

PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y
TRANSMISIÓN DEL SISTEMA
INTERCONECTADO CENTRAL Y DEL
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE
GRANDE

Informe Técnico Anual

Agosto 2015



Contenido

1.	Antecedentes	4
2.	Consideraciones metodológicas.....	5
2.1.	Horizonte de simulación.....	5
2.2.	Previsión de la demanda	5
2.3.	Modelamiento del sistema de transmisión.....	5
2.4.	Expansión óptima del sistema.....	5
2.5.	Modelación del sistema eléctrico	6
2.6.	Estadística hidrológica.....	8
2.7.	Ley 20.257	9
2.8.	Proyectos en construcción	10
2.9.	Proyectos en estudio.....	14
2.10.	Tasa de actualización.....	14
3.	Expansión del parque generador	14
3.1.	Costos de inversión por tecnología	14
3.2.	Precios de combustibles.....	15
3.3.	Disponibilidad del GNL	16
3.4.	Previsión de demanda.....	16
3.4.1.	Clientes Regulados	17
3.4.2.	Clientes Libres	17
3.4.3.	Proyecciones	18
3.5.	Escenarios de expansión del parque generador	21
3.5.1.	Escenarios 1 y 2	21
3.5.2.	Escenarios 3 y 4	21
3.5.3.	Escenarios 5 y 6	21
4.	Resultados	22
4.1.	Escenario 1	22
4.1.1.	Potencia por tecnología	22
4.1.2.	Energía por tecnología	24
4.1.3.	Costos Marginales	26
4.2.	Escenario 2	27

4.2.1.	Potencia por tecnología	27
4.2.2.	Energía por tecnología	30
4.2.3.	Costos Marginales	31
4.3.	Escenario 3	32
4.3.1.	Potencia por tecnología	32
4.3.2.	Energía por tecnología	34
4.3.3.	Costos Marginales	36
4.4.	Escenario 4	37
4.4.1.	Potencia por tecnología	37
4.4.2.	Energía por tecnología	39
4.4.3.	Costos Marginales	41
4.5.	Escenario 5	42
4.5.1.	Potencia por tecnología	42
4.5.2.	Energía por tecnología	43
4.5.3.	Costos Marginales	45
4.6.	Escenario 6	46
4.6.1.	Potencia por tecnología	46
4.6.2.	Energía por tecnología	48
4.6.3.	Costos Marginales	50
5.	Comentarios Finales	52

1. Antecedentes

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión”, en cumplimiento con lo establecido en el Capítulo 3 del Decreto Supremo N°86 de 2012 que Aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, en adelante, Reglamento de Precio de Nudo, debe elaborar un informe anual que determine el Programa de Obras de Generación y Transmisión de los sistemas interconectados, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que minimice el costo total actualizado de abastecimiento de energía eléctrica durante el horizonte de planificación del ejercicio.

El Programa de Obras es de carácter indicativo, es decir, corresponde a un ejercicio de optimización de la expansión del sistema a nivel de generación-transporte bajo diferentes supuestos de, por ejemplo, evolución de costos de combustibles, escenarios de consumo eléctrico de usuarios residenciales y/o industriales, alternativas de desarrollo de la matriz energética de cada sistema eléctrico y evolución de costos de inversión de las diferentes tecnologías, las instalaciones de transmisión existentes y en construcción, junto con proyectos de generación genéricos que la Comisión estime conveniente, entre otros aspectos detallados en el cuerpo del informe.

El Programa de Obras de Generación y Transmisión que resulta de este informe será utilizado para determinar los Precios de Nudo de Corto Plazo de las fijaciones de octubre 2015 y abril 2016. Sin perjuicio de lo anterior, y con ocasión de los procesos tarifarios mencionados precedentemente, la Comisión podrá actualizar el Programa, si las hipótesis y/o las variables que lo sustentan sufren modificaciones relevantes que así lo ameriten.

2. Consideraciones metodológicas

2.1. Horizonte de simulación

El horizonte de simulación estipulado para la determinación de la operación del sistema en el largo plazo es de 10 años, sin perjuicio de lo cual para efectos de un análisis más acabado de la expansión del sistema se ha extendido para ambos sistemas interconectados por 5 años, considerándose así el periodo comprendido desde el año 2015 hasta 2030.

2.2. Previsión de la demanda

De acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 86 de 2012, del Ministerio de Energía que Aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, indica que la Comisión Nacional de Energía debe elaborar una previsión de demandas de energía y potencia para cada sistema eléctrico de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 Megawatts.

Para efectos de este informe, se han elaborado y utilizado dos posibles escenarios de expansión de la demanda eléctrica en ambos sistemas interconectados: Escenario Base y Escenario Alto, cuyos antecedentes, metodología y valores se mostrarán en el siguiente capítulo. De igual forma el correspondiente requerimiento de energía proveniente de fuentes ERNC para dar cumplimiento a la Ley 20.257 se presentarán en dicho capítulo.

2.3. Modelamiento del sistema de transmisión

Se representó en forma simplificada el sistema de transmisión del SIC, incorporando instalaciones desde el nivel de 66 kV hasta el nivel de 500 kV. Además, para el caso de las instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Troncal, se representaron aquellas instalaciones existentes y en construcción con las fechas de entrada correspondientes a la información contenida en los decretos de adjudicación respectivos.

Los supuestos, consideraciones, metodologías y criterios utilizados para la elaboración de los escenarios determinados para el presente Informe, son meramente indicativos al tenor de lo dispuesto en la normativa respectiva.

2.4. Expansión óptima del sistema

La metodología para obtener el programa de obras óptimo se basa en determinar, para distintas alternativas de puesta en servicio de centrales generadoras y líneas de transmisión, la suma de los costos presentes de inversión, operación (fija y variable) y falla.

Para establecer el costo presente de abastecimiento de cada alternativa se ha considerado lo siguiente:

- Inversión en centrales y líneas de transmisión a la fecha de puesta en servicio.
- Valor residual de las inversiones a fines del período considerado (incluyendo los posibles años de relleno), en base a una depreciación lineal, y de acuerdo a la siguiente tabla de vida útil de las instalaciones:

- Centrales a gas natural: 24 años.
- Centrales a carbón: 24 años.
- Centrales Solares Fotovoltaicas, Eólicas y Geotérmicas: 24 años.
- Centrales hidráulicas: 50 años.
- Proyectos de interconexión y líneas de transmisión: 30 años.
- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización.
- Costo fijo anual de operación y mantenimiento (2% del valor de inversión).
- Costo variable anual, representado por los costos totales de operación y falla entregado por el modelo de optimización utilizado.

La determinación de la alternativa de expansión más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo y de minimizar la siguiente función objetivo:

$$\min \left\{ \sum \text{Inv} + \text{CO\&M} + \text{CVar} - \text{Resid} \right\}$$

Sujeto a:

- Restricciones de la demanda.
- Limitaciones del sistema de transmisión.
- Restricciones de riego.
- Potencias máximas de centrales generadoras.
- Variabilidad hidrológica, etc.

Donde:

- Inv : Valor actualizado de las todas las inversiones futuras a optimizar.
- CO&M : Valor actualizado de todos los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, que en caso de las centrales a gas natural incluye el costo fijo anual de transporte de gas. Los valores de CO&M anual previos a su actualización se consideran al final de cada año.
- Cvar : Costo de operación y falla futuro actualizado del sistema.
- Resid : Valor actualizado del monto residual de todas las inversiones futuras.

2.5. Modelación del sistema eléctrico

La modelación del sistema eléctrico se efectúa con el Modelo Multinodal - Multiembalse OSE2000, considerando las siguientes características y supuestos:

- Factores de penalización determinados por la CNE a partir de una actualización que incorpora las nuevas condiciones del SIC, determinadas con el Modelo, tanto en generación como en transmisión.
- En las diferentes barras del sistema, se modeló la demanda considerando dos componentes, una de carácter residencial y otra industrial.

-
- Se utilizaron curvas de crecimiento de la demanda para las distintas barras del sistema según tipo de consumo (industrial o vegetativo).
 - Las pérdidas en las líneas se efectúan mediante una aproximación lineal de 3 tramos, permitiendo así una mejor representación de los flujos. Adicionalmente, para los tramos troncales se efectúa mediante una aproximación lineal de 5 tramos. También se considera criterio N-1 de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
 - La modelación de centrales hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:
 - i. Embalses y Centrales de Embalse: Considerando la capacidad de regulación de otros embalses importantes adicionales a Lago Laja. La modelación de los embalses considera una modelación de sus polinomios cota volumen y volumen-cota, además de las filtraciones y los convenios de riego de las cuencas del Laja y del Maule.
 - ii. Centrales Serie Hidráulica.
 - iii. Centrales de Pasada.
 - Para las centrales térmicas se representan con sus costos de combustible, rendimientos y costos variables no combustible, además de su disponibilidad media de energía.
 - Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema. Para este efecto se consideró en la simulación que el sistema debe soportar la salida de una unidad de 390 MW, repartiendo la reserva necesaria para tal contingencia entre las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche y El Toro, a prorrata de su potencia instalada. En el SING, para los efectos señalados, se incorporó en la modelación una reducción de 8.5% de la potencia de las centrales generadoras de este sistema que no han sido limitadas por restricciones operacionales.
 - De igual forma, las instalaciones previstas contemplan costos en elementos de compensación. Sin embargo, los costos implícitos en el plan de obras no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con objeto de mantener los rangos de tensión en los límites aceptados. Así, la regulación de tensión es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se incorporó en la modelación descrita anteriormente el siguiente régimen de operación para las centrales detalladas a continuación:
 - i. La central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 200 MW,
 - ii. En el SING se incorporó en la modelación descrita anteriormente la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.Dichas condiciones de operación se mantuvieron durante todo el horizonte de análisis.

Durante los mantenimientos programados de las centrales utilizadas para representar la regulación de tensión en el sistema, éstas fueron reemplazadas por la central Nueva Renca, como

una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

2.6. Estadística hidrológica

Para las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizó una muestra estadística de 54 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2014. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica, a cargo del cual estuvo el profesor Bonifacio Fernández. Este estudio concluyó que a partir del año 1960 la estadística disponible era confiable, y previo a esta fecha la estadística contiene gran cantidad de información de relleno generada a falta de la información real. Asimismo, este estudio concluyó la necesidad de ir agregando años reales a partir del año 1960, en vez de utilizar una ventana móvil de 40 años.

A efectos de generar una muestra que contenga situaciones más extremas y en base a la energía afluente al sistema para cada año hidrológico, se agregaron tres hidrologías a la estadística real bajo los siguientes criterios:

- i. Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la situación más seca como sistema (año 1998-1999), por el guarismo 0,8.
- ii. Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la segunda situación más seca como sistema (año 1968-1969), por el guarismo 0,9.
- iii. Una hidrología húmeda, que permite que se mantenga el promedio de la muestra ampliada y que la dispersión de la misma sea mínima.

De esta forma, el total de años hidrológicos utilizados por la Comisión para este ejercicio es de 57, correspondiendo a una muestra de 54 años de los caudales afluentes en régimen natural a las centrales, más tres hidrologías adicionales, dos de ellas secas y una húmeda. Para las centrales de pasada se aplicó un criterio similar, pero respetando que sus generaciones estuvieran dentro de los máximos y mínimos de cada central.

Respecto del nivel de los embalses, las cotas iniciales estimadas consideradas en la modelación fueron informadas por el CDEC-SIC, y son las siguientes:

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.320
Laguna del Maule	2.160
Embalse Rapel	104
Laguna Invernada	1.302
Lago Chapo	237
Embalse Colbún	427
Embalse Melado	644
Embalse Ralco	708
Embalse Pangue	508

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Poza Polcura	734
Embalse Machicura	257

2.7. Ley 20.257

En virtud de lo establecido en el artículo 150° bis del DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Minería, se han calculado los porcentajes de energía anual que deben ser inyectados por medios de generación renovables, de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la ley 20.257, modificado por el artículo 2° de la ley 20.698, esto es:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%,
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En vista de estos criterios, de la proyección de demanda, y de los antecedentes con la información referente a la fecha de suscripción de los contratos entre clientes y suministradores, para cada escenario se consideró el porcentaje estimado de la demanda que estaría afecta con respecto a la demanda total, necesaria para cumplir con la obligación ya mencionada. Cabe señalar que para todos los escenarios se incorporaron dentro del plan de obras recomendado instalaciones necesarias para el cumplimiento de lo establecido en la Ley.

La estimación de porcentajes de obligación de inyección provenientes de medios de generación de energías renovables no convencionales dependen de los contratos de suministro, sus fechas de suscripción y la proyección de demanda de los clientes, de acuerdo a los criterios señalados en el punto anterior. Así, se puede observar que los porcentajes exigidos son crecientes, y que al año 2025 se requeriría que cerca de un 14% de la energía proviniera de fuentes ERNC, de acuerdo a lo observado en la siguiente tabla.

Tabla 1: Proyectos de generación en construcción SIC

Año	Tipo de energía	
	Convencional	ERNC
2015	95.92%	4.08%
2016	95.37%	4.63%
2017	94.81%	5.19%
2018	94.27%	5.73%

Año	Tipo de energía	
	Convencional	ERNC
2019	93.54%	6.46%
2020	92.44%	7.56%
2021	91.35%	8.65%
2022	90.09%	9.91%
2023	88.91%	11.09%
2024	87.51%	12.49%
2025	86.03%	13.97%
2026	85.88%	14.12%
2027	85.60%	14.40%
2028	85.52%	14.48%
2029	85.53%	14.47%
2030	85.53%	14.47%
2031	85.53%	14.47%

2.8. Proyectos en construcción

Respecto de los proyectos de generación y transmisión declarados en construcción, se asume como supuesto que éstos entrarán en operación en la fecha declarada por los propietarios o representantes de los mismos, en virtud de la obligación reglamentaria establecida en el artículo 33 del Reglamento de Precios de Nudo que señala que mientras no finalice la construcción de las instalaciones, la empresa propietaria deberá informar a la Comisión y al respectivo CDEC el estado de avance de las obras, cada vez que existan modificaciones en las características esenciales del proyecto y/o en la fecha de entrada en operación del mismo.

Las centrales en esta categoría, la tecnología, potencia, sistema al que se interconecta y la fecha estimada de puesta en servicio se presentan en la Tabla 2 y Tabla 3, para cada sistema interconectado, mientras que los proyectos de transmisión troncal se muestran en la Tabla 4.

En los proyectos de generación en construcción, se consideran únicamente las centrales publicadas en la Resolución Exenta N°385 del 29 de Julio de 2015. Sin perjuicio de lo anterior, no se muestran en la tabla aquellas que a la fecha de elaboración del presente informe ya iniciaron su inyección al sistema.

Tabla 2: Proyectos de generación en construcción SIC

Obras de Generación en Construcción	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Barra de Conexión
El Pilar Los Amarillos	ago-15	3.0	Fotovoltaico	Diego de Almagro 110
Papeles Cordillera	ago-15	50.0	Gas Natural	Florida 110
El Paso	ago-15	60.0	Hidro - Pasada	Tinguiririca 154
Panguipulli	ago-15	0.3	Hidro - Pasada	Panguipulli 066
Luz del Norte Etapa I	ago-15	36.0	Fotovoltaico	Carrera Pinto 220
Luz del Norte Etapa II	ago-15	38.0	Fotovoltaico	Carrera Pinto 220
Itata	sep-15	20.0	Hidro - Pasada	Chillán 154
CMPC Tissue	sep-15	22.0	Gas Natural	Melipilla 220

Obras de Generación en Construcción	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Barra de Conexión
Luz del Norte Etapa III	sep-15	36.0	Fotovoltaico	Carrera Pinto 220
Pampa Solar	oct-15	90.6	Fotovoltaico	Paposo 220
Luz del Norte Etapa IV	oct-15	31.0	Fotovoltaico	Carrera Pinto 220
Proyecto Conejo Etapa I	nov-15	104.5	Fotovoltaico	Diego de Almagro 220
Chaka Etapa II	nov-15	27.0	Fotovoltaico	Diego de Almagro 110
Chaka Etapa I	nov-15	23.0	Fotovoltaico	Diego de Almagro 110
Lagunilla	nov-15	3.0	Fotovoltaico	Ovalle 110
La Montaña I	dic-15	3.0	Hidro - Pasada	Itahue 154
Carrera Pinto Etapa I	dic-15	20.0	Fotovoltaico	Carrera Pinto 220
Renaico	ene-16	88.0	Eólico	Temuco 220
Valleland	ene-16	67.4	Fotovoltaico	Cardones 220
Quilapilún	feb-16	103.2	Fotovoltaico	Los Maquis 220
PFV Olmué	mar-16	144.0	Fotovoltaico	Polpaico 220
Los Buenos Aires	mar-16	24.0	Eólico	Charrúa 154
Doña Carmen	mar-16	70.0	Diésel	Los Vilos 220
Carrera Pinto Etapa II	jun-16	77.0	Fotovoltaico	Carrera Pinto 220
Río Colorado	jun-16	15.0	Hidro - Pasada	Loma Alta 220
Ancoa	jun-16	27.0	Hidro - Pasada	Ancoa 220
Pelícano	jul-16	100.0	Fotovoltaico	Maitencillo 220
Malalcahuello	sep-16	9.2	Hidro - Pasada	Cautín 220
Carilafquén	sep-16	19.8	Hidro - Pasada	Cautín 220
El Romero	sep-16	196.0	Fotovoltaico	Maitencillo 220
Guanaco Solar	ene-17	50.0	Fotovoltaico	Diego de Almagro 110
CTM-3	jun-17	250.8	Diésel/GNL	Los Changos 220
Ñuble	jul-17	136.0	Hidro - Pasada	Ancoa 220
Alto Maipo - Central Las Lajas	feb-18	267.0	Hidro - Pasada	Florida 110
Alto Maipo - Central Alfalfa II	may-18	264.0	Hidro - Pasada	Los Almendros 220
Los Cóndores	sep-18	150.0	Hidro - Pasada	Ciruelos 220
CH San Pedro	oct-20	170.0	Hidro - Pasada	Ancoa 220

Tabla 3: Proyectos de generación en construcción SING

Obras de Generación en Construcción	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Barra de Conexión
Andes Solar	ago-15	21.0	Fotovoltaico	Andes 220
PMGD Pica I	ago-15	0.6	Fotovoltaico	Lagunas 220
Quillagua I	ago-15	23.0	Fotovoltaico	Crucero 220
Finis Terrae I	oct-15	80.0	Fotovoltaico	Encuentro 220
Jama Etapa II	dic-15	22.5	Fotovoltaico	Calama 110
Atacama I	dic-15	100.0	Fotovoltaico	Encuentro 220
Cochrane U1	dic-15	236.0	Carbón	Encuentro 220
Pular	abr-16	28.9	Fotovoltaico	Calama 110
Paruma	abr-16	21.4	Fotovoltaico	Calama 110
Arica Solar 1 (Etapa I)	abr-16	18.0	Fotovoltaico	Parinacota 066
Arica Solar 1 (Etapa II)	abr-16	22.0	Fotovoltaico	Parinacota 066
Bolero Etapa I	may-16	42.0	Fotovoltaico	Laberinto 220
Kelar	may-16	517.0	GNL - CC	Kapatur 220

Obras de Generación en Construcción	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Barra de Conexión
Cochrane U2	may-16	236.0	Carbón	Encuentro 220
Bolero Etapa II	jun-16	42.0	Fotovoltaico	Laberinto 220
Finis Terrae II	jun-16	80.0	Fotovoltaico	Encuentro 220
Uribe Solar	jul-16	50.0	Fotovoltaico	Uribe 110
Lascar Etapa I	jul-16	30.0	Fotovoltaico	Calama 110
Lascar Etapa II	jul-16	34.6	Fotovoltaico	Calama 110
Bolero Etapa III	ago-16	21.0	Fotovoltaico	Laberinto 220
Bolero Etapa IV	oct-16	41.0	Fotovoltaico	Laberinto 220
Blue Sky 2	oct-16	34.0	Fotovoltaico	Encuentro 220
Blue Sky 1	oct-16	51.6	Fotovoltaico	Encuentro 220
Quillagua II	dic-16	27.0	Fotovoltaico	Crucero 220
Cerro Dominador	dic-16	110.0	Termosolar	Encuentro 220
Huatacondo	ene-17	98.0	Fotovoltaico	Lagunas 220
Quillagua III	ago-17	50.0	Fotovoltaico	Crucero 220
Infraestructura Energética Mejillones	feb-18	375.0	Carbón	Kapatur 220

En la Figura 1 se presenta la potencia incorporada por año y según tecnología.

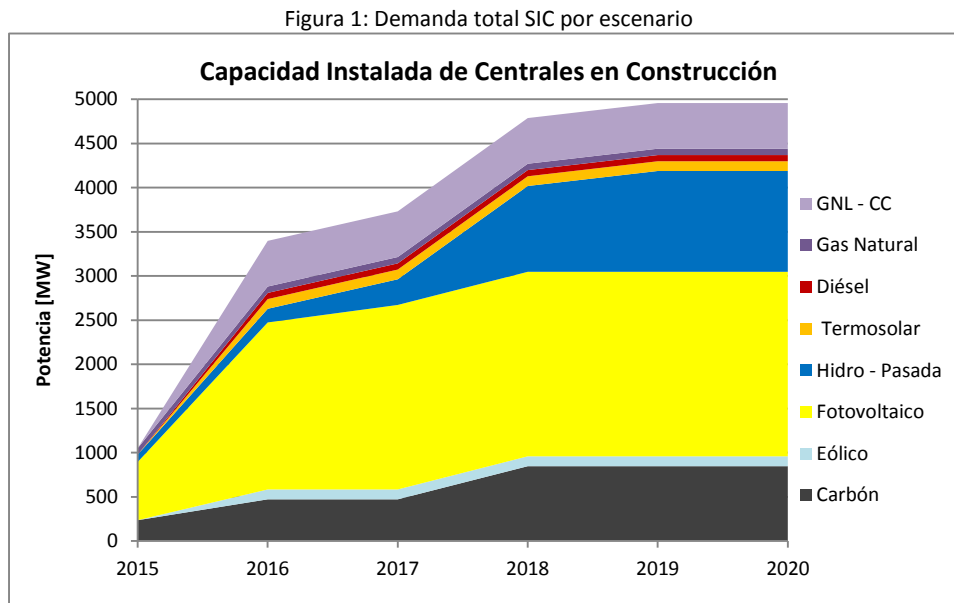


Tabla 4: Proyectos de transmisión troncal en construcción

Proyecto	Descripción	Fecha puesta en servicio	Sistema
Ampliación SE Lagunas	Banco de condensadores de 60 MVA _r y cambio TTCC paños J1 y J2	ago-15	SING
Línea Cardones - Diego de Almagro	Nueva Línea Cardones-Diego de Almagro 2 x 220 kV: tendido del primer circuito	sep-15	SIC
Línea Ancoa - Alto Jahuel	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x 500 kV: primer circuito	oct-15	SIC
SE Quillota, SE Polpaico	Reemplazo de desconectores en SE Quillota y SE Polpaico	oct-15	SIC
SE Diego de Almagro	Ampliación SE Diego de Almagro 220 kV	nov-15	SIC

Proyecto	Descripción	Fecha puesta en servicio	Sistema
SE Las Palmas	Ampliación SE Las Palmas 220 kV	nov-15	SIC
Ampliación SE Encuentro	Aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC SE Crucero	dic-15	SING
SE Charrúa	Ampliación SE Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	dic-15	SIC
SE Seccionadora Miraje	SE Seccionadora Miraje 220 kV	ene-16	SING
Línea Ancoa - Alto Jahuel	Línea Ancoa - Alto Jahuel 500 kV, tendido segundo circuito	ene-16	SIC
SE Ancoa	Ampliación SE Ancoa 500 kV	feb-16	SIC
SE Tarapacá	Barra seccionadora en 220kV en la SE Tarapacá	mar-16	SING
SE Polpaico	Ampliación SE Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR	abr-16	SIC
Línea Maitencillo - Cardones	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	sep-16	SIC
SE Ciruelos	Ampliación SE Ciruelos 220 kV	ene-17	SIC
Línea Cardones - Diego de Almagro	Tendido segundo circuito línea Cardones - Diego de Almagro con secc. en SE Carrera Pinto	ene-17	SIC
SE Carrera Pinto	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	ene-17	SIC
SE Alto Jahuel	Seccionamiento barras 500kV SE Alto Jahuel	feb-17	SIC
SE Ancoa	Seccionamiento barras 500 kV SE Ancoa	feb-17	SIC
SE Charrúa	Seccionamiento barras 500 kV SE Charrúa	feb-17	SIC
SE Rahue	Seccionamiento completo en SE Rahue	feb-17	SIC
Nueva Línea Encuentro - Lagunas	Nueva Línea 2 x 220 kV Encuentro - Lagunas, primer circuito	abr-17	SING
Segundo circuito Línea Encuentro - Lagunas	Tendido segundo circuito línea 2 x 220 kV Encuentro - Lagunas	abr-17	SING
SE Alto Jahuel	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	dic-17	SIC
Línea Cardones - Maitencillo	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2 x 500 kV	dic-17	SIC
Línea Maitencillo - Pan de Azúcar	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2 x 500 kV	dic-17	SIC
Nueva Línea Kapatur- Los Changos	Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre SE Los Changos y SE Kapatur	ene-18	SIC-SING
Línea Pan de Azúcar - Polpaico	Nueva Línea Pan de Azúcar-Polpaico 2 x 500 kV	ene-18	SIC
SE Nueva Cardones	Banco Autotransformadores 500/220 kV	ene-18	SIC
SE Nueva Maitencillo	Banco Autotransformadores 500/220 kV	ene-18	SIC
SE Nueva Pan de Azúcar	Banco Autotransformadores 500/220 kV	ene-18	SIC
Línea Charrúa - Ancoa	Línea Charrúa - Ancoa - 2x 500 kV: primer circuito	feb-18	SIC
Nueva SE Diego de Almagro	Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro	abr-18	SIC
Línea Ciruelos - Pichirropulli	Nueva Línea 2x 220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	may-18	SIC
Línea Ciruelos - Pichirropulli	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	may-18	SIC
Línea Alto Melipilla - Rapel	Nueva Línea 1x 220 kV A. Melipilla – Rapel	oct-18	SIC
Línea Lo Aguirre – Alto Melipilla	Nueva Línea 2x 220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla	oct-18	SIC
Nueva SE Crucero Encuentro	Nueva SE Crucero Encuentro	nov-18	SING
SE Nueva Charrúa	Secc. líneas 2x500 kV Charrúa–Ancoa y Nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa	nov-18	SIC
Línea Lo Aguirre - Cerro Navia	Nueva Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	dic-18	SIC
SE Nueva Diego de Almagro, SE Cumbres	Nueva línea 2x220 kV entre SE Nueva Diego de Almagro - Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	oct-19	SIC
SE Encuentro, SE Los Changos	Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre SE Los Changos y SE Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en SE Los Changos	oct-20	SING
Línea Pichirropulli – Puerto Montt	Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	mar-21	SIC

2.9. Proyectos en estudio

La Comisión efectúa un catastro de proyectos de generación que se encuentran actualmente en estudio, en diferentes etapas de desarrollo, en base a información entregada por los propios desarrolladores, como también en base a información disponible de carácter público de diferentes instituciones. Dichos proyectos forman un conjunto de posibles candidatos a ser incorporados como parte de la planificación de la expansión óptima del sistema, y permiten identificar potenciales de generación efectivos considerados por eventuales inversionistas privados, de diferentes alternativas tecnológicas en las distintas zonas del país.

En base a la información de potenciales energéticos y proyectos en estudio, se incorporan en el plan de obras indicativo dentro del horizonte de simulación, centrales genéricas, con fechas estimadas de puesta en servicio que permiten cumplir el objetivo de minimizar los costos totales de abastecimiento del sistema en los términos establecidos en el punto 2.4. y dar cumplimiento a la Ley ERNC según el punto 2.7. El detalle de estos proyectos se puede encontrar en el capítulo Anexos.

2.10. Tasa de actualización

La tasa de actualización a considerar en el costo de desarrollo de las diferentes tecnologías y para cada uno de los escenarios es del 10%, en consistencia con lo indicado en el artículo 35 del Reglamento de Precio de Nudo.

3. Expansión del parque generador

En virtud del análisis de la información y los antecedentes disponibles por parte de la Comisión, se ha considerado la elaboración de seis escenarios de expansión del parque generador para el horizonte 2015-2030. Estos se basan en diferentes supuestos, en vista del análisis del comportamiento esperado del mercado energético en términos de precios esperados de combustibles, costos de inversión de cada tecnología de generación y previsión de demanda eléctrica. De los dos primeros conceptos, se acompaña un informe donde se detallan los principales antecedentes y la información con la cual se elaboraron los referidos informes y sus conclusiones. Respecto de la previsión de demanda, en el punto 3.4 del presente capítulo se presentan los supuestos, metodologías y antecedentes con los cuales fue elaborada.

Las características principales de los puntos señalados son las siguientes:

3.1. Costos de inversión por tecnología

Los costos de inversión por tecnología, utilizados para la elaboración de las potenciales unidades del plan indicativo de obras de generación en cada escenario son los que se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5: Costos de inversión por tecnología por escenario de expansión del parque generador

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Carbón	3.000 – 3.400
GNL-CC	1.300
Eólica	2.300
Fotovoltaica	1.900 – 2.100
Hidroeléctrica de Pasada (> 20 MW)	3.400
Hidroeléctrica de Pasada (< 20 MW)	3.200
Biomasa (Desechos Forestales)	2.700

3.2. Precios de combustibles

Para los diferentes combustibles; carbón, GNL y diésel, se utilizan las proyecciones de precios que se muestran en las tablas a continuación para el horizonte de simulación. Los detalles respecto a la elaboración de estas proyecciones se encuentran contenidos en el Informe de precios de Combustibles.

Tabla 6: Proyección precios del carbón eq7000

Año	Precio [USD/ton]
2015	90.33
2016	91.31
2017	93.10
2018	93.70
2019	94.51
2020	95.44
2021	96.32
2022	96.88
2023	97.39
2024	97.75
2025	98.38
2026	98.92
2027	99.41
2028	99.59
2029	100.27
2030	100.88

Tabla 7: Proyección precio del GNL

Año	Precio [USD/MMBtu]
2015	7.24
2016	9.26
2017	9.95
2018	9.37
2019	9.86
2020	10.25
2021	10.41
2022	10.49
2023	10.68

Año	Precio [USD/MMBtu]
2024	10.80
2025	10.93
2026	11.17
2027	11.17
2028	11.17
2029	11.22
2030	11.20

Tabla 8: Proyección precio del diésel¹

Año	Precio [USD/BBL]
2015	56.96
2016	72.77
2017	78.18
2018	78.07
2019	79.55
2020	81.03
2021	83.24
2022	85.64
2023	88.15
2024	90.73
2025	93.31
2026	96.11
2027	99.00
2028	101.97
2029	105.03
2030	108.18

3.3. Disponibilidad del GNL

Respecto de la disponibilidad de GNL, se ha supuesto que las empresas tienen posibilidad de suscribir contratos de suministro de gas en el mediano plazo, mientras que en el largo plazo se asume, para ciertos escenarios, la posibilidad de ampliar la capacidad de regasificación de los terminales actualmente existentes o la posibilidad de acceder a nuevos terminales. También, en algunos escenarios se ha considerado la opción de cerrar los ciclos abiertos actualmente en operación. La disponibilidad supuesta en el largo plazo se detalla en cada uno de los escenarios.

3.4. Previsión de demanda

En virtud del artículo 40 del Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, la Comisión Nacional de Energía podrá establecer para el Programa de Obras de Generación y Transmisión diferentes escenarios del comportamiento futuro de la demanda. Dado lo anterior es que se definen dos escenarios posibles: Escenario Base y Escenario Alto, cuyos antecedentes y metodologías serán explicadas en este subcapítulo según el tipo de cliente.

¹ La modulación de precios se realizó a través del coeficiente Brent

3.4.1. Clientes Regulados

La previsión de demanda tanto para el escenario base como el alto consideran la metodología, criterios y resultados de los consumos futuros de clientes regulados de las publicaciones “Estudio de Previsión de Demanda 2015-2030 SIC-SING” e “Informe de Licitaciones de Suministro Eléctrico”, ambos publicados en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía en abril 2015. Dichos informes presentan exactamente los mismos contenidos respecto a la previsión de demanda de clientes regulados, y adicionalmente el segundo documento mencionado no tuvo discrepancias por parte de las personas o instituciones interesadas, según lo establece la normativa vigente.

3.4.2. Clientes Libres

Para la previsión de demanda de clientes libres la CNE mediante las cartas CNE N°346, 347, 348 y 349, de fecha 15 de junio de 2015, se solicitó a las empresas distribuidoras y generadoras del SIC y SING, la proyección de consumos de sus clientes no sujetos a regulación de precios del año 2015 hasta el año 2035 lo que constituyó la base para efectuar previsiones de consumos de clientes libres para las diferentes barras del sistema. Asimismo, el 15 de junio de 2015 se les solicitó a los Centros de Despacho Económico de Carga del SIC y SING, mediante Cartas CNE N°344 y 345 respectivamente, una proyección de consumos para el mismo periodo, lo que complementó la base efectuada a partir de la información proporcionada por empresas suministradoras.

Adicionalmente, la CNE utilizó para este proceso los estudios “Inversión en la minería chilena-Cartera de proyectos 2014-2025” y “Proyección del consumo de electricidad en la minería del cobre 2014-2023”, publicados por la Comisión Chilena del Cobre. Dichos estudios en un horizonte de 10 años proyectan consumos de electricidad de la minería del cobre en base a cartera de proyectos vigentes, operaciones mineras actuales y estimación de producción futura de acuerdo a la condición y estado actual de dichos proyectos presentes en la cartera de proyectos. Como producto del segundo informe se entregan tres proyecciones de demanda: “Mínimo Esperado”, “Consumo Esperado” y “Consumo Máximo” de las cuales en conjunto con los antecedentes descritos en el párrafo anterior, se definirán los escenarios de previsión de demanda utilizados para el Programa de Obras de Generación y Transmisión.²

El Escenario Base considera el “Consumo Esperado” para la minería del cobre y para la minería cuyo producto principal no sea cobre, se consideraran los proyectos en condición de “Base” y “Probable” según las categorías del estudio “Inversión en la minería chilena-Cartera de proyectos 2014-2025”. El Escenario Alto considera el “Consumo Máximo” para la minería del cobre y para la minería cuyo producto principal no sea cobre, se consideraran los proyectos en condición de “Posible” según las mismas categorías del estudio previamente mencionado. Para ambos

² Inversión en la minería chilena-Cartera de proyectos

http://www.cochilco.cl/descargas/estudios/tematico/inversion/Inversion_en_la_mineria_chilena-Cartera_de_proyectos.pdf

Proyección del consumo de electricidad en la minería del cobre

http://www.cochilco.cl/descargas/estudios/informes/energia/proyeccion_consumo_electricidad_2014-2015.pdf

escenarios el desarrollo de los otros sectores industriales nacionales es equivalente para efectos de la previsión de demanda.

3.4.3. Proyecciones

La proyección de demanda y el correspondiente requerimiento de energía proveniente de fuentes ERNC para dar cumplimiento a la Ley 20.257 se muestra en las tablas siguientes por Sistema Interconectado para los diferentes escenarios de demanda.

Tabla 9: Previsión de demanda base, SIC

Año	Ventas físicas [GWh] - demanda baja					Tasa de crecimiento anual %		
	Regulado	Libre	Total	Lev ERNC	ERNC	Regulado	Libre	Total
2015	32,275	17,636	49,911	2,109	4.22%	-	-	-
2016	33,511	18,419	51,930	2,508	4.83%	3.83%	4.44%	4.05%
2017	34,867	19,267	54,134	2,953	5.45%	4.05%	4.60%	4.24%
2018	36,281	20,482	56,763	3,444	6.07%	4.06%	6.31%	4.86%
2019	37,740	21,572	59,312	4,086	6.89%	4.02%	5.32%	4.49%
2020	39,237	22,830	62,067	5,087	8.20%	3.97%	5.83%	4.64%
2021	40,761	24,043	64,804	6,164	9.51%	3.88%	5.31%	4.41%
2022	42,267	25,112	67,379	7,453	11.06%	3.70%	4.45%	3.97%
2023	43,773	26,244	70,016	8,768	12.52%	3.56%	4.51%	3.91%
2024	45,326	27,226	72,552	10,358	14.28%	3.55%	3.74%	3.62%
2025	46,929	28,158	75,086	12,201	16.25%	3.54%	3.42%	3.49%
2026	48,587	29,100	77,688	12,848	16.54%	3.53%	3.35%	3.46%
2027	50,304	30,060	80,364	13,633	16.96%	3.53%	3.30%	3.45%
2028	52,082	31,046	83,128	14,232	17.12%	3.53%	3.28%	3.44%
2029	53,923	32,056	85,979	14,723	17.12%	3.54%	3.25%	3.43%
2030	55,830	33,089	88,919	15,239	17.14%	3.54%	3.22%	3.42%

Tabla 10: Previsión de demanda alta, SIC

Año	Ventas físicas [GWh] - demanda alta					Tasa de crecimiento anual %		
	Regulado	Libre	Total	Ley ERNC	ERNC	Regulado	Libre	Total
2015	32,275	17,636	49,911	2,109	4.22%	-	-	-
2016	33,511	18,419	51,930	2,508	4.83%	3.83%	4.44%	4.05%
2017	34,867	19,683	54,550	2,976	5.45%	4.05%	6.86%	5.04%
2018	36,281	22,511	58,792	3,567	6.07%	4.06%	14.37%	7.78%
2019	37,740	25,639	63,379	4,366	6.89%	4.02%	13.89%	7.80%
2020	39,237	27,082	66,319	5,435	8.20%	3.97%	5.63%	4.64%
2021	40,761	28,368	69,128	6,575	9.51%	3.88%	4.75%	4.24%
2022	42,267	30,224	72,491	8,019	11.06%	3.70%	6.54%	4.86%
2023	43,773	30,907	74,680	9,352	12.52%	3.56%	2.26%	3.02%
2024	45,326	32,134	77,459	11,058	14.28%	3.55%	3.97%	3.72%
2025	46,929	32,994	79,923	12,987	16.25%	3.54%	2.68%	3.18%
2026	48,587	34,115	82,703	13,677	16.54%	3.53%	3.40%	3.48%
2027	50,304	35,255	85,559	14,514	16.96%	3.53%	3.34%	3.45%
2028	52,082	36,422	88,504	15,152	17.12%	3.53%	3.31%	3.44%
2029	53,923	37,612	91,536	15,675	17.12%	3.54%	3.27%	3.43%
2030	55,830	38,828	94,659	16,223	17.14%	3.54%	3.23%	3.41%

Figura 2: Demanda total SIC por escenario

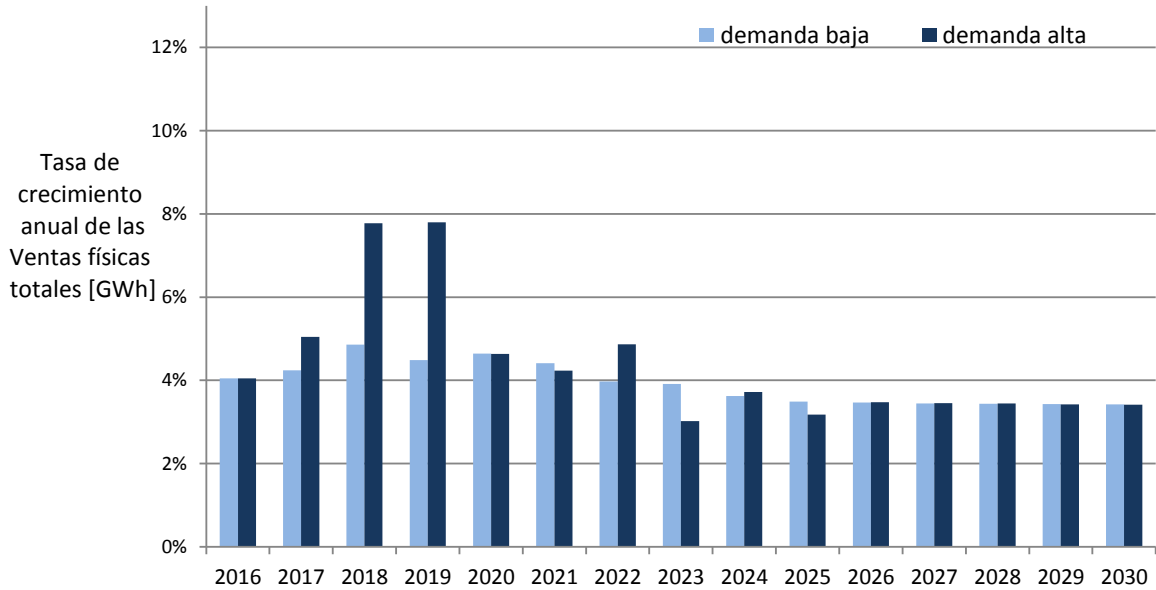


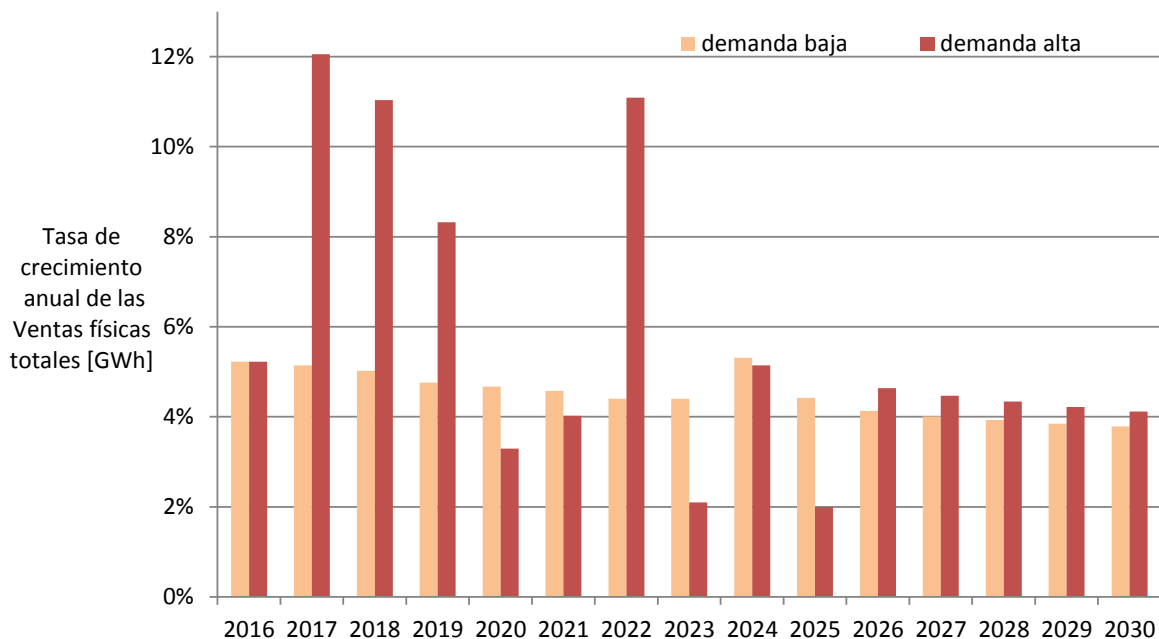
Tabla 11: Previsión de demanda base, SING

Año	Ventas físicas [GWh] - demanda baja				Tasa de crecimiento anual %			
	Regulado	Libre	Total	Lev ERNC	ERNC	Regulado	Libre	Total
2015	1,872	14,900	16,773	600	3.58%	-	-	-
2016	1,944	15,705	17,649	696	3.94%	3.85%	5.40%	5.23%
2017	2,020	16,537	18,556	796	4.29%	3.87%	5.30%	5.14%
2018	2,097	17,392	19,488	895	4.59%	3.82%	5.17%	5.02%
2019	2,176	18,241	20,416	1,023	5.01%	3.76%	4.88%	4.76%
2020	2,256	19,114	21,370	1,158	5.42%	3.70%	4.79%	4.67%
2021	2,338	20,010	22,349	1,296	5.80%	3.64%	4.69%	4.58%
2022	2,419	20,913	23,333	1,429	6.12%	3.47%	4.51%	4.40%
2023	2,506	21,854	24,360	1,575	6.47%	3.56%	4.50%	4.40%
2024	2,595	23,059	25,654	1,750	6.82%	3.55%	5.51%	5.31%
2025	2,686	24,101	26,787	1,837	6.86%	3.53%	4.52%	4.42%
2026	2,781	25,113	27,894	1,875	6.72%	3.53%	4.20%	4.13%
2027	2,879	26,132	29,012	1,934	6.67%	3.53%	4.06%	4.01%
2028	2,981	27,171	30,152	2,008	6.66%	3.53%	3.97%	3.93%
2029	3,086	28,227	31,313	2,084	6.65%	3.53%	3.88%	3.85%
2030	3,196	29,304	32,499	2,161	6.65%	3.53%	3.82%	3.79%

Tabla 12: Previsión de demanda alta, SING

Año	Ventas físicas [GWh] - demanda alta				Tasa de crecimiento anual %			
	Regulado	Libre	Total	Ley ERNC	ERNC	Regulado	Libre	Total
2015	1,872	14,900	16,773	600	3.58%	-	-	-
2016	1,944	15,705	17,649	696	3.94%	3.85%	5.40%	5.23%
2017	2,020	17,757	19,776	849	4.29%	3.87%	13.07%	12.05%
2018	2,097	19,862	21,958	1,009	4.59%	3.82%	11.85%	11.03%
2019	2,176	21,611	23,786	1,192	5.01%	3.76%	8.81%	8.32%
2020	2,256	22,314	24,570	1,331	5.42%	3.70%	3.26%	3.30%
2021	2,338	23,220	25,559	1,482	5.80%	3.64%	4.06%	4.02%
2022	2,419	25,973	28,393	1,739	6.12%	3.47%	11.86%	11.09%
2023	2,506	26,484	28,990	1,875	6.47%	3.56%	1.97%	2.10%
2024	2,595	27,885	30,480	2,080	6.82%	3.55%	5.29%	5.14%
2025	2,686	28,403	31,089	2,133	6.86%	3.53%	1.86%	2.00%
2026	2,781	29,750	32,531	2,186	6.72%	3.53%	4.74%	4.64%
2027	2,879	31,105	33,984	2,266	6.67%	3.53%	4.55%	4.47%
2028	2,981	32,478	35,460	2,362	6.66%	3.53%	4.42%	4.34%
2029	3,086	33,869	36,956	2,459	6.65%	3.53%	4.28%	4.22%
2030	3,196	35,281	38,477	2,558	6.65%	3.53%	4.17%	4.12%

Figura 3: Demanda total SING por escenario



3.5. Escenarios de expansión del parque generador

En virtud de los antecedentes señalados precedentemente, se ha considerado utilizar una combinación de distintos costos de inversión posibles para las tecnologías de generación y dos escenarios de demanda, dando como resultado seis posibles escenarios de planes de expansión. Estos escenarios son los siguientes.

Tabla 13: Costos de inversión por tecnología por escenario de expansión del parque generador

Tecnología	Costo de Inversión [USD/kW]					
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6
Carbón	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Alto	Alto
GNL - CC	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
ERNC	Bajo	Bajo	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar

Donde los escenarios 1, 3 y 5 corresponden a demanda base, y los escenarios 2, 4 y 6 a demanda alta. Las características de cada escenario son las siguientes:

3.5.1. Escenarios 1 y 2

En este escenario se considera una expansión del parque generador en base a un considerable ingreso de energías renovables no convencionales, principalmente solar fotovoltaica, tomando como supuesto valores bajos respecto de sus costos de inversión. Por otra parte, se considera que centrales en base a carbón tienen un costo estándar de acuerdo a lo actualmente observado en el mercado, y que se desarrollarán aportando energía base al sistema, mientras que el aporte del GNL se considera para las centrales existentes a partir de diferentes años de acuerdo a los requerimientos del sistema.

3.5.2. Escenarios 3 y 4

En este escenario se consideran costos de inversión estándar para las tecnologías ERNC, carbón y gas natural, lo que resulta en una expansión del parque generador con la incorporación a la matriz de centrales en base a carbón y la utilización de los ciclos combinados en base a gas natural actualmente existentes en la matriz, incorporando además tecnología ERNC que permita verificar en todo momento el cumplimiento de la obligación a la que hace referencia la ley 20.257. Sin perjuicio de lo anterior, y en vista de la gran cantidad de proyectos de ERNC que actualmente se encuentran en distintas etapas de desarrollo y estudio, además de los valores de inversión considerados, la generación mediante este tipo de medios supera la mínima necesaria para el cumplimiento de la obligación de generación proveniente de energías renovables no convencionales.

3.5.3. Escenarios 5 y 6

En este escenario se consideran costos de inversión estándar para las tecnologías ERNC y gas natural, y el supuesto de un costo de inversión alto para las centrales en base a carbón. Esto implica una expansión del parque generador en base al cierre de los ciclos abiertos de gas natural, y la incorporación a la matriz de centrales en base a esta tecnología, además de la utilización de los ciclos combinados actualmente existentes en ambos sistemas interconectados; lo anterior bajo el supuesto del desarrollo de nueva capacidad de regasificación. Se considera además la

incorporación de tecnología ERNC que permita verificar en todo momento el cumplimiento de la obligación a la que hace referencia la ley 20.257. Al igual que en el escenario anterior y bajo los mismos criterios ahí señalados, la generación mediante este tipo de medios supera la mínima necesaria para el cumplimiento de la obligación legal referida.

4. Resultados

4.1. Escenario 1

Como se señaló en el capítulo anterior, la expansión del parque generador se supuso considerando valores de inversión bajos para las tecnologías renovables no convencionales, principalmente solar fotovoltaica y eólica, además de considerar el posible desarrollo de proyectos hidráulicos de pasada de menor escala. Además, se asumió que los valores de inversión para las centrales en base a carbón corresponden a los estándares, en virtud de los antecedentes indicados en el Informe de Costos de Inversión por Tecnología. Mismo criterio se utilizó para las alternativas de gas natural. Este escenario tuvo a la vista una proyección de demanda alta.

La expansión considerada implicó un considerable ingreso de centrales ERNC, con el aporte de centrales en base a carbón que aportan energía firme al sistema. Además de lo anterior, se estima que centrales existentes en base a gas natural podrían tener disponibilidad de ese insumo en el largo plazo. A partir de ese análisis, se obtienen los siguientes resultados.

4.1.1. Potencia por tecnología

En la Tabla 14 se presenta un resumen con la potencia del Plan de Obras Indicativo en el horizonte de simulación y en la Figura 4.

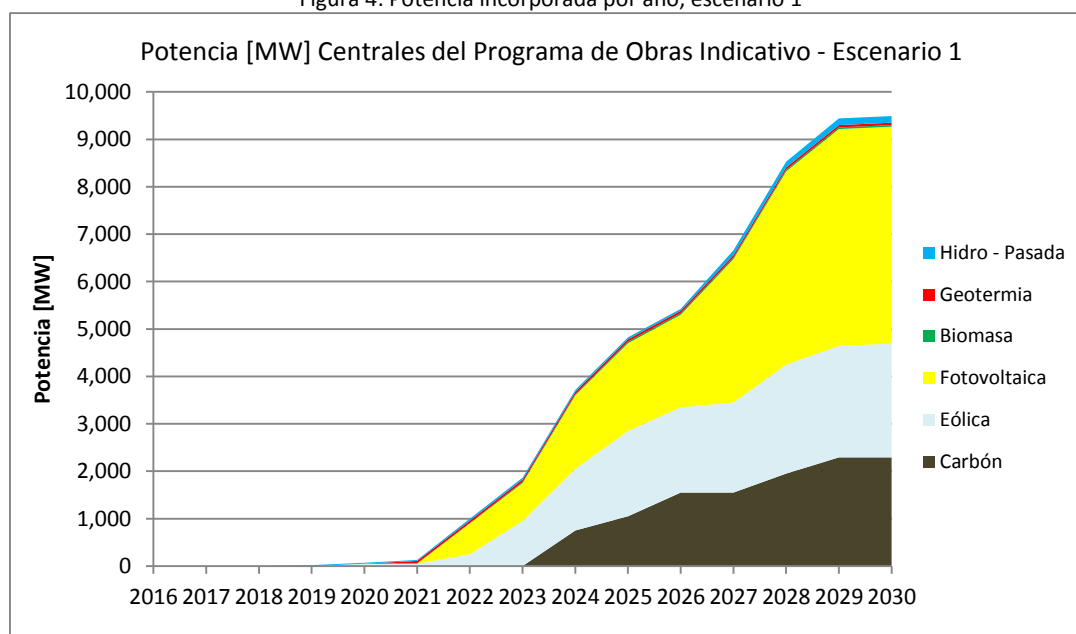
Tabla 14: Resumen Plan de Obras Indicativo, escenario 1

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha puesta en servicio	Punto de Conexión	Sistema
Hidroeléctrica VII Región 02	20	Hidro - Pasada	oct-19	Ancoa 220	SIC
Eólica IV Región 01	50	Eólica	ene-20	Punta Colorada 220	SIC
Geotérmica Irruputunco	50	Geotermia	jun-21	Collahuasi 220	SING
Central Des.For. VIII Región 01	9	Biomasa	jul-21	Arauco 066	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	20	Hidro - Pasada	ene-22	Ancoa 220	SIC
Eólica IV Región 02	50	Eólica	ene-22	Punta Colorada 220	SIC
Eólica Charrúa 02	100	Eólica	ene-22	Nueva Charrúa 220	SIC
Solar Punta Colorada 01	200	Fotovoltaica	ene-22	Pan de Azúcar 220	SIC
Solar Diego de Almagro 01	300	Fotovoltaica	feb-22	Diego de Almagro 220	SIC
Solar SING I	150	Fotovoltaica	mar-22	Laberinto 220	SING
Eólica Concepción 04	50	Eólica	jul-22	Concepción 220	SIC
EÓLICO SING I	200	Eólica	ene-23	Laberinto 220	SING
Solar SING IV	150	Fotovoltaica	ene-23	Lagunas 220	SING
EÓLICO SING IV	200	Eólica	ene-23	Encuentro 220	SING
Central Des.For. VII Región 01	15	Biomasa	ene-23	Itahue 154	SIC
EÓLICO SING V	300	Eólica	jul-23	Laberinto 220	SING
Solar SING II	150	Fotovoltaica	ene-24	Lagunas 220	SING
Solar Cardones 02	100	Fotovoltaica	ene-24	Cardones 220	SIC
Eólica Chiloé 01	100	Eólica	ene-24	Puerto Montt 220	SIC
Carbón VIII Región 01	400	Carbón	mar-24	Charrúa 500	SIC
Solar Diego de Almagro 02	100	Fotovoltaica	mar-24	Diego de Almagro 220	SIC

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha puesta en servicio	Punto de Conexión	Sistema
Solar Carrera Pinto 03	200	Fotovoltaica	mar-24	Carrera Pinto 220	SIC
Solar Ovalle 01	100	Fotovoltaica	mar-24	Ovalle 110	SIC
MEJILLONES I	350	Carbón	jun-24	Chacaya 220	SING
EÓLICO SING II	200	Eólica	sep-24	Lagunas 220	SING
Eólica IV Región 09	50	Eólica	dic-24	Punta Colorada 220	SIC
Solar Cardones 03	100	Fotovoltaica	dic-24	Cardones 220	SIC
Eólica Concepción 01	50	Eólica	ene-25	Concepción 220	SIC
Central Des.For. VII Región 02	10	Biomasa	ene-25	Itahue 154	SIC
Solar Carrera Pinto 01	100	Fotovoltaica	ene-25	Carrera Pinto 220	SIC
Eólica Chiloé 03	100	Eólica	ene-25	Puerto Montt 220	SIC
Eólica Charrúa 03	250	Eólica	feb-25	Nueva Charrúa 220	SIC
Solar Pan de Azúcar 01	200	Fotovoltaica	feb-25	Pan de Azúcar 220	SIC
Eólica Chiloé 02	100	Eólica	jul-25	Puerto Montt 220	SIC
Carbón Maitencillo 02	300	Carbón	dic-25	Maitencillo 220	SIC
TARAPACÁ I	300	Carbón	ene-26	Tarapacá 220	SING
Solar Carrera Pinto 02	100	Fotovoltaica	mar-26	Carrera Pinto 220	SIC
MEJILLONES III	200	Carbón	dic-26	Chacaya 220	SING
Grupo MH X Región 01	60	Hidro - Pasada	ene-27	Puerto Montt 500	SIC
Solar Diego de Almagro 03	100	Fotovoltaica	ene-27	Diego de Almagro 220	SIC
Eólica Charrúa 01	100	Eólica	ene-27	Nueva Charrúa 220	SIC
Solar Diego de Almagro 05	250	Fotovoltaica	feb-27	Diego de Almagro 220	SIC
Solar SING V	75	Fotovoltaica	mar-27	Arica 066	SING
Solar SING III	200	Fotovoltaica	jul-27	Encuentro 220	SING
Solar Polpaico 01	250	Fotovoltaica	dic-27	Polpaico 220	SIC
Solar Polpaico 03	200	Fotovoltaica	dic-27	Polpaico 220	SIC
Solar Carrera Pinto 04	300	Fotovoltaica	feb-28	Carrera Pinto 220	SIC
Eólica Charrúa 04	100	Eólica	feb-28	Nueva Charrúa 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Hidro - Pasada	mar-28	Charrúa 220	SIC
Solar Ovalle 02	100	Fotovoltaica	mar-28	Ovalle 110	SIC
Solar Polpaico 02	200	Fotovoltaica	mar-28	Polpaico 220	SIC
Solar Punta Colorada 02	200	Fotovoltaica	mar-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Solar Pan de Azúcar 02	250	Fotovoltaica	mar-28	Pan de Azúcar 220	SIC
EÓLICO SING III	300	Eólica	jul-28	Encuentro 220	SING
Carbón Pan de Azúcar 03	400	Carbón	dic-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Hidro - Pasada	ene-29	Charrúa 220	SIC
Solar Ovalle 03	100	Fotovoltaica	ene-29	Ovalle 110	SIC
Eólica Concepción 03	50	Eólica	mar-29	Concepción 220	SIC
Carbón Cardones 01	342	Carbón	oct-29	Cardones 220	SIC
Solar Diego de Almagro 06	300	Fotovoltaica	nov-29	Diego de Almagro 220	SIC
Solar Carrera Pinto 05	100	Fotovoltaica	nov-29	Carrera Pinto 220	SIC
Eólica Concepción 02	50	Eólica	ene-30	Concepción 220	SIC

Al igual que en el caso anterior, esta expansión considera la incorporación de centrales de mayor tamaño a partir de 2022, y de una central en base a carbón recién a partir del año 2024. En términos de potencia incorporada al sistema, la mayor cantidad corresponde a la tecnología solar fotovoltaica. Esto tiene su explicación en los supuestos indicados en el primer punto de este capítulo, sumado a la gran disponibilidad del recurso solar presente en el país. Este escenario tiene un correlato con lo observado por esta Comisión respecto a las características de los proyectos informados a la fecha por los desarrolladores, tanto en estudio como en construcción.

Figura 4: Potencia incorporada por año, escenario 1



Como se observa, esta expansión considera la incorporación de centrales de mayor tamaño a partir de 2022, y de una central en base a carbón recién a partir del año 2024. En términos de potencia incorporada al sistema, la mayor cantidad corresponde a la tecnología solar fotovoltaica. Esto tiene su explicación en los supuestos indicados en el primer punto de este capítulo, sumado a la gran disponibilidad del recurso solar presente en el país. Este escenario tiene un correlato con lo observado por esta Comisión respecto a las características de los proyectos informados a la fecha por los desarrolladores, tanto en estudio como en construcción.

4.1.2. Energía por tecnología

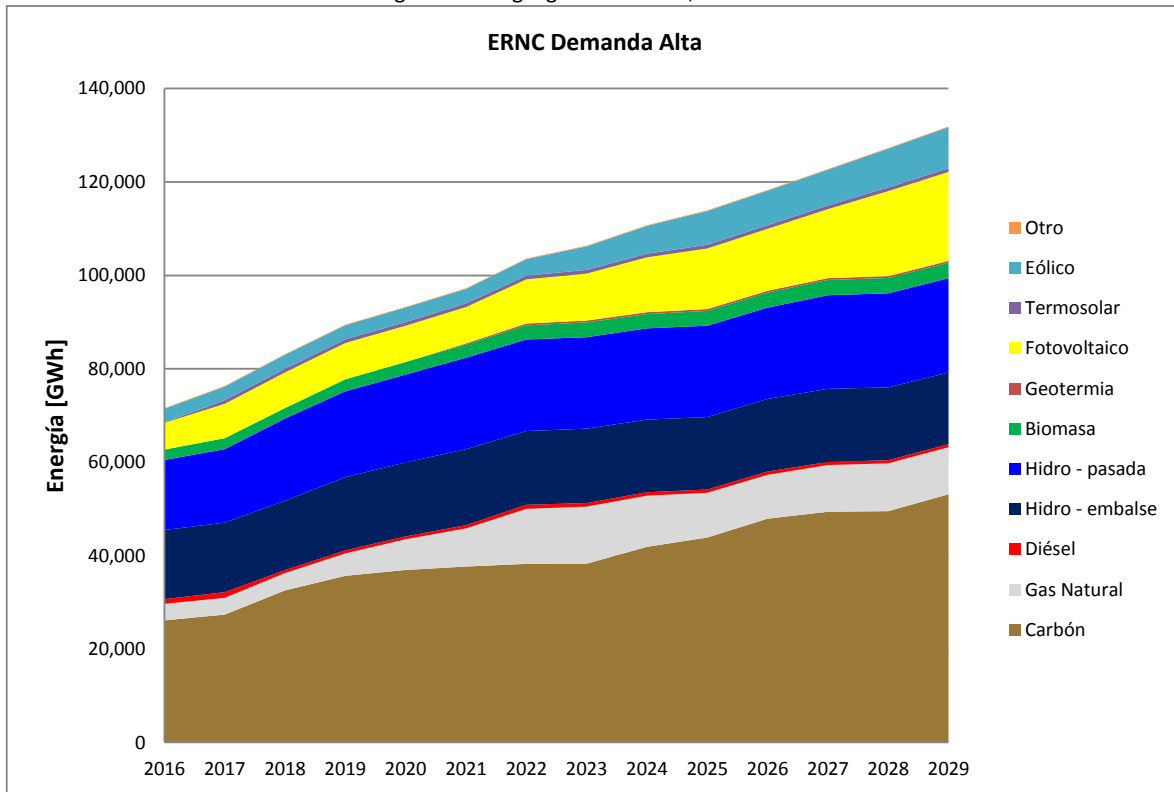
En términos de energía, este escenario aumenta considerablemente la presencia de ERNC en el sistema respecto de los años iniciales del análisis. Esto se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 15: Energía generada total, escenario 1

Año	Energía en [GWh], escenario 1										
	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2016	26,142	3,546	1,002	14,799	14,998	2,223	0	5,727	71	2,931	145.634
2017	27,385	3,591	1,216	14,877	15,733	2,350	0	7,355	796	2,892	145.634
2018	32,568	3,702	636	14,852	17,605	2,242	0	7,632	796	2,966	145.634
2019	35,680	4,805	657	15,669	18,396	2,555	0	7,769	796	2,998	145.634
2020	36,938	6,580	603	15,847	18,791	2,706	0	7,769	796	3,093	145.634
2021	37,666	8,175	686	16,263	19,581	2,826	246	7,769	796	3,092	145.634
2022	38,239	11,780	863	15,791	19,605	3,028	401	9,444	796	3,522	145.634
2023	38,275	12,231	765	15,922	19,572	3,167	401	10,054	796	5,031	145.634
2024	41,889	10,951	736	15,551	19,535	3,063	401	11,738	796	5,932	145.634
2025	43,879	9,585	693	15,517	19,554	3,161	401	12,974	796	7,230	145.634
2026	47,918	9,389	704	15,534	19,545	3,224	401	13,253	796	7,371	145.634

Energía en [GWh], escenario 1											
Año	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2027	49,391	10,012	653	15,658	20,040	3,264	401	14,765	796	7,636	145.634
2028	49,523	10,252	666	15,586	20,130	3,299	401	18,181	796	8,289	145.634
2029	53,138	10,072	653	15,338	20,195	3,309	401	19,052	796	8,786	145.634
2030	55,556	11,321	732	15,382	20,208	3,386	401	19,843	796	8,933	145.634

Figura 5: Energía generada total, escenario 1



En términos del porcentaje de energías renovables no convencionales, al año 2025 se alcanzaría un 23,22%, por sobre la obligación establecida en la ley 20.257 y su modificación a través de la ley 20.698.

Tabla 16: Cumplimiento ERNC, escenario 1

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2015	4.08%	13.44%
2016	4.63%	17.36%
2017	5.19%	19.66%
2018	5.73%	18.39%
2019	6.46%	17.63%
2020	7.56%	17.27%
2021	8.65%	16.94%

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2022	9.91%	18.39%
2023	11.09%	20.04%
2024	12.49%	21.51%
2025	13.97%	23.22%
2026	14.12%	22.76%
2027	14.40%	23.80%
2028	14.48%	26.24%
2029	14.47%	26.44%
2030	14.47%	26.24%

4.1.3. Costos Marginales

A continuación se presentan los costos marginales en la barra Quillota 220 kV para tres diferentes hidrologías y luego el costo marginal promedio de las barras troncales, del promedio de las hidrologías, en el horizonte de planificación.

Figura 6: Costo Marginal por hidrología en barra Quillota 220 kV, escenario 1

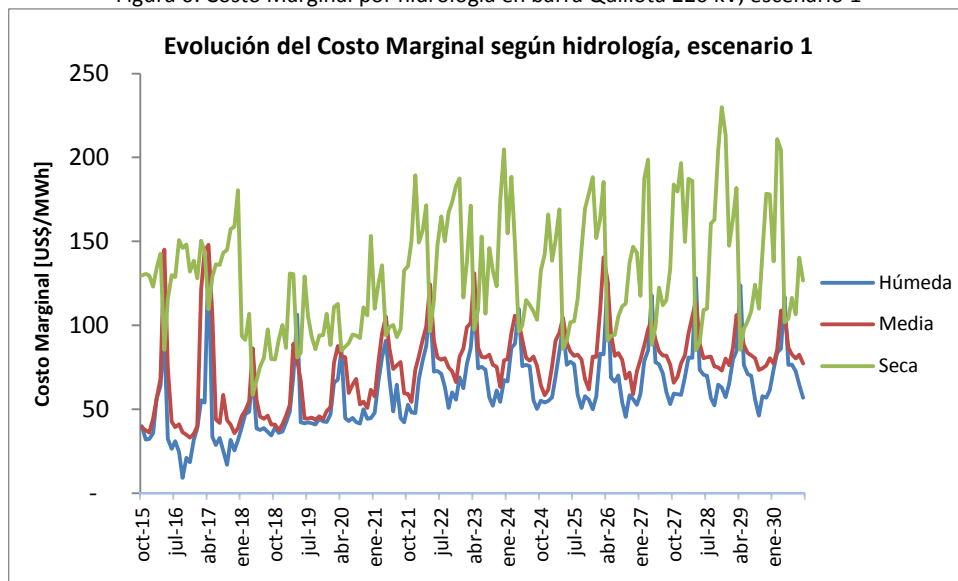
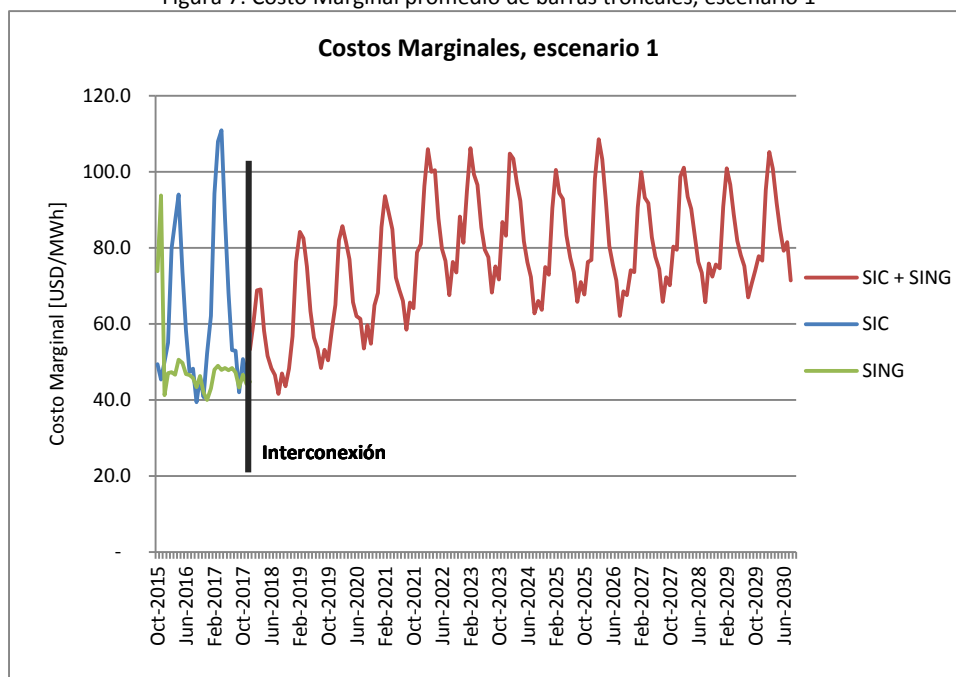


Figura 7: Costo Marginal promedio de barras troncales, escenario 1



Como se puede observar, una vez materializada la interconexión entre SIC y SING, el costo marginal promedio en las barras troncales tiende a asumir la característica hidrológica del SIC en términos de la estacionalidad del comportamiento de los niveles de precio. Éste, en términos promedio, tiende a estabilizarse en torno a los 83 [USD/MWh]. Este valor corresponde a un promedio de las hidrologías consideradas en las barras troncales.

4.2. Escenario 2

Al igual que en el caso anterior, la expansión del parque generador se supuso considerando valores de inversión bajos para las tecnologías renovables no convencionales, principalmente solar fotovoltaica y eólica, además de considerar el posible desarrollo de proyectos hidráulicos de pasada de menor escala. Además, se asumió que los valores de inversión para las centrales en base a carbón corresponden a los estándares, en virtud de los antecedentes indicados en el Informe de Costos de Inversión por Tecnología. Mismo criterio se utilizó para las alternativas de gas natural. Este escenario tuvo a la vista una proyección de demanda base.

De la misma forma que en el escenario 1, la expansión considerada implicó un considerable ingreso de centrales ERNC, con el aporte de centrales en base a carbón que aportan energía firme al sistema, aunque con un menor requerimiento en términos de potencia para la suficiencia del sistema. Al igual que en el escenario 1, se estima que centrales existentes en base a gas natural podrían tener disponibilidad de ese insumo en el largo plazo. A partir de ese análisis, se obtienen los siguientes resultados.

4.2.1. Potencia por tecnología

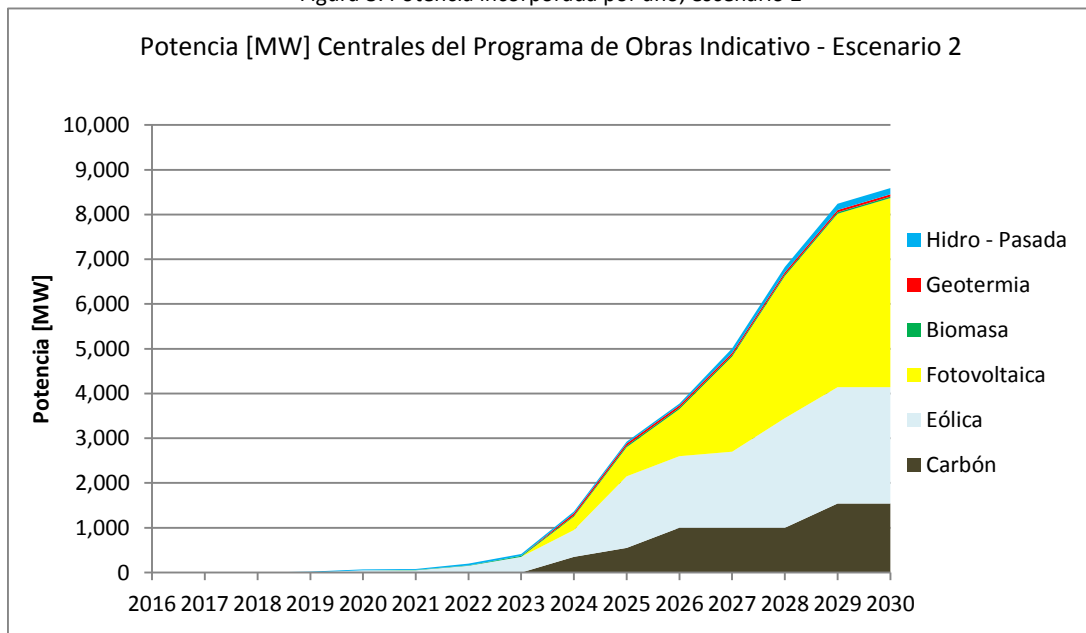
En la Tabla 17 se presenta un resumen con la potencia del Plan de Obras Indicativo en el horizonte de simulación y en la Figura 8.

Tabla 17: Resumen Plan de Obras Indicativo, escenario 2

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha puesta en servicio	Punto de Conexión	Sistema
Hidroeléctrica VII Región 02	20	Hidro - Pasada	oct-19	Ancoa 220	SIC
Eólica IV Región 01	50	Eólica	ene-20	Punta Colorada 220	SIC
Central Des.For. VIII Región 01	9	Biomasa	jul-21	Arauco 066	SIC
Eólica IV Región 02	50	Eólica	ene-22	Punta Colorada 220	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	20	Hidro - Pasada	ene-22	Ancoa 220	SIC
Eólica Concepción 04	50	Eólica	jul-22	Concepción 220	SIC
Central Des.For. VII Región 01	15	Biomasa	ene-23	Itahue 154	SIC
EÓLICO SING IV	200	Eólica	ene-23	Encuentro 220	SING
Solar SING II	150	Fotovoltaica	ene-24	Lagunas 220	SING
Solar SING IV	150	Fotovoltaica	ene-24	Lagunas 220	SING
MEJILLONES I	350	Carbón	jun-24	Chacaya 220	SING
Geotérmica Irruputunco	50	Geotermia	jun-24	Collahuasi 220	SING
EÓLICO SING II	200	Eólica	sep-24	Lagunas 220	SING
Eólica IV Región 09	50	Eólica	dic-24	Punta Colorada 220	SIC
Eólica Concepción 01	50	Eólica	ene-25	Concepción 220	SIC
Central Des.For. VII Región 02	10	Biomasa	ene-25	Itahue 154	SIC
Solar Carrera Pinto 01	100	Fotovoltaica	ene-25	Carrera Pinto 220	SIC
Solar Cardones 02	100	Fotovoltaica	ene-25	Cardones 220	SIC
Eólica Chiloé 03	100	Eólica	ene-25	Puerto Montt 220	SIC
EÓLICO SING I	200	Eólica	ene-25	Laberinto 220	SING
Eólica Charrúa 03	250	Eólica	feb-25	Nueva Charrúa 220	SIC
Solar SING I	150	Fotovoltaica	mar-25	Laberinto 220	SING
Eólica Chiloé 02	100	Eólica	jul-25	Puerto Montt 220	SIC
EÓLICO SING V	300	Eólica	jul-25	Laberinto 220	SING
Carbón Maitencillo 02	200	Carbón	dic-25	Maitencillo 220	SIC
TARAPACÁ I	250	Carbón	ene-26	Tarapacá 220	SING
Solar Carrera Pinto 02	100	Fotovoltaica	mar-26	Carrera Pinto 220	SIC
Solar Carrera Pinto 03	200	Fotovoltaica	mar-26	Carrera Pinto 220	SIC
Solar Cardones 03	100	Fotovoltaica	dic-26	Cardones 220	SIC
MEJILLONES III	200	Carbón	dic-26	Chacaya 220	SING
Solar Diego de Almagro 03	100	Fotovoltaica	ene-27	Diego de Almagro 220	SIC
Eólica Charrúa 01	100	Eólica	ene-27	Nueva Charrúa 220	SIC
Grupo MH X Región 01	60	Hidro - Pasada	ene-27	Puerto Montt 500	SIC
Solar Diego de Almagro 05	250	Fotovoltaica	feb-27	Diego de Almagro 220	SIC
Solar SING V	75	Fotovoltaica	mar-27	Arica 066	SING
Solar SING III	200	Fotovoltaica	jul-27	Encuentro 220	SING
Solar Polpaico 01	250	Fotovoltaica	dic-27	Polpaico 220	SIC
Solar Polpaico 03	200	Fotovoltaica	dic-27	Polpaico 220	SIC
Eólica Chiloé 01	100	Eólica	ene-28	Puerto Montt 220	SIC
Eólica Concepción 02	50	Eólica	feb-28	Concepción 220	SIC
Solar Carrera Pinto 04	300	Fotovoltaica	feb-28	Carrera Pinto 220	SIC
Eólica Charrúa 04	100	Eólica	feb-28	Nueva Charrúa 220	SIC
Solar Ovalle 02	100	Fotovoltaica	mar-28	Ovalle 110	SIC
Solar Polpaico 02	200	Fotovoltaica	mar-28	Polpaico 220	SIC
Solar Pan de Azúcar 02	250	Fotovoltaica	mar-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Hidro - Pasada	mar-28	Charrúa 220	SIC
EÓLICO SING III	300	Eólica	jul-28	Encuentro 220	SING
EÓLICO SING LAGUNAS	200	Eólica	sep-28	Lagunas 220	SING
Solar Pan de Azúcar 01	200	Fotovoltaica	dic-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Eólica Charrúa 02	100	Eólica	ene-29	Nueva Charrúa 220	SIC

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha puesta en servicio	Punto de Conexión	Sistema
Solar Ovalle 03	100	Fotovoltaica	ene-29	Ovalle 110	SIC
Solar Punta Colorada 01	200	Fotovoltaica	ene-29	Pan de Azúcar 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Hidro - Pasada	ene-29	Charrúa 220	SIC
Eólica Concepción 03	50	Eólica	mar-29	Concepción 220	SIC
Carbón Cardones 01	342	Carbón	oct-29	Cardones 220	SIC
Solar Diego de Almagro 06	300	Fotovoltaica	nov-29	Diego de Almagro 220	SIC
Solar Carrera Pinto 05	100	Fotovoltaica	nov-29	Carrera Pinto 220	SIC
Carbón Pan de Azúcar 03	200	Carbón	dic-29	Pan de Azúcar 220	SIC
Solar Punta Colorada 02	200	Fotovoltaica	ene-30	Pan de Azúcar 220	SIC
Solar SING VI	150	Fotovoltaica	ene-30	Lagunas 220	SING

Figura 8: Potencia incorporada por año, escenario 2



Como se observa, y a diferencia del caso anterior esta expansión considera la incorporación de centrales de mayor tamaño a partir de 2023, y de una central en base a carbón recién a partir del año 2024. Por otra parte, y al igual que en el caso anterior, en términos de potencia incorporada al sistema, la mayor cantidad corresponde a la tecnología solar fotovoltaica. Las razones son las mismas ya señaladas para el escenario 1.

4.2.2. Energía por tecnología

En términos de energía, este escenario aumenta considerablemente la presencia de ERNC en el sistema respecto de los años iniciales del análisis. Esto se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 18: Energía generada total, escenario 2

Año	Energía en [GWh], escenario 2										
	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2016	26,008	3,525	1,028	14,921	15,010	2,216	0	5,726	71	2,937	145.634
2017	26,116	3,296	1,120	14,976	15,754	2,309	0	7,302	796	2,882	145.634
2018	29,368	2,572	617	14,822	17,618	2,086	0	7,577	796	2,962	145.634
2019	30,927	2,497	574	15,593	18,398	2,254	0	7,769	796	2,999	145.634
2020	33,313	3,249	591	15,546	18,762	2,442	0	7,769	796	3,094	145.634
2021	34,748	4,243	627	16,074	19,520	2,582	0	7,769	796	3,093	145.634
2022	36,286	5,976	730	15,955	19,603	2,798	0	7,768	796	3,255	145.634
2023	37,284	7,758	739	16,055	19,605	3,037	0	7,767	796	3,840	145.634
2024	38,934	8,843	888	15,829	19,572	3,118	246	8,649	796	4,025	145.634
2025	40,211	7,968	932	15,831	19,569	3,225	401	9,599	796	6,232	145.634
2026	43,084	7,778	830	15,700	19,569	3,242	401	10,360	796	6,773	145.634
2027	44,370	7,810	906	15,705	20,059	3,311	401	12,162	796	7,035	145.634
2028	43,870	8,266	755	15,512	20,119	3,307	401	15,110	796	8,306	145.634
2029	44,524	8,661	721	15,551	20,212	3,322	401	16,941	796	9,434	145.634
2030	47,302	8,267	771	15,423	20,212	3,343	401	18,843	796	9,461	145.634

Figura 9: Energía generada total, escenario 2

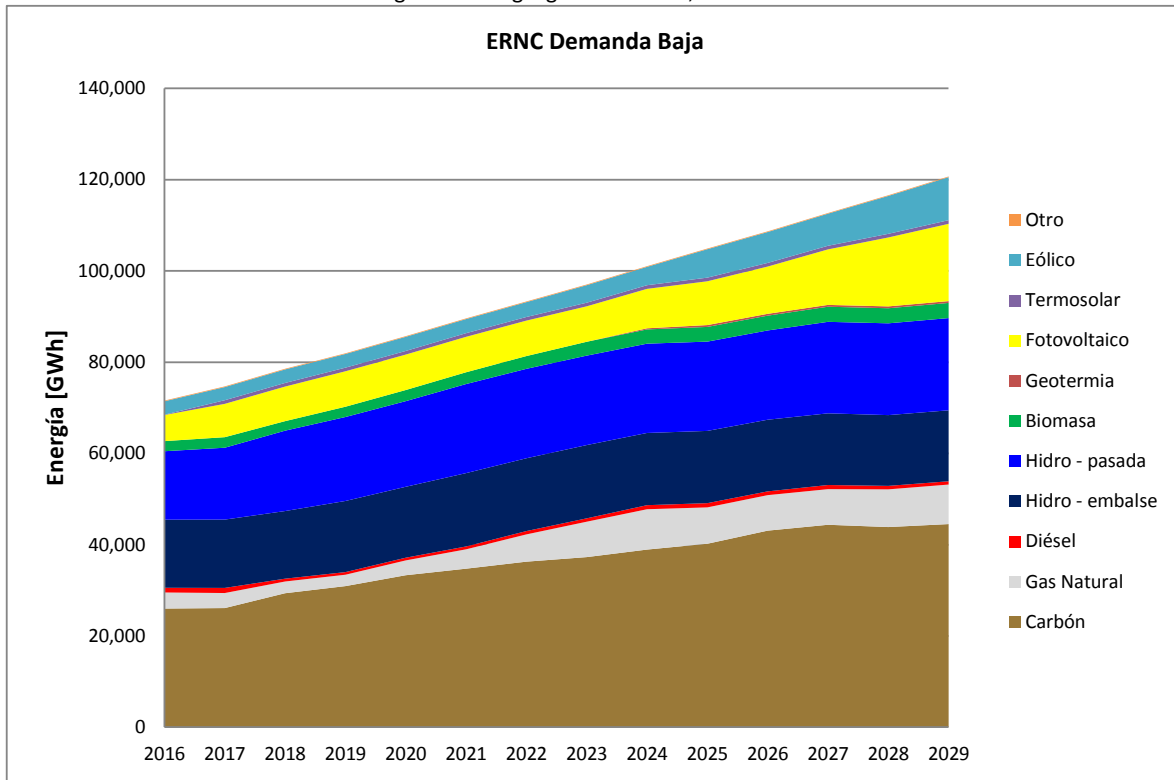


Tabla 19: Cumplimiento ERNC, escenario 2

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2015	4.08%	13.41%
2016	4.63%	17.35%
2017	5.19%	19.97%
2018	5.73%	19.22%
2019	6.46%	18.92%
2020	7.56%	18.53%
2021	8.65%	17.88%
2022	9.91%	17.71%
2023	11.09%	17.86%
2024	12.49%	18.52%
2025	13.97%	21.09%
2026	14.12%	21.57%
2027	14.40%	23.10%
2028	14.48%	26.03%
2029	14.47%	27.68%
2030	14.47%	28.30%

En términos del porcentaje de energías renovables no convencionales, al año 2025 se alcanzaría un 21,09%, lo que al igual que en el escenario anterior representa un porcentaje muy por sobre la obligación establecida en la ley 20.257 y su modificación a través de la ley 20.698. Esto es consistente con los supuestos utilizados para la elaboración de los escenarios 1 y 2.

4.2.3. Costos Marginales

Figura 10: Costo Marginal por hidrología en barra Quillota 220 kV, escenario 2

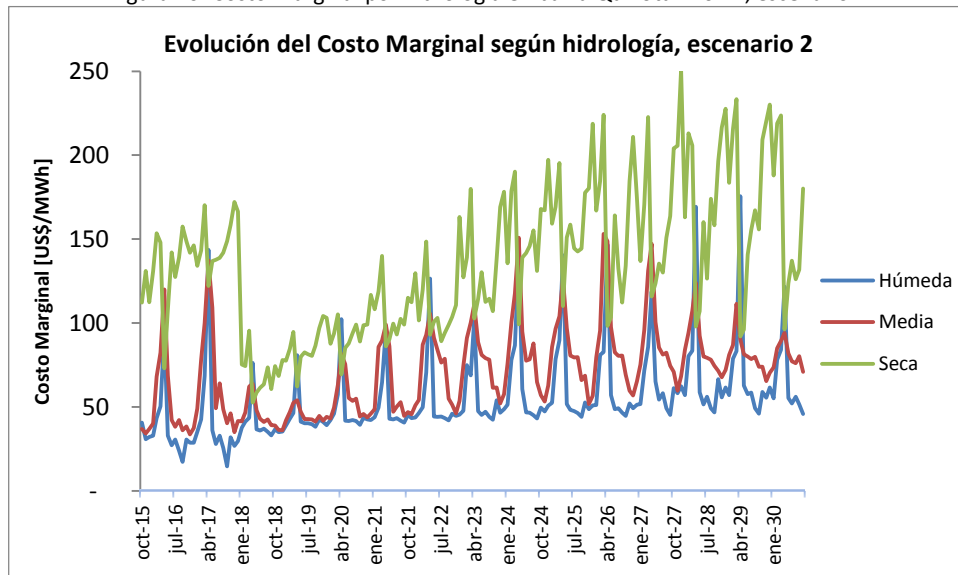
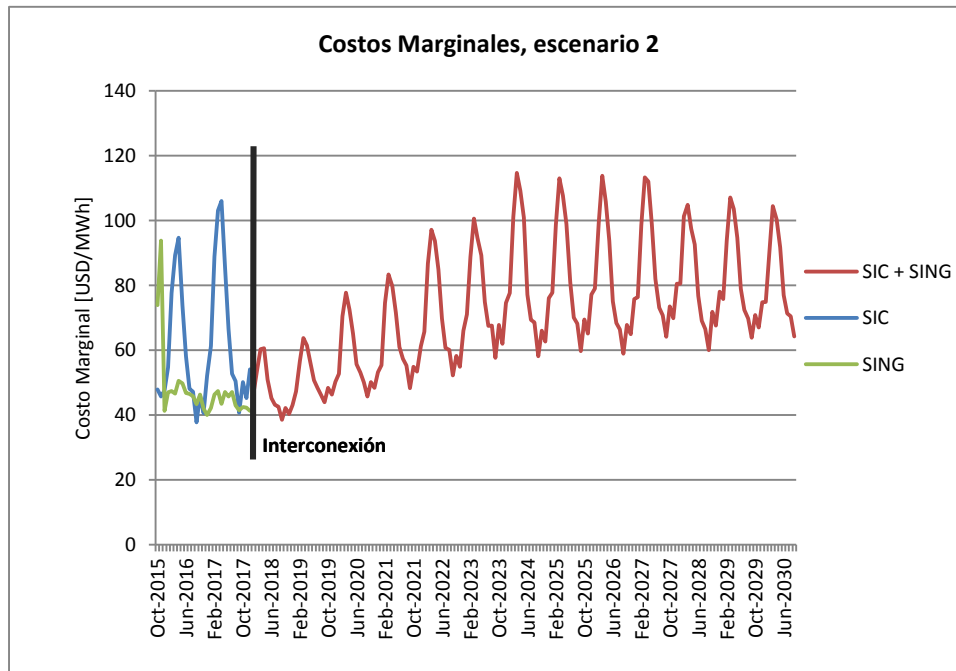


Figura 11: Costo Marginal promedio de barras troncales, escenario 2



En relación al nivel de precios, el costo marginal, en promedio, tiende a estabilizarse en torno a los 81 [USD/MWh]. Este valor corresponde a un promedio de las hidrologías consideradas en las barras troncales.

4.3. Escenario 3

Este escenario tuvo a la vista una proyección de demanda alta, y la expansión del parque generador se supuso considerando valores de inversión estándar para las tecnologías renovables no convencionales, carbón y gas natural.

A diferencia de los casos 1 y 2, estos supuestos implicaron que la expansión considerada requiere una menor potencia requerida en el sistema en base a ERNC, aunque su aporte sigue siendo relevante y supera en todos los escenarios el mínimo establecido en la obligación a que hace referencia la ley 20.257, aunque en menor medida que los casos anteriores. Las centrales en base a carbón toman la diferencia en la participación respecto de esos mismos casos, Además de lo anterior, se estima que centrales existentes en base a gas natural podrían tener disponibilidad de ese insumo en el largo plazo.

4.3.1. Potencia por tecnología

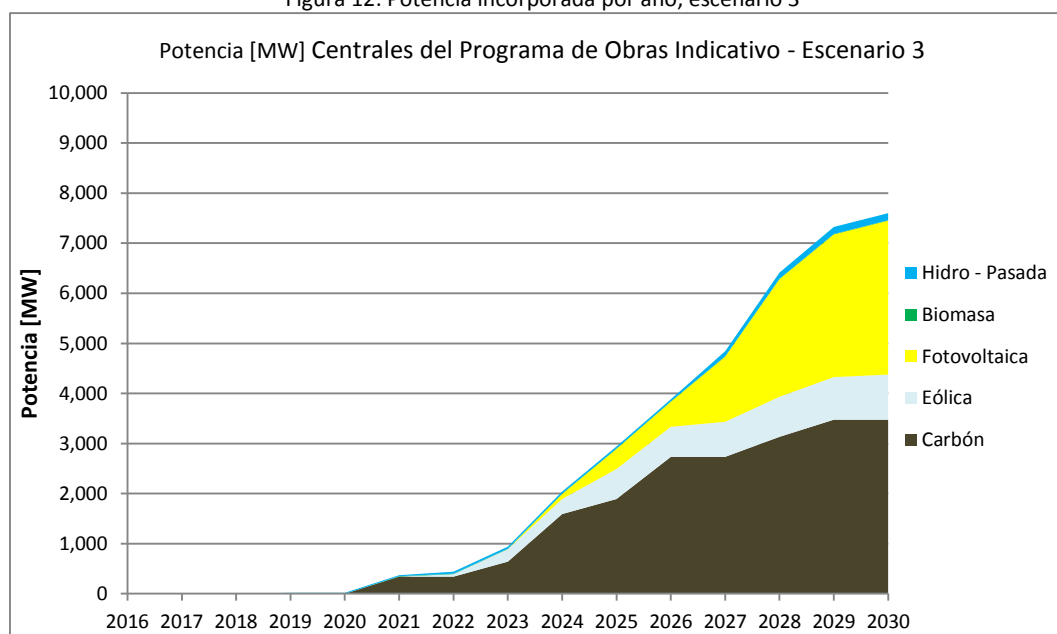
En la Tabla 20 se presenta un resumen con la potencia del Plan de Obras Indicativo en el horizonte de simulación y en la Figura 12.

Tabla 20: Resumen Plan de Obras Indicativo, escenario 3

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha Ingreso	Punto de Conexión	Sistema
Hidroeléctrica VII Región 02	20	Hidro - Pasada	oct-19	Ancoa 220	SIC
Central Des.For. VIII Región 01	9	Biomasa	jul-21	Arauco 066	SIC
Carbón Maitencillo 03	342	Carbón	ago-21	Maitencillo 220	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	20	Hidro - Pasada	ene-22	Ancoa 220	SIC
Eólica IV Región 02	50	Eólica	ene-22	Punta Colorada 220	SIC

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha Ingreso	Punto de Conexión	Sistema
TARAPACÁ II	300	Carbón	ene-23	Tarapacá 220	SING
EÓLICO SING IV	200	Eólica	ene-23	Encuentro 220	SING
Carbón V Región 01	200	Carbón	ene-24	Nogales 220	SIC
Carbón VIII Región 01	400	Carbón	mar-24	Charrúa 500	SIC
Solar Diego de Almagro 02	100	Fotovoltaica	mar-24	Diego de Almagro 220	SIC
MEJILLONES I	350	Carbón	jun-24	Chacaya 220	SING
Eólica IV Región 09	50	Eólica	dic-24	Punta Colorada 220	SIC
Eólica Concepción 01	50	Eólica	ene-25	Concepción 220	SIC
Solar Carrera Pinto 01	100	Fotovoltaica	ene-25	Carrera Pinto 220	SIC
Eólica Charrúa 03	250	Eólica	feb-25	Nueva Charrúa 220	SIC
Solar Pan de Azúcar 01	200	Fotovoltaica	feb-25	Pan de Azúcar 220	SIC
Carbón Maitencillo 02	300	Carbón	dic-25	Maitencillo 220	SIC
TARAPACÁ I	300	Carbón	ene-26	Tarapacá 220	SING
Carbón Pan de Azúcar 01	342	Carbón	ene-26	Pan de Azúcar 500	SIC
Solar Carrera Pinto 02	100	Fotovoltaica	mar-26	Carrera Pinto 220	SIC
MEJILLONES III	200	Carbón	dic-26	Chacaya 220	SING
Grupo MH X Región 01	60	Hidro - Pasada	ene-27	Puerto Montt 500	SIC
Solar Diego de Almagro 03	100	Fotovoltaica	ene-27	Diego de Almagro 220	SIC
Eólica Charrúa 01	100	Eólica	ene-27	Nueva Charrúa 220	SIC
Solar Diego de Almagro 05	250	Fotovoltaica	feb-27	Diego de Almagro 220	SIC
Solar Polpaico 01	250	Fotovoltaica	dic-27	Polpaico 220	SIC
Solar Polpaico 03	200	Fotovoltaica	dic-27	Polpaico 220	SIC
Solar Carrera Pinto 04	300	Fotovoltaica	feb-28	Carrera Pinto 220	SIC
Eólica Charrúa 04	100	Eólica	feb-28	Nueva Charrúa 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Hidro - Pasada	mar-28	Charrúa 220	SIC
Solar Ovalle 02	100	Fotovoltaica	mar-28	Ovalle 110	SIC
Solar Polpaico 02	200	Fotovoltaica	mar-28	Polpaico 220	SIC
Solar Punta Colorada 02	200	Fotovoltaica	mar-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Solar Pan de Azúcar 02	250	Fotovoltaica	mar-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Carbón Pan de Azúcar 03	400	Carbón	dic-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Hidro - Pasada	ene-29	Charrúa 220	SIC
Solar Ovalle 03	100	Fotovoltaica	ene-29	Ovalle 110	SIC
Eólica Concepción 03	50	Eólica	mar-29	Concepción 220	SIC
Carbón Cardones 01	342	Carbón	oct-29	Cardones 220	SIC
Solar Diego de Almagro 06	300	Fotovoltaica	nov-29	Diego de Almagro 220	SIC
Solar Carrera Pinto 05	100	Fotovoltaica	nov-29	Carrera Pinto 220	SIC
Solar SING IV	150	Fotovoltaica	ene-30	Lagunas 220	SING
Solar SING V	75	Fotovoltaica	ene-30	Arica 066	SING
Eólica Concepción 02	50	Eólica	ene-30	Concepción 220	SIC

Figura 12: Potencia incorporada por año, escenario 3



Como se observa, esta expansión considera la incorporación de centrales de mayor tamaño a partir de 2021. En términos de potencia incorporada al sistema, se observa tanto ERNC como carbón en forma relevante. Esto tiene un correlato con los resultados en términos de energía, ya que si bien en cuando a la potencia son similares, los factores de planta de las centrales renovables incorporadas son menores a las centrales en base a carbón. La participación en términos de energía de este escenario se muestra en el siguiente punto.

4.3.2. Energía por tecnología

Tabla 21: Energía generada total, escenario 3

Año	Energía en [GWh], escenario3										
	Carbón	Gas Natural	Díesel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2016	26,074	3,517	1,005	14,880	15,010	2,211	0	5,727	71	2,944	146
2017	27,494	3,569	1,201	14,824	15,716	2,346	0	7,354	796	2,890	146
2018	32,550	3,660	625	14,951	17,595	2,226	0	7,632	796	2,966	146
2019	35,605	4,686	641	15,864	18,423	2,548	0	7,769	796	2,998	146
2020	36,963	6,546	602	15,928	18,812	2,705	0	7,769	796	2,998	146
2021	38,420	7,919	672	16,202	19,554	2,783	0	7,769	796	2,997	146
2022	40,950	11,073	903	16,270	19,617	3,017	0	7,769	796	3,090	146
2023	42,614	11,999	763	16,028	19,569	3,087	0	7,769	796	3,617	146
2024	48,265	11,180	718	15,499	19,513	3,016	0	8,002	796	3,625	146
2025	50,411	10,527	707	15,847	19,583	3,063	0	8,829	796	4,070	146
2026	55,339	9,918	679	15,639	19,545	3,075	0	9,106	796	4,052	146
2027	57,167	10,733	650	15,616	20,021	3,132	0	10,178	796	4,317	146
2028	57,660	11,138	657	15,566	20,106	3,150	0	13,492	796	4,570	146



Energía en [GWh], escenario3											
Año	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2029	61,304	11,205	642	15,434	20,177	3,149	0	14,398	796	4,713	146
2030	63,419	12,113	706	15,369	20,202	3,219	0	15,955	796	4,857	146

Figura 13: Energía generada total, escenario 3

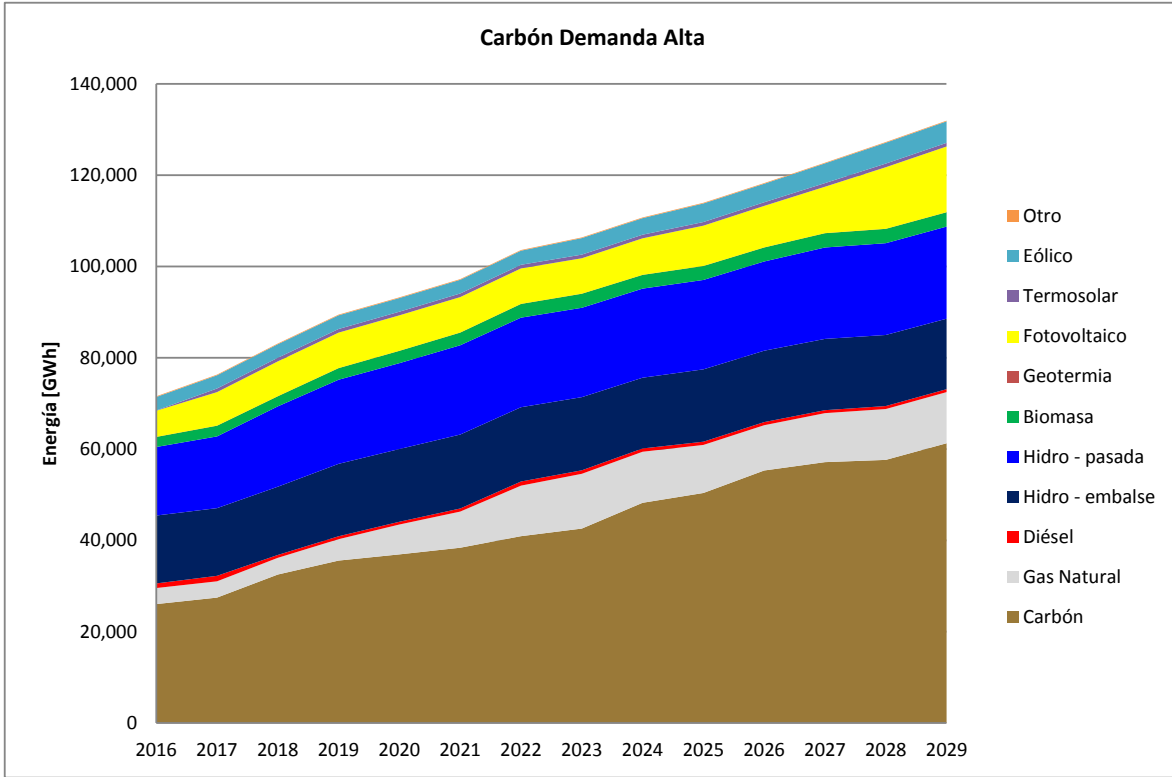


Tabla 22: Cumplimiento ERNC, escenario 3

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2015	4.08%	13.44%
2016	4.63%	17.36%
2017	5.19%	19.66%
2018	5.73%	18.38%
2019	6.46%	17.62%
2020	7.56%	17.17%
2021	8.65%	16.54%
2022	9.91%	15.96%
2023	11.09%	16.10%
2024	12.49%	15.63%
2025	13.97%	16.35%
2026	14.12%	15.98%
2027	14.40%	16.91%
2028	14.48%	19.19%
2029	14.47%	19.38%

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2030	14.47%	19.98%

En términos del porcentaje de energías renovables no convencionales, al año 2025 se alcanzaría un 16,35% al año 2025, lo que supera la obligación establecida en la ley 20.257 y su modificación a través de la ley 20.698.

4.3.3. Costos Marginales

Figura 14: Costo Marginal por hidrología en barra Quillota 220 kV, escenario 3

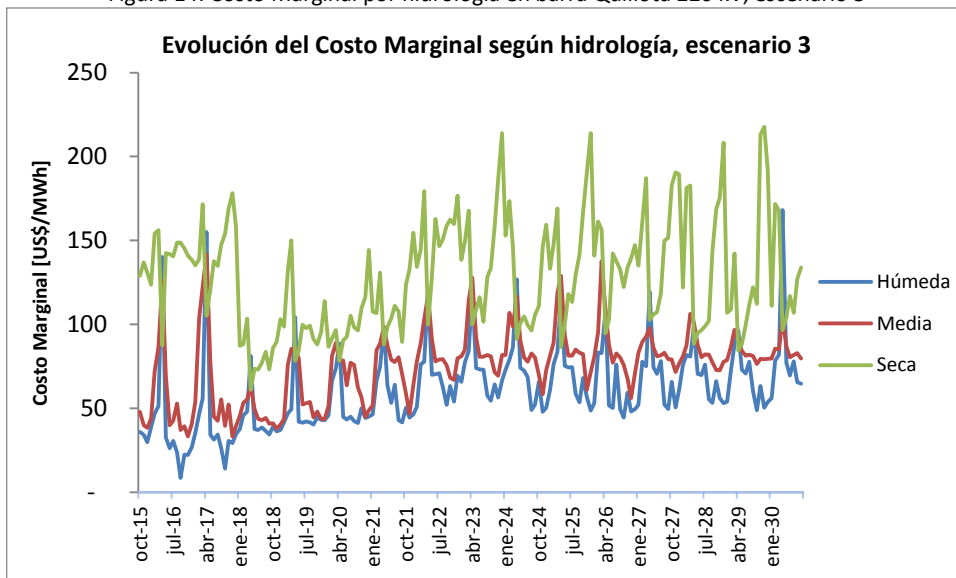
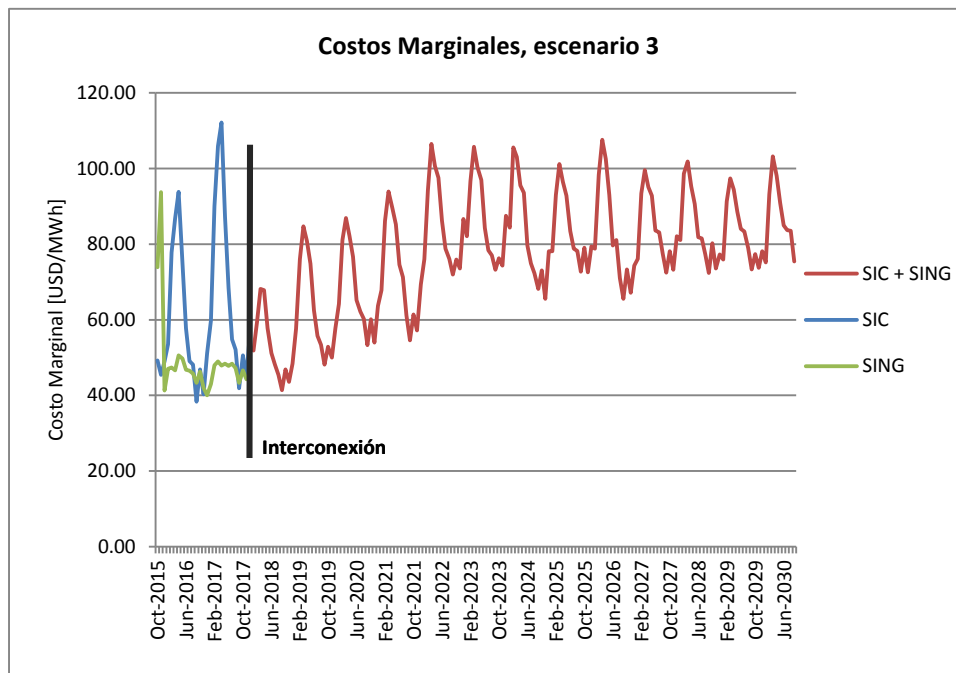


Figura 15: Costo Marginal promedio de barras troncales, escenario 3



En relación al nivel de precios, el costo marginal, en promedio, tiende a estabilizarse en torno a los 84 [USD/MWh] en el largo plazo. Este valor corresponde a un promedio de las hidrologías consideradas en las barras troncales.

4.4. Escenario 4

Este escenario tuvo a la vista una proyección de demanda base, y la expansión del parque generador se supuso considerando valores de inversión estándar para las tecnologías renovables no convencionales, carbón y gas natural.

A diferencia de los casos 1 y 2, estos supuestos implicaron que la expansión considerada requiere una menor potencia requerida en el sistema en base a ERNC, aunque su aporte sigue siendo relevante y supera en todos los escenarios el mínimo establecido en la obligación a que hace referencia la ley 20.257, aunque en menor medida que los casos anteriores. Las centrales en base a carbón toman la diferencia en la participación respecto de esos mismos casos, Además de lo anterior, se estima que centrales existentes en base a gas natural podrían tener disponibilidad de ese insumo en el largo plazo.

4.4.1. Potencia por tecnología

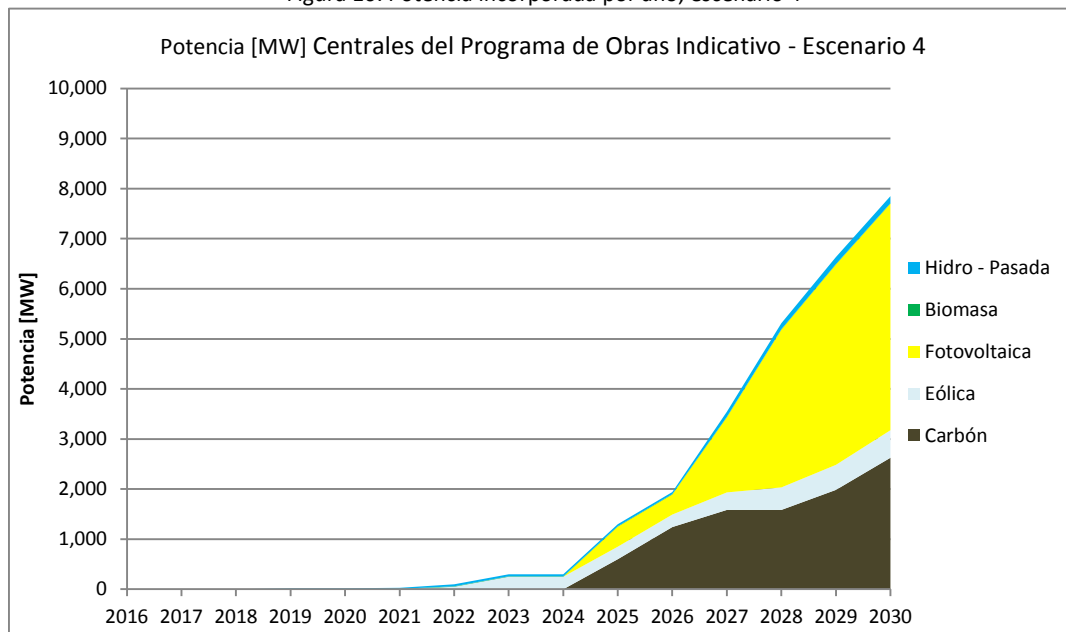
En la Tabla 23 se presenta un resumen con la potencia del Plan de Obras Indicativo en el horizonte de simulación y en la Figura 12.

Tabla 23: Resumen Plan de Obras Indicativo, escenario 4

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha entrada en operación	Punto de Conexión	Sistema
Hidroeléctrica VII Región 02	20	Hidro - Pasada	oct-19	Ancoa 220	SIC
Central Des.For. VIII Región 01	9	Biomasa	jul-21	Arauco 066	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	20	Hidro - Pasada	ene-22	Ancoa 220	SIC
Eólica IV Región 02	50	Eólica	ene-22	Punta Colorada 220	SIC
EÓLICO SING IV	200	Eólica	ene-23	Encuentro 220	SING

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha entrada en operación	Punto de Conexión	Sistema
TARAPACÁ I	300	Carbón	ene-25	Tarapacá 220	SING
Carbón VIII Región 01	300	Carbón	ene-25	Charrúa 500	SIC
Solar Pan de Azúcar 01	200	Fotovoltaica	feb-25	Pan de Azúcar 220	SIC
Carbón Pan de Azúcar 01	342	Carbón	ene-26	Pan de Azúcar 500	SIC
MEJILLONES III	300	Carbón	feb-26	Chacaya 220	SING
Grupo MH X Región 01	60	Hidro - Pasada	ene-27	Puerto Montt 500	SIC
Eólica Charrúa 01	100	Eólica	ene-27	Nueva Charrúa 220	SIC
Solar Carrera Pinto 02	100	Fotovoltaica	mar-27	Carrera Pinto 220	SIC
Carbón Cardones 01	342	Carbón	oct-27	Cardones 220	SIC
Solar Polpaico 01	250	Fotovoltaica	dic-27	Polpaico 220	SIC
Solar Polpaico 03	200	Fotovoltaica	dic-27	Polpaico 220	SIC
Solar Diego de Almagro 03	100	Fotovoltaica	ene-28	Diego de Almagro 220	SIC
Solar Carrera Pinto 04	300	Fotovoltaica	feb-28	Carrera Pinto 220	SIC
Eólica Charrúa 04	100	Eólica	feb-28	Nueva Charrúa 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Hidro - Pasada	mar-28	Charrúa 220	SIC
Solar Ovalle 02	100	Fotovoltaica	mar-28	Ovalle 110	SIC
Solar Polpaico 02	200	Fotovoltaica	mar-28	Polpaico 220	SIC
Solar Punta Colorada 02	200	Fotovoltaica	dic-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Hidro - Pasada	ene-29	Charrúa 220	SIC
Carbón Pan de Azúcar 03	400	Carbón	mar-29	Pan de Azúcar 220	SIC
Eólica Concepción 03	50	Eólica	mar-29	Concepción 220	SIC
Solar Pan de Azúcar 02	250	Fotovoltaica	mar-29	Pan de Azúcar 220	SIC
Solar Diego de Almagro 06	300	Fotovoltaica	nov-29	Diego de Almagro 220	SIC
Solar Carrera Pinto 05	100	Fotovoltaica	nov-29	Carrera Pinto 220	SIC
TARAPACÁ II	300	Carbón	ene-30	Tarapacá 220	SING
Solar SING IV	150	Fotovoltaica	ene-30	Lagunas 220	SING
Solar SING V	75	Fotovoltaica	ene-30	Arica 066	SING
Eólica Concepción 02	50	Eólica	ene-30	Concepción 220	SIC
Solar Diego de Almagro 01	300	Fotovoltaica	feb-30	Diego de Almagro 220	SIC
Carbón Maitencillo 03	342	Carbón	oct-30	Maitencillo 220	SIC

Figura 16: Potencia incorporada por año, escenario 4



Como se observa, esta expansión considera la incorporación de centrales de mayor tamaño a partir de 2023, y la primera central indicativa a carbón el año 2025. En términos de potencia incorporada al sistema, se observa tanto ERNC como carbón en forma relevante, aunque en menor medida que el caso demanda alta. Esto tiene un correlato con los resultados en términos de energía, ya que si bien en cuando a la potencia son similares, los factores de planta de las centrales renovables incorporadas son menores a las centrales en base a carbón. La participación en términos de energía de este escenario se muestra en el siguiente punto.

4.4.2. Energía por tecnología

Tabla 24: Energía generada total, escenario 4

Año	Energía en [GWh], escenario 4										
	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2016	26,027	3,494	961	14,996	15,031	2,199	0	5,726	71	2,941	146
2017	26,012	3,262	1,187	15,063	15,756	2,291	0	7,302	796	2,887	146
2018	29,283	2,549	600	14,952	17,618	2,078	0	7,577	796	2,962	146
2019	30,892	2,466	585	15,638	18,396	2,255	0	7,769	796	2,999	146
2020	33,261	3,304	575	15,638	18,753	2,429	0	7,769	796	2,998	146
2021	34,846	4,248	592	16,043	19,521	2,577	0	7,768	796	2,997	146
2022	36,432	6,075	635	15,910	19,596	2,794	0	7,768	796	3,094	146
2023	37,472	8,049	611	15,933	19,596	2,921	0	7,768	796	3,621	146
2024	38,296	10,709	708	16,188	19,632	3,086	0	7,767	796	3,621	146
2025	42,300	10,546	684	15,737	19,545	3,097	0	8,248	796	3,621	146
2026	47,000	9,653	658	15,749	19,556	3,073	0	8,293	796	3,590	146
2027	48,345	10,993	630	15,845	20,046	3,124	0	8,629	796	3,859	146
2028	50,293	10,091	608	15,627	20,126	3,122	0	11,470	796	4,099	146
2029	52,915	10,083	642	15,462	20,185	3,132	0	12,939	796	4,225	146
2030	54,112	10,607	687	15,395	20,201	3,183	0	15,377	796	4,372	146

Figura 17: Energía generada total, escenario 4

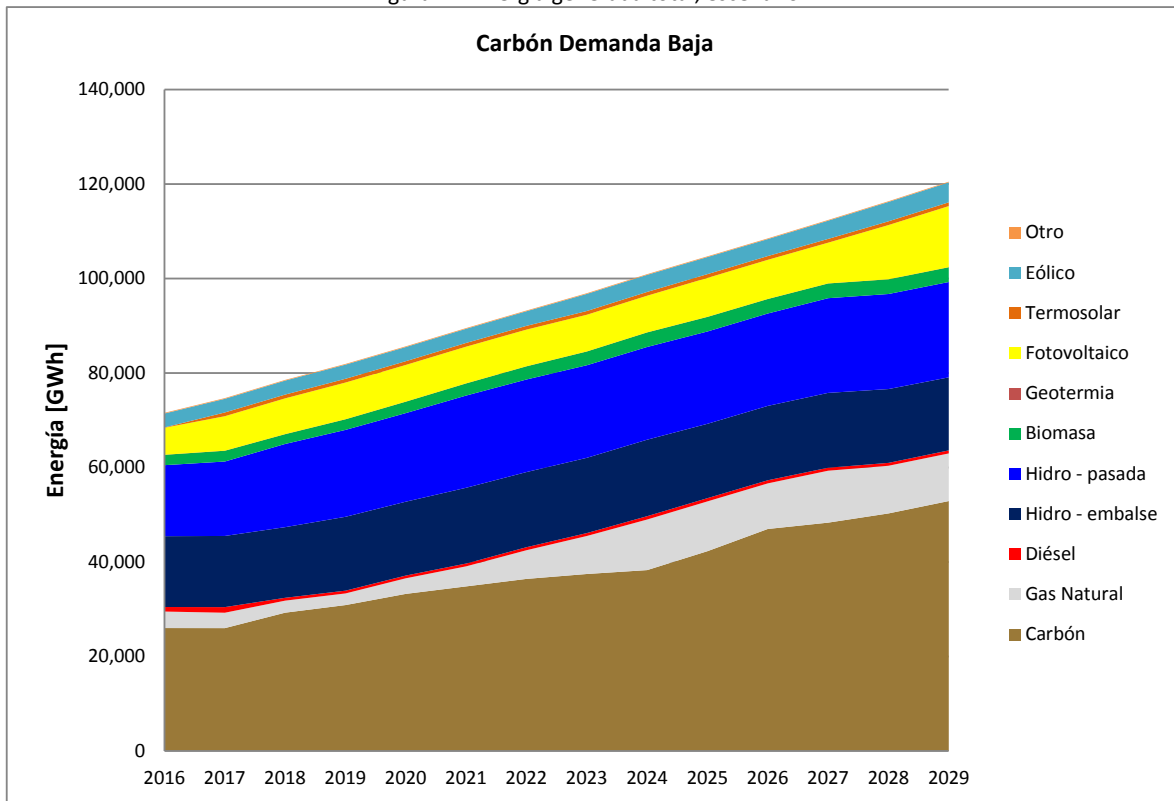


Tabla 25: Cumplimiento ERNC, escenario 4

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2015	4.08%	13.39%
2016	4.63%	17.34%
2017	5.19%	19.95%
2018	5.73%	19.21%
2019	6.46%	18.92%
2020	7.56%	18.41%
2021	8.65%	17.78%
2022	9.91%	17.55%
2023	11.09%	17.54%
2024	12.49%	16.98%
2025	13.97%	16.84%
2026	14.12%	16.24%
2027	14.40%	16.68%
2028	14.48%	18.83%
2029	14.47%	19.60%
2030	14.47%	21.01%

4.4.3. Costos Marginales

Figura 18: Costo Marginal por hidrología en barra Quillota 220 kV, escenario 4

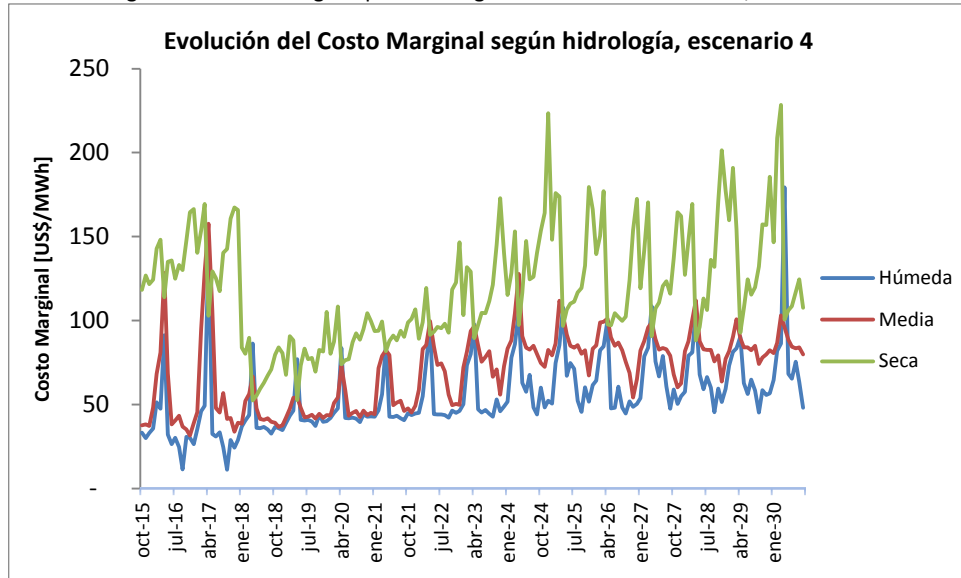
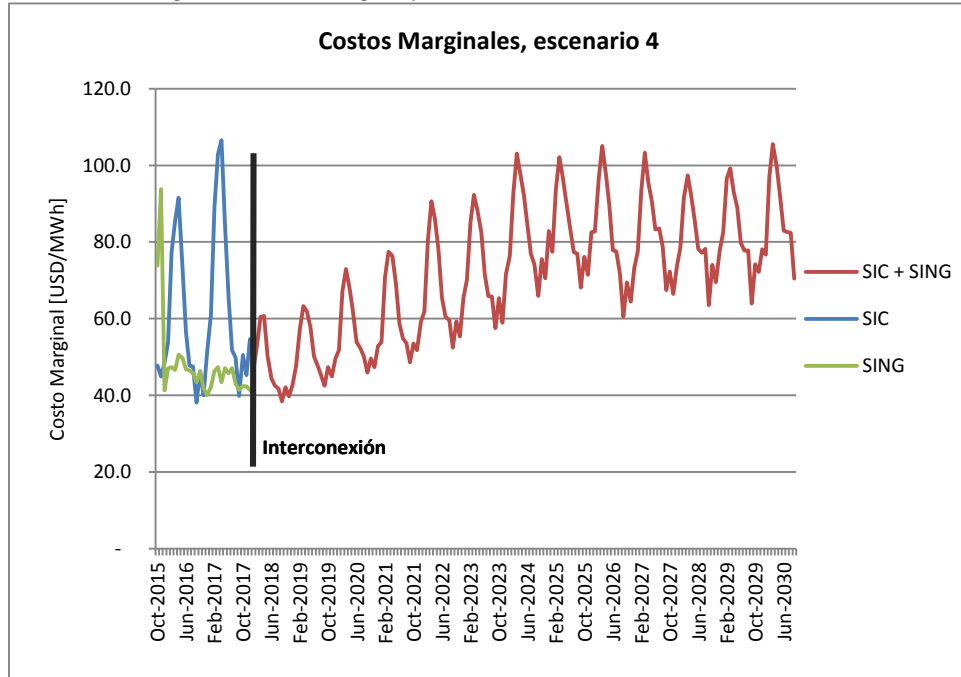


Figura 19: Costo Marginal promedio de barras troncales, escenario 4



En relación al nivel de precios, el costo marginal, en promedio, converge a valores cercanos a los 80 [USD/MWh]. Este valor corresponde a un promedio de las hidrologías consideradas en las barras troncales.

4.5. Escenario 5

Este escenario consideró una demanda alta y la expansión del parque generador se supuso considerando valores de inversión estándar para las tecnologías renovables no convencionales, y valores de inversión altos para las centrales en base a carbón, en virtud de los antecedentes indicados en el Informe de Costos de Inversión por Tecnología. Para el gas natural, se mantuvo valores de costo de inversión estándar.

Estos supuestos implican que la expansión considerada requiere una menor potencia para el sistema en base a ERNC, aunque su aporte sigue siendo relevante y supera el mínimo establecido en la obligación a que hace referencia la ley 20.257. Las centrales en base a GNL toman la diferencia en la participación respecto de esos mismos casos, primero mediante el supuesto de que centrales existentes en base a gas natural podrían tener disponibilidad de ese insumo en el largo plazo, luego considerando posibles cierres de ciclos abiertos, y finalmente mediante la instalación de nuevas centrales. Esto asume la posibilidad de disponer de nueva capacidad de regasificación en el largo plazo.

4.5.1. Potencia por tecnología

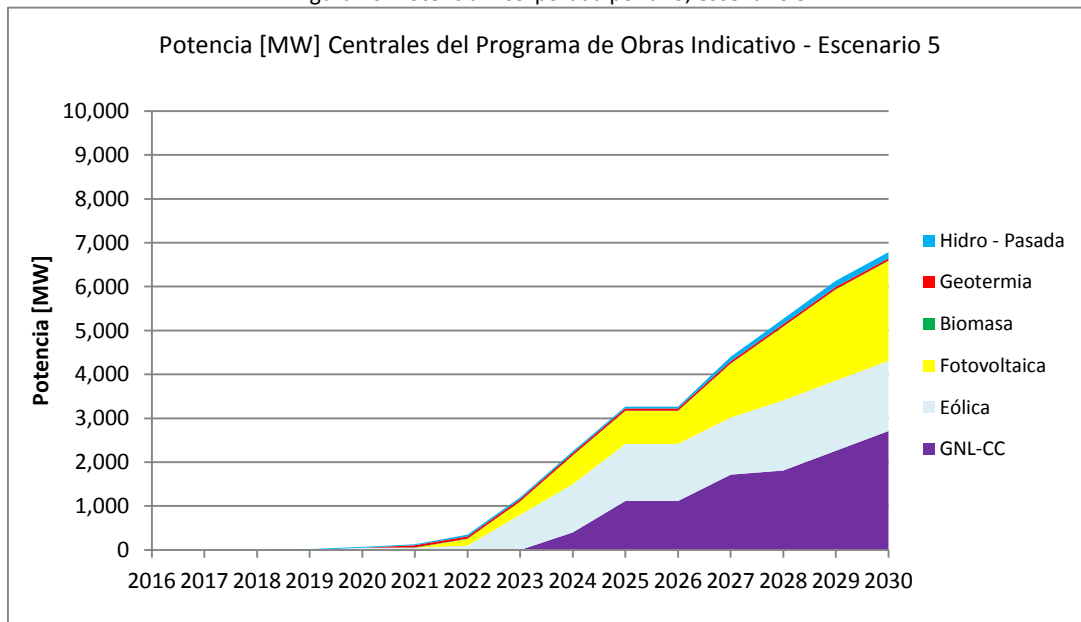
En la Tabla 26 y en la Figura 12 se presenta un resumen con la potencia del Plan de Obras Indicativo en el horizonte de simulación.

Tabla 26: Plan de Obras Indicativo, escenario 5

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha entrada en operación	Punto de Conexión	Sistema
Hidroeléctrica VII Región 02	20	Hidro - Pasada	oct-19	Ancoa 220	SIC
Eólica IV Región 01	50	Eólica	ene-20	Punta Colorada 220	SIC
Geotérmica Irruputunco	50	Geotermia	jun-21	Collahuasi 220	SING
Central Des.For. VIII Región 01	9	Biomasa	jul-21	Arauco 066	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	20	Hidro - Pasada	ene-22	Ancoa 220	SIC
Solar SING I	150	Fotovoltaica	mar-22	Laberinto 220	SING
Eólica Concepción 04	50	Eólica	jul-22	Concepción 220	SIC
EÓLICO SING I	200	Eólica	ene-23	Laberinto 220	SING
Solar SING IV	150	Fotovoltaica	ene-23	Lagunas 220	SING
EÓLICO SING IV	200	Eólica	ene-23	Encuentro 220	SING
EÓLICO SING V	300	Eólica	jul-23	Laberinto 220	SING
Eólica Chiloé 01	100	Eólica	ene-24	Puerto Montt 220	SIC
Solar SING II	150	Fotovoltaica	ene-24	Lagunas 220	SING
GNL MEJILLONES I	400	GNL-CC	jun-24	Chacaya 220	SING
Solar Carrera Pinto 03	200	Fotovoltaica	sep-24	Carrera Pinto 220	SIC
EÓLICO SING II	200	Eólica	sep-24	Lagunas 220	SING
Taltal CC GNL	116	GNL-CC	ene-25	Paposo 220	SIC
Eólica Chiloé 03	100	Eólica	ene-25	Puerto Montt 220	SIC
Solar Carrera Pinto 02	100	Fotovoltaica	mar-25	Carrera Pinto 220	SIC
GNL Charrúa 01	600	GNL-CC	mar-25	Charrúa 500	SIC
Eólica Chiloé 02	100	Eólica	jul-25	Puerto Montt 220	SIC
GNL Charrúa 02	600	GNL-CC	ene-27	Charrúa 500	SIC
Grupo MH X Región 01	60	Hidro - Pasada	ene-27	Puerto Montt 500	SIC
Solar SING V	75	Fotovoltaica	mar-27	Arica 066	SING
Solar SING III	200	Fotovoltaica	jul-27	Encuentro 220	SING
Solar Pan de Azúcar 01	200	Fotovoltaica	dic-27	Pan de Azúcar 110	SIC
Solar Polpaico 01	250	Fotovoltaica	ene-28	Polpaico 220	SIC
Quintero CC GNL	95	GNL-CC	feb-28	San Luis 220	SIC
Solar Punta Colorada 02	200	Fotovoltaica	mar-28	Pan de Azúcar 220	SIC

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha entrada en operación	Punto de Conexión	Sistema
Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Hidro - Pasada	mar-28	Charrúa 220	SIC
EÓLICO SING III	300	Eólica	jul-28	Encuentro 220	SING
Solar Punta Colorada 03	200	Fotovoltaica	ene-29	Pan de Azúcar 220	SIC
GNL ATACAMA	450	GNL-CC	ene-29	Atacama 220	SING
Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Hidro - Pasada	ene-29	Charrúa 220	SIC
Solar Polpaico 02	200	Fotovoltaica	feb-29	Polpaico 220	SIC
Solar Polpaico 03	200	Fotovoltaica	ene-30	Polpaico 220	SIC
GNL ATACAMA II	450	GNL-CC	ene-30	Chacaya 220	SING

Figura 20: Potencia incorporada por año, escenario 5



Como se observa, esta expansión considera la incorporación de centrales de mayor tamaño a partir de 2023. En términos de potencia incorporada al sistema, se observa tanto ERNC como GNL en forma relevante. Esto tiene un correlato con los resultados en términos de energía, ya que si bien en cuando a la potencia son similares, los factores de planta de las centrales renovables incorporadas son menores a las centrales en base a gas natural. La participación en términos de energía de este escenario se muestra en el siguiente punto.

4.5.2. Energía por tecnología

Tabla 27: Energía generada total, escenario 5

Año	Energía en [GWh], escenario 5										
	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaica	Termosolar	Eólico	Otro
2016	26,078	3,550	958	14,906	15,004	2,212	0	5,727	71	2,938	146
2017	27,402	3,545	1,234	14,898	15,736	2,331	0	7,354	796	2,891	146
2018	32,569	3,740	639	14,812	17,596	2,250	0	7,632	796	2,966	146
2019	35,531	4,824	681	15,795	18,399	2,552	0	7,769	796	2,998	146



Energía en [GWh], escenario 5											
Año	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2020	36,945	6,594	653	15,824	18,808	2,726	0	7,769	796	3,094	146
2021	37,600	8,213	770	16,271	19,580	2,835	246	7,769	796	3,093	146
2022	38,306	12,817	924	16,238	19,627	3,052	401	8,149	796	3,158	146
2023	38,393	13,895	852	15,942	19,544	3,076	401	8,664	796	4,666	146
2024	38,551	16,789	665	15,825	19,517	3,124	401	9,336	796	5,560	146
2025	38,665	18,523	637	15,793	19,530	3,149	401	9,906	796	6,408	146
2026	38,759	22,613	618	15,788	19,532	3,182	401	9,959	796	6,539	146
2027	38,795	26,515	595	15,378	19,947	3,175	401	10,515	796	6,540	146
2028	38,821	28,264	639	15,741	20,100	3,200	401	12,304	796	6,938	146
2029	38,837	31,809	683	15,384	20,153	3,229	401	13,307	796	7,298	146
2030	38,850	35,853	709	15,149	20,150	3,262	401	14,297	796	7,299	146

Figura 21: Energía generada total, escenario 5

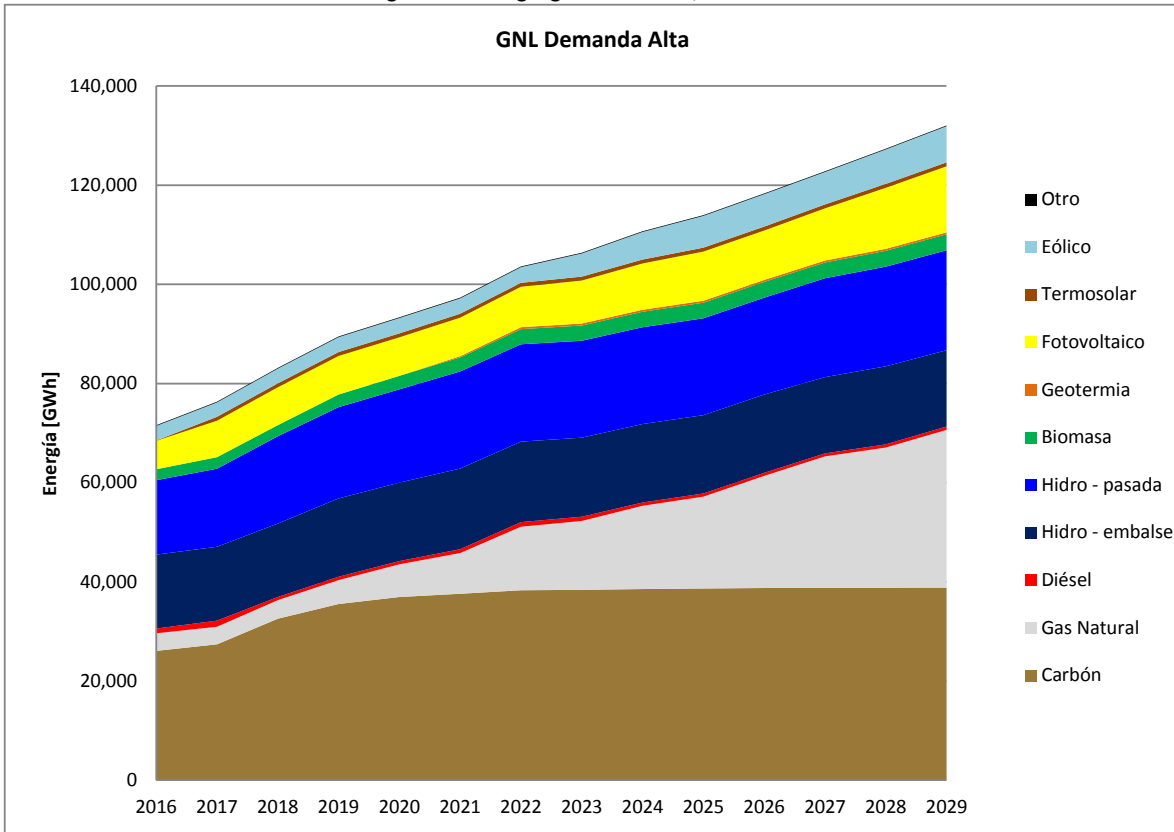


Tabla 28: Cumplimiento ERNC, escenario 5

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2015	4.08%	13.39%
2016	4.63%	17.34%
2017	5.19%	19.95%
2018	5.73%	19.21%
2019	6.46%	18.92%

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2020	7.56%	18.41%
2021	8.65%	17.78%
2022	9.91%	17.55%
2023	11.09%	17.54%
2024	12.49%	16.98%
2025	13.97%	16.84%
2026	14.12%	16.24%
2027	14.40%	16.68%
2028	14.48%	18.83%
2029	14.47%	19.60%
2030	14.47%	21.01%

En términos del porcentaje de energías renovables no convencionales, al año 2025 se alcanzaría un 16,84% al año 2025, lo que supera levemente la obligación establecida en la ley 20.257 y su modificación a través de la ley 20.698.

4.5.3. Costos Marginales

Figura 22: Costo Marginal por hidrología en barra Quillota 220 kV, escenario 5

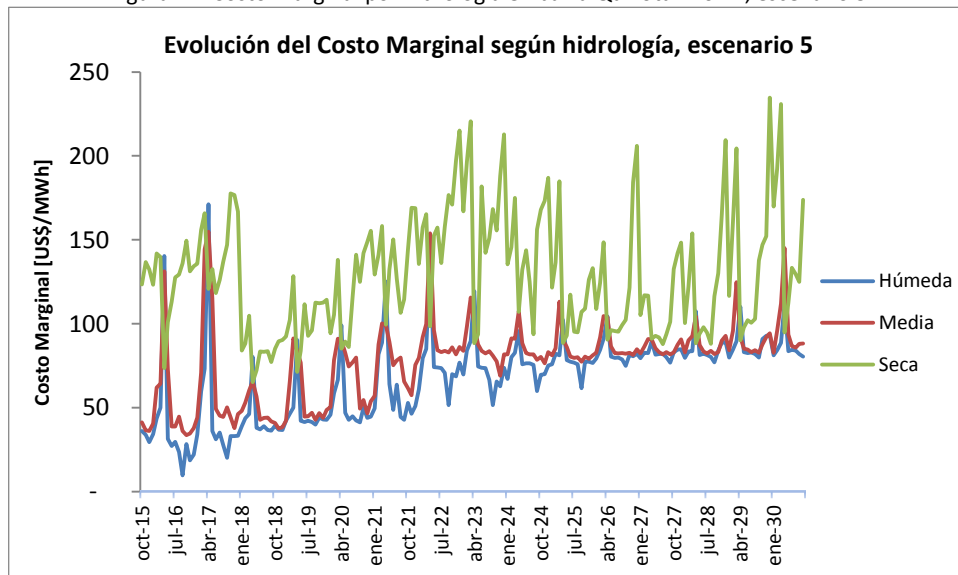
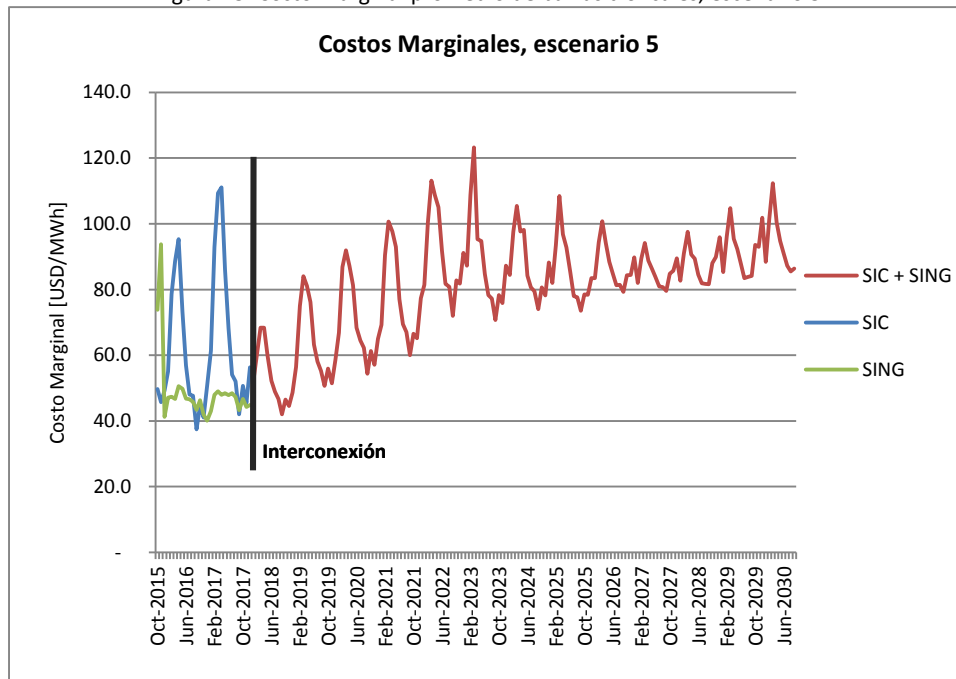


Figura 23: Costo Marginal promedio de barras troncales, escenario 5



En relación al nivel de precios, el costo marginal, en promedio, tiende a estabilizarse en torno a los 89 [USD/MWh]. Este valor corresponde a un promedio de las hidrologías consideradas en las barras troncales.

4.6. Escenario 6

Este escenario consideró una demanda base, y al igual que en el escenario anterior, la expansión del parque generador se supuso considerando valores de inversión estándar para las tecnologías renovables no convencionales y valores de inversión altos para las centrales en base a carbón, en virtud de los antecedentes indicados en el Informe de Costos de Inversión por Tecnología. Para el gas natural, se mantuvo valores de costo de inversión estándar.

Estos supuestos implican que la expansión considerada requiere una menor potencia para el sistema en base a ERNC, aunque su aporte sigue siendo relevante y supera el mínimo establecido en la obligación a que hace referencia la ley 20.257. Las centrales en base a GNL toman la diferencia en la participación respecto de esos mismos casos, primero mediante el supuesto de que centrales existentes en base a gas natural podrían tener disponibilidad de ese insumo en el largo plazo, luego considerando posibles cierres de ciclos abiertos, y finalmente mediante la instalación de nuevas centrales. Esto asume la posibilidad de disponer de nueva capacidad de regasificación en el largo plazo.

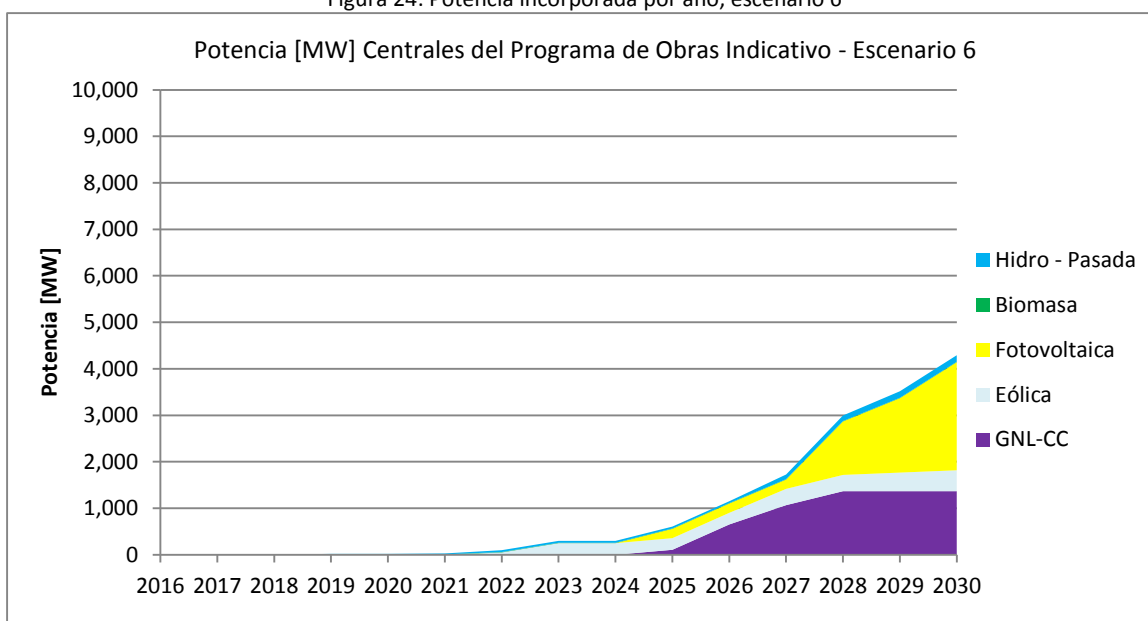
4.6.1. Potencia por tecnología

En la Tabla 29 se presenta un resumen con la potencia del Plan de Obras Indicativo en el horizonte de simulación y en la Figura 12.

Tabla 29: Resumen Plan de Obras Indicativo, escenario 6

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha entrada en operación	Punto de Conexión	Sistema
Hidroeléctrica VII Región 02	20	Hidro - Pasada	oct-19	Ancoa 220	SIC
Central Des.For. VIII Región 01	9	Biomasa	jul-21	Arauco 066	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	20	Hidro - Pasada	ene-22	Ancoa 220	SIC
Eólica IV Región 02	50	Eólica	ene-22	Punta Colorada 220	SIC
EÓLICO SING IV	200	Eólica	ene-23	Encuentro 220	SING
Candelaria CC GNL	107	GNL-CC	ene-25	Candelaria 220	SIC
Solar Pan de Azúcar 01	200	Fotovoltaica	may-25	Pan de Azúcar 220	SIC
GNL ATACAMA I	450	GNL-CC	ene-26	Atacama 220	SING
Quintero CC GNL	95	GNL-CC	ene-26	San Luis 220	SIC
Grupo MH X Región 01	60	Hidro - Pasada	ene-27	Puerto Montt 500	SIC
Taltal CC GNL	116	GNL-CC	ene-27	Paposo 220	SIC
Eólica Charrúa 01	100	Eólica	oct-27	Nueva Charrúa 220	SIC
GNL Charrúa 01	300	GNL-CC	oct-27	Charrúa 500	SIC
GNL Charrúa 02	300	GNL-CC	ene-28	Charrúa 500	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Hidro - Pasada	mar-28	Charrúa 220	SIC
Solar Polpaico 01	250	Fotovoltaica	jul-28	Polpaico 220	SIC
Solar Ovalle 02	100	Fotovoltaica	sep-28	Ovalle 110	SIC
Solar Polpaico 03	200	Fotovoltaica	sep-28	Polpaico 220	SIC
Solar Polpaico 02	200	Fotovoltaica	dic-28	Polpaico 220	SIC
Solar Punta Colorada 02	200	Fotovoltaica	dic-28	Pan de Azúcar 220	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Hidro - Pasada	ene-29	Charrúa 220	SIC
Solar Diego de Almagro 03	100	Fotovoltaica	ene-29	Diego de Almagro 220	SIC
Solar Pan de Azúcar 02	250	Fotovoltaica	mar-29	Pan de Azúcar 220	SIC
Eólica Concepción 03	50	Eólica	nov-29	Concepción 220	SIC
Solar Carrera Pinto 05	100	Fotovoltaica	nov-29	Carrera Pinto 220	SIC
Solar SING IV	150	Fotovoltaica	ene-30	Lagunas 220	SING
Solar SING V	75	Fotovoltaica	ene-30	Arica 066	SING
Eólica Concepción 02	50	Eólica	ene-30	Concepción 220	SIC
Solar Diego de Almagro 01	300	Fotovoltaica	feb-30	Diego de Almagro 220	SIC
Solar Punta Colorada 01	200	Fotovoltaica	feb-30	Pan de Azúcar 220	SIC

Figura 24: Potencia incorporada por año, escenario 6



Como se observa, esta expansión considera la incorporación de centrales de mayor tamaño a partir de 2023. En términos de potencia incorporada al sistema, se observa tanto ERNC como GNL en forma relevante. Esto tiene un correlato con los resultados en términos de energía, ya que si bien en cuando a la potencia son similares, los factores de planta de las centrales renovables incorporadas son menores a las centrales en base a gas natural. La participación en términos de energía de este escenario se muestra en el siguiente punto.

4.6.2. Energía por tecnología

Tabla 30: Energía generada total, escenario 6

Año	Energía en [GWh], escenario 6										
	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2016	26,018	3,485	1,032	14,955	15,013	2,210	0	5,726	71	2,936	145.634
2017	25,972	3,298	1,188	15,046	15,768	2,295	0	7,302	796	2,886	145.634
2018	29,261	2,554	607	14,952	17,627	2,085	0	7,577	796	2,962	145.634
2019	30,847	2,448	576	15,700	18,421	2,255	0	7,769	796	2,998	145.634
2020	33,282	3,289	584	15,639	18,752	2,442	0	7,769	796	2,998	145.634
2021	34,890	4,328	589	15,948	19,495	2,577	0	7,768	796	2,997	145.634
2022	36,462	6,349	635	15,654	19,540	2,805	0	7,768	796	3,094	145.634
2023	37,539	8,020	671	15,954	19,594	2,937	0	7,766	796	3,621	145.634
2024	38,360	10,698	873	16,112	19,618	3,120	0	7,766	796	3,621	145.634
2025	38,664	13,586	882	16,184	19,606	3,217	0	8,119	796	3,621	145.634
2026	38,799	17,293	674	16,059	19,577	3,255	0	8,293	796	3,590	145.634
2027	38,816	20,809	618	15,988	20,037	3,259	0	8,292	796	3,661	145.634
2028	38,838	24,457	592	15,570	20,094	3,252	0	8,884	796	3,859	145.634
2029	38,843	25,765	606	15,705	20,217	3,270	0	11,385	796	3,887	145.634
2030	38,853	27,978	631	15,310	20,163	3,295	0	13,613	796	4,103	145.634

Figura 25: Energía generada total, escenario 6

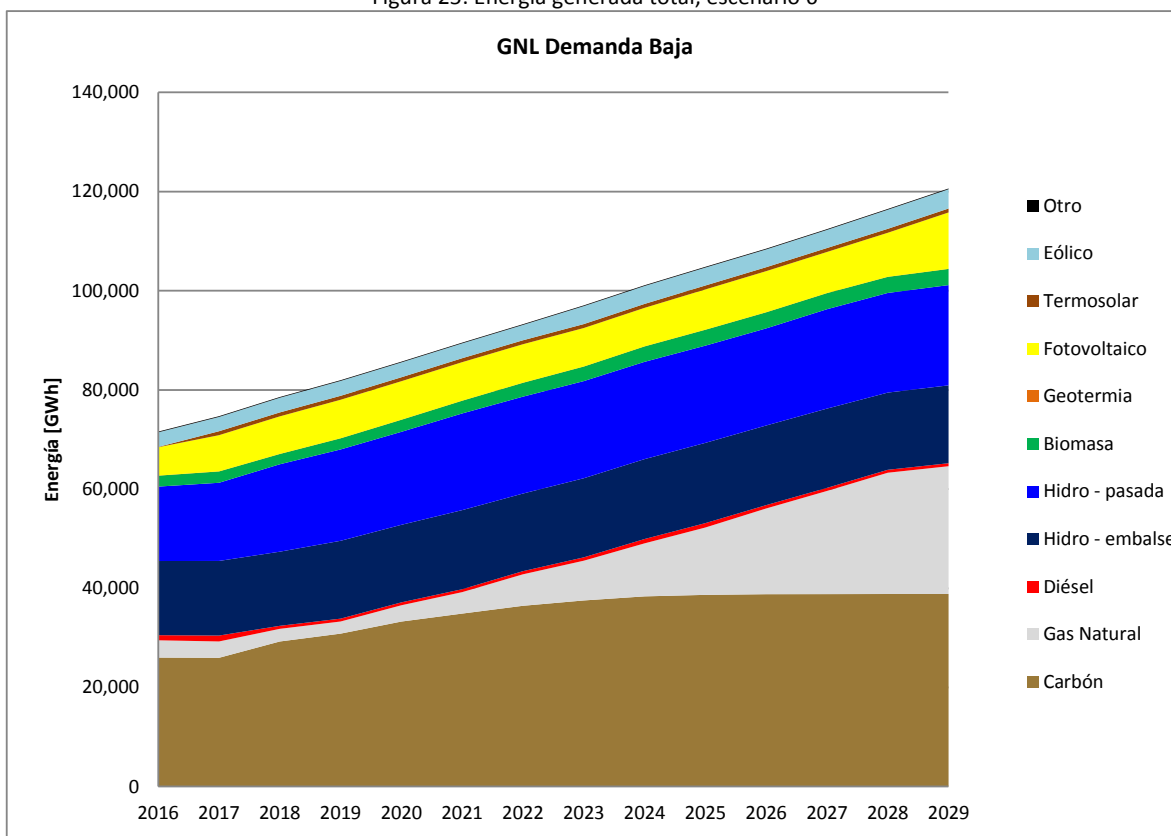


Tabla 31: Cumplimiento ERNC, escenario 6

Año	% ERNC Cumplimiento	% ERNC
2015	4.08%	13.42%
2016	4.63%	17.34%
2017	5.19%	19.95%
2018	5.73%	19.21%
2019	6.46%	18.92%
2020	7.56%	18.42%
2021	8.65%	17.78%
2022	9.91%	17.56%
2023	11.09%	17.53%
2024	12.49%	16.97%
2025	13.97%	16.79%
2026	14.12%	16.39%
2027	14.40%	17.22%
2028	14.48%	17.93%
2029	14.47%	18.07%
2030	14.47%	18.76%

En términos del porcentaje de energías renovables no convencionales, al año 2025 se alcanzaría un 16,79% al año 2025, lo que supera la obligación establecida en la ley 20.257 y su modificación a través de la ley 20.698.

4.6.3. Costos Marginales

Figura 26: Costo Marginal por hidrología en barra Quillota 220 kV, escenario 6

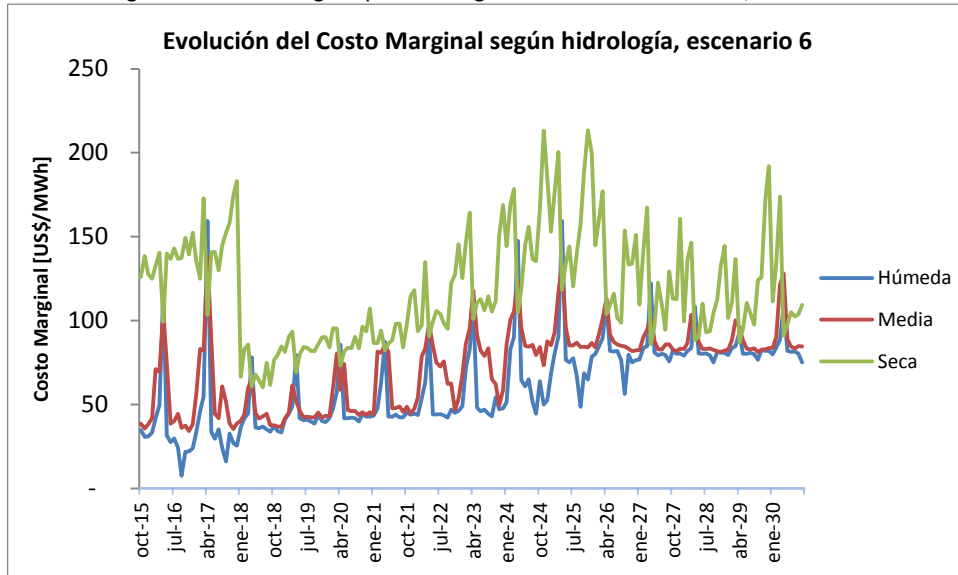
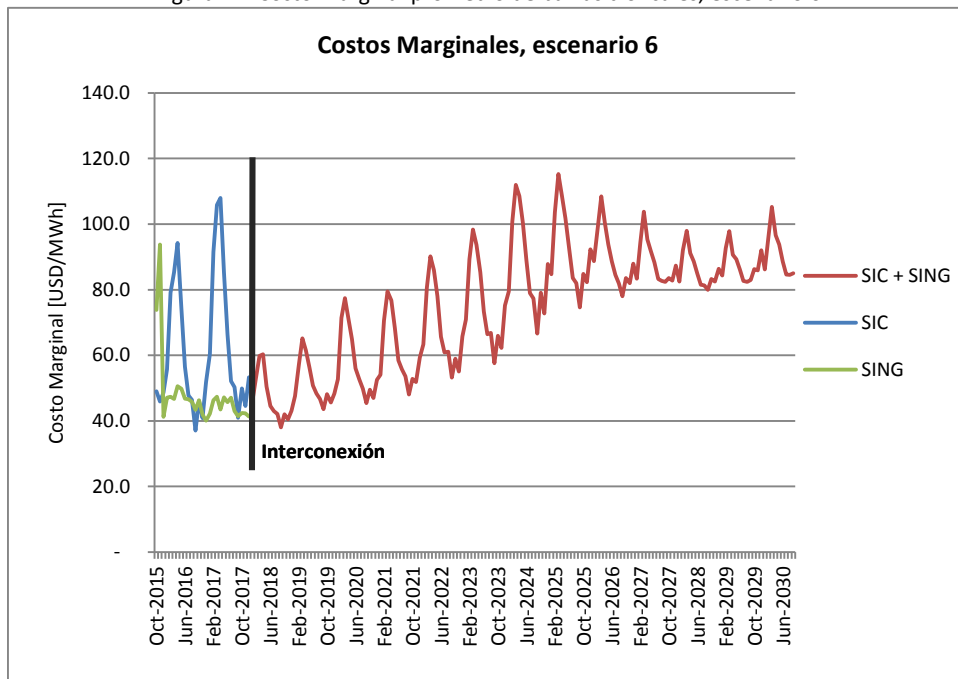



Figura 27: Costo Marginal promedio de barras troncales, escenario 6





En relación al nivel de precios, el costo marginal, en promedio, tiende a estabilizarse en torno a los 85 [USD/MWh]. Este valor corresponde a un promedio de las hidrologías consideradas en las barras troncales.

5. Comentarios Finales

El presente Informe de Programa de Obras de Generación y Transmisión tiene su origen en una obligación reglamentaria y corresponde a un ejercicio de planificación indicativa, que sirve como antecedente a las Fijaciones de Precio de Nudo de Corto Plazo, de octubre del mismo año de emisión y de abril del año inmediatamente siguiente. En ese contexto, la Comisión Nacional de Energía ha desarrollado distintos escenarios posibles de expansión del sistema eléctrico a nivel de generación – transporte, con distintos supuestos posibles de las variables que se han considerado más relevantes.

Al respecto, esta Comisión ha trabajado en tres aspectos que se identificaron como fundamentales en relación a los supuestos y antecedentes a considerar para la elaboración de los planes de obra indicativos, siendo estos los costos de inversión por tecnología de generación, la proyección de precios de combustibles y la previsión de demanda. De los dos primeros, se adjuntan al presente Informe dos trabajos particulares, en los cuales se abordan por separado las principales materias relacionadas con dichos temas, trabajo que se pretende ahondar en las sucesivas fijaciones. Esto se verá complementado con un estudio de “Determinación de precio de potencia y costos de inversión por tecnología de generación” que actualmente está llevando a cabo esta Comisión. Además de lo anterior, respecto de la previsión de demanda, se ha tenido a la vista la metodología, criterios y resultados para los consumos futuros de clientes regulados de las publicaciones “Estudio de Previsión de Demanda 2015-2030 SIC-SING” y el “Informe de Licitaciones de Suministro Eléctrico”, ambos publicados en abril 2015. Éste último Informe contó con un proceso participativo de personas e instituciones interesadas mediante la posibilidad de efectuar observaciones y concurrir al Panel de Expertos. En vista de que dicha proyección fue resultado de este proceso, se optó por mantener sus resultados. Para la proyección de clientes libres, se utilizaron estudios publicados por la Comisión Chilena del Cobre, antecedentes aportados por los CDEC y suministradores. Se espera que en el corto plazo se efectúe un Informe respecto de la previsión de demanda, que permita tener a la vista con mayor detalle para los interesados, los principales aspectos y criterios utilizados en su elaboración.

Resulta también relevante observar la gran cantidad de proyectos declarados en construcción, con cumplimiento de los requisitos reglamentarios para ello, que se encuentran actualmente en el horizonte de planificación. De hecho, en conjunto suman 65 proyectos que superan los 5.000 MW de capacidad, siendo un 47% del total energías renovables no convencionales. Esto representa un considerable aumento respecto de lo observado en años anteriores, e implica que el parque generador aportaría suficiencia y tendría cubierta la demanda eléctrica en términos promedio y para ambos escenarios de demanda, hasta entrada la próxima década, donde se requeriría en los diferentes escenarios simulados la entrada paulatina de centrales. Es necesario señalar que esto se basa en que los proyectos se concreten en el tiempo y forma indicados por sus propietarios, en vista de la obligación reglamentaria que se establece para con ellos en relación a la información más actualizada del estado de dichos proyectos en construcción y su adecuada caracterización.

Otro resultado importante es el grado de cumplimiento de la obligación establecida en la ley 20.257, modificada por la ley 20.698, respecto de la inyección al sistema eléctrico por medio de fuentes de energías renovables no convencionales. Esta obligación es diferenciada de acuerdo a la fecha en fueron suscritos los contratos de suministro, y dependiendo del cliente puede alcanzar un 10%, un 20% o no tener de obligación de inyección de medios ERNC. Al efectuar el análisis respecto de los contratos, sus fechas de suscripción y la proyección de demanda de los clientes, al año 2025 se requeriría que un 14% de la energía proviniera de fuentes ERNC. Bajo todos los escenarios analizados, la generación por este tipo de medios considerando sólo los proyectos en construcción es suficiente para cubrir la obligación señalada para a lo menos los próximos 4 años; lo que deja en evidencia el desarrollo natural que están experimentando estas tecnologías, independientemente de la obligación señalada, aspecto que fue considerado dentro de los escenarios de expansión.

En relación a la disponibilidad de GNL, se asumió como supuesto que las empresas con centrales existentes tienen la posibilidad de suscribir contratos de suministro de dicho combustible en el mediano plazo. En ese sentido, es relevante notar que bajo ciertas condiciones de disponibilidad del recurso hidrológico, la generación proveniente por parte de estas centrales puede resultar baja respecto de su capacidad instalada. El tema del tratamiento de este recurso, las metodologías, procedimientos y supuestos adecuados a utilizar se encuentran en etapa de análisis por parte de la Comisión Nacional de Energía, por lo que se consideró necesario analizar escenarios con mayor penetración de gas natural y así aportar en esta discusión.

Los resultados obtenidos muestran costos de energía esperados que son concordantes con la proyección de precios de combustibles, costos de inversión y proyección de demanda que se tuvo a la vista. Respecto de esto, es importante indicar que los costos marginales mostrados corresponden a un promedio de todas las condiciones hidrológicas de acuerdo a la metodología indicada en el informe. En ese sentido, se muestra también en este informe el resultado en caso de visualizar sólo determinadas condiciones particulares, como hidrología seca, media y húmeda, en virtud de seleccionar ciertas hidrologías de la estadística histórica, análisis que resulta relevante para prever los niveles de precios que podrían observarse en el caso de verificarse en la práctica condiciones cercanas a dichas hidrologías.

Finalmente, es importante recalcar que se trata de un trabajo indicativo, cuyos antecedentes y/o resultados pueden ser considerados por los diferentes agentes del sistema para los estudios o evaluaciones que estimen convenientes, pero que no necesariamente corresponde a un ejercicio vinculante para otros fines. En ese sentido, y considerando las disposiciones reglamentarias actualmente vigentes, se recibirán observaciones de aquellos agentes en función de lo establecido en el Reglamento de Precios de Nudo, esperando que contribuyan a mejorar los antecedentes, criterios y/o metodologías utilizados tanto en este Informe, como en los Informes Técnicos de Precio de Nudo de Corto Plazo.