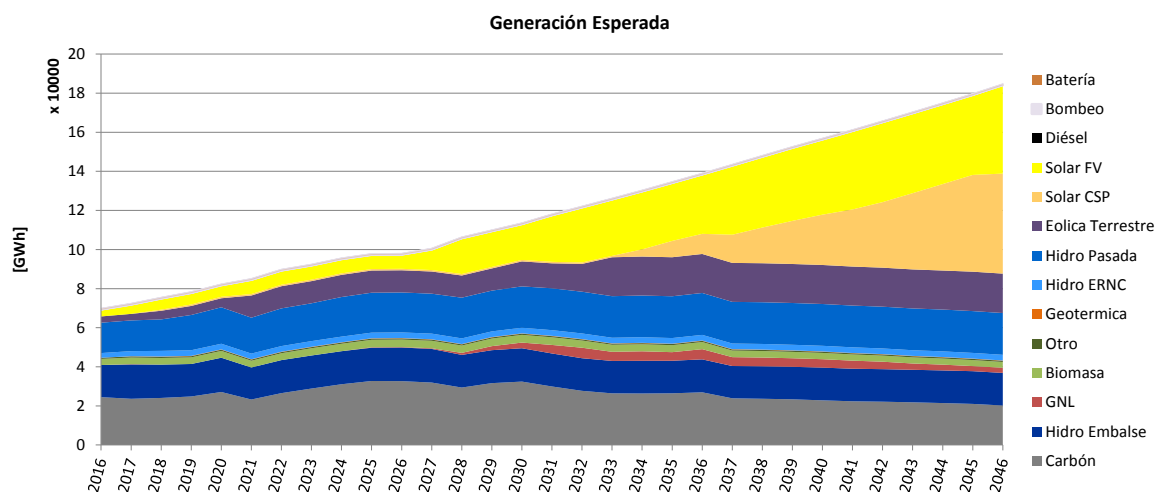


Tabla 16: Capacidad instalada incorporada por región, Escenario B

Tecnología	XV	I	II	III	IV	V	XIII_RM	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	Total
Batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	1,762	-	511	-	-	-	-	267	-	141	-	2,681
Fuel Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL_CC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro Embalse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro ERNC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro_Pasada	-	-	-	-	-	-	-	37	-	-	-	81	34	152
Otro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar_CSP	-	2,958	5,054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,012
Solar_FV	-	2,733	7,435	3,228	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,397
Total	-	5,691	14,251	3,228	511	-	-	37	-	267	-	222	34	24,241

En este escenario, la capacidad instalada de zonas recomendadas, adicional a los proyectos en construcción y los asociados a las licitaciones, se concentra en la región de Antofagasta y en la de Tarapacá. A su vez, se observa que las zonas recomendadas de la tecnología hidroeléctrica de pasada, se encuentran en las regiones de O’Higgins, Los Ríos y Los Lagos. Al estar en un escenario de demanda alta, la capacidad se expande el doble de la disponible actualmente.

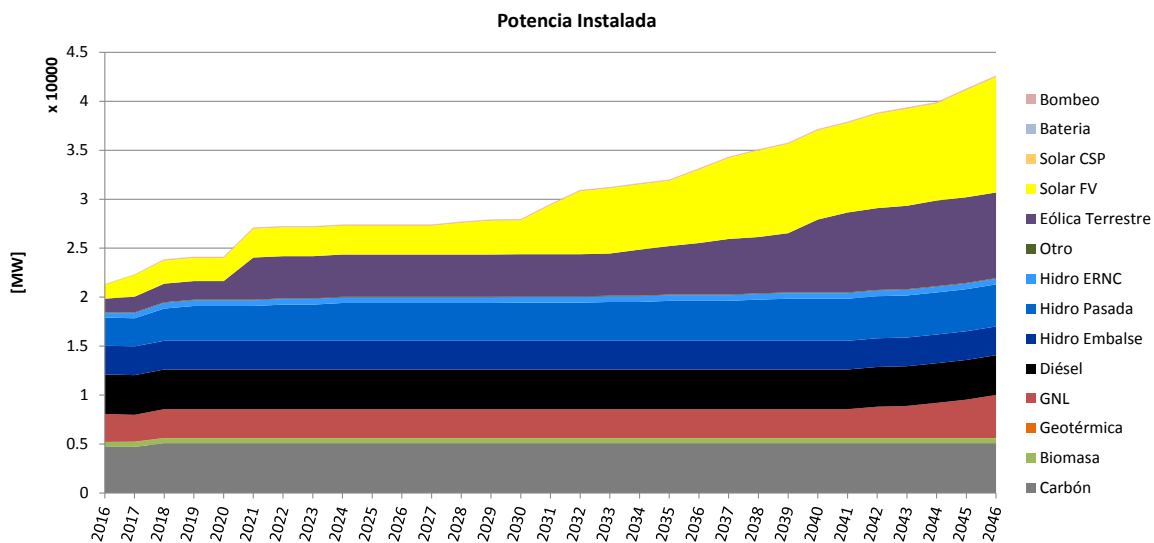
Figura 31: Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario B



En la generación eléctrica esperada en el escenario B predomina la generación eléctrica mediante la tecnología solar fotovoltaica, y a partir del año 2033, mediante concentración solar de potencia. Otra característica de la generación eléctrica esperada de este escenario es la caída en la generación mediante carbón en el tiempo, lo cual se debe principalmente a la trayectoria que toman los precios de combustibles fósiles en este escenario (alta) y a los costos de externalidades ambientales (caso “+alto”).

Escenario C

Figura 32: Evolución de la capacidad instalada total, Escenario C



En este escenario se observa un incremento de la capacidad instalada en base a centrales solares fotovoltaicas, seguida de la entrada de capacidad eólica y, en menor medida, de hidroelectricidad de pasada. A su vez, también se incorporan cerca de 1,400 [MW] de capacidad de generación mediante ciclos combinados en base a GNL.

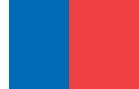
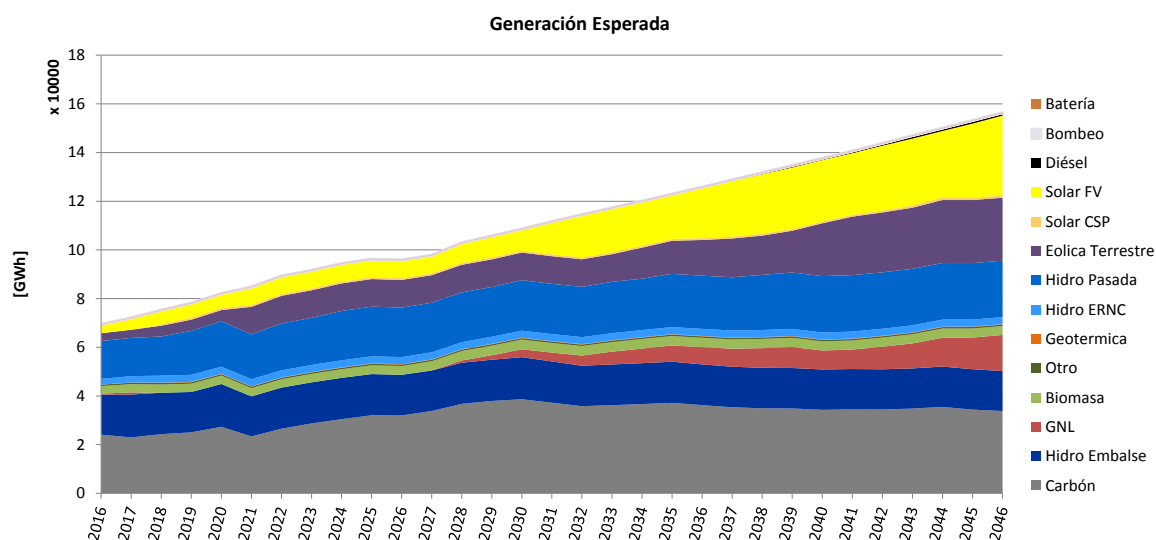


Tabla 17: Capacidad instalada incorporada por región, Escenario C

Tecnología	XV	I	II	III	IV	V	XIII_RM	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	Total
Batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	1,983	-	511	60	-	81	-	401	-	397	1,009	4,442
Fuel Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL_CC	-	-	380	1,081	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,461
Hidro Embalse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro ERNC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro_Pasada	-	-	-	-	-	-	-	37	-	-	-	148	249	434
Otro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar_CSP	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Solar_FV	-	2,733	2,462	3,653	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,848
Total	-	2,763	4,825	4,734	511	60	-	118	-	401	-	545	1,258	15,214

La capacidad instalada adicional recomendada se encuentra concentrada mayoritariamente en las regiones de Antofagasta y de Atacama. En la primera, la tecnología con mayor capacidad instalada es la solar fotovoltaica, seguida de la eólica. A su vez, cabe resaltar que, en este escenario, aparece recomendada la tecnología GNL de ciclo combinado en las regiones de Antofagasta y Atacama. También cabe destacar que en este escenario se recomienda la instalación de capacidad hidroeléctrica de pasada en las regiones de O'Higgins, Los Ríos y Los Lagos.

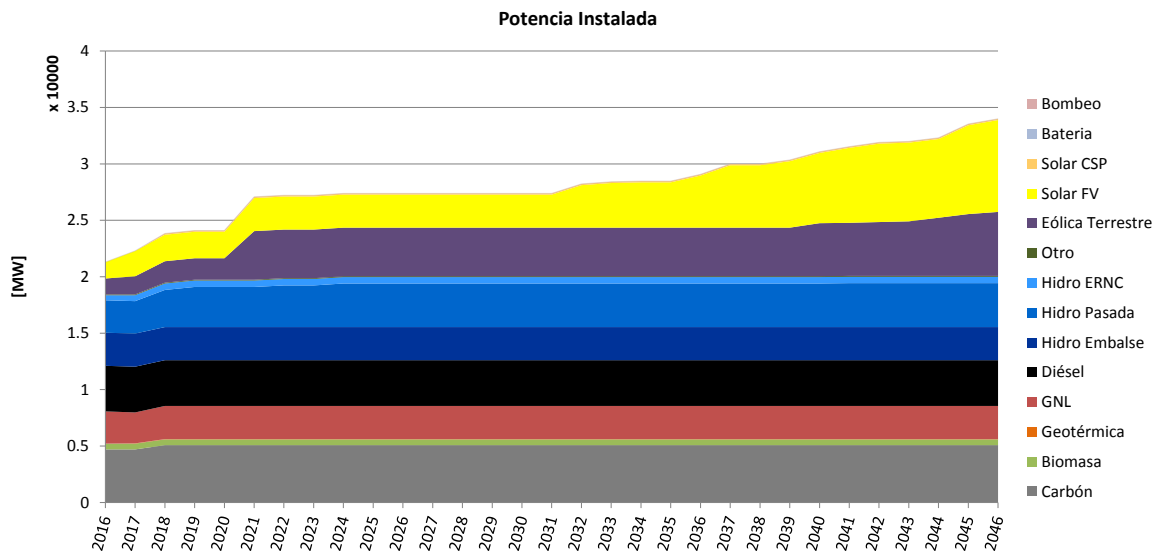
Figura 33: Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario C



En cuanto a la generación eléctrica esperada en este escenario se observa que hay un incremento en la penetración de energía solar en el tiempo. A su vez, se tiene un incremento en la generación eléctrica mediante GNL, dada la trayectoria que adquieren los precios de combustibles en este escenario (baja). En esta misma línea, se observa que existe generación mediante centrales diésel en los últimos años del período de estudio, principalmente asociada a centrales que cuentan con bajos costos variables de generación con este energético, dada la eficiencia en su uso (ciclos combinados operando con diésel). A su vez, cabe señalar que esta utilización de diésel se espera se adecúe en el futuro, mediante elementos costo-eficientes que le entreguen flexibilidad al sistema (por ejemplo, almacenamiento), tal como se hace alusión en la sección 5.2.3.

Escenario D

Figura 34: Evolución de la capacidad instalada total, Escenario D



La capacidad instalada en este escenario tiene un incremento acotado (menos del doble al final del período de estudio respecto al nivel actual), principalmente debido al bajo crecimiento de la demanda energética. A su vez, el desarrollo está determinado por centrales solares fotovoltaicas y en menor medida eólicas.

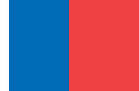
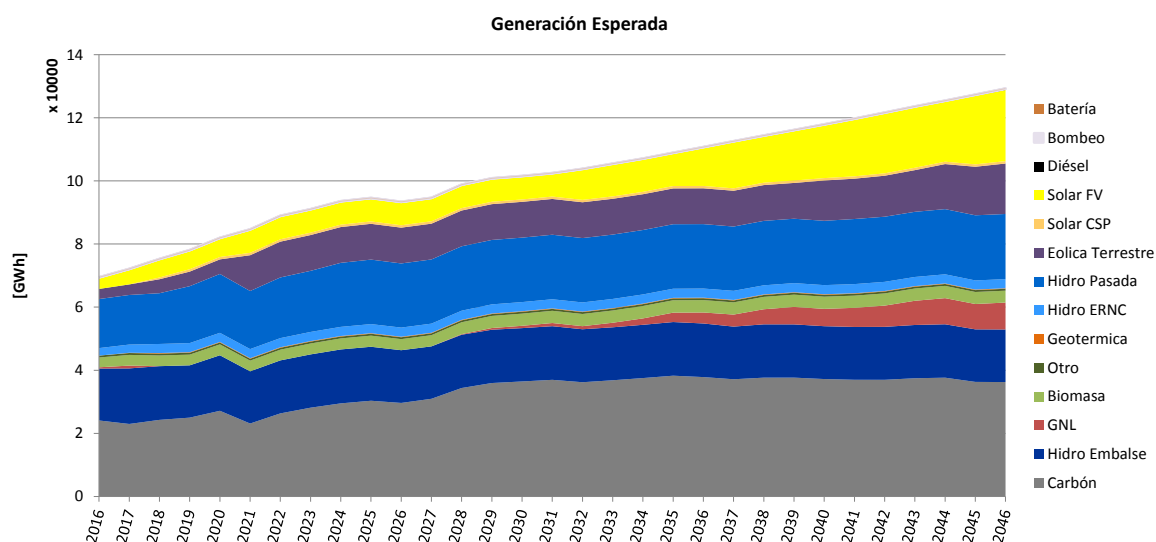


Tabla 18: Capacidad instalada incorporada por región, Escenario D

Tecnología	XV	I	II	III	IV	V	XIII_RM	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	Total
Batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	1,026	-	126	-	-	-	-	123	-	86	-	1,361
Fuel Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL_CC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro Embalse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro ERNC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro_Pasada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	-	32
Otro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar_CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar_FV	-	2,733	270	2,212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,215
Total	-	2,733	1,296	2,212	126	-	-	-	-	123	-	118	-	6,609

En este escenario, la capacidad instalada recomendada se concentra en la región de Tarapacá, en primer lugar, y en la región de Atacama. En ambas regiones predomina la capacidad instalada recomendada en base a la tecnología solar fotovoltaica.

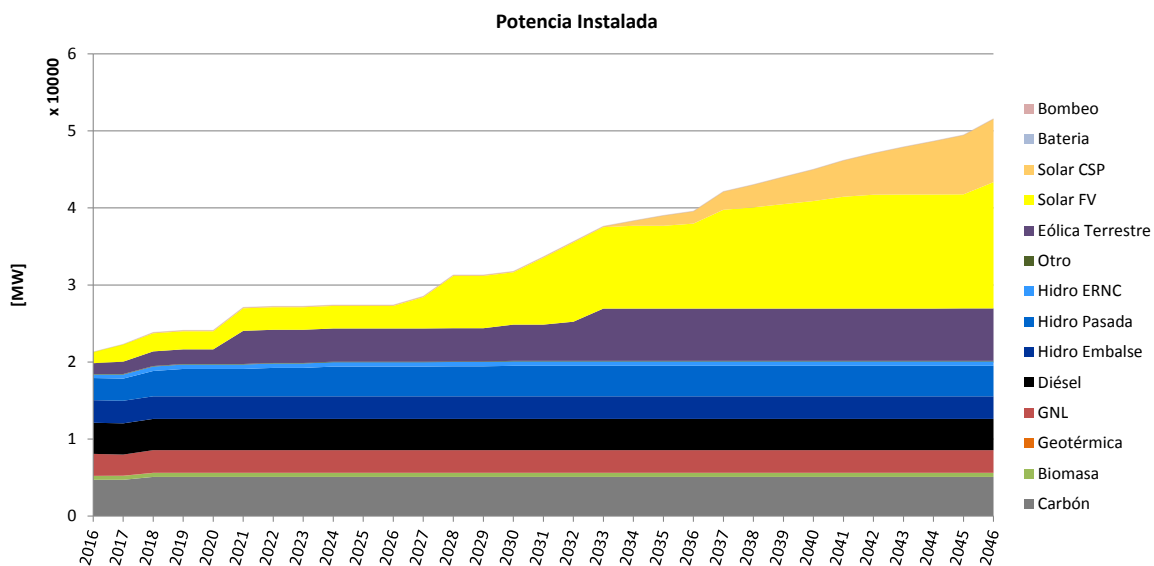
Figura 35: Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario D



La generación eléctrica en este escenario se encuentra fuertemente determinada por generación en base a carbón y, al final del período de estudio, por centrales solares fotovoltaicas. A su vez, se observa un incremento en la generación mediante GNL, dada la trayectoria que adquieren los precios de combustibles fósiles en este escenario (baja).

Escenario E

Figura 36: Evolución de la capacidad instalada total, Escenario E



En el escenario E el desarrollo de la capacidad instalada del sistema eléctrico está fuertemente determinado por la tecnología solar fotovoltaica, seguida de la de concentración solar de potencia, de eólica e hidroelectricidad de pasada. Esta última con un incremento más acotado, cercano a los 100 [MW]. Esta entrada de tecnologías renovables está determinada por la trayectoria que toman sus costos de inversión en el tiempo, en donde se tiene un caso bajo. Por último, cabe mencionar que la capacidad instalada, en el período de estudio, prácticamente se duplica, debido a la trayectoria de la demanda energética en este escenario (alta).

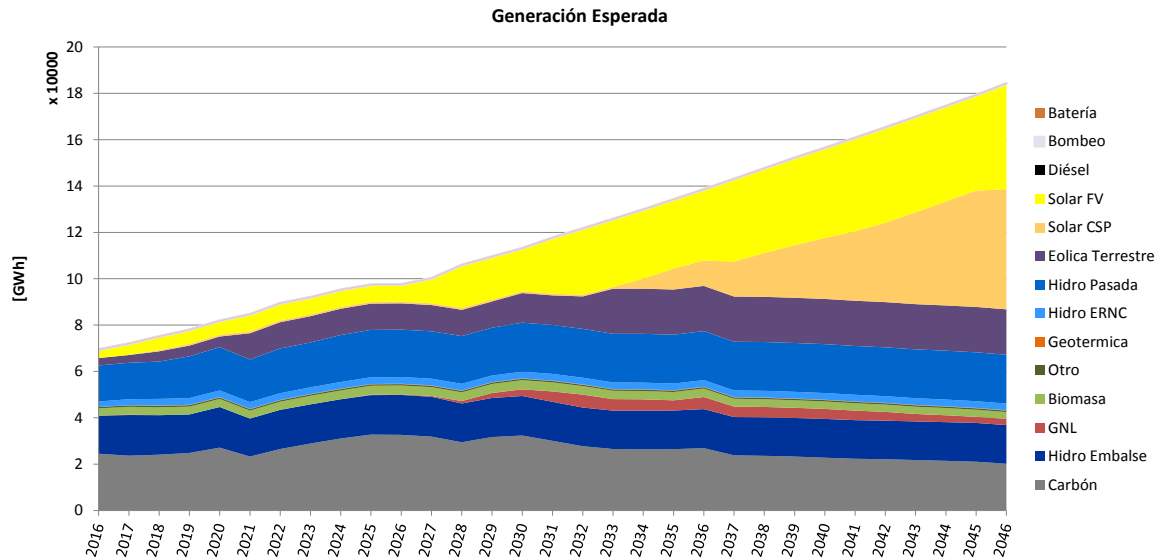


Tabla 19: Capacidad instalada incorporada por región, Escenario E

Tecnología	XV	I	II	III	IV	V	XIII_RM	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	Total
Bateria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbon CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	1,791	-	511	-	-	-	-	123	-	78	-	2,503
Fuel Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL_CC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro Embalse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro ERNC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro_Pasada	-	-	-	-	-	-	-	37	-	-	-	32	34	103
Otro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar_CSP	-	2,958	5,158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,116
Solar_FV	-	2,733	7,423	3,308	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,463
Total	-	5,691	14,371	3,308	511	-	-	37	-	123	-	110	34	24,185

En este escenario la capacidad instalada recomendada se concentra en gran medida en la región de Antofagasta, con cerca de 14,000 [MW] en todo el período de estudio, en base a las tecnologías solar fotovoltaico, solar de concentración de potencia y eólica. Ésta es seguida por la región de Tarapacá, en donde las zonas recomendadas alcanzan cerca de 5,700 [MW] en cuanto a las tecnologías solar fotovoltaica y solar de concentración de potencia. A su vez, en este escenario se recomienda la instalación de la tecnología eólica en la región de Coquimbo y de la tecnología hidráulica de pasada en las regiones de O'Higgins, Los Ríos y Los Lagos.

Figura 37: Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario E



La generación eléctrica en este escenario es aportada en gran parte por fuentes de energías renovables, principalmente mediante la tecnología solar fotovoltaica, solar de concentración solar de potencia, hidroeléctrica y eólica. A su vez, se ve una disminución de la generación termoeléctrica, dada la trayectoria que tienen los precios de combustibles en este escenario (alta) y el costo de las externalidades ambientales (“+alto”).

5.2.2 Demanda de sales en centrales de generación CSP

Las centrales de generación eléctrica de la tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP), equipadas con un sistema de almacenamiento de sales fundidas, pueden almacenar energía y mantenerse operativas tanto cuando se dispone del recurso como cuando no.

Las sales fundidas utilizadas para almacenar energía en forma de calor son una mezcla de Nitrato de Sodio y Nitrato de Potasio. Ambas componentes se obtienen a partir de caliche y salmuera, recursos naturales disponibles en el norte de Chile. Por un lado, el caliche se obtiene de depósitos superficiales en el Desierto de Atacama, y con el cual se producen derivados como el Nitrato de Sodio. En tanto, las salmueras se bombean desde pozos subterráneos en el Salar de Atacama, y con éstas se produce Cloruro de Potasio, tras un proceso químico con caliche.



La tecnología CSP más utilizada actualmente es la de Receptor Central, cuyo método se basa en concentrar la energía solar en un punto focal común para producir calor y hacer funcionar una turbina a vapor. Para la recolección de la luz solar se utilizan conjuntos de grandes espejos (helióstatos) que siguen al sol y reflejan la luz en una torre, donde un receptor absorbe el calor. En forma posterior, un fluido de alta temperatura (solución de sales fundidas) transporta la energía a una caldera donde se genera el vapor que hace girar las turbinas (como en una planta térmica tradicional).

Los cinco planes de obras de generación, que se desprenden de los escenarios energéticos (A, B, C, D y E), consideran en mayor o menor medida la instalación de plantas CSP en el mediano y largo plazo, por lo que resulta interesante estimar la demanda por sales fundidas hacia el año 2046 para cada uno.

A continuación, se especifican los parámetros de entrada utilizados para el cálculo.

Tabla 20: Parámetros de una central tipo CSP.

Parámetros de Entrada		
Capacidad Bruta por planta	110	MWe
Horas de Almacenamiento	12	hrs
Eficiencia Térmica	0.412	Mwe/MWt

Con estos datos se puede calcular la capacidad térmica de cada planta CSP, según:

$$Cap_{termica} = \frac{Cap_{elec} * h_{almac}}{ET} [MWt - hr]$$

Donde:

- Cap_{elec} : Capacidad Bruta por planta, en MWe.
- h_{almac} : Horas de Almacenamiento, en hrs.
- ET : Eficiencia Térmica, en MWe/MWt.

Para el cálculo se consideró un tipo de sal fundida (HTF)⁵⁴ cuya solución contiene 60% de nitrato de sodio y 40% de nitrato de potasio. Las características de la solución son:

⁵⁴ HTF: Heat Transfer Fluid.

Tabla 21: Características físicas de la solución de sales (HTF)⁵⁵

Parámetros HTF		
Tipo de HTF	60% NaNO3 40% KNO3	
Constante Volumen HTF	4.65	m3/MWt-hr
Densidad HTF	1808.48	kg/m3

Con esto parámetros se estimó el requerimiento en volumen y peso de sales fundidas, según las siguientes fórmulas:

$$Vol_{HTF} = k_{vol} * Cap_{termica} [m^3]$$

$$Peso_{HTF} = k_{den} * Vol_{HTF} [kg]$$

Donde:

- k_{vol} : Constante Volumen HTF.
- k_{den} : Densidad HTF.

Con esto se estimó para cada escenario la demanda por sales fundidas en base a la capacidad instalada año a año de centrales CSP.

⁵⁵ Fuente: Modelo SAM, NREL (<https://sam.nrel.gov/>).

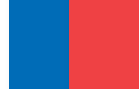


Tabla 22: Capacidad instalada incremental CSP y demanda de sales HTF por escenario

Año/Escenario	Capacidad instalada incremental CSP en [MW]					Demanda de sales HTF en [ton]				
	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	110	110	110	110	110	26,955	26,955	26,955	26,955	26,955
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	446	0	0	541	0	109,368	0	0	132,657
2035	0	686	0	0	686	0	168,220	0	0	168,217
2036	0	272	0	0	275	0	66,605	0	0	67,316
2037	0	749	0	0	757	0	183,533	0	0	185,417
2038	0	589	0	0	582	0	144,389	0	0	142,561
2039	0	590	0	0	587	0	144,600	0	0	143,936
2040	0	581	0	0	579	0	142,471	0	0	141,836
2041	0	593	0	0	602	0	145,394	0	0	147,531
2042	201	661	0	0	667	49,139	162,055	0	0	163,326
2043	329	800	30	0	790	80,531	196,128	7,280	0	193,594
2044	294	751	0	0	750	71,979	183,961	0	0	183,751
2045	278	766	0	0	770	68,085	187,742	0	0	188,669
2046	191	526	0	0	530	46,845	128,783	0	0	129,920
TOTAL	1,403	8,120	140	110	8,226	343,534	1,990,204	34,235	26,955	2,015,686

El escenario E es el que mayor capacidad de centrales CSP considera, llegando a 8,226 [MW] instalados al año 2046. Sin embargo, en términos anuales, la mayor demanda por sales fundidas se da el año 2043 en el escenario B con 196,000 toneladas aproximadamente. En relación a la producción anual actual, este valor representa el 20% del total de la producción nacional⁵⁶.

⁵⁶ Fuente: <http://www.sqm.com/es-es/productos/quimicosindustriales/salestermosolares/nitratosdesodioypotasio.aspx>

5.2.3 Análisis de corto y largo plazo de los planes de obras

Con el fin de comprobar la robustez y la resiliencia de los planes de obras obtenidos desde las modelaciones de planificación eléctrica, éstos fueron sometidos a un análisis más detallado en relación a la operación del sistema eléctrico. Lo anterior, consideró la utilización de dos herramientas utilizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, que simulan la coordinación hidro-térmica y un despacho horario del sistema eléctrico. Estas corresponden a los softwares de Programación de Largo Plazo (PLP) y Programación de Corto Plazo (PCP). El primero logra estimar el costo futuro del agua de los embalses, junto con las restricciones de riego para un gran periodo de años. El otro software considera una simulación realista del comportamiento horario de las centrales, incluyendo las restricciones operacionales de las unidades que constituyen el parque de generación eléctrico en cuanto a mínimos técnicos, tiempos de encendido y apagado, rampas de toma de carga, entre otras, pero sólo para horizontes de estudio breves, ya sea a nivel de semanas, meses o un año.

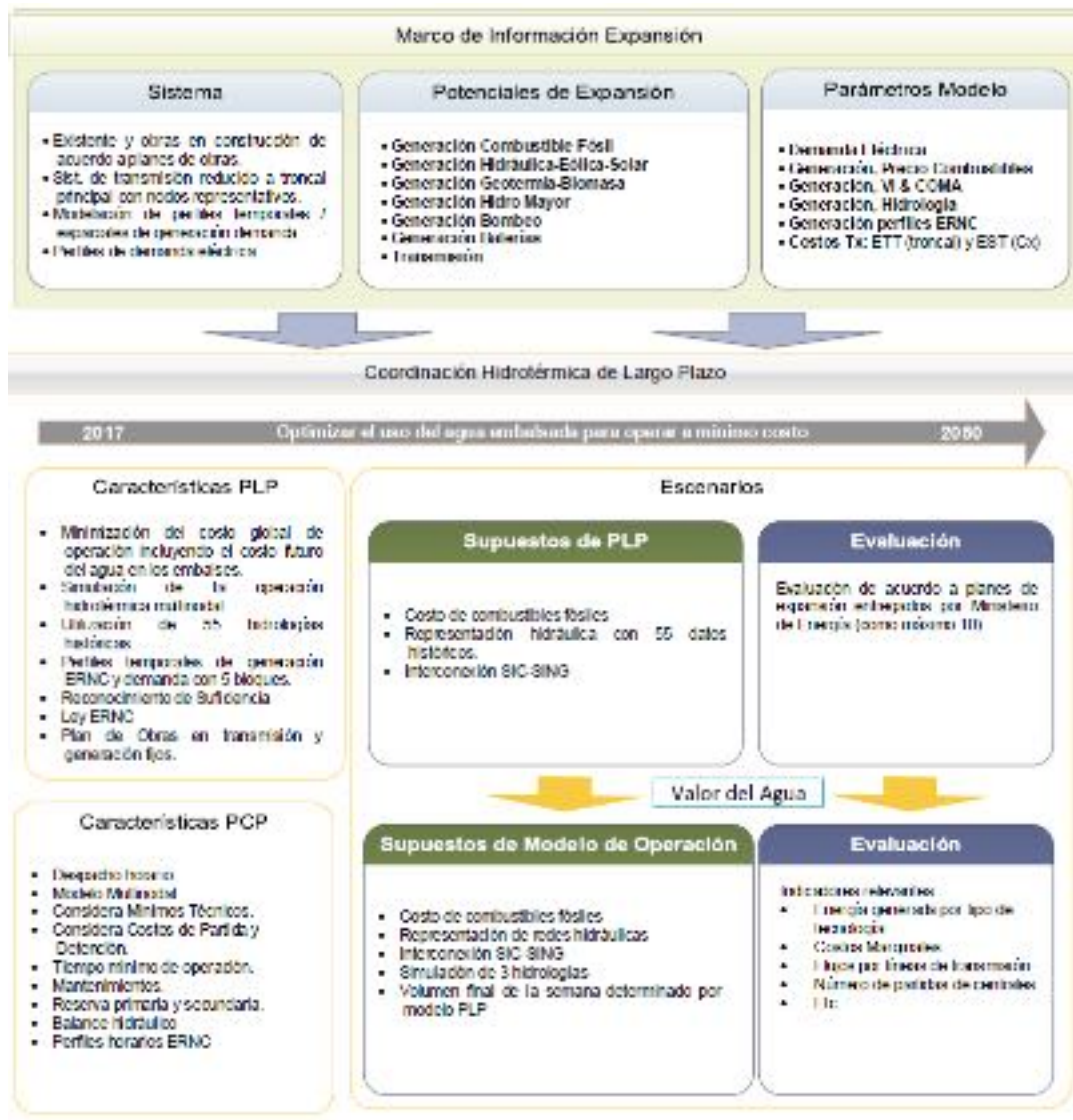
Estos análisis se aplicaron a los planes de obras emitidos en este Informe, y fueron realizados por el Centro de Energía, de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, en el marco del “Estudio de modelación de largo y corto plazo en el marco del proceso de planificación”, adjudicado mediante licitación pública⁵⁷.

El objetivo de la primera parte de este estudio es validar el cronograma de obras emanado del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, considerándolos, primero, en una simulación de la coordinación hidro-térmica de largo plazo y, posteriormente, en una simulación de corto plazo, con el fin de analizar en detalle el desempeño operacional de éstos. En una segunda etapa, el consultor analizó los aprendizajes de estos análisis y cómo debiesen ser retroalimentadas las modelaciones de planificación eléctrica, para así incorporar con mayor precisión las particularidades de la operación de corto plazo en los modelos de largo plazo.

⁵⁷ Disponible en <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/resultados>



Figura 38: Metodología general propuesta por el equipo consultor⁵⁸



A continuación, se muestran los principales resultados del ejercicio aplicado de los planes de obras emanados del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Los resultados más relevantes y con mayores desafíos se concentran en el escenario E, debido a su alta penetración de generación eléctrica mediante fuentes renovables⁵⁹.

⁵⁸ Fuente: Informe “Estudio de modelación de largo y corto plazo en el marco del proceso de planificación”

⁵⁹ Las planillas de resultados para todos los escenarios simulados, se encuentra disponible en <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/resultados>

Los resultados de las simulaciones de corto plazo fueron realizados para los años 2030 y 2035, y simulados para 4 tipos de hidrologías representativas: hidrología seca (probabilidad de excedencia de 95%), hidrología media seca (probabilidad de excedencia 75%), hidrología media (probabilidad de excedencia de 50%) e hidrología húmeda (probabilidad de excedencia 5%). Como parte de este ejercicio se presenta la comparación entre los diferentes modelos utilizados (PET para planificación eléctrica, PLP para coordinación hidro-térmica y PCP para pre-despacho), respecto a la participación en la generación para diferentes tecnologías en el año 2030.

Tabla 23: Comparación de la generación del escenario E en el año 2030 para cada modelo.

Tecnología	Energía generada año 2030 (%)					
	Corto Plazo (PCP)				coordinación hidrotérmica (PLP)	planificación (PET)
	seca	media seca	media	húmeda		
Biomasa	3.5%	3.2%	3.1%	3.0%	3.3%	3.2%
Carbón	34.4%	31.9%	30.8%	28.8%	31.0%	28.7%
CoGx	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.6%	0.5%
Diesel	0.3%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
Eólica	11.4%	11.3%	11.2%	11.2%	11.3%	11.3%
Geotérmica	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
GNL	7.4%	6.7%	5.2%	3.3%	2.3%	2.6%
Hidro_Embalse	8.9%	11.6%	12.6%	15.0%	13.5%	15.1%
Hidro_ERNC	1.3%	1.5%	1.5%	1.6%	1.5%	2.6%
Hidro_Pasada	14.3%	15.3%	17.2%	19.0%	18.7%	18.8%
Solar_CSP	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.7%
Solar_FV	17.2%	16.9%	16.9%	16.8%	17.1%	16.5%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

De lo anterior se puede inferir que la participación eólico-fotovoltaica en la generación eléctrica baja desde un 37% a un 34% al someter el plan de obras, definido en un modelo de expansión, a un modelo que incluye restricciones operativas de corto plazo. Cabe señalar que, en el año 2030, la generación eléctrica de estas dos tecnologías corresponde a 46 [TWh] y la potencia instalada a 15,9 [GW]. La diferencia en la generación eléctrica, entre las distintas simulaciones, se debe principalmente a la incorporación de las restricciones operacionales de las centrales térmicas, y de las limitaciones del transporte de la energía en las líneas de transmisión.

Respecto al total de la generación eléctrica mediante energías renovables, se puede observar que corresponde a un 71% en el modelo de planificación y a un 65,5% en el modelo de pre-despacho



para el caso de hidrología media, llegando incluso, en un caso de hidrología seca, a un 60.3%. En este caso, la generación eléctrica mediante embalses tiene las mayores reducciones en la energía aportada al sistema.

Uno de los aspectos importantes analizados fueron los recortes de las fuentes variables de generación eléctrica, en donde, las restricciones de corto plazo con las que se simuló el sistema, conllevan a que no es posible aprovechar toda la generación renovable de bajos costos variables por no tener la suficiente flexibilidad en el sistema para poder coordinar de forma eficiente el parque de generación.

Tabla 24: Recortes de generación de las tecnologías solares y eólicas en el año 2030, para el escenario E

Tecnología	Recortes en el 2030 (%)			
	seca	media seca	media	húmeda
Eólica	0.1%	0.6%	0.4%	0.6%
Solar FV	0.3%	1.5%	1.3%	1.8%
Solar CSP	1.6%	7.6%	5.6%	9.0%

Los resultados para el año 2035, que se observan en la siguiente tabla, muestran que la generación eléctrica de energías renovables variables (solar fotovoltaica y eólica) se ve incrementada hasta un 39% respecto del total en el escenario E, y que la tecnología solar de concentración comienza a tener una inyección relevante. Con respecto a esta última, se observa que en el modelo de corto plazo se ve contraída un 8% en un caso de hidrología media, con respecto a lo proyectado en el modelo de planificación eléctrica. Además, la energía inyectada por las centrales eólicas muestra una reducción anual cercana al 4% para un escenario hidrológico medio.

Tabla 25: Comparación de la generación del escenario E en el año 2035 para cada modelo

Tecnología	Energía generada año 2035 (%)					
	Corto Plazo (PCP)				coordinación hidrotérmica (PLP)	planificación (PET)
	seca	media seca	media	húmeda		
Biomasa	2.7%	2.5%	2.4%	2.3%	2.7%	2.4%
Carbón	25.9%	24.4%	23.4%	22.1%	21.7%	19.8%
CoGx	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%	0.4%
Diesel	1.3%	0.9%	0.5%	0.4%	0.0%	0.0%
Eólica	14.5%	14.3%	14.2%	14.0%	14.4%	14.6%
Geotérmica	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
GNL	7.3%	5.8%	4.9%	3.9%	2.2%	3.3%
Hidro_Embalse	6.2%	9.3%	10.7%	12.5%	11.1%	12.5%
Hidro_ERNC	1.1%	1.3%	1.3%	1.4%	1.3%	2.2%
Hidro_Pasada	11.3%	13.0%	14.3%	15.9%	15.6%	15.7%
Solar_CSP	6.4%	5.9%	5.8%	5.5%	7.2%	6.7%
Solar_FV	22.8%	22.1%	21.9%	21.4%	23.1%	22.3%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Se observa que para el año 2035, los rangos de recortes de generación son considerables, donde las centrales eólicas enfrentan un 2.5% de incremento con respecto a lo observado para el año 2030. A su vez, las centrales solares de concentración también se ven afectadas, ya que se simuló con un costo variable mayor que cero.

Tabla 26: Recortes de generación de las tecnologías solares y eólicas en el año 2035, para el escenario E

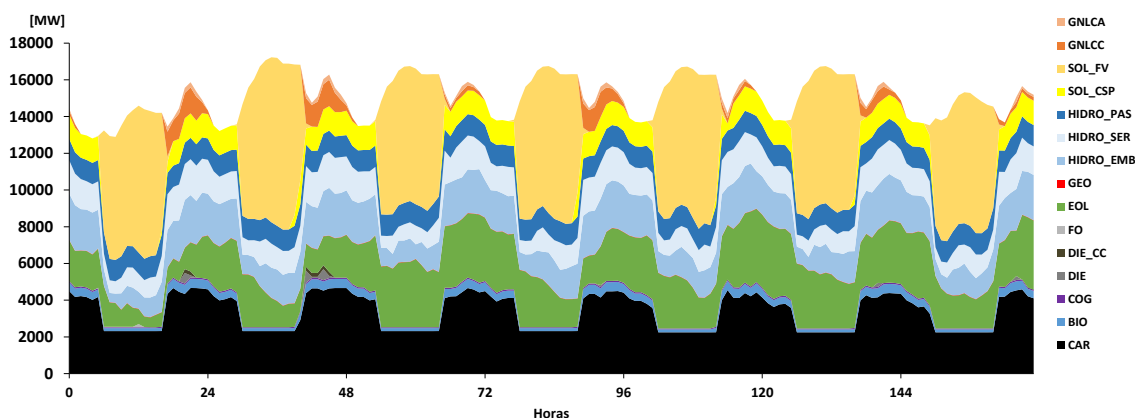
Tecnología	Recortes en el 2035 (%)			
	seca	media seca	media	húmeda
Eólica	0.5%	1.6%	2.0%	3.1%
Solar FV	2.3%	5.0%	5.6%	7.6%
Solar CSP	12.2%	19.3%	20.3%	24.1%

Lo anterior, es posible de verlo en forma gráfica en la siguiente figura, la cual muestra una semana representativa de un despacho horario para una hidrología media. En este se observan las centrales a carbón operando a mínimo técnico durante las horas de sol, y a las centrales a GNL operando durante el resto del día. Interesante resulta observar que las centrales GNL no son capaces de entregar toda la energía necesaria para compensar la puesta del sol, por lo tanto,



existe generación diésel en algunas horas. Lo anterior responde a la falta de flexibilidad del sistema en ese año, la cual podría ser incrementada con elementos como lo son el almacenamiento de energía (ej. centrales de bombeo hidráulico o baterías), el manejo de la demanda, la flexibilización del parque de centrales térmicas, en particular del carbón, entre otras soluciones.

Figura 39: Despacho para semana representativa de hidrología media en el 2035, en el escenario E.



De la figura anterior, se puede confirmar que durante las horas en que la generación solar se encuentra disponible, las otras tecnologías se ven desplazadas, donde las centrales eléctricas en base a carbón llegan a su mínimo técnico.

En la misma línea, desde los resultados se recoge el encendido y apagado acumulado de las centrales térmicas a carbón y a GNL. En este sentido las unidades a carbón rara vez se apagan durante el año, aun cuando sus costos variables de generación sean superiores a los de otras centrales que se someten a recortes de generación (por ejemplo, eólica y solar de concentración). Ello se debe a que los tiempos de encendido con los que se ha simulado las centrales a carbón son tales, que es difícil volverlas a encender en caso de que el sistema las necesitare, lo cual se traduce en pocos “ciclajes” durante el año. Por otra parte, se encuentra lo que enfrentan las centrales que operan en base a GNL, ya que sus parámetros técnicos las hacen compatibles para compensar la variabilidad de la demanda y la generación. Los valores que se obtuvieron indican que las centrales a carbón en todas las hidrologías no sobrepasan los 3 encendidos y apagados durante el año, pero en el caso de las centrales a GNL, éstas superan con creces aquella cifra, tal como se observa a continuación. Cabe resaltar que estos resultados fueron obtenidos en base a los parámetros

operacionales de las unidades de generación declarados hoy al Coordinador Eléctrico Nacional por parte de las empresas propietarias de dichas unidades, siendo probablemente los tiempos mínimos de encendido y apagado de las centrales a carbón los que en mayor medida condicionan la operación flexible del sistema.

Tabla 27: Número de partidas anuales centrales del tipo ciclo combinado, para el año 2035 en el escenario E.

Central	seca	media seca	media	húmeda
GAS_ATACAMA_CC1_DIESEL	125	102	75	54
GAS_ATACAMA_CC2_DIESEL	189	139	110	92
KELAR	270	303	323	343
NEHUENCO_01_GNL	253	218	190	170
NEHUENCO_02_GNL	296	262	253	231
NUEVA_RENCA_GNL	139	134	138	127
SAN_ISIDRO_01_CC	283	271	267	245
SAN_ISIDRO_02_CC	318	310	313	304
U16_GNL	322	347	348	348

Asimismo, como parte de los análisis, se recoge cuál es el nivel de exigencia que enfrentan las centrales de generación ante la variación de la demanda neta en el año 2035, es decir, la demanda real del sistema menos la generación eólica y solar. Este análisis busca encontrar los rangos de inyección de energía por hora necesarios para que el sistema enfrente los fenómenos de ajuste y/o variación de demanda y generación, intensificando el requerimiento de energía por minuto que se requiere desde las centrales, siendo un escenario de máxima exigencia.

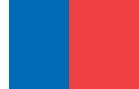
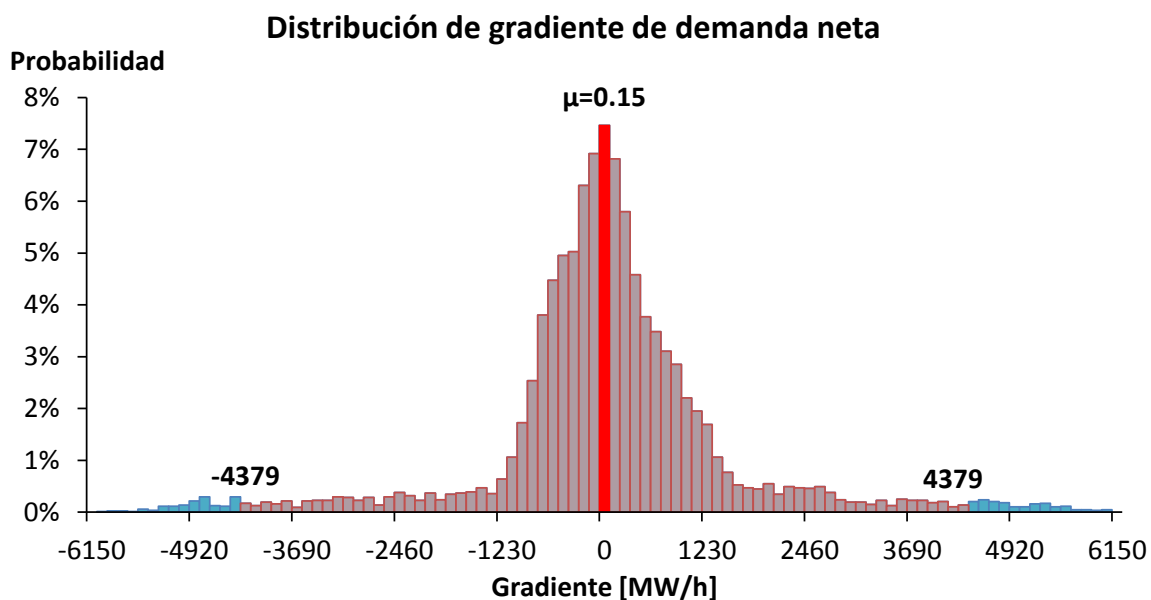


Figura 40: Distribución de la gradiente de demanda neta en el 2035



Si se comparan los datos horarios de todo el año de la variación o gradiente de la demanda y la generación, se puede realizar una distribución de estas diferencias, lo que se puede observar en la figura anterior. Este análisis revela que el 97% del tiempo el sistema enfrenta gradientes menores a 5.705 [MW] por hora, lo que equivale al 13% de la capacidad instalada acumulada a ese año.

Finalmente, desde los datos del estudio se pueden extraer las transferencias de excedentes internacionales entre Chile, Perú y Argentina, donde se muestra un flujo en ambos sentidos causado principalmente por disponibilidad de energía solar en la zona norte del país. Esto ilustra que existen oportunidades de transferencia eléctrica entre los tres países bajo el esquema de intercambios de excedentes, además de aportar a la seguridad y resiliencia de los respectivos sistemas. Los supuestos de competencia se describen en la sección 3.6, y definen la exportación eléctrica en horas con disponibilidad de energía solar, y de importación en el resto de las horas, con las tecnologías competitivas respectivas.

Figura 41: Flujo bidireccional entre la zona de Punta Colorada con Argentina, año 2035 en el escenario E.

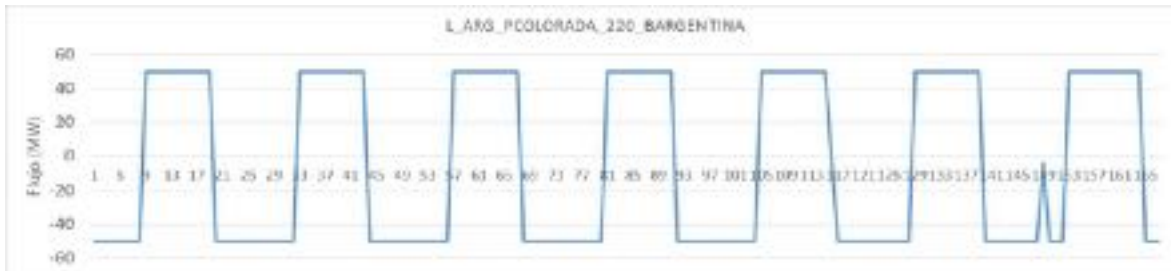
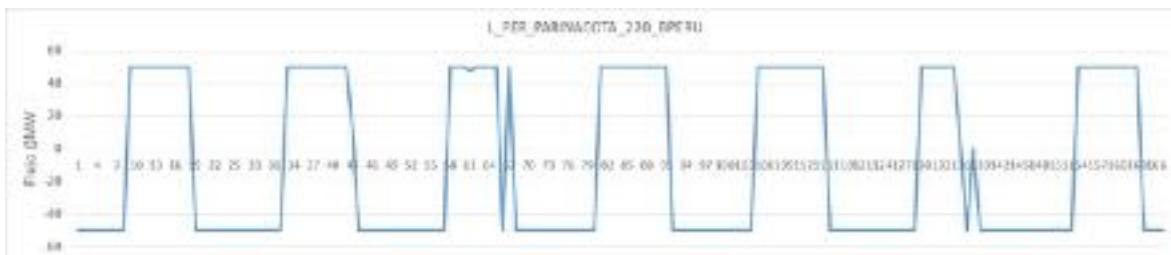


Figura 42: Flujo bidireccional entre la zona de Parinacota con Perú, año 2035 en el escenario E.

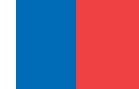


A partir del análisis desarrollado en la presente sección, se puede confirmar que cada uno de los planes de obras obtenidos en los modelos de planificación de generación eléctrica, inclusive aquellos con una alta penetración de energías variables, logran operar de manera segura dentro de los rangos contemplados en la norma vigente.

5.2.4 Demanda por flexibilidad

La generación solar fotovoltaica y eólica no es administrable y tiene un grado de incertidumbre asociado al recurso primario: luz solar y viento. Ello hace necesario contar con plantas de generación que puedan cubrir las horas en que las unidades ERNC variables no puedan operar, y/o con sistemas de almacenamiento de energía como bancos de baterías. Esto tiene mayor relevancia en escenarios donde la penetración de este tipo de tecnologías es mayor, como es el caso de los escenarios B y E, donde la capacidad instalada en base a solar fotovoltaica y eólica es de 16,000 [MW] hacia el año 2046, aproximadamente.

Con el fin de estimar la demanda por baterías u otras tecnologías que permitan dar flexibilidad al sistema ante altas penetraciones de ERNC variable, se analizaron las salidas de las simulaciones de



corto plazo descritas en el capítulo 5.2.3. Específicamente, se calculó para el escenario E, la generación horaria en base a diésel y la energía no suministrada, para el año 2035 en una hidrología media y una seca, suponiendo que dicha energía podría reemplazarse con fuentes flexibles y de menor costo de operación. Cabe señalar que, para tal año, existen en el sistema 10,750 [MW] en plantas solares fotovoltaicas y 6,787 [MW] en plantas eólicas.

La tabla siguiente muestra la generación anual por tecnología y el porcentaje que representa cada una respecto del total, tanto para una hidrología media como para una seca.

Tabla 28: Generación anual por tecnología en el año 2035 en el escenario E.

Tecnología	Hidro. Media		Hidro. Seca	
	Generación anual [GWh]	% del total	Generación anual [GWh]	% del total
Biomasa	3,339	2.3%	3,538	2.4%
Carbón	30,798	21.2%	32,763	22.5%
Cogeneración	614	0.4%	621	0.4%
Diésel	1,898	1.3%	2,520	1.7%
Eólico	19,152	13.2%	20,792	14.3%
Energía no suministrada	14	0.0%	15	0.0%
Geotermia	314	0.2%	315	0.2%
GNL (ciclo abierto)	827	0.6%	1,068	0.7%
GNL (ciclo cerrado)	7,665	5.3%	9,493	6.5%
Hidro. Embalse	13,609	9.3%	9,405	6.5%
Hidro. Pasada	17,250	11.8%	14,235	9.8%
Minihidro	1,712	1.2%	1,466	1.0%
Solar CSP	10,304	7.1%	10,902	7.5%
Solar Fotovoltaica	38,085	26.2%	38,340	26.4%
TOTAL	145,582	100.0%	145,473	100.0%

La energía no suministrada y la generación de diésel suman 1,912 y 2,535 [GWh] en una hidrología media y una seca, respectivamente. Ello quiere decir que para el año 2035 se requiere una capacidad instalada de almacenamiento en el Sistema, que pueda aportar entre 1,900 y 2,500 [GWh] de energía al año para evitar la operación de centrales diésel y abastecer toda la demanda. Al año 2046 este requerimiento podría ser mayor, entendiendo que el parque fotovoltaico se expande en 5,600 [MW] aproximadamente, respecto al 2035.

5.3 Oferta energética

A partir de los resultados de demanda energética y de generación eléctrica, es posible analizar la oferta de diversos energéticos e indicadores relevantes asociados a éstos, tal como el compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero adquirido por Chile.

5.3.1 Capacidad de abastecimiento de GNL

Al proponer escenarios energéticos integrales, es de interés analizar la capacidad del sistema energético nacional y la demanda que puede existir a futuro por gas natural licuado.

En esta línea, se levantó la información en cuanto a la capacidad de regasificación total anual de este energético que existe en el país y que pudiese existir en el futuro. En cuanto a la capacidad existente, se identifican los terminales de GNL de Mejillones⁶⁰ y Quintero⁶¹, en donde, este último cuenta con proyectos de ampliación. Por otra parte, se identifican dos zonas potenciales donde pudiesen existir terminales en el futuro: uno en la región de Atacama⁶² y otro en la región del Biobío⁶³.

Tabla 29: Capacidades anuales de regasificación por terminal^{64, 65}

Terminal/zona	Capacidad regasificación Nominal (Mm3 anuales)	Capacidad regasificación Nominal ampliación (Mm3 anuales)	Nivel regasificación actual (Mm3 anuales)
Mejillones	2,008	-	657
Atacama	3,650	-	-
Quintero	5,475	1,825	3,289
Bío Bío	5,475	-	-

⁶⁰ Fuente: <https://www.gnlm.cl/index.php/es/comercial/nuestros-servicios/regasificacion>

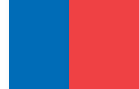
⁶¹ Fuente: <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/vapor.htm>

⁶² Fuente: http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2131608818

⁶³ Fuente: http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2129895985

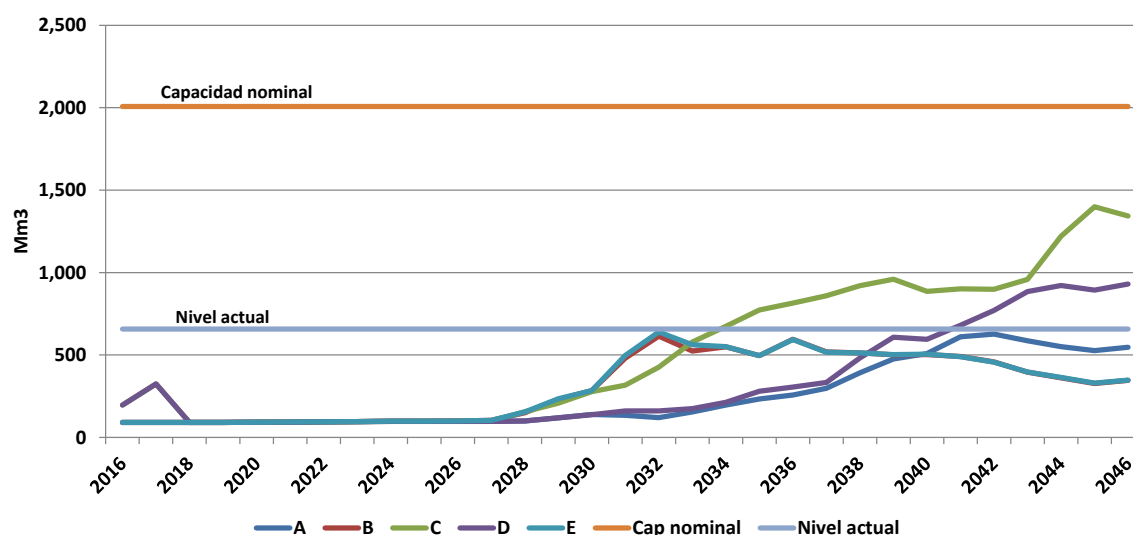
⁶⁴ Para este cálculo, se tomó el promedio de los niveles anuales de regasificación de los años 2015 y 2016. Fuente: Ministerio de Energía.

⁶⁵ Fuente: <https://www.bnamericas.com/project-profile/es/ampliacion-gnl-quintero-gnl-quintero>



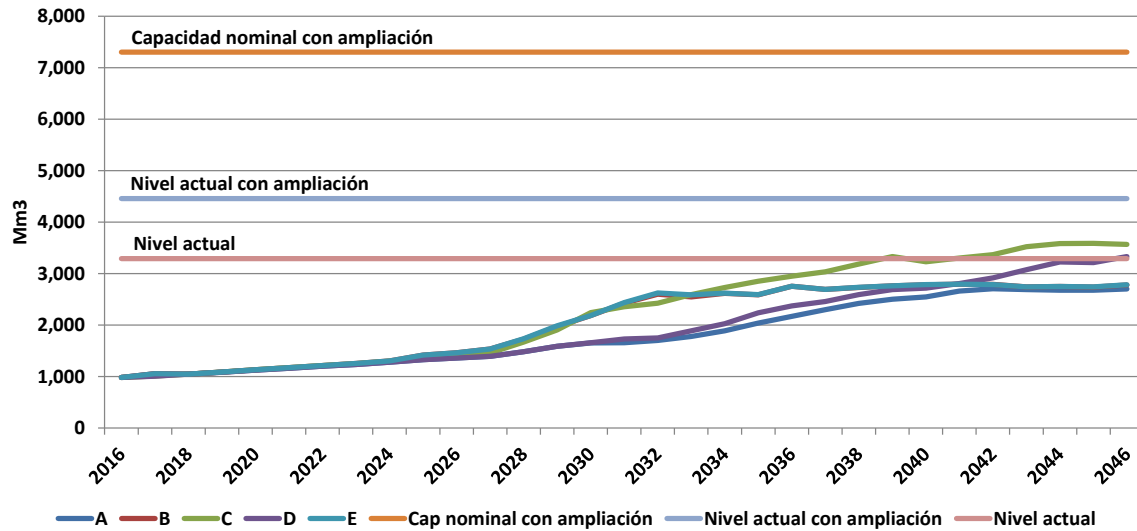
Luego de este levantamiento se identificó la demanda total por este energético en el país, para cada uno de los escenarios. Esto se hizo adicionando los requerimientos provenientes del consumo energético final y los provenientes de las proyecciones de generación eléctrica. Posteriormente, estos requerimientos, dado que se tienen referenciados a cada una de las regiones en donde se encuentra el Sistema Eléctrico Nacional, fueron asignados a uno u otro terminal. A continuación, se presentan los gráficos, en los cuales se muestra el consumo de este energético, junto con los niveles de regasificación anuales actual y las capacidades anuales nominales de los terminales.

Figura 43: Utilización anual de gas natural licuado asociada a terminal Mejillones



En cuanto al terminal de Mejillones, se observa que, en todos los escenarios, los requerimientos anuales de GNL, se encuentran por debajo a la capacidad nominal de éste. A su vez, solo en los escenarios C y D, en los que se tiene una mayor participación de Gas Natural en la generación eléctrica, se superan los niveles de regasificación anuales observados en la actualidad en Mejillones. Esta situación recién ocurriría a partir del año 2035.

Figura 44: Utilización anual de gas natural licuado asociada a terminal Quintero



En el caso del consumo de gas asociado al terminal Quintero, se observa que en ninguno de los escenarios se alcanza la capacidad nominal de regasificación. Sin embargo, en los escenarios C y D se llega a valores cercanos al nivel actual de regasificación anual, lo que ocurriría a partir del año 2039.

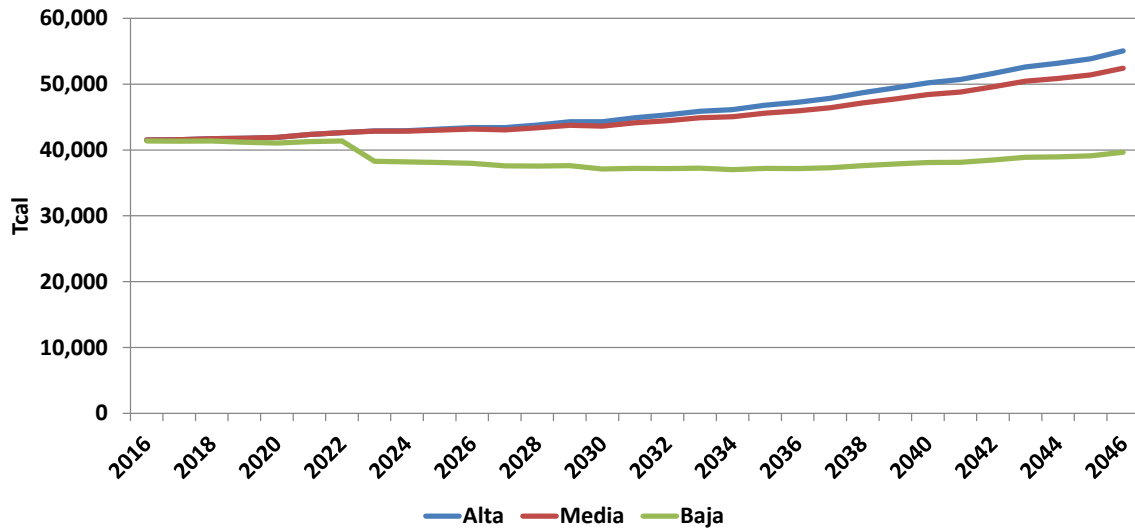
En el caso de los otros dos terminales que pudiesen existir (Atacama y Biobío), los consumos de GNL anual son menores en relación a la capacidad anual que se dispone de ellos, por lo que, en caso de concretarse su construcción, existe oportunidad para realizar intercambios de gas con Argentina, ya sea para exportación o para swap.

5.3.2 Leña

De las proyecciones de demanda energética se obtiene el consumo energético de leña y sus derivados en el país. Este energético, principalmente, es utilizado en los sectores Comercial, Público y Residencial para efectos de calefacción y en menor medida para cocción. A continuación, se muestra la proyección del consumo energético total de leña a nivel país en los tres casos de demanda energética, donde se han considerado los planes de descontaminación existentes a la fecha.



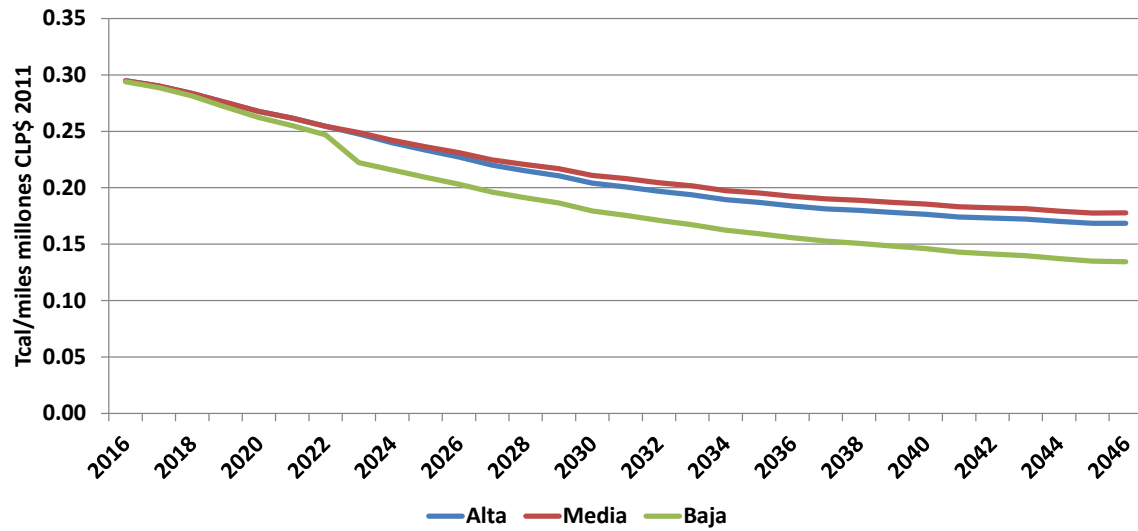
Figura 45: Consumo energético de leña total país



En la Figura 45 se observa que el consumo energético de leña se reduce en el caso de demanda baja, dado que este caso introduce diversas medidas de eficiencia energética que impactan en su uso, tales como algunas que apuntan a reducir el consumo energético por calefacción (ej. aislación de viviendas) o la calidad energética del recurso (ej. fomento al uso de leña seca).

Asimismo, se obtiene que la intensidad del consumo energético de leña, por unidad de PIB, disminuye en el tiempo para los casos analizados. Esta situación se da para todos los escenarios, mostrando una tendencia a reducir el consumo energético de leña a medida que el país crece.

Figura 46: Intensidad del consumo energético de leña



5.3.3 Hidrógeno

Uno de los energéticos que podría irrumpir en el sector a nivel mundial y nacional, es el hidrógeno. Éste presenta cualidades que podrían abrirle camino en la matriz energética nacional, tales como su alto poder calorífico, ventajas para su almacenamiento, disponibilidad del recurso y transporte. Asimismo, el hidrógeno puede ser un factor para potenciar el almacenamiento energético. Particularmente importante es el potencial de este energético en cuanto a su uso en el transporte de carga.

Sin embargo, para poder evaluar su incorporación en el sector energético chileno, aún no se cuenta con un análisis de factibilidad y de costos de producción de éste para el mercado local, por lo que no se realizó una proyección de su consumo energético futuro en el presente proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.

5.3.4 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Una de las políticas medioambientales consideradas en este proceso, corresponde al compromiso adquirido en Chile en la COP21, en cuanto a la contribución en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.



En el documento de la Contribución Tentativa de Chile (INDC) para el acuerdo climático⁶⁶, se establece que “Chile se compromete al 2030 a reducir sus emisiones de CO2 por unidad de PIB, en un 30% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso”⁶⁷. Si bien esta meta hace alusión a las emisiones totales del país, para este ejercicio se asimilará ésta a las emisiones asociadas al sector energía (i.e. emisiones ligadas a demanda energética y generación de electricidad).

Dado esto, se obtuvieron las emisiones de todo el sector energético y se realizó el cálculo de la intensidad de emisiones por unidad de PIB en cada escenario. Luego, estos valores fueron comparados con la intensidad de emisiones del sector energético en el año 2007, según los valores del documento de contribución tentativa de Chile.

Tabla 30: Intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (TonCO2e/millones CLP\$ 2011)

Escenario	2007	2030	Variación
A	0.76	0.53	-30.1%
B		0.50	-33.5%
C		0.56	-26.1%
D		0.54	-28.3%
E		0.50	-33.5%

En los resultados de la Tabla 26 se aprecia que la intensidad de emisiones del sector energético llega a una reducción de al menos un 30% en los escenarios A, B y E, con respecto al nivel del año 2007. En el escenario C y D, se logra una reducción cercana al 26% y 28%, respectivamente. Al respecto, es importante destacar que el sector energético representó cerca de un 77% de las emisiones a nivel nacional según la Tercera Comunicación Nacional de Chile ante la Convención

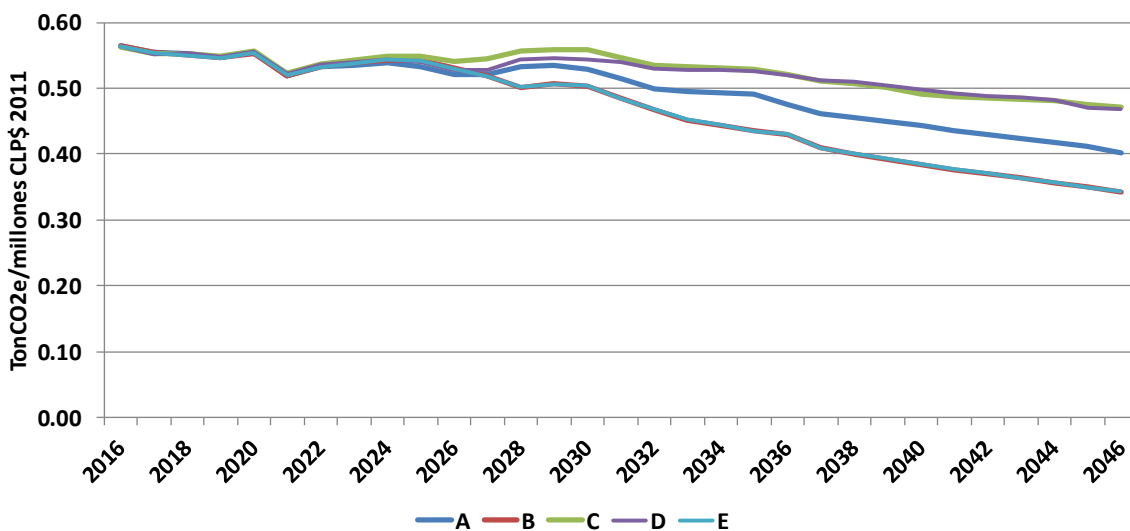
⁶⁶ Disponible en: <http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2016/05/2015-INDC-web.pdf>

⁶⁷ Cabe recalcar que la contribución nacional hace referencia también a que “Adicionalmente, y condicionado a la obtención de aportes monetarios internacionales (grant), el país se compromete al 2030, a aumentar su reducción de emisiones de CO2 por unidad de PIB hasta alcanzar una disminución entre 35% a 45% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando, a la vez, un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso.”

Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático 2016⁶⁸. Cabe señalar, nuevamente, que el compromiso es para todas las emisiones del país, por lo que también se debe considerar el aporte a las reducciones de los otros sectores distintos a energía (ej. agricultura, residuos, etc.) a efectos de cumplir los acuerdos internacionales suscritos.

Si bien la contribución nacional de emisiones de gases de efecto invernadero apunta a la reducción al año 2030, si se observa más allá de tal año, la intensidad de emisiones continuará descendiendo y con mayor fuerza, conforme se incremente la penetración de energías renovables en la generación eléctrica y el consumo energético se vaya desacoplando del crecimiento económico.

Figura 47: Trayectoria de intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (TonCO2e/millones CLP\$ 2011)



5.3.5 Generación distribuida

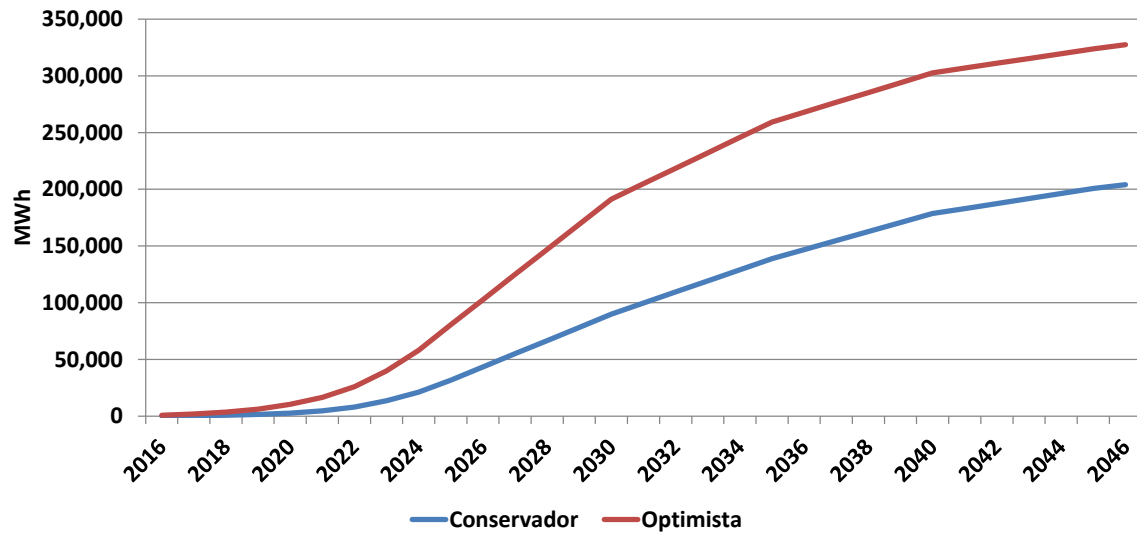
En cuanto a generación distribuida, tal como se indicó en la sección 2.1.7, se consideró la proyección de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial. A continuación, se muestra la proyección de la generación eléctrica mediante este tipo de sistemas.⁶⁹

⁶⁸ Disponible en: http://www.snichile.cl/sites/default/files/documentos/2016_3cn_chile.pdf

⁶⁹ Cabe señalar que, dada la metodología del modelo de proyección de generación distribuida residencial, el modelo no se cuadra con el número de sistemas instalados en el año 2016, y corresponde a la incorporación de nuevos sistemas, por sobre lo existente en la actualidad.



Figura 48: Generación eléctrica mediante generación distribuida residencial



Dadas estas proyecciones se tienen que al año 2046, en un escenario optimista, se alcanzan cerca de 106,000 viviendas con este tipo de sistemas, y en un escenario conservador, se alcanzan casi 66,000 viviendas. A su vez, cabe señalar que, en ambos casos, esto representará menos del 0,2% de la generación eléctrica total al año 2046.

5.4 Análisis de sensibilidades

A modo de robustecer las conclusiones del proceso y proveer escenarios energéticos resilientes, se realizaron diversos análisis de sensibilidad para evaluar el impacto que tienen las variaciones de algunos de los parámetros en los resultados mostrados anteriormente. Para esto, se realizaron análisis en base a los siguientes supuestos o datos de entrada:

1. Levantamiento de restricciones a hogares en proyecciones de generación distribuida.
2. Disponibilidad de GNL para centrales de generación eléctrica.
3. Incorporación de efectos del cambio climático en información hidrológica.
4. Aplicación de un costo de emisiones de CO₂ escalonado en el tiempo.
5. Intercambios de gas (swaps) con Argentina.

5.4.1 Levantamiento de restricciones a hogares en proyecciones de generación distribuida

Las proyecciones de generación distribuida residencial, tal como se detalló anteriormente en la sección 2.1.7, dependen en gran parte del mercado potencial sobre el cual se realizan las proyecciones, el cual se estimó en 397.397 viviendas aptas para instalar un sistema fotovoltaico en el año 2016.

A modo de sensibilidad, se liberaron ciertas restricciones que acotaban el mercado potencial de viviendas. Específicamente se levantaron aquellas que restringían las viviendas aptas, en cuanto a que el ingreso mínimo familiar debía ser de \$1.000.000, y que al menos en la vivienda existiera una persona con educación superior completa (lo cual representaba un proxy de la situación socioeconómica del hogar). Levantando tales restricciones, el mercado potencial prácticamente se triplica, llegando a 1.124.978 viviendas en el año 2016.

Tomando este nuevo mercado potencial, se obtienen nuevamente las curvas de penetración de sistemas solares fotovoltaicos residenciales, tal como se muestra en la siguiente figura.

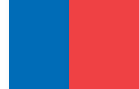
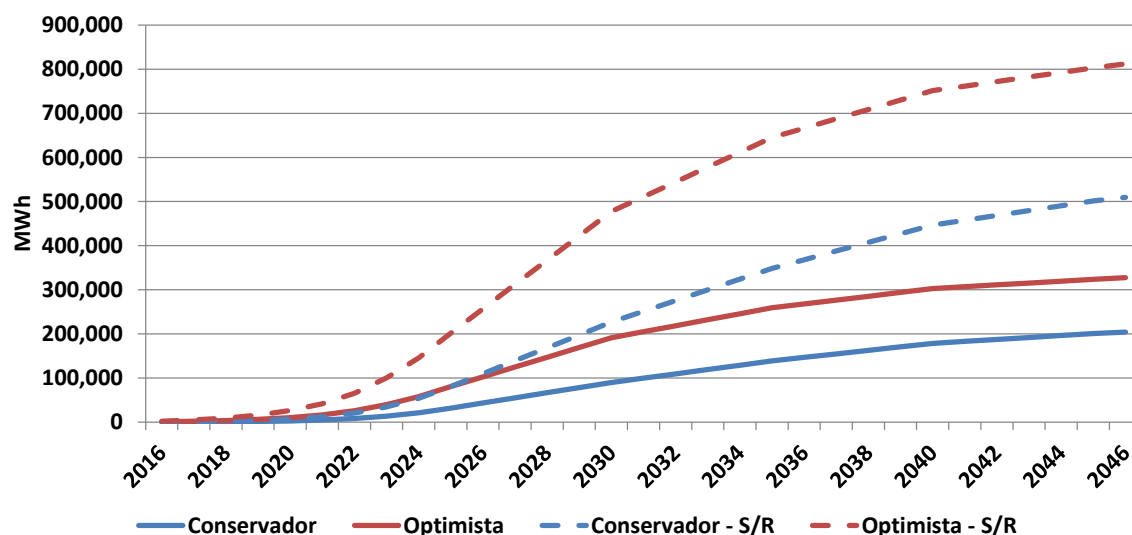


Figura 49: Sensibilización generación distribuida residencial



Se observa que al liberar la restricción de ingreso socioeconómico y de educación superior, la generación eléctrica mediante este tipo de sistemas, a nivel país, aumenta en 2.5 veces en los casos “Optimista” y “Conservador” al año 2046. En la misma proporción aumentan las viviendas que adoptan este tipo de sistema al año 2046. A su vez, cabe señalar que, en el caso de mayor penetración, la generación eléctrica producida por este tipo de instalaciones representará menos de un 0,6% del total de generación del sistema al año 2046. Por último, se tiene que la cantidad de hogares alcanzaría cerca de 165.000 viviendas en el caso conservador “sin restricciones” y 266.000 en el caso optimista “sin restricciones”.

Dado estos resultados, se concluye que la penetración de generación distribuida residencial está fuertemente determinada por el tamaño del mercado potencial de viviendas que pudiese adquirir este tipo de sistemas, siendo crítico el nivel socioeconómico del hogar.

5.4.2 Disponibilidad de GNL para centrales de generación eléctrica

La generación eléctrica actual y futura está fuertemente determinada por la disponibilidad física de los energéticos, sobre todo lo que respecta a combustibles fósiles. Uno de los más relevantes corresponde al Gas Natural Licuado con que se abastece a las respectivas centrales de generación. Este energético, ya sea por razones contractuales y/o físicas, no siempre se encuentra disponible para ser utilizado por las centrales de generación eléctrica que pueden operar con él.

Dado lo anterior es que se realizó una sensibilización con respecto a la disponibilidad futura que tendrán las centrales de generación eléctrica para operar con GNL. Para este análisis se asume que, a partir del año 2028, las centrales que pueden operar con este energético tendrán plena disponibilidad de él, permitiendo ser despachadas siempre y cuando su costo lo permita.

A continuación, se observa la comparación de la capacidad instalada adicional para los 5 escenarios en el año 2046, con el resultado de realizar la sensibilización antes mencionada.

Tabla 31: Comparación capacidad instalada incremental sensibilización disponibilidad GNL, año 2046 (MW)

Escenario	Solar FV	Solar CSP	Biomasa	Eólica Terrestre	Geotérmica	Carbón	GNL	Diésel	Embalse	Hidro ERNC	Pasada
A	7,861	1,292	0	465	0	0	0	0	0	0	32
B	13,397	8,012	0	2,681	0	0	0	0	0	0	152
C	8,848	30	0	4,442	0	0	1,461	0	0	0	434
D	5,215	0	0	1,361	0	0	0	0	0	0	32
E	13,463	8,116	0	2,503	0	0	0	0	0	0	103
A-GNL	8,093	658	0	573	0	0	0	0	0	0	0
B-GNL	13,476	7,547	0	2,902	0	0	0	0	0	0	103
C-GNL	8,851	0	0	4,442	0	0	816	0	0	0	219
D-GNL	5,238	0	0	465	0	0	0	0	0	0	0
E-GNL	13,528	7,706	0	2,517	0	0	0	0	0	0	103

Se observa que al existir una mayor disponibilidad de GNL para las centrales existentes que pueden operar con este energético, se ve reducida la capacidad instalada nueva que se debe incorporar al sistema. En particular, los escenarios consideran una menor entrada de nueva capacidad instalada en base a las tecnologías de CSP, GNL e hidroelectricidad. Por otra parte, facilita una mayor penetración de capacidad eólica y solar FV.

En conclusión, las necesidades de expansión del sistema eléctrico, sobre todo en cuanto a energía “no variable”, están ligadas a la disponibilidad que tengan las centrales térmicas de operar en base a GNL y no con otro energético de alto costo, como lo es el diésel.

5.4.3 Incorporación de efectos de cambio climático en información hidrológica

Una de las fuentes más importantes para la producción de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional es la hídrica. Esta fuente también representa una parte importante de la energía primaria del país. A partir de los informes de expertos en cambio climático⁷⁰, éste afectará de manera

⁷⁰ Estudio “Elaboración de base digital del clima comunal de Chile: línea base (años 1980-2010) y proyección al año 2050”, licitado por el Ministerio de Medio Ambiente en el año 2015.



importante, en el largo plazo, las precipitaciones y afluentes hidráulicos en la zona centro-sur de nuestro país. Esto repercutirá directamente en la producción de energía eléctrica en base a fuentes hídricas, tanto en embalses como en centrales de pasada.

Dado que el Ministerio de Energía no dispone de estudios que cuantifiquen en detalle el impacto que tendría este fenómeno en las centrales hidráulicas existentes y futuras en el SIN, se realizó una sensibilización para comprobar su impacto en el sistema, a partir de la recomendación de expertos. Como primera aproximación, para abordar su impacto, se redujo el número de hidrologías históricas empleadas para la construcción de los perfiles de generación hidráulica que utiliza el modelo de planificación eléctrica. Para esto, se pasó de la serie de 56 años hidrológicos (serie 1960-2015) a una de 31 años (serie 1985-2015), buscando representar el fenómeno de que la historia hídrica más antigua, producto del cambio climático, no podría representar de buena forma lo que sucederá en el futuro.

A continuación, se observa la comparación de la capacidad instalada para los 5 escenarios, con el resultado de realizar la sensibilización antes mencionada.

Tabla 32: Comparación capacidad instalada incremental sensibilización serie hidrológica, año 2046 (MW)

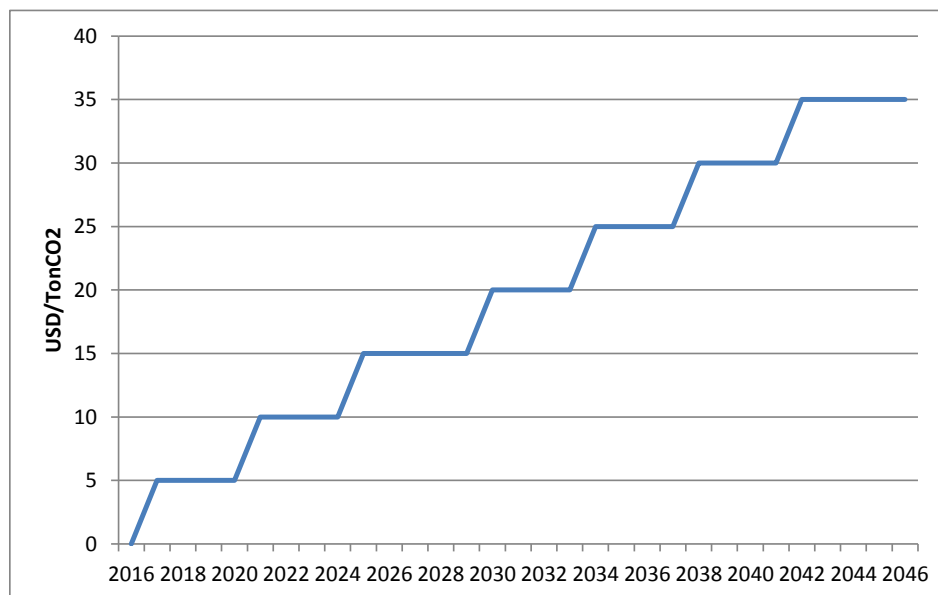
Escenario	Solar FV	Solar CSP	Biomasa	Eólica Terrestre	Geotérmica	Carbón	GNL	Diésel	Embalse	Hidro ERNC	Pasada
A	7,861	1,292	0	465	0	0	0	0	0	0	32
B	13,397	8,012	0	2,681	0	0	0	0	0	0	152
C	8,848	30	0	4,442	0	0	1,461	0	0	0	434
D	5,215	0	0	1,361	0	0	0	0	0	0	32
E	13,463	8,116	0	2,503	0	0	0	0	0	0	103
A-Hidrología	8,135	1,366	0	465	0	0	0	0	0	0	32
B-Hidrología	13,378	8,101	0	2,483	0	0	0	0	0	0	219
C-Hidrología	9,029	0	0	4,442	0	0	1,548	0	0	0	465
D-Hidrología	5,288	0	0	1,465	0	0	0	0	0	0	32
E-Hidrología	13,420	8,257	0	2,311	0	0	0	0	0	0	103

Al reducir la serie hidrológica empleada en las modelaciones no se observan cambios significativos en cuanto a la nueva capacidad instalada que ingresa al sistema. Lo anterior trae como consecuencia el desafío de lograr mayores y mejores representaciones del fenómeno del Cambio Climático en el sistema eléctrico chileno, y en específico, en la generación eléctrica mediante centrales hidráulicas, con el objeto de robustecer los análisis respectivos.

5.4.4 Aplicación de un costo de emisiones de CO2 escalonado en el tiempo

Uno de los factores con incertidumbre representativos de los escenarios B y E, corresponde a la inclusión de un costo creciente en el tiempo de las emisiones de CO2 y, tal como se muestra en el capítulo 4.3.4, sigue una trayectoria lineal en el tiempo. Dado esto último, se asumió, a modo de sensibilidad, una trayectoria escalonada como la que se muestra a continuación, buscando representar “saltos” cada 4 años en el costo de las emisiones de CO2, pero alcanzando los mismos niveles que en la trayectoria lineal anteriormente descrita.

Figura 50: Trayectoria de costos de emisiones de CO2 para efectos de sensibilización.



Se tiene que, si en vez de aplicar una trayectoria lineal de incremento del costo de emisiones de CO2, se aplica una trayectoria escalonada, se obtiene un leve aumento en la capacidad instalada en base a tecnologías renovables hacia el final del período de estudio. Lo anterior se debe a que, bajo esta nueva trayectoria, en los últimos 5 años del horizonte temporal se mantiene constante un valor similar al último punto que se alcanza solo el año 2046 en la trayectoria lineal. Estos efectos son acotados y no cambian las principales conclusiones obtenidas en el informe.

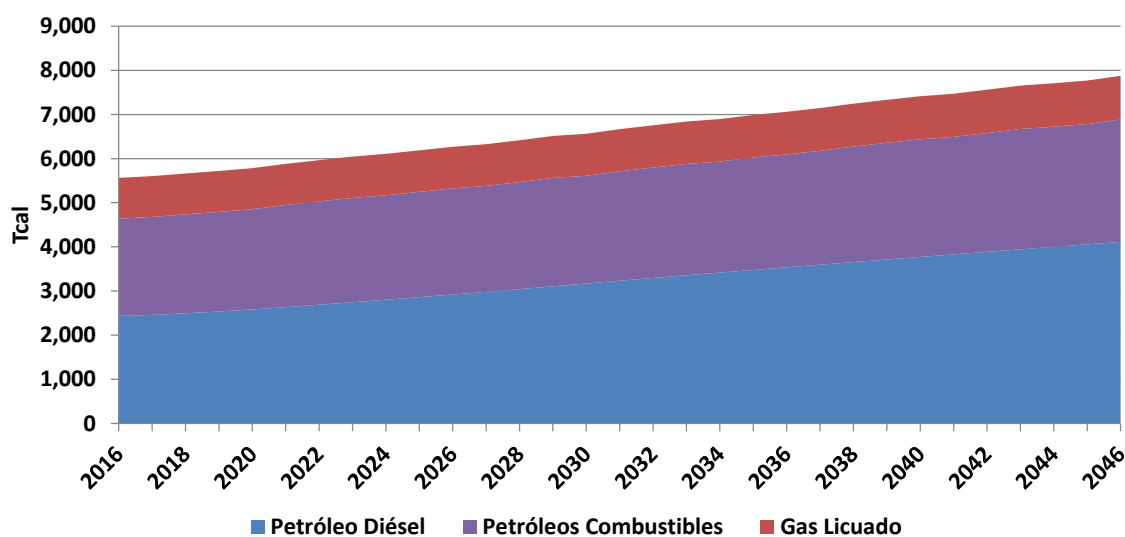


5.4.5 Intercambios de gas (swaps) con Argentina

Uno de los aspectos en que se encuentran trabajando los gobiernos de Argentina y Chile es la integración energética. En específico, uno de los puntos analizados es el intercambio o swaps de Gas Natural. La idea es que ambos países puedan hacer inyecciones y retiros de este energético a través de la infraestructura existente que los conecta.

Es en este sentido, se analizó, a modo de sensibilidad de los resultados mostrados anteriormente, el suministro de Gas Natural proveniente de Argentina, directamente a la región del Bío Bío, por medio del Gasoducto del Pacífico⁷¹. Para esto, se obtuvo para el caso alto de demanda energética alta (el más exigente en términos de consumo energético), el consumo de petróleo combustible, diésel y gas licuado de petróleo (GLP) en el sector Industrial y Minero de la región, los cuales corresponden a tres de los energéticos que podrían ser reemplazados por gas natural.

Figura 51: Consumo energético petróleo combustible, GLP y diésel en la Industria y Minería del Bío Bío



En los próximos 30 años se observa que el consumo de tales energéticos es creciente en el tiempo. Si se reemplazase el consumo que tendrían estos energéticos en el año 2046, se requerirían 1,002 [Mm3] de Gas Natural. Esta cifra es prácticamente un 50% de la capacidad de transporte anual del Gasoducto del Pacífico, la cual, en base a información del Ministerio de Energía, corresponde a

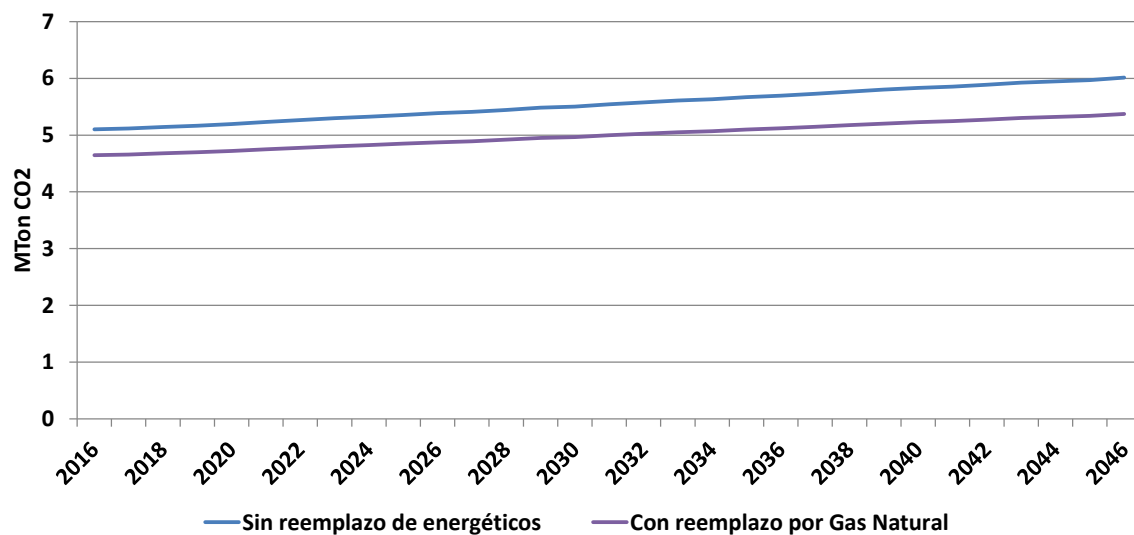
⁷¹ Este gasoducto conecta las regiones del Bío Bío en Chile con la provincia de Neuquén en Argentina.

2,190 [Mm3]. Esto abre la oportunidad de reemplazar otros consumos en la zona, tales como industria en regiones contiguas o transporte, entre otros.⁷²

Este reemplazo se adiciona al consumo con el que ya cuenta la región de Gas Natural, por medio del abastecimiento de la planta de regasificación de Pemuco, y podría complementarse con el suministro que pudiese venir de un futuro terminal de regasificación de GNL que se instalase en la región. Sin embargo, se deben realizar análisis más detallados para obtener los requerimientos diarios u horarios de este energético, y si la capacidad del gasoducto es suficiente para abastecerlos.

Adicionalmente, si se lograra reemplazar el consumo energético de petróleo combustible y diésel en la industria de la región del Bío Bío, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero del sector Industrial y Minero de la región se reducirían cerca de un 11% al año 2046.

Figura 52: Emisiones en la Industria y Minería del Bío Bío (Millones Ton CO2)



⁷² A modo complementario se pueden observar las cifras del estudio [39] en donde se establece que al año 2030 en la zona centro podría importarse cerca de 1.200 [Mm3] mensuales (en los meses de verano) de GNL proveniente de Argentina. Por lo que existiría capacidad suficiente para realizar el reemplazo anteriormente señalado.



6 Referencias

- [1] FMI, «World Economic Outlook,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/01/weodata/download.aspx>.
- [2] Banco Mundial, «Global Economic Prospects,» Junio 2016. [En línea]. Available: <http://pubdocs.worldbank.org/en/842861463605615468/Global-Economic-Prospects-June-2016-Divergences-and-risks.pdf>.
- [3] BBVA, «Chile Economic Outlook,» Primer trimestre 2016. [En línea]. Available: https://www.bbvarresearch.com/wp-content/uploads/2016/02/Situacion_Chile_1T16.pdf.
- [4] Banco Central de Chile, «Crecimiento Tendencial de Mediano Plazo en Chile,» *Informe de Política Monetaria (IPoM)*, vol. Septiembre, 2015.
- [5] OECD, «GDP long-term forecast (indicator),» 19 Junio 2017. [En línea]. Available: <https://data.oecd.org/gdp/gdp-long-term-forecast.htm>.
- [6] COCHILCO, «Proyección de la producción de cobre en Chile 2016-2027,» 2016.
- [7] Bloomberg New Energy Finance, «Long-Term Electric Vehicle Outlook 2017,» Julio 2017. [En línea]. Available: <https://www.bnef.com/core/themes/ev-forecast>.
- [8] CDT, «Estudio de usos finales y curva de conservación de la energía en el sector Residencial,» 2010.
- [9] National Renewable Energy Laboratory, «The solar deployment system (SolarDS) model: Documentation and sample results,» 2009.
- [10] F. M. Bass, «A new product growth for model consumer durables,» *Management science*, vol. 15, n° 5, pp. 215-227, 1969.
- [11] Comisión Nacional de Energía, «Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2017,» Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo->

corto-plazo/.

- [12] National Renewable Energy Laboratory, «2016 Annual Technology Baseline,» Golden, CO, 2016.
- [13] Lazard, «Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis – Version 9.0,» 2015.
- [14] S. Teske, S. Sawyer y O. Schäfer, «Energy Revolution: A Sustainable World Energy Outlook 2015,» 2015.
- [15] Bloomberg New Energy Finance, «Costos LCOE para Brasil,» de *2030 Market Outlook – Americas*, 2014.
- [16] Bloomberg New Energy Finance, «H1 2016 Global Levelised Cost of Electricity Update,» 2016.
- [17] Bloomberg New Energy Finance, «H1 2016 LCOE AMER Outlook,» 2016.
- [18] Bloomberg New Energy Finance, «Q1 2017 Global PV Market Outlook,» 2017.
- [19] Bloomberg New Energy Finance, «Long-term outlook for battery-based peaking capacity,» 2016.
- [20] International Energy Agency, «Energy Technology Prospective,» 2016.
- [21] AECOM, «Energy Storage Study,» 2016.
- [22] US Department of Energy, «SunShot Vision Study–Annex,» 2012.
- [23] Energy Information Agency, «Annual Energy Outlook 2017,» 2017. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.cfm.
- [24] World Bank, «World Bank Commodities Price Forecast,» Enero 2017. [En línea]. Available: <http://pubdocs.worldbank.org/en/975201485188874357/CMO-January-2017-Forecasts.xlsx>.
- [25] International Monetary Fund, «Medium Term Commodity Price Baseline,» Enero 2017. [En



- línea]. Available: <http://www.imf.org/external/np/res/commod/data/data0117.xls>.
- [26] Bloomberg New Energy Finance, «New Energy Outlook – Global,» 2016.
- [27] McDaniel & Associates Consultants Ltda, «Prices Forecast,» Enero 2017. [En línea]. Available: <http://www.mcdan.com/download/excel/170101>.
- [28] Ministerio de Energía, Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé, 2014.
- [29] Coordinador Eléctrico Nacional, «Coordinador Eléctrico Nacional,» [En línea]. Available: <https://www.coordinadorelectrico.cl/>. [Último acceso: 2017].
- [30] Comisión Nacional de Energía, «Precio Nudo de Corto Plazo,» Febrero 2017. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- [31] Coordinador Eléctrico Nacional, «Reporte Anual 2016,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2017/05/Reporte-Anual-2016.pdf>.
- [32] Ministerio de Energía, «Mesa ERNC: Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura,» Diciembre 2015. [En línea]. Available: http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/151200%20Estudio%20Mesa%20ERN C%20Energi%CC%81a%202050.pdf.pdf. [Último acceso: 30 Enero 2018].
- [33] CAMMESA, «Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico,» Enero 2017. [En línea]. Available: <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>.
- [34] COES SINAC, «Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.coes.org.pe/portal/>.
- [35] International Energy Agency, «IEA,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>. [Último acceso: Julio 2017].
- [36] Comisión Nacional de Energía, «Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031,» 2016.

- [37] Comisión Nacional de Energía, «Proceso de Planificación Troncal 2016-2017 (Resolución Exenta N 131),» Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/proceso-de-tarificacion-troncal/>.
- [38] ASSET, «Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de electricidad»,» 2017.
- [39] Coordinador Eléctrico Nacional, «Sistema de Información Pública,» [En línea]. Available: <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-informacion-publica/>.
- [40] M. Chávez-Rodríguez, D. Varela, F. Rodrigues, J. Bustos Salvagno, A. Koberle, E. Vasquez-Arroyo, R. Raineri y G. Rabinovich, «The role of LNG and unconventional gas in the future natural gas markets of Argentina and Chile,» *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 45, pp. 584-598, 2017.



7 Anexos

7.1 Metodología de proyección de precios de combustible

Para los precios del carbón y el gas natural se utilizó la metodología desarrollada por la CNE en el “Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031” [36] para cada una de las series, los cuales consideran costos de transporte, seguros y otros. Mientras que para los derivados del petróleo (diésel y fuel-oil), se indexaron los precios aplicando una relación estadística definida por una regresión lineal entre las series de precios con frecuencia mensual del derivado de petróleo y el primer rezago del precio del crudo Brent, obteniéndose los siguientes indexadores:

$$Precio_diesel_t = 89,3 + 6,7 \cdot Precio_Brent_{t-1}$$

$$Precio_foil_t = -23,5 + 5,8 \cdot Precio_Brent_{t-1}$$

Una vez calculados los precios de paridad, se extendieron las series de precios para aquellas proyecciones que no alcanzaban un horizonte temporal hasta 2046. Para ello, se consideró una tasa de crecimiento anual constante igual al promedio del crecimiento de los últimos cinco años para los que las series de datos tenían información.

El precio medio proyectado considera las proyecciones del caso de referencia desarrollado por EIA [23], mientras que las bandas de precios (alto y bajo) fueron construidas calculando el coeficiente de variación (CV) condicional de cada año entre todas las series proyectadas. El CV se define como la desviación estándar sobre la media entre los precios de todas las series año a año. Debido que la incertidumbre de los precios debe ser incremental en el tiempo, se condiciona que el CV sólo debe aumentar en el tiempo. Una vez definido el CV condicional (CV*), se calcula la banda de precios como $P_{i_t} = Pref_t \cdot (1 + -CV^*)$ (donde i puede ser H o L). En el caso del gas natural, la banda inferior consideró dos veces el CV*, $P_{L_t} = Pref_t \cdot (1 - 2 \cdot CV^*)$.

7.2 Metodología de proyección de demanda energética

Para llevar a cabo las proyecciones de demanda energética, que abarcan todos los sectores y energéticos del Balance Nacional de Energía, el Ministerio cuenta con una herramienta⁷³, totalmente parametrizable, en base a los modelos sectoriales construidos en la segunda etapa de la iniciativa MAPS-Chile.

La herramienta de proyección de demanda energética considera un enfoque del tipo “bottom-up”, en la cual se construyen los consumos energéticos unitarios de cada sector en base a los usos finales de la energía de éstos, para luego agregarlos y así obtener la demanda de energía total. Este tipo de enfoque permite modelar cambios en el comportamiento que puede tener la demanda energética en el mediano-largo plazo, como, por ejemplo: penetración de electro-movilidad en el sector transporte, cambios en energéticos para calefacción, entre otros.

Este modelo, cuenta con las siguientes características:

- Considera todos los sectores que componen el Balance Nacional de Energía⁷⁴, con sus respectivos subsectores:
 - Energético.
 - Industrial (papel y celulosa, siderurgia, petroquímica, cemento, azúcar, pesca e industrias varias).
 - Minería (cobre, salitre, hierro y minas varias).
 - Transporte (terrestre, ferroviario, marítimo y aéreo).
 - Comercial.
 - Público.
 - Residencial
- La proyección se realiza, a su vez, para cada región del país y para todos los sectores y energéticos del Balance Nacional de Energía.

⁷³ Licitación pública: “Elaboración e implementación de herramientas prospectivas de Largo Plazo”, adjudicada a la empresa Energy to Business. Informe Final de la consultoría disponible en Energía Abierta: http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/Elaboraci%C3%B3n%20e%20implementaci%C3%B3n%20de%20herramientas%20prospectivas%20de%20Largo%20Plazo.pdf

⁷⁴ El Balance Nacional de Energía (BNE), desarrollado por el Ministerio de Energía, considera el levantamiento de la información de oferta y demanda energética para el país. Cabe señalar que, a partir del año 2015, para el ejercicio que consideraba lo sucedido en el año 2014, el BNE, por primera vez, entrega información a nivel regional, y guiándose también por los estándares de la Agencia Internacional de Energía. Disponible en: <http://energiabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>



- Es capaz de considerar la introducción de nuevas tecnologías (ej. autos eléctricos) o la aparición de nuevos energéticos (ej. hidrógeno).
- Es parametrizable, en cuanto a que todos los parámetros de entrada, tanto globales (ej. crecimiento económico o población) como sectoriales (ej. consumo de artefactos eléctricos en viviendas), son modificables y tienen incidencia en las proyecciones obtenidas por medio de éste.
- Es capaz de incorporar medidas de eficiencia energética que inciden en cada uno de los sectores y en la estimación de la demanda energética.
- Realiza proyecciones de demanda energética para un horizonte de al menos 30 años.
- Está construido en base a modelos individuales en Microsoft Excel, que alimentan al modelo general que está montado en la plataforma LEAP⁷⁵.

En este sentido, las principales consideraciones de la herramienta de proyección de demanda, para cada sector modelado del Balance Nacional de Energía, son las siguientes:

- Sector Comercial y Público
 - Estos se dividen en los siguientes segmentos, con la finalidad de caracterizar usos finales y su comportamiento: supermercados, malls, bancos, clínicas, otros comercios, hospitales, universidades, colegios y otros edificios públicos. Esta división se realizó en base a la información disponible en cuanto a usos finales de estos sectores, y a las empresas e instituciones encuestadas en el Balance Nacional de Energía.
 - Se proyecta el número de unidades de cada segmento (ej. número de supermercados), el cual alcanza un nivel de saturación.
 - Considera la distribución del uso de fuentes energéticas para cada uno de los segmentos modelados y el consumo energético por cada unidad de superficie utilizable en éstos.
- Sector Residencial
 - La unidad base de proyección en este sector es la vivienda, realizando su proyección según tipología y región (urbana/rural, departamento/casa).

⁷⁵ La plataforma LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System), es un software que permite realizar análisis de políticas energéticas y cambio climático. Esta fue desarrollada por el Stockholm Environment Institute y a nivel mundial ha sido utilizada por cientos de organizaciones en más de 190 países. (Disponible en <https://www.energycommunity.org/>).

- Se considera la proyección del consumo energético unitario de cada vivienda para los usos finales: calefacción, agua caliente sanitaria, cocción y artefactos eléctricos; con sus respectivos cambios, en el tiempo, de su comportamiento.
- Se considera la saturación de los consumos energéticos unitarios de cada vivienda, una vez alcanzado cierto nivel de desarrollo económico. Esto es clave en la modelación de los requerimientos de calefacción de cada vivienda y el alcance del confort térmico en éstas.
- Sector Transporte
 - Se modela la demanda de transporte de carga y pasajero por medio de las variables Tonelada-kilómetro (TKM) y Pasajero-kilómetro (PKM).
 - La modelación también contempla la distribución de los distintos medios de transporte, y cómo ésta puede cambiar en el tiempo (ej. migración de automóviles a transporte público).
 - Dentro de cada tipo de transporte (ej. pasajero urbano) se consideran diversos modos (ej. auto particular, taxi y bus) y a su vez distintos tipos de vehículos (ej. gasolina, diésel, híbrido-gasolina, eléctrico, etc.). Además, se incluye la mejora en eficiencia y rendimiento que pudiesen experimentar los vehículos en el tiempo, en base a las tendencias observadas.
 - A su vez, se modela el transporte ferroviario, junto con su uso y la posible expansión de sus redes.
- Sectores Industrial y Minero
 - El modelo considera todos los subsectores construidos en el Balance Nacional de Energía: azúcar, cemento, cobre, hierro, papel y celulosa, pesca, petroquímica, salitre, siderurgia, minería e industrias varias. Cada uno con las consideraciones pertinentes y particulares que lo describen (intensidad energética, producción, etc.).
 - Para estos subsectores, a excepción del subsector cobre, se considera una metodología clásica de modelación del tipo “bottom-up”, en donde, a partir de las intensidades energéticas (consumo energético por unidad de producción), la participación de energéticos y los usos finales de la energía, se construye la demanda total de cada uno.
 - Para el subsector cobre se considera la información minera, por región, proveniente de los reportes emanados por COCHILCO. En éste, primero, se



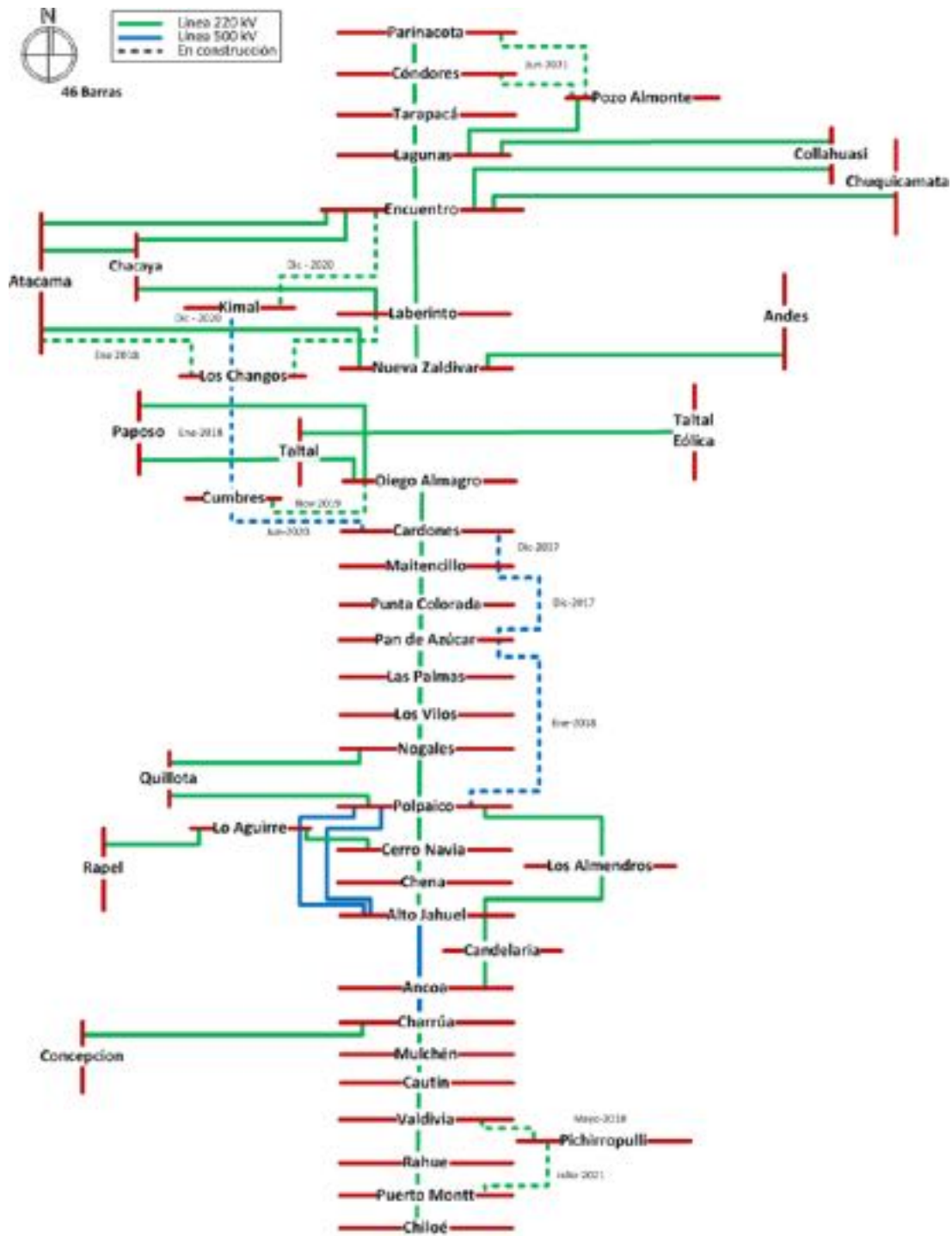
considera la intensidad energética por cada proceso minero (mina rajo, mina subterránea, concentrado, lixiviación, fundición, refinera, servicios y desalinización), luego la participación de cada uno de estos procesos en la producción de mineral, y posteriormente la participación de cada energético por proceso. Por último, se considera información respecto a intensidades y eficiencias por proceso, además de cambios en la ley del mineral en el tiempo.

Cabe recalcar que esta herramienta permite obtener la proyección de la demanda energética, y por ende eléctrica, para cada una de las regiones del país.

7.3 Sistema de transmisión eléctrica modelado

Las zonas representadas del sistema de transmisión se pueden apreciar en el esquema de la Figura 53.

Figura 53: Zonas del sistema de transmisión representadas





7.4 Costo de conexión

Con el fin de que el software de planificación pudiera visualizar una diferenciación entre áreas con recursos similares pero con diferentes distancias hasta el punto de inyección, se incorporó dentro de los costos de inversión de cada área, una arista relacionada con el costo de conexión de la central. Esta función de costo proviene de un análisis que utiliza los datos mostrados en la sección de valoración de obras nuevas del Plan de Expansión Troncal 2016-2017 [37], realizado por la CNE, quienes valoran la expansión del sistema de transmisión, diferenciando las siguientes componentes:

- Costos directos: Gastos referentes a la ingeniería, instalación de faenas, suministros, obras civiles y montajes, entre otros.
- Costos Indirectos: Gastos relacionados con seguros, consumos generales, inspecciones técnicas, utilidades de contratista, contingencias y servidumbre.
- Intereses intercalarios: Costos financieros que se producen durante el periodo de construcción eficiente, a partir de los tiempos de ejecución de obras y flujos de fondos eficientemente administrados.

Con los datos recogidos del mencionado informe se identificó un comportamiento consecuente al agrupar cada uno de los costos de la siguiente forma, donde los gastos por servidumbre se restaron desde el costo indirecto.

$$\text{Costo Conexión} \left[\frac{\text{USD}}{\text{Km}} \right] = \left(C. \text{Directos} \left[\frac{\text{USD}}{\text{Km}} \right] + C. \text{Indirectos} \left[\frac{\text{USD}}{\text{Km}} \right] + \text{Servidumbre} \left[\frac{\text{USD}}{\text{Km}} \right] \right) \cdot (1 + \text{Int. Intercalarios}[\%])$$

De la estimación realizada se obtuvieron los parámetros de cada sección:

Tabla 33: Resumen de los parámetros del costo de conexión para cada componente

Costos de Conexión [220 kV]				
	Costo Directos	Costos Indirectos	Servidumbre	Intereses intercalarios
	$y = -86.099x + 286606$	$y = -9.8112x + 49217$	$y = 30.674x + 35041$	2%
a	-86.099	-9.8112	30.674	
b	286606	49217	35041	

Este costo de conexión es obtenido desde proyectos de expansión en la transmisión de 580 [MVA], por lo tanto, para tener un valor equivalente por kW, se aplica un factor de potencia de 0.93.

$$\text{Costo Conexión} \left[\frac{\text{USD}}{\text{Km} \cdot \text{kW}} \right] = \frac{\text{Costo Conexión} \left[\frac{\text{USD}}{\text{Km}} \right]}{580000 \cdot 0.93}$$

Para comprender el efecto de este costo adicional de conexión, en la Tabla 12 se exhibe un ejemplo de aplicar esta fórmula diferenciada por distancia y capacidad instalada, recordando que el tamaño del candidato a instalar es definido por el software si lo encuentra óptimo para el Sistema.

Tabla 34: Ejemplo de los costos de conexión aplicados a cada uno de los candidatos

[Km]	[MW]	Costo Directos [USD/Km]	Costos Indirectos [USD/Km]	Servidumbre [USD/Km]	Intereses intercalarios [USD/Km]	Subtotal [USD/Km*kW]	Subtotal [USD/kW]	Total [USD]
10	100	285,745	49,119	35,348	7,404	1	7	700,067
40	100	283,162	48,825	36,268	7,365	1	28	2,785,463
50	100	282,301	48,726	36,575	7,352	1	35	3,475,660
60	100	281,440	48,628	36,881	7,339	1	42	4,163,391
100	100	277,996	48,236	38,108	7,287	1	69	6,889,640
150	100	273,691	47,745	39,642	7,222	1	102	10,241,939
10	500	285,745	49,119	35,348	7,404	1	7	3,500,333
40	500	283,162	48,825	36,268	7,365	1	28	13,927,313
50	500	282,301	48,726	36,575	7,352	1	35	17,378,302
60	500	281,440	48,628	36,881	7,339	1	42	20,816,954
100	500	277,996	48,236	38,108	7,287	1	69	34,448,201
150	500	273,691	47,745	39,642	7,222	1	102	51,209,697
10	1,000	285,745	49,119	35,348	7,404	1	7	7,000,665
40	1,000	283,162	48,825	36,268	7,365	1	28	27,854,627
50	1,000	282,301	48,726	36,575	7,352	1	35	34,756,603
60	1,000	281,440	48,628	36,881	7,339	1	42	41,633,907
100	1,000	277,996	48,236	38,108	7,287	1	69	68,896,401
150	1,000	273,691	47,745	39,642	7,222	1	102	102,419,394
10	10,000	285,745	49,119	35,348	7,404	1	7	70,006,650
40	10,000	283,162	48,825	36,268	7,365	1	28	278,546,268
50	10,000	282,301	48,726	36,575	7,352	1	35	347,566,031
60	10,000	281,440	48,628	36,881	7,339	1	42	416,339,071
100	10,000	277,996	48,236	38,108	7,287	1	69	688,964,011
150	10,000	273,691	47,745	39,642	7,222	1	102	1,024,193,942



7.5 Tiempo de Construcción

Dentro de las consideraciones que se incorporaron al modelo de planificación dentro del costo de inversión, está el tiempo de construcción de las centrales, el factor de interés de construcción y el costo de conexión. Para estimar apropiadamente los tiempos de construcción por tecnología de generación, se utilizaron los datos presentados en el informe “Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de electricidad” [38] desarrollado por ASSET para el Ministerio de Energía.

Tabla 35: Meses de construcción por tecnología

Tecnología	Total [Meses]	Costo Conexión [USD]	Factor Interes Construcción
Carbón	48	119	1.12
GNL-Ciclo Abierto	24	77	1.06
GNL-Ciclo Combinado	24	77	1.06
Diésel-Grupo Motor Generador	12	22	1.03
Pasada [>20 MW]	36	220	1.09
Pasada [<20 MW]	24	50	1.06
Biomasa	24	55	1.06
Biogás	24	75	1.06
Eólica Terrestre	18	135	1.05
Geotérmica	48	472	1.12
Solar Fotovoltaica	18	68	1.05
Solar Concentración Térmica	24	61	1.06
Baterías Li-ion	12	75	1.03
Almacenamiento Bombeo	42	132	1.11

7.6 Vida útil económica

Este parámetro es utilizado por el software de planificación para la evaluación económica que realiza al momento de definir qué centrales candidatas son las más eficientes para la expansión. Este factor forma parte de la ecuación de la anualidad que representan el pago correspondiente al costo de inversión de la central, hacia el año de instalación, y es continuo hasta el año de término de su vida útil. Estos datos fueron obtenidos desde el informe “Costos de Tecnologías de Generación” [11].

Tabla 36: Vida útil económica de las tecnologías

Tecnología	Vida Útil Económica [Años]
Carbón	25
GNL-Ciclo Abierto	25
GNL-Ciclo Combinado	25
Diésel-Turbina a Gas Dual	25
Diésel-Grupo Motor-Generador	25
Eólica Terrestre	25
Solar Fotovoltaica	25
Solar Concentracion Térmica	30
Embalse	45
Pasada [>20 MW]	30
Pasada [<20 MW]	30
Biomasa	30
Biogás	30
Geotérmica	30
Baterias Li-ion	10
Almacenamiento Bombeo	40



7.7 Mantenimiento, indisponibilidad y servicios auxiliares

Para representar el comportamiento habitual de una central, se incorporan dentro del modelo los conceptos de mantenimiento programado, indisponibilidad (usualmente relacionado a fenómenos intempestivos fuera del mantenimiento programado), y los servicios auxiliares, representativos de cada tecnología.

Para el análisis de todos estos datos, se utilizó la información disponible en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional⁷⁶. En el caso del mantenimiento programado, el valor incorporado al modelo corresponde al promedio entre los años 2013 y 2016, de lo que se define como el programa de mantenimiento informado dentro del sistema de información pública.

Tabla 37: Mantenimiento programado por tecnología

Tecnologías	Mantenimientos Programados Promedio [días]				
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total Anual
Batería	2.5	2.5	2.5	2.5	10
Biomasa	3.5	3.5	3.5	3.5	14
Hidro-Bombeo	2.5	2.5	2.5	2.5	10
Carbón	7.5	7.5	7.5	7.5	30
Diésel	2.75	2.75	2.75	2.75	11
GNL-Ciclo Abierto	7.5	7.5	7.5	7.5	30
GNL-Ciclo Combinado	7.5	7.5	7.5	7.5	30
Embalse	2.5	2.5	2.5	2.5	10
Pasada [<20 MW]	2.5	2.5	2.5	2.5	10
Pasada [>20 MW]	2.5	2.5	2.5	2.5	10
Otro	3.5	3.5	3.5	3.5	14

Tabla 38: Indisponibilidad y servicios auxiliares incorporados al modelo por tecnología

⁷⁶ Disponible en: <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-informacion-publica/>

Centrales Existentes	
Tecnología	Indisponibilidad
Bateria	42.00%
Biogás	
Biomasa	2.57%
Hidro-Bombeo	25.00%
Carbón	0.52%
CarbónCCS	0.52%
Diésel	0.47%
Eólica Terrestre	1.00%
FuelOil	0.13%
Geotermica	10.00%
GNL-Ciclo Abierto	0.39%
GNL-Ciclo Combinado	0.40%
Embalse	
Pasada [<20 MW]	
Pasada [>20 MW]	
Otro	0.11%
Solar CSP Torre	10.00%
Solar Fotovoltaica	1.00%

Centrales Futuras		
Tecnología	Indisponibilidad	ServAux
Bateria	42.00%	3%
Biogas		2%
Biomasa	2.57%	9%
Hidro-Bombeo	25.00%	0%
Carbón	0.52%	7%
CarbónCCS	0.52%	15%
Diésel	0.47%	1%
Eólica Terrestre		
FuelOil	0.13%	1%
Geotermica	10.00%	10%
GNL-Ciclo Abierto	0.39%	1%
GNL-Ciclo Combinado	0.40%	1%
Embalse		
Pasada [<20 MW]		
Pasada [>20 MW]		
Otro	0.11%	9%
Solar CSP Torre	10.00%	10%
Solar Fotovoltaica		

Los valores de indisponibilidad corresponden a un análisis de los datos mensuales del año 2016 para todas las centrales operativas, excepto para las tecnologías solar CSP con torre, geotermia, batería e hidráulica de bombeo, ya que estos datos responden a la necesidad de incorporar de forma alternativa el factor de planta representativo de estas tecnologías. De la misma forma, aquellas fuentes energéticas que utilizan perfiles de generación, tales como la eólica y la solar. En el caso de las centrales hidráulicas, los datos dependen del origen del perfil semanal, ya que algunos provienen de datos de generación y otros desde los datos afluentes históricos, por lo tanto, el análisis se realiza de forma particular para cada una.

Los datos de servicios auxiliares se obtuvieron directamente de la información publicada en el sitio del Coordinador Eléctrico Nacional⁷⁷, donde se especifican las características propias de cada unidad de generación.⁷⁸

⁷⁷ Disponible en: <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-informacion-publica/>

⁷⁸ En el caso de las centrales existentes, este valor es nulo debido a que la capacidad instalada utilizada corresponde al valor neto, por lo tanto, no es necesario aplicar este descuento. En el caso de las centrales futuras con perfiles de generación, este también viene incorporado desde la herramienta utilizada, quien utiliza la potencia neta del recurso para crear el comportamiento de generación incorporado al modelo.

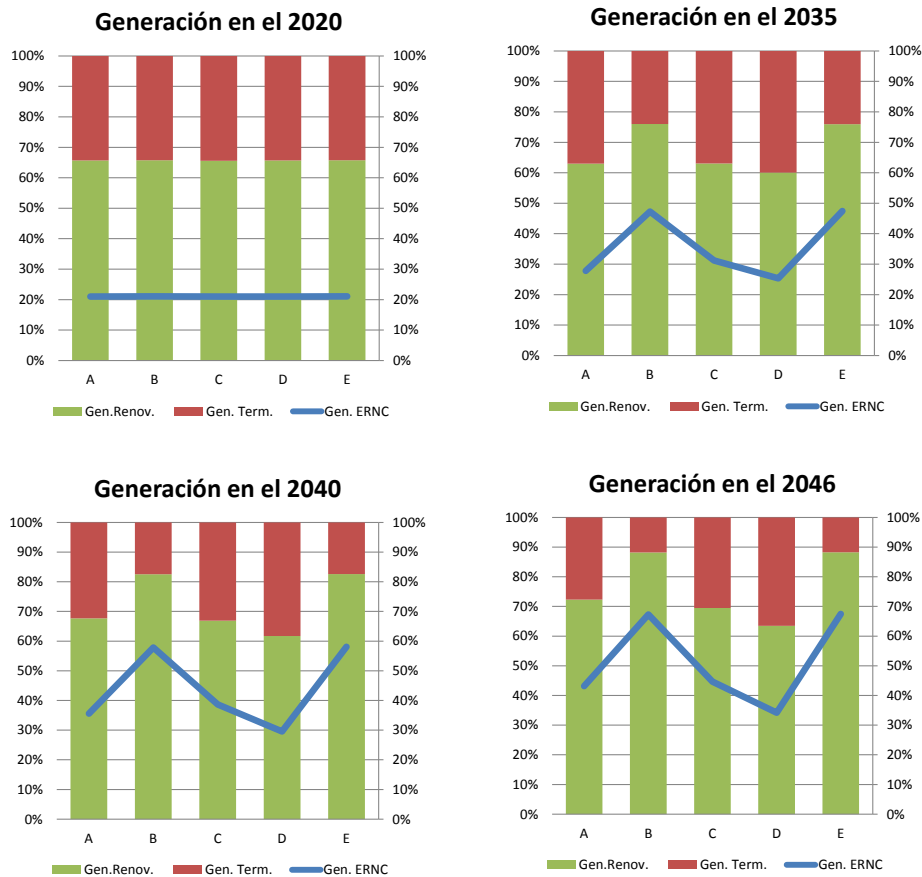


7.8 Análisis para Potenciales Polos de Generación Eléctrica

En el artículo 85° de la Ley General de Servicios Eléctricos, acerca de la definición de Polos de Desarrollo, se establece que *“En la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá identificar las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica, en adelante polos de desarrollo”*. A su vez, se establece que *“Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. La identificación de las referidas zonas tendrá en consideración el cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150° bis, esto es, que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales afectos en cada año calendario, haya sido inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales”*.

La obligación que se hace referencia en el artículo 150° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos fue chequeada para cada uno de los escenarios energéticos, contabilizando la participación de los medios de generación renovables no convencionales en la generación total del año respectivo. Los resultados de este chequeo, se pueden observar en la Figura 54, en donde ya a partir del año 2020 los respectivos planes de obras de todos los escenarios, tienen una participación mayor al 20% de generación mediante fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) en su generación eléctrica total del sistema eléctrico nacional.

Figura 54: Participación de generación térmica, renovable y ERNC en el total por escenario.



Dado lo anterior, la identificación de “las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica” a las que hace referencia la Ley, se llevó a cabo a partir de los planes de obras de generación eléctrica descritos en el capítulo 5.2.1 del Informe Preliminar corregido. Para identificar las áreas se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- **Criterio 1:** Las zonas recomendadas deben ser de tecnologías eólica terrestre, hidráulica y/o geotérmica.
- **Criterio 2:** Las zonas recomendadas no deben estar próximas a los sistemas de transmisión existentes.
- **Criterio 3:** La puesta en marcha de las zonas recomendadas debe ser entre los años 2025 y 2044.



- **Criterio 4:** Las zonas recomendadas deben encontrarse en los planes de obras de al menos 3 escenarios.
- **Criterio 5:** Las zonas recomendadas deben ser de un tamaño relevante para el Sistema.

A continuación, se desarrolla cada uno de estos criterios y su correspondiente aplicación a los planes de obras recomendados para la definición de las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica.

1. Las zonas recomendadas deben ser de tecnologías eólica terrestre, hidráulica de pasada y/o geotérmica.⁷⁹

Tal como se detalló anteriormente, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que los polos de desarrollos identificados deben corresponder a zonas donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables. Esto, en el marco del presente proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, acota el análisis a las tecnologías renovables consideradas en las modelaciones.

Las zonas recomendadas a analizar son las correspondientes a tecnologías eólica terrestre, hidráulica y/o geotérmica, por considerarse que el recurso, correspondiente para cada una de éstas, se encuentra en un área geográfica muy específica, no pudiendo trasladarse a zonas cercanas al sistema de transmisión, en caso de ser necesario. En el caso del recurso hídrico, una zona de generación recomendada está asociada directamente a un cauce y a un derecho de agua en específico. En el caso del recurso eólico, las zonas con vientos de calidad suficiente para realizar un proyecto de generación de este tipo se encuentran en lugares determinados. Por último, en el caso de zonas de generación geotérmica se tiene que éstas están asociadas a un punto geográfico donde existen concesiones de explotación geotérmica, con el reservorio geotérmico correspondiente.

Por otra parte, cabe recalcar que no fueron consideradas las zonas recomendadas de la tecnología solar debido a que, dadas las características del recurso, pueden localizarse en un amplio rango de áreas, cercanas a las subestaciones existentes y no solo en un punto específico.

⁷⁹ Cabe mencionar que, dado que se realizó una actualización en la nomenclatura de nombres de las zonas potenciales, no es posible comparar directamente los nombres versus lo analizado en versiones previas de este Informe.

Luego de la aplicación de este criterio, es decir, solo considerando tecnologías eólica terrestre, hidráulica y geotérmica, las zonas recomendadas por escenario son las siguientes:



Tabla 39: Capacidad instalada de zonas recomendadas por escenario (MW), luego de criterio 1.⁸⁰

Candidato	A	B	C	D	E
Eolica_Chiloe01	0	0	161	0	0
Eolica_Concepcion01	0	123	123	0	0
Eolica_Concepcion02	0	0	84	0	0
Eolica_Concepcion03	0	0	50	0	0
Eolica_Lpalmas01	68	68	68	68	68
Eolica_Lpalmas02	0	0	385	0	0
Eolica_Mulchen01	0	144	144	0	0
Eolica_Pazucar01	0	0	58	0	0
Eolica_PMontt01	0	0	269	0	0
Eolica_Quillota01	0	0	60	0	0
Eolica_Rahue01	0	0	128	0	0
Eolica_Rahue02	0	0	451	0	0
Eolica_Rapel01	0	0	81	0	0
Eolica_TalTalEol01	0	210	210	194	210
Eolica_TalTalEol02	0	327	310	0	327
Eolica_TalTalEol03	108	108	108	108	108
Eolica_TalTalEol04	0	0	112	0	0
Eolica_TalTalEol05	397	397	397	397	397
Eolica_TalTalEol07	0	111	0	0	79
Eolica_TalTalEol09	0	398	398	0	398
Eolica_TalTalEol10	0	541	541	0	541
Eolica_TalTalEol11	212	329	329	329	329
Eolica_Valdivia01	0	0	59	0	0
Eolica_Valdivia02	0	0	141	0	0
Eolica_Valdivia03	0	0	112	0	0
Eolica_Valdivia04	0	0	85	0	0
Hid_Candelaria05	0	37	37	0	37
Hid_Pichirropulli08	0	0	49	0	0
Hid_Pichirropulli11	0	32	32	0	32
Hid_Rahue04	0	34	34	0	34

⁸⁰ El listado de zonas recomendadas del sistema se encuentra en las planillas de anexo a este Informe.

2. Las zonas recomendadas no deben estar próximas a los sistemas de transmisión existentes.

La solución de polos de desarrollo de generación eléctrica apunta a fomentar zonas territorialmente identificables en el país donde existan recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. Dado esto, deben ser zonas donde se requiera desarrollar y planificar una única solución de transmisión para que se materialicen en el futuro.

Es por lo anterior que, zonas de generación renovable que hayan sido recomendadas y que se encuentren próximas a los sistemas de transmisión, no requerirán el desarrollo de una solución de transmisión especial para fomentar su concreción en el futuro, y, por ende, no son candidatas a identificarse como áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica. Para tales efectos, se ha considerado que una zona se encuentra próxima a los sistemas de transmisión si la estimación de su costo de transmisión es menor a 1% del costo del proyecto.

Al aplicar este nuevo criterio, para cada escenario, las zonas recomendadas son las siguientes:



Tabla 40: Capacidad instalada de zonas recomendadas por escenario (MW), luego de criterio 2.

Candidato	A	B	C	D	E
Eolica_Chiloe01	0	0	161	0	0
Eolica_Concepcion01	0	123	123	0	0
Eolica_Concepcion02	0	0	84	0	0
Eolica_Concepcion03	0	0	50	0	0
Eolica_Pazucar01	0	0	58	0	0
Eolica_PMontt01	0	0	269	0	0
Eolica_Quillota01	0	0	60	0	0
Eolica_Rahue01	0	0	128	0	0
Eolica_Rahue02	0	0	451	0	0
Eolica_Rapel01	0	0	81	0	0
Eolica_Valdivia02	0	0	141	0	0
Eolica_Valdivia04	0	0	85	0	0
Hid_Candelaria05	0	37	37	0	37
Hid_Pichirropulli08	0	0	49	0	0
Hid_Pichirropulli11	0	32	32	0	32
Hid_Rahue04	0	34	34	0	34

3. La puesta en marcha de las zonas recomendadas debe ser entre los años 2025 y 2044.

Para determinar si una zona de generación, en los respectivos planes de obras, se establecerá como polo de desarrollo, ésta debe ser recomendada entre los años 2025 y 2044. Este intervalo de tiempo se considera como una ventana temporal de probable concreción y desarrollo de una zona declarada como Polo de Desarrollo.

En específico, se considera el año 2025 debido a los tiempos involucrados en todo el proceso de desarrollo y puesta en marcha del sistema de transmisión determinado para la solución respectiva: desarrollo de todo el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, proceso de Planificación de la Transmisión, posible ingreso al proceso de determinación de Franjas de Transmisión, licitación de las respectivas obras, evaluación ambiental del proyecto y construcción de éste.

En cuanto al año 2044, se estima que, en el caso de que se determinasen Polos de Desarrollo, y tal como se estableció en el documento del Plan de Trabajo respectivo, el presente proceso finalizaría durante el año 2018. A su vez, el siguiente proceso de

Planificación Energética de Largo Plazo recién terminaría en el año 2023, lo que implicaría que los procesos de Planificación de la Transmisión de la CNE que tuviesen que considerar los resultados del primer proceso de planificación energética, se llevarían a cabo hasta el año 2024. Con lo que, considerando que aquel proceso que llevará a cabo la CNE debe considerar un horizonte de 20 años, se tiene que el año 2044 sería el horizonte de tiempo apropiado.

Al aplicar este criterio, para cada escenario, las zonas recomendadas son las siguientes:

Tabla 41: Capacidad instalada de zonas recomendadas por escenario (MW), luego de criterio 3

Candidato	A	B	C	D	E
Eolica_Chiloe01	0	0	161	0	0
Eolica_Concepcion01	0	123	123	0	0
Eolica_Concepcion02	0	0	0	0	0
Eolica_Concepcion03	0	0	0	0	0
Eolica_Pazucar01	0	0	58	0	0
Eolica_PMontt01	0	0	269	0	0
Eolica_Quillota01	0	0	0	0	0
Eolica_Rahue01	0	0	128	0	0
Eolica_Rahue02	0	0	0	0	0
Eolica_Rapel01	0	0	0	0	0
Eolica_Valdivia02	0	0	141	0	0
Eolica_Valdivia04	0	0	0	0	0
Hid_Candelaria05	0	37	37	0	37
Hid_Pichirropulli08	0	0	49	0	0
Hid_Pichirropulli11	0	32	32	0	32

4. Las zonas recomendadas deben encontrarse en los planes de obras de al menos 3 escenarios.

Dado que, como establece la Ley General de Servicios Eléctricos, el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo se debió desarrollar para los distintos escenarios energéticos, se tiene como resultado diversos futuros posibles en cuanto al desarrollo del parque de generación eléctrica. A su vez, los cinco escenarios considerados son



igualmente probables (así establecido en la metodología de definición de los escenarios energéticos preliminares) por lo que los planes de obras con las zonas recomendadas en cada uno de éstos también son equiprobables.

Es por lo anterior que, los potenciales polos de desarrollo deben corresponder a zonas de generación que tengan más de un 50% de probabilidad de ocurrencia, es decir, deben ser aquellas que aparezcan recomendadas en 3 o más escenarios.

Luego de aplicar este criterio, solo dos zonas recomendadas satisfacen lo señalado anteriormente:

Tabla 42: Capacidad instalada de zonas recomendadas por escenario (MW), luego de criterio 4.

Candidato	A	B	C	D	E
Hid_Candelaria05	0	37	37	0	37
Hid_Pichirropulli11	0	32	32	0	32

5. Las zonas recomendadas deben ser de un tamaño relevante para el Sistema.

Dado que en la Ley se establece que las zonas determinadas como Polos de Desarrollo son aquellas “(...) cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico (...)”, se analizó si una zona recomendada, que presente las condiciones para ser identificada como área donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica, presenta un tamaño tal que es relevante para el Sistema en cuanto a su concreción en el futuro. Esto fue analizado en cuanto a: porcentaje de la capacidad instalada total del sistema y también en cuanto a los beneficios económicos que traería su concreción.

A continuación, se presenta una tabla comparativa, para cada escenario, con el porcentaje de la capacidad instalada total del sistema que corresponde a las zonas recomendadas: Hid_Candelaria05 y Hid_Pichirropulli11.

Tabla 43: Porcentaje de la capacidad instalada total correspondiente a la zona recomendada Hid_Candelaria05.

Escenario	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
A																				
B						0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
C									0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
D																				
E						0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%

Tabla 44: Porcentaje de la capacidad instalada total correspondiente a la zona recomendada Hid_Pichirropulli11

Escenario	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
A															0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
B				0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
C						0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
D																	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
E				0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%

A su vez, se realizó un análisis de qué impacto tiene en los costos totales del Sistema el no aprovechamiento de los recursos renovables de estas zonas, en cada escenario en donde son recomendadas (B, C y E). Esto se realizó mediante la eliminación de dichas áreas de las zonas potenciales de generación eléctrica y simulando, a continuación, nuevamente el modelo de planificación eléctrica. Este procedimiento tiene por objeto observar los cambios en los costos totales del sistema y su impacto correspondiente.

Aplicando la metodología descrita se obtiene que, en cada uno de los escenarios, la variación en el costo total del Sistema es menor al 0.1%, encontrándose prácticamente en el margen de error de la modelación.

Dado que el impacto como porcentaje de la capacidad instalada total no supera el 0.1% y el costo total del Sistema tiene variaciones inferiores al 0.1%, el desarrollo de estas zonas no posee un impacto significativo en la eficiencia económica del Sistema.

También, cabe mencionar que este mismo análisis fue replicado para los resultados de las sensibilidades a las cuales hace referencia la sección 5.4 del presente Informe, los cuales son coherentes con lo que se muestra en esta sección.

Dada la aplicación de los criterios anteriormente descritos, se puede observar que no existen áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica, por lo que, al no existir áreas donde puedan existir polos de generación eléctrica, no es posible determinar potenciales polos de desarrollo de generación eléctrica en el presente proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.



7.9 Comité de Expertos para escenarios energéticos

Tal como se detalla en el cuerpo del presente Informe, fue conformado un Comité de Expertos para asesorar al Ministerio de Energía en la construcción de los escenarios energéticos a considerar en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Cabe señalar que este Comité sesionó en 4 reuniones de medio día, a las cuales no todos los miembros asistieron a la totalidad de ellas. Este Comité estuvo conformado por los siguientes miembros:

- Sebastián Miller – Economista Investigador Senior del Banco Interamericano de Desarrollo
- Andrea Rudnick – Ex analista regional MAPS Programme
- Rodrigo Palma – Director Solar Energy Research Center (SERC)
- Daniela Martínez - Socia en Quintanilla & Busel Niedmann
- Samir Kouro – Académico Universidad Técnica Federico Santa María
- Luis Gonzales – Investigador Clapes UC
- Nicolás Schiappacasse – Académico Universidad Católica de Temuco
- Gabriel Olguín – Académico Universidad de Santiago de Chile
- Gustavo Cáceres – Académico Universidad Adolfo Ibáñez
- Eduardo Escalona – Ex presidente titular CDEC-SING
- Claudio Agostini – Académico Universidad Adolfo Ibáñez
- María Isabel González – Ex Secretaria Ejecutiva CNE
- Rodrigo Iglesias – Ex integrante del Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
- Manuel Tironi – Investigador Núcleo Milenio de Investigación en Energía y Sociedad
- Andrés Hernando – Investigador Centro de Estudios Públicos
- Susana Jiménez – Subdirectora Libertad y Desarrollo
- Pedro Maldonado – Académico Universidad de Chile
- Alex Godoy – Académico Universidad del Desarrollo
- Edmundo Claro – Director del Programa de Investigación de Tierra y Agua CSIRO Chile
- Gianni López – Director del Centro Mario Molina
- Sebastián Vicuña – Académico Pontificia Universidad Católica de Chile
- Claudio Huepe – Académico Universidad Diego Portales