

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

JUNIO 2019

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.....	21
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural.....	23
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN	26
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS	26
1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	27
1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	29
1.7 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA	30
1.8 STOCKS DE EMBALSES	31
1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	32
1.10 OBLIGACIÓN ERNC	32
2 METODOLOGÍA.....	33
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	33
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO	34
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	34
2.3.1 Costos variables de centrales térmicas	34

2.4	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	36
2.4.1	Centrales Eólicas.....	36
2.4.2	Centrales Fotovoltaicas	37
2.5	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	38
2.5.1	Alternativas de expansión del parque generador	38
2.5.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	39
2.6	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	40
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	40
2.8	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	41
2.9	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA	41
2.10	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	42
2.11	CALIDAD DE SUMINISTRO	42
2.11.1	Indisponibilidad de Transmisión	42
3	RESULTADOS	44
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN.....	44
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	45
3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA	49
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA	52
3.5	FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	54
3.6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	55
3.6.1	Indexación del precio de la potencia punta	55
3.6.2	Indexación del precio de la energía	57
3.7	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA	57

3.7.1	Indexación cargos por energía reactiva	57
3.7.2	Condiciones de aplicación	58
3.8	COSTO DE RACIONAMIENTO.....	59
3.9	FACTORES DE MODULACIÓN	60

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 e indistintamente “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 e indistintamente “la Comisión”, semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “el Coordinador”, y de los coordinados a través de éste, un informe técnico de 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;
- 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 determina 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 la Energía. Por su parte, se calcula el Precio Básico de la 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 tal 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 SEN.

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 2019, el que tiene un valor de 692,00 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 2030, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación (**)		
	Libre	Regulado	Sistema (*)	Libre	Regulado	Sistema
2019	39.207	31.000	70.206	-	-	-
2020	40.496	31.741	72.237	3,29%	2,39%	2,89%
2021	41.443	32.782	74.225	2,34%	3,28%	2,75%
2022	42.126	34.056	76.182	1,65%	3,89%	2,64%
2023	43.736	34.690	78.426	3,82%	1,86%	2,95%
2024	45.560	35.099	80.659	4,17%	1,18%	2,85%
2025	47.289	35.521	82.810	3,80%	1,20%	2,67%
2026	48.722	35.967	84.689	3,03%	1,26%	2,27%
2027	50.228	36.397	86.625	3,09%	1,20%	2,29%
2028	51.878	36.828	88.706	3,29%	1,18%	2,40%
2029	53.469	37.385	90.854	3,07%	1,51%	2,42%
2030	53.757	37.952	91.709	0,54%	1,52%	0,94%

(*) Diferencias en la suma de la energía del sistema se deben a aproximaciones de redondeo.

(**) Diferencias en la suma de los porcentajes anuales se debe a aproximaciones de redondeo.

Las bases de cálculo de la previsión de demanda utilizada se encuentran publicadas en la página web de la Comisión. Cabe señalar que se consideraron los antecedentes publicados en el Informe Final de Previsión de Demanda 2018-2038 para el Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, de enero de 2019, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 09, de fecha 09 de enero de 2019. La previsión de demanda utilizada en el presente informe no considera el crecimiento por electromovilidad de clientes libres.

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 y eólicas, así como también una representación con mayor resolución de los retiros del sistema, se utilizó en la presente fijación una modelación temporal de la demanda de 16 bloques. Así, para cada mes se consideran 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	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	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	
4	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	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	
6	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	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	
8	4	2	2	4	2	4	4	2	2	4	4	4	3	1	1	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	
10	8	6	6	8	6	8	8	6	6	8	8	8	7	5	5	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	
12	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	8	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	
13	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	10	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	
14	10	8	8	10	8	8	10	8	8	8	10	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	
15	10	10	10	10	8	8	10	8	8	8	10	8	9	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	
16	10	10	10	10	8	10	10	8	8	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	7	7	
17	12	10	10	10	10	12	12	10	10	10	10	12	9	9	9	9	9	11	11	9	9	7	7	
18	12	10	10	12	12	14	14	12	12	10	10	12	9	11	9	11	11	13	13	11	11	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	
20	14	14	14	16	16	16	16	16	16	14	14	14	13	13	13	15	15	15	15	15	15	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	
22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	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	
24	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	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

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

* 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.

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 utilizaron como antecedentes los costos de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del sistema, enviados por el Coordinador a esta Comisión, correspondientes a los últimos dos meses, 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

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
AASA Energía	El Campesino Biogas	1,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	307,83	[dam3/MWh]	0,31	22,79	117,29
AES Gener S.A.	Campiche	249,0	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	108,80	[Ton/MWh]	0,38	5,55	46,89
	Laguna Verde	38,6	0,500	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	598,20	[Ton/MWh]	0,41	7,86	254,32
	Laguna Verde TG	17,9	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	598,20	[Ton/MWh]	0,26	11,42	169,35
	Laja 01	7,9	0,033	Desechos Forestales	[US\$/Ton]	16,67	[Ton/MWh]	2,66	3,40	47,74
	Laja 02	3,5	0,033	Desechos Forestales	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,00	0,00	0,00
	Los Vientos	131,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	696,71	[Ton/MWh]	0,27	2,95	188,97
	Nueva Ventanas	249,0	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	108,80	[Ton/MWh]	0,38	5,55	46,89
	Santa Lidia	137,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	701,65	[Ton/MWh]	0,26	3,53	188,77
	Ventanas 01	105,7	0,069	Carbón	[US\$/Ton]	124,88	[Ton/MWh]	0,42	9,82	61,65
	Ventanas 02	193,5	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	125,06	[Ton/MWh]	0,40	4,97	54,62
	NT01	125,6	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	99,13	[Ton/MWh]	0,39	2,55	40,98
	NT02	130,4	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	98,75	[Ton/MWh]	0,40	2,58	41,86
AGRÍCOLA ANCALÍ LTDA.	Ancali 1	1,6	0,021	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,00	15,00	15,00
AGUAS ANDINAS S.A.	Trebal Mapocho	8,2	0,021	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,00	15,00	15,00
ANDES GENERACIÓN	Andes Generación TG1	6,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	701,82	[Ton/MWh]	0,24	20,83	189,89
	Andes Generación TG2	6,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	701,82	[Ton/MWh]	0,24	20,83	189,89
	Andes Generación TG3	6,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	701,82	[Ton/MWh]	0,24	20,83	187,05
	Andes Generación TG4	6,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	701,82	[Ton/MWh]	0,25	20,83	194,15
ARAUCO BIOENERGIA S.A.	Arauco	24,0	0,052	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	14,15	[Ton/MWh]	1,35	3,90	23,02
	Celco-BL01	5,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	18,99	[Ton/MWh]	1,34	1,90	27,39
	Celco-BL02	3,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	514,06	[Ton/MWh]	0,31	1,90	161,26
	cholguan-BL00	9,0	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	27,32	[Ton/MWh]	1,43	2,70	41,71
	cholguan-BL01	4,0	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	692,81	[Ton/MWh]	0,32	2,70	224,40

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Horcones TG Diesel	24,3	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	685,36	[Ton/MWh]	0,35	10,00	247,82
	licanten 00	2,5	0,016	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,00	1,90	1,90
	Nueva Aldea 01 Bloque 1	7,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,39	0,00	0,00
	Nueva Aldea 01 Bloque 2	7,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	15,92	[Ton/MWh]	1,39	2,20	24,40
	Nueva Aldea 03	45,0	0,033	Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,33	0,00	0,00
	valdivia-BL01	17,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,63	0,00	0,00
	valdivia-BL02	10,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,20	0,00	0,00
	valdivia-BL03	15,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	12,48	[Ton/MWh]	1,20	3,10	18,03
	valdivia-BL04	19,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	519,60	[Ton/MWh]	0,27	3,10	143,39
	Viñales-BL01	10,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,35	0,00	0,00
	Viñales-BL02	20,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	15,44	[Ton/MWh]	1,35	4,10	24,99
BENEO ORAFTI	Orafti	0,5	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
BIO CRUZ GENERACIÓN	Bio Cruz	1,8	0,021	GNL	[US\$/dam3]	433,53	[dam3/MWh]	0,27	6,94	123,02
Bio Energía Molina SpA	Molina	1,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	307,83	[dam3/MWh]	0,31	22,79	117,29
BIO ENERGÍA SANTA IRENE SPA	Santa Irene	0,4	0,021	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,00	15,00	15,00
Central Eléctrica El Canelo SpA	El Canelo 1	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	695,11	[Ton/MWh]	0,30	35,00	241,10
	El Canelo 2	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	695,11	[Ton/MWh]	0,30	35,00	241,10
CENTRAL TÉRMICA ANDINA	CTA	148,4	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	106,60	[Ton/MWh]	0,38	5,91	45,96
CÍA. BARRICK CHILE GENERACIÓN LTDA	Punta Colorada 01 Fuel	16,6	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	541,80	[Ton/MWh]	0,22	28,90	147,55
CMPC CELULOSA S.A.	CMPC Santa Fe	5,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	5,96	3,40	3,40
	CMPC Tissue	4,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	307,83	[dam3/MWh]	0,31	22,79	117,29
	Laja CMPC-BL01	5,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,89	0,00	0,00
	Laja CMPC-BL02	10,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	20,09	[Ton/MWh]	0,89	6,90	24,78
	Laja CMPC-BL03	10,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	24,02	[Ton/MWh]	0,80	6,90	26,06
	Pacífico CMPC-BL01	11,6	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,18	0,00	0,00
	Pacífico CMPC-BL02	10,9	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	19,73	[Ton/MWh]	1,18	0,00	23,28
	Pacífico CMPC-BL03	10,5	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	482,17	[Ton/MWh]	0,27	0,00	130,83

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Santa Fe-BL01	17,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	4,60	[Ton/MWh]	2,03	5,00	14,34
	Santa Fe-BL02	16,8	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	15,73	[Ton/MWh]	1,80	5,00	33,31
	Santa Fe-BL03	16,1	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	20,66	[Ton/MWh]	1,88	5,00	43,85
	Santa Fe-BL04	10,8	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	28,95	[Ton/MWh]	5,59	5,00	166,85
CMPC PAPELES CORDILLERA	Cordillera-BL01	4,0	0,050	GNL	[US\$/dam3]	0,00	[dam3/MWh]	0,11	1,40	1,40
	Cordillera-BL02	8,0	0,050	GNL	[US\$/dam3]	356,50	[dam3/MWh]	0,11	1,40	40,97
	Cordillera-BL03	12,0	0,050	GNL	[US\$/dam3]	446,70	[dam3/MWh]	0,12	1,40	55,18
COLBÚN S.A.	Antihue TG 01	50,3	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	699,96	[Ton/MWh]	0,23	2,80	167,16
	Antihue TG 02	51,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	699,96	[Ton/MWh]	0,23	2,80	167,16
	Los Pinos	102,8	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	676,66	[Ton/MWh]	0,19	4,50	136,17
	Santa Maria	342,0	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	106,53	[Ton/MWh]	0,35	3,00	40,50
	Candelaria CA 01 Diesel	124,7	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	690,24	[Ton/MWh]	0,28	2,80	193,33
	Candelaria CA 02 Diesel	124,7	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	690,24	[Ton/MWh]	0,28	2,80	193,33
	Candelaria CA 01 GNL C	127,9	0,021	GNL	[US\$/dam3]	319,04	[dam3/MWh]	0,31	2,80	103,11
	Candelaria CA 01 GNL A	127,9	0,021	GNL	[US\$/dam3]	330,70	[dam3/MWh]	0,31	2,80	106,77
	Candelaria CA 02 GNL C	127,9	0,021	GNL	[US\$/dam3]	319,04	[dam3/MWh]	0,31	2,80	103,11
	Candelaria CA 02 GNL A	127,9	0,021	GNL	[US\$/dam3]	330,70	[dam3/MWh]	0,31	2,80	106,77
	CTM3 SING	200,9	0,023	GNL	[US\$/dam3]	179,44	[dam3/MWh]	0,22	4,65	43,26
	CTM3 Diesel SING	238,2	0,023	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	667,61	[Ton/MWh]	0,21	4,65	145,52
	Nehuenco 01 Diesel	310,0	0,037	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	662,47	[Ton/MWh]	0,16	5,21	112,98
	Nehuenco 01 GNL C	340,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	294,54	[dam3/MWh]	0,20	2,90	61,01
	Nehuenco 01 GNL A	340,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	306,20	[dam3/MWh]	0,20	2,90	63,31
	Nehuenco 01 FA GNL A	21,4	0,021	GNL	[US\$/dam3]	306,20	[dam3/MWh]	0,25	0,00	75,78
	Nehuenco 01 GNL Inf	340,1	0,037	GNL	[US\$/dam3]	0,00	[dam3/MWh]	0,20	2,90	2,90
	Nehuenco 02 Diesel	391,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	662,47	[Ton/MWh]	0,16	5,21	112,83
	Nehuenco 02 GNL C	405,6	0,021	GNL	[US\$/dam3]	294,54	[dam3/MWh]	0,18	2,40	55,78

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Nehuenco 02 GNL A	405,6	0,021	GLP	[US\$/dam3]	306,20	[dam3/MWh]	0,18	2,40	57,89
	Nehuenco 02 GNL Inf	405,6	0,050	GNL	[US\$/dam3]	0,00	[dam3/MWh]	0,18	2,43	2,43
	Nehuenco 9B Diesel	108,0	0,016	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	662,47	[Ton/MWh]	0,28	2,43	188,47
COLIHUES ENERGÍA	Colihues	21,2	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	497,41	[Ton/MWh]	0,21	22,18	128,63
COLLAHUASI	UJINA 1	6,7	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	521,42	[Ton/MWh]	0,20	17,00	120,24
	UJINA 2	6,8	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	521,42	[Ton/MWh]	0,20	17,00	121,28
	UJINA 3	6,6	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	521,42	[Ton/MWh]	0,19	17,00	117,63
	UJINA 4	6,6	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	521,42	[Ton/MWh]	0,20	17,00	119,20
	UJINA 5	8,4	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	521,42	[Ton/MWh]	0,21	15,90	122,79
	UJINA 6	8,4	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	521,42	[Ton/MWh]	0,20	15,90	120,71
COMASA	Lautaro 1-BL01	16,2	0,043	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	10,33	[Ton/MWh]	2,95	9,70	40,21
	Lautaro 1-BL02	7,2	0,043	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	16,98	[Ton/MWh]	2,68	9,70	55,25
	Lautaro 2	20,2	0,077	Biomasa	[US\$/Ton]	18,64	[Ton/MWh]	1,36	9,80	35,15
DUKE ENERGY	Yungay 01 Diesel	52,4	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	683,68	[Ton/MWh]	0,28	22,70	214,13
	Yungay 02 Diesel	52,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	683,68	[Ton/MWh]	0,25	22,70	194,99
	Yungay 03 Diesel	53,5	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	683,68	[Ton/MWh]	0,27	22,70	210,03
	Yungay 04 Diesel	36,6	0,001	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	683,68	[Ton/MWh]	0,30	57,80	260,85
ELÉCTRICA CENIZAS S.A.	Cenizas	5,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	427,10	[Ton/MWh]	0,23	13,81	112,17
ELÉCTRICA RASO POWER LTDA.	Raso Power	2,7	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	723,38	[Ton/MWh]	0,33	30,46	267,01
	Raso Power ampl	2,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	723,38	[Ton/MWh]	0,33	30,46	267,01
	Raso Power ampl_3y4	2,5	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	723,38	[Ton/MWh]	0,33	30,46	267,01
ELEKTRAGEN	Chiloé	9,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	719,79	[Ton/MWh]	0,28	39,27	242,07
	Constitución Elektragen	9,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	740,91	[Ton/MWh]	0,28	39,27	248,02
	Maule	6,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	740,91	[Ton/MWh]	0,28	39,27	248,02
	Monte Patria	9,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	706,00	[Ton/MWh]	0,28	39,27	236,95
	Punitaqui	9,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	705,80	[Ton/MWh]	0,28	39,27	236,90
EMELDA S.A.	Emelda 01	36,2	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	705,81	[Ton/MWh]	0,29	14,50	220,60

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Emelda 02	34,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	705,81	[Ton/MWh]	0,31	14,50	236,12
EMPRESA CENTRAL ELÉCTRICA ALMENDRADO SPA	Almendrado	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
EMPRESA ELÉCTRICA ANGAMOS S.A.	ANG I	239,2	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	100,80	[Ton/MWh]	0,38	2,99	40,85
	ANG II	243,3	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	100,76	[Ton/MWh]	0,37	2,98	40,51
EMPRESA ELÉCTRICA COCHRANE S.A.	COCHRANE 1	235,6	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	112,32	[Ton/MWh]	0,36	5,98	46,82
	COCHRANE 2	235,6	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	112,31	[Ton/MWh]	0,36	5,98	46,82
ENAEX S.A.	CUMMINS	1,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	661,82	[Ton/MWh]	0,30	14,00	212,55
	DEUTZ	2,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	661,82	[Ton/MWh]	0,33	15,00	233,40
ENAP Refinería S.A	ENAP_Aconcagua	77,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	307,83	[dam3/MWh]	0,31	22,79	117,29
ENEL GENERACIÓN	Bocamina 01	122,2	0,125	Carbón	[US\$/Ton]	100,19	[Ton/MWh]	0,38	7,35	45,42
	Bocamina 02	322,5	0,125	Carbón	[US\$/Ton]	100,19	[Ton/MWh]	0,38	4,30	42,15
	Diego de Almagro TG	23,7	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	686,32	[Ton/MWh]	0,34	6,63	237,92
	Huasco TG	57,7	0,360	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	677,41	[Ton/MWh]	0,35	7,86	243,60
	Sepultura	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	706,78	[Ton/MWh]	0,24	37,90	204,21
	Quintero 01 CA Diesel	127,1	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	670,78	[Ton/MWh]	0,24	5,14	167,27
	Quintero 01 CA GNL A	127,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	276,51	[dam3/MWh]	0,32	3,80	91,58
	Quintero 01 CA GNL E	127,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	276,93	[dam3/MWh]	0,32	3,80	91,71
	Quintero 02 CA Diesel	128,1	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	670,78	[Ton/MWh]	0,24	5,14	167,27
	Quintero 02 CA GNL A	128,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	276,51	[dam3/MWh]	0,32	3,80	91,58
	Quintero 02 CA GNL E	128,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	276,93	[dam3/MWh]	0,32	3,80	91,71
	San Isidro Diesel	302,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	671,14	[Ton/MWh]	0,19	9,34	133,79
	San Isidro GNL A	347,6	0,021	GNL	[US\$/dam3]	276,51	[dam3/MWh]	0,20	5,94	62,03
	San Isidro GNL E	347,6	0,021	GNL	[US\$/dam3]	276,93	[dam3/MWh]	0,20	5,94	62,12
	San Isidro 02 CC Diesel	350,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	671,14	[Ton/MWh]	0,17	6,84	119,15
	San Isidro 02 GNL A	380,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	276,51	[dam3/MWh]	0,19	4,51	56,57
	San Isidro 02 GNL E	380,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	276,93	[dam3/MWh]	0,19	4,51	56,65
	Taltal 01 Diesel	118,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	695,15	[Ton/MWh]	0,25	12,82	189,39

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Taltal 02 Diesel	121,3	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	695,15	[Ton/MWh]	0,25	12,82	189,39
	Taltal 01 GNL	116,0	0,050	GNL	[US\$/dam3]	277,90	[dam3/MWh]	0,30	4,00	88,21
	Taltal 02 GNL	121,3	0,050	GNL	[US\$/dam3]	277,90	[dam3/MWh]	0,30	4,00	88,21
ENERGÍA LEÓN	Coelemu	5,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
ENERGÍA PACÍFICO	Energía Pacífico	14,3	0,033	Desechos Forestales	[US\$/Ton]	31,81	[Ton/MWh]	1,56	9,83	59,54
ENERGÍA SIETE SPA	Ampliación Central Quellón	8,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	787,34	[Ton/MWh]	0,25	28,30	227,89
Enerkey	CERN Lepanto	2,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	307,83	[dam3/MWh]	0,31	22,79	117,29
ENGIE S.A.	U16 GNL	355,2	0,030	GNL	[US\$/dam3]	179,44	[dam3/MWh]	0,19	6,37	40,96
	U16d	343,2	0,030	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	669,45	[Ton/MWh]	0,17	85,35	196,83
	CTM1	138,0	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	107,83	[Ton/MWh]	0,43	8,47	54,85
	CTM2	156,6	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	111,45	[Ton/MWh]	0,41	7,68	53,79
	GMAR	8,6	0,042	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	678,09	[Ton/MWh]	0,25	9,20	180,73
	IEM	375,0	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	77,66	[Ton/MWh]	0,39	4,81	35,41
	M1AR	2,5	0,028	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	678,09	[Ton/MWh]	0,25	9,20	179,82
	M2AR	2,1	0,108	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	678,09	[Ton/MWh]	0,25	9,20	178,03
	TAMAYA	100,0	0,050	Petróleo IFO-180	[US\$/Ton]	505,82	[Ton/MWh]	0,23	12,66	126,71
	TG1	12,4	0,020	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	669,45	[Ton/MWh]	0,39	0,99	259,16
	TG2	12,4	0,020	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	669,45	[Ton/MWh]	0,39	0,99	259,16
	TG3d	25,9	0,030	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	669,45	[Ton/MWh]	0,29	0,99	194,74
	U12	71,3	0,060	Carbón	[US\$/Ton]	118,44	[Ton/MWh]	0,45	13,71	66,95
	U13	74,3	0,060	Carbón	[US\$/Ton]	118,44	[Ton/MWh]	0,46	13,01	67,83
	U14	117,4	0,060	Carbón	[US\$/Ton]	118,44	[Ton/MWh]	0,42	9,29	58,50
U15	112,8	0,060	Carbón	[US\$/Ton]	118,85	[Ton/MWh]	0,39	8,75	55,14	
ENLASA	El Peñón	80,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	660,78	[Ton/MWh]	0,22	28,00	172,91
	San Lorenzo 01	7,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	674,51	[Ton/MWh]	0,29	22,80	217,73
	San Lorenzo 02	29,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	674,51	[Ton/MWh]	0,34	24,10	254,78
	San Lorenzo 03	25,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	674,51	[Ton/MWh]	0,38	24,10	280,68

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Teno	58,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	686,09	[Ton/MWh]	0,22	28,00	178,46
	Trapen	80,8	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	672,12	[Ton/MWh]	0,22	28,00	175,40
EnorChile	Esperanza 01	18,6	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	739,75	[Ton/MWh]	0,34	9,10	260,61
	Esperanza 02	1,6	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	739,75	[Ton/MWh]	0,23	28,20	194,64
	Esperanza 03	1,8	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	739,75	[Ton/MWh]	0,22	25,70	189,92
	ESTANDARTES (13)	1,6	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	710,64	[Ton/MWh]	0,22	17,28	174,26
	ESTANDARTES (7-12)	4,8	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	710,64	[Ton/MWh]	0,21	23,03	171,64
	MIMB	28,6	0,070	Petróleo IFO-180	[US\$/Ton]	724,88	[Ton/MWh]	0,25	22,99	207,18
	ZOFRI_1	0,5	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	649,90	[Ton/MWh]	0,22	19,39	164,58
	ZOFRI_2-5	5,2	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	649,90	[Ton/MWh]	0,22	17,51	161,01
	ZOFRI_6	0,5	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	649,90	[Ton/MWh]	0,20	19,39	146,90
EQUIPOS DE GENERACIÓN S.A.	INACAL	5,9	0,025	Petróleo IFO-180	[US\$/Ton]	513,90	[Ton/MWh]	0,24	9,06	130,13
	Cementos Bio Bio	13,5	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	484,81	[Ton/MWh]	0,22	16,84	122,53
ERMITAÑO SPA	Ermitaño	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	706,78	[Ton/MWh]	0,24	37,90	207,53
GAS SUR	Newen Diesel	13,2	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	791,15	[Ton/MWh]	0,25	7,49	201,45
	Newen GNL	14,5	0,050	GNL	[US\$/dam3]	211,89	[dam3/MWh]	0,29	7,49	69,35
GASATACAMA	CC1d	370,5	0,023	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	702,26	[Ton/MWh]	0,18	7,83	134,46
	CC2d	345,9	0,023	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	702,26	[Ton/MWh]	0,18	7,83	130,88
	CTTAR	130,5	0,041	Carbón	[US\$/Ton]	99,74	[Ton/MWh]	0,39	1,40	40,67
	TGTAR	20,0	0,015	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	674,60	[Ton/MWh]	0,39	0,41	263,82
GENERA AUSTRAL S.A.	Los Pinos Biogas - Etapa I	3,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	307,83	[dam3/MWh]	0,31	22,79	117,29
GENERACIÓN DE ENERGÍA NUEVA DEGAN S.A.	Degañ	36,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	722,06	[Ton/MWh]	0,22	33,30	191,25
	Degañ 2 Nave 4	9,4	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	722,06	[Ton/MWh]	0,21	37,45	190,07
	Degañ 2 Nave 5	5,3	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	722,06	[Ton/MWh]	0,25	37,45	221,05
GENERADORA CHORRILLOS SPA	Chorrillos	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
GENERADORA DEL PACÍFICO S.A.	Termopacífico	86,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	702,07	[Ton/MWh]	0,23	24,22	182,19
Generadora Eléctrica Gami Ltda.	Gami	2,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
GENERADORA ESTANCILLA SPA	El Nogal	3,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	694,53	[Ton/MWh]	0,24	38,90	202,32
	Estancilla	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	694,53	[Ton/MWh]	0,23	39,20	197,55
GENERADORA LA CALERA SPA	Ramadilla	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	718,28	[Ton/MWh]	0,24	37,90	206,91
GENERADORA MIMBRE SPA	Mimbre	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
GEOTÉRMICA DEL NORTE S. A.	CERRO PABELLÓN U1	27,5	0,042	Geotermia	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,00	1,14	1,14
	CERRO PABELLÓN U2	27,5	0,042	Geotermia	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,00	0,85	0,85
GUACOLDA S.A.	Guacolda 01	142,9	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	102,55	[Ton/MWh]	0,40	2,81	43,54
	Guacolda 02	142,9	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	102,51	[Ton/MWh]	0,40	2,66	44,07
	Guacolda 03	137,1	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	101,70	[Ton/MWh]	0,37	3,31	41,28
	Guacolda 04	139,1	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	105,50	[Ton/MWh]	0,38	4,08	43,99
	Guacolda 05	142,7	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	106,87	[Ton/MWh]	0,36	2,75	41,41
HBS ENERGÍA	HBS	2,2	0,033	Biomasa	[US\$/dam3]	377,81	[dam3/MWh]	0,26	6,94	103,75
	HBS GNL	3,5	0,021	GNL	[US\$/dam3]	377,81	[dam3/MWh]	0,26	6,94	103,75
IC POWER	Cardones	154,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	698,57	[Ton/MWh]	0,24	24,41	191,37
INGENOVA S.A.	INGENOVA	1,8	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	713,44	[Ton/MWh]	0,23	14,15	180,93
INNOVACIÓN ENERGÍA S.A	Teno50 GLP	43,0	0,050	GLP	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
INVERSIONES HORNITOS S.A.	CTH	141,8	0,050	Carbón	[US\$/Ton]	105,34	[Ton/MWh]	0,38	5,74	45,91
KDM ENERGÍA	Los Colorados 01	2,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,65	11,57	11,57
	Los Colorados 02	18,2	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	2,33	10,25	10,25
LAS PAMPAS	Las Pampas	0,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
LOS GUINDOS SPA.	Los Guindos	134,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	770,21	[Ton/MWh]	0,25	3,25	196,78
	Los Guindos Ampl	132,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,23	69,70	182,34
MASISA ECOENERGÍA	Masisa	11,0	0,050	Biomasa	[US\$/Ton]	28,52	[Ton/MWh]	1,47	3,40	45,26
MOCHO ENERGY SPA	Central Cortes	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	791,41	[Ton/MWh]	0,19	54,89	208,48
NORACID S.A.	NORACID	18,4	0,050	Otro	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,00	0,00	0,00
NUEVA ENERGÍA S.A.	Escuadron 01	12,5	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	23,80	[Ton/MWh]	1,85	4,80	48,83
NUTRECO	Skretting	2,7	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
PETROPOWER S.A.	Petropower	63,0	0,033	Otro	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,45	3,90	3,90
PMGD Chile Generación	Chile Generación	1,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
POTENCIA S.A.	Olivos 01	93,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	703,44	[Ton/MWh]	0,23	30,40	192,89
	Olivos 02	22,2	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	703,44	[Ton/MWh]	0,23	69,70	232,19
Quemchi Generadora de Electricidad S.A.	PMGD Conchalí	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	718,28	[Ton/MWh]	0,24	37,90	206,91
SAGESA	Biomar	2,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	723,10	[Ton/MWh]	0,22	19,29	178,37
	Calle-Calle	7,2	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	705,75	[Ton/MWh]	0,23	21,69	182,70
	Cañete	4,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	809,43	[Ton/MWh]	0,24	19,78	214,04
	Chufken	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	819,40	[Ton/MWh]	0,24	19,17	215,83
	Chuyaca	11,3	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	701,11	[Ton/MWh]	0,25	21,63	199,36
	Contulmo	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
	Coronel TG Diesel	41,5	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	680,25	[Ton/MWh]	0,23	17,23	170,38
	Curacautin	2,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	824,05	[Ton/MWh]	0,22	19,49	200,78
	Danisco	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	810,36	[Ton/MWh]	0,22	19,29	195,20
	Eagon	2,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	830,80	[Ton/MWh]	0,22	19,29	203,10
	JCE	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	840,23	[Ton/MWh]	0,22	22,05	204,44
	Lebu	2,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	799,03	[Ton/MWh]	0,24	17,43	209,20
	Lonquimay	1,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	838,62	[Ton/MWh]	0,27	25,02	251,45
	Los Alamos	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	834,93	[Ton/MWh]	0,24	25,45	225,83
	Louisiana Pacific	2,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	832,57	[Ton/MWh]	0,22	21,49	204,66
	Louisiana Pacific 2	3,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	815,70	[Ton/MWh]	0,22	21,49	200,94
	Multiexport I	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	795,69	[Ton/MWh]	0,22	19,29	194,34
	Multiexport II	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	795,69	[Ton/MWh]	0,22	19,29	194,34
	Quellon 02	7,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	787,34	[Ton/MWh]	0,25	28,30	227,89
	Rey (Ex Corral)	0,8	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	843,22	[Ton/MWh]	0,22	23,92	209,43
Salmofood I	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07	
Salmofood II	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07	

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Skretting Osorno	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	740,88	[Ton/MWh]	0,22	19,29	182,28
	Tirúa	1,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	871,99	[Ton/MWh]	0,27	29,83	265,27
	Trongol	2,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	818,21	[Ton/MWh]	0,23	19,49	207,35
	Watt	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	831,49	[Ton/MWh]	0,22	19,29	203,26
	Watt II	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	831,49	[Ton/MWh]	0,22	19,29	203,26
SANTA MARTA	Santa Marta 01	15,3	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	518,00	15,00	15,00
SOCIEDAD ELÉCTRICA SANTIAGO S.A.	Renca	95,7	0,110	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	691,78	[Ton/MWh]	0,37	3,64	256,14
	Nueva Renca FA GLP	31,1	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	664,26	[Ton/MWh]	0,24	0,06	159,42
	Nueva Renca Diesel	327,2	0,024	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	691,78	[Ton/MWh]	0,17	7,47	123,44
	Nueva Renca GNL A	320,7	0,024	GNL	[US\$/dam3]	278,72	[dam3/MWh]	0,20	3,85	59,03
	Nueva Renca GNL E	320,7	0,024	GNL	[US\$/dam3]	279,14	[dam3/MWh]	0,20	3,85	59,11
Stericycle Urbano SpA	El Molle	4,5	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
SWC	El Salvador TG	23,7	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	692,55	[Ton/MWh]	0,34	45,63	279,02
TACORA ENERGY	Central Agni	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
TAMAKAYA ENERGÍA SPA	KELAR_D	465,5	0,030	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	643,39	[Ton/MWh]	0,16	3,19	107,60
	KELAR_GNL	521,7	0,030	GNL	[US\$/dam3]	371,32	[dam3/MWh]	0,18	1,69	70,01
TAMM	Tamm	0,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
TECNET S.A.	PORTADA	2,1	0,073	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	730,29	[Ton/MWh]	0,22	16,07	174,08
TECNORED	Casablanca 1	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	688,97	[Ton/MWh]	0,31	36,71	250,98
	Casablanca 2	0,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	688,97	[Ton/MWh]	0,31	30,10	244,37
	Con Con	2,3	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	669,46	[Ton/MWh]	0,24	35,20	196,81
	Concon GNL	6,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	307,83	[dam3/MWh]	0,31	22,79	117,29
	Curauma	2,5	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	687,14	[Ton/MWh]	0,31	37,08	250,78
	Las Vegas	2,1	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	673,84	[Ton/MWh]	0,24	32,85	195,51
	Linares	0,5	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	688,10	[Ton/MWh]	0,22	45,59	199,42
	Linares_rbc	0,5	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	688,10	[Ton/MWh]	0,22	45,59	199,42
	Placilla	3,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	670,27	[Ton/MWh]	0,24	29,35	187,74

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Quintay	3,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	672,60	[Ton/MWh]	0,24	29,98	188,92
	San Gregorio	0,5	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	688,10	[Ton/MWh]	0,22	45,59	199,42
	San Gregorio_rbc	0,5	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	688,10	[Ton/MWh]	0,22	45,59	199,42
	Tapihue	6,4	0,021	GNL	[US\$/dam3]	664,60	[dam3/MWh]	0,29	51,06	245,79
	Total	3,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	674,77	[Ton/MWh]	0,24	34,59	194,04
TERMOELÉCTRICA COLMITO	Colmito Diesel	57,7	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	680,12	[Ton/MWh]	0,25	14,30	183,16
TERMOELÉCTRICA LOS ESPINOS S.A.	Espinos 01	100,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	703,63	[Ton/MWh]	0,22	26,40	181,90
	Espinos 02	24,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	703,63	[Ton/MWh]	0,22	67,80	223,30
	Yumbel	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
	Picoltué	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
	Los Sauces II	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07
TOMAVAL GENERACIÓN	Tomaval 1	1,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	433,53	[Ton/MWh]	0,27	6,94	123,02
	Tomaval 2	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	433,53	[Ton/MWh]	0,27	6,94	123,02
Zapallar SpA	Zapallar	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	487,61	[Ton/MWh]	0,25	18,20	141,07

*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.

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 2019-2033”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 797, de fecha 18 diciembre de 2018 , 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 2023, a través de los factores de modulación ya citados. A contar de enero de 2024, 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 e indistintamente, “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]

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2019	85,614	1,000
2020	85,643	1,000
2021	85,550	0,999
2022	85,547	0,999
2023	85,562	0,999
2024	85,271	0,996
2025	85,226	0,995
2026	85,595	1,000
2027	85,653	1,000
2028	85,833	1,003
2029	85,976	1,004
2030	86,377	1,009

Tabla 6: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2019	8,625	1,000
2020	8,974	1,040
2021	8,933	1,036
2022	8,978	1,041
2023	9,137	1,059
2024	9,271	1,075
2025	9,426	1,093
2026	9,477	1,099
2027	9,540	1,106
2028	9,562	1,109
2029	9,642	1,118
2030	9,647	1,118

Tabla 7: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2019	57,705	1,000
2020	71,766	1,244
2021	79,359	1,375
2022	82,627	1,432
2023	85,086	1,474
2024	86,689	1,502
2025	87,906	1,523
2026	89,722	1,555
2027	90,944	1,576
2028	92,638	1,605
2029	94,173	1,632
2030	95,217	1,650

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 y del programa de obras de generación comprometidas, si corresponden.

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 GNL – SEN

Empresa		Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur
Terminal		Quintero	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]						
27-06-2019	03-07-2019	22.909.048	-	6.226.167	10.040.000	6.643.044	280.000	70.000
04-07-2019	10-07-2019	21.000.018	-	12.452.335	2.350.000	6.643.044	280.000	70.000
11-07-2019	17-07-2019	21.000.018	-	12.897.061	-	8.541.056	280.000	70.000
18-07-2019	24-07-2019	21.000.018	-	13.341.787	-	8.541.056	280.000	70.000
25-07-2019	31-07-2019	16.006.065	-	13.843.897	1.546.774	6.750.190	-	70.000
01-08-2019	07-08-2019	18.947.194	-	13.858.243	-	6.415.316	-	67.742
08-08-2019	14-08-2019	18.947.194	-	13.370.479	-	6.415.316	-	67.742
15-08-2019	21-08-2019	18.947.194	-	13.370.479	-	6.415.316	-	67.742
22-08-2019	28-08-2019	18.947.194	-	13.370.479	-	6.415.316	-	67.742
29-08-2019	04-09-2019	15.219.692	-	14.632.918	-	5.740.348	-	70.366
05-09-2019	11-09-2019	12.424.067	-	16.842.186	-	5.234.121	-	72.333
12-09-2019	18-09-2019	12.424.067	-	17.789.015	-	5.234.121	-	72.333
19-09-2019	25-09-2019	12.424.067	-	17.789.015	-	5.234.121	-	72.333
26-09-2019	02-10-2019	9.088.656	-	17.153.693	-	4.993.018	-	71.022
03-10-2019	09-10-2019	750.129	-	14.930.066	-	4.390.260	-	67.742
10-10-2019	16-10-2019	750.129	-	13.341.761	-	4.390.260	-	67.742
17-10-2019	23-10-2019	750.129	-	13.341.761	-	4.390.260	-	67.742
24-10-2019	30-10-2019	750.129	-	13.341.761	-	4.390.260	-	67.742
31-10-2019	06-11-2019	764.361	-	13.532.358	-	3.917.822	-	9.677
07-11-2019	13-11-2019	766.733	-	13.754.720	-	3.839.082	-	70.000
14-11-2019	20-11-2019	766.733	-	13.786.486	-	3.839.082	-	70.000
21-11-2019	27-11-2019	766.733	-	13.786.486	-	3.839.082	-	70.000
28-11-2019	04-12-2019	723.181	-	13.536.456	-	4.154.041	-	70.000
05-12-2019	11-12-2019	690.516	-	13.098.904	-	4.390.260	-	70.000
12-12-2019	18-12-2019	690.516	-	12.911.382	-	4.390.260	-	70.000
19-12-2019	25-12-2019	690.516	-	12.911.382	-	4.390.260	-	70.000
26-12-2019	01-01-2020	591.871	-	12.942.123	1.317.419	5.403.067	-	70.000
02-01-2020	08-01-2020	27.221.950	-	13.157.313	9.221.935	11.479.914	-	-
09-01-2020	15-01-2020	27.221.950	-	13.341.761	9.221.935	11.479.914	-	-
16-01-2020	22-01-2020	27.221.950	-	13.341.761	9.221.935	11.479.914	-	-
23-01-2020	29-01-2020	27.221.950	-	13.341.761	9.221.935	11.479.914	-	-
30-01-2020	05-02-2020	27.221.950	-	13.506.068	9.186.563	12.045.427	-	-
06-02-2020	12-02-2020	27.221.950	-	13.736.099	9.172.414	12.271.633	-	-

Empresa		Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur
Terminal		Quintero	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]						
13-02-2020	19-02-2020	27.221.950	-	13.801.822	9.172.414	12.271.633	-	-
20-02-2020	26-02-2020	27.221.950	-	13.801.822	9.172.414	12.271.633	-	-
27-02-2020	04-03-2020	27.221.950	-	13.670.376	9.469.099	11.819.222	-	-
05-03-2020	11-03-2020	27.221.950	-	13.440.345	9.691.613	11.479.914	-	-
12-03-2020	18-03-2020	27.221.950	-	13.341.761	9.691.613	11.479.914	-	-
19-03-2020	25-03-2020	27.221.950	-	13.341.761	9.691.613	11.479.914	-	-
26-03-2020	01-04-2020	27.221.950	-	13.373.527	9.661.097	11.534.581	-	-
02-04-2020	08-04-2020	27.221.950	-	13.595.890	9.478.000	11.862.578	-	-
09-04-2020	15-04-2020	27.221.950	-	13.786.486	9.478.000	11.862.578	-	-
16-04-2020	22-04-2020	27.221.950	-	13.786.486	9.478.000	11.862.578	-	-
23-04-2020	29-04-2020	27.221.950	-	20.679.729	18.956.000	23.725.157	-	-
30-04-2020	06-05-2020	27.221.950	-	26.085.090	2.708.000	3.389.308	-	-
07-05-2020	13-05-2020	27.221.950	-	24.349.226	-	8.277.571	-	-
14-05-2020	20-05-2020	27.221.950	-	24.101.246	-	8.277.571	-	-
21-05-2020	27-05-2020	27.221.950	-	24.101.246	-	8.277.571	-	-
28-05-2020	03-06-2020	27.221.950	-	18.936.693	-	8.277.571	-	-
04-06-2020	10-06-2020	27.221.950	-	12.007.970	-	8.277.571	-	-
11-06-2020	17-06-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
18-06-2020	24-06-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
25-06-2020	01-07-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
02-07-2020	08-07-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
09-07-2020	15-07-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
16-07-2020	22-07-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
23-07-2020	29-07-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
30-07-2020	05-08-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
06-08-2020	12-08-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
13-08-2020	19-08-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
20-08-2020	26-08-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	8.277.571	-	-
27-08-2020	02-09-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	7.258.345	-	-
03-09-2020	09-09-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	6.850.654	-	-
10-09-2020	16-09-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	6.850.654	-	-
17-09-2020	23-09-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	6.850.654	-	-
24-09-2020	30-09-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	10.721.539	-	-
01-10-2020	07-10-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
08-10-2020	14-10-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	0	-	-
15-10-2020	21-10-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	0	-	-
22-10-2020	28-10-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
29-10-2020	04-11-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
05-11-2020	11-11-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
12-11-2020	18-11-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-

Empresa		Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur
Terminal		Quintero	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]						
19-11-2020	25-11-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
26-11-2020	02-12-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
03-12-2020	09-12-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
10-12-2020	16-12-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
17-12-2020	23-12-2020	27.221.950	-	10.243.800	-	9.075.839	-	-
24-12-2020	30-12-2020	27.221.950	-	10.243.800	8.320.000	9.075.839	-	-
31-12-2020	06-01-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
07-01-2021	13-01-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
14-01-2021	20-01-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
21-01-2021	27-01-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
28-01-2021	03-02-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
04-02-2021	10-02-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
11-02-2021	17-02-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
18-02-2021	24-02-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
25-02-2021	03-03-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
04-03-2021	10-03-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
11-03-2021	17-03-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
18-03-2021	24-03-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
25-03-2021	31-03-2021	27.221.950	-	10.243.800	9.740.000	9.075.839	-	-
01-10-2020	07-10-2020	27.221.950	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-
08-10-2020	14-10-2020	27.221.950	-	5.121.900	-	-	-	-
15-10-2020	21-10-2020	27.221.950	-	5.121.900	-	-	-	-
22-10-2020	28-10-2020	27.221.950	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-
29-10-2020	04-11-2020	27.221.950	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-
05-11-2020	11-11-2020	27.221.950	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-
12-11-2020	18-11-2020	27.221.950	-	5.121.900	9.075.839	-	-	-
19-11-2020	25-11-2020	27.221.950	-	5.121.900	9.075.839	-	-	-
26-11-2020	02-12-2020	27.221.950	-	5.121.900	9.075.839	-	-	-
03-12-2020	09-12-2020	27.221.950	-	5.121.900	9.075.839	-	-	-
10-12-2020	16-12-2020	27.221.950	-	5.121.900	9.075.839	-	-	-
17-12-2020	23-12-2020	27.221.950	-	5.121.900	9.075.839	-	-	-
24-12-2020	30-12-2020	27.221.950	-	5.121.900	17.395.839	-	-	-
31-12-2020	06-01-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
07-01-2021	13-01-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
14-01-2021	20-01-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
21-01-2021	27-01-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
28-01-2021	03-02-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
04-02-2021	10-02-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
11-02-2021	17-02-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
18-02-2021	24-02-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-

Empresa		Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur
Terminal		Quintero	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]						
25-02-2021	03-03-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
04-03-2021	10-03-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
11-03-2021	17-03-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
18-03-2021	24-03-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-
25-03-2021	31-03-2021	27.221.950	-	5.121.900	18.815.839	-	-	-

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 2021.
- Para las centrales U16, CTM3 y Kelar: Disponibilidad completa desde abril 2021.

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 nuevos antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, cuyos proyectos hayan cumplido los requisitos indicados en la Resolución Exenta CNE N° 659, del 12 de septiembre de 2016, que fija plazos, requisitos y condiciones 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° 323, del 23 de mayo de 2018, que declara y actualiza obras 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. Estas centrales 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
Alcones	ago-19	50	Solar Fotovoltaica	Marchigue 066
Valleland	abr-20	67	Solar Fotovoltaica	Algarrobal 220
Parque Eólico Negrete	nov-20	36	Eólica	Negrete 066
Parque Eólico Lomas de Duqueco	nov-20	46.2	Eólica	Duqueco 220
Parque Eólico Malleco	nov-20	155.1	Eólica	Rio Malleco 220
Parque Eólico Malleco II	nov-20	99	Eólica	Rio Malleco 220
PV Sol de Vallenar	dic-20	250	Solar Fotovoltaica	Algarrobal 220
Los Guindos	dic-20	376.2	Eólica	Mulchen 220
Cerro Tigre	ene-21	147.2	Eólica	Farellones 220
Ckani	ene-21	108	Eólica	El Abra 220
Tchamma	ene-21	150.4	Eólica	Spence 220
Alena	ene-21	84	Eólica	Los Angeles 154
Entre Ríos	ene-21	216	Eólica	Duqueco 220
Camán	ene-21	150	Eólica	Cerros de Huichahue 220
PV Escondido	ene-21	130	Solar Fotovoltaica	Cardones 220
Inca de Varas I	ene-21	50	Solar Fotovoltaica	Carrera Pinto 220
Inca de Varas II	ene-21	50	Solar Fotovoltaica	Carrera Pinto 220
Puelche Sur	ene-22	132	Eólica	Fruillar Norte 220
Parque Eólico Cabo Leones III Fase 2	ene-23	58.4	Eólica	Maitencillo 220
Parque Eólico Punta de Talca	may-23	86.4	Eólica	La Cebada 220
Parque Eólico Rarínco	dic-23	99	Eólica	Algarrobal 220
PV Punta del Viento	dic-23	165	Solar Fotovoltaica	Punta Colorada 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
Incorporación de paño de Línea 1x220 kV Córdobas - Parinacota en S/E Parinacota	jul-19	Transec
Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá - Córdobas en S/E Córdobas	jul-19	Transec
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	ago-19	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	sept-19	Transec
Ampliación S/E Mulchén 220 kV	oct-19	Colbún
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	nov-19	I.S.A.
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	nov-19	Transec
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	nov-19	I.S.A.
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	dic-19	STS
Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	dic-19	Colbún
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	ene-20	Transec
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	feb-20	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	feb-20	I.S.A.
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	jul-20	Transec
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20	Enel Distribución Chile S.A
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 S.A
Ampliación S/E Duqueco 220 kV	ago-20	Transemel
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huinchahue 220 kV	ago-20	Eletrans
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-20	Engie
S/E Seccionadora EL Rosal 220 kV	nov-20	Engie
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	nov-20	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	nov-20	Engie
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla - Rapel	dic-20	Eletrans
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	dic-20	Eletrans
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	dic-20	Transec
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	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-21	Transec
Nueva 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 - Cóncores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito.	feb-22	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-22	Consortio Saesa - Chilquinta
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata - S/E Calama	nov-22	Engie
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	ene-23	Consortio Ferrovial Transco Chile
Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	nov-23	Transec
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA	nov-23	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 por el Ministerio de Energía.

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

Central	Fecha Salida
Tocopilla U12	Junio 2019
Tocopilla U13	Junio 2019
Tarapacá	Mayo 2020
Ventanas 1	Noviembre 2022
Bocamina 1	Diciembre 2023
Tocopilla U14	Mayo 2024
Tocopilla U15	Mayo 2024
Ventanas 2	Mayo 2024

1.7 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

Para las centrales hidráulicas ha utilizado una muestra estadística de 58 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2018. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica, a cargo del cual estuvo el profesor Bonifacio Fernández. Este estudio concluyó que a partir del año 1960 la estadística disponible era confiable, y previo a esta fecha la estadística contiene gran cantidad de información de relleno generada a falta de 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 58 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 afluente (según probabilidad de excedencia)

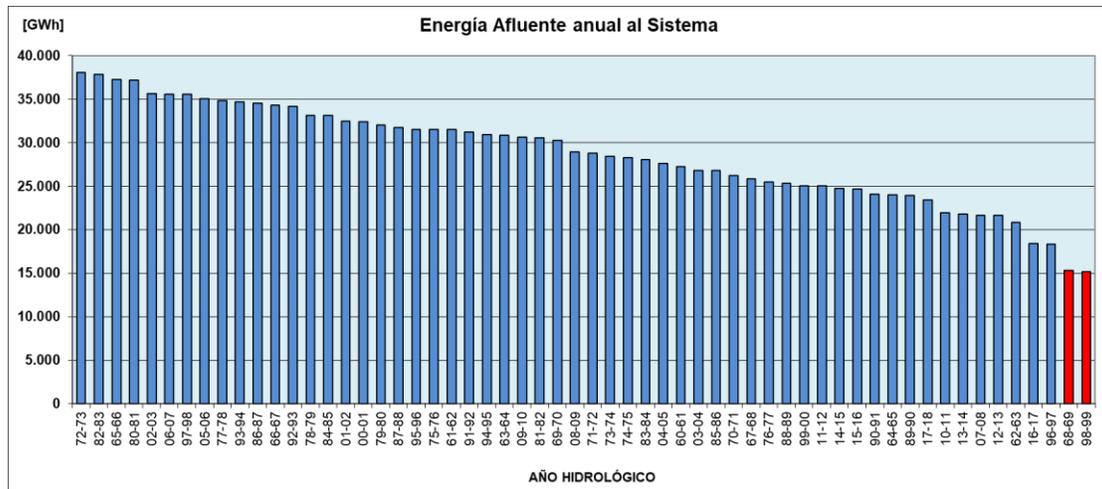
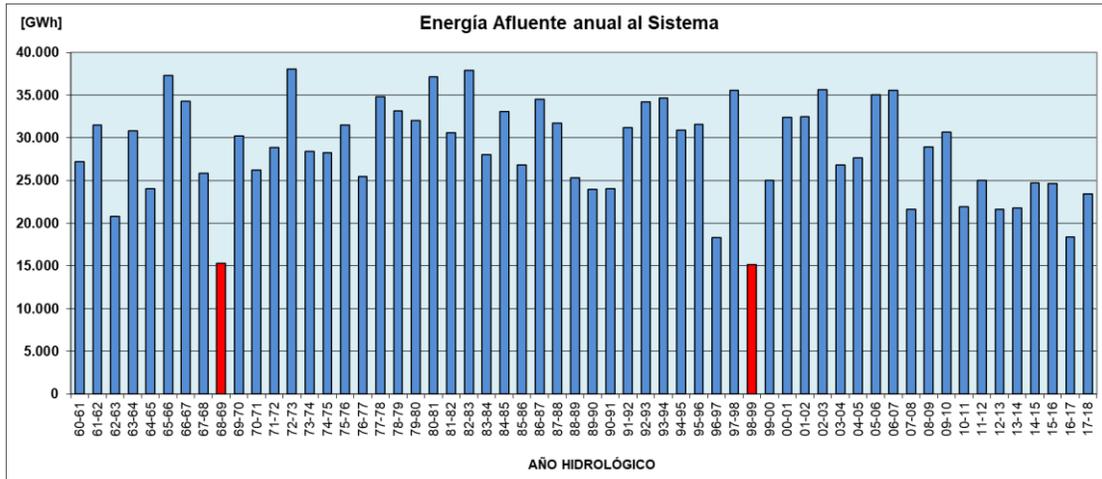


Gráfico 2: Energía anual afluyente (orden cronológico)



1.8 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas estimadas iniciales de embalses para el primero de julio de 2019 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 de julio de 2019

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.320,14
Laguna del Maule	2.160,65
Embalse Rapel	101,51
Laguna Invernada	1.306,42
Lago Chapo	231,07
Embalse Colbún	416,36
Embalse Melado	642,64
Embalse Ralco	710,07
Embalse Pangué	508,00
Poza Polcura	735,00
Embalse Machicura	257,00
Embalse Angostura	316,40

1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

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 el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6%, y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En vista de estos criterios, de la proyección de demanda, y de los antecedentes con la información referente a la fecha de suscripción de los contratos entre clientes y suministradores, 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
2019	70.206	5.425	7,73%
2020	72.237	6.495	8,99%
2021	74.225	7.856	10,58%
2022	76.182	9.223	12,11%
2023	78.426	10.720	13,67%
2024	80.659	12.325	15,28%
2025	82.810	14.307	17,28%
2026	84.689	14.888	17,58%
2027	86.625	15.617	18,03%
2028	88.706	16.345	18,43%
2029	90.854	16.951	18,66%
2030	91.709	17.357	18,93%
2031	92.498	17.560	18,98%

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 ya 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 2019, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de octubre de 2019, 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, 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

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 afluyente en el sistema para cada año hidrológico, se agregan tres hidrológicas a la estadística real, bajo los siguientes criterios:

- a) Una hidrológica seca, que pondera los afluentes de la situación más seca como sistema (año 1998-1999), por el guarismo 0,8.
- b) Una hidrológica seca, que pondera los afluentes de la siguiente situación más seca como sistema (año 1968-1969), por el guarismo 0,9.
- c) Una hidrológica 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 61.

2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Los antecedentes técnicos utilizados en la modelación se encontrarán disponibles junto con el presente informe en la página web de la Comisión.

2.4.1 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, 61 días con el objeto de obtener un símil a las 61 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 y centrales en construcción es la que se muestra a continuación.

Tabla 14: Disponibilidad del recurso primario de Centrales Eólicas - Norte de SE Los Changos 1

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	8%	16%	18%	49%	55%	32%	45%	17%	25%	7%	2%	7%
2	23%	36%	17%	46%	60%	51%	45%	17%	25%	7%	2%	7%
3	31%	43%	35%	56%	62%	58%	59%	20%	40%	13%	1%	9%
4	42%	59%	33%	56%	65%	69%	59%	20%	40%	13%	1%	9%
5	41%	59%	48%	57%	65%	69%	54%	17%	30%	8%	1%	4%
6	41%	47%	48%	57%	61%	50%	54%	17%	30%	8%	1%	4%
7	23%	47%	42%	52%	61%	50%	50%	30%	32%	38%	55%	44%
8	23%	29%	26%	52%	37%	45%	41%	19%	39%	28%	50%	35%
9	51%	33%	28%	20%	40%	49%	74%	80%	72%	77%	75%	80%
10	51%	58%	55%	20%	62%	77%	76%	77%	73%	78%	75%	81%
11	77%	55%	52%	39%	56%	75%	63%	78%	66%	81%	80%	74%
12	77%	55%	52%	39%	56%	75%	63%	78%	69%	77%	83%	74%
13	67%	39%	47%	36%	39%	51%	49%	70%	57%	73%	74%	62%
14	67%	39%	47%	36%	39%	51%	49%	70%	57%	73%	74%	62%
15	20%	10%	19%	26%	15%	19%	14%	22%	15%	27%	29%	14%

¹ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos 500 kV

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
16	20%	10%	19%	26%	15%	19%	14%	22%	15%	27%	29%	14%

Tabla 15 Disponibilidad del recurso primario de Centrales Eólicas - Sur de SE Los Changos ²

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	20%	8%	57%	55%	23%	21%	31%	27%	39%	26%	18%	7%
2	14%	8%	56%	54%	27%	18%	31%	27%	39%	26%	18%	7%
3	11%	7%	59%	57%	28%	17%	32%	17%	43%	21%	16%	2%
4	9%	7%	59%	56%	27%	14%	32%	17%	43%	21%	16%	2%
5	8%	7%	59%	54%	27%	14%	34%	17%	44%	21%	14%	2%
6	8%	6%	59%	54%	25%	11%	34%	17%	44%	21%	14%	2%
7	8%	6%	60%	51%	25%	11%	41%	24%	55%	29%	16%	6%
8	8%	6%	60%	51%	31%	13%	40%	20%	59%	26%	15%	5%
9	26%	6%	60%	52%	32%	14%	44%	42%	78%	51%	27%	18%
10	26%	6%	56%	52%	40%	21%	44%	41%	79%	46%	27%	16%
11	39%	8%	54%	56%	40%	23%	41%	45%	75%	53%	35%	25%
12	39%	8%	54%	56%	40%	23%	41%	45%	76%	53%	37%	25%
13	40%	11%	54%	57%	44%	27%	42%	44%	76%	55%	37%	24%
14	40%	11%	54%	57%	44%	27%	42%	44%	76%	55%	37%	24%
15	40%	11%	51%	72%	48%	23%	47%	43%	66%	58%	29%	19%
16	40%	11%	51%	72%	48%	23%	47%	43%	66%	58%	29%	19%

2.4.2 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 Punta Colorada ³

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	4%	2%
2	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	4%	2%
3	0%	0%	0%	0%	0%	4%	38%	42%	46%	37%	51%	49%
4	1%	39%	0%	0%	41%	55%	38%	42%	46%	37%	51%	49%
5	48%	39%	32%	32%	41%	55%	56%	67%	66%	57%	69%	63%
6	48%	53%	32%	32%	54%	68%	56%	67%	66%	57%	69%	63%
7	62%	53%	50%	48%	54%	68%	72%	78%	79%	76%	77%	69%
8	62%	57%	53%	48%	58%	71%	73%	78%	80%	76%	77%	69%
9	65%	57%	54%	53%	58%	70%	59%	77%	77%	74%	74%	64%
10	65%	55%	55%	53%	55%	68%	67%	77%	80%	78%	72%	65%
11	54%	44%	51%	51%	47%	59%	39%	47%	54%	51%	57%	43%
12	54%	44%	51%	51%	47%	59%	39%	47%	66%	63%	50%	43%

² Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre Cardones 500 kV y el extremo sur del SEN.

³ Corresponde a las subestaciones ubicadas entre el extremo norte del SEN y hasta la subestación Punta Colorada.

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
13	24%	1%	40%	43%	19%	34%	0%	4%	20%	27%	18%	1%
14	24%	1%	40%	43%	19%	34%	0%	4%	20%	27%	18%	1%
15	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 17: Disponibilidad del recurso primario de Centrales Fotovoltaicas – Sur de SE Punta Colorada⁴)

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	3%	1%
2	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	0%	3%	1%
3	0%	0%	0%	0%	0%	1%	27%	30%	33%	33%	41%	42%
4	0%	22%	0%	0%	25%	38%	27%	30%	33%	33%	41%	42%
5	38%	22%	9%	9%	25%	38%	33%	43%	46%	44%	54%	50%
6	38%	33%	9%	9%	28%	41%	33%	43%	46%	44%	54%	50%
7	42%	33%	35%	31%	28%	41%	55%	63%	67%	66%	66%	59%
8	42%	42%	39%	31%	38%	50%	55%	61%	68%	64%	66%	59%
9	52%	42%	39%	35%	37%	50%	43%	64%	68%	70%	68%	57%
10	52%	40%	41%	35%	34%	48%	50%	65%	71%	72%	66%	58%
11	44%	32%	38%	33%	29%	39%	36%	40%	49%	53%	55%	39%
12	44%	32%	38%	33%	29%	39%	36%	40%	60%	63%	49%	39%
13	17%	0%	28%	32%	11%	27%	0%	9%	28%	32%	23%	2%
14	17%	0%	28%	32%	11%	27%	0%	9%	28%	32%	23%	2%
15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

2.5 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. Cabe mencionar que, para la presente fijación, se han considerado los antecedentes del Informe de Costos de Tecnologías de Generación, elaborado por la Comisión y aprobado mediante Resolución Exenta N° 207, de fecha 12 de marzo de 2019.

2.5.1 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 en 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 del impacto ambiental por parte de dicha institución. Además se ha solicitado información a las empresas de generación actualmente

⁴ Corresponde a las subestaciones ubicadas desde la subestación Punta Colorada, por el norte, y hasta la subestación Charrúa, por el sur.

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 2019-2030, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos fueron escalados de acuerdo con la utilización óptima de los recursos disponibles, por lo que, para la determinación del programa de obras indicativo las centrales incorporadas 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 pueden no responder necesariamente a los mismos criterios bajo los cuales se ha efectuado la modelación de la fijación de precios de nudo, que 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.

2.5.2 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° 207, de 12 de marzo 2019. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología de acuerdo a los proyectos que se encuentran en etapa de estudio, y de la interacción con distintos agentes públicos y privados de la industria.

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

Para proyectos de 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 tecnología

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Gas Natural Ciclo Abierto	800
Gas Natural Ciclo Combinado	1.048
Eólica	1.361
Solar Fotovoltaica	970
Solar Térmica (CSP)	6.055
Hidráulica de Pasada	4.050
Mini-Hidráulica	3.565
Biomasa	3.100
Biogás	3.500
Geotérmica	5.870

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.

2.6 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema.

Con respecto al SEN, se consideró en la simulación que el sistema debe soportar la salida de una unidad de 390 MW, repartiendo la reserva necesaria para tal contingencia entre las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche, El Toro, Canutillar, Rapel, Pangué, Angostura y Cipreses, a prorrata de su potencia instalada.

2.7 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.

Así, la regulación de tensión para el SEN – SIC 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 200 MW, 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.

2.8 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.

2.9 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.

2.10 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.

2.11 CALIDAD DE SUMINISTRO

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

2.11.1 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 sobre costo 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 Sobre costo 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 afectó los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobrecosto. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este informe técnico incluyen este factor de sobrecosto.

Cabe señalar lo siguiente:

- Las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.
- Los parámetros definidos no pueden entenderse como una condicionante del trabajo que el Coordinador debe efectuar para cumplir con lo establecido en la letra d) del Artículo 36° del Decreto Supremo N° 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

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.

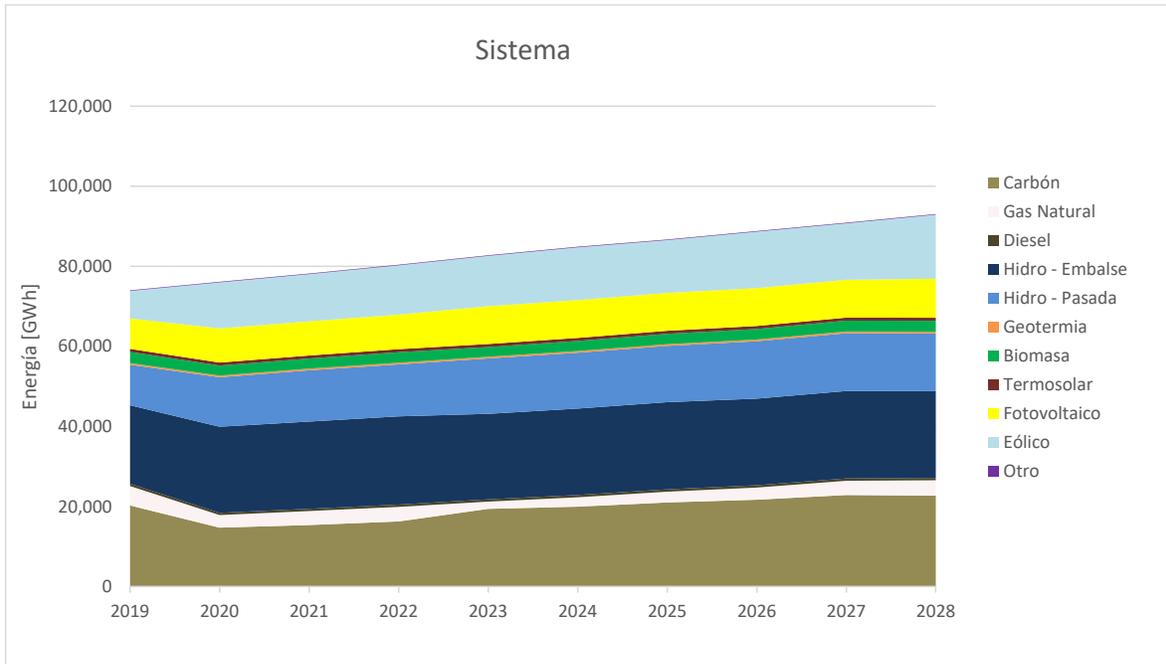
Tabla 20: Programa de obras indicativo de generación

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
EOLICO SING IV	ene-25	200	Eólica	Chuquicamata 220
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-26	20	Pasada	Ancoa 220
Eólica Puerto Montt 01	ene-27	250	Eólica	Puerto Montt 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-27	20	Pasada	Nueva Charrua 220
Grupo MH X Región 01	jun-27	60	Pasada	Nueva Puerto Montt 220
Eólica Charrua 01	ene-29	200	Eólica	Nueva Charrua 220
EOLICO SING III	ene-29	200	Eólica	Encuentro 220
Solar SING I	ene-29	100	Solar	Parinacota 220
EOLICO SING I	Ene-30	200	Eólica	Laberinto 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 sistema



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 2019 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de octubre de 2019 y septiembre de 2023, y el valor del costo marginal actualizado para Quillota 220 kV. Para efectos del cálculo del precio básico de energía en el nodo Quillota 220 kV, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 9° de la Resolución Exenta N° 641, y careciendo dicho nodo de demanda propia, se ha considerado como demanda asociada aquella demanda presente en la barra Quillota 110 kV.

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

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Octubre	2019	43,35	32,12	1,000
Noviembre	2019	43,20	33,62	0,992
Diciembre	2019	46,79	37,77	0,984
Enero	2020	48,99	36,63	0,976
Febrero	2020	51,18	34,41	0,969
Marzo	2020	57,05	37,44	0,961
Abril	2020	52,12	32,75	0,953
Mayo	2020	59,79	33,44	0,946
Junio	2020	53,78	32,34	0,938
Julio	2020	49,61	32,67	0,931
Agosto	2020	45,86	32,42	0,924
Septiembre	2020	40,36	30,32	0,916
Octubre	2020	36,47	32,81	0,909
Noviembre	2020	33,47	34,34	0,902
Diciembre	2020	36,54	38,59	0,895
Enero	2021	38,83	36,94	0,888
Febrero	2021	44,93	34,69	0,881
Marzo	2021	49,37	37,73	0,874
Abril	2021	48,67	32,97	0,867
Mayo	2021	48,06	33,67	0,860
Junio	2021	44,68	32,56	0,853
Julio	2021	41,86	32,90	0,846
Agosto	2021	40,55	32,65	0,840
Septiembre	2021	33,75	30,51	0,833
Octubre	2021	29,57	33,03	0,826
Noviembre	2021	27,00	34,60	0,820
Diciembre	2021	34,55	38,87	0,813
Enero	2022	40,63	37,79	0,807
Febrero	2022	45,77	35,48	0,801
Marzo	2022	49,88	38,57	0,794
Abril	2022	49,21	33,72	0,788
Mayo	2022	48,85	34,43	0,782
Junio	2022	45,77	33,31	0,776
Julio	2022	42,26	33,68	0,769
Agosto	2022	41,03	33,43	0,763
Septiembre	2022	34,58	31,26	0,757

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Octubre	2022	30,05	33,81	0,751
Noviembre	2022	27,95	35,39	0,745
Diciembre	2022	35,43	39,71	0,739
Enero	2023	41,76	38,57	0,734
Febrero	2023	46,73	36,21	0,728
Marzo	2023	51,11	39,36	0,722
Abril	2023	50,88	34,41	0,716
Mayo	2023	50,15	35,12	0,711
Junio	2023	46,18	34,00	0,705
Julio	2023	42,91	34,37	0,699
Agosto	2023	41,95	34,13	0,694
Septiembre	2023	35,88	31,91	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 2019, 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.

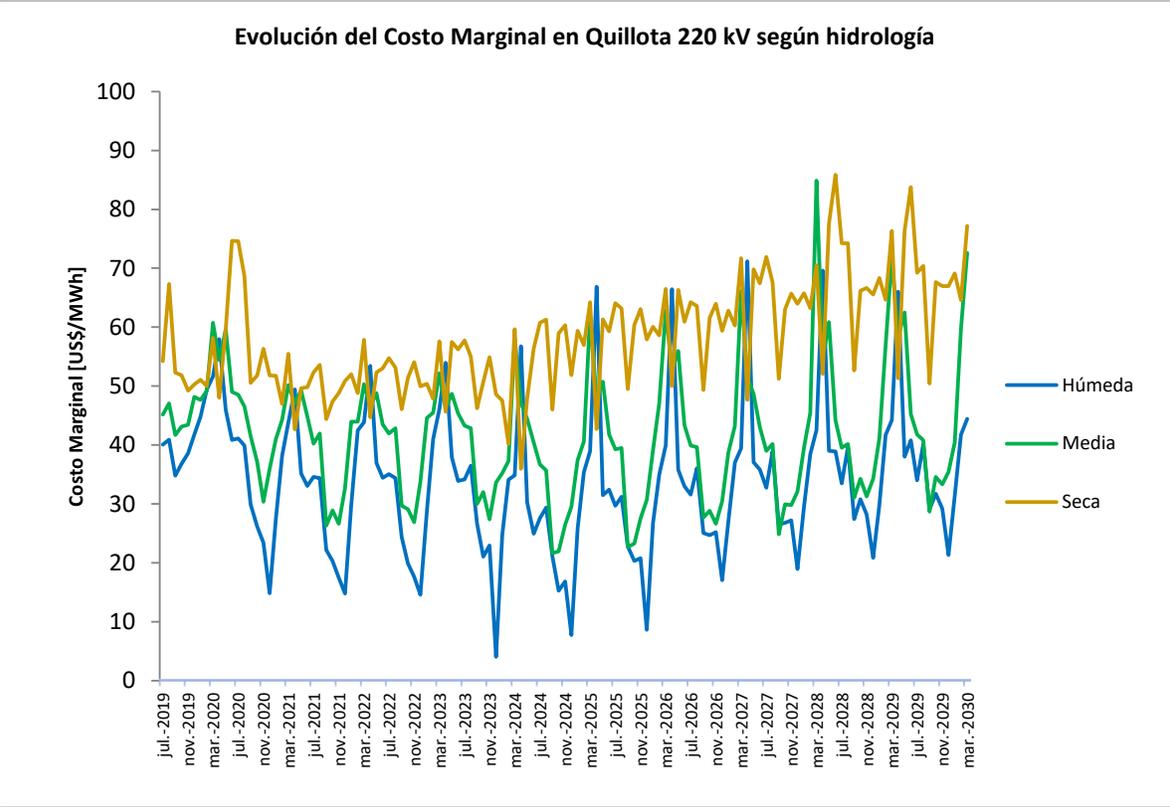
Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía para el nudo Quillota 220 kV es de:

$$\text{Precio Básico Energía Quillota 220 kV} = 43,588 \text{ [US$/MWh]} \times 692,00 \text{ [$/US$]} = 30,163 \text{ [$/kWh]}(*)$$

(*) 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 ofertas 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 febrero 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 preliminar, los Márgenes de Potencia fueron estimados en virtud de comunicación hecha por el Coordinador a la Comisión con fecha 11 de diciembre de 2018, con antecedentes a partir de la base del cálculo definitivo de transferencias de potencia. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha solicitado al Coordinador, el Margen de Potencia de los subsistemas de potencia definidos a continuación, mediante Oficio Ordinario N° 379, de fecha 14 de junio de 2019, los cuales serán incorporados como antecedente en el informe técnico definitivo de la presente fijación.

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:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{16.124,0 \text{ MW}}{9.804,6 \text{ MW}} = 1,64$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,64, 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:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{684,2 \text{ MW}}{428,5 \text{ MW}} = 1,60$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,60, 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, en condiciones de demanda máxima para los meses correspondientes al periodo de punta, de distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional respecto de una determinada subestación básica de potencia, y la comparación de dicha diferencia con las pérdidas marginales, considerando un margen adicional, para definir la existencia de un subsistema de potencia.

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

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

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 - Norte

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, Unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	559,60	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]	73,768	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]	14,505	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]	1,276	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$1 + \text{MRT}$	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$1 + \text{FP}$	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, Unidad diésel 70 [MW]		
Pbpot [US\$/kW/mes]	7,9890	Precio Básico de la Potencia.

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

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 Sur

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	533,36	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]	66,715	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
C_{LT} [US\$/kW]	8,933	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]	1,066	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.
Pbpot [US\$/kW/mes]	7,3574	Precio Básico de la Potencia.

*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 = 7,9890 [US\$/kW/mes] x 692,00 [\$/US\$] = 5.528,39 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Puerto Montt 220 kV = 7,3574 [US\$/kW/mes] x 692,00 [\$/US\$] = 5.091,32 [\$/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	30,172	0,9839	5.439,38
CALAMA	220	30,504	0,9800	5.417,82
CHUQUICAMATA	220	31,117	0,9923	5.485,82
CONDORES	220	31,757	1,0128	5.599,15
CRUCERO	220	29,736	0,9588	5.300,62
EL COBRE	220	30,254	0,9807	5.421,69
EL TESORO	220	30,663	0,9917	5.482,50
ENCUENTRO	220	29,180	0,9220	5.097,17
ESPERANZA SING	220	30,654	0,9918	5.483,06
LABERINTO	220	30,077	0,9747	5.388,52
LAGUNAS	220	30,548	0,9511	5.258,05
NUEVA VICTORIA	220	30,482	0,9502	5.253,07
O'HIGGINS	220	29,842	0,9720	5.373,59
PARINACOTA	220	32,914	1,0477	5.792,09
POZO ALMONTE	220	31,201	0,9845	5.442,70
TARAPACA	220	30,687	0,9564	5.287,35
D. DE ALMAGRO	220	29,369	0,9667	5.344,29
CARRERA PINTO	220	29,409	0,9741	5.385,20
CARDONES	220	29,549	0,9843	5.441,59
MAITENCILLO	220	29,322	0,9756	5.393,50
PUNTA COLORADA	220	29,286	0,9798	5.416,71
PAN DE AZUCAR	220	29,715	0,9991	5.523,41

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
LOS VILOS	220	29,765	1,0135	5.603,02
NOGALES	220	28,852	1,0000	5.528,39
QUILLOTA	220	30,163	1,0406	5.752,84
POLPAICO	220	30,047	1,0294	5.690,92
LOS MAQUIS	220	30,216	1,0518	5.814,76
EL LLANO	220	29,940	1,0399	5.748,97
LAMPA	220	30,205	1,0370	5.732,94
CERRO NAVIA	220	30,174	1,0413	5.756,71
CHENA	220	29,997	1,0425	5.763,34
MAIPO	220	28,784	1,0273	5.679,31
CANDELARIA	220	29,378	1,0232	5.656,65
COLBUN	220	28,747	1,0006	5.531,71
ALTO JAHUEL	220	28,785	1,0274	5.679,87
MELIPILLA	220	36,504	1,0487	5.797,62
RAPEL	220	35,994	0,9953	5.502,40
ITAHUE	220	29,324	1,0363	5.729,07
ANCOA	220	28,747	1,0006	5.531,71
CHARRUA	220	27,954	0,9699	5.361,98
HUALPEN	220	28,370	0,9852	5.446,57
LAGUNILLAS	220	28,080	0,9725	5.376,36
TEMUCO	220	27,243	0,9391	5.191,71
CAUTÍN	220	27,669	0,9440	5.218,80
CIRUELOS	220	26,300	1,0187	5.186,53
VALDIVIA	220	26,805	1,0394	5.291,92
RAHUE	220	25,112	0,9784	4.981,35
PUERTO MONTT	220	25,913	1,0000	5.091,32
MELIPULLI	220	25,914	1,0000	5.091,32
CHILOE	220	26,261	1,0082	5.133,07

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

$$Frv = 1,00599$$

3.6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

3.6.1 Indexación del precio de la potencia punta

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

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

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

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

Dónde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tabla 25: Indexadores Precio de la Potencia

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	692,00	may-19
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	218,40	dic-18
Producer Price Index- Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	201,00	dic-18
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	121,24	may-19

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

Subestación	Potencia [MW]	Pb0	COEF 1 PPI _{turb}	COEF 2 PPI	COEF 3 IPC
Nogales 220	70	5.528,39	0,51533	0,09455	0,39012
Pto. Montt 220	70	5.091,32	0,53601	0,10306	0,36093

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	Concepto	Fuente	Índice Base		Índice Fijación	
			Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar observado mensual	Reactivos	Banco Central	677,61	nov-18	692,00	may-19
IPM USA	Reactivos	Bureau of Labor Statistics	173,20	jun-18	175,70	dic-18

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 SEN-SING

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	7,282	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	13,109	13,109	0,000
Sobre 40 y hasta 50	13,109	13,109	13,109
Sobre 50 y hasta 80	17,469	17,469	17,469
Sobre 80	21,826	21,826	21,826

Tabla 29: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SIC

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	7,342	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	13,220	13,220	0,000
Sobre 40 y hasta 50	13,220	13,220	13,220
Sobre 50 y hasta 80	17,618	17,618	17,618
Sobre 80	22,013	22,013	22,013

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	[\$/MWh]	[US\$/MWh]
0-5%	531,87	768,60
5-10%	773,83	1.118,25
10-20%	1.117,50	1.614,88
Sobre 20%	1.523,84	2.202,08

Valor único representativo por sistema, denominado Costo de Racionamiento:

SEN: 768,60 [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	0,9558	1,0042
CALAMA	220	0,9520	1,0152
CHUQUICAMATA	220	0,9640	1,0356
CONDOROS	220	0,9839	1,0569
CRUCERO	220	0,9314	0,9896
EL COBRE	220	0,9527	1,0069
EL TESORO	220	0,9634	1,0205
ENCUENTRO	220	0,8957	0,9711
ESPERANZA SING	220	0,9635	1,0202
LABERINTO	220	0,9469	1,0010
LAGUNAS	220	0,9239	1,0167
MARIA ELENA	220	0,9338	1,0008
QUILLAGUA	220	0,9419	1,0039
SALAR	220	0,9310	0,9828
NUEVA VICTORIA	220	0,9231	1,0145
O'HIGGINS	220	0,9442	0,9932
PARINACOTA	220	1,0178	1,0954
POZO ALMONTE	220	0,9564	1,0384
TARAPACA	220	0,9291	1,0213
D. DE ALMAGRO	220	0,9391	0,9774
CARRERA PINTO	220	0,9463	0,9788
SAN ANDRES	220	0,9504	0,9807
CARDONES	220	0,9562	0,9834
MAITENCILLO	220	0,9477	0,9759
PUNTA COLORADA	220	0,9518	0,9747
PAN DE AZUCAR	220	0,9706	0,9890
DON GOYO	220	0,9626	0,9708
LA CEBADA	220	0,9589	0,9632
LAS PALMAS	220	0,9779	0,9763
LOS VILOS	220	0,9846	0,9906

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
NOGALES	220	0,9714	0,9602
QUILLOTA	220	1,0109	1,0039
POLPAICO	500	1,0042	0,9993
POLPAICO	220	1,000	1,0000
LOS MAQUIS	220	1,0218	1,0056
EL LLANO	220	1,0102	0,9964
LAMPA	220	1,0074	1,0053
CERRO NAVIA	220	1,0116	1,0042
CHENA	220	1,0127	0,9983
EL RODEO	220	1,0003	0,9611
PAINE	154	1,0148	1,0083
RANCAGUA	154	1,0188	1,0270
PUNTA CORTES	154	1,0151	1,0097
TILCOCO	154	1,0071	0,9949
SAN FERNANDO	154	0,9950	1,0004
TENO	154	0,9900	0,9870
ITAHUE	154	1,0061	0,9802
MAIPO	220	0,9980	0,9580
CANDELARIA	220	0,9940	0,9777
COLBUN	220	0,9720	0,9567
ALTO JAHUEL	220	0,9981	0,9580
ALTO JAHUEL	500	0,9955	0,9528
MELIPILLA	220	1,0187	1,2149
RAPEL	220	0,9669	1,1979
ITAHUE	220	1,0067	0,9759
ANCOA	500	0,9763	0,9582
ANCOA	220	0,9720	0,9567
CHARRUA	220	0,9422	0,9303
CHARRUA	500	0,9541	0,9375
HUALPEN	220	0,9571	0,9442
LAGUNILLAS	220	0,9447	0,9345
EL ROSAL	220	0,8753	0,9221
TEMUCO	220	0,9123	0,9067
DUQUECO	220	0,8865	0,8783
CAUTÍN	220	0,9170	0,9209
CIRUELOS	220	0,9114	0,8753
VALDIVIA	220	0,9299	0,8921
RAHUE	220	0,8753	0,8358

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PUERTO MONTT	220	0,8946	0,8624
MELIPULLI	220	0,8946	0,8624
CHILOE	220	0,9020	0,8740