

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2021, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

RESOLUCION EXENTA N° 35

SANTIAGO, 1 de febrero de 2021

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular aquellas introducidas por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente la "Ley";
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado;
- d) Lo establecido en el Decreto Supremo N° 86 del Ministerio de Energía, de 2012, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante "D.S. N° 86";
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603 de la Comisión, ambas del 2017, prorrogadas mediante Resolución

Exenta N° 10 de la Comisión, de 11 de enero de 2018, en adelante la "Resolución Exenta N° 641";

- f) Los Oficios Ordinarios N° 918 y N° 919 de la Comisión, ambos de fecha 21 de diciembre de 2020, que comunican al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de diciembre de 2020;
- g) Las observaciones realizadas por los coordinados al Informe Técnico Preliminar indicado en el literal f) anterior;
- h) Las Resoluciones Exentas N° 454, del 30 de noviembre de 2020, y N° 498, del 30 de diciembre de 2020, ambas de la Comisión, que declaran y actualizan instalaciones de generación y transmisión en construcción; y,
- i) Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, el artículo 160° de la Ley dispone que los precios de nudo de corto plazo deberán ser fijados semestralmente;
- b) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 171° de la Ley y el artículo primero de la Resolución Exenta N° 641, los precios de nudo de corto plazo de energía y potencia de punta serán fijados semestralmente, previo informe de la Comisión, mediante decreto expedido por el Ministerio de Energía bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", en los meses de febrero y agosto de cada año;
- c) Que, conforme a lo señalado en el artículo 169° de la Ley y el inciso primero del artículo tercero de la Resolución Exenta N° 641, para los efectos de cada fijación semestral de precios de nudo de corto plazo, la Comisión comunicará, al Ministerio de Energía y a las empresas eléctricas que corresponda, un informe

técnico definitivo del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, los días 31 de enero y 31 de julio de cada año, respectivamente, o al día siguiente hábil;

- d) Que, conforme a lo señalado en el artículo 165° de la Ley y el inciso segundo del artículo tercero de la Resolución Exenta N° 641, dentro de los primeros quince días del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo referido en el considerando c) anterior, la Comisión deberá poner en conocimiento del Coordinador y de los coordinados a través de éste, un informe técnico preliminar del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en el artículo 162° de la Ley, el que deberá contener lo señalado en el artículo 165° de la misma;
- e) Que, en cumplimiento de lo expuesto anteriormente, mediante oficios individualizados en el literal f) de vistos, la Comisión comunicó al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de diciembre de 2020;
- f) Que, los coordinados formularon observaciones al informe señalado en el considerando anterior; y,
- g) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos, que consagra el principio conclusivo, en virtud del cual, todo el procedimiento administrativo está destinado a que la Administración dicte un acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo y en el cual exprese su voluntad, y conforme al mérito del informe ya singularizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo, según se señalará a continuación.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico Definitivo, de enero de 2021, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

ENERO 2021

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	5
1 ANTECEDENTES	7
1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA.....	7
1.1.1 Previsión de demanda total del sistema	7
1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía	8
1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES.....	9
1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas.....	9
1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles.....	17
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural	20
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN	23
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS	23
1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	24
1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	26
1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA.....	27
1.8 STOCKS DE EMBALSES	28
1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	29
1.10 OBLIGACIÓN ERNC	29
2 METODOLOGÍA.....	31
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	31
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO	32
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	32
2.3.1 Costos variables de centrales térmicas	32

2.4	MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	33
2.5	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	33
2.5.1	Centrales Eólicas.....	33
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas	35
2.6	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	36
2.6.1	Alternativas de expansión del parque generador	36
2.6.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	37
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	38
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	38
2.9	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	39
2.10	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA	39
2.11	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	39
2.12	CALIDAD DE SUMINISTRO	40
2.12.1	Indisponibilidad de Transmisión	40
3	RESULTADOS	42
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN.....	42
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	43
3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA	46
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA	50
3.5	FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	51
3.6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	52
3.6.1	Indexación del precio de la potencia punta	52
3.6.2	Indexación del precio de la energía	54

3.7	DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO DE MERCADO	54
3.7.1	Determinación Precio Medio Básico	54
3.7.2	Determinación de Banda de Precios	55
3.7.3	Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado	55
3.7.4	Precios de nudo ajustados a Banda de Precios	56
3.8	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA	58
3.8.1	Indexación cargos por energía reactiva	58
3.8.2	Condiciones de aplicación	58
3.9	COSTO DE RACIONAMIENTO.....	59
3.10	COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY Y EN EL ARTÍCULO 5° DEL DECRETO SUPREMO N° 31	60
3.11	FACTORES DE MODULACIÓN	61

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos” o la “Ley”, en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión Nacional de Energía, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603, ambas del 2017, y prorrogada mediante Resolución Exenta N° 10, de 2018, en adelante “Resolución N° 641”, y en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio, en adelante “Reglamento de Precios de Nudo”, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”, y de los coordinados a través de éste, un informe técnico del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explicita:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión existentes, en construcción y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de falla y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos; y
- e) Los valores resultantes para los precios de nudo de corto plazo, sus fórmulas de indexación y el costo de racionamiento.

A partir de los antecedentes señalados en los literales anteriores, para un determinado horizonte de planificación, se establece el programa de obras de generación y transmisión indicativo que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el periodo de estudio, que en este caso, y según lo establecido en el artículo 5° de la Resolución N° 641, es de 10 años, incluyendo, en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. En base a lo señalado, se calculan los costos marginales de energía del sistema para un periodo de 48 meses, cuyos valores actualizados y ponderados por la energía se denominan Precios Básicos de Energía. Por su parte, se calcula el Precio Básico de Potencia de Punta por subsistema definido al efecto, conforme a lo establecido en el artículo 162° de la Ley.

En el presente informe técnico se presentan los supuestos de cálculo, los antecedentes utilizados, la metodología considerada y los resultados obtenidos, además de todas aquellas consideraciones señaladas en la normativa vigente.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 37° del Reglamento de Precios de Nudo, y a lo señalado en la Resolución Exenta N°668 de la Comisión, del 21 de noviembre de 2017, que da por conformado el Sistema Eléctrico Nacional, a partir de la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante, “SING”) con el Sistema Interconectado Central (en adelante, “SIC”), para la determinación de los precios de nudo de corto plazo, el presente informe técnico considera la existencia del denominado Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”) en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la Ley.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha estimado pertinente utilizar la denominación “SEN-SIC” y “SEN-SING” con el objeto de permitir una debida transición en aquellas variables de este informe que no han sido unificadas a la fecha, y en aquellos parámetros que, por simplicidad de identificación, consideren dicha diferenciación. Tal nomenclatura se utilizará para referirse a aquellas instalaciones que, con fecha previa a la interconexión señalada en la Resolución Exenta N°668, ya citada, hayan formado parte de los sistemas SIC y SING y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad a los mismos, y que, en la actualidad, forman parte del Sistema Eléctrico Nacional.

1 ANTECEDENTES

En esta sección, se presentan los principales antecedentes utilizados en la determinación de los precios de nudo de corto plazo en el SEN, explicitando las variables de cálculo y sus consideraciones. Mayores detalles de las mismas, se encuentran contenidos en los anexos publicados en conjunto con el presente informe en la página web de la Comisión.

Cabe señalar que, de conformidad a lo indicado en el artículo 10° de la Resolución N°641, respecto de las centrales de generación, se utilizarán como base para la modelación, aquellos antecedentes enviados por el Coordinador. En base a dichos antecedentes y a proyecciones que esta Comisión ha determinado para la elaboración del presente informe, se determinarán los modelos, parámetros y supuestos con lo que se modelarán las centrales de generación para efectos de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico.

En consideración a lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución N°641, el tipo de cambio utilizado en el presente informe técnico corresponde al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo, esto es, noviembre de 2020, el que tiene un valor de 762,88 pesos/USD.

1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA

1.1.1 Previsión de demanda total del sistema

En la Tabla 1 se presenta la previsión de la demanda de energía eléctrica en el sistema utilizada para la elaboración del presente informe técnico, hasta el año 2032, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema¹

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2021	45.506	28.435	73.941	-	-	-
2022	49.441	28.346	77.787	8,65%	-0,31%	5,20%
2023	51.898	28.680	80.578	4,97%	1,18%	3,59%
2024	54.923	29.411	84.334	5,83%	2,55%	4,66%
2025	56.246	30.165	86.411	2,41%	2,56%	2,46%
2026	58.498	31.047	89.545	4,00%	2,92%	3,63%
2027	60.558	31.862	92.421	3,52%	2,63%	3,21%

¹ Diferencias en la suma de la energía del sistema y de los porcentajes anuales se deben a aproximaciones de redondeo.

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2028	60.583	32.494	93.077	0,04%	1,98%	0,71%
2029	60.857	33.087	93.944	0,45%	1,82%	0,93%
2030	61.245	33.527	94.773	0,64%	1,33%	0,88%
2031	61.644	34.222	95.866	0,65%	2,07%	1,15%
2032	62.527	35.048	97.574	1,43%	2,41%	1,78%

Las bases de cálculo de la previsión de demanda utilizada se encuentran publicadas en la página web de la Comisión. Cabe señalar que se consideraron los antecedentes publicados en el “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 31, del 28 de enero de 2021.

1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía

Para efectos de obtener una modelación adecuada de los aportes de energía de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas, así como también una representación con mayor resolución temporal de los retiros efectuados desde el sistema eléctrico, se ha utilizado, en la presente fijación, una modelación temporal de la demanda de 16 bloques. Así, para cada mes se han considerado 8 bloques que representan un día hábil promedio y 8 bloques que representan un día no hábil promedio. En la tabla siguiente se presenta la distribución de los bloques para cada mes.

Tabla 2: Distribución horaria de los bloques de demanda mensuales

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	1	1	3	3	1	1	1
4	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	1
5	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	1
6	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	1
7	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	1
8	4	2	2	4	2	4	4	2	2	4	4	4	3	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3
9	6	4	4	6	4	6	6	4	4	6	6	6	5	3	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5
10	8	6	6	8	6	8	8	6	6	8	8	8	7	5	5	7	7	7	7	7	7	7	7	7
11	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	8	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	7
12	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	8	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	7
13	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	10	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	7
14	10	8	8	10	8	8	10	8	8	8	10	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	9	7
15	10	10	10	10	8	8	10	8	8	8	10	8	9	7	7	9	9	9	9	9	9	7	9	9
16	10	10	10	10	8	10	10	8	8	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	7	9	9
17	12	10	10	10	10	12	12	10	10	10	10	12	9	9	9	9	9	11	11	9	9	7	9	9
18	12	10	10	12	12	14	14	12	12	10	10	12	9	11	9	11	11	13	13	11	11	9	9	9
19	12	12	12	14	14	16	16	14	14	12	12	12	11	11	11	13	13	15	15	13	13	11	11	11

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20	14	14	14	16	16	16	16	16	16	14	14	14	13	13	13	15	15	15	15	15	15	13	13	13
21	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
23	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
24	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

De esta forma, para cada mes de simulación se ha modelado la demanda en 16 bloques de distinta duración, donde cada hora de cada mes está asociada a un bloque de demanda. En la siguiente tabla se observa la duración mensual de cada bloque de demanda.

Tabla 3: Curvas de duración mensual de demanda ²

Mes	Duración de Bloques de Demanda por Mes (%)																Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	9,4	19,8	1,3	2,8	1,3	2,8	6,7	11,3	5,4	8,5	1,3	8,5	1,3	2,8	5,4	11,3	100
2	9,5	23,8	1,2	3	1,2	3	6	11,9	2,4	11,9	2,4	3	1,2	3	4,8	11,9	100
3	8,6	24,7	1,1	3,1	1,1	3,1	5,4	12,4	3,2	12,4	1,1	3,1	1,1	3,1	4,3	12,4	100
4	3,3	17,5	10	2,5	1,7	2,5	1,7	2,5	11,7	17,5	1,7	2,5	1,7	2,5	8,3	12,5	100
5	2,4	23,7	7,3	3	1,2	3	1,2	17,7	8,5	3	1,2	3	1,2	3	6	14,8	100
6	3,8	5,8	6,3	17,5	1,3	2,9	1,3	17,5	7,5	2,9	1,3	2,9	1,3	2,9	7,5	17,5	100
7	4	5,6	6,7	16,9	1,3	2,8	1,3	2,8	8,1	16,9	1,3	2,8	1,3	2,8	8,1	16,9	100
8	2,4	23,7	7,3	3	1,2	3	1,2	17,7	8,5	3	1,2	3	1,2	3	6	14,8	100
9	3,1	21,1	9,2	2,6	1,5	2,6	1,5	15,8	10,7	2,6	1,5	2,6	1,5	2,6	7,6	13,2	100
10	10,3	18,8	1,5	2,7	1,5	2,7	11,8	16,1	1,5	8,1	1,5	2,7	1,5	2,7	5,9	10,8	100
11	8,8	20,4	1,3	2,9	1,3	2,9	5	8,8	6,3	17,5	1,3	2,9	1,3	2,9	5	11,7	100
12	11,3	17,9	1,6	2,6	1,6	2,6	8,1	15,3	6,5	2,6	1,6	7,7	1,6	2,6	6,5	10,2	100

1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

De conformidad a lo establecido en el artículo 10 de la Resolución N°641, para la elaboración del presente informe técnico se han utilizado como base aquellos antecedentes relativos a costos de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del sistema, enviados por el Coordinador a esta Comisión, correspondientes a los últimos dos meses

² La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en la suma de los porcentajes mensuales se debe a aproximaciones de redondeo.

previos a la fecha de envío, utilizándose un promedio de los costos durante dicho período de tiempo. Esta información se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4: Costos variables de centrales térmicas del SEN ³

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Aggreko 01	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Agni	Diésel	490,0	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	45,6	144,1
Aguas Blancas	Diésel	428,6	US\$/Ton	0,234	Ton/MWh	14,2	114,3
Aldea	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Alerce	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Almendrado	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Ampliación Central Quellón	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Ancali 1	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	13,3	13,3
Andes U1 DIE	Diésel	428,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	20,8	124,2
Andes U2 DIE	Diésel	428,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	20,8	124,2
Andes U3 DIE	Diésel	428,9	US\$/Ton	0,237	Ton/MWh	20,8	122,4
Andes U4 DIE	Diésel	428,9	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,8	126,8
Andina	Carbón	62,0	US\$/Ton	0,376	Ton/MWh	7,0	30,3
Angamos 1	Carbón	62,6	US\$/Ton	0,374	Ton/MWh	2,6	26,0
Angamos 2	Carbón	62,6	US\$/Ton	0,374	Ton/MWh	2,6	26,0
Antilhue U1	Diésel	458,9	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	23,2	130,9
Antilhue U2	Diésel	458,9	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	23,2	130,9
Arauco	Biomasa	17,7	US\$/Ton	1,351	Ton/MWh	3,9	27,8
Arica GM	Diésel	410,5	US\$/Ton	0,253	Ton/MWh	9,2	113,1
Arica M1	Diésel	410,5	US\$/Ton	0,252	Ton/MWh	9,2	112,5
Arica M2	Diésel	410,5	US\$/Ton	0,249	Ton/MWh	9,2	111,4
Aromos	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Atacama 1	Diésel	447,0	US\$/Ton	0,181	Ton/MWh	7,8	88,5
Atacama 2	Diésel	447,0	US\$/Ton	0,176	Ton/MWh	7,8	86,4
Bio Cruz	Gas Natural	433,5	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0
Biomar	Diésel	723,1	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	178,4
Bluegate	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Bocamina 2	Carbón	67,3	US\$/Ton	0,378	Ton/MWh	4,3	29,7
Boldos	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Calafate	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Calfuco	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Callecalle	Diésel	413,0	US\$/Ton	0,228	Ton/MWh	21,7	115,9
Campiche	Carbón	70,0	US\$/Ton	0,380	Ton/MWh	5,6	32,1
Camping	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Candelaria 1 DIE	Diésel	428,4	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	2,8	106,5

³ La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en el valor del costo variable se deben a aproximaciones de redondeo.

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Candelaria 1 GNL C	Gas Natural	118,4	US\$/dam3	0,329	dam3/MWh	2,8	41,8
Candelaria 2 DIE	Diésel	428,4	US\$/Ton	0,249	Ton/MWh	2,8	109,5
Candelaria 2 GNL C	Gas Natural	118,4	US\$/dam3	0,318	dam3/MWh	2,8	40,5
Cañete	Diésel	419,2	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	19,8	120,4
Cardones	Diésel	424,7	US\$/Ton	0,239	Ton/MWh	24,4	125,9
Casablanca 1	Diésel	413,1	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	36,7	165,2
Casablanca 2	Diésel	413,1	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	30,1	158,6
Celco BL1	Biomasa	16,9	US\$/Ton	1,342	Ton/MWh	1,9	24,6
Celco BL2	Diésel	323,1	US\$/Ton	0,310	Ton/MWh	1,9	102,1
Cementos Biobío DIE	Diésel	670,4	US\$/Ton	0,192	Ton/MWh	16,8	145,5
Cenizas	Diésel	412,1	US\$/Ton	0,230	Ton/MWh	13,8	108,7
Ciruelillo	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Central de respaldo Maitencillo	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Cern Lepanto	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Cerro Pabellón U1	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Cerro Pabellón U2	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Cerro Pabellón U3	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Chifin	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Chile Generación	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Chillán	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Chiloé	Diésel	444,5	US\$/Ton	0,282	Ton/MWh	39,3	164,5
Cholguán BL1	Biomasa	26,2	US\$/Ton	1,428	Ton/MWh	2,7	40,0
Cholguán BL2	Diésel	428,4	US\$/Ton	0,320	Ton/MWh	2,7	139,8
Chorrillos	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Chufkén	Diésel	438,3	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	19,2	124,4
Chuyaca	Diésel	409,3	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	21,6	125,4
Chuyaca Amp	Diésel	409,3	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	21,6	125,4
CMPC Cordillera GNL	Gas Natural	417,4	US\$/dam3	0,253	dam3/MWh	3,1	108,6
CMPC Laja BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,221	Ton/MWh	0,0	0,0
CMPC Laja BL2	Biomasa	19,6	US\$/Ton	1,221	Ton/MWh	1,5	25,4
CMPC Laja BL3	Biomasa	36,5	US\$/Ton	1,221	Ton/MWh	1,5	46,0
CMPC Pacífico BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,0	0,0
CMPC Pacífico BL2	Biomasa	30,1	US\$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,0	35,5
CMPC Pacífico BL3	Fuel Oil	298,7	US\$/Ton	0,271	Ton/MWh	0,0	81,0
CMPC Santa Fé	Biomasa	31,5	US\$/Ton	5,590	Ton/MWh	5,0	180,9
CMPC Tissue	Gas Natural	266,5	US\$/dam3	0,249	dam3/MWh	7,7	74,2
Cochrane 1	Carbón	60,0	US\$/Ton	0,361	Ton/MWh	4,5	26,2
Cochrane 2	Carbón	60,0	US\$/Ton	0,361	Ton/MWh	4,5	26,2
Coelemu	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Cogeneradora Aconcagua	Cogeneración	0,0	US\$/dam3	0,301	dam3/MWh	0,0	0,0
Colihues U1 HFO	Fuel Oil	317,6	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	22,2	90,2
Colihues U2 HFO	Fuel Oil	317,6	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	22,2	90,2
Colmito DIE	Diésel	406,7	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	14,3	115,3

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Colmito GNL	Gas Natural	304,8	US\$/dam3	0,263	dam3/MWh	10,2	90,5
Combarbalá	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Concón	Diésel	410,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	35,2	134,2
Concón GNL	Gas Natural	266,5	US\$/dam3	0,249	dam3/MWh	7,7	74,2
Constitución-Egen	Diésel	472,1	US\$/Ton	0,282	Ton/MWh	39,3	172,3
Contulmo	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Copiulemu	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	13,3	13,3
Coronel DIE	Diésel	399,1	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	17,2	107,1
Cortés	Diésel	513,1	US\$/Ton	0,194	Ton/MWh	54,9	154,5
Cummins	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Curacautín	Diésel	443,5	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,5	117,1
Curauma	Diésel	411,5	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	37,1	165,0
Danisco	Diésel	627,0	US\$/Ton	0,217	Ton/MWh	19,3	155,4
Degañ	Diésel	454,5	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	33,3	132,7
Degañ 2 Nave 4	Diésel	454,5	US\$/Ton	0,211	Ton/MWh	37,5	133,5
Degañ 2 Nave 5	Diésel	454,5	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	37,5	153,0
Deuco II	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Deutz	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Diego De Almagro	Diésel	419,7	US\$/Ton	0,337	Ton/MWh	6,6	148,1
Don Pedro	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Doña Javiera	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Dreams Valdivia II	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Eagon	Diésel	673,0	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	168,2
El Atajo	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
El Campesino Biogás	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	13,3	13,3
El Canelo 1	Diésel	421,9	US\$/Ton	0,297	Ton/MWh	35,0	160,1
El Canelo 2	Diésel	421,9	US\$/Ton	0,297	Ton/MWh	35,0	160,1
El Faro	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
El Molle	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
El Nogal	Diésel	715,7	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	38,9	207,3
El Peñón	Diésel	416,9	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	119,4
El Salvador	Diésel	421,8	US\$/Ton	0,337	Ton/MWh	45,6	187,8
El Totoral	Diésel	414,7	US\$/Ton	0,236	Ton/MWh	34,6	132,6
Emelda U1	Diésel	432,8	US\$/Ton	0,264	Ton/MWh	14,5	128,9
Emelda U2	Diésel	432,8	US\$/Ton	0,278	Ton/MWh	14,5	134,7
Energía Pacífico	Biomasa	31,8	US\$/Ton	1,563	Ton/MWh	9,8	59,5
Ermitaño	Diésel	731,7	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,1
Escuadrón	Biomasa	21,6	US\$/Ton	1,850	Ton/MWh	4,8	44,7
Esperanza DS1	Diésel	471,3	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	28,2	134,2
Esperanza DS2	Diésel	471,3	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	25,7	130,3
Esperanza TG1	Diésel	471,3	US\$/Ton	0,340	Ton/MWh	9,1	169,3
Espinos BL1	Diésel	436,2	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	26,4	122,8
Espinos BL2	Diésel	436,2	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	67,8	164,2

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Estancilla	Diésel	715,7	US\$/Ton	0,228	Ton/MWh	39,2	202,4
Estandartes 13	Diésel	425,7	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	17,3	111,3
Estandartes 7-12	Diésel	450,7	US\$/Ton	0,209	Ton/MWh	23,0	117,3
Etersol	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Gami	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Guacolda 1	Carbón	67,2	US\$/Ton	0,397	Ton/MWh	2,7	29,4
Guacolda 2	Carbón	67,3	US\$/Ton	0,404	Ton/MWh	2,6	29,7
Guacolda 3	Carbón	66,0	US\$/Ton	0,373	Ton/MWh	3,1	27,7
Guacolda 4	Carbón	67,7	US\$/Ton	0,378	Ton/MWh	4,1	29,7
Guacolda 5	Carbón	67,4	US\$/Ton	0,362	Ton/MWh	2,8	27,2
HBS	Gas Natural	377,8	US\$/dam3	0,256	dam3/MWh	6,9	103,7
HBS GNL	Gas Natural	377,8	US\$/dam3	0,256	dam3/MWh	6,9	103,7
Horcones DIE	Diésel	421,4	US\$/Ton	0,347	Ton/MWh	10,0	156,2
Hornitos	Carbón	61,5	US\$/Ton	0,381	Ton/MWh	7,0	30,4
Huasco-TG U1 DIE	Diésel	411,6	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	151,1
Huasco-TG U2 DIE	Diésel	411,6	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	151,1
Huasco-TG U3 DIE	Diésel	411,6	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	151,1
IE Mejillones	Carbón	65,7	US\$/Ton	0,350	Ton/MWh	4,0	27,0
Inacal	Diésel	622,0	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	9,1	155,5
JCE	Diésel	659,2	US\$/Ton	0,217	Ton/MWh	22,1	165,1
Kelar-TG1+TG2+TV DIE	Diésel	389,8	US\$/Ton	0,162	Ton/MWh	3,2	66,4
Kelar-TG1+TG2+TV GNL A	Gas Natural	329,8	US\$/dam3	0,183	dam3/MWh	1,7	62,2
La Portada	Diésel	489,5	US\$/Ton	0,216	Ton/MWh	16,1	122,0
Laguna Verde TG	Diésel	417,0	US\$/Ton	0,264	Ton/MWh	11,4	121,5
Laguna Verde TV	Diésel	417,0	US\$/Ton	0,412	Ton/MWh	7,9	179,6
Laja-Eve 1	Biomasa	17,6	US\$/Ton	2,660	Ton/MWh	3,4	50,2
Laja-Eve 2	Biomasa	0,0	US\$/Ton	2,660	Ton/MWh	0,0	0,0
Las Pampas	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Las Vegas	Diésel	413,8	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	32,8	132,7
Lautaro 1 BL1	Biomasa	7,1	US\$/Ton	2,952	Ton/MWh	9,7	30,6
Lautaro 1 BL2	Biomasa	15,1	US\$/Ton	2,682	Ton/MWh	9,7	50,1
Lautaro 2 BL1	Biomasa	21,8	US\$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,8	39,4
Lautaro 2 BL2	Biomasa	37,3	US\$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,8	60,5
Lebu	Diésel	422,8	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	17,4	118,9
Licantén BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,496	Ton/MWh	1,9	1,9
Licantén BL2	Biomasa	26,4	US\$/Ton	1,496	Ton/MWh	1,9	41,5
Linares	Diésel	428,8	US\$/Ton	0,224	Ton/MWh	45,6	141,4
Llanos Blancos	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Loma Los Colorados 1	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	11,6	11,6
Loma Los Colorados 2	Biogás	0,0	US\$/Ton	2,330	Ton/MWh	10,3	10,3
Lonquimay	Diésel	454,1	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	25,0	147,6
Los Alamos	Diésel	474,1	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	25,5	139,2
Los Guindos	Diésel	561,2	US\$/Ton	0,251	Ton/MWh	3,3	144,3

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Los Guindos 2	Diésel	561,2	US\$/Ton	0,250	Ton/MWh	4,6	145,2
Los Negros	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Los Pinos	Diésel	418,2	US\$/Ton	0,190	Ton/MWh	4,5	83,8
Los Pinos Biogás-Etapa 1	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	13,3	13,3
Los Vientos	Diésel	433,7	US\$/Ton	0,256	Ton/MWh	6,2	117,0
Los Vientos GNL	Gas Natural	266,5	US\$/dam3	0,249	dam3/MWh	7,7	74,2
Louisiana Pacific	Diésel	433,5	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	21,5	116,9
Louisiana Pacific 2	Diésel	439,6	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	21,5	118,2
Mantos Blancos	Diésel	451,9	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	23,0	137,8
MAPA	Biomasa	15,8	US\$/Ton	1,774	Ton/MWh	3,4	31,5
Masisa	Biomasa	28,6	US\$/Ton	1,468	Ton/MWh	3,4	45,4
Maule	Diésel	472,1	US\$/Ton	0,282	Ton/MWh	39,3	172,3
Mejillones 1	Carbón	92,2	US\$/Ton	0,421	Ton/MWh	8,4	47,3
Mejillones 2	Carbón	92,2	US\$/Ton	0,414	Ton/MWh	7,7	45,8
Mejillones 3-TG+TV DIE	Diésel	399,0	US\$/Ton	0,164	Ton/MWh	7,2	72,7
Mejillones 3-TG+TV GNL A	Gas Natural	152,0	US\$/dam3	0,207	dam3/MWh	4,7	36,2
Mejillones 3-TG+TV GNL B	Gas Natural	279,0	US\$/dam3	0,207	dam3/MWh	4,7	62,5
Mimbre	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Molina	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	13,3	13,3
Monte Patria	Diésel	424,3	US\$/Ton	0,280	Ton/MWh	39,3	158,1
Multiexport I	Diésel	426,9	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	113,2
Multiexport II	Diésel	426,9	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	113,2
Nehuenco 1-TG+TV DIE	Diésel	408,6	US\$/Ton	0,163	Ton/MWh	5,2	71,7
Nehuenco 1-TG+TV GN A	Gas Natural	171,5	US\$/dam3	0,192	dam3/MWh	3,2	36,1
Nehuenco 1-TG+TV GNL C	Gas Natural	93,9	US\$/dam3	0,192	dam3/MWh	3,2	21,2
Nehuenco 2-TG+TV DIE	Diésel	408,6	US\$/Ton	0,162	Ton/MWh	5,2	71,6
Nehuenco 2-TG+TV GN A	Gas Natural	171,5	US\$/dam3	0,190	dam3/MWh	2,8	35,3
Nehuenco 2-TG+TV GNL C	Gas Natural	93,9	US\$/dam3	0,190	dam3/MWh	2,8	20,6
Nehuenco 9B DIE	Diésel	408,6	US\$/Ton	0,281	Ton/MWh	4,3	119,1
Newén DIE	Diésel	429,1	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	7,5	112,7
Newén GNL A	Gas Natural	345,9	US\$/dam3	0,292	dam3/MWh	7,5	108,5
Nueva Aldea 1 BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,395	Ton/MWh	0,0	0,0
Nueva Aldea 1 BL2	Biomasa	8,0	US\$/Ton	1,395	Ton/MWh	2,2	13,4
Nueva Aldea 2	Diésel	427,0	US\$/Ton	0,286	Ton/MWh	12,0	134,1
Nueva Aldea 3	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,330	Ton/MWh	0,0	0,0
Nueva Renca-FA GLP	GLP	435,2	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	0,1	104,5
Nueva Renca-TG+TV DIE	Diésel	428,8	US\$/Ton	0,168	Ton/MWh	7,5	79,4
Nueva Renca-TG+TV GN A	Gas Natural	169,4	US\$/dam3	0,198	dam3/MWh	3,8	37,4
Nueva Renca-TG+TV GNL A	Gas Natural	193,2	US\$/dam3	0,198	dam3/MWh	3,8	42,1
Nueva Tocopilla 1	Carbón	67,9	US\$/Ton	0,398	Ton/MWh	2,7	29,8
Nueva Tocopilla 2	Carbón	67,9	US\$/Ton	0,389	Ton/MWh	2,7	29,1
Nueva Ventanas	Carbón	70,0	US\$/Ton	0,364	Ton/MWh	5,6	31,0
Olivos BL1	Diésel	436,1	US\$/Ton	0,231	Ton/MWh	30,4	131,1

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Olivos BI2	Diésel	436,1	US\$/Ton	0,231	Ton/MWh	69,7	170,4
Orafti	Biomasa	15,8	US\$/Ton	1,774	Ton/MWh	3,4	31,5
Pajonales	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
PAS Mejillones	Cogeneración	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,0	0,0
Petropower	Petcoke	0,0	US\$/Ton	0,450	Ton/MWh	3,9	3,9
Picoltué	Diésel	543,5	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	156,8
Placilla	Diésel	410,8	US\$/Ton	0,236	Ton/MWh	29,4	126,4
PMGD Conchalí	Diésel	735,3	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,9
Prime Los Cóndores	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Punitaqui	Diésel	424,1	US\$/Ton	0,280	Ton/MWh	39,3	158,0
Punta Colorada DIE	Diésel	404,2	US\$/Ton	0,191	Ton/MWh	28,9	106,1
Quellón 2	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Quintay	Diésel	412,8	US\$/Ton	0,236	Ton/MWh	30,0	127,5
Quintero 1A DIE	Diésel	413,2	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	5,1	105,0
Quintero 1A GN	Gas Natural	157,3	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	53,9
Quintero 1A GNL	Gas Natural	162,4	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	55,5
Quintero 1A GNL E	Gas Natural	164,1	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	56,1
Quintero 1B DIE	Diésel	413,2	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	5,1	105,0
Quintero 1B GN	Gas Natural	157,3	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	53,9
Quintero 1B GNL	Gas Natural	162,4	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	55,5
Quintero 1B GNL E	Gas Natural	164,1	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	56,1
Ramadilla	Diésel	735,3	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,9
Rapaco	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Raso Power	Diésel	723,4	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0
Raso Power Ampl	Diésel	723,4	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0
Raso Power Ampl 3 y 4	Diésel	723,4	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0
Renca U1	Diésel	428,8	US\$/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	160,2
Renca U2	Diésel	428,8	US\$/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	160,2
Rey Ex Corral	Diésel	843,2	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	23,9	209,4
Río Azul	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Salmofood I	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Salmofood II	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
San Gregorio	Diésel	428,8	US\$/Ton	0,224	Ton/MWh	45,6	141,4
San Isidro 2-TG+TV DIE	Diésel	413,3	US\$/Ton	0,167	Ton/MWh	7,8	76,9
San Isidro 2-TG+TV GN	Gas Natural	156,0	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	5,0	34,4
San Isidro 2-TG+TV GNL A	Gas Natural	162,4	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	5,0	35,6
San Isidro 2-TG+TV GNL E	Gas Natural	164,1	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	5,0	35,9
San Isidro-TG+TV DIE	Diésel	413,3	US\$/Ton	0,185	Ton/MWh	10,0	86,6
San Isidro-TG+TV GN	Gas Natural	156,0	US\$/dam3	0,198	dam3/MWh	6,3	37,2
San Isidro-TG+TV GNL A	Gas Natural	162,4	US\$/dam3	0,198	dam3/MWh	6,3	38,5
San Isidro-TG+TV GNL E	Gas Natural	164,1	US\$/dam3	0,198	dam3/MWh	6,3	38,8
San Javier Etapa I	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
San Javier Etapa II	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
San Lorenzo U1	Diésel	429,7	US\$/Ton	0,342	Ton/MWh	24,1	171,0
San Lorenzo U2	Diésel	429,7	US\$/Ton	0,380	Ton/MWh	24,1	187,5
San Lorenzo U3	Diésel	429,7	US\$/Ton	0,289	Ton/MWh	22,8	147,0
Santa Fé BL1	Biomasa	10,2	US\$/Ton	2,030	Ton/MWh	5,0	25,6
Santa Fé BL2	Biomasa	17,5	US\$/Ton	1,800	Ton/MWh	5,0	36,4
Santa Fé BL3	Biomasa	24,6	US\$/Ton	1,880	Ton/MWh	5,0	51,3
Santa Fé BL4	Biomasa	31,8	US\$/Ton	5,590	Ton/MWh	5,0	182,7
Santa Irene	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	13,3	13,3
Santa Lidia	Diésel	439,7	US\$/Ton	0,260	Ton/MWh	5,9	120,2
Santa María	Carbón	81,1	US\$/Ton	0,336	Ton/MWh	3,0	30,3
Santa Marta	Biogás	0,0	US\$/Ton	518,000	Ton/MWh	15,0	15,0
Sepultura	Diésel	731,7	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,1
Skretting	Diésel	673,0	US\$/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	189,7
Skretting Osorno	Diésel	673,0	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	167,3
Taltal 1 DIE	Diésel	427,8	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	12,8	121,5
Taltal 1 GNL A	Gas Natural	189,4	US\$/dam3	0,303	dam3/MWh	4,0	61,4
Taltal 2 DIE	Diésel	427,8	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	12,8	121,5
Taltal 2 GNL A	Gas Natural	189,4	US\$/dam3	0,303	dam3/MWh	4,0	61,4
Tambores	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Tamm	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Tapihue	Gas Natural	392,0	US\$/dam3	0,293	dam3/MWh	51,1	165,9
Tarapacá-TG DIE	Diésel	412,2	US\$/Ton	0,390	Ton/MWh	0,4	161,3
Teno	Diésel	447,3	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	126,1
Teno50 GLP	GLP	435,2	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	0,1	104,5
Termopacífico	Diésel	427,8	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	24,2	120,5
Tirúa	Diésel	465,8	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	29,8	155,6
Tocopilla U14	Carbón	126,7	US\$/Ton	0,415	Ton/MWh	9,1	61,8
Tocopilla U15	Carbón	126,7	US\$/Ton	0,390	Ton/MWh	8,4	57,9
Tocopilla U16-TG+TV DIE	Diésel	400,8	US\$/Ton	0,167	Ton/MWh	85,4	152,1
Tocopilla U16-TG+TV GNL A	Gas Natural	152,0	US\$/dam3	0,193	dam3/MWh	6,4	35,7
Tocopilla U16-TG+TV GNL B	Gas Natural	279,0	US\$/dam3	0,193	dam3/MWh	6,4	60,2
Tocopilla-TG1	Diésel	400,8	US\$/Ton	0,386	Ton/MWh	1,0	155,5
Tocopilla-TG2	Diésel	400,8	US\$/Ton	0,386	Ton/MWh	1,0	155,5
Tocopilla-TG3 DIE	Diésel	400,8	US\$/Ton	0,277	Ton/MWh	1,0	111,9
Tomaval 1	Gas Natural	433,5	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0
Tomaval 2	Gas Natural	433,5	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0
Trapén	Diésel	428,2	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	121,9
Trebal Mapocho	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	13,3	13,3
Trebal Mapocho Ampl	Biogás	0,0	US\$/Ton	1,654	Ton/MWh	13,3	13,3
Trongol	Diésel	818,2	US\$/Ton	0,230	Ton/MWh	19,5	207,4
Ujina U1 DIE	Diésel	425,9	US\$/Ton	0,246	Ton/MWh	19,4	124,3
Ujina U2 DIE	Diésel	425,9	US\$/Ton	0,258	Ton/MWh	19,4	129,2
Ujina U3 DIE	Diésel	425,9	US\$/Ton	0,257	Ton/MWh	19,4	129,0

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Ujina U4 DIE	Diésel	425,9	US\$/Ton	0,255	Ton/MWh	19,4	127,9
Ujina U5 HFO	Fuel Oil	333,5	US\$/Ton	0,205	Ton/MWh	15,9	84,3
Ujina U6 HFO	Fuel Oil	333,5	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	15,9	82,9
Valdivia BL1 Pino	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,630	Ton/MWh	0,0	0,0
Valdivia BL2 Pino	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,197	Ton/MWh	0,0	0,0
Valdivia BL3 Pino	Biomasa	14,5	US\$/Ton	1,197	Ton/MWh	3,1	20,4
Valdivia BL4 Pino	Diésel	327,7	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	3,1	91,6
Ventanas 2	Carbón	83,1	US\$/Ton	0,388	Ton/MWh	5,0	37,2
Viñales BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,353	Ton/MWh	0,0	0,0
Viñales BL2	Biomasa	13,5	US\$/Ton	1,353	Ton/MWh	4,1	22,3
Watt	Diésel	680,4	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	169,8
Watt II	Diésel	678,0	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	169,3
Yumbel	Diésel	543,5	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	156,8
Yungay U1 DIE	Diésel	419,4	US\$/Ton	0,280	Ton/MWh	22,7	140,1
Yungay U2 DIE	Diésel	419,4	US\$/Ton	0,252	Ton/MWh	22,7	128,4
Yungay U3 DIE	Diésel	419,4	US\$/Ton	0,274	Ton/MWh	22,7	137,6
Yungay U4 DIE	Diésel	419,4	US\$/Ton	0,297	Ton/MWh	57,8	182,4
Zapallar	Diésel	483,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	142,0
Zofri 1	Diésel	425,7	US\$/Ton	0,223	Ton/MWh	19,4	114,5
Zofri 2-5	Diésel	425,7	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	17,5	111,5
Zofri 6	Diésel	425,7	US\$/Ton	0,196	Ton/MWh	19,4	102,9

1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles

Los costos de combustibles de la sección anterior se han modelado, para el horizonte de estudio, a través de factores de modulación obtenidos de las proyecciones determinadas por esta Comisión mostradas en las tablas siguientes. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el “Informe de proyecciones de precios de combustibles 2021-2035”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 473, de fecha 16 diciembre de 2020 , publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural, se modelan los costos combustibles informados por el Coordinador a través de los factores de modulación ya citados.

Para los combustibles diésel, fuel oil, GLP y mezcla diésel-fuel oil, la modulación de precios se realiza a través del coeficiente de modulación del crudo Brent corregido por CPI de la Tabla 7.

Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural regasificado se consideró un valor adicional de 0,12 [US\$/MMBtu] a los valores proyectados de gas natural licuado (en adelante “GNL”) por costos de regasificación. Se considera una capacidad de regasificación de 15

Mm3/día, la cual es ampliable a medida que la demanda lo requiera, correspondiente al terminal de GNL Quintero, mientras que para el terminal de GNL Mejillones se ha considerado como antecedente la existencia de una capacidad de regasificación de 5,5 Mm3/día.

Tabla 5: Proyección precio del carbón térmico – 6.350 [kcal/kg]⁴

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2021	74,747	1,000
2022	73,937	0,989
2023	73,020	0,977
2024	72,787	0,974
2025	72,554	0,971
2026	72,586	0,971
2027	72,768	0,974
2028	72,167	0,965
2029	71,945	0,963
2030	71,751	0,960
2031	71,737	0,960
2032	71,568	0,957

Tabla 6: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2021	7,525	1,000
2022	7,522	1,000
2023	7,560	1,005
2024	7,670	1,019
2025	7,929	1,054
2026	8,210	1,091
2027	8,386	1,114
2028	8,488	1,128
2029	8,502	1,130
2030	8,449	1,123
2031	8,395	1,116
2032	8,417	1,119

Tabla 7: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2021	62,451	1,000

⁴ Diferencias en el precio del carbón térmico se deben a aproximaciones de redondeo.

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2022	64,852	1,038
2023	66,210	1,060
2024	67,894	1,087
2025	69,648	1,115
2026	71,307	1,142
2027	72,532	1,161
2028	74,139	1,187
2029	75,721	1,212
2030	76,839	1,230
2031	78,403	1,255
2032	79,668	1,276

Para las centrales térmicas del programa de obras de generación en construcción, en caso de no disponer de información respecto a su costo variable, se utilizaron los costos de combustibles de la proyección elaborada por esta Comisión con ocasión del presente proceso de fijación tarifaria, al igual que para las centrales termoeléctricas del programa indicativo de obras de generación, si corresponde.

1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural

La disponibilidad de gas natural utilizada en la presente fijación corresponde a la informada por el Coordinador a esta Comisión, en consistencia con lo señalado en el artículo 10° de la Resolución Exenta N°641.

Tabla 8: Disponibilidad de Gas Natural [m³]

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
31-12-2020	06-01-2021	1.984.786	25.200.000	-	8.793.835	0	0	8.351.255	10.000	3.290.000	10.500.000
07-01-2021	13-01-2021	4.531.838	18.052.056	-	8.793.835	0	20.630.921	7.971.653	-	3.290.000	10.500.000
14-01-2021	20-01-2021	4.531.838	18.052.056	-	8.793.835	0	20.630.921	7.592.050	-	3.290.000	10.500.000
21-01-2021	27-01-2021	4.531.838	18.052.056	-	8.387.390	0	20.630.921	7.592.050	-	3.290.000	10.500.000
28-01-2021	03-02-2021	10.101.652	18.052.056	-	10.075.571	9.951.031	20.630.921	7.289.715	-	-	11.218.063
04-02-2021	10-02-2021	6.204.968	19.258.653	-	10.626.221	9.951.031	10.317.135	7.733.621	-	-	11.967.877
11-02-2021	17-02-2021	6.204.968	19.258.653	-	10.626.221	9.951.031	10.317.135	7.733.621	-	-	11.967.877
18-02-2021	24-02-2021	6.204.968	19.258.653	-	10.626.221	9.951.031	10.317.135	7.733.621	-	-	11.967.877
25-02-2021	03-03-2021	9.558.944	19.258.653	-	10.428.559	9.951.031	10.317.135	8.531.015	-	-	11.967.877
04-03-2021	10-03-2021	14.030.915	24.692.280	-	10.280.313	9.951.031	13.228.007	9.129.061	-	-	12.180.000
11-03-2021	17-03-2021	14.030.915	24.692.280	-	10.280.313	9.951.031	13.228.007	9.129.061	-	-	12.180.000
18-03-2021	24-03-2021	14.030.915	24.692.280	-	10.280.313	9.951.031	13.228.007	9.129.061	-	-	12.180.000
25-03-2021	31-03-2021	14.030.915	24.692.280	-	10.280.313	9.951.031	13.228.007	9.129.061	-	-	12.180.000
01-04-2021	07-04-2021	14.030.915	16.848.961	-	8.290.440	9.951.031	10.229.726	10.017.293	-	-	10.470.426
08-04-2021	14-04-2021	14.030.915	16.848.961	-	8.290.440	9.951.031	10.229.726	10.017.293	-	-	10.470.426
15-04-2021	21-04-2021	14.030.915	16.848.961	-	8.290.440	9.951.031	10.229.726	10.017.293	-	-	10.470.426
22-04-2021	28-04-2021	14.030.915	16.848.961	-	8.290.440	9.951.031	10.229.726	10.017.293	-	-	10.470.426
29-04-2021	05-05-2021	14.030.915	16.848.961	-	6.475.243	9.951.031	10.229.726	10.246.004	-	-	10.470.426
06-05-2021	12-05-2021	14.030.915	14.793.793	-	5.749.164	9.951.031	0	10.337.488	-	-	7.925.246
13-05-2021	19-05-2021	14.030.915	14.793.793	-	5.749.164	9.951.031	0	10.337.488	-	-	7.925.246
20-05-2021	26-05-2021	14.030.915	14.793.793	-	5.749.164	9.951.031	0	10.337.488	-	-	7.925.246
27-05-2021	02-06-2021	14.030.915	14.793.793	-	5.387.980	0	0	10.561.862	-	-	7.925.246
03-06-2021	09-06-2021	14.030.915	5.196.279	-	4.485.021	0	0	11.122.796	-	-	2.783.721

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
10-06-2021	16-06-2021	14.030.915	5.196.279	-	4.485.021	0	0	11.122.796	-	-	2.783.721
17-06-2021	23-06-2021	14.030.915	5.196.279	-	4.485.021	0	0	11.122.796	-	-	2.783.721
24-06-2021	30-06-2021	14.030.915	5.196.279	-	4.485.021	0	0	11.122.796	-	-	2.783.721
01-07-2021	07-07-2021	14.030.915	5.193.315	-	2.624.819	0	0	10.989.872	-	-	2.782.133
08-07-2021	14-07-2021	14.030.915	5.193.315	-	2.624.819	0	0	10.989.872	-	-	2.782.133
15-07-2021	21-07-2021	14.030.915	5.193.315	-	2.624.819	0	0	10.989.872	-	-	2.782.133
22-07-2021	28-07-2021	14.030.915	5.193.315	-	2.624.819	0	0	10.989.872	-	-	2.782.133
29-07-2021	04-08-2021	14.030.915	5.193.315	-	6.717.152	0	0	10.424.156	-	-	2.782.133
05-08-2021	11-08-2021	14.030.915	8.405.242	-	9.786.403	0	0	9.999.869	-	-	4.502.808
12-08-2021	18-08-2021	14.030.915	8.405.242	-	9.786.403	0	0	9.999.869	-	-	4.502.808
19-08-2021	25-08-2021	14.030.915	8.405.242	-	9.786.403	0	0	9.999.869	-	-	4.502.808
26-08-2021	01-09-2021	14.030.915	8.405.242	-	9.473.981	0	0	9.608.580	-	-	4.502.808
02-09-2021	08-09-2021	14.030.915	3.705.300	-	7.599.451	0	1.984.982	7.260.847	-	-	2.302.579
09-09-2021	15-09-2021	14.030.915	3.705.300	-	7.599.451	0	1.984.982	7.260.847	-	-	2.302.579
16-09-2021	22-09-2021	14.030.915	3.705.300	-	7.599.451	0	1.984.982	7.260.847	-	-	2.302.579
23-09-2021	29-09-2021	14.030.915	3.705.300	-	7.599.451	0	1.984.982	7.260.847	-	-	2.302.579
30-09-2021	06-10-2021	14.030.915	3.705.300	-	8.499.951	0	1.984.982	8.314.696	-	-	2.302.579
07-10-2021	13-10-2021	14.030.915	12.491.519	-	8.650.034	0	6.691.885	8.314.696	-	-	7.762.587
14-10-2021	20-10-2021	14.030.915	12.491.519	-	8.650.034	0	6.691.885	8.314.696	-	-	7.762.587
21-10-2021	27-10-2021	14.030.915	12.491.519	-	8.650.034	0	6.691.885	8.314.696	-	-	7.762.587
28-10-2021	03-11-2021	14.030.915	12.491.519	-	9.513.171	0	6.691.885	8.314.696	-	-	7.762.587
04-11-2021	10-11-2021	14.030.915	11.515.766	-	10.664.020	0	6.169.160	8.314.696	-	-	7.156.226
11-11-2021	17-11-2021	14.030.915	11.515.766	-	10.664.020	0	6.169.160	8.314.696	-	-	7.156.226
18-11-2021	24-11-2021	14.030.915	11.515.766	-	10.664.020	0	6.169.160	8.314.696	-	-	7.156.226
25-11-2021	01-12-2021	14.030.915	11.515.766	-	10.664.020	0	6.169.160	8.314.696	-	-	7.156.226
02-12-2021	08-12-2021	14.030.915	18.750.048	-	6.135.193	0	11.383.958	8.314.696	-	-	11.651.816
09-12-2021	15-12-2021	14.030.915	18.750.048	-	6.135.193	0	11.383.958	8.314.696	-	-	11.651.816
16-12-2021	22-12-2021	14.030.915	18.750.048	-	6.135.193	0	11.383.958	8.314.696	-	-	11.651.816
23-12-2021	29-12-2021	14.030.915	18.750.048	-	6.135.193	0	11.383.958	8.314.696	-	-	11.651.816
30-12-2021	05-01-2022	14.030.915	18.750.048	-	6.135.193	0	11.383.958	8.314.696	-	-	11.651.816

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
06-01-2022	12-01-2022	14.030.915	14.014.965	-	6.135.193	0	16.017.103	8.314.696	-	-	8.709.300
13-01-2022	19-01-2022	14.030.915	14.014.965	-	6.135.193	0	16.017.103	8.314.696	-	-	8.709.300
20-01-2022	26-01-2022	14.030.915	14.014.965	-	6.135.193	0	16.017.103	8.314.696	-	-	8.709.300
27-01-2022	02-02-2022	14.030.915	14.014.965	-	6.135.193	9.951.031	16.017.103	8.314.696	-	-	8.709.300
03-02-2022	09-02-2022	14.030.915	11.254.236	-	6.135.193	9.951.031	6.029.055	8.314.696	-	-	6.993.704
10-02-2022	16-02-2022	14.030.915	11.254.236	-	6.135.193	9.951.031	6.029.055	8.314.696	-	-	6.993.704
17-02-2022	23-02-2022	14.030.915	11.254.236	-	6.135.193	9.951.031	6.029.055	8.314.696	-	-	6.993.704
24-02-2022	02-03-2022	14.030.915	11.254.236	-	6.135.193	9.951.031	6.029.055	8.314.696	-	-	6.993.704
03-03-2022	09-03-2022	14.030.915	18.646.301	-	6.135.193	9.951.031	9.989.090	8.314.696	-	-	11.587.344
10-03-2022	16-03-2022	14.030.915	18.646.301	-	6.135.193	9.951.031	9.989.090	8.314.696	-	-	11.587.344
17-03-2022	23-03-2022	14.030.915	18.646.301	-	6.135.193	9.951.031	9.989.090	8.314.696	-	-	11.587.344
24-03-2022	30-03-2022	14.030.915	18.646.301	-	6.135.193	9.951.031	9.989.090	8.314.696	-	-	11.587.344
31-03-2022	06-04-2022	14.030.915	18.646.301	-	6.135.193	9.951.031	9.989.090	8.314.696	-	-	11.587.344

Para el resto del horizonte de planificación, la disponibilidad de gas natural que se ha considerado es la siguiente:

- Desde abril de 2022 hasta marzo de 2025, la disponibilidad modelada corresponde a los últimos 12 meses informados por el Coordinador.
- Desde abril de 2025, se considera disponibilidad completa para las centrales San Isidro 1 y 2, Quintero 1 y 2, Nueva Renca, Nehuenco 1 y 2, Candelaria 1 y 2, U16, CTM3 y Kelar.

Para efectos de la elaboración del programa indicativo de obras de generación, se ha evaluado la utilización de las centrales GNL de forma de optimizar el uso de los recursos disponibles en el sistema.

1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

Esta Comisión ha actualizado el programa de obras de generación en construcción, tomando en consideración antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, cuyos proyectos han cumplido los requisitos indicados en el Capítulo 1 del Título II del Decreto Supremo N°125 del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, para declarar en construcción las nuevas instalaciones de generación y transmisión que se interconecten al sistema eléctrico en los términos del artículo 72°-17 de la Ley.

En ese sentido, se consideran en la presente modelación, aquellas centrales de generación declaradas en construcción de acuerdo a lo señalado en la Resolución Exenta CNE N°454, del 30 de noviembre de 2020, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, cuyas fechas estimadas de interconexión han sido actualizadas considerando la información contenida en la Resolución Exenta CNE N°498, del 30 de diciembre de 2020, en vista de las contingencias provocadas por la crisis sanitaria existente en el país, que ha constituido una de las causas relevantes en las modificaciones informadas por parte de los proyectos en construcción.

1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS

Para efectos de una mejor modelación del desarrollo esperado de la matriz de generación en el horizonte de simulación, en la presente modelación se han incorporado, en el programa de obras de generación, centrales comprometidas en los contratos que surgen en el marco del proceso de licitaciones de suministro a cliente regulados. Las centrales consideradas corresponden a las que se indican en la siguiente tabla:

Tabla 9: Obras de Generación Comprometidas

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW]	Tecnología	Punto de Conexión
Meseta de Los Andes	dic-21	120	Solar Fotovoltaica	Los Maquis 220
Camán	ago-22	164	Eólica	Cerros de Huichahue 220
Los Vientos Reconvertida	dic-22	110	Térmica Gas Natural	Las Vegas 110
Punta de Talca	may-23	86,4	Eólica	La Cebada 220
Los Vientos Reconvertida Ampliación	dic-23	10	Térmica Gas Natural	Las Vegas 110
CEME1	dic-23	480	Solar Fotovoltaica	Miraje 220
Punta del Viento	dic-23	165	Solar Fotovoltaica	Punta Colorada 220
Parque Eólico San Rarínco	dic-23	99	Eólica	María Dolores 220
Sol de Vallenar - Fase II	dic-23	250	Solar Fotovoltaica	Algarrobal 220

1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En relación a las obras del Sistema de Transmisión Nacional, se representan en la modelación aquellas instalaciones en construcción de acuerdo a las fechas de entrada en operación contempladas en los respectivos decretos de expansión, decretos de adjudicación y cartas enviadas por las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión. Estas obras son las que se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10: Obras de transmisión en construcción

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	ene-21	Transelec
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ene-21	Enel Distribución
Ampliación S/E Duqueco 220 kV	ene-21	Transemel S.A.
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	ene-21	Interchile
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	ene-21	Transelec
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	ene-21	Eletrans
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	ene-21	Eletrans
Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro – El Tesoro y El Tesoro – Esperanza	ene-21	Minera El Tesoro – Minera Esperanza
S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro - El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	ene-21	Centinela Transmisión
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	ene-21	SAESA
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	ene-21	Engie
S/E Seccionadora El Rosal 220 kV	ene-21	Engie
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	ene-21	SAESA

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	feb-21	Engie
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar	feb-21	ISA
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	feb-21	Engie
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	abr-21	Interchile
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	abr-21	Transelec
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-21	Transelec
S/E Nueva Ancud 220 kV	may-21	Transelec
Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	Transelec
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito; Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito	feb-22	Consorcio Red y Cobra
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-22	Consorcio Saesa - Chilquinta
Ampliación en S/E Rahue 220 KV (BPS+BT)	sept-22	Transelec
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	nov-22	Consorcio Ferrovial
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata - S/E Calama	nov-22	Engie
Cambio Interruptores Línea 2X220 kV Alto Jahuel - Chena en S/E Alto Jahuel	dic-22	Transelec
Ampliación en S/E Candelaria	feb-23	Colbún
Ampliación en S/E Lagunas	feb-23	Transelec
Ampliación en S/E Cumbre	feb-23	Diego de Almagro Transmisora de Energía
Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)	mar-23	Diego de Almagro Transmisora de Energía
Ampliación en S/E Temuco (BPS+BT)	mar-23	Transelec
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y Ampliación de S/E Nueva Puerto Montt	may-23	Transelec
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	jun-23	Interchile
Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar	jun-23	Interchile
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	jun-23	Eletrans
Ampliación en S/E Polpaico	jun-23	Transelec
Ampliación en S/E Calama 220 kV	jun-23	Transelec
Seccionamiento línea 2x220 kV Ancoa - Itahue, en S/E Santa Isabel	jun-23	CGE
Ampliación en S/E Frontera y seccionamiento línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	sept-23	Transelec
Ampliación en S/E Ana María y seccionamiento línea 2x220 kV Frontera - María Elena	sept-23	TSGF
Ampliación en S/E Don Goyo, seccionamiento línea 2X220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra Y BYPASS Línea 2X220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	sept-23	Parque Eólico El Arrayán

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Aumento de Capacidad Línea 2X220 KV La Cebada - Punta Sierra	sept-23	Transelec
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	nov-23	Transelec
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	nov-23	Transelec
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-24	Transelec
Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (S/E Santa Barbara)	ene-24	Transelec
Nueva línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	ene-24	Consortio Ferrovial
Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 María Elena - Kimal	mar-24	Transelec, Kelti, SATT y Zaldivar Transmisión
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	mar-24	Engie
Aumento de capacidad línea 1X220 kV Charrúa - Temuco	mar-24	Transelec
Ampliación en S/E Mulchén Y Seccionamiento línea 1X220 kV Charrúa - Temuco	mar-24	Colbún
Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza	jun-24	Centinela Transmisión
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	jun-24	Transelec
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV	ene-25	Transelec

1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

Se considera en la modelación de centrales termoeléctricas el cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón, 2019-2024, anunciado el día 4 de junio de 2019 y actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía. Además, se consideran la Resolución Exenta N° 237 del 3 de julio de 2020, y la Resolución Exenta N° 266 del 23 de julio de 2020, que autorizan la solicitud de exención de plazo de Enel Generación Chile S.A. asociada al retiro final, desconexión y cese de operaciones de las unidades generadoras Bocamina 1 y Bocamina 2 respectivamente, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 11: Cronograma considerado del cierre de operaciones de centrales térmicas a carbón

Central	Fecha Salida
Tocopilla U14	ene-22
Tocopilla U15	ene-22
Bocamina 2	may-22
Ventanas 2	dic-22
Mejillones 1	dic-24
Mejillones 2	dic-24

1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

Para las centrales hidráulicas se ha utilizado una proyección de caudales entre 2020 y 2050, la que se ha restringido al horizonte de simulación del presente informe, y contempla 34 posibles escenarios hidrológicos, contruidos a partir de la estadística hidrológica según lo establecido en el estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, del 31 de marzo de 2020, elaborado por Ingeniería y Geofísica Ltda. (Meteodata). Este estudio concluyó que la estadística histórica no es representativa del periodo futuro que se pretende modelar, ya que los efectos de cambio climático parecen ser de una magnitud suficientemente importante como para tener un impacto significativo en la programación del Sistema Eléctrico Nacional, a pesar de que los resultados de las simulaciones del siglo XX muestran que existe una alta variabilidad natural. En general, el caudal medio de la proyección respecto de la estadística histórica, según lo indicado en el estudio, disminuye entre 12% y 22% en las cuencas principales. De esta forma, se ha recomendado utilizar como metodología para los datos de entrada del presente modelo de simulación, la base de datos que es resulta de este estudio, en lugar de la estadística observada, para, de esta forma, representar conjuntamente la variabilidad hidrológica y el impacto del cambio climático en los modelos de simulación de la operación esperada.

En resumen, en la presente fijación se ha utilizado una proyección de caudales con 34 escenarios que consideran la variabilidad natural y el impacto del cambio climático en las hidrologías.

En la elaboración y calibración de los modelos hidrológicos que permitieron obtener los 34 escenarios de la proyección de caudales, se ha considerado la estadística histórica de caudales del sistema, cuya energía anual total afluente [GWh] por año hidrológico (abril a marzo del siguiente año), se presenta en los siguientes gráficos.

Gráfico 1: Energía anual afluente (orden de mayor a menor según probabilidad de excedencia)

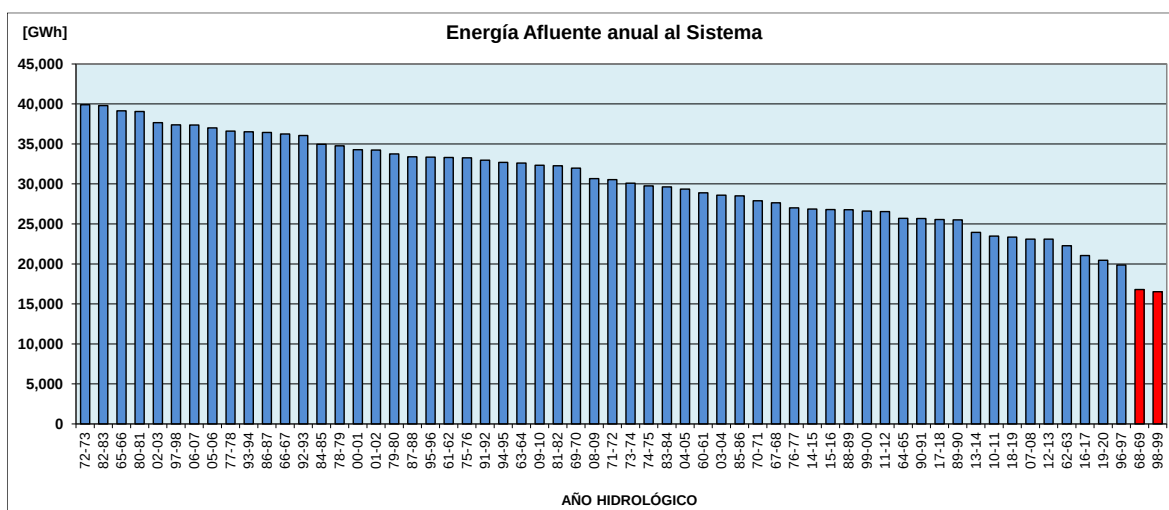
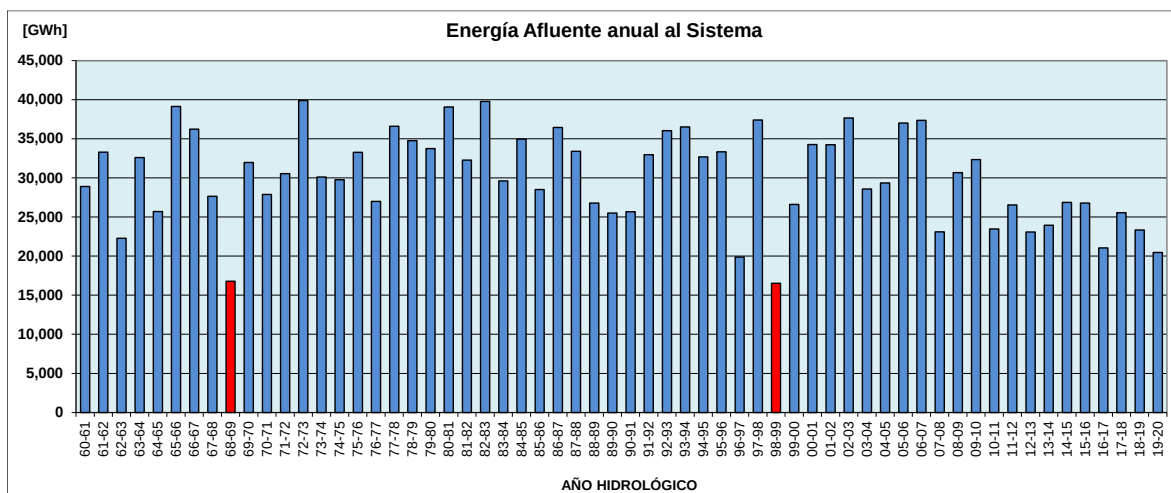


Gráfico 2: Energía anual afluyente (orden cronológico)



1.8 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas iniciales de los embalses al 1 de enero de 2021 se utilizan en el programa de simulación de la operación con la metodología indicada en el presente informe, y son consideradas como condiciones iniciales para la simulación. Estos valores fueron informados por el Coordinador, y se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12: Cotas iniciales reales al 1 de enero de 2021

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.322,19
Laguna del Maule	2.160,46
Embalse Rapel	104,01
Laguna La Invernada	1.313,29
Lago Chapo	231,96
Embalse Colbún	429,30
Embalse Melado	641,18
Embalse Ralco	703,63
Embalse Pangue	507,36
Poza Polcura	734,71
Embalse Machicura	257,47
Embalse Angostura	316,23

1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Para efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el decreto de precios de nudo de corto plazo que inicia su vigencia el 1 de abril de 2021, se entenderá por horas de punta para los subsistemas Centro Norte y Sur definidos en el punto 3.3 del presente informe el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de junio y julio, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dichos subsistemas.

El periodo de horas de punta indicado anteriormente, es definido considerando los siguientes antecedentes: (i) a partir de la segunda quincena de diciembre de 2019 hasta la presente fecha, se ha producido un brote mundial del virus denominado coronavirus-2 del síndrome respiratorio agudo grave (SARS-CoV-2) que produce la enfermedad del coronavirus 2019 o COVID-19, brote que el Director General de la Organización Mundial de la Salud (OMS), con fecha 30 de enero de 2020, declaró como una Emergencia de Salud Pública de Importancia Internacional, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 12 del Reglamento Sanitario Internacional, aprobado en nuestro país por el Decreto N° 230, de 2008, del Ministerio de Relaciones Exteriores; (ii) mediante Decreto Supremo N° 4, de 2020, del Ministerio de Salud, y sus modificaciones posteriores, se decretó alerta sanitaria por el periodo que se señala y se otorgaron facultades extraordinarias por emergencia de salud pública de importancia internacional (ESPII) por brote del nuevo coronavirus (2019-NCOVID); y (iii) el 11 de marzo de 2020, la OMS concluyó que el COVID-19 puede considerarse como una pandemia.

Atendidas las circunstancias enunciadas en el párrafo anterior, y las atribuciones contempladas en el artículo 6º y en el literal a) del artículo 7º del Decreto Ley N° 2.224, de 1978, esta Comisión ha determinado las horas de punta de los subsistemas Centro Norte y Sur contenidas en el presente informe.

1.10 OBLIGACIÓN ERNC

En virtud de la obligación establecida en el artículo 150° bis de la Ley, se han calculado los porcentajes de energía anual que deben ser inyectados por medios de generación renovables no convencionales, de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la Ley N° 20.257, modificado por el artículo 2° de la Ley N° 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 un 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, se detalla en la siguiente tabla el porcentaje estimado de la demanda que estaría afecta a la obligación ya mencionada, con respecto a la demanda total del sistema. Cabe señalar que la metodología del presente informe considera la eventual incorporación de instalaciones dentro del programa de obras indicativo que fuesen necesarias para el cumplimiento de dicha obligación.

Tabla 13: Obligación ERNC

Año	Energía Proyectada [GWh]	Obligación de energía ERNC [GWh]	% Obligación de energía ERNC
2021	73.941	8.402	11,36%
2022	77.787	10.118	13,01%
2023	80.578	11.696	14,52%
2024	84.334	13.665	16,20%
2025	86.411	15.720	18,19%
2026	89.545	16.487	18,41%
2027	92.421	17.507	18,94%
2028	93.077	17.834	19,16%
2029	93.944	18.045	19,21%
2030	94.773	18.287	19,30%
2031	95.866	18.572	19,37%
2032	97.574	18.989	19,46%

2 METODOLOGÍA

En la presente fijación se ha establecido el programa de obras de generación necesario para abastecer la demanda los próximos 10 años, en los términos establecidos en la normativa vigente. En tanto, los costos marginales de energía para la determinación de los precios de nudo se han calculado para un período de 48 meses, de acuerdo a lo establecido en la Ley y en la Resolución Exenta N° 641 de 2016.

2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA

Para simular la operación óptima del sistema, se utiliza un modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos OSE2000, que utiliza un método de optimización-simulación conocido como programación dinámica dual.

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

Inicialmente se realiza un análisis secuencial por etapas, desde una situación futura hacia el presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de centrales térmicas e hidráulicas, basado en una estimación de los niveles de los embalses. Para cada etapa, se resuelve un problema lineal que define la estrategia óptima para minimizar el costo de operación del sistema. De este modo, se calculan valores del agua iniciales para los embalses asociados a centrales hidroeléctricas en cada etapa.

A continuación, se realiza una simulación, utilizando los valores del agua previamente calculados, con el objetivo de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa. La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales en el corto plazo para cada condición hidrológica.

El modelo realiza las siguientes funciones, en relación con la operación de un sistema eléctrico:

- Determina la operación óptima de los embalses del sistema.
- Simula la operación del sistema en su conjunto, determinando el despacho de todas las centrales generadoras, para un conjunto determinado de bloques de demanda mensual y un número de situaciones hidrológicas definidas por el usuario, tomando en consideración las restricciones de transmisión y las pérdidas en las líneas.
- El modelo permite la utilización telescópica de bloques y etapas, esto es, en virtud del detalle que se requiera, las primeras etapas del horizonte pueden tener más bloques y ser de menor duración que las etapas que se encuentren hacia el final del horizonte, las cuales pueden tener menos bloques y ser de mayor duración.
- Calcula los costos marginales de energía esperados en todas las barras del sistema.

2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO

El horizonte del estudio para las simulaciones es de 10 años, incluyendo en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. Para efectos de recoger adecuadamente las características de las condiciones hidrológicas, la simulación fue efectuada a partir de enero de 2021, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de abril de 2021, en concordancia con el inicio de vigencia de los precios establecido en la Resolución N°641 de 2016.

2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Las centrales térmicas se representan por su potencia y costo variable, el cual puede variar mensualmente a lo largo del horizonte. Para estos efectos, se toma en cuenta también la tasa de indisponibilidad forzada de dichas centrales, reduciendo la potencia disponible, y se detalla el programa de mantenimiento de cada central.

2.3.1 Costos variables de centrales térmicas

Se utilizan en la modelación los valores informados por el Coordinador respecto de los costos de combustibles, el rendimiento térmico y los costos variables no combustibles para las centrales en operación.

Para aquellas centrales térmicas en construcción, y aquellas que son parte del programa de obras indicativo de generación, si corresponde, se utilizan los costos de combustibles de la proyección elaborada por esta Comisión con ocasión del presente proceso de fijación tarifaria, mientras que como rendimientos térmicos y costos variables no combustibles se utilizan los valores de centrales térmicas de similares características.

Para las centrales térmicas, el costo de despacho asociado corresponde al costo variable de cada central utilizado en la modelación del sistema para efectos de determinar su prioridad de despacho en cada etapa. Para cada central, este valor se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$C_V = C_{esp} \cdot C_C + C_{VNC}$$

C_V : Costo variable de la central térmica

C_{esp} : Consumo específico de combustible (rendimiento)

C_C : Costo del combustible

C_{VNC} : Costo variable no combustible

2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La modelación de centrales hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:

1. Embalses y centrales de embalse.
2. Centrales en serie hidráulica.
3. Centrales hidroeléctricas de pasada.

Se considera en la modelación la capacidad de regulación de múltiples embalses, entre ellos la Laguna del Laja.

Para los embalses se considera la modelación de sus polinomios cota-volumen y volumen-cota, además de las filtraciones y la representación de los convenios de riego de las cuencas del Laja y del Maule.

Los escenarios o años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación en la modelación de las centrales hidroeléctricas corresponden a aquellos obtenidos a partir de la proyección de caudales que son el resultado del estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, los cuales consideran la variabilidad natural y los efectos del cambio climático.

2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Los antecedentes técnicos utilizados en la modelación de centrales de energías renovables no convencionales se encontrarán disponibles junto con el presente informe en la página web de la Comisión.

2.5.1 Centrales Eólicas

Se han utilizado estadísticas de recurso eólico y generación eólica para distintas regiones dentro del Sistema Eléctrico Nacional, las que se han representado a través de la modulación mensual de las potencias máximas de las centrales eólicas. Para ello se utilizó la información del recurso primario a partir de la series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una serie histórica de 37 años y la altura del aerogenerador, la cual fue obtenida a partir de el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). A partir de lo anterior, se procedió a escoger aleatoriamente, para cada uno de los meses del año, 34 días con el objeto de obtener un símil a las 34 hidrologías utilizadas actualmente en la modelación, y separarlos en bloques de días hábiles y no hábiles.

Tomando en consideración estos antecedentes, la disponibilidad de recurso primario promedio de centrales actualmente en operación, centrales en construcción y comprometidas es la que se muestra a continuación.

Tabla 14: Disponibilidad del recurso primario de centrales eólicas - Norte de SE Los Changos ⁵

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	18%	22%	40%	41%	41%	26%	42%	35%	22%	14%	9%	16%
2	30%	35%	38%	39%	45%	42%	42%	35%	22%	14%	9%	16%
3	35%	39%	46%	48%	47%	47%	52%	43%	32%	23%	12%	18%
4	41%	46%	46%	48%	46%	47%	52%	43%	32%	23%	12%	18%
5	40%	46%	49%	51%	46%	47%	45%	36%	24%	17%	3%	11%
6	40%	35%	49%	51%	41%	29%	45%	36%	24%	17%	3%	11%
7	27%	35%	44%	46%	41%	29%	47%	22%	32%	33%	50%	40%
8	27%	35%	27%	46%	33%	49%	39%	12%	39%	23%	43%	31%
9	42%	38%	30%	34%	37%	53%	72%	75%	75%	78%	78%	75%
10	42%	61%	58%	34%	62%	75%	73%	71%	76%	77%	78%	76%
11	64%	57%	57%	59%	57%	74%	62%	74%	72%	78%	78%	71%
12	64%	57%	57%	59%	57%	74%	62%	74%	74%	78%	77%	71%
13	57%	45%	52%	54%	40%	58%	46%	61%	61%	67%	67%	55%
14	57%	45%	52%	54%	40%	58%	46%	61%	61%	67%	67%	55%
15	15%	12%	22%	23%	18%	19%	12%	16%	16%	21%	20%	12%
16	15%	12%	22%	23%	18%	19%	12%	16%	16%	21%	20%	12%

Tabla 15: Disponibilidad del recurso primario de centrales eólicas - Sur de SE Los Changos ⁶

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	26%	30%	28%	33%	32%	35%	34%	29%	29%	30%	30%	27%
2	23%	29%	28%	33%	32%	31%	34%	29%	29%	30%	30%	27%
3	22%	28%	26%	35%	32%	30%	28%	24%	22%	25%	25%	19%
4	20%	27%	26%	34%	32%	28%	28%	24%	22%	25%	25%	19%
5	20%	27%	25%	36%	32%	28%	28%	24%	21%	24%	23%	17%
6	20%	26%	25%	36%	31%	27%	28%	24%	21%	24%	23%	17%
7	18%	26%	24%	35%	31%	27%	34%	25%	26%	24%	27%	21%
8	18%	28%	27%	35%	34%	34%	32%	24%	28%	23%	25%	19%
9	21%	29%	28%	33%	35%	35%	42%	37%	45%	37%	37%	32%
10	21%	32%	31%	33%	38%	40%	42%	36%	44%	33%	37%	31%
11	26%	32%	31%	35%	37%	40%	41%	42%	45%	40%	42%	38%
12	26%	32%	31%	35%	37%	40%	41%	42%	46%	40%	45%	38%
13	29%	32%	31%	35%	38%	39%	41%	42%	45%	40%	46%	38%
14	29%	32%	31%	35%	38%	39%	41%	42%	45%	40%	46%	38%
15	26%	31%	31%	35%	36%	37%	38%	39%	41%	37%	44%	36%
16	26%	31%	31%	35%	36%	37%	38%	39%	41%	37%	44%	36%

⁵ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos.

⁶ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Los Changos y el extremo sur del SEN.

2.5.2 Centrales Fotovoltaicas

Respecto de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística de radiación horaria, relacionando dicha radiación con los bloques de demanda utilizados en la modelación, y determinando, de este modo, la participación mediante la disponibilidad del recurso primario en base a dicha tecnología en cada uno de los bloques. De esta manera, la disponibilidad de recurso primario, por bloque, es la que se utiliza para la modulación de las potencias máximas de las centrales fotovoltaicas. Estos factores representativos, son los que se muestran a continuación.

Tabla 16: Disponibilidad del recurso primario de centrales fotovoltaicas– Norte de SE Los Changos⁷

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	57%	55%	2%	19%	9%
4	0%	0%	0%	0%	1%	15%	2%	57%	55%	2%	19%	9%
5	3%	0%	0%	0%	1%	15%	40%	82%	82%	37%	67%	60%
6	3%	30%	0%	0%	37%	65%	40%	82%	82%	37%	67%	60%
7	48%	30%	17%	18%	37%	65%	90%	95%	95%	88%	90%	85%
8	48%	66%	53%	18%	74%	84%	88%	95%	95%	87%	89%	85%
9	77%	67%	61%	65%	74%	84%	90%	93%	93%	95%	93%	88%
10	77%	70%	62%	65%	75%	86%	92%	93%	95%	95%	92%	87%
11	75%	66%	65%	68%	72%	84%	78%	51%	64%	87%	89%	79%
12	75%	66%	65%	68%	72%	84%	78%	51%	81%	92%	85%	79%
13	58%	39%	62%	65%	55%	71%	31%	5%	13%	69%	62%	40%
14	58%	39%	62%	65%	55%	71%	31%	5%	13%	69%	62%	40%
15	2%	0%	6%	8%	2%	4%	0%	0%	0%	5%	3%	0%
16	2%	0%	6%	8%	2%	4%	0%	0%	0%	5%	3%	0%

Tabla 17: Disponibilidad del recurso primario de centrales fotovoltaicas – Sur de SE Los Changos⁸

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	35%	34%	2%	17%	9%
4	0%	0%	0%	0%	1%	12%	2%	35%	34%	2%	17%	9%
5	4%	0%	0%	0%	1%	12%	31%	58%	58%	30%	55%	48%
6	4%	24%	0%	0%	29%	50%	31%	58%	58%	30%	55%	48%
7	39%	24%	13%	14%	29%	50%	81%	84%	86%	82%	85%	81%

⁷ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos.

⁸ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Los Changos y el extremo sur del SEN

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
8	39%	61%	47%	14%	66%	76%	79%	81%	87%	79%	84%	80%
9	72%	61%	54%	59%	65%	76%	70%	84%	85%	87%	88%	79%
10	72%	58%	55%	59%	63%	73%	79%	85%	92%	92%	85%	81%
11	58%	47%	53%	55%	54%	63%	53%	38%	49%	63%	69%	56%
12	58%	47%	53%	55%	54%	63%	53%	38%	69%	76%	62%	56%
13	39%	24%	42%	45%	36%	47%	19%	4%	10%	44%	40%	25%
14	39%	24%	42%	45%	36%	47%	19%	4%	10%	44%	40%	25%
15	1%	0%	3%	5%	1%	2%	0%	0%	0%	3%	2%	0%
16	1%	0%	3%	5%	1%	2%	0%	0%	0%	3%	2%	0%

2.6 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO

El programa de obras considera las centrales existentes y en construcción, así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte de simulación, según los antecedentes de los que dispone esta Comisión en relación a proyectos que se encuentran actualmente en estudio y aquellos comprometidos en los contratos que surgen como parte del proceso de licitaciones de suministro a clientes regulados.

2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador

Para determinar las alternativas de expansión y la localización de las centrales de generación del programa indicativo, esta Comisión ha tenido a la vista los antecedentes disponibles del Servicio de Evaluación Ambiental, respecto de los proyectos de generación en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación de impacto ambiental por parte de dicha institución. Además, se ha solicitado información a las empresas de generación actualmente operando y a aquellas respecto de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando a cabo.

En cuanto a los tipos de tecnología de generación, y en virtud a lo establecido en la Ley N°20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, se ha considerado también en el presente programa de obras, la inclusión de centrales generadoras pertenecientes a este tipo de tecnologías cuando sea necesario, para el cumplimiento de lo establecido en la ya mencionada ley.

A partir de lo anterior, esta Comisión ha conformado un set de proyectos de generación, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte de simulación, incluyendo alternativas tecnológicas que cubran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos han sido escalados conforme a la utilización óptima de los recursos disponibles, para la determinación del programa de obras indicativo, por lo que no son necesariamente asimilables a desarrollos particulares. En ese sentido, los agentes del mercado eléctrico pueden tomar las decisiones privadas

de acuerdo a criterios individuales, que no necesariamente responden a los mismos criterios bajo los cuales se ha efectuado la modelación de la fijación de precios de nudo, ya que éstos se relacionan con una utilización adecuada de los recursos bajo una óptica sistémica. Estos criterios individuales pueden incluir por ejemplo, el establecimiento de contratos de suministro con clientes, la disponibilidad de combustibles, entre otros.

2.6.2 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología

Los costos de inversión considerados para las centrales de generación en el programa indicativo son los que se presentan en la Tabla 18, en concordancia con el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”, aprobado por Resolución Exenta N°100, de 27 de marzo 2020 y rectificado por la Resolución Exenta N°203, de 15 de junio de 2020, ambas de la Comisión Nacional de Energía. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología de acuerdo a los proyectos que se encuentran en etapa de estudio, y de la interacción con distintos agentes públicos y privados de la industria.

Para los proyectos de todas las tecnologías de generación se ha tenido en cuenta las partidas de costos relativas al equipamiento mecánico, equipamiento eléctrico, obras civiles, fletes y seguros, montaje, costos indirectos, entre otros. Además, se incluyen la subestación de salida y la línea de conexión al sistema eléctrico.

Para centrales hidroeléctricas este costo debe reflejar, además las obras hidráulicas propias de este tipo de proyectos. Para las centrales geotérmicas se han considerado también las instalaciones propias de la producción geotérmica (pozos, sistemas de conducción, separación, almacenamiento, entre otros), en tanto que, para proyectos de centrales termoeléctricas convencionales se consideran las instalaciones para el suministro, almacenamiento y logística del combustible.

Tabla 18: Costos de inversión de centrales de generación por tecnología⁹

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Térmica a gas natural (CA)	675
Térmica a gas natural (CC)	898
Conjunto motores a gas	894
Térmica diésel (GMG)	448
Eólica	1.266
Solar fotovoltaica	871
Solar térmica	5.282
Hidráulica de embalse	4.439
Hidráulica de pasada	3.923
Mini-hidráulica	3.263

⁹ En el contexto del plan de descarbonización del Ministerio de Energía individualizado en el presente Informe Técnico, en esta fijación, esta Comisión ha estimado innecesario considerar un costo de inversión para centrales térmicas a carbón.

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Térmica a biomasa	3.170
Térmica a biogás	1.144
Geotérmica	4.394
Solar con almacenamiento	1.539
Eólica con almacenamiento	1.891

Para el costo de operación, mantención y administración de las instalaciones de generación del programa de obras indicativo, se ha utilizado como valor fijo el equivalente al 2% del costo de inversión de cualquier tipo de central de generación.

2.7 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

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.

Con respecto al SEN, 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, El Toro, Canutillar, Rapel, Pangué, Angostura y Cipreses, a prorrata de su potencia instalada.

2.8 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

Las instalaciones modeladas contemplan costos en elementos de compensación para efectos del control de tensión. Sin embargo, estos costos no permiten *a priori* suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con el objeto de mantener los rangos de tensión dentro de los límites aceptados.

Así, la regulación de tensión para el extremo norte del SEN es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. A este efecto, se ha incorporado en la modelación descrita anteriormente la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.

En tanto, la regulación de tensión para la zona centro sur del SEN 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:

- La central San Isidro 2 con una operación forzada a mínimo técnico, que corresponde a 165,6 MW netos, durante el horizonte de análisis.

- Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro 1 como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

De este modo, se determina el costo no cubierto por los costos marginales para los próximos 48 meses, lo que se refleja en el factor de regulación de tensión descrito en los resultados.

2.9 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En relación al sistema de transmisión, el modelo incluye la representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando cinco tramos de pérdidas para el sistema de transmisión nacional, y tres tramos de pérdidas para el resto del sistema.

Para efectos de la presente modelación, se representa el sistema de transmisión incorporando instalaciones desde el nivel de 23 kV hasta el nivel de 500 kV. La representación del sistema de transmisión propende a un mayor nivel de detalle en la asignación de la demanda eléctrica a las distintas barras del SEN para su posterior uso en el cálculo de los precios básicos de la energía.

Se han incorporado las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, considerando las capacidades técnicas del mismo, de acuerdo a los antecedentes disponibles por esta Comisión.

La modelación de los sistemas de transmisión considera también la reducción de algunos tramos en paralelo, y la utilización del criterio de seguridad N-1 para tramos relevantes del sistema.

2.10 ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA

Sobre la base del estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM” remitido al Coordinador mediante carta CNE N°490 de fecha 17 de agosto de 2016 para su distribución entre las empresas integrantes, se presenta la actualización del valor de costo de falla de larga duración.

Conforme a lo anterior, el costo de falla medio del sistema está determinado para reducciones del de consumo eléctrico de 5%, 10%, 20% y 30%, y periodos de 1, 2 y 10 meses respectivamente. Adicionalmente, se utilizan ponderadores para los sectores industrial, minero y residencial.

Para cada uno de los tres sectores señalados, además de transporte y manufactura, se utiliza una fórmula de indexación, para finalmente determinar el costo de falla en el sistema.

2.11 TASA DE ACTUALIZACIÓN

La tasa de actualización considerada para las simulaciones es de 10% real anual, según lo establecido en la letra d), del artículo 165° de la Ley.

2.12 CALIDAD DE SUMINISTRO

La calidad de suministro se ha considerado respecto de los parámetros Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión.

2.12.1 Indisponibilidad de Transmisión

La indisponibilidad de transmisión se ha tratado mediante afectación directa de los factores de penalización considerando que los modelamientos que les dieron origen no incorporaron factores de indisponibilidad.

Para ello se efectuó una simulación estática de la operación del sistema eléctrico para una condición típica de operación en la hora de demanda máxima, utilizando el modelo multinodal PCP.

Considerando una tasa de indisponibilidad de 0,00176 horas/km al año para el SEN-SING se ha simulado la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de 23 tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

Por su parte, en el SEN-SIC se considera una tasa de indisponibilidad de 0,00136 horas/km al año, y se simuló la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de 21 tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

A cada escenario de insuficiencia de demanda y a su distribución de costos marginales por barra se asignó la probabilidad correspondiente, determinando un coeficiente promedio de sobreecosto por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de líneas.

Como costo de falla se usó el costo correspondiente declarado en el cuerpo de este informe, y se acumularon las tasas de falla asociadas a cada escenario de falla. Los resultados son los siguientes:

Tabla 19: Indisponibilidad de transmisión para instalaciones del SEN-SIC y el SEN-SING

		SEN-SING	SEN-SIC
Indisponibilidad de Transmisión	[horas/año]	0,24	1,63
Factor de Sobreecosto por Indisponibilidad	p.u.	1,000085	1,000183

Este coeficiente destinado a afectar a los factores de penalización resulta bajo, pues el modelo utilizado reconoce que pocos eventos de salida de líneas, asociados a su vez a bajas probabilidades, provocan insuficiencia en el abastecimiento de la demanda.

Se afectaron los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobrecosto. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este informe técnico incluyen este factor de sobrecosto.

Cabe señalar que las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.

3 RESULTADOS

3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN

De acuerdo con los antecedentes considerados y a la metodología descrita en los puntos anteriores, el programa indicativo de obras de generación para la presente fijación se muestra en la siguiente tabla.

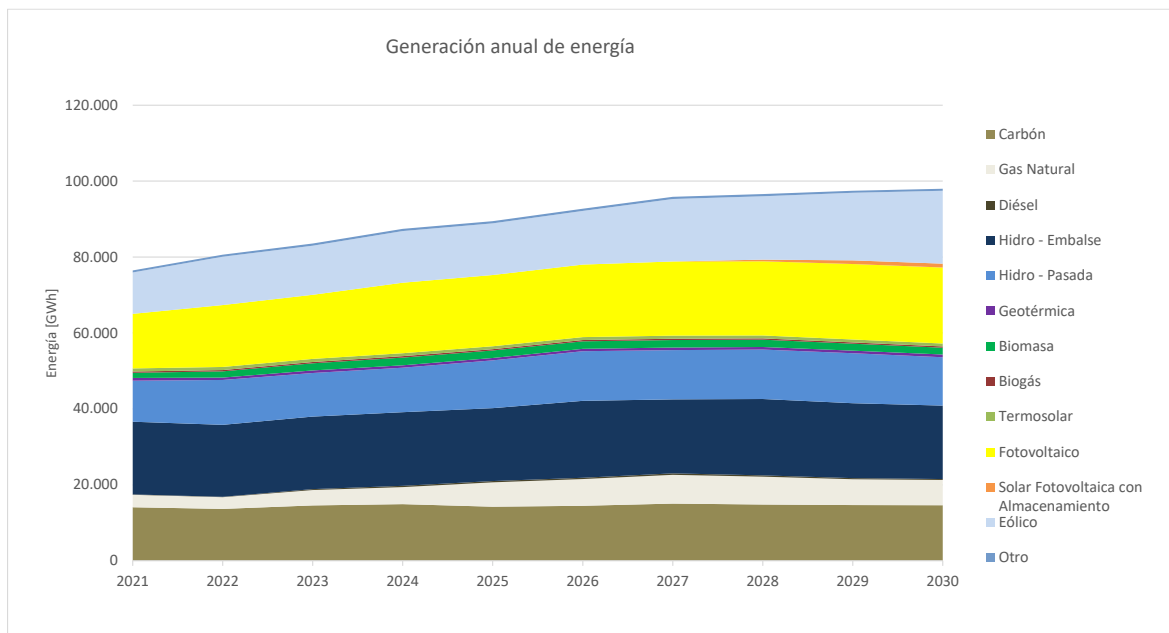
Tabla 20: Programa de obras indicativo de generación

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia / Capacidad [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
EÓLICO SING IV	ene-26	200	Eólica	Chuquicamata 220
Eólica Puerto Montt 01	ene-27	250	Eólica	Puerto Montt 220
Eólica Mulchén 01	ene-27	200	Eólica	Mulchen 220
Eólica Mulchén 02	ene-27	200	Eólica	Mulchen 220
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-27	20	Pasada	Ancoa 220
Eólica Puerto Montt 02	ene-28	200	Eólica	Puerto Montt 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-28	20	Pasada	Nueva Charrua 220
Solar con Almacenamiento Polpaico 01	ene-28	220/55	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Polpaico 220
Grupo MH X Región 01	jun-28	60	Pasada	Nueva Puerto Montt 220
EÓLICO SING I	ene-29	200	Eólica	Laberinto 220
Eólica Charrúa 01	ene-29	200	Eólica	Nueva Charrua 220
Solar con Almacenamiento Polpaico 03	ene-29	260/65	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Polpaico 220
EÓLICO SING III	ene-30	200	Eólica	Encuentro 220
Solar con Almacenamiento SING I	ene-30	100/25	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Parinacota 220
Eólica Maitencillo 01	abr-30	200	Eólica	Maitencillo 220
Solar Cardones 03	ene-31	100	Solar	Cardones 220

Es importante señalar que este programa de obras responde al resultado del ejercicio de planificación descrito, considerando los supuestos de previsión de demanda, proyección de costos de combustibles y demás antecedentes mencionados. En ese sentido, este programa no refleja necesariamente centrales o proyectos particulares, sino que se efectúa en base a la identificación de la mejor utilización de los recursos energéticos potenciales.

De acuerdo a este programa indicativo de obras de generación, y considerando la totalidad de la matriz de centrales de generación eléctrica para el horizonte de evaluación, la generación anual de energía en el sistema, por tecnología, es la que se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 3: Generación anual proyectada de energía eléctrica del SEN por tecnología



En base a las obras de generación y transmisión en construcción, al programa indicativo de obras de generación descrito, y a los supuestos y metodologías señalados en los puntos anteriores, se calculan los precios de nudo en las secciones siguientes.

3.2 PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA

Sobre la base de las características de las unidades y las curvas de carga del sistema eléctrico, se han calculado los costos marginales para los diferentes años de operación analizados en el sistema eléctrico en los distintos nudos del Sistema de Transmisión Nacional. Una vez obtenidos los costos marginales mensuales, es posible calcular el costo marginal promedio ponderado actualizado en un período de 48 meses, a partir de abril de 2021 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2021 y marzo de 2025, y el valor del costo marginal actualizado para Quillota 220 kV. Para efectos del cálculo del precio básico de energía en el nodo Quillota 220 kV, de acuerdo a lo señalado en el artículo 9° de la Resolución Exenta N°641, y careciendo dicho nodo de demanda propia, se ha considerado como demanda asociada aquella demanda presente en la barra Quillota 110 kV.

Tabla 21: Costos marginales del nudo Quillota 220 kV y demanda de energía asociada al nudo Quillota 220 kV

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Abril	2021	38,21	27,60	1,000
Mayo	2021	33,39	28,21	0,992
Junio	2021	30,43	27,22	0,984
Julio	2021	23,06	27,57	0,976
Agosto	2021	18,50	27,36	0,969
Septiembre	2021	14,97	25,74	0,961
Octubre	2021	13,53	27,71	0,953
Noviembre	2021	12,94	28,74	0,946
Diciembre	2021	22,60	32,22	0,938
Enero	2022	24,30	31,03	0,931
Febrero	2022	25,94	29,27	0,924
Marzo	2022	34,76	32,12	0,916
Abril	2022	35,59	28,50	0,909
Mayo	2022	30,77	29,14	0,902
Junio	2022	31,96	28,10	0,895
Julio	2022	24,75	28,45	0,888
Agosto	2022	20,73	28,23	0,881
Septiembre	2022	16,99	26,56	0,874
Octubre	2022	17,52	28,60	0,867
Noviembre	2022	16,08	29,65	0,860
Diciembre	2022	26,47	33,27	0,853
Enero	2023	27,24	32,25	0,846
Febrero	2023	30,18	30,43	0,840
Marzo	2023	41,66	33,41	0,833
Abril	2023	46,59	29,67	0,826
Mayo	2023	36,13	30,35	0,820
Junio	2023	37,70	29,26	0,813
Julio	2023	29,82	29,63	0,807
Agosto	2023	22,61	29,41	0,801
Septiembre	2023	18,98	27,67	0,794
Octubre	2023	18,60	29,78	0,788
Noviembre	2023	19,01	30,86	0,782
Diciembre	2023	29,16	34,61	0,776
Enero	2024	28,47	33,29	0,769

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Febrero	2024	31,24	31,41	0,763
Marzo	2024	44,87	34,47	0,757
Abril	2024	49,98	30,66	0,751
Mayo	2024	38,34	31,34	0,745
Junio	2024	36,46	30,24	0,739
Julio	2024	29,63	30,67	0,734
Agosto	2024	24,47	30,46	0,728
Septiembre	2024	19,48	28,70	0,722
Octubre	2024	19,49	30,83	0,716
Noviembre	2024	18,67	31,90	0,711
Diciembre	2024	30,51	35,67	0,705
Enero	2025	30,41	34,38	0,699
Febrero	2025	35,68	32,44	0,694
Marzo	2025	48,69	35,58	0,688

En concordancia con lo presentado anteriormente para el nodo Quillota 220 kV, los Precios Básicos de la Energía se calculan, entonces, en las distintas barras del sistema, a partir de la asociación de consumos aguas abajo de cada barra. Para esto, se han considerado los costos marginales esperados y energías mensuales, tanto en la barra como en las barras de consumo asociadas a cada una, tal como se muestra, a modo de ejemplo, en las tablas precedentes para el caso de Quillota 220 kV.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2021, el Precio Básico de la Energía se determina como:

$$\text{Precio Básico Energía}_{\text{NUDO BÁSICO CALCULADO}} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{\text{CMg}_{\text{NCalculado},i} \cdot E_{\text{NCalculado},i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{\text{NCalculado},i}}{(1+r)^{i-1}}}$$

$N_{\text{Calculado}}$: Nudo del sistema respectivo, para el Precio Básico de la Energía.

$\text{CMg}_{\text{NCalculado},i}$: Costo marginal mensual en el mes i en el nivel de tensión y la subestación respectiva.

$E_{\text{NCalculado},i}$: Energía mensual en el mes i asociada a la subestación respectiva.

i : Mes i -ésimo.

r : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% real anual.

Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía para el nudo Quillota 220 kV es de ¹⁰:

$$\text{Precio Básico Energía Quillota 220 kV} = 28,317 \text{ [US$/MWh]} \times 762,88 \text{ [$/US$]} = 21,602 \text{ [$/kWh]}$$

Es importante señalar que los Precios Básicos de la Energía representan valores esperados en base a un promedio de condiciones hidrológicas posibles, por lo que tiene un correlato con la incertidumbre hidrológica propia del sistema hidro-termico. En ese sentido, los costos marginales que se den en la práctica dependerán de que se verifiquen los supuestos de costos de combustibles, de proyección de demanda, y de fechas de entrada de centrales e instalaciones de transmisión, bajo una cierta condición hidrológica.

3.3 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene a partir del análisis de determinación de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, conforme a los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas definidos al efecto, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.

Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina Precio Básico de la Potencia de Punta en el subsistema respectivo.

En el presente informe técnico se han aplicado los resultados del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación”, de 2016, contratado por esta Comisión y desarrollado por Proyersa Energía S.A. Dicho estudio se enmarca dentro de lo establecido en el Reglamento de Precio de Nudo en su artículo 49°.

El informe final de este estudio fue publicado en su versión preliminar en la página web de la Comisión, publicación que fue comunicada al Coordinador mediante cartas CNE N°175, CNE N°176, CNE N°177 y CNE N°178 del 28 de marzo de 2016 con el objeto de permitir a las empresas de generación y transmisión interconectadas al sistema realizar sus observaciones al mismo, para lo cual se estableció un plazo hasta el día 18 de abril de 2016, el que fue extendido hasta el día 25 de abril de 2016 mediante cartas CNE N°212, CNE N°213, CNE N°214 y CNE N°215 del 18 de abril de 2016.

Las observaciones recibidas fueron analizadas por esta Comisión y se realizaron los cambios pertinentes en los resultados del estudio en concordancia con este análisis. El informe final, en su

¹⁰ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de Energía Quillota 220 kV se deben a aproximaciones de redondeo.

versión posterior a las observaciones, se encuentra publicado en la página web de esta Comisión desde el día 21 de septiembre de 2016.

Por su parte, de acuerdo lo establecido en los artículos 61, 62 y 63 del Decreto Supremo N° 62 de 2006, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Decreto Supremo N° 62”, modificado por el Decreto Supremo N° 42, de 2020, del Ministerio de Energía, se debe definir el Margen de Reserva Teórico o mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, en adelante “MRT”, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico a partir del Margen de Potencia correspondiente al cálculo definitivo de transferencias de potencia de cada año.

Como indica el artículo 63° del Decreto Supremo N° 62, de 2006, el MRT se fijará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia, que corresponde al cociente entre la suma de las potencias iniciales de las unidades generadoras y la demanda de punta de cada sistema o subsistema. En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso de que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25 el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right] \%$$

Cabe señalar que, para el presente informe técnico, los Márgenes de Potencia de los subsistemas considerados en este informe son los informados por el Coordinador a la Comisión con fecha 18 de enero de 2021, realizados sobre la base del cálculo definitivo de potencia de suficiencia del año 2019, en respuesta al Oficio Ordinario N°13, de fecha 08 de enero de 2021.

Así, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 149° de la Ley, se identifican los siguientes subsistemas para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

Subsistema Centro - Norte:

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Parinacota 220 kV y Cautín 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera como unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{16.493,5 \text{ MW}}{9.744,8 \text{ MW}} = 1,69$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,69, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Centro - Norte corresponde a un 10%.

Subsistema Sur:

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV. En este subsistema se considera como unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{678,6 \text{ MW}}{460,5 \text{ MW}} = 1,47$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,47, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Sur corresponde a un 10%.

Cabe señalar que, la definición de los subsistemas de potencia descrita anteriormente se ha realizado en concordancia con el criterio utilizado sistemáticamente por esta Comisión en las sucesivas fijaciones de Precios de Nudo de Corto Plazo. Este criterio dice relación, entre otros, con la constatación de diferencias entre los factores de penalización de potencia respecto de una determinada subestación básica de potencia en cada subsistema. Para lo anterior, se han evaluado dichos factores en condiciones de demanda máxima para los períodos correspondientes al control de punta, de distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional, y la comparación las referidas diferencias con las pérdidas marginales, considerando un margen adicional, para definir la existencia de un subsistema de potencia.

A partir de la aplicación de los resultados del estudio ya citado en la presente sección, el Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene, entonces, para los subsistemas señalados, del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas diésel, a partir de la siguiente expresión:

$$\text{Pbpot}[\text{US\$/kW/mes}] = \{(C_{\text{TG}} \text{ FRC}_{\text{TG}} + C_{\text{SE}} \text{ FRC}_{\text{SE}} + C_{\text{LT}} \text{ FRC}_{\text{LT}})CF + C_{\text{fijo}}\}(1 + \text{MRT})(1 + \text{FP})$$

Donde los valores para cada variable y parámetro son los que se muestran a continuación:

Subsistema Centro - Norte

Los valores para cada variable y parámetro para el cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando una unidad diésel de 70 MW en la subestación Nogales 220 kV, para el subsistema de potencia definido en el Centro - Norte, son los que se muestran a continuación:

Tabla 22: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Centro - Norte¹¹

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	570,72	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	69,946	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
C_{LT} [US\$/kW]	13,713	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,205	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
Pbpot [US\$/kW/mes]	7,9781	Precio Básico de la Potencia.

Subsistema Sur

Para el Subsistema Sur los valores para cada variable y parámetro de la expresión de cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando una unidad diésel de 70 MW en la subestación Puerto Montt 220 kV, son los que se muestran a continuación:

Tabla 23: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Sur¹²

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	544,28	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	63,300	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
C_{LT} [US\$/kW]	8,444	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,007	Costo fijo de operación y mantenimiento.

¹¹ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

¹² Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
1 + MRT	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
Pbpot [US\$/kW/mes]	7,3646	Precio Básico de la Potencia.

Los Precios Básicos de la Potencia, así resultantes, para los nudos de referencia, son:

Precio Básico Potencia Nogales 220 kV = 7,9781 [US\$/kW/mes] x 762,88 [\$/US\$] = 6.086,33 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Puerto Montt 220 kV = 7,3646 [US\$/kW/mes] x 762,88 [\$/US\$] = 5.618,31 [\$/kW/mes]

3.4 PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA

Los precios de nudo de energía en las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional se determinan de acuerdo a la fórmula señalada en el punto 3.2 del presente informe. Estos precios incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes y descritas en el presente informe.

Los precios de potencia se determinaron aplicando Factores de Penalización respecto del Precio Básico de la Potencia, de los nudos referenciales señalados en el punto 3.3 anterior. Estos factores de penalización se muestran en la Tabla 24. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

En la Tabla 24 se muestran los factores de penalización de potencia y los precios de nudo de energía y potencia resultantes en las distintas barras del sistema.

Tabla 24: Factores de penalización y precios de nudo en el Sistema Eléctrico Nacional

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
PARINACOTA	220	20,646	1,1009	6.700,44
POZO ALMONTE	220	25,150	1,0653	6.483,77
CONDORES	220	19,840	1,0667	6.492,29
TARAPACA	220	20,081	1,0489	6.383,95
LAGUNAS	220	19,954	1,0419	6.341,35
NUEVA VICTORIA	220	19,861	1,0372	6.312,74
CRUCERO	220	19,409	0,9870	6.007,21
ENCUENTRO	220	19,623	0,9955	6.058,94
CHUQUICAMATA	220	19,847	1,0099	6.146,59
CALAMA	220	19,147	1,0098	6.145,98
EL TESORO	220	20,238	1,0281	6.257,36
ESPERANZA SING	220	20,214	1,0272	6.251,88
ATACAMA	220	19,712	1,0281	6.257,36
EL COBRE	220	19,012	1,0142	6.172,76

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
LABERINTO	220	19,087	1,0134	6.167,89
O'HIGGINS	220	18,905	1,0061	6.123,46
D. DE ALMAGRO	220	18,948	0,9881	6.013,91
CARRERA PINTO	220	18,966	0,9840	5.988,95
CARDONES	220	19,153	0,9883	6.015,12
MAITENCILLO	220	18,756	0,9748	5.932,96
PUNTA COLORADA	220	19,319	0,9790	5.958,52
PAN DE AZUCAR	220	20,364	0,9932	6.044,95
LOS VILOS	220	20,810	0,9908	6.030,34
NOGALES	220	22,097	1,0000	6.086,33
QUILLOTA	220	21,602	1,0105	6.150,24
POLPAICO	220	21,036	1,0101	6.147,80
EL LLANO	220	21,586	1,0173	6.191,63
LOS MAQUIS	220	21,602	1,0227	6.224,49
LAMPA	220	22,969	1,0193	6.203,80
CERRO NAVIA	220	21,310	1,0203	6.209,89
MELIPILLA	220	22,135	1,0187	6.200,15
RAPEL	220	22,147	1,0102	6.148,41
CHENA	220	21,325	1,0213	6.215,97
MAIPO	220	21,487	0,9995	6.083,29
ALTO JAHUEL	220	21,876	1,0019	6.097,90
ITAHUE	220	21,930	0,9643	5.869,05
ANCOA	220	21,179	0,9636	5.864,79
CHARRUA	220	19,949	0,8806	5.359,62
COLBUN	220	21,179	0,9636	5.864,79
CANDELARIA	220	21,719	0,9969	6.067,47
HUALPEN	220	20,363	0,8994	5.474,05
LAGUNILLAS	220	20,238	0,8937	5.439,36
CAUTÍN	220	20,263	0,8528	5.190,42
TEMUCO	220	19,760	0,8567	5.214,16
CIRUELOS	220	18,724	1,0091	5.669,43
VALDIVIA	220	18,429	1,0211	5.736,85
RAHUE	220	18,377	0,9383	5.271,66
PUERTO MONTT	220	19,003	1,0000	5.618,31
MELIPULLI	220	19,004	1,0000	5.618,31
CHIOE	220	19,387	1,0005	5.621,12

3.5 FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

Como se señaló en la sección de desarrollo metodológico, la regulación de tensión es incorporada en la modelación, en el caso de ser efectuada por unidades de generación, mediante el despacho de unidades destinadas a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales.

Se ha incorporado, en la modelación, a la central San Isidro 2 con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 165,6 MW netos, en todo el horizonte de análisis. Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro 1, como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

Además, se ha incorporado en la modelación la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.

El sobre costo de esta operación forzada se ha incorporado como un coeficiente por el que se ponderaron los costos marginales de energía obtenidos de la simulación, lo que permite recuperar la diferencia de costos de operación en el mismo periodo de cálculo de precios de nudo. El perfil de costos marginales mostrados en el cuerpo de este informe considera este efecto. Dicho coeficiente se presenta a continuación:

$$Frv = 1,00426$$

3.6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

3.6.1 Indexación del precio de la potencia punta

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del Precio Básico de la Potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

Para efectos de la determinación de la fórmula de indexación de la potencia, así como la estructura y valores base del cálculo del Precio Básico de la Potencia, en el presente informe técnico se han aplicado los resultados del ya citado estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” de 2016.

Así, la fórmula de indexación para el precio de la potencia de punta es la que se muestra a continuación:

$$Pb[(\$/kW)/mes] = Pb_0 \left[\frac{Dol_i}{Dol_0} \left(Coef_1 \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Dónde:

Pb : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.

Pb₀ : Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.

Dol_i : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al segundo mes anterior a cual se registre la indexación.

Dol_0 : Dólar observado EEUU promedio según la última fijación tarifaria.

PPI_{turb_i} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.

PPI_{turb_0} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, según la última fijación tarifaria.

PPI_i : Producer Price Index- Commodities, correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.

PPI_0 : Producer Price Index- Commodities, según la última fijación tarifaria.

IPC_i : Índice de precios al consumidor para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.

IPC_0 : Índice de precios al consumidor según la última fijación tarifaria.

A continuación, se presentan en la Tabla 25 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 26 los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación.

Tabla 25: Indexadores Precio de la Potencia

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	762,88	nov-20
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov , PCU333611333611	229,30	jun-20
Producer Price Index- Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov , WPU000000000	191,20	jun-20
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	126,26	nov-20

Tabla 26: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia

Subestación	Potencia [MW]	Pb	COEF 1 PPI _{turb}	COEF 2 PPI	COEF 3 IPC
Nogales 220	70	6.086,33	0,52737	0,08767	0,38496
Pto. Montt 220	70	5.618,31	0,54846	0,09554	0,35600

3.6.2 Indexación del precio de la energía

El precio de nudo de la energía será indexado respecto de las variaciones que experimente el Precio Medio de Mercado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Precio energía} = \text{Precio base} \left[\frac{\text{PMM}_i}{\text{PMM}_0} \right]$$

Dónde:

PMM_i : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio.

PMM_0 : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Para la presente fijación este valor corresponde a **74,482 \$/kWh**.

A más tardar el tercer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del PMM_i respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Los precios medios de los contratos antes señalados serán indexados mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC) correspondiente al mes anterior al que se registre la indexación.

3.7 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO DE MERCADO

3.7.1 Determinación Precio Medio Básico

Conforme a lo establecido en el inciso primero del artículo 168° de la Ley, el Precio Medio Básico resulta ser igual a:

Tabla 27: Precio Medio Básico ¹³

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía [\$/kWh]	21,036
Precio Básico Potencia [\$/kW/mes]	6.147,80
Precio Medio Básico [\$/kWh]	31,830

¹³ Precios Básicos en nudo Polpaico 220 kV, Factor de Carga del sistema utilizado: 0,7802.

3.7.2 Determinación de Banda de Precios

Según lo establecido en los números 2, 3 y 4, del artículo 168° de la Ley, para la determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM), se debe determinar la diferencia porcentual ($\Delta\text{PMB}/\text{PMM}\%$) entre el Precio Medio Básico, calculado en el punto anterior, y el Precio Medio de Mercado (PMM) determinado en conformidad a lo establecido en artículo 167° de la Ley. Esta comparación se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 28: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Básico	SEN
Precio Medio Básico [\$/kWh]	31,830
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	74,482
$\Delta \text{PMB} / \text{PMM} (\%)$	-57,3%

El procedimiento para determinar la Banda de Precios de Mercado (BPM) se describe a continuación:

$$\text{BPM} = \begin{cases} 5\% ; \text{si } \left| \frac{\Delta\text{PMB}}{\text{PMM}} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{\Delta\text{PMB}}{\text{PMM}} \right| \% - 2\% ; \text{si } 30\% \leq \left| \frac{\Delta\text{PMB}}{\text{PMM}} \right| \% < 80\% \\ 30\% ; \text{si } 80\% \leq \left| \frac{\Delta\text{PMB}}{\text{PMM}} \right| \% \end{cases}$$

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a **-20,4%** en el SEN.

3.7.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

De acuerdo a lo dispuesto en el numeral 2) del artículo 167° de la Ley, el Precio Medio Teórico ha sido calculado como el cociente entre la facturación teórica que resulta de valorar los suministros a clientes libres y distribuidoras a los precios de nudo de energía y potencia determinados en el presente informe, incorporando los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional y zonal, conforme a lo señalado en el artículo 115° de la Ley y las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936.

De esta forma, conforme al procedimiento estipulado en el artículo 167° de la Ley, la diferencia porcentual entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico resulta ser igual a:

Tabla 29: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico	SEN
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	36,568
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	74,482
Diferencia (%)	-50,9%

En el SEN dicha diferencia porcentual es menor al límite inferior de la BPM calculado en el punto anterior. Por lo tanto, según lo señalado en el artículo 168° de la Ley, se procedió a ajustar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite inferior de la BPM.

Tabla 30: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico Ajustado	SEN
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	58,916
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	74,482
Diferencia (%)	-20,9%

3.7.4 Precios de nudo ajustados a Banda de Precios

Con el ajuste de la banda señalado previamente los precios de nudo resultantes se presentan en la Tabla 31.

Tabla 31: Precios de nudo ajustados a Banda de Precios de Mercado y factores de penalización

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
PARINACOTA	220	42,493	1,1009	6.700,44
POZO ALMONTE	220	51,762	1,0653	6.483,77
CONDOROS	220	40,834	1,0667	6.492,29
TARAPACA	220	41,330	1,0489	6.383,95
LAGUNAS	220	41,068	1,0419	6.341,35
NUEVA VICTORIA	220	40,877	1,0372	6.312,74
CRUCERO	220	39,947	0,9870	6.007,21
ENCUENTRO	220	40,387	0,9955	6.058,94
CHUQUICAMATA	220	40,848	1,0099	6.146,59
CALAMA	220	39,407	1,0098	6.145,98
EL TESORO	220	41,653	1,0281	6.257,36
ESPERANZA SING	220	41,603	1,0272	6.251,88
ATACAMA	220	40,570	1,0281	6.257,36
EL COBRE	220	39,130	1,0142	6.172,76
LABERINTO	220	39,284	1,0134	6.167,89
O'HIGGINS	220	38,909	1,0061	6.123,46

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
D. DE ALMAGRO	220	38,998	0,9881	6.013,91
CARRERA PINTO	220	39,035	0,9840	5.988,95
CARDONES	220	39,420	0,9883	6.015,12
MAITENCILLO	220	38,603	0,9748	5.932,96
PUNTA COLORADA	220	39,761	0,9790	5.958,52
PAN DE AZUCAR	220	41,912	0,9932	6.044,95
LOS VILOS	220	42,830	0,9908	6.030,34
NOGALES	220	45,479	1,0000	6.086,33
QUILLOTA	220	44,460	1,0105	6.150,24
POLPAICO	220	43,295	1,0101	6.147,80
EL LLANO	220	44,427	1,0173	6.191,63
LOS MAQUIS	220	44,460	1,0227	6.224,49
LAMPA	220	47,274	1,0193	6.203,80
CERRO NAVIA	220	43,859	1,0203	6.209,89
MELIPILLA	220	45,557	1,0187	6.200,15
RAPEL	220	45,582	1,0102	6.148,41
CHENA	220	43,890	1,0213	6.215,97
MAIPO	220	44,223	0,9995	6.083,29
ALTO JAHUEL	220	45,024	1,0019	6.097,90
ITAHUE	220	45,135	0,9643	5.869,05
ANCOA	220	43,590	0,9636	5.864,79
CHARRUA	220	41,058	0,8806	5.359,62
COLBUN	220	43,590	0,9636	5.864,79
CANDELARIA	220	44,701	0,9969	6.067,47
HUALPEN	220	41,910	0,8994	5.474,05
LAGUNILLAS	220	41,653	0,8937	5.439,36
CAUTÍN	220	41,704	0,8528	5.190,42
TEMUCO	220	40,669	0,8567	5.214,16
CIRUELOS	220	38,537	1,0091	5.669,43
VALDIVIA	220	37,930	1,0211	5.736,85
RAHUE	220	37,823	0,9383	5.271,66
PUERTO MONTT	220	39,111	1,0000	5.618,31
MELIPULLI	220	39,113	1,0000	5.618,31
CHIOLOE	220	39,901	1,0005	5.621,12

3.8 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

3.8.1 Indexación cargos por energía reactiva

Los cargos por energía reactiva de la actual fijación han sido calculados considerando la variación del tipo de cambio, dólar observado promedio, y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica, IPM USA, considerando los desfases temporales que permiten contar con las versiones definitivas de dichos indexadores, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 32.

Tabla 32: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

Indexador	Fuente	Índice Base	Fecha	Índice Fijación Valor	Fecha
Dólar observado mensual	Banco Central	821,81	may-20	762,88	nov-20
IPM USA	Bureau of Labor Statistics	178,20	dic-19	178,80	jun-20

3.8.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 33 y Tabla 34. Estos valores se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.
3. Conforme al cociente anterior, y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en la Tabla 33 y Tabla 34 para cada una de las horas del periodo comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
4. Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingos o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en la Tabla 33 y Tabla 34 será detallado en el Decreto de Precios de Nudo respectivo.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, el Coordinador deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo

de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los recargos presentados en las siguientes tablas, según corresponda.

Tabla 33: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SING

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	8,169	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	14,707	14,707	0,000
Sobre 40 y hasta 50	14,707	14,707	14,707
Sobre 50 y hasta 80	19,598	19,598	19,598
Sobre 80	24,486	24,486	24,486

Tabla 34: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SIC

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	8,237	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	14,832	14,832	0,000
Sobre 40 y hasta 50	14,832	14,832	14,832
Sobre 50 y hasta 80	19,766	19,766	19,766
Sobre 80	24,696	24,696	24,696

3.9 COSTO DE RACIONAMIENTO

En base al estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM” remitido al Coordinador mediante carta CNE N° 490, de fecha 17 de agosto de 2016 para su distribución entre las empresas integrantes, los diferentes valores utilizados según los niveles de déficit de suministro y el valor único representativo del costo de racionamiento establecido en el artículo 30° del Reglamento de Precio de Nudo, así como los valores base e índices correspondientes, son los que se presentan en las siguientes tablas.

Cabe señalar que, en concordancia con la Resolución Exenta N° 668, de la Comisión, del 21 de noviembre de 2017, que da por conformado el Sistema Eléctrico Nacional a partir de la interconexión de los predecesores SIC y SING, para todos los efectos legales, en la modelación sobre la cual se calcularon los precios de nudo se utilizó el costo de falla del SEN.

Tabla 35: Costo de falla según su profundidad SEN

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	648,7	850,33
5-10%	943,8	1.237,16
10-20%	1.362,97	1.786,61
Sobre 20%	1.858,57	2.436,26

A partir de lo anterior, y del resultado de la modelación, el valor único representativo, denominado Costo de Racionamiento, resulta igual a:

SEN: 850,33 [US\$/MWh]

Este valor único representativo, se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo.

Este valor único representa el costo por megawatt-hora, en que incurrirían en promedio los usuarios al no disponer de energía.

3.10 COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY Y EN EL ARTÍCULO 5° DEL DECRETO SUPREMO N° 31

Para efectos de establecer el valor máximo de las ofertas en caso de eventuales licitaciones excepcionales de corto plazo a que se refiere el artículo 135° quinquies de la Ley, establecer la compensación por indisponibilidad de suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios, según lo señalado en el artículo 5° del Decreto Supremo N° 31 del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico y para cualquier otro efecto a que haya lugar según la normativa aplicable, la componente de energía del Precio Medio de Mercado para el SEN corresponde a **83,484 [US\$/MWh]**, la que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de **97,633 [US\$/MWh]** descontando la componente de potencia, variabilizada en energía, de **14,149 [US\$/MWh]**, de la barra Polpaico 220 [kV], definida en el presente informe técnico como referencia para los efectos señalados.

3.11 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 36 se presentan los factores de modulación de las barras del sistema, para efectos de determinar los precios en los puntos de compra resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la Ley, y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la Ley:

Tabla 36: Factores de Modulación

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PARINACOTA	220	1,0899	0,9815
POZO ALMONTE	220	1,0546	1,1956
CONDOROS	220	1,0560	0,9431
TARAPACA	220	1,0384	0,9546
LAGUNAS	220	1,0315	0,9486
NUEVA VICTORIA	220	1,0268	0,9441
QUILLAGUA	220	0,9989	0,9418
MARIA ELENA	220	0,9883	0,9321
CRUCERO	220	0,9771	0,9227
ENCUENTRO	220	0,9855	0,9328
SALAR	220	0,9980	0,9414
CHUQUICAMATA	220	0,9998	0,9435
CALAMA	220	0,9997	0,9102
EL TESORO	220	1,0178	0,9621
ESPERANZA SING	220	1,0169	0,9609
ATACAMA	220	1,0178	0,9371
EL COBRE	220	1,0041	0,9038
LABERINTO	220	1,0033	0,9073
O'HIGGINS	220	0,9960	0,8987
D. DE ALMAGRO	220	0,9782	0,9007
CARRERA PINTO	220	0,9742	0,9016
SAN ANDRES	220	0,9759	0,9057
CARDONES	220	0,9784	0,9105
MAITENCILLO	220	0,9651	0,8916
PUNTA COLORADA	220	0,9692	0,9184
PAN DE AZUCAR	220	0,9833	0,9681
DON GOYO	220	0,9683	0,9632
LA CEBADA	220	0,9623	0,9630
LAS PALMAS	220	0,9683	0,9699
LOS VILOS	220	0,9809	0,9893
NOGALES	220	0,9900	1,0504
QUILLOTA	220	1,0004	1,0269
POLPAICO	500	0,9970	1,0360
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
EL LLANO	220	1,0071	1,0261

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
LOS MAQUIS	220	1,0125	1,0269
LAMPA	220	1,0091	1,0919
CERRO NAVIA	220	1,0101	1,0130
MELIPILLA	220	1,0085	1,0522
RAPEL	220	1,0001	1,0528
CHENA	220	1,0111	1,0137
MAIPO	220	0,9895	1,0214
EL RODEO	220	0,9951	1,0426
PAINE	154	1,0002	1,0968
ALTO JAHUEL	500	0,9917	1,0383
ALTO JAHUEL	220	0,9919	1,0399
RANCAGUA	154	1,0037	1,1218
PUNTA CORTES	154	0,9981	1,0974
TILCOCO	154	0,9896	1,0811
SAN FERNANDO	154	0,9744	1,0495
TENO	154	0,9673	1,0347
ITAHUE	220	0,9547	1,0425
ITAHUE	154	0,9532	1,0452
ANCOA	500	0,9562	1,0070
ANCOA	220	0,9540	1,0068
CHARRUA	500	0,9275	0,9654
CHARRUA	220	0,8718	0,9483
COLBUN	220	0,9540	1,0068
CANDELARIA	220	0,9869	1,0325
HUALPEN	220	0,8904	0,9680
LAGUNILLAS	220	0,8848	0,9621
EL ROSAL	220	0,8675	0,9452
DUQUECO	220	0,8662	0,9522
CAUTÍN	220	0,8443	0,9633
TEMUCO	220	0,8481	0,9393
CIRUELOS	220	0,9222	0,8901
VALDIVIA	220	0,9332	0,8761
RAHUE	220	0,8575	0,8736
PUERTO MONTT	220	0,9139	0,9034
MELIPULLI	220	0,9139	0,9034
CHIOLOE	220	0,9143	0,9216

Artículo Segundo: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Archívese.

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

FCP/DPR/FBO/JVR/IGV/CVM

DISTRIBUCIÓN:

- Ministerio de Energía
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE