

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

JUNIO 2020

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.....	23
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural	25
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN	29
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS	29
1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	30
1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	32
1.7 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA	32
1.8 STOCKS DE EMBALSES	33
1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	34
1.10 OBLIGACIÓN ERNC	34
2 METODOLOGÍA.....	36
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	36
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO	37
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	37
2.3.1 Costos variables de centrales térmicas	37

2.4	MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	38
2.5	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	38
2.5.1	Centrales Eólicas.....	38
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas	40
2.6	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	41
2.6.1	Alternativas de expansión del parque generador	41
2.6.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	41
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	42
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	43
2.9	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	43
2.10	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA	44
2.11	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	44
2.12	CALIDAD DE SUMINISTRO	44
2.12.1	Indisponibilidad de Transmisión	44
3	RESULTADOS	45
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN.....	45
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	47
3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA	51
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA	55
3.5	FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	57
3.6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	57
3.6.1	Indexación del precio de la potencia punta	57
3.6.2	Indexación del precio de la energía	59

3.7	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA	60
3.7.1	Indexación cargos por energía reactiva	60
3.7.2	Condiciones de aplicación	60
3.8	COSTO DE RACIONAMIENTO.....	61
3.9	FACTORES DE MODULACIÓN	62

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 e indistintamente “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 explique:

- 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 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, mayo de 2020, el que tiene un valor de 821,81 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
2020	41.056	29.466	70.522	-	-	-
2021	42.174	29.899	72.073	2,72%	1,47%	2,20%
2022	43.356	30.351	73.707	2,80%	1,51%	2,27%
2023	44.727	30.825	75.551	3,16%	1,56%	2,50%
2024	45.754	31.638	77.393	2,30%	2,64%	2,44%
2025	46.748	32.458	79.206	2,17%	2,59%	2,34%
2026	47.817	33.331	81.148	2,29%	2,69%	2,45%
2027	48.782	34.120	82.903	2,02%	2,37%	2,16%
2028	50.008	34.976	84.983	2,51%	2,51%	2,51%
2029	51.212	35.836	87.048	2,41%	2,46%	2,43%
2030	52.192	36.631	88.823	1,91%	2,22%	2,04%

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
2031	53.197	37.515	90.712	1,93%	2,41%	2,13%
2032	54.162	38.369	92.531	1,81%	2,28%	2,00%

Las proyecciones de demanda utilizadas en el presente informe se basan en aquellas estimadas por la Comisión Nacional de Energía en forma anual y que se encuentran vigentes para el presente año de acuerdo a todos los supuestos y metodologías presentados en el "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de enero de 2020, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°12, de fecha 15 de enero de 2020.

Sin embargo, dados los efectos de la actual crisis sanitaria, se ha actualizado la proyección de demanda para el año 2020, considerando como crecimiento económico el proyectado en el Informe de Política Monetaria (IPoM) de marzo de 2020 del Banco Central de Chile, el que varió de un 1% a un -2% como punto medio (entre un -2,5% y un -1,5%).

Para el resto del horizonte de simulación se han utilizado las mismas tasas de crecimiento de demanda que se presentan en el informe de demanda ya mencionado.

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	8	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

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
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
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	3,0	1,2	3,0	6,0	11,9	2,4	11,9	2,4	3,0	1,2	3,0	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	10,0	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	3,0	1,2	3,0	1,2	17,7	8,5	3,0	1,2	3,0	1,2	3,0	6,0	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	4,0	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	3,0	1,2	3,0	1,2	17,7	8,5	3,0	1,2	3,0	1,2	3,0	6,0	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	5,0	8,8	6,3	17,5	1,3	2,9	1,3	2,9	5,0	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

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.

del sistema, enviados por el Coordinador a esta Comisión, correspondientes a los últimos dos meses 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

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
AASA Energía	El Campesino Biogás	Biogás	0,0	USD/Ton	1,992	Ton/MWh	10,9	10,9
AES Gener	Campiche	Carbón	71,4	USD/Ton	0,380	Ton/MWh	5,6	32,7
	Laguna Verde TG	Diésel	545,9	USD/Ton	0,264	Ton/MWh	11,4	155,5
	Laguna Verde TV	Diésel	545,9	USD/Ton	0,412	Ton/MWh	7,9	232,8
	Laja-Eve 1	Biomasa	17,3	USD/Ton	2,660	Ton/MWh	3,4	49,4
	Laja-Eve 2	Biomasa	0,0	USD/Ton	0,000	Ton/MWh	0,0	0,0
	Nueva Tocopilla 1	Carbón	71,3	USD/Ton	0,398	Ton/MWh	2,6	31,0
	Nueva Tocopilla 2	Carbón	71,2	USD/Ton	0,389	Ton/MWh	2,6	30,3
	Nueva Ventanas	Carbón	71,4	USD/Ton	0,364	Ton/MWh	5,6	31,5
	Ventanas 1	Carbón	101,0	USD/Ton	0,408	Ton/MWh	9,6	50,8
	Ventanas 2	Carbón	101,0	USD/Ton	0,378	Ton/MWh	5,0	43,1
Aggreko Chile	Aggreko 01	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Agrícola Ancalí	Ancali 1	Biogás	0,0	USD/Ton	1,992	Ton/MWh	10,9	10,9
Aguas Andinas	Trebal Mapocho	Biogás	0,0	USD/Ton	1,992	Ton/MWh	10,9	10,9
Aguas Blancas	Aguas Blancas	Diésel	440,3	USD/Ton	0,234	Ton/MWh	14,2	117,1
Alto Cautín	Aromos	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Alto Cautín	Boldos	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Andes Generación	Andes U1 DIE	Diésel	425,1	USD/Ton	0,241	Ton/MWh	20,8	123,2
	Andes U2 DIE	Diésel	425,1	USD/Ton	0,241	Ton/MWh	20,8	123,2
	Andes U3 DIE	Diésel	425,1	USD/Ton	0,237	Ton/MWh	20,8	121,5
	Andes U4 DIE	Diésel	425,1	USD/Ton	0,247	Ton/MWh	20,8	125,8
Andina	Andina	Carbón	67,8	USD/Ton	0,376	Ton/MWh	7,5	33,0

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.

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Arauco Bioenergía	Arauco	Biomasa	15,1	USD/Ton	1,351	Ton/MWh	3,9	24,3
	Celco BI1	Biomasa	17,8	USD/Ton	1,342	Ton/MWh	1,9	25,8
	Celco BI2	Diésel	281,3	USD/Ton	0,310	Ton/MWh	1,9	89,1
	Horcones DIE	Diésel	416,0	USD/Ton	0,347	Ton/MWh	10,0	154,4
	Licantén BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,496	Ton/MWh	1,9	1,9
	Licantén BI2	Biomasa	25,6	USD/Ton	1,496	Ton/MWh	1,9	40,2
	Nueva Aldea 1 BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,395	Ton/MWh	0,0	0,0
	Nueva Aldea 1 BI2	Biomasa	7,1	USD/Ton	1,395	Ton/MWh	2,2	12,0
	Nueva Aldea 2	Diésel	421,6	USD/Ton	0,286	Ton/MWh	12,0	132,6
	Nueva Aldea 3	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,330	Ton/MWh	0,0	0,0
	Valdivia BI1 Pino	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,630	Ton/MWh	0,0	0,0
	Valdivia BI2 Pino	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,197	Ton/MWh	0,0	0,0
	Valdivia BI3 Pino	Biomasa	9,8	USD/Ton	1,197	Ton/MWh	3,1	14,8
	Valdivia BI4 Pino	Diésel	285,9	USD/Ton	0,270	Ton/MWh	3,1	80,3
	Viñales BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,353	Ton/MWh	0,0	0,0
	Viñales BI2	Biomasa	13,2	USD/Ton	1,353	Ton/MWh	4,1	21,9
Arauco Generación	Cholguán BI1	Biomasa	25,6	USD/Ton	1,428	Ton/MWh	2,7	39,2
	Cholguán BI2	Diésel	423,1	USD/Ton	0,320	Ton/MWh	2,7	138,1
Asesorías D'E Capital	Etersol	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Barrick Generación	Punta Colorada DIE	Diésel	408,8	USD/Ton	0,191	Ton/MWh	28,9	107,0
Beneo Orafti	Orafti	Biomasa	15,1	USD/Ton	1,774	Ton/MWh	3,8	30,6
Bio Cruz Generación	Bio Cruz	Gas Natural	433,5	USD/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0
Bio Energía Los Pinos	Los Pinos Biogás-Etapa 1	Biogás	0,0	USD/Ton	1,992	Ton/MWh	10,9	10,9
Bio Energía Molina	Molina	Biogás	0,0	USD/Ton	1,992	Ton/MWh	10,9	10,9
Bio Energía Santa Irene	Santa Irene	Biogás	0,0	USD/Ton	1,992	Ton/MWh	10,9	10,9
Bioenergías Forestales	CMPC Santa Fé	Biomasa	31,5	USD/Ton	5,590	Ton/MWh	5,0	180,9
	CMPC Tissue	Gas Natural	269,2	USD/dam3	0,235	dam3/MWh	6,3	69,7

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Celulosa Arauco y Constitución	MAPA	Biomasa	15,1	USD/Ton	1,774	Ton/MWh	3,8	30,6
Cementos Bio Bio	Cementos Biobío DIE	Diésel	516,5	USD/Ton	0,192	Ton/MWh	16,8	116,0
Central Eléctrica El Canelo	El Canelo 1	Diésel	451,8	USD/Ton	0,297	Ton/MWh	35,0	169,0
	El Canelo 2	Diésel	451,8	USD/Ton	0,297	Ton/MWh	35,0	169,0
CMPC Celulosa	CMPC Laja BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,221	Ton/MWh	0,0	0,0
	CMPC Laja BI2	Biomasa	20,9	USD/Ton	1,221	Ton/MWh	6,9	32,4
	CMPC Laja BI3	Biomasa	35,0	USD/Ton	1,221	Ton/MWh	6,9	49,6
	CMPC Pacífico BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,180	Ton/MWh	0,0	0,0
	CMPC Pacífico BI2	Biomasa	32,0	USD/Ton	1,180	Ton/MWh	0,0	37,7
	CMPC Pacífico BI3	Fuel Oil	266,3	USD/Ton	0,271	Ton/MWh	0,0	72,3
	Santa Fé BI1	Biomasa	7,2	USD/Ton	2,030	Ton/MWh	5,0	19,6
	Santa Fé BI2	Biomasa	16,3	USD/Ton	1,800	Ton/MWh	5,0	34,3
	Santa Fé BI3	Biomasa	21,4	USD/Ton	1,880	Ton/MWh	5,0	45,3
	Santa Fé BI4	Biomasa	29,2	USD/Ton	5,590	Ton/MWh	5,0	168,1
CMPC Papeles Cordillera	CMPC Cordillera BI1	Gas Natural	0,0	USD/dam3	0,112	dam3/MWh	1,4	1,4
	CMPC Cordillera BI2	Gas Natural	347,0	USD/dam3	0,111	dam3/MWh	1,4	39,9
	CMPC Cordillera BI3	Gas Natural	446,7	USD/dam3	0,120	dam3/MWh	1,4	55,2
Colbún	Antilhue U1	Diésel	451,5	USD/Ton	0,235	Ton/MWh	8,9	114,9
	Antilhue U2	Diésel	451,5	USD/Ton	0,235	Ton/MWh	8,9	114,9
	Candelaria 1 DIE	Diésel	423,2	USD/Ton	0,242	Ton/MWh	2,8	105,3
	Candelaria 1 GNL B	Gas Natural	211,5	USD/dam3	0,329	dam3/MWh	2,8	72,4
	Candelaria 1 GNL C	Gas Natural	300,9	USD/dam3	0,329	dam3/MWh	2,8	101,8
	Candelaria 2 DIE	Diésel	423,2	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	2,8	108,2
	Candelaria 2 GNL B	Gas Natural	211,5	USD/dam3	0,318	dam3/MWh	2,8	70,2
	Candelaria 2 GNL C	Gas Natural	300,9	USD/dam3	0,318	dam3/MWh	2,8	98,6
	Los Pinos	Diésel	414,3	USD/Ton	0,190	Ton/MWh	4,5	83,0
Nehuenco 1-FA GNL B	Gas Natural	187,0	USD/dam3	0,263	dam3/MWh	0,0	49,2	

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Nehuenco 1-TG+TV DIE	Diésel	400,6	USD/Ton	0,163	Ton/MWh	5,2	70,4
	Nehuenco 1-TG+TV GNL B	Gas Natural	187,0	USD/dam3	0,192	dam3/MWh	2,9	38,8
	Nehuenco 1-TG+TV GNL C	Gas Natural	276,4	USD/dam3	0,192	dam3/MWh	2,9	56,0
	Nehuenco 2-TG+TV DIE	Diésel	400,6	USD/Ton	0,162	Ton/MWh	5,2	70,3
	Nehuenco 2-TG+TV GNL B	Gas Natural	187,0	USD/dam3	0,190	dam3/MWh	2,4	37,9
	Nehuenco 2-TG+TV GNL C	Gas Natural	276,4	USD/dam3	0,190	dam3/MWh	2,4	54,8
	Nehuenco 9B DIE	Diésel	400,6	USD/Ton	0,281	Ton/MWh	4,3	116,8
	Santa María	Carbón	93,5	USD/Ton	0,352	Ton/MWh	3,0	35,9
Colihues Energía	Colihues U1 HFO	Fuel Oil	265,7	USD/Ton	0,214	Ton/MWh	22,2	79,0
	Colihues U2 HFO	Fuel Oil	265,7	USD/Ton	0,214	Ton/MWh	22,2	79,0
COMASA	Lautaro 1 BI1	Biomasa	7,5	USD/Ton	2,952	Ton/MWh	9,7	31,8
	Lautaro 1 BI2	Biomasa	17,0	USD/Ton	2,682	Ton/MWh	9,7	55,2
	Lautaro 2 BI1	Biomasa	15,7	USD/Ton	1,360	Ton/MWh	9,8	31,2
	Lautaro 2 BI2	Biomasa	37,0	USD/Ton	1,360	Ton/MWh	9,8	60,1
Doña Javiera Valledor Generación	Doña Javiera	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Duero Energía Copiulemu	Copiulemu	Biogás	0,0	USD/Ton	1,992	Ton/MWh	10,9	10,9
Duke Energy	Yungay U1 DIE	Diésel	413,8	USD/Ton	0,280	Ton/MWh	22,7	138,6
	Yungay U2 DIE	Diésel	413,8	USD/Ton	0,252	Ton/MWh	22,7	127,0
	Yungay U3 DIE	Diésel	413,8	USD/Ton	0,274	Ton/MWh	22,7	136,1
	Yungay U4 DIE	Diésel	413,8	USD/Ton	0,297	Ton/MWh	57,8	180,7
EDAM	Trebal Mapocho Ampl	Biogás	0,0	USD/Ton	1,992	Ton/MWh	10,9	10,9
Eléctrica Angamos	Angamos 1	Carbón	67,6	USD/Ton	0,374	Ton/MWh	2,5	27,8
	Angamos 2	Carbón	67,6	USD/Ton	0,374	Ton/MWh	2,5	27,8
Eléctrica Cenizas	Cenizas	Diésel	427,1	USD/Ton	0,230	Ton/MWh	13,8	112,2
Eléctrica Cochrane	Cochrane 1	Carbón	73,8	USD/Ton	0,361	Ton/MWh	4,5	31,1
	Cochrane 2	Carbón	73,8	USD/Ton	0,361	Ton/MWh	4,5	31,1
Eléctrica Raso Power	Raso Power	Diésel	723,4	USD/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Raso Power Ampl	Diésel	723,4	USD/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0
	Raso Power Ampl 3 y 4	Diésel	723,4	USD/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0
Elektragen	Chiloé	Diésel	448,6	USD/Ton	0,282	Ton/MWh	39,3	165,7
	Constitución-Egen	Diésel	463,6	USD/Ton	0,282	Ton/MWh	39,3	169,9
	Maule	Diésel	463,6	USD/Ton	0,282	Ton/MWh	39,3	169,9
	Monte Patria	Diésel	427,9	USD/Ton	0,280	Ton/MWh	39,3	159,1
	Punitaqui	Diésel	427,7	USD/Ton	0,280	Ton/MWh	39,3	159,0
EMELDA	Emelda U1	Diésel	433,4	USD/Ton	0,264	Ton/MWh	14,5	129,1
	Emelda U2	Diésel	433,4	USD/Ton	0,278	Ton/MWh	14,5	134,9
Emelva	Central de respaldo Maitencillo	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
ENAEX	Cummins	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Deutz	Diésel	486,8	USD/Ton	0,246	Ton/MWh	22,1	141,6
ENAP Refinería Aconcagua	Cogeneradora Aconcagua	Gas Natural	269,2	USD/dam3	0,235	dam3/MWh	6,3	69,7
Enel Generación Chile	Bocamina 1	Carbón	81,7	USD/Ton	0,380	Ton/MWh	7,3	38,4
	Bocamina 2	Carbón	80,4	USD/Ton	0,378	Ton/MWh	4,3	34,7
	Diego De Almagro	Diésel	422,0	USD/Ton	0,337	Ton/MWh	6,6	148,9
	Huasco-TG U1 DIE	Diésel	414,6	USD/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	152,1
	Huasco-TG U2 DIE	Diésel	414,6	USD/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	152,1
	Huasco-TG U3 DIE	Diésel	414,6	USD/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	152,1
	Quintero 1A DIE	Diésel	411,6	USD/Ton	0,242	Ton/MWh	5,1	104,6
	Quintero 1A GN	Gas Natural	160,2	USD/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	54,8
	Quintero 1A GNL	Gas Natural	162,4	USD/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	55,5
	Quintero 1A GNL E	Gas Natural	235,0	USD/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	78,7
	Quintero 1B DIE	Diésel	411,6	USD/Ton	0,242	Ton/MWh	5,1	104,6
	Quintero 1B GN	Gas Natural	160,2	USD/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	54,8
	Quintero 1B GNL	Gas Natural	162,4	USD/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	55,5
	Quintero 1B GNL E	Gas Natural	235,0	USD/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	78,7

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	San Isidro 2-TG+TV DIE	Diésel	411,6	USD/Ton	0,167	Ton/MWh	8,5	77,4
	San Isidro 2-TG+TV GN	Gas Natural	158,9	USD/dam3	0,188	dam3/MWh	5,5	35,4
	San Isidro 2-TG+TV GNL A	Gas Natural	162,4	USD/dam3	0,188	dam3/MWh	5,5	36,1
	San Isidro 2-TG+TV GNL E	Gas Natural	235,0	USD/dam3	0,188	dam3/MWh	5,5	49,7
	San Isidro-FA GNL A	Gas Natural	162,4	USD/dam3	0,309	dam3/MWh	2,8	53,0
	San Isidro-TG+TV DIE	Diésel	411,6	USD/Ton	0,185	Ton/MWh	10,9	87,2
	San Isidro-TG+TV GN	Gas Natural	158,9	USD/dam3	0,201	dam3/MWh	7,0	38,9
	San Isidro-TG+TV GNL A	Gas Natural	162,4	USD/dam3	0,201	dam3/MWh	7,0	39,6
	San Isidro-TG+TV GNL E	Gas Natural	235,0	USD/dam3	0,201	dam3/MWh	7,0	54,2
	Taltal 1 DIE	Diésel	429,4	USD/Ton	0,254	Ton/MWh	12,8	121,9
	Taltal 1 GNL A	Gas Natural	201,7	USD/dam3	0,303	dam3/MWh	4,0	65,1
	Taltal 2 DIE	Diésel	429,4	USD/Ton	0,254	Ton/MWh	12,8	121,9
	Taltal 2 GNL A	Gas Natural	201,7	USD/dam3	0,303	dam3/MWh	4,0	65,1
Energía Generación	Sepultura	Diésel	731,7	USD/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,1
Energía León	Coelemu	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Energía Pacífico	Energía Pacífico	Biomasa	31,8	USD/Ton	1,563	Ton/MWh	9,8	59,5
Enerkey	Cern Lepanto	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Engie	Arica GM	Diésel	410,6	USD/Ton	0,253	Ton/MWh	9,2	113,1
	Arica M1	Diésel	410,6	USD/Ton	0,252	Ton/MWh	9,2	112,5
	Arica M2	Diésel	410,6	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	9,2	111,4
	IE Mejillones	Carbón	72,6	USD/Ton	0,350	Ton/MWh	4,2	29,5
	Mejillones 1	Carbón	95,2	USD/Ton	0,421	Ton/MWh	9,2	49,2
	Mejillones 2	Carbón	95,2	USD/Ton	0,414	Ton/MWh	8,3	47,6
	Mejillones 3-TG+TV DIE	Diésel	398,5	USD/Ton	0,164	Ton/MWh	7,2	72,6
	Mejillones 3-TG+TV GNL A	Gas Natural	128,8	USD/dam3	0,207	dam3/MWh	4,7	31,4
	Mejillones 3-TG+TV GNL B	Gas Natural	279,0	USD/dam3	0,207	dam3/MWh	4,7	62,5
	Tamaya	Fuel Oil	270,4	USD/Ton	0,225	Ton/MWh	12,7	73,6

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Tocopilla U14	Carbón	126,7	USD/Ton	0,415	Ton/MWh	9,5	62,1
	Tocopilla U15	Carbón	126,7	USD/Ton	0,390	Ton/MWh	8,8	58,3
	Tocopilla U16-TG+TV DIE	Diésel	400,9	USD/Ton	0,167	Ton/MWh	85,4	152,1
	Tocopilla U16-TG+TV GNL A	Gas Natural	128,8	USD/dam3	0,193	dam3/MWh	6,4	31,2
	Tocopilla U16-TG+TV GNL B	Gas Natural	279,0	USD/dam3	0,193	dam3/MWh	6,4	60,2
	Tocopilla-TG1	Diésel	400,9	USD/Ton	0,386	Ton/MWh	1,0	155,6
	Tocopilla-TG2	Diésel	400,9	USD/Ton	0,386	Ton/MWh	1,0	155,6
	Tocopilla-TG3 DIE	Diésel	400,9	USD/Ton	0,277	Ton/MWh	1,0	111,9
ENLASA	El Peñón	Diésel	403,8	USD/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	116,6
	San Lorenzo U1	Diésel	411,6	USD/Ton	0,342	Ton/MWh	24,1	164,9
	San Lorenzo U2	Diésel	411,6	USD/Ton	0,380	Ton/MWh	24,1	180,7
	San Lorenzo U3	Diésel	411,6	USD/Ton	0,289	Ton/MWh	22,8	141,8
	Teno	Diésel	423,7	USD/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	120,9
	Trapén	Diésel	420,0	USD/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	120,1
Enorchile	Esperanza DS1	Diésel	461,9	USD/Ton	0,225	Ton/MWh	28,2	132,1
	Esperanza DS2	Diésel	461,9	USD/Ton	0,222	Ton/MWh	25,7	128,2
	Esperanza TG1	Diésel	461,9	USD/Ton	0,340	Ton/MWh	9,1	166,2
	Estandartes 13	Diésel	428,9	USD/Ton	0,246	Ton/MWh	22,1	127,4
	Estandartes 7-12	Diésel	486,8	USD/Ton	0,246	Ton/MWh	22,1	141,6
	Mantos Blancos	Diésel	447,0	USD/Ton	0,254	Ton/MWh	23,0	136,6
	Ujina U1 DIE	Diésel	688,6	USD/Ton	0,246	Ton/MWh	17,0	186,6
	Ujina U2 DIE	Diésel	688,6	USD/Ton	0,258	Ton/MWh	17,0	194,5
	Ujina U3 DIE	Diésel	688,6	USD/Ton	0,257	Ton/MWh	17,0	194,1
	Ujina U4 DIE	Diésel	688,6	USD/Ton	0,255	Ton/MWh	17,0	192,3
	Ujina U5 HFO	Fuel Oil	283,9	USD/Ton	0,205	Ton/MWh	15,9	74,1
	Ujina U6 HFO	Fuel Oil	283,9	USD/Ton	0,201	Ton/MWh	15,9	73,0
	Zofri 1	Diésel	649,9	USD/Ton	0,223	Ton/MWh	19,4	164,6

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Zofri 2-5	Diésel	649,9	USD/Ton	0,221	Ton/MWh	17,5	161,0
	Zofri 6	Diésel	649,9	USD/Ton	0,196	Ton/MWh	19,4	146,9
Equipos de Generación	Inacal	Diésel	493,4	USD/Ton	0,235	Ton/MWh	9,1	125,2
Espinosa	Picoltué	Diésel	547,7	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	158,5
	Yumbel	Diésel	547,7	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	158,5
Gas Sur	Newén DIE	Diésel	436,4	USD/Ton	0,245	Ton/MWh	7,5	114,5
	Newén GNL A	Gas Natural	353,5	USD/dam3	0,292	dam3/MWh	7,5	110,7
Gasatacama	Atacama 1	Diésel	433,2	USD/Ton	0,181	Ton/MWh	7,8	86,0
	Atacama 2	Diésel	433,2	USD/Ton	0,176	Ton/MWh	7,8	84,0
	Tarapacá-TG DIE	Diésel	402,0	USD/Ton	0,390	Ton/MWh	0,4	157,3
Gen Power	Chorrillos	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Generadora Azul	Calfuco	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Generadora Calafate	Calafate	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Generadora Eléctrica Gami	Gami	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Generadora Ermitaño	Ermitaño	Diésel	731,7	USD/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,1
Generadora Estancilla	El Nogal	Diésel	715,7	USD/Ton	0,235	Ton/MWh	38,9	207,3
	Estancilla	Diésel	715,7	USD/Ton	0,228	Ton/MWh	39,2	202,4
Generadora La Calera	Alerce	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Ramadilla	Diésel	735,3	USD/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,9
	Río Azul	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Generadora Metropolitana	Los Vientos	Diésel	423,3	USD/Ton	0,256	Ton/MWh	6,2	114,4
	Nueva Renca-FA GLP	GLP	355,3	USD/Ton	0,240	Ton/MWh	0,1	85,3
	Nueva Renca-TG+TV DIE	Diésel	419,2	USD/Ton	0,168	Ton/MWh	7,5	77,7
	Nueva Renca-TG+TV GN A	Gas Natural	173,5	USD/dam3	0,198	dam3/MWh	3,8	38,2
	Nueva Renca-TG+TV GNL P	Gas Natural	284,9	USD/dam3	0,198	dam3/MWh	3,8	60,3
	Renca U1	Diésel	419,2	USD/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	156,6
	Renca U2	Diésel	419,2	USD/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	156,6

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Santa Lidia	Diésel	429,5	USD/Ton	0,260	Ton/MWh	5,9	117,5
Generadora Mimbre	Mimbre	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Generadora Norte	El Faro	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Generadora Zapallar	Zapallar	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
GENPAC	Termopacífico	Diésel	434,6	USD/Ton	0,225	Ton/MWh	24,2	122,0
Geotérmica del Norte	Cerro Pabellón U1	Geotérmica	0,0	USD/Ton	0,000	Ton/MWh	1,1	1,1
	Cerro Pabellón U2	Geotérmica	0,0	USD/Ton	0,000	Ton/MWh	1,1	1,1
	Cerro Pabellón U3	Geotérmica	0,0	USD/Ton	0,000	Ton/MWh	1,1	1,1
Guacolda	Guacolda 1	Carbón	69,6	USD/Ton	0,397	Ton/MWh	3,1	30,7
	Guacolda 2	Carbón	69,6	USD/Ton	0,404	Ton/MWh	2,9	31,0
	Guacolda 3	Carbón	70,9	USD/Ton	0,373	Ton/MWh	3,1	29,6
	Guacolda 4	Carbón	69,1	USD/Ton	0,378	Ton/MWh	4,4	30,5
	Guacolda 5	Carbón	66,2	USD/Ton	0,362	Ton/MWh	2,8	26,7
HBS Energía	HBS	Gas Natural	377,8	USD/dam3	0,256	dam3/MWh	6,9	103,7
	HBS GNL	Gas Natural	377,8	USD/dam3	0,256	dam3/MWh	6,9	103,7
Hornitos	Hornitos	Carbón	67,5	USD/Ton	0,381	Ton/MWh	7,3	33,0
IC Power	Cardones	Diésel	422,7	USD/Ton	0,239	Ton/MWh	24,4	125,4
	Colmito DIE	Diésel	419,2	USD/Ton	0,248	Ton/MWh	14,3	118,4
	Colmito GNL	Gas Natural	304,8	USD/dam3	0,263	dam3/MWh	10,2	90,5
IMELSA Energía	Almadrado	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Ciruelillo	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
INERSA	Teno50 GLP	GLP	355,3	USD/Ton	0,240	Ton/MWh	0,1	85,3
KDM	Loma Los Colorados 1	Biogás	0,0	USD/Ton	1,654	Ton/MWh	11,6	11,6
	Loma Los Colorados 2	Biogás	0,0	USD/Ton	2,330	Ton/MWh	10,3	10,3
Las Pampas	Las Pampas	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Lipigas	Concón GNL	Gas Natural	269,2	USD/dam3	0,235	dam3/MWh	6,3	69,7
	Dreams Valdivia	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Los Espinos	Espinos BI1	Diésel	430,8	USD/Ton	0,221	Ton/MWh	26,4	121,6
	Espinos BI2	Diésel	430,8	USD/Ton	0,221	Ton/MWh	67,8	163,0
Los Guindos	Los Guindos	Diésel	528,4	USD/Ton	0,251	Ton/MWh	3,3	136,0
	Los Guindos Ampl	Diésel	528,4	USD/Ton	0,251	Ton/MWh	3,3	136,0
Mocho Energy	Cortés	Diésel	553,8	USD/Ton	0,194	Ton/MWh	54,9	162,4
Neomas	Masisa	Biomasa	28,5	USD/Ton	1,468	Ton/MWh	3,4	45,3
Nueva Degañ	Degañ	Diésel	457,4	USD/Ton	0,219	Ton/MWh	33,3	133,3
	Degañ 2 Nave4	Diésel	457,4	USD/Ton	0,211	Ton/MWh	37,5	134,1
	Degañ 2 Nave5	Diésel	457,4	USD/Ton	0,254	Ton/MWh	37,5	153,7
Nueva Energía	Escuadrón	Biomasa	21,0	USD/Ton	1,850	Ton/MWh	4,8	43,7
Nutreco	Skretting	Diésel	673,0	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	189,7
Petropower	Petropower	Petcoke	0,0	USD/Ton	0,450	Ton/MWh	3,9	3,9
Planta Ácido Sulfúrico Mejillones	PAS Mejillones	Cogeneración	0,0	USD/Ton	0,000	Ton/MWh	0,0	0,0
PMGD Chile Generación	Chile Generación	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Potencia	Olivos BI1	Diésel	430,6	USD/Ton	0,231	Ton/MWh	30,4	129,9
	Olivos BI2	Diésel	430,6	USD/Ton	0,231	Ton/MWh	69,7	169,2
Prime Energía	Llanos Blancos	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Pajonales	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Prime Los Cóndores	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	San Javier Etapa I	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	San Javier Etapa II	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Combarbalá	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Quemchi Generadora de Electricidad	PMGD Conchalí	Diésel	735,3	USD/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,9
SAGESA	Ampliación Central Quellón	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Biomar	Diésel	723,1	USD/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	178,4
	Cañete	Diésel	417,8	USD/Ton	0,240	Ton/MWh	19,8	120,1
	Chufkén	Diésel	435,5	USD/Ton	0,240	Ton/MWh	19,2	123,7

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Chuyaca	Diésel	415,7	USD/Ton	0,254	Ton/MWh	21,6	127,0
	Chuyaca Amp	Diésel	415,7	USD/Ton	0,254	Ton/MWh	21,6	127,0
	Contulmo	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Curacautín	Diésel	440,3	USD/Ton	0,220	Ton/MWh	19,5	116,4
	Danisco	Diésel	627,0	USD/Ton	0,217	Ton/MWh	19,3	155,4
	Eagon	Diésel	673,0	USD/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	168,2
	JCE	Diésel	659,2	USD/Ton	0,217	Ton/MWh	22,1	165,1
	Lebu	Diésel	421,1	USD/Ton	0,240	Ton/MWh	17,4	118,5
	Lonquimay	Diésel	447,4	USD/Ton	0,270	Ton/MWh	25,0	145,8
	Los Alamos	Diésel	467,4	USD/Ton	0,240	Ton/MWh	25,5	137,6
	Louisiana Pacific	Diésel	439,2	USD/Ton	0,220	Ton/MWh	21,5	118,1
	Louisiana Pacific 2	Diésel	436,7	USD/Ton	0,220	Ton/MWh	21,5	117,6
	Multiexport I	Diésel	433,1	USD/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	114,6
	Multiexport li	Diésel	433,1	USD/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	114,6
	Quellón 2	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Rey Ex Corral	Diésel	843,2	USD/Ton	0,220	Ton/MWh	23,9	209,4
	Salmofood I	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Salmofood li	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
	Skretting Osorno	Diésel	673,0	USD/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	167,3
	Tirúa	Diésel	459,9	USD/Ton	0,270	Ton/MWh	29,8	154,0
	Trongol	Diésel	818,2	USD/Ton	0,230	Ton/MWh	19,5	207,4
	Watt	Diésel	680,4	USD/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	169,8
	Watt li	Diésel	678,0	USD/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	169,3
Santa Marta	Santa Marta	Biogás	0,0	USD/Ton	518,000	Ton/MWh	15,0	15,0
SGA	Callecalle	Diésel	419,1	USD/Ton	0,228	Ton/MWh	21,7	117,3
	Coronel DIE	Diésel	397,4	USD/Ton	0,225	Ton/MWh	17,2	106,7
Stericycle Urbano	El Molle	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
SW Consulting	El Salvador	Diésel	419,3	USD/Ton	0,337	Ton/MWh	45,6	186,9
Tacora Energy	Agni	Diésel	597,1	USD/Ton	0,201	Ton/MWh	45,6	165,7
Tamakaya	Kelar-TG1+TG2+TV DIE	Diésel	465,4	USD/Ton	0,162	Ton/MWh	3,2	78,6
	Kelar-TG1+TG2+TV GNL A	Gas Natural	321,5	USD/dam3	0,183	dam3/MWh	1,7	60,7
	Kelar-TG1+TG2+TV GNL INF	Gas Natural	0,0	USD/dam3	0,183	dam3/MWh	0,0	0,0
TAMM	Tamm	Diésel	486,8	USD/Ton	0,249	Ton/MWh	22,1	143,3
Tecnet	La Portada	Diésel	483,3	USD/Ton	0,216	Ton/MWh	16,1	120,6
Tecnored	Casablanca 1	Diésel	416,3	USD/Ton	0,311	Ton/MWh	36,7	166,2
	Casablanca 2	Diésel	416,3	USD/Ton	0,311	Ton/MWh	30,1	159,6
	Concón	Diésel	413,8	USD/Ton	0,241	Ton/MWh	35,2	135,1
	Curauma	Diésel	414,7	USD/Ton	0,311	Ton/MWh	37,1	166,1
	El Totoral	Diésel	418,2	USD/Ton	0,236	Ton/MWh	34,6	133,4
	Las Vegas	Diésel	417,4	USD/Ton	0,241	Ton/MWh	32,8	133,6
	Linares	Diésel	436,9	USD/Ton	0,224	Ton/MWh	45,6	143,3
	Placilla	Diésel	414,5	USD/Ton	0,236	Ton/MWh	29,4	127,3
	Quintay	Diésel	416,4	USD/Ton	0,236	Ton/MWh	30,0	128,4
	San Gregorio	Diésel	431,8	USD/Ton	0,224	Ton/MWh	45,6	142,1
	Tapihue	Gas Natural	413,3	USD/dam3	0,293	dam3/MWh	51,1	172,2
Tomaval Generación	Tomaval 1	Gas Natural	433,5	USD/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0
	Tomaval 2	Gas Natural	433,5	USD/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0

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 mostradas en las tablas siguientes, determinadas por esta Comisión. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el “Informe de proyecciones de precios de combustibles 2020-2034”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°775, de fecha 13 diciembre de 2019 , publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural, los costos de combustibles informados por el Coordinador se modelan hasta diciembre de 2024, a través de los factores de modulación ya citados. A contar de enero de 2025, se utilizan como costos combustibles de estas centrales los precios de la proyección elaborada por la Comisión. Para los combustibles diésel, fuel oil, GLP y mezcla diésel-fuel oil, la modulación de precios se realizó 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 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 tenido como antecedente la existencia de una capacidad de regasificación de 5,5 Mm3/día.

Tabla 5: Proyección precio del carbón térmico – 7.000 [kcal/kg]⁴

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2020	84,192	1,000
2021	84,570	1,004
2022	84,617	1,005
2023	84,623	1,005
2024	82,410	0,979
2025	82,939	0,985
2026	83,078	0,987
2027	83,349	0,990
2028	83,602	0,993
2029	83,751	0,995
2030	83,889	0,996
2031	84,065	0,998
2032	84,022	0,998

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

Tabla 6: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2020	8,253	1,000
2021	8,154	0,988
2022	8,157	0,988
2023	8,307	1,007
2024	8,513	1,032
2025	8,782	1,064
2026	8,867	1,074
2027	8,895	1,078
2028	8,988	1,089
2029	9,008	1,091
2030	9,051	1,097
2031	9,034	1,095
2032	9,191	1,114

Tabla 7: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2020	75,049	1,000
2021	76,245	1,016
2022	76,208	1,015
2023	78,065	1,040
2024	81,253	1,083
2025	83,722	1,116
2026	86,930	1,158
2027	89,624	1,194
2028	91,594	1,220
2029	93,468	1,245
2030	95,245	1,269
2031	96,926	1,292
2032	98,511	1,313

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 – SEN

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur	Generadora Metropolitana
Terminal										
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
25-06-2020	01-07-2020	38.000.000	22.050.000	-	10.413.115	18.900.000	6.739.732	-	70.000	10.500.000
02-07-2020	08-07-2020	38.000.000	22.050.000	-	10.071.701	20.400.000	6.043.883	-	70.000	10.500.000
09-07-2020	15-07-2020	11.000.000	22.050.000	-	10.071.701	21.400.000	6.043.883	-	70.000	10.500.000
16-07-2020	22-07-2020	35.500.000	22.050.000	-	10.413.115	11.800.000	6.043.883	-	70.000	10.500.000
23-07-2020	29-07-2020	28.000.000	22.050.000	-	15.568.460	-	6.803.088	-	70.000	10.500.000
30-07-2020	05-08-2020	25.440.874	22.050.000	-	5.887.097	-	5.619.586	-	70.000	10.500.000
06-08-2020	12-08-2020	25.328.249	22.050.000	-	3.454.839	-	5.449.867	-	70.000	10.500.000
13-08-2020	19-08-2020	25.328.249	22.050.000	-	3.454.839	-	14.212.734	-	70.000	10.500.000
20-08-2020	26-08-2020	25.328.249	22.050.000	-	3.454.839	-	14.212.734	-	70.000	10.500.000
27-08-2020	02-09-2020	21.985.514	17.250.000	-	4.581.075	-	5.150.030	-	70.000	10.500.000
03-09-2020	09-09-2020	13.628.674	5.250.000	-	7.396.667	-	4.400.437	-	70.000	10.500.000
10-09-2020	16-09-2020	13.628.674	5.250.000	-	7.396.667	-	4.400.437	-	70.000	10.500.000
17-09-2020	23-09-2020	13.628.674	5.250.000	-	7.396.667	-	4.400.437	-	70.000	10.500.000
24-09-2020	30-09-2020	13.628.674	5.250.000	-	7.396.667	-	11.546.289	-	70.000	10.500.000
01-10-2020	07-10-2020	11.962.294	5.250.000	-	10.409.677	-	11.546.289	-	70.000	10.500.000
08-10-2020	14-10-2020	11.962.294	5.250.000	-	10.409.677	-	3.667.817	-	70.000	10.500.000
15-10-2020	21-10-2020	11.962.294	5.250.000	-	10.409.677	-	3.667.817	-	70.000	10.500.000
22-10-2020	28-10-2020	11.962.294	5.250.000	-	10.409.677	-	3.667.817	-	70.000	10.500.000
29-10-2020	04-11-2020	11.962.294	5.250.000	-	6.021.290	-	3.384.952	-	70.000	10.500.000

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur	Generadora Metropolitana
Terminal										
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
05-11-2020	11-11-2020	11.962.294	5.250.000	-	2.730.000	-	3.172.803	-	70.000	10.500.000
12-11-2020	18-11-2020	11.962.294	5.250.000	-	2.730.000	-	13.548.994	-	70.000	10.500.000
19-11-2020	25-11-2020	11.962.294	5.250.000	-	2.730.000	-	9.677.853	-	70.000	10.500.000
26-11-2020	02-12-2020	12.167.078	5.250.000	-	1.950.000	-	3.280.431	-	70.000	10.500.000
03-12-2020	09-12-2020	12.679.036	5.250.000	-	-	-	3.549.500	-	70.000	10.500.000
10-12-2020	16-12-2020	12.679.036	5.250.000	-	-	-	3.549.500	-	70.000	10.500.000
17-12-2020	23-12-2020	12.679.036	5.250.000	-	-	-	3.549.500	-	70.000	10.500.000
24-12-2020	30-12-2020	12.679.036	5.250.000	-	-	8.320.000	3.549.500	-	70.000	10.500.000
31-12-2020	06-01-2021	1.811.291	5.250.000	-	-	9.740.000	507.071	-	10.000	1.500.000
07-01-2021	13-01-2021	1.558.892	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
14-01-2021	20-01-2021	1.558.892	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
21-01-2021	27-01-2021	1.558.892	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
28-01-2021	03-02-2021	1.558.892	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
04-02-2021	10-02-2021	2.983.397	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
11-02-2021	17-02-2021	3.553.199	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
18-02-2021	24-02-2021	3.553.199	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
25-02-2021	03-03-2021	3.553.199	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
04-03-2021	10-03-2021	5.282.495	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
11-03-2021	17-03-2021	6.579.467	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
18-03-2021	24-03-2021	6.579.467	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
25-03-2021	31-03-2021	6.579.467	5.250.000	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
01-04-2021	07-04-2021	7.264.573	-	-	7.470.215	10.104.946	6.143.608	-	-	-
08-04-2021	14-04-2021	11.375.207	-	-	8.936.667	10.173.333	14.335.086	-	-	-
15-04-2021	21-04-2021	11.375.207	-	-	8.936.667	10.173.333	8.191.478	-	-	-
22-04-2021	28-04-2021	11.375.207	-	-	8.936.667	10.173.333	6.243.293	-	-	-
29-04-2021	05-05-2021	11.375.207	-	-	17.873.333	20.346.667	12.486.585	-	-	-
06-05-2021	12-05-2021	13.140.304	-	-	18.463.011	20.945.376	12.145.262	-	-	-

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur	Generadora Metropolitana
Terminal										
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
13-05-2021	19-05-2021	13.434.486	-	-	18.561.290	21.045.161	14.442.361	-	-	-
20-05-2021	26-05-2021	13.434.486	-	-	18.561.290	21.045.161	12.088.375	-	-	-
27-05-2021	02-06-2021	13.434.486	-	-	18.561.290	21.045.161	12.088.375	-	-	-
03-06-2021	09-06-2021	18.807.050	-	-	19.906.452	12.025.806	12.782.490	-	-	-
10-06-2021	16-06-2021	25.970.468	-	-	10.850.000	-	8.030.805	-	-	-
17-06-2021	23-06-2021	25.970.468	-	-	10.850.000	-	14.053.910	-	-	-
24-06-2021	30-06-2021	25.970.468	-	-	10.850.000	-	8.030.805	-	-	-
01-07-2021	07-07-2021	25.935.035	-	-	11.009.677	-	6.738.260	-	-	-
08-07-2021	14-07-2021	25.722.437	-	-	11.967.742	-	6.043.883	-	-	-
15-07-2021	21-07-2021	25.722.437	-	-	11.967.742	-	13.458.620	-	-	-
22-07-2021	28-07-2021	25.722.437	-	-	11.967.742	-	13.458.620	-	-	-
29-07-2021	04-08-2021	25.722.437	-	-	11.967.742	-	6.043.883	-	-	-
05-08-2021	11-08-2021	25.440.874	-	-	5.887.097	-	5.619.586	-	-	-
12-08-2021	18-08-2021	25.328.249	-	-	3.454.839	-	5.449.867	-	-	-
19-08-2021	25-08-2021	25.328.249	-	-	3.454.839	-	14.212.734	-	-	-
26-08-2021	01-09-2021	25.328.249	-	-	3.454.839	-	14.212.734	-	-	-
02-09-2021	08-09-2021	21.985.514	-	-	4.581.075	-	5.150.030	-	-	-
09-09-2021	15-09-2021	13.628.674	-	-	7.396.667	-	4.400.437	-	-	-
16-09-2021	22-09-2021	13.628.674	-	-	7.396.667	-	4.400.437	-	-	-
23-09-2021	29-09-2021	13.628.674	-	-	7.396.667	-	4.400.437	-	-	-
30-09-2021	06-10-2021	13.628.674	-	-	7.396.667	-	11.546.289	-	-	-
07-10-2021	13-10-2021	11.962.294	-	-	10.409.677	-	11.546.289	-	-	-
14-10-2021	20-10-2021	11.962.294	-	-	10.409.677	-	3.667.817	-	-	-
21-10-2021	27-10-2021	11.962.294	-	-	10.409.677	-	3.667.817	-	-	-
28-10-2021	03-11-2021	11.962.294	-	-	10.409.677	-	3.667.817	-	-	-
04-11-2021	10-11-2021	11.962.294	-	-	6.021.290	-	3.384.952	-	-	-
11-11-2021	17-11-2021	11.962.294	-	-	2.730.000	-	3.172.803	-	-	-

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur	Generadora Metropolitana
Terminal										
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
18-11-2021	24-11-2021	11.962.294	-	-	2.730.000	-	13.548.994	-	-	-
25-11-2021	01-12-2021	11.962.294	-	-	2.730.000	-	9.677.853	-	-	-
02-12-2021	08-12-2021	12.167.078	-	-	1.950.000	-	3.280.431	-	-	-
09-12-2021	15-12-2021	12.679.036	-	-	-	-	3.549.500	-	-	-
16-12-2021	22-12-2021	12.679.036	-	-	-	-	3.549.500	-	-	-
23-12-2021	29-12-2021	12.679.036	-	-	-	-	3.549.500	-	-	-
30-12-2021	05-01-2022	12.679.036	-	-	-	8.320.000	3.549.500	-	-	-
06-01-2022	12-01-2022	1.811.291	-	-	-	9.740.000	507.071	-	-	-
13-01-2022	19-01-2022	1.558.892	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
20-01-2022	26-01-2022	1.558.892	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
27-01-2022	02-02-2022	1.558.892	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
03-02-2022	09-02-2022	1.558.892	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
10-02-2022	16-02-2022	2.983.397	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
17-02-2022	23-02-2022	3.553.199	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
24-02-2022	02-03-2022	3.553.199	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
03-03-2022	09-03-2022	3.553.199	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
10-03-2022	16-03-2022	5.282.495	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
17-03-2022	23-03-2022	6.579.467	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
24-03-2022	30-03-2022	6.579.467	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-
31-03-2022	06-04-2022	6.579.467	-	-	-	9.740.000	9.075.839	-	-	-

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

- Para las centrales San Isidro 1 y 2; Quintero 1 y 2; Nueva Renca; Candelaria 1 y 2; Taltal 1 y 2; y Nehuenco 1 y 2: disponibilidad completa desde abril de 2022.
- Para las centrales U16, CTM3 y Kelar: Disponibilidad completa desde abril 2022.

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°171, del 28 de mayo de 2020, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión 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 eólicas y solares fotovoltaicas 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
Lomas de Duqueco	nov-20	46,2	Eólica	Duqueco 220
Puelche Sur	ene-21	153	Eólica	Frutillar Norte 220
Llanos del Viento	ene-21	153	Eólica	O'Higgins 220
Meseta de Los Andes	dic-21	120	Solar Fotovoltaico	Los Maquis 220
Camán	ene-22	164	Eólica	Cerros de Huichahue 220

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW]	Tecnología	Punto de Conexión
Sol del Loa Etapa 1	dic-22	110	Solar Fotovoltaico	Quillagua 220
Punta de Talca	may-23	86,4	Eólica	La Cebada 220
Sol del Loa Etapa 2	dic-23	190	Solar Fotovoltaico	Quillagua 220
CEME1	dic-23	300	Solar Fotovoltaico	Miraje 220
Punta del Viento	dic-23	165	Solar Fotovoltaico	Punta Colorada 220
Parque Eólico San Rarínco	dic-23	99	Eólica	María Dolores 220
Sol de Vallénar - Fase II	dic-23	250	Solar Fotovoltaico	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	jun-20	Transec
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	jun-20	STS
Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro – El Tesoro y El Tesoro – Esperanza	jun-20	Minera El Tesoro – Minera Esperanza
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	jul-20	Consortio Red y Cobra
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	jul-20	Transec
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20	Enel Distribución
Normalización del paño de línea Encuentro - El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV	ago-20	Centinela Transmisión
Ampliación S/E Duquenco 220 kV	ago-20	Transemel S.A.
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	ago-20	Eletrans
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	ago-20	Centinela Transmisión
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	sept-20	Engie
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	sept-20	SAESA
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	sept-20	Transec
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-20	Engie
S/E Seccionadora El Rosal 220 kV	nov-20	Engie

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	nov-20	SAESA
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	nov-20	Engie
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	nov-20	Eletrans
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	nov-20	Eletrans
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
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-21	Transec
S/E Nueva Ancud 220 kV	may-21	Transec
Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	Transec
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 - Córdoros, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito	feb-22	Consortio Red y Cobra
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-22	Consortio Saesa - Chilquinta
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	nov-22	Consortio Ferrovial
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata - S/E Calama	nov-22	Engie
Ampliación en S/E Candelaria	feb-23	Colbún
Ampliación en S/E Lagunas	feb-23	Transec
Ampliación en S/E Cumbre	feb-23	Diego de Almagro Transmisora de Energía
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y Ampliación de S/E Nueva Puerto Montt	may-23	Transec
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	Transec
Ampliación en S/E Calama 220 kV	jun-23	Transec
Seccionamiento línea 2x220 kV Ancoa - Itahue, en S/E Santa Isabel	jun-23	CGE
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	Transec
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	nov-23	Transec
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-24	Transec
Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (S/E Santa Barbara)	ene-24	Transec
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
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	Transec
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV	ene-25	Transec

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 considera el anuncio del cierre anticipado de las centrales Bocamina 1 y Bocamina 2.

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

Central	Fecha Salida
Ventanas 1	Diciembre 2020
Tocopilla U14	Enero 2022
Tocopilla U15	Enero 2022
Bocamina 1	Mayo 2022
Bocamina 2	Mayo 2022
Ventanas 2	Diciembre 2022
Mejillones 1	Diciembre 2024
Mejillones 2	Diciembre 2024

1.7 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

Para las centrales hidráulicas se ha utilizado una muestra estadística de 59 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2019. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica. Este estudio concluyó que, a partir del año 1960, la estadística disponible era confiable, y previo a esta fecha la estadística contiene gran cantidad de información de relleno generada a falta de información real. Asimismo, este estudio concluyó la necesidad de ir agregando años reales a partir del año 1960, en vez de utilizar una ventana móvil de 40 años.

En resumen, en la presente fijación se ha utilizado una muestra de 59 años de los caudales afluentes en régimen natural a las centrales, más tres hidrologías adicionales, dos de ellas secas y una húmeda. Mayores detalles de la utilización de la estadística hidrológica se explicitan en la sección de metodología.

En los gráficos siguientes se presenta la energía anual total afluente [GWh], ordenada de mayor a menor energía afluente por año hidrológico (abril a marzo), y siguiendo el orden cronológico.

Gráfico 1: Energía anual afluyente (según probabilidad de excedencia)

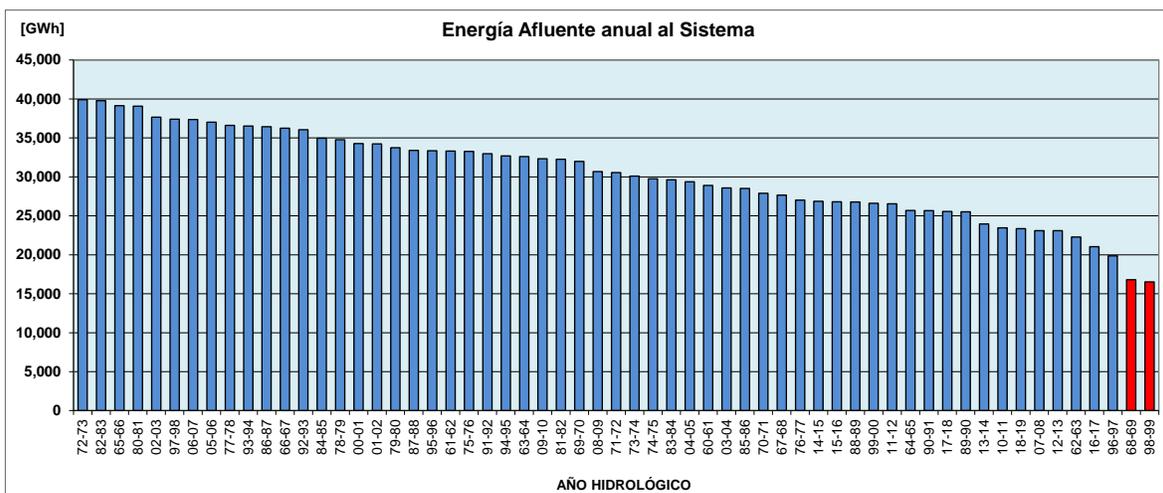
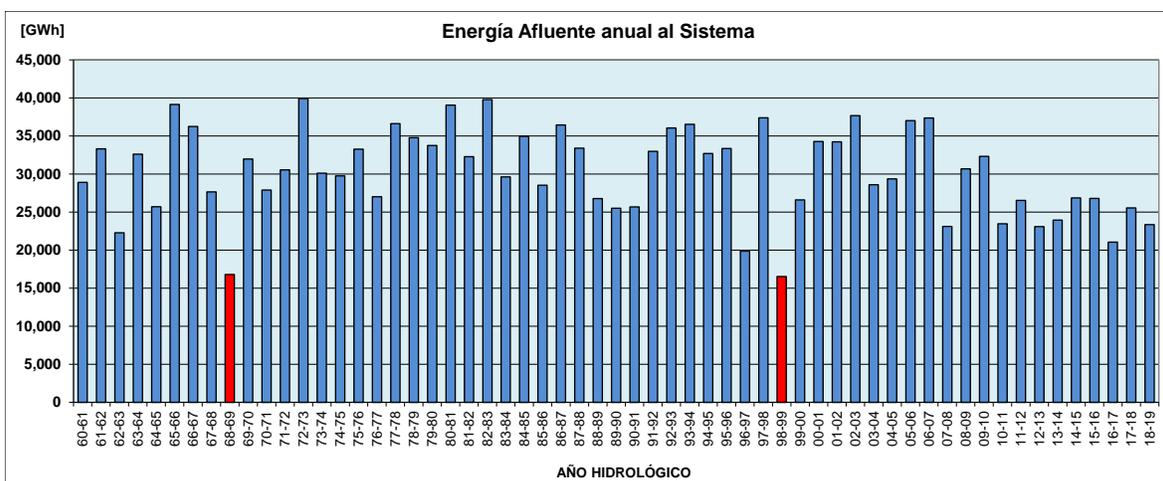


Gráfico 2: Energía anual afluyente (orden cronológico)



1.8 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas iniciales estimadas de embalses para el primero de julio de 2020 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 estimadas al 1 de julio de 2020

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1316,76
Laguna del Maule	2157,79
Embalse Rapel	101,43
Laguna Invernada	1284,59
Lago Chapo	234,52
Embalse Colbún	411,27
Embalse Melado	642,65
Embalse Ralco	703,84
Embalse Pangué	508,87
Poza Polcura	735,00
Embalse Machicura	257,00
Embalse Angostura	316,60

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 octubre de 2020, 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 abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, 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.

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, 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
2020	70.522	6.435	9,12%
2021	72.073	7.700	10,68%
2022	73.707	8.892	12,06%
2023	75.551	10.262	13,58%
2024	77.393	11.819	15,27%
2025	79.206	13.541	17,10%
2026	81.148	14.283	17,60%
2027	82.903	14.981	18,07%
2028	84.983	15.785	18,57%
2029	87.048	16.483	18,94%
2030	88.823	16.909	19,04%
2031	90.712	17.411	19,19%
2032	92.531	18.506	20,00%

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 julio de 2020, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de octubre de 2020, 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.

A efectos de generar una muestra hidrológica que contenga situaciones más extremas que aquellas presentadas en la estadística del punto 1.7, y en base a la energía afluente en el sistema para cada año hidrológico, se agregan tres hidrologías a la estadística real, bajo los siguientes criterios:

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

De esta forma, el total de años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación es de 62.

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, 62 días con el objeto de obtener un símil a las 62 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	8%	14%	15%	47%	54%	30%	45%	15%	22%	6%	2%	6%
2	21%	34%	13%	43%	62%	51%	45%	15%	22%	6%	2%	6%
3	29%	41%	32%	55%	65%	58%	60%	19%	36%	11%	1%	7%
4	39%	60%	30%	55%	69%	70%	60%	19%	36%	11%	1%	7%
5	38%	60%	45%	55%	69%	70%	53%	15%	27%	7%	2%	3%
6	38%	45%	45%	55%	64%	46%	53%	15%	27%	7%	2%	3%
7	20%	45%	38%	48%	64%	46%	50%	32%	32%	39%	57%	45%
8	20%	29%	25%	48%	38%	46%	40%	20%	39%	29%	53%	36%
9	51%	33%	28%	19%	42%	51%	76%	83%	74%	80%	79%	81%
10	51%	59%	58%	19%	65%	79%	77%	81%	74%	80%	79%	81%
11	78%	57%	55%	39%	58%	78%	63%	82%	68%	83%	82%	77%
12	78%	57%	55%	39%	58%	78%	63%	82%	71%	81%	84%	77%
13	70%	42%	49%	36%	38%	53%	46%	73%	57%	73%	74%	62%
14	70%	42%	49%	36%	38%	53%	46%	73%	57%	73%	74%	62%
15	19%	9%	18%	25%	14%	17%	11%	22%	14%	25%	27%	13%
16	19%	9%	18%	25%	14%	17%	11%	22%	14%	25%	27%	13%

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	17%	43%	42%	14%	42%	42%	45%	29%	18%	36%	37%	12%
2	14%	39%	41%	13%	47%	33%	45%	29%	18%	36%	37%	12%
3	14%	38%	36%	14%	49%	30%	41%	25%	18%	28%	21%	8%
4	19%	26%	37%	14%	57%	15%	41%	25%	18%	28%	21%	8%
5	21%	26%	28%	15%	57%	15%	40%	23%	20%	28%	18%	6%
6	21%	23%	28%	15%	54%	16%	40%	23%	20%	28%	18%	6%
7	16%	23%	29%	14%	54%	16%	36%	22%	32%	22%	23%	5%
8	16%	22%	36%	14%	58%	35%	34%	20%	36%	21%	21%	4%
9	19%	21%	38%	19%	59%	37%	46%	27%	53%	34%	36%	9%
10	19%	15%	44%	19%	67%	49%	45%	27%	55%	30%	36%	8%
11	28%	12%	43%	24%	67%	47%	34%	29%	47%	42%	39%	11%
12	28%	12%	43%	24%	67%	47%	34%	29%	49%	38%	37%	11%
13	35%	8%	42%	24%	56%	43%	34%	30%	43%	43%	38%	9%
14	35%	8%	42%	24%	56%	43%	34%	30%	43%	43%	38%	9%
15	29%	5%	30%	16%	45%	28%	32%	25%	32%	39%	43%	6%
16	29%	5%	30%	16%	45%	28%	32%	25%	32%	39%	43%	6%

⁵ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos 500 kV.

⁶ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Los Changos 550 kV 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 Changos

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 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%	33%	32%	2%	15%	8%
4	0%	0%	0%	0%	1%	11%	2%	33%	32%	2%	15%	8%
5	3%	0%	0%	0%	1%	11%	29%	54%	53%	27%	50%	44%
6	3%	22%	0%	0%	27%	46%	29%	54%	53%	27%	50%	44%
7	36%	22%	12%	13%	27%	46%	73%	76%	78%	74%	77%	74%
8	36%	56%	43%	13%	60%	69%	72%	74%	79%	72%	76%	73%
9	66%	55%	49%	54%	60%	69%	64%	77%	78%	79%	80%	72%
10	66%	53%	50%	54%	57%	66%	72%	78%	83%	83%	78%	73%
11	53%	44%	48%	50%	50%	58%	49%	35%	45%	59%	64%	52%
12	53%	44%	48%	50%	50%	58%	49%	35%	63%	70%	57%	52%
13	36%	23%	39%	42%	33%	44%	18%	4%	9%	41%	37%	23%
14	36%	23%	39%	42%	33%	44%	18%	4%	9%	41%	37%	23%
15	1%	0%	3%	4%	1%	2%	0%	0%	0%	3%	2%	0%
16	0%	0%	1%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	0%

⁷ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Los Changos y el extremo sur del SEN

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 2020-2031, 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 relativos 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 tecnología⁸

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
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

⁸ 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.

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 II 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 I 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 restricciones 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 sobreecosto. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este informe técnico incluyen este factor de sobreecosto.

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 a 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.

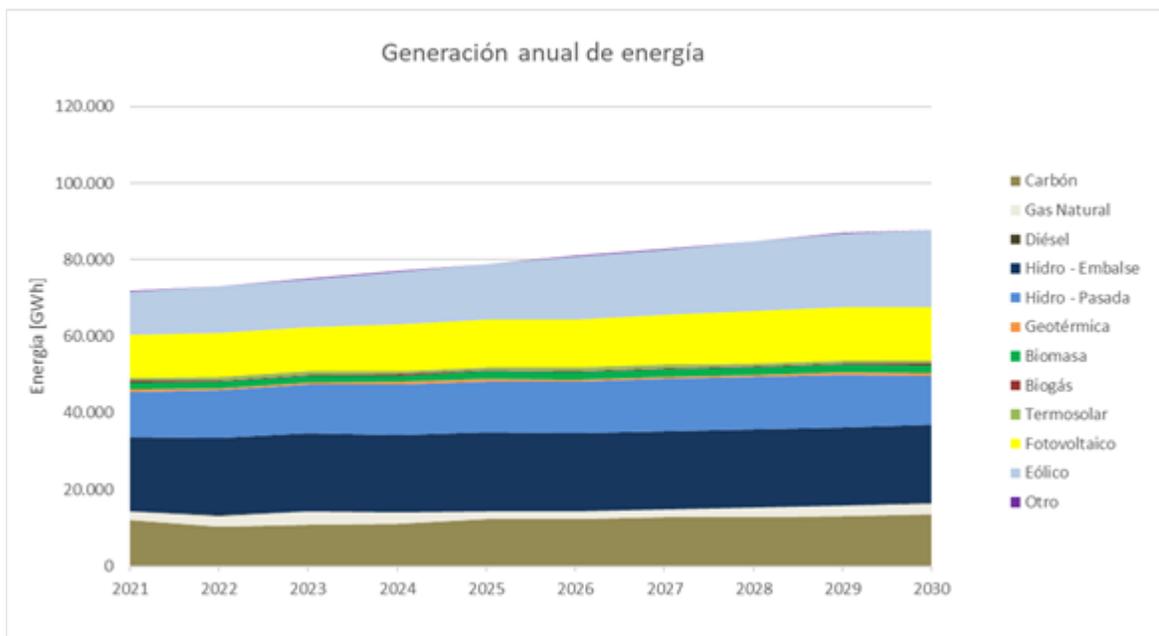
Tabla 20: Programa de obras indicativo de generación

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



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 octubre de 2020 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de octubre de 2020 y septiembre de 2024, 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]	Factor de actualización
Octubre	2020	24,44	28,38	1,000
Noviembre	2020	22,27	34,67	0,992
Diciembre	2020	24,95	36,23	0,984
Enero	2021	27,07	36,72	0,976
Febrero	2021	29,76	33,58	0,969
Marzo	2021	36,58	36,02	0,961
Abril	2021	33,36	33,82	0,953
Mayo	2021	32,54	33,72	0,946
Junio	2021	30,02	33,19	0,938
Julio	2021	25,81	34,37	0,931
Agosto	2021	23,31	34,17	0,924
Septiembre	2021	19,21	32,22	0,916
Octubre	2021	15,98	28,77	0,909
Noviembre	2021	14,59	35,19	0,902
Diciembre	2021	14,60	36,76	0,895
Enero	2022	18,44	37,24	0,888
Febrero	2022	21,48	34,03	0,881
Marzo	2022	29,00	36,51	0,874
Abril	2022	30,00	34,33	0,867
Mayo	2022	32,26	34,23	0,860
Junio	2022	27,73	33,68	0,853
Julio	2022	26,06	34,95	0,846
Agosto	2022	22,37	34,75	0,840
Septiembre	2022	18,75	32,76	0,833
Octubre	2022	15,68	29,17	0,826
Noviembre	2022	14,43	35,78	0,820
Diciembre	2022	14,96	37,33	0,813
Enero	2023	18,62	38,18	0,807
Febrero	2023	21,79	34,91	0,801
Marzo	2023	28,18	37,43	0,794
Abril	2023	31,21	35,23	0,788
Mayo	2023	33,77	35,11	0,782
Junio	2023	28,61	34,57	0,776
Julio	2023	27,54	35,90	0,769
Agosto	2023	23,80	35,68	0,763
Septiembre	2023	19,62	33,66	0,757

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Factor de actualización
Octubre	2023	16,55	29,95	0,751
Noviembre	2023	14,98	36,74	0,745
Diciembre	2023	15,59	38,35	0,739
Enero	2024	17,41	39,26	0,734
Febrero	2024	19,94	35,91	0,728
Marzo	2024	26,52	38,48	0,722
Abril	2024	28,94	36,19	0,716
Mayo	2024	31,88	36,08	0,711
Junio	2024	26,68	35,51	0,705
Julio	2024	25,41	36,90	0,699
Agosto	2024	21,55	36,68	0,694
Septiembre	2024	18,29	34,63	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 octubre de 2020, el Precio Básico de la Energía se determina como:

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

$N_{\text{Calculado}}$: 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.

$\text{E}_{\text{NCalculado } i}$: 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.

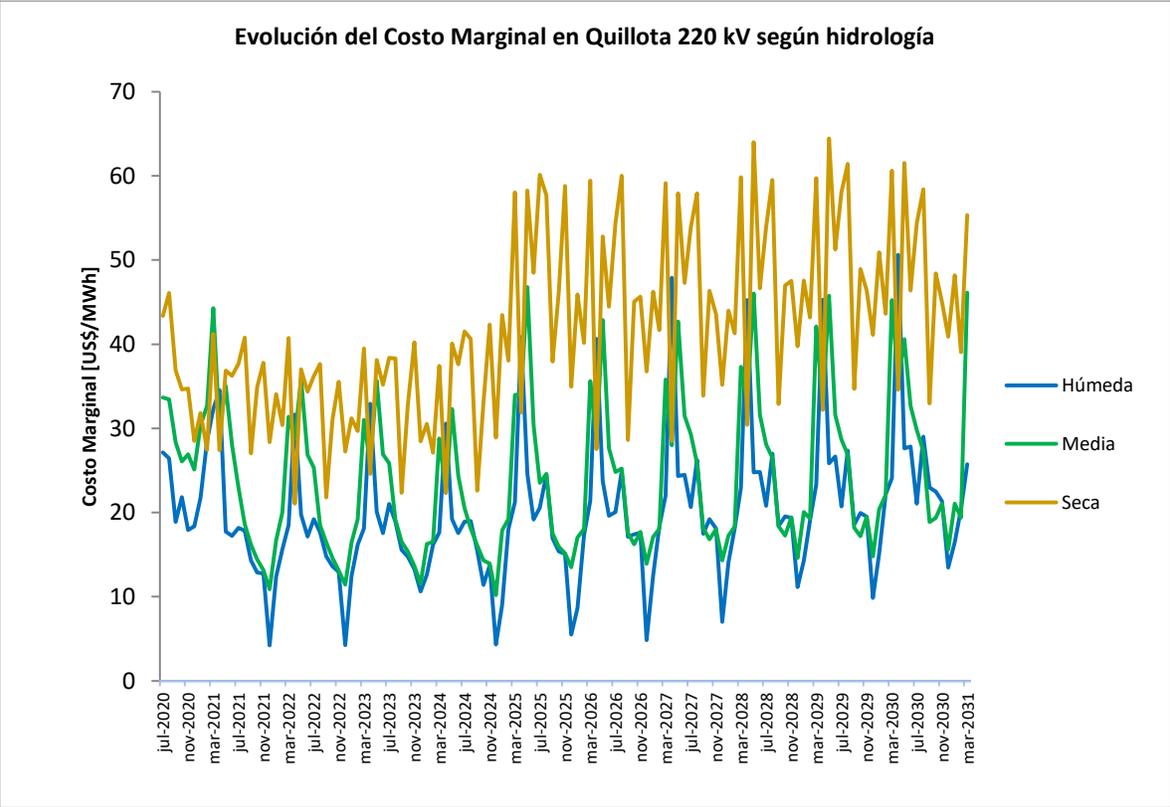
Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía para el nudo Quillota 220 kV es de ⁹:

$$\text{Precio Básico Energía Quillota 220 kV} = 23,946 \text{ [US$/MWh]} \times 821,81 \text{ [$/US$]} = 19,679 \text{ [$/kWh]}$$

⁹ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de Energía Quillota 220 kV se deben a aproximaciones de redondeo.

Es importante señalar que los Precios Básicos de la Energía representan valores esperados en base a un promedio de condiciones hidrológicas posibles. 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. Para mostrar distintas condiciones posibles, se muestra en los siguientes gráficos el comportamiento de los costos marginales para distintas hidrologías en el horizonte de planificación.

Gráfico 4: Evolución del Costo Marginal en Quillota 220 kV según hidrología [US\$/MWh]



Como el cálculo de los precios de nudo se efectúa considerando un promedio de los costos marginales para distintas condiciones hidrológicas posibles, ello tiene un correlato con la incertidumbre hidrológica propia del sistema hidro-térmico. En este sentido, una adecuada interpretación de los costos marginales esperados debe considerar las situaciones hidrológicas que se puedan verificar en los periodos en que se efectúe el análisis. El gráfico anterior, incorpora los costos marginales esperados para hidrologías seca, media y húmeda, con el objeto de que se efectúe una adecuada utilización e interpretación de los resultados obtenidos.

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 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”, 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 06 de enero de 2020, realizados sobre la base del cálculo definitivo de transferencias de potencia publicado el año 2019, en respuesta al Oficio Ordinario N°924, de fecha 17 de diciembre de 2019.

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:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{16.056,3 \text{ MW}}{9.692,4 \text{ MW}} = 1,66$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,66, 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:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{683,9 \text{ MW}}{448,2 \text{ MW}} = 1,53$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,53, 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 de punta para los meses correspondientes al periodo 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.

Es importante destacar además que, con fecha 30 de mayo de 2019, el Coordinador ha informado a la Comisión la autorización de la entrada en operación del proyecto Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico a las 00:00 horas del día 30 de mayo de 2019. Desde la referida fecha de entrada en operación, las instalaciones de este proyecto han quedado disponibles para ser consideradas en la programación y despacho económico por parte del Coordinador, para todos los efectos establecidos en la normativa vigente. Es así también que esta nueva instalación de transmisión ha tenido un impacto relevante en la definición de subsistemas de potencia ya descrita. 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:

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

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 - Norte¹⁰

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, Unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	553,62	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]	68,767	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,08459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.

¹⁰ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, Unidad diésel 70 [MW]		
C_{LT} [US\$/kW]	12,756	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]	1,104	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.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	7,6701	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 Sur¹¹

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	528,19	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]	62,992	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]	7,825	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]	0,923	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	7,0976	Precio Básico de la Potencia.

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

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

Precio Básico Potencia Nogales 220 kV = 7,6701 [US\$/kW/mes] x 821,81 [\$/US\$] = 6.303,36 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Puerto Montt 220 kV = 7,0976 [US\$/kW/mes] x 821,81 [\$/US\$] = 5.832,88 [\$/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.

Estos factores se obtienen calculando el cociente entre los precios de las restantes barras del sistema con respecto a las barras de referencia indicadas en el punto 3.3, considerando el bloque de mayor demanda para los meses correspondientes al periodo de punta definido en el numeral 1.7 para cada uno de los subsistemas de potencia. 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 y los precios de energía y potencia resultantes en las distintas barras del sistema.

Tabla 24: Factores de penalización y precios de nudo SEN

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
ATACAMA	220	19,251	1,0239	6.454,02
CALAMA	220	18,227	1,0134	6.387,83
CHUQUICAMATA	220	21,817	1,0205	6.432,58
CONDORES	220	19,213	1,0553	6.651,94
CRUCERO	220	18,963	0,9935	6.262,39
EL COBRE	220	19,833	1,0203	6.431,32
EL TESORO	220	19,733	1,0301	6.493,10
ENCUENTRO	220	19,400	1,0036	6.326,06
ESPERANZA SING	220	19,723	1,0293	6.488,05
LABERINTO	220	19,513	1,0162	6.405,48
LAGUNAS	220	18,853	1,0224	6.444,56

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
NUEVA VICTORIA	220	18,783	1,0194	6.425,65
O'HIGGINS	220	19,296	1,0068	6.346,23
PARINACOTA	220	19,907	1,0824	6.822,76
POZO ALMONTE	220	20,308	1,0571	6.663,29
TARAPACA	220	18,963	1,0291	6.486,79
D. DE ALMAGRO	220	17,473	1,0112	6.373,96
CARRERA PINTO	220	18,696	1,0077	6.351,90
CARDONES	220	19,018	1,0078	6.352,53
MAITENCILLO	220	18,335	0,9920	6.252,94
PUNTA COLORADA	220	18,482	0,9943	6.267,44
PAN DE AZUCAR	220	18,767	1,0047	6.332,99
LOS VILOS	220	19,509	0,9995	6.300,21
NOGALES	220	18,498	1,0000	6.303,36
QUILLOTA	220	19,679	1,0114	6.375,22
POLPAICO	220	19,401	1,0075	6.350,64
LOS MAQUIS	220	20,270	1,0354	6.526,50
EL LLANO	220	20,204	1,0263	6.469,14
LAMPA	220	18,356	0,9999	6.302,73
CERRO NAVIA	220	19,369	1,0186	6.420,61
CHENA	220	19,273	1,0190	6.423,13
MAIPO	220	19,355	1,0063	6.343,08
CANDELARIA	220	19,239	0,9951	6.272,48
COLBUN	220	18,539	0,9529	6.006,48
ALTO JAHUEL	220	19,015	1,0027	6.320,38
MELIPILLA	220	19,341	1,0189	6.422,50
RAPEL	220	19,299	1,0113	6.374,59
ITAHUE	220	17,980	0,9416	5.935,25
ANCOA	220	18,538	0,9529	6.006,48
CHARRUA	220	17,595	0,9041	5.698,87
HUALPEN	220	17,877	0,9187	5.790,90
LAGUNILLAS	220	17,801	0,9134	5.757,49
TEMUCO	220	17,382	0,8867	5.589,19
CAUTÍN	220	17,622	0,8913	5.618,19
CIRUELOS	220	16,161	1,0822	6.312,34
VALDIVIA	220	17,117	1,1513	6.715,39
RAHUE	220	15,373	1,0053	5.863,79

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
PUERTO MONTT	220	15,204	1,0000	5.832,88
MELIPULLI	220	15,205	1,0000	5.832,88
CHILOE	220	15,430	1,0092	5.886,54

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 II 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 I, 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:

$$F_{rv} = 1,00712$$

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.
- Dol₀ : 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_{turb₀}: 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.
- PPI₀ : 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.
- IPC₀ : 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	821,81	may-20
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	224,90	dic-19
Producer Price Index-Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	199,00	dic-19
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	124,58	may-20

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

Subestación	Potencia [MW]	Pb0	COEF 1 PPIturb	COEF 2 PPI	COEF 3 IPC
Nogales 220	70	6.303,36	0,52760	0,09307	0,37933
Pto. Montt 220	70	5.832,88	0,54822	0,10134	0,35044

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.

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 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

3.7.1 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 27.

Tabla 27: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

Indexador	Fuente	Índice Base		Índice Fijación	
		Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar observado mensual	Banco Central	776,53	nov-19	821,81	may-20
IPM USA	Bureau of Labor Statistics	177,20	jun-19	178,20	dic-19

3.7.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 28. 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 Tabla 28 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 28 y Tabla 29 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 28: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SENSING

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	8,771	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	15,790	15,790	0,000
Sobre 40 y hasta 50	15,790	15,790	15,790
Sobre 50 y hasta 80	21,041	21,041	21,041
Sobre 80	26,289	26,289	26,289

Tabla 29: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SENSIC

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	8,843	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	15,924	15,924	0,000
Sobre 40 y hasta 50	15,924	15,924	15,924
Sobre 50 y hasta 80	21,221	21,221	21,221
Sobre 80	26,514	26,514	26,514

3.8 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 30: Costo de falla según su profundidad SEN

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	637,73	776,01
5-10%	927,84	1.129,02
10-20%	1.339,91	1.630,44
Sobre 20%	1.827,14	2.223,31

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

SEN: 776,01 [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.

3.9 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 31 se presentan los factores de modulación de las barras del sistema.

Tabla 31: Factores de Modulación

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
ATACAMA	220	1,0163	0,9923
CALAMA	220	1,0059	0,9395
CHUQUICAMATA	220	1,0129	1,1245
CONDOROS	220	1,0474	0,9903
CRUCERO	220	0,9861	0,9774
EL COBRE	220	1,0127	1,0223
EL TESORO	220	1,0224	1,0171
ENCUENTRO	220	0,9961	0,9999
ESPERANZA SING	220	1,0216	1,0166
LABERINTO	220	1,0086	1,0058

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
LAGUNAS	220	1,0148	0,9718
MARIA ELENA	220	0,9825	0,9775
QUILLAGUA	220	0,9999	0,9736
SALAR	220	0,9976	0,8977
NUEVA VICTORIA	220	1,0118	0,9681
O'HIGGINS	220	0,9993	0,9946
PARINACOTA	220	1,0743	1,0261
POZO ALMONTE	220	1,0492	1,0468
TARAPACA	220	1,0214	0,9774
D. DE ALMAGRO	220	1,0037	0,9006
CARRERA PINTO	220	1,0002	0,9637
SAN ANDRES	220	1,0001	0,9712
CARDONES	220	1,0003	0,9803
MAITENCILLO	220	0,9846	0,9451
PUNTA COLORADA	220	0,9869	0,9526
PAN DE AZUCAR	220	0,9972	0,9673
DON GOYO	220	0,9768	0,9915
LA CEBADA	220	0,9667	0,9870
LAS PALMAS	220	0,9822	1,0036
LOS VILOS	220	0,9921	1,0056
NOGALES	220	0,9926	0,9535
QUILLOTA	220	1,0039	1,0143
POLPAICO	500	1,0036	1,0163
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
LOS MAQUIS	220	1,0277	1,0448
EL LLANO	220	1,0187	1,0414
LAMPA	220	0,9925	0,9461
CERRO NAVIA	220	1,0110	0,9984
CHENA	220	1,0114	0,9934
EL RODEO	220	0,9977	0,9841
PAINE	154	0,9988	1,0160
RANCAGUA	154	0,9990	1,0299
PUNTA CORTES	154	0,9949	1,0136
TILCOCO	154	0,9867	1,0001
SAN FERNANDO	154	0,9764	0,9964
TENO	154	0,9712	0,9930
ITAHUE	154	0,9360	0,9310
MAIPO	220	0,9988	0,9976

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
CANDELARIA	220	0,9877	0,9916
COLBUN	220	0,9458	0,9556
ALTO JAHUEL	220	0,9952	0,9801
ALTO JAHUEL	500	0,9951	0,9739
MELIPILLA	220	1,0113	0,9969
RAPEL	220	1,0038	0,9947
ITAHUE	220	0,9346	0,9268
ANCOA	500	0,9456	0,9535
ANCOA	220	0,9458	0,9555
CHARRUA	220	0,8974	0,9069
CHARRUA	500	0,9241	0,9193
HUALPEN	220	0,9119	0,9214
LAGUNILLAS	220	0,9066	0,9175
EL ROSAL	220	0,8937	0,9046
TEMUCO	220	0,8801	0,8959
DUQUECO	220	0,8916	0,8931
CAUTÍN	220	0,8847	0,9083
CIRUELOS	220	0,9940	0,8330
VALDIVIA	220	1,0574	0,8823
RAHUE	220	0,9233	0,7924
PUERTO MONTT	220	0,9185	0,7837
MELIPULLI	220	0,9185	0,7837
CHILOE	220	0,9269	0,7953