



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

MODELO INTEGRADO DEL MERCADO DE GAS NATURAL CON EL DESPACHO HIDROTÉRMICO DE LARGO PLAZO APLICADO AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE

FELIPE SEBASTIÁN TOLEDO MATTE

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
ENZO SAUMA SANTIS

Santiago de Chile, Mayo, 2015

© 2015, Felipe Sebastián Toledo Matte



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

MODELO INTEGRADO DEL MERCADO DE GAS NATURAL CON EL DESPACHO HIDROTÉRMICO DE LARGO PLAZO APLICADO AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE

FELIPE SEBASTIÁN TOLEDO MATTE

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

ENZO SAUMA SANTIS

JORGE VERA ANDREO

SAMUEL JERARDINO ETCHEVERRY

JUAN DE DIOS RIVERA AGUERO

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Mayo, 2015

*A mi familia, amigos y María
Constanza, por su apoyo
incondicional.*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quisiera agradecer a mis padres Wilma y Jaime, por darme la oportunidad de estudiar Ingeniería en la Universidad Católica, ya que sin su apoyo y sin el sacrificio que hicieron durante los últimos siete años, nada de lo que he logrado ni lo que se presenta en este trabajo habría sido posible. También quisiera agradecer a mis hermanos Emilia y Jaime, por su cariño, preocupación y compañía en este período de alta exigencia.

También quiero agradecer al profesor Enzo Sauma, por permitirme trabajar en este tema, y por el apoyo y comprensión en cada momento, lo que me facilitó mucho soportar los momentos de gran presión que surgieron durante el desarrollo de esta tesis. Además, quiero aprovechar de agradecer a Samuel Jerardino y al equipo de KAS Ingeniería, que durante 2014 me acompañaron en este proceso y me abrieron sus puertas, entregándome enseñanzas tanto a nivel personal como profesional que permitieron sacar adelante el trabajo que a continuación se presenta.

Finalmente quiero dar las gracias a María Constanza Ramírez, quien ha sido mi compañera y gran apoyo en este período, por su preocupación, cariño y comprensión en todos los momentos, los más alegres y también los más duros. A mis grandes amigos Álvaro Cornejo, Felipe Cordero, Renato Cornejo y Andrés Jiménez, porque siempre me animaron a seguir adelante y a no decaer cuando se agotaban las fuerzas. Y a todos aquellos que me apoyaron en este proceso en alguna medida y que no han sido mencionados, vaya el reconocimiento para ellos.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
RESUMEN.....	x
ABSTRACT	xi
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. El gas natural en el mundo	2
1.2. Problemática que se abordará.....	3
1.3. Objetivos de la tesis	5
2. ESTADO DEL ARTE	7
2.1. Despacho hidrotérmico coordinado de largo plazo.....	7
2.1.1 Modelación del problema de despacho hidrotérmico coordinado ...	8
2.1.2 Resolución mediante programación dinámica dual estocástica.....	9
2.2. Modelación de la operación para el gas natural	12
2.3. Modelación de los contratos <i>take or pay</i> de centrales a gas natural	14
3. EL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO	17
3.1. Contexto del sector eléctrico en Chile	17
3.2. Contexto del mercado de gas natural en Chile.....	23
4. MODELO INTEGRADO DE OPTIMIZACIÓN.....	27
4.1. Modelación básica.....	27
4.1.1 Elementos de la red eléctrica	27
4.1.2 Elementos de la red de gas natural	33
4.2. Notación utilizada	33
4.3. Formulación del problema	38
4.3.1 Restricciones.....	38

4.3.2	Función objetivo	45
4.4	Problema en extenso para una etapa y escenario de simulación	50
5	SIMULACIÓN Y RESULTADOS	52
5.1	Antecedentes generales	53
5.1.1	Modelación de la red de transmisión eléctrica	53
5.1.2	Modelación del sistema en etapas mensuales y bloques horarios ..	54
5.1.3	Proyección de demanda del sistema	57
5.1.4	Estadística hidrológica.....	58
5.1.5	Plan de obras de generación y transmisión.....	58
5.1.6	Precios de combustibles.....	64
5.2	Consideraciones sobre la red de gas natural	65
5.2.1	Centrales térmicas consideradas	65
5.2.2	Red de gas natural modelada	66
5.3	Resultados de las simulaciones	69
5.3.1	Caso Base.....	69
5.3.2	Caso GN.....	77
5.3.3	Caso GN II.....	87
5.4	Comparación de resultados entre escenarios.....	95
5.5	Análisis de sensibilidad sobre el precio del gas natural	98
6	CONCLUSIONES	103
	BIBLIOGRAFÍA	105
	ANEXOS	107
	Anexo A: Listado de barras y líneas modeladas	108
	Anexo B: Centrales instaladas y plan de obras de generación.....	121
	Anexo C: Detalle de costos marginales mensuales por escenario	129

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 5-1: Asignación de horas del día a bloques horarios de demanda	55
Tabla 5-2: Duración mensual de los bloques de demanda.....	56
Tabla 5-3: Proyección de demanda anual de energía en el SIC (Fuente: CNE)	58
Tabla 5-4: Obras de generación en construcción (Fuente: CNE)	58
Tabla 5-5: Obras de generación propuestas (Fuente: CNE).....	59
Tabla 5-6: Obras de transmisión en construcción – Líneas (Fuente: CNE).....	60
Tabla 5-7: Obras de transmisión en construcción - Subestaciones (Fuente: CNE)	60
Tabla 5-8: Obras de transmisión propuestas (Fuente: ETT 2015-2018).....	61
Tabla 5-9: Proyección de precios de combustibles utilizada (Fuente: CNE - EIA).....	64
Tabla 5-10: Centrales térmicas del SIC que pueden operar con gas natural.....	65
Tabla 5-11: Red de transporte de gas natural modelada en el SIC – Caso GN.....	67
Tabla 5-12: Inyecciones y retiros en la red de gas natural – Caso GN	68
Tabla 5-13: Red de transporte de gas natural ampliada modelada en el SIC – Caso GN II	68
Tabla 5-14: Costo marginal anual del sistema - Caso Base	70
Tabla 5-15: Generación esperada de las centrales a gas natural - Caso Base	73
Tabla 5-16: Factor de planta esperado de las centrales a gas natural - Caso Base	73
Tabla 5-17: Consumo de gas natural esperado - Caso Base	74
Tabla 5-18: Costo total de operación anual actualizado del sistema - Caso Base	76
Tabla 5-19: Costo marginal anual del sistema - Caso GN	77
Tabla 5-20: Generación esperada de las centrales a gas natural - Caso GN	80
Tabla 5-21: Factor de planta esperado de las centrales a gas natural - Caso GN	81
Tabla 5-22: Consumo de gas natural esperado - Caso GN	81
Tabla 5-23: Costo total de operación anual actualizado del sistema - Caso GN	86
Tabla 5-24: Costo marginal anual del sistema - Caso GN II	87
Tabla 5-25: Generación esperada de las centrales a gas natural - Caso GN II	90
Tabla 5-26: Factor de planta esperado de las centrales a gas natural - Caso GN II.....	91
Tabla 5-27: Consumo de gas natural esperado - Caso GN II.....	91

Tabla 5-28: Costo total de operación anual del sistema - Caso GN II.....	94
Tabla 5-29: Costo marginal anual del sistema - Caso Base	96
Tabla 5-30: Costo marginal anual del sistema por escenario alternativo (Precio reducido del gas natural)	100
Tabla 8-1: Listado de barras modeladas en el software OSE2000.....	108
Tabla 8-2: Listado de líneas modeladas en el software OSE2000.....	113
Tabla 8-3: Listado de centrales instaladas y plan de obras de generación - Centrales Térmicas	121
Tabla 8-4: Listado de centrales instaladas y plan de obras de generación - Centrales Hidráulicas	126
Tabla 8-5: Listado de centrales instaladas y plan de obras de generación - Centrales Eólicas	127
Tabla 8-6: Costo marginal promedio mensual por barra - Caso Base	129
Tabla 8-7: Costo marginal promedio mensual por barra - Caso GN	132
Tabla 8-8: Costo marginal promedio mensual por barra- Caso GN II.....	135
Tabla 8-9: Costo marginal promedio mensual por barra – Caso Alternativo	138
Tabla 8-10: Costo marginal promedio mensual por barra – Caso Alternativo GN	142

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 3-1: Potencia neta instalada por tecnología en el SIC	19
Figura 3-2: Potencia neta instalada por tecnología en el SING	19
Figura 3-3: Potencia neta instalada por empresa en el SIC.....	20
Figura 3-4: Potencia neta instalada por empresa en el SING.....	21
Figura 3-5: Gasoductos ubicados en la zona norte y centro-sur de Chile	26
Figura 4-1: Ejemplo de curva de duración de carga	30
Figura 4-2: Funcionamiento de los embalses virtuales de centrales con contrato take or pay (Fuente: Chabar et al (2006))	42
Figura 4-3: Funciones de costo y valor del recurso almacenado	46
Figura 4-4: Niveles de almacenamiento del sistema por etapa	47
Figura 4-5: Función de costo futuro obtenida con las variables duales de las restricciones de balance.....	48
Figura 4-6: Función de costo futuro representada mediante una función lineal por tramos	48
Figura 5-1: Ejemplo de asignación de bloques horarios consecutivos en un mes	55
Figura 5-2: Sistema de transmisión troncal del SIC – Zona Norte	62
Figura 5-3: Sistema de transmisión troncal del SIC - Zona Región Metropolitana.....	63
Figura 5-4: Sistema de transmisión troncal del SIC - Zona Centro-Sur y Concepción	63
Figura 5-5: Sistema de transmisión troncal del SIC - Zona Sur	64
Figura 5-6: Red de transporte de gas natural modelada en el SIC	67
Figura 5-7: Costo marginal anual del sistema - Caso Base.....	69
Figura 5-8: Costo marginal promedio mensual en barras principales - Caso Base	71
Figura 5-9: Costo marginal promedio mensual en barras de interés - Caso Base.....	71
Figura 5-10: Consumo total promedio diario de gas natural en el año 2020 - Caso Base ...	75
Figura 5-11: Costo marginal anual del sistema - Caso GN.....	77
Figura 5-12: Costo marginal promedio mensual en barras principales - Caso GN	78
Figura 5-13: Costo marginal promedio mensual en barras de interés - Caso GN.....	79
Figura 5-14: Flujo por el gasoducto San Luis – San Bernardo en 2020 - Caso GN	83

Figura 5-15: Precio sombra del gas en el nodo San Bernardo en 2020 - Caso GN	84
Figura 5-16: Consumo total promedio diario de gas natural en el año 2020 - Caso GN	85
Figura 5-17: Costo marginal anual del sistema - Caso GN II	87
Figura 5-18: Costo marginal promedio mensual en barras principales - Caso GN II	88
Figura 5-19: Costo marginal promedio mensual en barras de interés - Caso GN II	89
Figura 5-20: Flujo por el gasoducto San Luis – San Bernardo en 2020 - Caso GN II	92
Figura 5-21: Consumo total promedio diario de gas natural en el año 2020 - Caso GN II ..	93
Figura 5-22: Costo marginal anual del sistema por escenario	95
Figura 5-23: Costo marginal promedio mensual por escenario – Alto Jahuel 220 kV	97
Figura 5-24: Consumo total promedio diario de gas natural en 2020 por escenario	98
Figura 5-25: Costo marginal anual del sistema por escenario alternativo (Precio reducido del gas natural)	99
Figura 5-26: Costo marginal promedio mensual por escenario alternativo - Alto Jahuel 220 kV	101
Figura 5-27: Consumo total promedio diario de gas natural en 2020 por escenario alternativo (Precio reducido del gas natural)	102

RESUMEN

Actualmente, el uso del gas natural en Chile como combustible para la generación eléctrica ha permitido diversificar la matriz energética nacional, al utilizarse en plantas térmicas (turbinas y unidades de ciclo combinado). Sin embargo, el desarrollo de las redes de gasoductos y las estructuras de los contratos de abastecimiento imponen restricciones de disponibilidad que no son consideradas al momento de determinar la operación económica del sistema eléctrico.

Es por esto que es importante estudiar en forma conjunta los mercados eléctricos y del gas natural, al momento de determinar la operación del sistema eléctrico en el corto y largo plazo, e incorporar una modelación adecuada para los contratos *take or pay* para determinar de forma correcta las tarifas y costos de operación.

Este trabajo presenta un modelo integrado de optimización basado en la metodología programación dinámica dual estocástica, en que se incluye simultáneamente la operación en el largo plazo de un sistema eléctrico hidrotérmico con embalses, junto con las restricciones de transporte y disponibilidad de uso del gas natural.

Mediante la aplicación de tres casos de estudio en el Sistema Interconectado Central de Chile, se concluye que es fundamental considerar las limitaciones que se producen en el despacho de centrales a gas natural, producto de la disponibilidad de combustible, ya que impactan directamente los costos de operación del sistema y los precios de la energía, al requerirse el uso de centrales cuyos costos variables son más altos.

Palabras Claves: generación hidrotérmica, red de gas natural, contratos *take-or-pay*, programación dinámica dual estocástica.

ABSTRACT

Currently, the use of natural gas in Chile as fuel for electricity generation in thermal plants (turbines and combined cycle units) has helped to diversify the national energy mix. However, the development of gas pipelines and the structure of fuel supply contracts impose availability constraints that are not considered when determining the economic operation of the electric power system.

For this reason, it is important to study simultaneously electric and natural gas markets, incorporating an adequate model for take-or-pay contracts, when determining the energy prices, the total operational costs, and the short- and long-term power system operation.

This research proposes an integrated optimization model based on a stochastic dual dynamic programming methodology that simultaneously includes the hydrothermal scheduling of a power system and the transportation and availability of natural gas.

Through the application of three case studies, this thesis concludes that it is essential to consider the limitations that occur in the gas fired plant's dispatch due to the fuel availability constraints, because they directly impact the total operational costs and energy prices, by requiring the use of plants whose variable costs are higher.

Keywords: hydrothermal power generation, natural gas network, take-or-pay contracts, stochastic dual dynamic programming.

1. INTRODUCCIÓN

El gas natural es un recurso que se caracteriza por tener una producción presente en un conjunto acotado pero amplio de puntos geográficos a nivel mundial, con restricciones de transporte y distribución. Esto provoca que no exista un único mercado como en el caso del petróleo, sino que hay varios mercados regionales y nacionales, con distintas estructuras de mercado y sin ajustes de precios comunes. Así, las importaciones y exportaciones son fundamentales para el abastecimiento de gas en el mundo.

El desarrollo de los procesos de licuefacción y regasificación para el gas natural ha facilitado el almacenamiento y transporte de este recurso. El transporte de gas usando este método presenta grandes economías de escala, resultando en un monopolio natural. Sin embargo, el hecho de que el transporte y distribución involucre grandes inversiones y costos elevados lleva a que los productores busquen asegurar ingresos estables mediante contratos de largo plazo con cláusulas especiales para los consumidores.

Un uso importante para este combustible ha surgido en el sector de generación de energía eléctrica. La necesidad de encontrar alternativas al carbón y al petróleo diesel, introduce al gas natural como un actor relevante en la matriz energética de muchos países. La forma en que se distribuye el gas natural y la posibilidad de acceder a él por parte de las empresas generadoras, junto con los contratos que se firman con los productores de gas, son condiciones relevantes al momento de operar un sistema eléctrico en que está presente este combustible.

No obstante, la modelación de la operación de ambos mercados habitualmente se realiza en forma separada, sin considerar los efectos que puedan tener restricciones de suministro de combustible en el corto y largo plazo sobre el despacho eléctrico, y sin incluir los costos de posibles usos alternativos del gas. Así, se hace necesario modelar la red de distribución de combustible, con sus respectivas ofertas y demandas, en conjunto con la operación de la generación y transmisión eléctrica, incluyendo los contratos de suministro pactados entre las partes para el corto y largo plazo.

1.1. El gas natural en el mundo

De acuerdo a estudios realizados por BP, en su repaso estadístico anual sobre energía de junio de 2014 (BP, 2014), las principales reservas de gas natural se encuentran en Irán, Rusia, Turkmenistán y Qatar, concentrando el 58% del total disponible en el mundo. Por otra parte, los mayores productores de gas natural son EE.UU., Irán, Rusia y Qatar, representando el 48% de la producción total mundial. Finalmente, los grandes consumidores de este producto son EE.UU, Rusia, Irán, China y Japón. Chile solo representa un 0.2% del consumo global de gas natural.

Dada su baja producción de gas natural, Japón es el mayor importador de este combustible a nivel global. Además, Qatar es el mayor exportador de gas natural licuado, mientras que Rusia vende gas al extranjero principalmente a través de gasoductos.

Los tres principales mercados regionales existentes, limitados geográficamente, corresponden a Norteamérica, Europa y Extremo Oriente (Siliverstovs et al, 2005). Esta segmentación se debe principalmente a la falta de infraestructura en gasoductos y al límite existente en la capacidad de transporte de gas natural licuado, que lleva a que cada mercado tenga su propia estructura de costos y condiciones de abastecimiento, además de distintos patrones de demanda y competencia.

En el primer mercado el principal exportador corresponde a Canadá y el mayor importador es EE.UU. Se caracteriza por ser un mercado maduro, liberalizado y con un gran número de actores. Además, la estructura de mercado es con contratos directos entre productores y consumidores finales. Existe competencia entre productores, un mercado spot (denominado Henry Hub) y es posible adquirir gas mediante contratos de corto plazo.

El mercado europeo se caracteriza por presentar un número reducido de actores en el mercado, con una actividad regulada pero en proceso de liberalización y con

presencia importante de contratos de largo plazo. Por otra parte, el mercado oriental tiene como objetivo principal el abastecimiento para generación eléctrica a través de GNL, mayoritariamente en Japón, donde existe una gran cantidad de terminales de regasificación.

La realidad en América Latina sobre el mercado del gas natural depende de cada país. Por ejemplo, en Brasil existe un modelo integrado para el mercado de gas natural, de modo que la empresa estatal Petrobras importa, regasifica y vende el gas. Esta compañía estableció distintos tipos de contratos para los consumidores, los que pueden ser de corto o largo plazo, flexibles o inflexibles. Las importaciones de Brasil provienen principalmente desde Bolivia, a través de gasoductos (10.7 billones de metros cúbicos en 2013).

En Argentina existe libertad al momento de establecer los precios, permitiendo la interacción entre oferta y demanda. Además, también recibe gas mediante tuberías desde Bolivia (5.2 billones de metros cúbicos en 2013) y en forma de gas licuado principalmente desde Trinidad y Tobago (3.6 billones de metros cúbicos en 2013).

1.2. Problemática que se abordará

La definición de la operación del mercado eléctrico en el largo plazo para sistemas hidrotérmicos se realiza determinando la razón óptima entre la generación térmica y la generación hidroeléctrica para cada etapa de la planificación, siempre teniendo en cuenta las limitaciones en el almacenamiento de agua en los embalses y los caudales por las centrales de pasada.

Sin embargo, habitualmente no se consideran posibles restricciones futuras de abastecimiento de combustibles para las centrales térmicas, tanto en producción como en transporte del producto. En el caso de combustibles como el carbón o el petróleo, puede considerarse que su disponibilidad será suficiente para lo que necesitan las centrales, dado que se trata de mercados estables y maduros.

Por el contrario, el rápido crecimiento del mercado del gas natural y las estructuras de contratos de abastecimiento pueden llevar a una situación en que la demanda sobrepase con creces la oferta, generando restricciones de disponibilidad que no son consideradas actualmente en el despacho hidrotérmico y que pueden incidir en los costos de operación del sistema, ya que puede utilizarse el agua de los embalses en determinadas etapas de un modo que no necesariamente es óptimo. Es por esto que es necesario modelar en forma conjunta el mercado del gas natural con el parque generador del sistema eléctrico, para así obtener una representación más realista y óptima de la operación de ambos sistemas.

Los contratos de compra de gas natural toman diversas formas, siendo los contratos *take or pay* los más utilizados en Chile. Un contrato *take or pay* consiste en el pago por una cantidad de gas mínima del total contratado que debe cancelar el comprador, independiente de si el gas es consumido o no. Estas condiciones son típicamente mensuales o anuales, y en algunos casos permiten que el gas se pueda almacenar virtualmente en forma de crédito, en lo que se conoce como una cláusula *make up*.

Un problema relevante que surge con esta situación se relaciona con la representación de los contratos *take or pay* al momento de determinar el despacho hidrotérmico de corto y largo plazo para el sistema eléctrico. En presencia de centrales hidráulicas, la generación térmica presenta una gran variabilidad, y dependerá del nivel de agua almacenado de los embalses y de los afluentes pluviales y de deshielo en el año en consideración. Así, una central que utiliza gas natural con contratos *take or pay* puede necesitar combustible para generar a máxima capacidad o media capacidad, o incluso puede no ser despachada en ciertos meses del año, lo que se contradice con la definición de los contratos *take or pay*, y se verán en la obligación de vender el gas a un menor precio en caso de no disponer de centros de almacenamiento para el gas no utilizado.

Sin embargo, no se ha propuesto hasta ahora un modelo conjunto del gas natural con el despacho eléctrico hidrotérmico que presente restricciones de disponibilidad y transporte de gas, y que al mismo tiempo incorpore una modelación adecuada para los contratos *take or pay* y para las pérdidas debidas a la transmisión del combustible. De hecho, el Centro Económico de Despacho de Carga, operador del sistema eléctrico chileno, actualmente representa a las centrales con contratos *take or pay* considerando que tienen combustible ilimitado y un costo variable que puede ser nulo, sin poder identificar el costo alternativo que tiene el gas natural.

Es por esto que es importante estudiar en forma conjunta los mercados eléctricos y del gas natural, al momento de determinar la operación del sistema eléctrico en el corto y largo plazo, e incorporar una modelación adecuada para los contratos *take or pay* para determinar de forma correcta las tarifas y costos de operación, y así tratar de cumplir con el principio de competencia perfecta en el mercado eléctrico.

1.3. Objetivos de la tesis

El objetivo de esta investigación es incluir un modelo del mercado de gas natural, considerando las restricciones de disponibilidad y transporte de este combustible, en el modelo de despacho hidrotérmico actualmente utilizado en el sistema eléctrico chileno. Además, se busca incorporar una modelación para los contratos *take or pay* que permita determinar el valor futuro del gas natural, de forma similar a como se realiza con el agua e incluir posibles usos alternativos del gas que no sea utilizado por parte de las centrales.

Así, se pretende evaluar el impacto en los costos marginales en cada barra del sistema eléctrico, en los costos de operación totales del sistema asociados a centrales térmicas y los efectos en el despacho de las centrales térmicas que usen gas natural, para comparar estos resultados con los de la modelación utilizada actualmente.

El trabajo se estructura de la siguiente manera. En el capítulo 2 se revisa el estado del arte sobre la modelación y resolución del problema de despacho hidrotérmico

coordinado de largo plazo. Además, se revisan modelos para la representación de la red de gas natural y contratos *take or pay*. En el capítulo 3 se realiza una revisión del mercado eléctrico chileno y de su relación con el mercado de gas natural. Se muestran el funcionamiento y las condiciones actuales de la matriz energética del sistema eléctrico, y como se relacionan los terminales de gas natural con las centrales térmicas del parque generador.

En el capítulo 4 se presenta un modelo conjunto para la planificación del despacho hidrotérmico de largo plazo del sistema eléctrico con restricciones en la disponibilidad y transporte de gas, y con una modelación especial para los contratos *take or pay* de centrales térmicas. En el capítulo 5 se muestra una aplicación del modelo en el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) incorporándolo en el software OSE2000, y en el capítulo 6 se recogen las conclusiones del trabajo realizado.

2. ESTADO DEL ARTE

El estado del arte de la problemática a resolver consta de tres temas, los que se explicarán en este capítulo. El primero de ellos está relacionado con la metodología utilizada para plantear y resolver el problema de despacho económico de carga para sistemas hidrotérmicos. Por otro lado, el segundo tema está asociado con la modelación de la transmisión de gas natural, considerando redes de abastecimiento y limitaciones físicas de las líneas. Finalmente, el último tema tiene relación con la forma en que se representan los contratos *take or pay* de centrales generadoras que usan gas natural.

2.1. Despacho hidrotérmico coordinado de largo plazo

En un sistema eléctrico de potencia basado únicamente en centrales térmicas, la operación de largo plazo es independiente entre las distintas etapas temporales¹. Es decir, en cada período se determina la generación de las centrales que alcanzan a satisfacer la demanda requerida, de modo que se minimice el costo total de operación del sistema, el que está dado por el costo de combustible de las plantas y una eventual penalización o costo de falla por racionamiento.

Sin embargo, en sistemas que incluyen generación térmica e hidroeléctrica existe un acoplamiento temporal entre etapas consecutivas, de modo que las decisiones en cada período influyen en los costos de operación futuros. Esto ocurre ya que es posible almacenar una cantidad limitada de agua en embalses, la que puede ser liberada para su uso en centrales hidroeléctricas cuando sea requerida. Además, debido a que los afluentes hídricos futuros son aleatorios, la programación de la operación de un sistema hidrotérmico debe incorporar la componente estocástica asociada a dichos afluentes.

La importancia de realizar un despacho económico de carga coordinado entre centrales térmicas e hidroeléctricas queda en evidencia en el siguiente ejemplo: si la

¹ En la operación de corto plazo se deben considerar los tiempos y costos de arranque de las centrales por lo que sí existe dependencia temporal entre etapas en la determinación de la operación.

energía almacenada en los embalses se usa hoy y posteriormente se presenta una época de sequía, será necesario utilizar energía de centrales térmicas ineficientes o caras (diesel), o incluso puede haber racionamiento, aumentando el costo de operación del sistema. Por el contrario, si el agua se almacena indefinidamente y posteriormente se presenta una época de lluvias, los embalses pueden superar sus cotas máximas, produciéndose vertimientos y pérdida de energía.

2.1.1 Modelación del problema de despacho hidrotérmico coordinado

Una de las formulaciones presentadas para el problema de la planificación del despacho hidrotérmico utiliza programación dinámica estocástica (Pereira y Pinto, 1985), representando el sistema eléctrico como una red de flujos con limitaciones en la potencia transferida por las líneas. En esa red la oferta corresponde a la suma de la generación térmica e hidráulica disponible en cada nodo, y el balance de potencia en dichos nodos permite cumplir la ley de corrientes de Kirchhoff. Además, la función objetivo a minimizar es la suma de los costos de operación del sistema en el período completo de planificación.

En un sistema hidrotérmico debe equilibrarse el beneficio obtenido por el uso inmediato del agua embalsada con el beneficio que traerá en etapas posteriores el almacenamiento de recursos hídricos. Para esto se define una función de costos de operación del sistema que puede separarse en dos partes. La primera de ellas es una función de costos inmediatos, determinada por la operación en el presente de las centrales térmicas, y que aumenta en la medida que decrece la cantidad de energía almacenada en los embalses. La segunda parte es una función de costos futuros, que considera la generación térmica y el desabastecimiento futuros, y que disminuye a medida que aumenta el volumen almacenado de agua para las siguientes etapas de operación.

La función de costos futuros tiene un carácter estocástico ya que debe considerarse la incertidumbre hidrológica asociada a los afluentes del sistema que varían geográfica y

temporalmente. Además, es necesario simular la operación del sistema en el tiempo para distintos niveles de almacenamiento inicial de los embalses, lo que finalmente lleva a que el cálculo de la función de costos futuros sea realizado en base a probabilidades, usando un gran número de escenarios de simulación.

No obstante, la modelación anterior deja de lado algunas limitaciones físicas del sistema de transmisión eléctrica. Si no se representan adecuadamente las líneas de transmisión pueden vulnerarse criterios de operación reales sobre los flujos de potencia, asignándoles valores no factibles. Así, la solución obtenida con el modelo puede ser correcta, pero no aplicable en la realidad.

Para considerar estas condiciones, se incluyeron restricciones asociadas a la ley de voltajes de Kirchhoff (Gorenstin et al, 1992), que relacionan linealmente el desfase angular de los voltajes en corriente alterna en los nodos o barras del sistema con los flujos de potencia activa por las líneas. Estas restricciones surgen dado que en un sistema de transmisión de alto voltaje, el problema de flujos de potencia puede descomponerse en la parte activa y reactiva, y así se modela la red solo en términos de potencia activa. Asumiendo que las variaciones en la tensión de las barras son pequeñas, tanto en magnitud como en fase, puede obtenerse una ecuación lineal que relaciona la diferencia de ángulos de voltaje entre dos barras y el flujo de potencia por la línea que une dichos nodos.

2.1.2 Resolución mediante programación dinámica dual estocástica

Junto con el planteamiento del modelo de planificación de la operación de un sistema hidrotérmico multiembalse, se propuso una metodología que permite resolver el problema reduciendo los recursos computacionales requeridos para este efecto (Pereira y Pinto, 1985; Pereira y Pinto, 1991). El cálculo de la función de costos futuros implica simular la operación del sistema en etapas futuras para diferentes valores iniciales del almacenamiento de los embalses y determinar los costos de operación en cada caso.

Dado que en la práctica es imposible simular todos los valores para las cotas de los embalses, estos niveles se discretizan. Teniendo esto en cuenta, se resuelve el problema de la operación del sistema para la última etapa, tomando un valor para el almacenamiento inicial de cada embalse y asumiendo que el valor de la función de costo futuro es cero para etapas posteriores. Como debe incorporarse la componente estocástica asociada a los afluentes del sistema, se realiza este cálculo para diferentes escenarios hidrológicos. Finalmente, se toma la media de estos valores para obtener el costo de operación esperado para un nivel determinado de las cotas de los embalses. Para obtener la función de costos futuros para cualquier nivel de almacenamiento inicial en esa etapa, deben interpolarse los datos. Luego, el proceso se repite para la penúltima etapa y anteriores hasta llegar a la etapa inicial, pero minimizando el costo inmediato más el costo futuro esperado.

La solución recién descrita, basada en un esquema de programación dinámica estocástica, produce un aumento exponencial en el requerimiento computacional a medida que crece el número de embalses del sistema, lo que se denomina “maldición de la dimensión” (Pereira y Pinto, 1991).

Para evitar este inconveniente, Pereira y Pinto propusieron la metodología denominada programación dinámica dual estocástica para resolver el problema. Esta metodología se basa en el hecho de que la función de costos futuros puede representarse como una función lineal por tramos y la pendiente de la recta asociada a cada tramo puede ser obtenida al resolver el problema de despacho de una etapa, para cada escenario hidrológico.

En la formulación del problema de despacho para una etapa, los autores indican que la variable dual de la restricción de balance hídrico, llamada “valor del agua”, corresponde a la derivada de la función de costo de operación del sistema, con respecto al volumen final almacenado en los embalses. Al mismo tiempo, dicho valor representa la pendiente de un tramo de la función de costo futuro para la etapa inmediatamente

posterior. De este modo, se calcula la variable dual o multiplicador de Lagrange para distintos estados iniciales del sistema y se construye la función.

El hecho de que la función de costos futuros sea representada como una función lineal por tramos permite trabajar únicamente con restricciones lineales, donde por cada tramo se agrega una restricción al problema, y no es necesario interpolar los valores como en el caso de la programación dinámica tradicional que fue mencionado anteriormente. No obstante, la recursión para obtener la función de costos futuros en ambos casos requiere resolver el problema para los distintos valores iniciales de almacenamiento y para cada escenario hidrológico, desde la última etapa hasta la primera etapa.

La construcción de la función de costos futuros mediante funciones lineales por tramos es una aproximación, que se caracteriza por ser una cota inferior para la función exacta, y por ende se obtiene una cota inferior para solución óptima del problema completo al realizar esta recursión.

Posteriormente, teniendo la función de costos futuros se resuelve el problema de despacho hidrotérmico desde la primera etapa hasta la última etapa, definiendo en cada una de ellas diferentes escenarios de simulación. Se define un valor para el almacenamiento inicial de los embalses al comienzo de la primera etapa y se determina el costo total de operación del sistema en el período de estudio completo. Se calcula la cota superior de la solución óptima del problema completo obteniendo la media de los costos de operación determinados para los distintos escenarios simulados.

Así, se llega a la solución óptima del problema usando un criterio de convergencia previamente definido, aplicado sobre la solución primal o sobre la solución dual. Un ejemplo de esto es cuando la cota inferior se encuentra dentro de un intervalo de confianza de la cota superior, el que debe ser definido previamente por el operador del sistema.

2.2. Modelación de la operación para el gas natural

Dada la relevancia del gas natural en la matriz energética de muchos países, por su menor costo en comparación al diesel y por su menor impacto medioambiental en comparación con otros combustibles fósiles, se han presentado modelos para el mercado del gas natural visto desde distintas perspectivas.

Se ha planteado un modelo en que se determina el equilibrio del mercado para el caso del sistema de gas natural europeo (Egging et al, 2008). En él se incluyen los distintos actores que componen el mercado, como productores, comercializadores, operadores de gasoductos y de centros de almacenamiento, centros de licuefacción y plantas regasificadoras, además de modelar tres tipos de demanda (residencial, industrial y generadoras eléctricas), dependiendo del uso que se le da al gas natural en cada caso.

Para cada actor del mercado se resuelve un problema de optimización donde se maximiza la función de beneficio individual, sujeto a restricciones operacionales propias de cada agente. También se incorporan condiciones de despeje del mercado, que junto con las condiciones de optimalidad Karush-Kuhn-Tucker (KKT) asociadas a cada problema permiten ligar la operación de cada participante en un sistema conjunto, para cada etapa temporal. Cada actor es tomador de precio en los mercados en que participa (producción, transporte, licuefacción y regasificación, almacenamiento y venta final), salvo para el caso de los comercializadores, que se encargan de transferir el producto entre distintos países y que pueden ejercer poder de mercado y comportarse estratégicamente en varios países.

También se han propuesto modelos de flujo en redes para representar el transporte de gas natural (De Wolf y Smeers, 2000). Para esto se propone un problema de minimización del costo de abastecimiento para una empresa distribuidora de gas, satisfaciendo la demanda en diferentes nodos de la red e incluyendo condiciones sobre la presión del gas en los extremos de las tuberías.

La inclusión de restricciones que relacionan de forma cuadrática los flujos en las tuberías con la presión en los nodos extremos de ellas sin determinar previamente el sentido del flujo, junto con las cotas inferiores y superiores para la presión, hacen que el problema sea no convexo. Para lograr que el conjunto de soluciones factibles sea convexo se resuelven sucesivamente dos problemas, donde el primero entrega un punto inicial adecuado para encontrar la solución del segundo. El primer problema relaja las restricciones de sobre la presión en los nodos, y el segundo las vuelve a incorporar.

Buscando acercar la operación de la transmisión del gas natural con la generación de energía eléctrica, se desarrolló un modelo para determinar la cantidad máxima de potencia que puede producir cada ciclo combinado en un sistema basado en este combustible (Munoz et al, 2003).

Para esto se modela una red de gas natural incluyendo los efectos de compresores que permiten flujos en dirección contraria al gradiente de presión, pero sin incorporar nodos de almacenamiento de gas. Al igual que en el caso anterior, se produce un problema no convexo, por lo que para resolverlo los autores determinan previamente el sentido de los flujos en las líneas pasivas (donde el flujo se produce desde un nodo de alta presión a uno de baja presión) y luego resuelven el problema completo teniendo una solución inicial.

La función a maximizar corresponde a la suma de la energía generada por las centrales térmicas que usan gas natural. Para cada planta la energía generada está definida por una función cúbica del combustible disponible, determinada a partir de la eficiencia de cada ciclo combinado en operación.

Por otra parte, buscando representar el caso brasileño se planteó un modelo que incorpora el mercado del gas natural al despacho hidrotérmico de largo plazo del sistema eléctrico (Bezerra et al, 2010). En este planteamiento se incluyen restricciones al problema de despacho hidrotérmico para cada etapa de simulación, representando la

oferta y demanda en una red de transferencia de gas natural en los gasoductos disponibles, con pérdidas lineales en las tuberías.

En este caso los autores comprobaron que, dados distintos escenarios hidrológicos, la probabilidad de falla en el despacho de centrales a gas natural debido a limitaciones en el abastecimiento de combustible es relevante. Esto se debe a que un modelo de planificación del despacho hidrotérmico sin modelar la red de gas natural asume disponibilidad infinita de gas natural al momento de calcular el valor del agua. Así, los embalses hídricos del sistema pueden utilizarse de forma inapropiada y el costo de operación del sistema puede no ser el mínimo, al tener que recurrir a centrales que usan diesel u otros derivados del petróleo para reemplazar a las de gas natural.

Para resolver este inconveniente, se incorpora una red paralela de transmisión de gas natural al modelo del parque generador con restricciones de flujo en las tuberías y de oferta de gas natural en los nodos, para cada etapa de simulación. Se relaciona la generación térmica con la disponibilidad de combustible al momento de calcular la solución óptima, estableciendo que la demanda de gas en los nodos en que se encuentran las centrales depende de la energía a generar y del rendimiento térmico de la planta. Además, la restricción de conservación del flujo de gas en las tuberías incorpora pérdidas lineales dependiendo de la cantidad de gas transferida en el gasoducto correspondiente.

2.3. Modelación de los contratos *take or pay* de centrales a gas natural

Los contratos *take or pay* son fundamentales al momento de modelar el mercado de gas natural en países en que la producción es muy baja en comparación a la demanda del producto, como ocurre en el caso brasileño. Se propuso una metodología para representar este tipo de contratos con el fin de maximizar el beneficio de las centrales que obtienen su combustible bajo esta modalidad (Chabar et al, 2006).

Los autores presentan un modelo de apoyo a la decisión de las centrales que operan a gas natural en relación a la gestión de sus contratos de abastecimiento de combustible y a la planificación de sus mantenimientos en el mediano plazo, y teniendo en cuenta la incertidumbre asociada a los precios producto de la estocasticidad hidrológica. Debido a esto, se utiliza una estructura de programación dinámica estocástica similar a la usada para planificar el despacho hidrotérmico.

Se incluyen restricciones que permiten representar los contratos *take or pay* y sus respectivas cláusulas *make up* (que permiten traspasar cantidades fijas de gas que deben ser consumidas en una etapa a una etapa posterior). Esta representación usa dos embalses virtuales de gas conectados entre sí, que reciben periódicamente “afluentes” previamente definidos, correspondientes a las cantidades contratadas mensual y anualmente de combustible. Así, la central puede definir qué cantidad y en qué etapa usará el gas natural.

Se busca maximizar el beneficio neto de la central a gas natural, el cual tiene una componente inmediata y una componente futura. El beneficio futuro depende de la cantidad de energía que la central pueda generar en cada etapa, del precio *spot* al cual venderá esa energía y del precio del gas que adquiere en cada período. La energía generada según este modelo está limitada a las cantidades de gas que se liberen de los embalses virtuales, representando de este modo la disponibilidad de combustible establecida en los contratos.

La componente estocástica asociada a este modelo se representa en los precios *spot* que enfrenta la central, y las variables duales de la restricción del contrato *take or pay* mensual corresponden al costo de oportunidad de almacenamiento del gas natural para su uso en una etapa posterior.

Para sistemas basados únicamente en centrales térmicas, se pueden representar los contratos *take or pay* sin cláusulas *make up* simplemente exigiendo en una restricción que el consumo de gas por etapa sea igual a la cantidad contratada (De la

Cruz-Soto y Gutierrez-Alcaraz, 2009). Esto se debe a la independencia entre las etapas al momento de determinar el costo de operación óptimo.

3. EL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

3.1. Contexto del sector eléctrico en Chile

Hasta comienzos de la década de 1980, el sistema eléctrico chileno estaba integrado verticalmente, de modo que una empresa estatal era la encargada de generar, transmitir y distribuir la electricidad para consumidores finales, a lo largo de todo el territorio nacional. Chile fue uno de los primeros países en el mundo en que se liberalizó el mercado eléctrico, buscando establecer condiciones de eficiencia en la operación y desarrollo del sistema, y asignándole al Estado un rol subsidiario y de regulación (Bernstein, 1988). Lo anterior se llevó a cabo a partir de la entrada en vigencia del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, del Ministerio de Minería.

El Ministerio de Energía es la institución estatal encargada de proponer y coordinar la ejecución de los distintos planes y políticas del país relacionadas con energía, entre las que se encuentra el sector eléctrico. Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público dependiente del Ministerio de Energía y creado por Decreto de Ley N°2.224 de 1978. Su función principal es fijar y analizar normas técnicas, precios y tarifas que rigen a todos los actores del sector energía, tanto de producción, transmisión y distribución, con el fin de entregar un servicio de calidad compatible con la operación más económica.

En la actualidad el Decreto con Fuerza de Ley N°4 (DFL4) o Ley General de Servicios Eléctricos, inicialmente publicado en 2007 y con actualizaciones hasta octubre de 2013, rige el mercado eléctrico. En esta ley se reconocen tres segmentos dentro del sector eléctrico, que son generación, transmisión y distribución. La generación debe caracterizarse por ser un mercado competitivo de libre entrada, mientras que la transmisión y distribución son monopolios regulados, dadas las economías de escala que se presentan en esos casos.

En el DFL4 se diferencia a los consumidores según el nivel de potencia que tengan conectada. Se dice que los consumidores cuya carga conectada es mayor a 2 MW son clientes libres, y deben contratar su suministro negociando directamente con los generadores o distribuidoras. Por otro lado, los clientes regulados son aquellos que tienen una potencia conectada menor a 500 kW son abastecidos por distribuidoras y las tarifas que deben pagar están sujetas a los valores determinados por la CNE. Finalmente, los clientes con potencia conectada mayor a 500 kW y menor a 2 MW pueden elegir entre las dos opciones anteriores.

El sistema eléctrico chileno está dividido en cuatro subsistemas principales independientes entre sí, que permiten abastecer a todo el territorio nacional. Estos son el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el sistema de Aysén y el sistema de Magallanes. Los dos primeros son los más relevantes, ya que en conjunto tienen el 99% de la capacidad instalada del país.

El SING abarca las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, y aproximadamente el 90% de los consumos en este sistema corresponden a clientes mineros, industriales, que por el alto nivel de potencia que tienen conectada son clasificados como clientes libres. Además, la tecnología principal de generación utilizada en este sistema es térmica.

Por otra parte, el SIC abarca desde Taltal hasta la Isla Grande de Chiloé, abasteciendo a más del 90% de la población del país. A diferencia del SING, el 60% de la demanda corresponde a consumos regulados, y además presenta una participación relevante de generación hidroeléctrica, con un 41% de la capacidad instalada del sistema en 2015.

En los siguientes gráficos se presenta la participación de cada tecnología de generación en ambos sistemas a Febrero de 2015, en términos de la potencia instalada. Se observa la predominancia de la producción basada en combustibles fósiles en el SING, y el gran nivel de generación hidroeléctrica en el SIC.

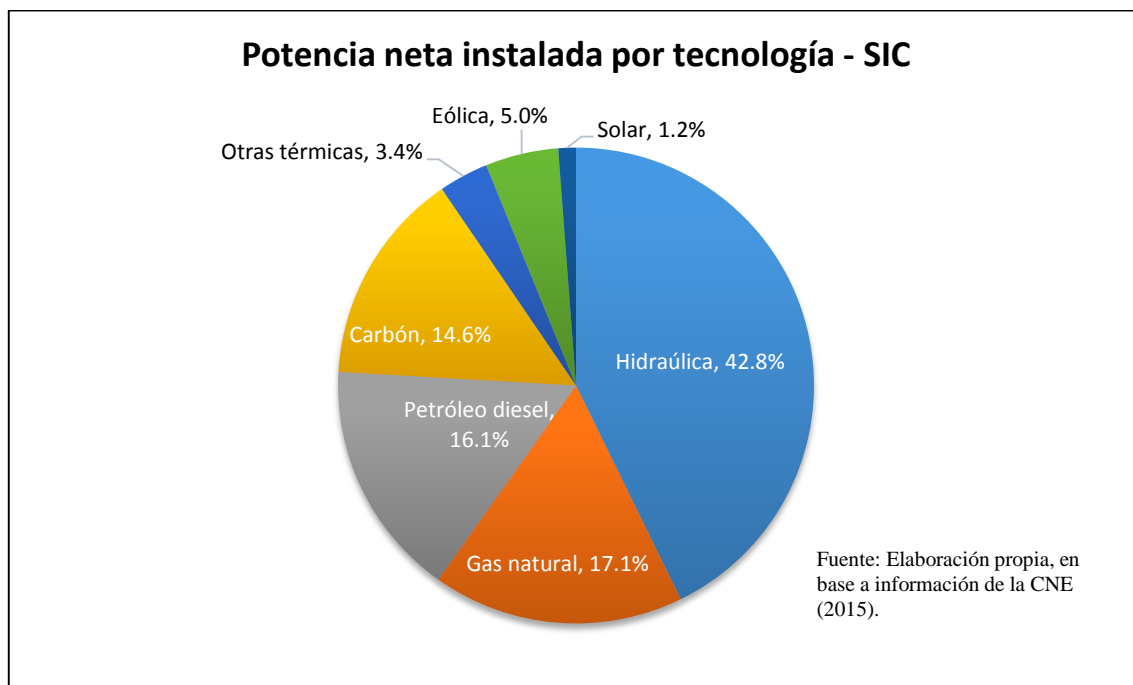


Figura 3-1: Potencia neta instalada por tecnología en el SIC

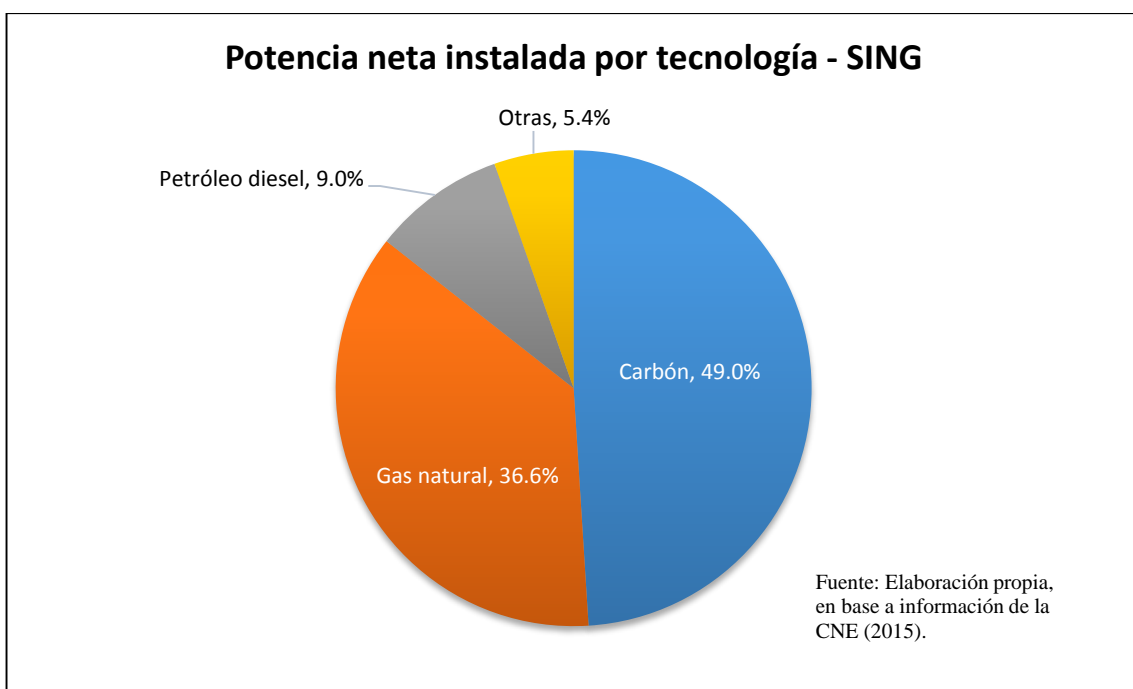


Figura 3-2: Potencia neta instalada por tecnología en el SING

A nivel de empresas, la distribución en el SING es reducida, de modo que tres empresas (E-CL, AES Gener y Endesa) poseen más del 90% de la capacidad instalada del sistema. Por otra parte, el parque generador en el SIC está compuesto por varias empresas, pese a lo cual la capacidad instalada se reparte principalmente entre tres compañías (Endesa, Colbún y AES Gener) y sus respectivas filiales. En las siguientes figuras se muestra la distribución general de la capacidad instalada en el SING y en el SIC considerando todas las tecnologías, a Febrero de 2015.

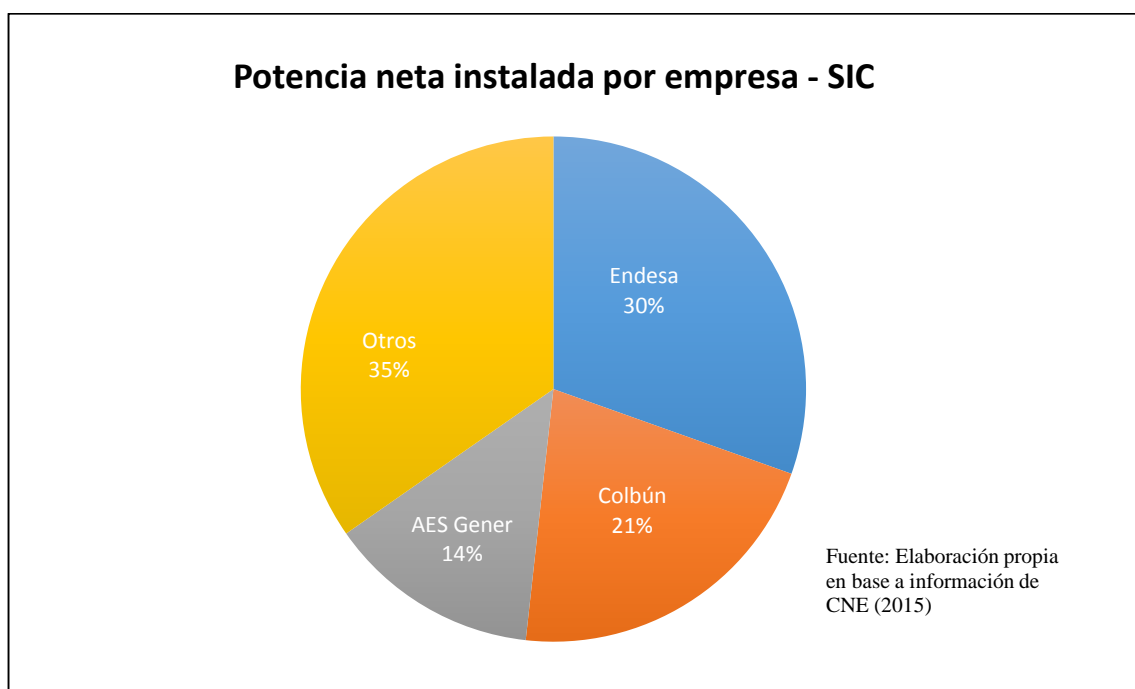


Figura 3-3: Potencia neta instalada por empresa en el SIC

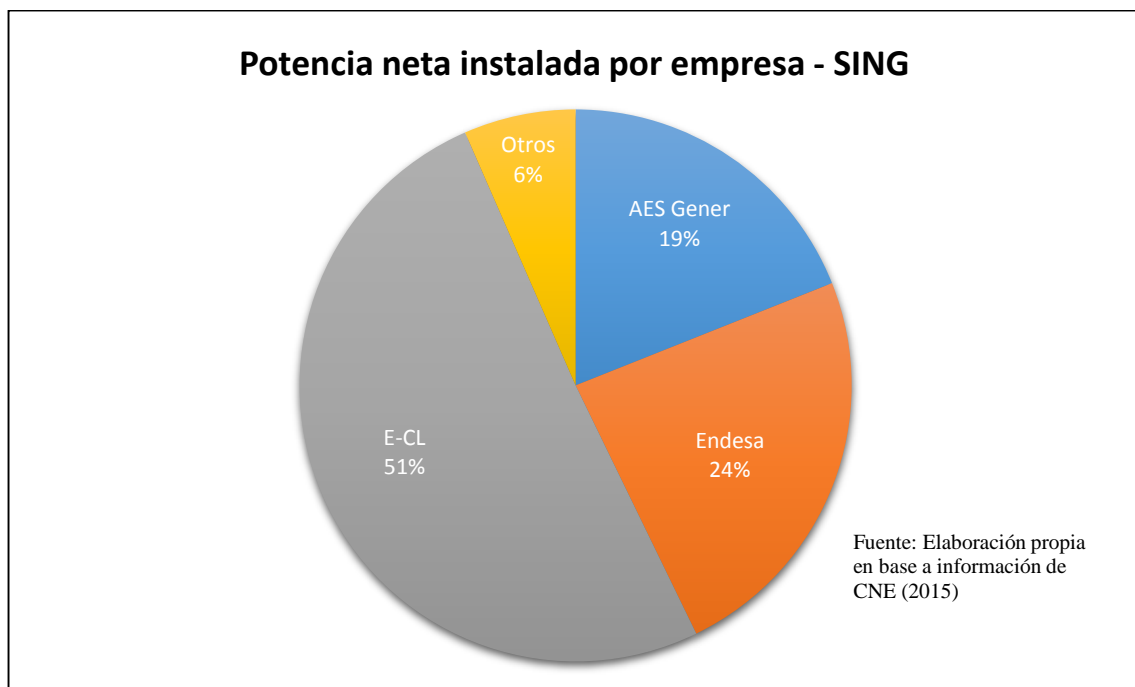


Figura 3-4: Potencia neta instalada por empresa en el SING

En el DFL4 se establece que el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es el operador central del sistema y está compuesto por un directorio que representa las empresas generadoras, de transmisión y por un representante de los clientes libres. Una de las funciones que debe cumplir el CDEC, de acuerdo con esta ley, es “garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico”.

En ambos sistemas el parque generador opera de forma centralizada por orden de mérito de los costos variables de sus participantes, de modo que el CDEC correspondiente construye la curva de oferta del mercado usando la información proporcionada por cada generador, y la interseca con la curva de demanda de corto plazo, que es constante o perfectamente inelástica.

Así, cada CDEC define la operación de corto plazo considerando las restricciones del sistema (pérdidas, límites de transmisión, partidas de centrales, entre

otras), buscando minimizar el costo total de operación del sistema. Además, determina los precios de la energía en términos de costos marginales en cada barra, el que corresponde al costo variable de la última central despachada teniendo en cuenta las pérdidas por transmisión y posibles costos de falla. Cabe destacar que la eficiencia económica del mercado en el corto plazo requiere que las generadoras sean tomadoras de precio y entreguen la información real de sus costos, sin que se vea alterada por estrategias comerciales de cada empresa.

Otra de las funciones destacadas del CDEC es la planificación de la operación en el mediano y largo plazo. En el caso del SIC, se debe tener en cuenta la regulación de los embalses y el valor del agua almacenada en ellos a lo largo del tiempo. Esto se realiza mediante la coordinación del despacho hidrotérmico en función de los posibles escenarios hidrológicos que puedan presentarse a futuro, y permite obtener una operación económica del sistema.

Con respecto a las transacciones de energía, cada generador puede vender energía de dos formas: mediante contratos de largo plazo a clientes finales o distribuidores, o en el mercado de generadores. Cuando un generador produce más energía de la que tiene contratada, puede vender a aquellos que generan menos energía que sus compromisos pactados. Este mercado de venta entre generadores se denomina mercado *spot* y el CDEC es el encargado de supervisar las transacciones, a nivel físico y financiero. Cabe destacar que los clientes finales y las distribuidoras solo pueden obtener suministro eléctrico a través de los contratos con los generadores, por lo que no pueden acceder al mercado *spot*.

La venta de energía en el mercado *spot* se realiza al costo marginal del sistema, buscando promover un ambiente de competencia entre los generadores, al enfrentar el costo económico real de la energía. Sin embargo, las transacciones tarifadas a precio marginal no permiten que las empresas tengan equilibrio financiero, ya que no alcanzan a cubrir los costos de operación y los costos de instalación. Se ha demostrado que si se le

otorga a cada generador un pago proporcional a la potencia firme de la central, entonces si se logra cubrir los costos de operación más los costos de capital, siempre que el parque opere de forma óptima permanentemente (Boiteux, 1949). La potencia firme corresponde a la máxima potencia que una central puede aportar al sistema, considerando su indisponibilidad, durante las horas de punta.

3.2. Contexto del mercado de gas natural en Chile

Durante la década de 1990, Chile y Argentina suscribieron acuerdos que permitieron la importación de gas natural argentino, buscando incentivar la competencia en el sector y disminuir en cierta medida la dependencia de la generación hidroeléctrica. Con este fin se construyeron centrales de gran capacidad que pudieran utilizar este combustible, asumiendo que ésta sería la tecnología de expansión del sistema. Sin embargo, privilegiando el consumo interno por temas políticos, a partir de 2004 comenzaron a disminuir las transferencias desde Argentina.

Desde 2009, el abastecimiento de gas natural hacia Chile se realiza principalmente en forma de gas natural licuado (GNL) a través de barcos, desplazando las importaciones desde Argentina. En 2013, se importaron en total 4.1 billones de metros cúbicos de gas, los que provienen desde Trinidad y Tobago, Qatar y Yemen (BP, 2014).

Actualmente en el mercado chileno operan dos terminales de regasificación, uno en Mejillones (Región de Antofagasta, en la zona norte del país) y el otro en Quintero (Región de Valparaíso, en la zona central del país). Los principales consumidores de gas natural en Chile corresponden al sector industrial, incluyendo a las generadoras eléctricas.

La empresa GNL Mejillones es la operadora del terminal de regasificación y comercializa el gas natural regasificado. Esta compañía es propiedad de Codelco (37%)

y GDF Suez (63%), quienes desarrollaron este proyecto en conjunto para asegurar el suministro a centrales de gas natural del SING.

El modelo de negocios actual de GNL Mejillones involucra la venta de gas natural a empresas de generación como E-CL y Edelnor, a la distribuidora residencial e industrial Distrinor, y a las mineras Codelco, El Abra, Collahuasi y Escondida. Estas últimas compran el gas a un precio elevado mediante contratos *take or pay* altamente inflexibles. Luego, venden el gas natural a las empresas generadoras ElectroAndina y GasAtacama (propiedad de Endesa) mediante contratos de maquila, lo que les permite asegurar el suministro eléctrico para sus operaciones.

La empresa GNL Quintero es la operadora del terminal de regasificación ubicado en la zona central del país, mientras que la empresa GNL Chile ejerce la función de comercializadora con los clientes Endesa, ENAP y Metrogas, que a la vez son propietarios de esta compañía. Aun cuando se emplean contratos *take or pay*, pueden intercambiarse los excedentes entre estas empresas.

El gas natural comprado por ENAP y Metrogas posteriormente es utilizado para abastecer a diversas industrias y al sector residencial. Además, estas empresas pueden acceder al 100% de la capacidad de carga de camiones del terminal GNL Quintero, mediante contratos *take or pay* altamente inflexibles.

En el SIC, Endesa es la única empresa generadora que actualmente tiene contratos de largo plazo para usar el gas natural regasificado y lo utiliza para operar sus centrales Quintero y San Isidro I (en forma parcial) y San Isidro II a plena carga cuando es requerida. Por otro lado, la central Taltal, ubicada en el extremo norte del SIC, puede acceder a excedentes de gas natural del terminal de Mejillones.

El resto de la capacidad instalada que podría operar actualmente con gas natural presenta suministro interrumpible de gas. AES Gener y Colbún pueden acceder al producto comprando en el mercado *spot* los excedentes de Metrogas y ENAP

respectivamente, aunque a precios más altos que Endesa. Así, las centrales Nueva Renca (379 MW, propiedad de Gener) y Nehuenco II (398 MW, propiedad de Colbún) disponen de gas natural para operar de forma parcial, aunque en verano, en que los excedentes del sector residencial e industrial son mayores, pueden acceder a suministro para operar a plena carga.

A fines de marzo de 2015 entró en operación la primera ampliación del terminal GNL Quintero, aumentando en un 50% la capacidad de regasificación (de 10 a 15 millones de metros cúbicos por día) y permitiendo a otras empresas poder acceder a alguna parte de los excedentes que surjan por este motivo. Además, la participación del Gobierno de Chile a través de ENAP permitiría a dichas empresas acceder de forma directa a la capacidad extra del terminal.

Las transferencias entre el terminal de Quintero y los consumos ubicados en la Región del Bío Bío (zona sur de Chile) se realizan por vía terrestre, en forma de GNL transportado en camiones cisternas, ya que no existe un gasoducto que permita llevar el hidrocarburo de forma directa por tuberías. Para regasificar el combustible, se instaló una planta regasificadora en la zona de Pemuco, a 44 kilómetros al sur de Chillán, para así abastecer a la refinería de ENAP Bío Bío y al resto de los consumos industriales y residenciales.

Por último, en la siguiente figura se muestran los principales gasoductos de Chile, en que se observan dos redes de transporte: una ubicada en la zona centro-sur del país y otra en la zona norte, ambas con conexiones hacia Argentina. Cabe destacar que las centrales más grandes que pueden operar con gas natural en el SIC (San Isidro, Nehuenco, Nueva Renca, Quintero y Candelaria) acceden al suministro mediante los gasoductos de Electrogas, del área Quintero-Santiago.



Figura 3-5: Gasoductos ubicados en la zona norte y centro-sur de Chile

4. MODELO INTEGRADO DE OPTIMIZACIÓN

El modelo integrado de optimización del mercado de gas natural con el despacho hidrotérmico de largo plazo propuesto en esta tesis se detalla en este capítulo. Se presenta la notación utilizada, las restricciones del problema y la función objetivo del modelo.

4.1. Modelación básica

Tanto la red de transmisión eléctrica como la red de transporte de gas natural se modelan como un grafo conexo con una multitud de nodos y arcos que los conectan. Para la parte eléctrica, los nodos o barras corresponden a los puntos de inyección o retiro de la energía eléctrica y las ramas representan a los equipos de transmisión como líneas, transformadores, entre otros.

Por otro lado, para la parte de gas natural, los nodos corresponden a los puntos en que se inyecta o extrae el hidrocarburo de la red y las ramas equivalen a los gasoductos que lo transportan. La intersección de las redes ocurre en las centrales térmicas que operan con gas natural, ya que demandan gas de la red e inyectan energía al sistema eléctrico.

4.1.1 Elementos de la red eléctrica

En un enfoque estacionario, el modelo de la red eléctrica contempla a los generadores que inyectan potencia al sistema, a las cargas que demandan energía al sistema y las líneas y transformadores de la red de transmisión que conectan las distintas barras.

a) Generadores

Los generadores convierten diversas fuentes de energía en energía eléctrica y la inyectan al sistema. Dependiendo de los recursos que utilizan y de la tecnología con que

funcionan, las centrales generadoras pueden clasificarse en térmicas, hidráulicas, solares, eólicas, geotérmicas, entre otras. También pueden diferenciarse en términos del despacho económico, al observar su costo variable de operación.

Las centrales térmicas son aquellas que utilizan combustibles fósiles para generar electricidad a través de procesos termodinámicos en turbinas a gas, turbinas a vapor o ciclos combinados. Se caracterizan por tener un costo variable de operación que depende de la cantidad de combustible que utilizan para producir la energía. Entre ellas se encuentran las centrales a gas natural, petróleo, carbón, biomasa, entre otras.

Para efectos de esta modelación se asume que las centrales térmicas disponen de combustible suficiente para poder operar a plena carga si es que fuese necesario (con excepción de las que operan con gas natural sin contratos de largo plazo), y que el costo variable de operación de este tipo de generadoras está dado por la siguiente expresión:

$$C_{Var} = C_{VarComb} \cdot R_{ter} + C_{VarNoComb}$$

Donde C_{Var} es el costo variable de operación de la central en US\$/MWh, $C_{VarComb}$ es el precio del combustible en US\$ por unidad de combustible, R_{ter} es el rendimiento térmico de la central en unidades de combustible por MWh, y $C_{VarNoComb}$ es el costo variable no combustible en US\$/MWh.

Por otra parte, las centrales hidráulicas son aquellas que utilizan la energía disponible en el agua, en forma de energía potencial, cinética o ambas, para generar electricidad. Debido a que usan recursos naturales renovables para operar se considera que sus costos variables de operación son despreciables. Se distinguen las centrales de pasada, que utilizan los caudales de un río para producir energía eléctrica, y las centrales de embalse, que pueden almacenar grandes cantidades de agua para utilizarla cuando sea necesario.

La generación hidráulica y el almacenamiento en los embalses se ven afectados por la variabilidad de los caudales, los que cambian dependiendo de la región geográfica, el año y la estación del año en que se realice el despacho de las unidades. Así, se vuelve necesario realizar las simulaciones en forma probabilística, usando un gran número de escenarios hidrológicos en que los afluentes modifican los caudales disponibles.

Finalmente, las centrales solares y eólicas, que utilizan fuentes de energía renovable no convencional para producir electricidad, se asume que tienen costo variable de combustible igual a cero, pero no operan durante todas las horas del día, ya que dependen de las condiciones climáticas del lugar en que se ubican para poder generar. En el caso particular de las centrales eólicas, existen generadores que declaran un nivel mínimo de costo variable no combustible, que no impide que operen en la base del sistema.

Para efectos de esta modelación, se considerará a las centrales solares como centrales térmicas de costo variable igual a cero, con limitaciones horarias de potencia máxima disponible. Por otra parte, para las centrales eólicas se considerará que son centrales de pasada, cuyos afluentes son generados sintéticamente a partir de información de la intensidad del viento en la zona en que se ubican.

b) Cargas

Las demandas o cargas del sistema eléctrico corresponden a retiros ubicados en las distintas barras de la red, los cuales demandan potencia en un período determinado. Se considera que la demanda de cada consumidor en particular es perfectamente inelástica, es decir, que la disposición a pagar por el producto es muy alta.

Pueden darse situaciones en que el sistema no es capaz de abastecer completamente la demanda en todas las barras, por falta de generación o limitaciones de transmisión, lo que se conoce como “falla”. Para cuantificar una falla e incorporarla

dentro de los criterios del despacho hidrotérmico se define un costo de falla, que es creciente en relación al porcentaje de demanda que no es abastecido. Se definen centrales “virtuales” cuyo costo variable es igual al costo de falla, las que operan en caso de que no se satisfaga toda la demanda.

Habitualmente, en los modelos de despacho en sistemas eléctricos se representa el comportamiento de la demanda en el tiempo mediante curvas de duración. Esta curva ordena los niveles de potencia requerida por las cargas de mayor a menor, de modo que la curva indica la cantidad de tiempo en que la demanda del sistema es mayor o igual a cierto nivel (Stoft, 2002).

Además, y dado que la potencia tiene un valor continuo en el tiempo, se aproxima la curva de duración de carga mediante una función constante por tramos, con potencia y duración establecidas previamente, lo que se conoce como bloques de demanda. Así, es posible discretizar el tiempo y establecer un número fijo de etapas que deben ser consideradas en la simulación. En las siguientes figuras se presenta a modo de ejemplo una curva de carga horaria para un día tipo y una distribución de bloques horarios según curva de duración de carga.

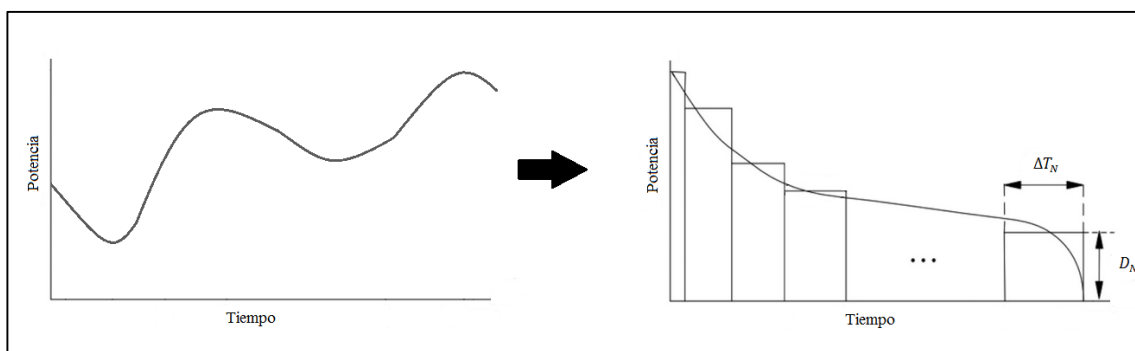


Figura 4-1: Ejemplo de curva de duración de carga

Para el modelo propuesto en este trabajo se usarán bloques de demanda horarios, sin ordenar los valores de potencia de mayor a menor. Las horas de punta de demanda del sistema ocurren en la noche, y coinciden con la ausencia de las centrales solares, por

lo que es adecuado utilizar bloques horarios que permitan incluir ambos efectos simultáneamente. El detalle de la asignación de los bloques se explica en la sección 5.1.2 de este documento.

c) Red de transmisión

Para efectos de esta modelación, la representación de la red de transmisión se realizará considerando solo líneas y transformadores que permiten conectar las distintas barras, y se representan mediante su impedancia $z = r + jx$, donde j es el número imaginario. Además, se consideran diferentes niveles de tensión en la red, los que funcionan en paralelo y se conectan mediante los transformadores presentes en algunos nodos.

A diferencia de un problema de flujo en redes en que solo se deben satisfacer las ecuaciones de oferta y demanda en los nodos, la red de transmisión eléctrica además debe cumplir las leyes de voltaje y corriente de Kirchhoff. Estas relaciones en sistemas de alta tensión en corriente alterna limitan los flujos de potencia mediante expresiones no lineales. Si se define la potencia inyectada en la barra i como P_i , la siguiente ecuación permite calcular los flujos con los voltajes en las barras a partir de las leyes de Kirchhoff.

$$P_i = \sum_{k=1}^n V_i \cdot V_k \cdot (g_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + b_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k))$$

Donde V_m y θ_m representan la magnitud y el ángulo del voltaje en la barra m , respectivamente. Además, g_{ik} y b_{ik} son la parte real e imaginaria del elemento (i, k) de la matriz de admitancias nodales Y de la red de n barras, asociado a la línea de transmisión entre las barras i y k .

Es por esto que para simplificar los cálculos se utiliza una aproximación lineal de flujos de potencia en corriente continua (Ji y Hobbs, 1998). Para esto, se asume que:

- Los voltajes en por unidad (p.u.) en todas las áreas tienen magnitud igual a 1. Esto quiere decir que $|V_i| = |V_j| = V$, donde V es la magnitud del voltaje en la línea
- La resistencia r_{ik} de la línea de transmisión entre las barras i y k es pequeña en comparación con la reactancia x_{ik} de la línea.
- La diferencia entre los ángulos de los voltajes en las barras i y k , denominada $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ es pequeña, lo que permite aproximar $\sin(\theta_{ik}) \approx \theta_{ik}$ y $\cos(\theta_{ik}) \approx 1$

Con esta aproximación lineal se obtiene que el flujo por la línea que une las barras i y k es:

$$f_{ik} = \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}} \cdot V^2 = \gamma_{ik} \theta_{ik} V^2$$

Donde γ_{ik} es la susceptancia de la línea de transmisión, y corresponde al inverso de la reactancia x_{ik} , ya que $r_{ik} \ll x_{ik}$. Con esta representación, las pérdidas en la línea de transmisión se expresan en la siguiente ecuación:

$$P_{ik}(f_{ik}) = \frac{r_{ik}}{V^2} \cdot f_{ik}^2$$

Este valor se puede aproximar mediante un modelo de pérdidas lineales por tramos, utilizando secantes (Ji y Hobbs, 1998). La expresión para las pérdidas utilizada es:

$$P_{ik}(f_{ik}) = A_m \cdot (f_{ik} - f_m) + B_m \quad \begin{cases} f_m \leq f_{ik} \leq f_{m+1} \\ 1 \leq m \leq N_T \end{cases}$$

$$A_m = \frac{r_{ik}}{V_{ik}^2} \cdot \frac{2m-1}{N_T} \cdot \hat{f}$$

$$B_m = \frac{r_{ik}}{V_{ik}^2} \cdot f_m^2$$

$$f_m = \frac{m \cdot \hat{f}}{N_T}$$

Donde \hat{f} corresponde al flujo máximo por la línea y N_T es el número de tramos utilizado en la aproximación.

4.1.2 Elementos de la red de gas natural

El modelo de la red de gas natural contempla a los suministradores que inyectan combustible al sistema, a los consumos que demandan gas natural a la red y los gasoductos de la red de transporte de gas natural que unen los distintos nodos del sistema, incluyendo las transferencias por vía terrestre entre dos nodos en que no existe físicamente un gasoducto, lo que se denominará como gasoducto “virtual”.

El sistema de transporte de gas natural utilizado en esta modelación corresponde al problema clásico de flujo en redes en que se incluyen pérdidas en los gasoductos. Se asume que estas pérdidas son cuadráticas pero serán linealizadas mediante secantes, del mismo modo en que se realiza para la red de transmisión eléctrica. La constante de pérdidas, que en el caso eléctrico corresponde a la resistencia de la línea, se define para cada tramo de la red de transporte de gas natural dependiendo de sus características físicas, como el largo y la capacidad.

Además, en aquellos nodos en que se ubique una central a gas natural con contrato *take or pay* o donde existan estanques de almacenamiento se modelan embalses virtuales, que permiten guardar el gas para su uso en etapas posteriores. Las ecuaciones que describen el funcionamiento de estos embalses se presentan en la sección 4.3.

4.2 Notación utilizada

$g_{t,s,i}^E$: Generación de la central i en la etapa t y escenario de simulación s .

$g_{t,s,i}^{Ter}$: Generación de la central térmica i en la etapa t y escenario de simulación s .

$g_{t,s,i}^{Hid}$: Generación de la central hidráulica i en la etapa t y escenario de simulación s .

$f_{t,s,k,j}^E$: Flujo por la línea de transmisión eléctrica que une las barras j y k , en la etapa t y escenario de simulación s .

$P_{t,s,k,j}^E(f_{t,s,k,j}^E)$: Pérdidas por la línea de transmisión eléctrica que une las barras j y k , en la etapa t y escenario de simulación s .

$D_{t,k}^E$: Demanda eléctrica en la barra k , en la etapa t .

E_k : Conjunto de centrales generadoras conectadas a la barra k .

Ω_k : Conjunto de barras conectadas directamente a la barra k .

$F_{t,s}^E$: Matriz de conectividad eléctrica entre las barras del sistema.

$g_{t,s,i}^G$: Inyección de gas del suministrador i , en la etapa t y escenario de simulación s .

$f_{t,s,m,l}^G$: Flujo de gas entre los nodos m y l , en la etapa t y escenario de simulación s .

$P_{t,s,m,l}^G(f_{t,s,m,l}^G)$: Pérdidas en el transporte de gas entre los nodos m y l , en la etapa t y escenario de simulación s .

$D_{t,n}^G$: Demanda de gas natural en la etapa t , por parte de la demanda no eléctrica n .

D_m : Conjunto de demandas no eléctricas de gas natural en el nodo m .

G_m : Conjunto de suministradores que inyectan en el nodo m .

Φ_m : Conjunto de líneas de transmisión de gas conectadas directamente al nodo m .

$\delta_{t,s,i}^G$: Demanda de gas natural por parte de la central térmica i , en la etapa t y el escenario de simulación s .

Γ_m : Conjunto de centrales eléctricas que demandan gas natural en el nodo m .

$F_{t,s}^G$: Matriz de conectividad de la red de gas natural entre los nodos del sistema.

$\theta_{t,s,k,j}$: Diferencia entre los ángulos de voltaje en la barra k y j , en la etapa t y el escenario de simulación s .

$\gamma_{k,j}$: Susceptancia del circuito que une las barras k y j .

$A_{t,s}^F$: Matriz de susceptancias eléctricas de las líneas de transmisión que unen las barras del sistema.

$Q_{t,s}^H$: Vector de caudales hídricos, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Q_{t,s}^{Ver}$: Vector de caudales vertidos, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Q_{t,s}^{Fil}$: Vector de caudales filtrados, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Q_{t,s}^{Eva}$: Vector de caudales evaporados, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Q_{t,s}^{Gen}$: Vector de caudales generados (turbinados), en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Q_{t,s}^{Rie}$: Vector de caudales asociados a convenios de riego, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Q_{t,s}^{Art}$: Vector de caudales artificiales (utilizados para representar flujos aguas arriba de un embalse), en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Q_{t,s}^{Afl}$: Vector de caudales afluentes que entran al sistema hídrico, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

Δ_t : Duración de la etapa temporal t .

d : Tasa de descuento

$A_{t,s}^H$: Matriz de conectividad hidráulica (entre embalses, centrales de pasada, convenios de riego, etc.).

$E_{t,s}^{Emb}$: Matriz de relación de los embalses con los distintos caudales hídricos, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$A_{t,s}^{Afl}$: Matriz de relación de los afluentes con los distintos caudales hídricos y embalses, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Vol_{t,s}^{Emb}$: Vector de volúmenes de los embalses hídricos, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$E_{t,s}^{Est}$: Matriz de relación de los estanques de almacenamiento de combustible con los distintos caudales de gas natural, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$A_{t,s}^{Iny}$: Matriz de relación de las inyecciones externas de gas natural con los distintos estanques de almacenamiento, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Q_{t,s}^{Iny}$: Vector de caudales de inyecciones externas de gas natural en los distintos estanques de almacenamiento, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Vol_{t,s}^{Est}$: Vector de volúmenes de los estanques de almacenamiento de combustible, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$VA_{t,s}$: Volumen de gas en el embalse A en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$VB_{t,s}$: Volumen de gas en el embalse B en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$CD_{t,s}$: Consumo directo de la cláusula mensual del contrato *take or pay*, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$CE_{t,s}$: Gas extraído del embalse A para consumo (pagado al momento del almacenamiento), en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$CA_{t,s}$: Cantidad no consumida del contrato mensual de *take or pay*, que se almacena en el embalse A, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Vend_{t,s}$: Cantidad de gas del contrato mensual de *take or pay* que se vende a agentes externos, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$Tr_{t,s}$: Cantidad de gas transferida del embalse B al embalse A, en la etapa t y en el escenario de simulación s .

$\Delta G_{t,s}$: Cantidad de gas adquirida por sobre el contrato *take or pay* en la etapa t y en el escenario de simulación s .

δ_t^G : Volumen de gas total establecido en el contrato, para la etapa t .

τ_t : Cantidad de gas mínima a consumir establecida en el contrato, para la etapa t . Es un porcentaje fijo del total contratado (δ_t^G).

PGC_t : Precio del gas definido en el contrato, para la etapa t .

$PV_{t,s}$: Precio de venta del gas para agentes externos ($CV_{t,s}$), en la etapa t y en el escenario de simulación s .

PC : Poder calorífico del gas natural (*heat rate*).

$CVNC_t$: Costo variable no combustible de la central.

Λ : Conjunto de centrales a gas natural con contratos *take or pay*.

ω_t : Porcentaje de consumo mínimo de gas natural, establecido en el contrato *take or pay*, para la etapa t .

φ : Rendimiento térmico de la central.

4.3 Formulación del problema

Dado que la función objetivo incluye términos que dependen directamente de las restricciones, éstas se presentarán en primer lugar. Los escenarios de simulación consideran la aleatoriedad de las componentes hidrológicas y eólicas.

4.3.1 Restricciones

a) Restricciones de balance de potencia activa

La siguiente restricción representa el balance de potencia activa en las barras del sistema, donde la suma de la generación en las barras con los flujos por las líneas de transmisión debe ser igual a las pérdidas por las líneas de transmisión más la demanda, para cada etapa t , para cada escenario de simulación s y para cada barra k .

$$\sum_{i \in E_k} g_{t,s,i}^E + \sum_{j \in \Omega_k} f_{t,s,k,j}^E - \sum_{j \in \Omega_k} P_{t,s,k,j}^E(f_{t,s,k,j}^E) = D_{t,k}^E$$

Matricialmente, la restricción anterior se puede escribir considerando que las k componentes de los vectores resultantes corresponden a las restricciones en cada barra k :

$$A_{t,s}^E g_{t,s}^E + F_{t,s}^E (f_{t,s}^E - P_{t,s}^E(f_{t,s}^E)) = D_t^E$$

b) Restricciones de balance de gas natural

La siguiente restricción representa el balance de gas natural del sistema, donde la suma de las inyecciones de gas en los nodos con los flujos de gas por la red debe ser igual a las pérdidas de gas en la red más la demanda de gas, tanto de consumos no eléctricos como de centrales a gas natural, para cada etapa t , para cada escenario de simulación s y para cada nodo de la red de transmisión de gas m .

$$\sum_{i \in G_m} g_{t,s,i}^G + \sum_{l \in \Phi_m} f_{t,s,m,l}^G - \sum_{l \in \Phi_m} P_{t,s,m,l}^G(f_{t,s,m,l}^G) = \sum_{n \in D_m} D_{t,n}^G + \sum_{i \in \Gamma_m} \delta_{t,s,i}^G$$

Matricialmente, la restricción anterior se puede escribir considerando que las m componentes de los vectores resultantes corresponden a las restricciones en cada nodo m :

$$A_{t,s}^G g_{t,s}^G + F_{t,s}^G \left(f_{t,s}^G - P_{t,s}^G(f_{t,s}^G) \right) = D_t^G + \delta_{t,s}^G$$

c) Restricciones de flujo por líneas de transmisión eléctrica

La siguiente restricción representa la aproximación lineal del límite de flujo de potencia activa por las líneas de transmisión eléctrica, dado por los ángulos de los voltajes en las barras, por los flujos por las líneas y por las susceptancias de los circuitos entre las barras, para cada barra k y para cada $j \in \Omega_k$, en cada etapa t y escenario de simulación s .

$$f_{t,s,k,j} = \gamma_{k,j} (\theta_{t,s,k} - \theta_{t,s,j}) = \gamma_{k,j} \theta_{t,s,k,j}$$

Matricialmente, la restricción anterior se puede escribir considerando que las k componentes de los vectores resultantes corresponden a las restricciones en cada barra k :

$$A_{t,s}^F \theta_{t,s} = 0$$

d) Restricción de balance hidráulico del sistema

Las centrales hidráulicas se ubican en cuencas hidrográficas complejas que se interconectan entre sí. En esta modelación se utilizan tres tipos de centrales hidráulicas (Ávila, 2006):

- Centrales de embalse, que reciben caudales de otras centrales y afluentes naturales, y que además pueden regular la potencia generada almacenando agua.
- Centrales serie, de características similares a las de embalse pero sin capacidad de almacenamiento.
- Centrales de pasada, que no están insertas en una serie hidráulica y sus límites de operación están asociados a la capacidad del generador utilizado.

Para las centrales de embalse y centrales serie se considera que pueden verter agua, filtrar agua por sus paredes y perder agua por evaporación. Esos caudales pueden incorporarse a la operación de otra central aguas abajo, dependiendo de la configuración de la cuenca en que se ubiquen.

Además, se incorporan los convenios de riego, los que extraen caudales para el desarrollo de la agricultura en algunos embalses y restringen la operación de las centrales. Para evitar problemas de infactibilidad, se introducen caudales artificiales denominados afluentes de falla, los que se penalizan fuertemente en la función objetivo (Ávila, 2006).

La siguiente restricción representa el balance hidráulico del sistema en términos de volumen, incluyendo caudales vertidos, filtrados, evaporados, generados, de riego y artificiales, junto a los niveles de almacenamiento en los embalses. Esto se realiza para cada etapa t y escenario de simulación s , teniendo en cuenta la conexión entre etapas que existe para los embalses.

$$A_{t,s}^H Q_{t,s}^H \Delta_t + E_{t,s}^{Emb} Vol_{t,s}^{Emb} = A_{t,s}^{Afl} Q_{t,s}^{Afl} \Delta_t + E_{t-1,s}^{Emb} Vol_{t-1,s}^{Emb}$$

$$Q_{t,s}^H = [Q_{t,s}^{Ver} \ Q_{t,s}^{Fil} \ Q_{t,s}^{Eva} \ Q_{t,s}^{Gen} \ Q_{t,s}^{Rie} \ Q_{t,s}^{Art}]^T$$

$$A_{t,s}^H = [A_{t,s}^{Ver} \ A_{t,s}^{Fil} \ A_{t,s}^{Eva} \ A_{t,s}^{Gen} \ A_{t,s}^{Rie} \ A_{t,s}^{Art}]^T$$

Los caudales filtrados en un embalse corresponden a una función no lineal del volumen almacenado en una etapa y en la etapa inmediatamente anterior. Por otra parte, los caudales evaporados dependen de la etapa temporal, y de los volúmenes del embalse en dos etapas consecutivas, de forma no lineal. Para efectos de esta modelación, se utilizará funciones lineales por tramos en ambos casos.

e) Restricción de balance de gas en estanques de almacenamiento

La siguiente restricción representa el balance de combustible en los estanques de almacenamiento, ligados a nodos específicos de la red, considerando inyecciones y

retiros en cada etapa t y escenario de simulación s , de forma similar a como ocurre con el agua en los embalses.

$$A_{t,s}^G g_{t,s}^G \Delta_t + E_{t,s}^{Est} Vol_{t,s}^{Est} = A_{t,s}^{Iny} Q_{t,s}^{Iny} \Delta_t + E_{t-1,s}^{Est} Vol_{t-1,s}^{Est}$$

f) Restricciones asociadas a centrales con contratos *take or pay*

La operación de una central a gas natural con contrato *take or pay* se rige por las restricciones que se presentan a continuación, usando la idea definida por Chabar et al (2006) al momento de optimizar el beneficio de una central de este tipo. Los autores utilizan dos embalses ficticios, que permiten modelar el funcionamiento de un contrato *take or pay* en un año determinado, considerando posibles cláusulas *make up* o estanques de almacenamiento que permitan guardar el gas y consumirlo en alguna etapa posterior. A continuación se explica la metodología propuesta por los autores y que será utilizada en esta modelación.

- Balance en los embalses ficticios de gas natural

El embalse ficticio A representa el combustible que se adquiere en alguna etapa mensual pero que se guarda para ser consumido en otra etapa posterior, mediante cláusulas *make up* o estanques de almacenamiento propios de la central.

Cada mes se contrata (demanda) una cantidad de gas $\delta_{t,s}^G$, de la cual debe consumirse como mínimo un porcentaje ω_t , lo que se denota por $\tau_{t,s}$, y que está señalado en el contrato *take or pay*. El gas adquirido puede almacenarse en el embalse A ($CA_{t,s}$), venderse a terceros ($Vend_{t,s}$) y/o consumirse directamente en la misma etapa ($CD_{t,s}$).

El embalse ficticio B almacena el gas natural que queda al hacer la diferencia entre la cantidad anual del contrato *take or pay* y el consumo mensual.

La estructura de funcionamiento de los embalses ficticios se muestra en la siguiente figura:

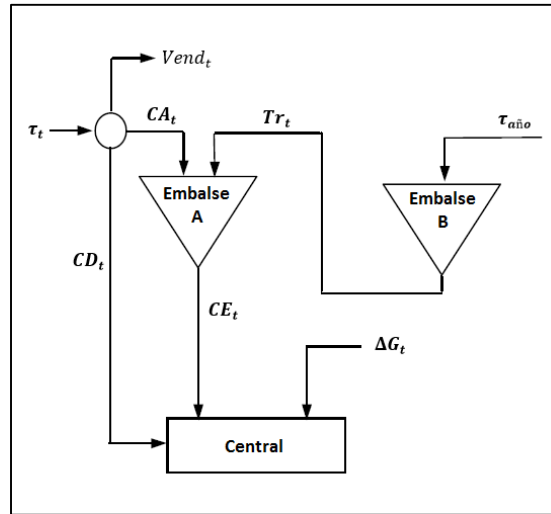


Figura 4-2: Funcionamiento de los embalses virtuales de centrales con contrato *take or pay*

(Fuente: Chabar et al (2006))

Las ecuaciones que rigen el comportamiento de los embalses virtuales en el sistema se presentan a continuación.

$$VA_{t+1,s} = VA_{t,s} + CA_{t,s} - CE_{t,s} + Tr_{t,s}$$

$$\begin{cases} VB_{t+1,s} = \tau_{año} - Tr_{t,s}, \text{ si } t \text{ corresponde a enero} \\ VB_{t,s} = Tr_{t,s}, \text{ si } t \text{ corresponde a diciembre} \\ VB_{t+1,s} = VB_{t,s} - Tr_{t,s}, \text{ en cualquier otro mes} \end{cases}$$

$$\tau_t = CD_{t,s} + CA_{t,s} + Vend_{t,s}$$

$$\tau_t = \omega_t \delta_t^G$$

$$CD_{t,s} \leq \tau_t$$

- Prioridad en los consumos de gas y límite del abastecimiento

Estas restricciones muestran que se debe consumir primero el gas que viene directo del contrato *take or pay* ($CD_{t,s}$), luego el gas extraído del embalse A ($CE_{t,s}$) y finalmente el gas por sobre el contrato ($\Delta G_{t,s}$), utilizando la variable binaria $r_{t,s}$.

$$0 \leq CE_{t,s} \leq r_{t,s} \delta_t^G$$

$$0 \leq \Delta G_{t,s} \leq r_{t,s} \delta_t^G$$

$$0 \leq r_{t,s} \leq \frac{CD_{t,s}}{\tau_t}$$

Además, la suma de los consumos de gas de la central no puede superar el límite de abastecimiento (demanda de gas natural de la red de transmisión de combustible):

$$CD_{t,s} + CE_{t,s} + \Delta G_{t,s} \leq \delta_t^G$$

- Operación de la central

La generación de la central estará limitada a la cantidad disponible de gas natural en la planta, para cada etapa. Se usa el poder calorífico del gas natural y el rendimiento térmico de la central para determinar la energía máxima a generar por la central.

$$CD_{t,s} + CE_{t,s} + \Delta G_{t,s} = \frac{\varphi}{PC} g_{t,s}$$

- g) Otras restricciones

Además de las restricciones ya planteadas, se presentan las limitaciones sobre las variables.

$$\check{g}_{t,s}^E \leq g_{t,s}^E \leq \hat{g}_{t,s}^E$$

$$\check{g}_{t,s}^G \leq g_{t,s}^G \leq \hat{g}_{t,s}^G$$

$$\check{f}_{t,s}^E \leq f_{t,s}^E \leq \hat{f}_{t,s}^E$$

$$\check{f}_{t,s}^G \leq f_{t,s}^G \leq \hat{f}_{t,s}^G$$

$$\check{\theta}_{t,s} \leq \theta_{t,s} \leq \hat{\theta}_{t,s}$$

$$\widetilde{Vol}_{t,s}^{Emb} \leq Vol_{t,s}^{Emb} \leq \widehat{Vol}_{t,s}^{Emb}$$

$$\widetilde{Vol}_{t,s}^{Est} \leq Vol_{t,s}^{Est} \leq \widehat{Vol}_{t,s}^{Est}$$

$$\check{Q}_{t,s}^H \leq Q_{t,s}^H \leq \hat{Q}_{t,s}^H$$

$$\check{Q}_{t,s}^{Iny} \leq Q_{t,s}^{Iny} \leq \hat{Q}_{t,s}^{Iny}$$

$$CA_{t,s} \geq 0$$

$$CD_{t,s} \geq 0$$

$$CE_{t,s} \geq 0$$

$$Tr_{t,s} \geq 0$$

$$Vend_{t,s} \geq 0$$

$$\Delta G_{t,s} \geq 0$$

$$r_{t,s} \in \{0,1\}$$

4.3.2 Función objetivo

a) Definición de la función objetivo

La función objetivo de este modelo $Z_{t,s}$ busca minimizar el costo de operación del sistema para cada etapa t y para cada escenario de simulación s . Esto incluye los costos de combustibles asociados a la generación de las centrales térmicas, costos de penalización de centrales hidráulicas (por ejemplo, vertimiento sin cota máxima) y costos de penalización en las líneas de transmisión eléctricas y de gas natural (por ejemplo, para evitar flujos circulares ficticios en las líneas).

Además, a estos costos se añade la función de costos futuros α_{t+1} , asociada a los volúmenes de los embalses de agua y estanques de combustible al final de cada etapa t , en cada escenario de simulación s .

Finalmente se suma el costo de operación W de las centrales a gas natural con contrato *take or pay*, que incluye el valor futuro del uso del gas como una función de costo futuro β_t , de forma similar a lo que se hace con los embalses hídricos y que tiene en consideración la posibilidad de vender parte del gas del contrato (CV) a agentes externos,

$$\min Z_{t,s} = (C_{t,s}^{Ter} \cdot g_{t,s}^{Ter} + C_{t,s}^{Hid} \cdot Q_{t,s}^H + C_{t,s}^G \cdot f_{t,s}^G + C_{t,s}^E \cdot f_{t,s}^E) \cdot \Delta_t + (d+1)^t \alpha_{t+1}(Vol_{t+1,s}) + \sum_{j \in \Lambda} W_{j,s}$$

$$W_{j,s} = PGC_t \cdot PC \cdot (\tau_t + \Delta G_t + Tr_t) + CVNC_t \cdot g_{t,s,j} + (d+1)^t \beta_{t+1,s,j}(VA_{t,s}, VB_{t,s}) - Vend_{t,s} \cdot PV_{t,s}$$

Cabe destacar que el costo asociado a las centrales térmicas $C_{t,s}^{Ter}$ no incluye los valores de las centrales a gas natural, considerados mediante W .

b) Cálculo de la función de costos futuros

Para determinar la operación óptima de un embalse o estanque de combustible debe calcularse el punto en que se minimiza la suma de los costos de operación presentes relacionados con la generación térmica (función de costos inmediatos o FCI) y

su valor esperado futuro (función de costos futuros o FCF). Dado que existen parámetros que son inciertos en el futuro como los afluentes hidrológicos, la FCF es estocástica, por lo que se utiliza una función de costos futuros esperados (FCFE).

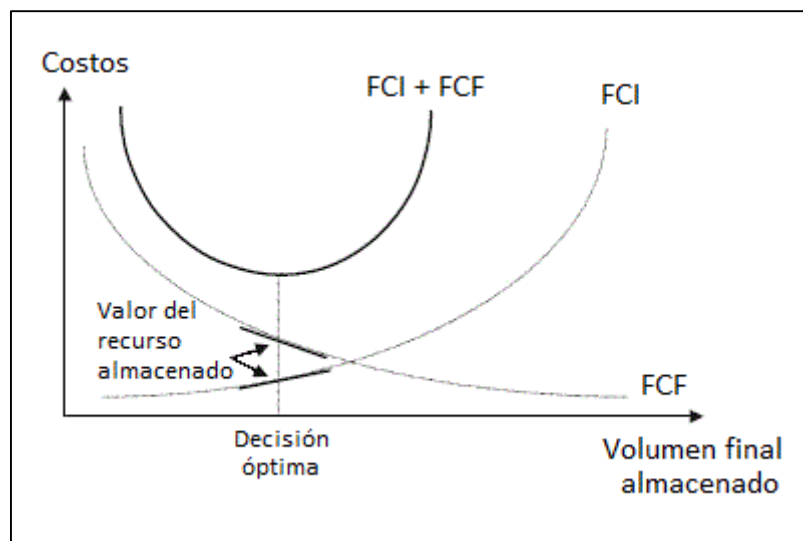


Figura 4-3: Funciones de costo y valor del recurso almacenado

Las derivadas de la FCI y la FCF en el punto óptimo son iguales en valor absoluto y se conocen como valor del agua en el caso de embalses hidráulicos. Sin embargo, la definición es válida también para el caso del gas natural que se almacena en estanques o por los contratos *take or pay*.

Para determinar la función de costo futuro esperado se utiliza la metodología recursiva conocida como Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP, por sus iniciales en inglés), propuesta por Pereira y Pinto (1985). Este esquema se basa en la observación de que la FCFE puede ser representada por una función lineal por tramos convexa. Además, la pendiente de la FCFE en torno a un punto corresponde a los valores esperados del recurso almacenado, que a su vez son las variables duales asociadas a las ecuaciones de balance correspondiente (hidráulico o de gas natural).

A continuación se explican los pasos principales de esta metodología:

- Para cada etapa t se define un conjunto de niveles discretos de almacenamiento inicial de los embalses y estanques (estados del sistema), entre 0% y 100%. Se asume que la cantidad almacenada de los recursos al comienzo de la simulación es conocida.

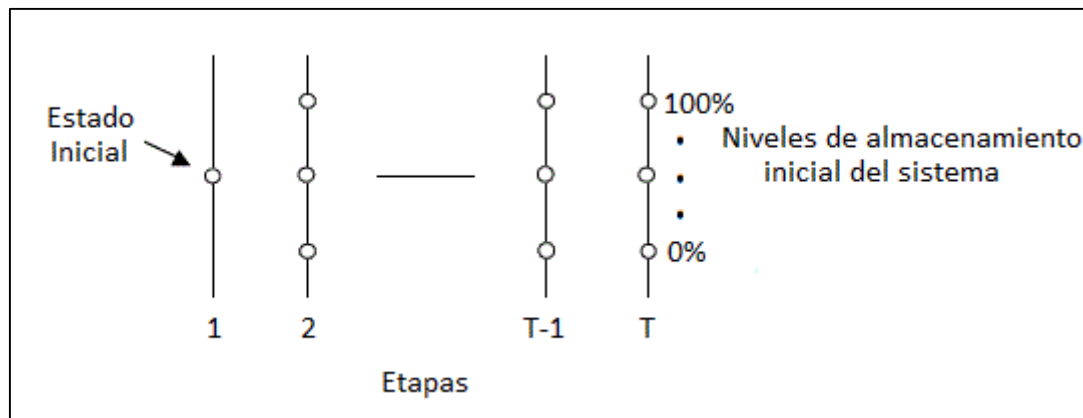


Figura 4-4: Niveles de almacenamiento del sistema por etapa

- Se comienza desde la última etapa T , para cada nivel de almacenamiento y para cada escenario de simulación s (se asume que α_{T+1} y β_{T+1} son cero). Para las restricciones de balance hidráulico, de balance de gas natural en estanques, y de balance de embalses virtuales asociados a contratos *take or pay*, se calcula la variable dual correspondiente π en cada nivel de almacenamiento. Esta variable dual corresponde a la pendiente de la FCF para cada estado en la etapa T .

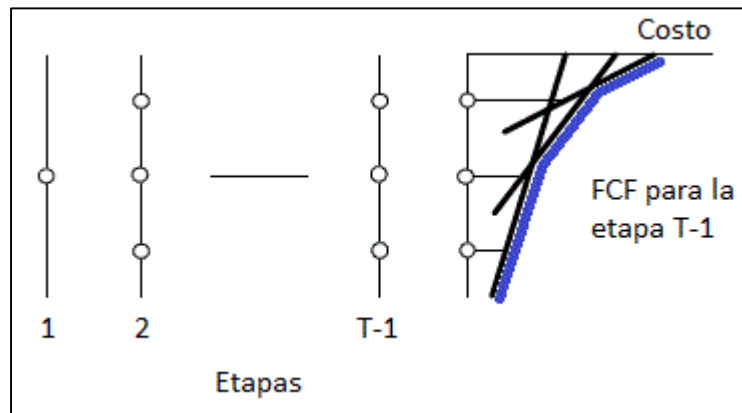


Figura 4-5: Función de costo futuro obtenida con las variables duales de las restricciones de balance

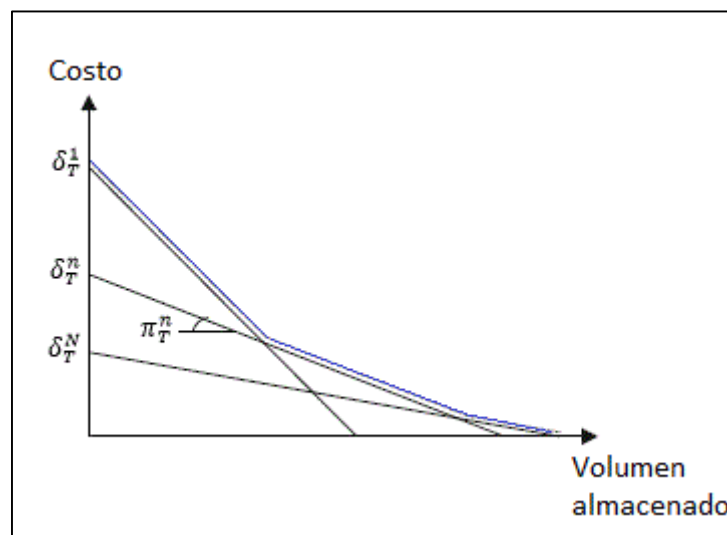


Figura 4-6: Función de costo futuro representada mediante una función lineal por tramos

- De esta forma, la FCF se representa por la variable escalar α_T en la función objetivo y se agregan las siguientes N restricciones lineales al problema para la etapa $T - 1$, que corresponden a los tramos de la función. Se ponderan los valores obtenidos para cada escenario de simulación según su probabilidad.

$$\{\alpha_T \geq \pi_T^i \cdot Vol_{T,s} + \delta_T^i\}_{i=1\dots N}$$

- Se repite el procedimiento para las etapas $T - 1, T - 2, \dots, 2, 1$, para así obtener la función de costos futuros en todo el horizonte de planificación.

Como se puede observar en la figura 4-5, la función de costo futuro resultante para la primera etapa es una aproximación que corresponde a una cota inferior de la función exacta, que es la solución óptima del problema de despacho hidrotérmico. Para obtener una cota superior del costo de operación esperado, se calcula la media del costo total sobre todos los escenarios hidrológicos, simulando el funcionamiento del sistema en todo el horizonte, desde $t = 1$ hasta $t = T$.

Se alcanza el punto óptimo cuando la cota inferior está dentro de un intervalo de confianza de la cota superior. En caso contrario, se repite la recursión mostrada anteriormente añadiendo otro conjunto de valores de almacenamiento, obtenidos con la simulación del sistema en todo el horizonte de planificación. Dado que las restricciones lineales determinadas en la recursión se mantienen, la representación de la función de costos futuros mejora gradualmente al iterar para alcanzar el punto óptimo.

Notar que las funciones de costos futuros representadas por α corresponden a los embalses hídricos y a los estanques de almacenamiento de combustibles. El procedimiento es idéntico para los embalses virtuales de los contratos *take or pay*, en que la función β depende del volumen de gas almacenado en A y B.

4.4 Problema en extenso para una etapa y escenario de simulación

A continuación se presenta el problema en extenso del despacho hidrotérmico con la red de gas natural y los contratos *take or pay* modelados como embalses. Este problema se resuelve para los distintos niveles de demanda, dados por los bloques que discretizan la curva de duración.

$$\min Z_{t,s} = (C_{t,s}^{Ter} \cdot g_{t,s}^{Ter} + C_{t,s}^{Hid} \cdot Q_{t,s}^H + C_{t,s}^G \cdot f_{t,s}^G + C_{t,s}^E \cdot f_{t,s}^E) \cdot \Delta_t + (d+1)^t \alpha_{t+1} + \sum_{j \in \Lambda} W_{j,s}$$

s.a.

$$A_{t,s}^E g_{t,s}^E + F_{t,s}^E (f_{t,s}^E - p_{t,s}^E(f_{t,s}^E)) = D_t^E$$

$$A_{t,s}^G g_{t,s}^G + F_{t,s}^G (f_{t,s}^G - p_{t,s}^G(f_{t,s}^G)) = D_t^G + \delta_{t,s}^G$$

$$A_{t,s}^F \theta_{t,s} = 0$$

$$A_{t,s}^H Q_{t,s}^H \Delta_t + E_{t,s}^{Emb} Vol_{t,s}^{Emb} = A_{t,s}^{Afl} Q_{t,s}^{Afl} \Delta_t + E_{t-1,s}^{Emb} Vol_{t-1,s}^{Emb}$$

$$A_{t,s}^G g_{t,s}^G \Delta_t + E_{t,s}^{Est} Vol_{t,s}^{Est} = A_{t,s}^{Iny} Q_{t,s}^{Iny} \Delta_t + E_{t-1,s}^{Est} Vol_{t-1,s}^{Est}$$

$$VA_{t+1,s} = VA_{t,s} + CA_{t,s} - CE_{t,s} + Tr_{t,s}$$

$$\begin{cases} VB_{t+1,s} = \tau_{año} - Tr_{t,s}, \text{ si } t \text{ corresponde a enero} \\ VB_{t,s} = Tr_{t,s}, \text{ si } t \text{ corresponde a diciembre} \\ VB_{t+1,s} = VB_{t,s} - Tr_{t,s}, \text{ en cualquier otro mes} \end{cases}$$

$$\tau_t = CD_{t,s} + CA_{t,s} + CV_{t,s}$$

$$\tau_t = \omega_t \delta_t^G$$

$$CD_{t,s} \leq \tau_t$$

$$0 \leq CE_{t,s} \leq r_{t,s} \delta_t^G$$

$$0 \leq \Delta G_{t,s} \leq r_{t,s} \delta_t^G$$

$$0 \leq r_{t,s} \leq \frac{CD_{t,s}}{\tau_t}$$

$$CD_{t,s} + CE_{t,s} + \Delta G_{t,s} \leq \delta_t^G$$

$$CD_{t,s} + CE_{t,s} + \Delta G_{t,s} = \frac{\varphi}{PC} g_{t,s}$$

$$W_{j,s} = PG C_t \cdot PC \cdot (\tau_t + \Delta G_t + Tr_t) + CV NC_t \cdot g_{t,s,j} + (d+1)^t \beta_{t+1,s,j} + DSoP_t - Vend_{t,s} \cdot PV_{t,s}$$

$$\{\alpha_{t+1} \geq \pi_{t+1}^i \cdot Vol_{t+1,s} + \delta_{t+1}^i\}_{i=1 \dots N}$$

$$\{\beta_{t+1} \geq \phi_{t+1}^j \cdot VA_{t+1,s} + \delta_{t+1}^j\}_{j=1 \dots M}$$

$$\check{g}_{t,s}^E \leq g_{t,s}^E \leq \hat{g}_{t,s}^E$$

$$\check{g}_{t,s}^G \leq g_{t,s}^G \leq \hat{g}_{t,s}^G$$

$$\check{f}_{t,s}^E \leq f_{t,s}^E \leq \hat{f}_{t,s}^E$$

$$\check{f}_{t,s}^G \leq f_{t,s}^G \leq \hat{f}_{t,s}^G$$

$$\check{\theta}_{t,s} \leq \theta_{t,s} \leq \hat{\theta}_{t,s}$$

$$\widetilde{Vol}_{t,s}^{Emb} \leq Vol_{t,s}^{Emb} \leq \widehat{Vol}_{t,s}^{Emb}$$

$$\widetilde{Vol}_{t,s}^{Est} \leq Vol_{t,s}^{Est} \leq \widehat{Vol}_{t,s}^{Est}$$

$$\check{Q}_{t,s}^H \leq Q_{t,s}^H \leq \hat{Q}_{t,s}^H$$

$$\check{Q}_{t,s}^{Iny} \leq Q_{t,s}^{Iny} \leq \hat{Q}_{t,s}^{Iny}$$

$$CA_{t,s} \geq 0$$

$$CD_{t,s} \geq 0$$

$$CE_{t,s} \geq 0$$

$$Tr_{t,s} \geq 0$$

$$Vend_{t,s} \geq 0$$

$$\Delta G_{t,s} \geq 0$$

$$r_{t,s} \in \{0,1\}$$

5 SIMULACIÓN Y RESULTADOS

En este capítulo se muestra la aplicación del modelo propuesto para el despacho económico de un sistema eléctrico con las restricciones asociadas al mercado de gas natural. Se presentan tres escenarios de estudio en el SIC: el primero considera el sistema actual junto con su plan de expansión de largo plazo sin la red de gas (Caso Base), el segundo escenario en que se incluye la red existente de gas natural en la optimización de la operación de largo plazo (Caso GN), y el tercer escenario incluye modificaciones a la red de gas natural, que permite abastecer correctamente a todas las centrales del sistema que requieran dicho combustible, considerando inyecciones de combustible desde Argentina (Caso GN II). Para efectos de la simulación, no se ha considerado la representación de contratos *take or pay* ni pérdidas de transporte en los gasoductos.

Para resolver el problema, se incorporó la modelación del mercado de gas natural en el programa computacional OSE2000, desarrollado por KAS Ingeniería S.A. El software OSE2000 es ampliamente utilizado en el mercado eléctrico chileno, tanto por empresas privadas como por la CNE, para determinar los precios de la energía y potencia en cada barra del SIC y del SING, mediante la simulación de la operación económica del sistema en el corto y largo plazo.

Este modelo se caracteriza por ser multinodal y multiembalse, y al momento de determinar la solución óptima utiliza programación dinámica dual estocástica. En primer lugar se realiza la recursión desde el futuro al presente, para calcular los valores del agua iniciales, y luego se simula la operación del sistema considerando dichos valores. Cabe destacar que el modelo permite considerar diversos escenarios hidrológicos e incorpora los convenios de riego del Laja y Maule vigentes para los embalses correspondiente del SIC, al momento de definir el despacho óptimo en cada etapa y escenario de simulación.

Finalmente, el modelo OSE2000 permite incorporar restricciones de transmisión, asociadas a la capacidad de las líneas usando un modelo de aproximación de flujos de

potencia a corriente continua y las pérdidas debido a dichos flujos. Para esto se utiliza una representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando cinco tramos en cada caso.

5.1 Antecedentes generales

La simulación de la operación en el modelo OSE2000 requiere considerar un horizonte de tiempo definido. Para esto, en todos los casos se definió como período de estudio un intervalo de 10 años, desde octubre de 2014 hasta septiembre de 2024.

Además, en el modelo se exige las cotas finales de los embalses cumplan con una restricción de cota mínima correspondiente a la cota de operación esperada de largo plazo en cada caso. Es por esto que se hace necesario agregar una etapa de relleno (dos años), para determinar correctamente de la función de costos futuros en la frontera del horizonte.

Se utilizó en todos los casos como base la información disponible en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo para el SIC – Octubre 2014 (ITPN Oct 2014), desarrollado por la CNE, para definir el programa de obras de generación y transmisión del SIC. Además, se tomó la base del Informe de Avance N°3 del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018, licitado por la misma CNE para la demanda y la proyección de precios de combustibles de las centrales térmicas.

5.1.1 Modelación de la red de transmisión eléctrica

La modelación de los sistemas de transmisión eléctrica considera en este caso:

- Representación lineal de las pérdidas por tramo, considerando 5 tramos para el sistema troncal y 3 tramos para el resto del sistema.
- Utilización del criterio N-1 en los tramos con varios circuitos en paralelo, lo que limita la capacidad de una línea, sin reducir los tramos en paralelo usando impedancias equivalentes.

- Niveles de tensión desde 66 kV hasta 500 kV, incluyendo sistema de transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional relevantes.

5.1.2 Modelación del sistema en etapas mensuales y bloques horarios

La demanda mensual se representó mediante 8 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 8 bloques para los días festivos, tomando la distribución de demanda por hora y feriados del año 2013. Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.

La duración total de los bloques correspondientes a día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días laborales es mayor que la de festivos.

La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo el perfil de generación de las centrales solares y la curva de demanda horaria del sistema, en todos los meses del año.

A modo de ejemplo, en la siguiente figura se muestra la relación de los bloques con un perfil de generación solar tipo y con la curva de carga para un sistema como el SIC, en un día.

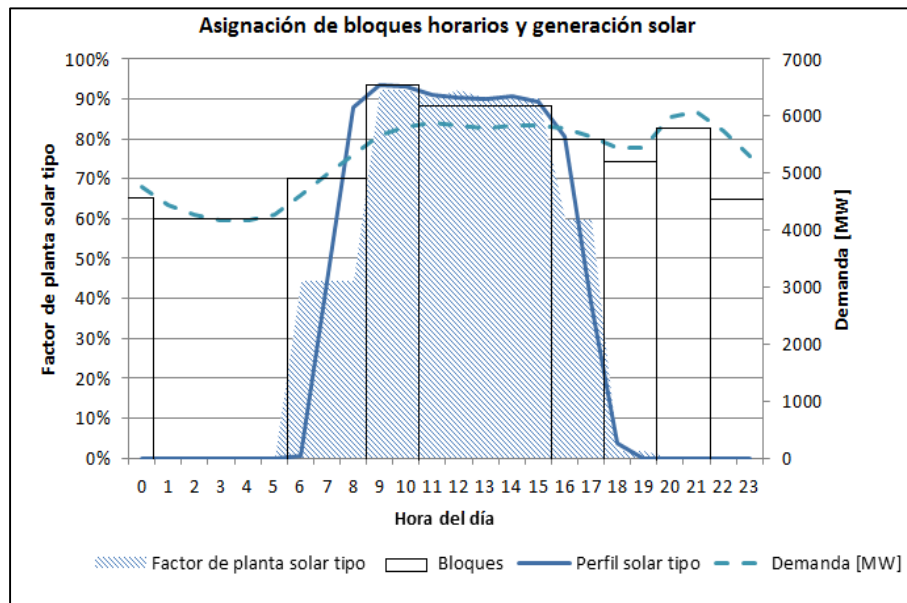


Figura 5-1: Ejemplo de asignación de bloques horarios consecutivos en un mes

En la siguiente tabla se muestra la asignación de las horas de día hábil a cada bloque y mes. Para los días festivos, los bloques corresponden a los impares y se considera la misma distribución.

Tabla 5-1: Asignación de horas del día a bloques horarios de demanda

[illegible]

Teniendo en cuenta lo anterior, en la siguiente tabla se presenta la duración mensual de cada uno de los bloques, utilizada para todo el período de estudio. Se observa que la suma de las duraciones de los bloques en cada mes suma un 100%.

Tabla 5-2: Duración mensual de los bloques de demanda

Mes\Bloque	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Total
Ene	6%	12%	6%	6%	21%	6%	6%	9%	2%	5%	2%	2%	8%	2%	2%	4%	100%
Feb	6%	12%	6%	6%	21%	6%	6%	9%	2%	5%	2%	2%	8%	2%	2%	4%	100%
Mar	8%	13%	3%	5%	16%	8%	3%	8%	4%	7%	1%	3%	9%	4%	1%	4%	100%
Abr	12%	12%	6%	12%	12%	6%	6%	6%	4%	4%	2%	4%	4%	2%	2%	2%	100%
May	8%	17%	6%	8%	11%	6%	6%	6%	4%	8%	3%	4%	5%	3%	3%	3%	100%
Jun	8%	17%	6%	11%	8%	3%	3%	11%	4%	8%	3%	6%	4%	1%	1%	6%	100%
Jul	6%	18%	6%	12%	9%	6%	3%	12%	2%	7%	2%	5%	4%	2%	1%	5%	100%
Ago	8%	17%	6%	11%	8%	6%	3%	8%	4%	8%	3%	5%	4%	3%	1%	4%	100%
Sep	8%	13%	8%	8%	10%	5%	5%	5%	5%	8%	5%	5%	7%	3%	3%	3%	100%
Oct	9%	15%	9%	9%	12%	6%	6%	6%	4%	6%	4%	4%	5%	2%	2%	2%	100%
Nov	6%	14%	6%	8%	14%	8%	6%	6%	3%	7%	3%	4%	7%	4%	3%	3%	100%
Dic	8%	11%	5%	8%	13%	8%	5%	5%	4%	6%	3%	4%	7%	4%	3%	3%	100%

Dado que la demanda se modela en forma de bloques horarios, la generación que resulta de la optimización de la operación del sistema también se presenta por bloques. En base a la definición de bloques antes descrita, las centrales solares fotovoltaicas generan en los bloques 5 a 12, con mayor intensidad en los bloques 7 a 10. Así, en los bloques correspondientes a la noche y madrugada, se simula la central con potencia máxima disponible igual a cero.

En el modelo se definen las plantas solares como centrales térmicas de costo variable igual a cero, cuya potencia máxima se limita en cada bloque y mes mediante un perfil de generación tipo. Los datos utilizados para este efecto fueron obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía.

Por otra parte, las centrales eólicas se modelan en forma similar a centrales hidroeléctricas de pasada, con el fin de representar la variabilidad propia de este tipo de tecnología. Para esto, se obtienen matrices de viento que representan la potencia máxima

y mínima a la que puede operar cada parque eólico, con el fin de apreciar el impacto sobre el sistema de transmisión y las posibles saturaciones que pudiesen ocurrir. El promedio de los datos de generación incluidos en las matrices de viento por mes y bloque es el mismo que al modelarlas como centrales térmicas.

Las matrices de viento se componen del mismo número de años históricos simulados en la operación, por lo que cada mes y bloque tiene el mismo número de escenarios que para el caso de centrales hidráulicas. Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía.

El procesamiento de los datos para generar los afluentes de cada central consiste en tomar los datos de viento de la zona geográfica donde se ubica, para transformarlos en potencia mediante una curva tipo de un generador eólico. A partir de los datos obtenidos se toman muestras aleatorias para completar los escenarios necesarios, para cada mes de los primeros cinco años de simulación. Desde el sexto año en adelante, se replican las matrices de los primeros años.

5.1.3 Proyección de demanda del sistema

En la siguiente tabla se presenta la proyección de demanda de energía, utilizada en todos los casos, para el período de estudio considerado, separada por consumos industriales (libres) y consumos vegetativos (residenciales o regulados). Dado que en 2014 solo se consideran los últimos tres meses, se presentan los valores de demanda desde 2015 a 2024.

Tabla 5-3: Proyección de demanda anual de energía en el SIC (Fuente: CNE)

Año	Demanda Industrial (GWh)	%	Demanda Vegetativa (GWh)	%	Demanda Total (GWh)	%
2015	20,755	8%	32,789	5%	53,544	7%
2016	21,916	5%	34,157	4%	56,074	5%
2017	23,116	6%	35,438	4%	58,553	6%
2018	25,685	7%	36,727	4%	62,412	7%
2019	26,962	11%	38,025	4%	64,987	10%
2020	28,259	7%	39,332	4%	67,590	6%
2021	29,597	6%	40,648	3%	70,245	5%
2022	30,956	6%	41,972	3%	72,928	5%
2023	32,332	6%	43,306	3%	75,638	5%
2024	33,779	4%	44,649	2%	78,428	3%

5.1.4 Estadística hidrológica

Para modelar los distintos escenarios hidrológicos, se consideró una muestra estadística de 53 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2013. Además, se incluyen tres escenarios propuestos por la CNE, que consideran condiciones hidrológicas secas, medias y húmedas ficticias, y que permiten introducir condiciones más extremas a la modelación del sistema.

5.1.5 Plan de obras de generación y transmisión

A las instalaciones ya existentes en el SIC, se agregan las centrales y las obras de transmisión señaladas en el ITPN Oct 2014. Este plan incluye obras decididas que ya están en construcción, y obras de generación recomendadas por la CNE.

Tabla 5-4: Obras de generación en construcción (Fuente: CNE)

Fecha de entrada		Nombre	Potencia (MW)	Tecnología
Mes	Año			
Noviembre	2014	Punta Palmeras	45.0	Eólica
Noviembre	2014	Ucuquer II	11.0	Eólica
Noviembre	2014	Lautaro Comasa II	22.0	Biomasa
Noviembre	2014	Laja I	34.4	Hidro - Pasada
Noviembre	2014	Diego de Almagro FV	36.0	Solar Fotovoltaica
Noviembre	2014	Salvador FV	68.0	Solar Fotovoltaica
Noviembre	2014	Picoiquén	19.0	Hidro -Pasada
Noviembre	2014	Pulelfu	9.0	Hidro -Pasada
Noviembre	2014	Tal Tal Eólico	99.0	Eólica
Noviembre	2014	Los Hierros 02	6.0	Hidro -Pasada

Fecha de entrada		Nombre	Potencia (MW)	Tecnología
Mes	Año			
Diciembre	2014	Lalackama	55.0	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2014	Chañares	35.0	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2014	Lleuquero	1.8	Hidro -Pasada
Diciembre	2014	Talinay Poniente	61.0	Eólica
Diciembre	2014	El Pilar Los Amarillos	2.2	Solar Fotovoltaica
Enero	2015	Javiera	69.0	Solar Fotovoltaica
Marzo	2015	Lalackama 2	16.0	Solar Fotovoltaica
Abril	2015	La Montaña	3.0	Hidro -Pasada
Abril	2015	Los Guindos	132.0	Diesel
Mayo	2015	El Paso	60.0	Hidro -Pasada
Mayo	2015	Luz del Norte FV	141.0	Solar Fotovoltaica
Julio	2015	Itata	20.0	Hidro -Pasada
Julio	2015	Cordillera	50.0	GNL
Julio	2015	Guanaco Solar	50.0	Solar Fotovoltaica
Octubre	2015	Guacolda 05	139.0	Carbón
Octubre	2015	Pampa Solar Norte	90.6	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2015	Solar Conejo I	108.0	Solar Fotovoltaica
Junio	2016	Rio Colorado	15.0	Hidro -Pasada
Julio	2017	Nuble	136.0	Hidro -Pasada
Julio	2017	CTM-3	243.2	GNL-Diesel
Febrero	2018	Las Lajas	267.0	Hidro -Pasada
Mayo	2018	Alfalfal 02	264.0	Hidro -Pasada
Diciembre	2018	Los Cóndores	150.0	Hidro - Embalse
Julio	2020	San Pedro	144.0	Hidro -Pasada

Tabla 5-5: Obras de generación propuestas (Fuente: CNE)

Fecha de entrada		Nombre	Potencia (MW)	Tecnología
Mes	Año			
Enero	2018	Taltal CC GNL	120	GNL
Octubre	2019	Hidroeléctrica VII Región 02	20	Hidro - Pasada
Julio	2021	Central Des.For. VIII Región 01	9	Desechos Forestales
Julio	2021	Central Des.For. VII Region 03	10	Desechos Forestales
Enero	2022	Geotérmica Potrerillos 02	40	Geotermia
Enero	2022	Eólica IV Región 03	50	Eólica
Enero	2022	Eólica IV Región 02	50	Eólica
Enero	2022	Hidroeléctrica VII Región 03	20	Hidro - Pasada
Julio	2022	Eólica IV Región 05	50	Eólica
Julio	2022	Eólica IV Región 04	50	Eólica
Julio	2022	Eólica Concepción 05	50	Eólica
Julio	2022	Eólica Concepción 04	50	Eólica
Septiembre	2022	Geotérmica Potrerillos 01	40	Geotermia
Enero	2023	Geotérmica Calabozo 01	40	Geotermia
Enero	2023	Central Des.For. VII Región 01	15	Desechos Forestales
Enero	2023	Hidroeléctrica VIII Región 05	20	Hidro - Pasada
Enero	2023	Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Hidro - Pasada
Julio	2023	Eólica IV Región 08	50	Eólica
Julio	2024	Solar Diego de Almagro 02	100	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2024	Solar Carrera Pinto 02	100	Solar Fotovoltaica
Enero	2024	Solar Carrera Pinto 01	100	Solar Fotovoltaica
Enero	2024	Solar Cardones 03	100	Solar Fotovoltaica
Enero	2024	Solar Cardones 02	100	Solar Fotovoltaica
Enero	2024	Eólica Chiloé 01	100	Eólica
Enero	2024	Eólica Charrúa 01	100	Eólica
Diciembre	2024	Eólica IV Región 09	50	Eólica
Enero	2025	Eólica IV Región 01	50	Eólica
Enero	2025	Eólica Concepción 01	50	Eólica
Enero	2025	Central Des.For. VII Región 02	10	Desechos Forestales
Julio	2025	Solar Diego de Almagro 03	100	Solar Fotovoltaica

Fecha de entrada		Nombre	Potencia (MW)	Tecnología
Mes	Año			
Julio	2025	Eólica Chiloé 02	100	Eólica
Julio	2025	Eólica Charrúa 02	100	Eólica
Septiembre	2025	Solar Carrera Pinto 03	200	Solar Fotovoltaica
Marzo	2026	Carbón VIII Región 01	343	Carbón

Tabla 5-6: Obras de transmisión en construcción – Líneas (Fuente: CNE)

Fecha de entrada		Nombre	Potencia (MVA)
Mes	Año		
Septiembre	2015	Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito	1400
Enero	2016	Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV: segundo circuito	1400
Octubre	2016	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	260
Febrero	2017	Aumento de capacidad del tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV	1500
Noviembre	2017	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con secc. en S/E Carrera Pinto	290
Noviembre	2017	Nueva Línea Cardones-Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito	2x290
Enero	2018	Nueva Línea Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 2x500 kV	2x1.700
Enero	2018	Nueva Línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV	2x1.700
Enero	2018	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 kV	2x1.700
Febrero	2018	Línea Charrúa - Ancoa - 2x500 kV: primer circuito	1x1.700
Mayo	2018	Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	1x290
Mayo	2018	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	290
Octubre	2018	Nueva Línea 1x220 kV A. Melipilla – Rapel	1x290
Octubre	2018	Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla	2x290
Octubre	2018	Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV	2x1.500
Febrero	2021	Línea 2x500 kV Pichirropulli – Puerto Montt, energizada en 220 kV	2x290

Tabla 5-7: Obras de transmisión en construcción - Subestaciones (Fuente: CNE)

Fecha de entrada		Nombre	Potencia (MVA)
Mes	Año		
Marzo	2015	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV	-
Junio	2015	Ampliación S/E Cardones 220 kV	-
Junio	2015	Ampliación S/E Maitencillo 220 kV	-
Junio	2015	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico	-
Junio	2015	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV	-
Agosto	2015	Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS	-
Enero	2016	Ampliación S/E Ancoa 500 kV	-
Septiembre	2015	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	-
Noviembre	2015	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV	-
Noviembre	2015	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV	-
Noviembre	2015	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	-
Diciembre	2015	Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	-
Octubre	2016	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV	750
Noviembre	2016	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	-
Enero	2017	Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel	-
Enero	2017	Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa	-
Enero	2017	Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa	-
Enero	2017	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	-
Enero	2017	Seccionamiento completo en Subestación Rahue	-
Octubre	2017	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, S/E Alto Jahuel	750
Enero	2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones 500/220 kV	750
Enero	2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV	750

Fecha de entrada		Nombre	Potencia (MVA)
Mes	Año		
Enero	2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV	750
Marzo	2018	S/E Nueva Charrúa, Secc. líneas 2x500 kV Charrúa–Ancoa y Nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa	-

Además, se incorporaron las siguientes obras de transmisión, propuestas en el Informe de Avance N°3 del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018, y que permiten aliviar congestiones del sistema de transmisión que se presentan dentro del período de estudio considerado.

Tabla 5-8: Obras de transmisión propuestas (Fuente: ETT 2015-2018)

Fecha de entrada	Nombre
2022	Nueva línea 2x220 kV Diego de Almagro - San Andrés 500 MVA, tendido un circuito
2022	Nueva línea 2x220 kV San Andrés - Cardones 500 MVA
2018	Seccionamiento nueva línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en S/E Punta Colorada
2022	Ampliación L. 1x220 kV Carrera Pinto – San Andrés, 197 MVA a 260 MVA
2022	Ampliación L. 1x220 kV San Andrés - Cardones, 197 MVA a 260 MVA
2020	Nueva línea 2x220 kV Maitencillo – Nogales, 700 MVA, tendido un circuito
2020	Nueva línea 2x500 kV Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, 1800 MVA, tendido de un circuito
2020	Nueva línea 2x500 kV Cautín – Ciruelos 1500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV
2023	Nueva línea 2x500 kV Charrúa - Mulchén 2500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV

A pesar de que la información que utiliza la CNE incluye la entrada en operación de una línea de interconexión SING-SIC en 2021, para este caso no será considerada.

En las figuras siguientes se muestra el diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión troncal, y que corresponde a las barras principales del sistema. Además, se incluyen las obras en transmisión en construcción mencionadas anteriormente.

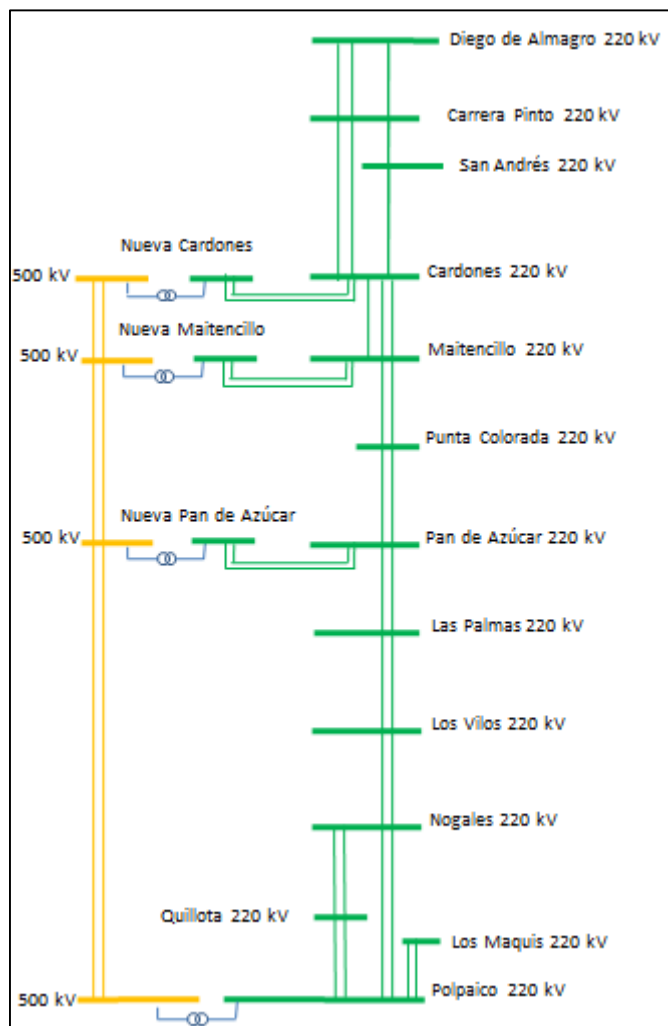


Figura 5-2: Sistema de transmisión troncal del SIC – Zona Norte

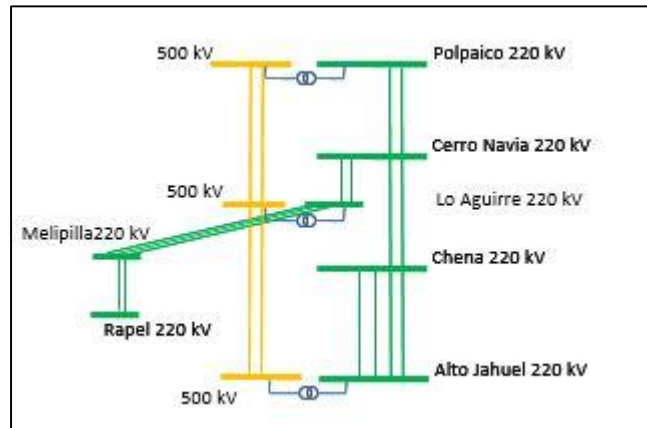


Figura 5-3: Sistema de transmisión troncal del SIC - Zona Región Metropolitana

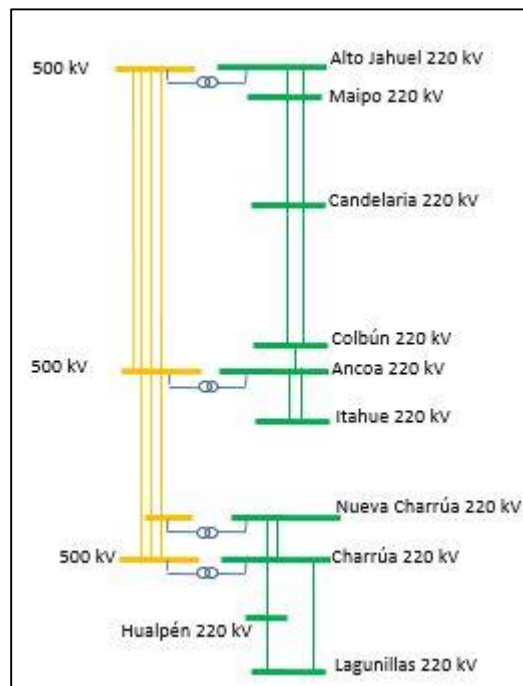


Figura 5-4: Sistema de transmisión troncal del SIC - Zona Centro-Sur y Concepción

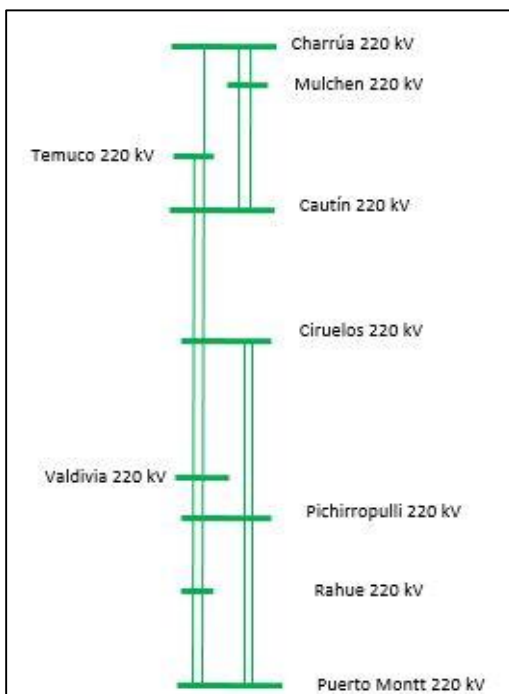


Figura 5-5: Sistema de transmisión troncal del SIC - Zona Sur

5.1.6 Precios de combustibles

En la siguiente tabla se presentan los precios de combustibles utilizados en la modelación, para el carbón, diesel y gas natural. Estos corresponden a los valores definidos por la CNE hasta 2020, y a partir de 2021 se considera la proyección utilizada por la EIA, del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Tabla 5-9: Proyección de precios de combustibles utilizada (Fuente: CNE - EIA)

Año	Carbón Térmico (US\$/Ton)	Crudo WTI (US\$/bbl)	GNL (US\$/MBtu)	Fuente
2014	103.88	90.29	10.06	CNE
2015	103.88	90.19	10.05	CNE
2016	105.12	93.39	10.66	CNE
2017	106.25	98.24	10.84	CNE
2018	106.52	100.92	9.70	CNE
2019	107.05	103.54	9.81	CNE
2020	107.69	105.91	9.92	CNE
2021	109.00	108.35	10.25	CNE - EIA
2022	110.34	110.90	10.35	CNE - EIA
2023	111.45	113.16	10.60	CNE - EIA
2024	112.96	115.44	10.99	CNE - EIA

5.2 Consideraciones sobre la red de gas natural

5.2.1 Centrales térmicas consideradas

En la siguiente tabla se muestran las centrales térmicas del SIC que pueden operar con gas natural, junto con su ubicación y capacidad máxima. En caso de no disponer de gas natural, las centrales pueden operar con diesel. Cabe destacar que las centrales CTM3 (operando actualmente en el SING) y el ciclo combinado en Taltal funcionan con gas natural proveniente del terminal Mejillones, por lo que serán modeladas en todos los escenarios sin participar de la red de gas natural.

La central térmica Cordillera en el ITPN Oct 2014 se presenta como un ciclo abierto que opera con GNL, pese a que corresponde a una planta de cogeneración.

Tabla 5-10: Centrales térmicas del SIC que pueden operar con gas natural

Nombre	Fecha de entrada	Barra de conexión	Barra troncal referencial	Potencia máxima (MW)
San Isidro I	En operación	San Luis 220 kV	Quillota 220 kV	370
San Isidro II	En operación	San Luis 220 kV	Quillota 220 kV	392
Quintero I	En operación	San Luis 220 kV	Quillota 220 kV	128
Quintero II	En operación	San Luis 220 kV	Quillota 220 kV	129
Taltal CC	Enero 2018	Paposo 220 kV	Diego de Almagro 220 kV	360
Nueva Renca	En operación	Renca 110 kV	Cerro Navia 220 kV	342
Nehuenco I	En operación	San Luis 220 kV	Quillota 220 kV	361.5
Nehuenco II	En operación	San Luis 220 kV	Quillota 220 kV	384.2
Candelaria I	En operación	Candelaria 220 kV	Candelaria 220 kV	125.3
Candelaria II	En operación	Candelaria 220 kV	Candelaria 220 kV	128.6
Cordillera	Julio 2015	Alto Jahuel 220 kV	Alto Jahuel 220 kV	50
CTM3	Junio 2017	Cardones 220 kV	Cardones 220 kV	243.2

En el caso sin la red de gas natural, se utilizó la disponibilidad de combustible presentada por la CNE en el ITPN Oct 2014. En el modelo esta disponibilidad se representa limitando la potencia máxima de generación de la central en cada etapa mensual. El detalle se presenta a continuación:

- San Isidro I:
 - Octubre-Noviembre 2014: 93%
 - Diciembre 2014: 94%
 - Enero-Mayo 2015: 65%
 - Junio 2015 en adelante con 100% de disponibilidad.
- San Isidro II: Todo el horizonte con 100% de disponibilidad.
- Quintero I y Quintero II: Agosto 2015 en adelante con 100% de disponibilidad.
- Taltal: Enero 2018 en adelante con 100% de disponibilidad.
- Nueva Renca: Octubre 2016 en adelante con 100% de disponibilidad.
- Nehuenco I: Abril 2016 en adelante con 100% de disponibilidad.
- Nehuenco II:
 - Enero-Marzo 2015: 84%
 - Abril 2015: 17%
 - Abril 2016 en adelante con 100% de disponibilidad.
- Candelaria I y II: Febrero 2020 en adelante con 100% de disponibilidad.
- Cordillera: Julio 2015 en adelante con 100% de disponibilidad.
- CTM3: Junio 2017 en adelante con 100% de disponibilidad.

5.2.2 Red de gas natural modelada

La red de gas natural modelada en el caso de estudio correspondiente incluye los gasoductos de Electrogas (zona de Quintero y Quillota) y de GasAndes (conexión Mendoza – Santiago – Caletónes). Además, se considera una conexión terrestre hacia el área de Pemuco. En la siguiente figura se muestra la red de transporte de gas natural que fue modelada, y la conexión existente con el sistema de transmisión del SIC.

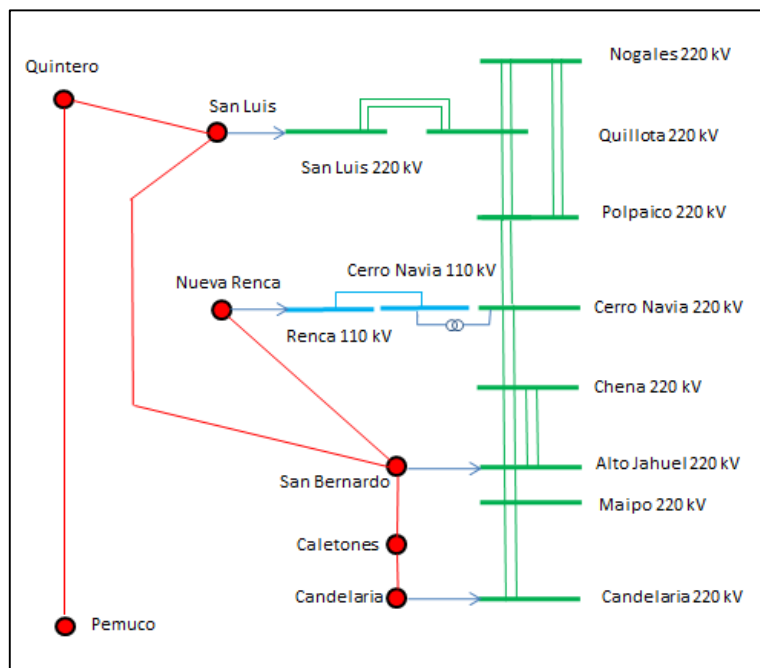


Figura 5-6: Red de transporte de gas natural modelada en el SIC

A continuación se presentan las características de la red de gas natural modelada, incluyendo las inyecciones y retiros de combustible en cada uno de los nodos y las propiedades de los gasoductos considerados. Los retiros de gas natural por parte de las centrales se presentarán como parte de los resultados.

Las unidades utilizadas para caudales y volúmenes de gas natural se consideran siempre en millones de metros cúbicos (Mm^3). Para efectos de los análisis realizados, se despreciaron las pérdidas producto del transporte.

Tabla 5-11: Red de transporte de gas natural modelada en el SIC – Caso GN

Tramo	Capacidad ($\text{Mm}^3/\text{día}$)	Gasoducto
Quintero - San Luis	19	Electrogas
San Luis - San Bernardo	4.1	Electrogas
San Bernardo - Nueva Renca	4.1	Red Metrogas
San Bernardo - Caletones	9	GasAndes
Caletones - Candelaria	2	GasAndes Extensión VI Región
Quintero - Pemuco	0.6	Transporte terrestre

Tabla 5-12: Inyecciones y retiros en la red de gas natural – Caso GN

Nombre	Nodo	Tipo (Inyección/Demanda)	Cantidad (Mm ³ /día)
Metrogas	San Bernardo	Demanda	3
Enap	Quintero	Demanda	3
Enap Pemuco	Pemuco	Demanda	0.6
Terminal Quintero	Quintero	Inyección	15

En el Caso GN II se incluyen 9 Mm³/día de inyecciones de gas natural desde Argentina, directamente en el nodo San Bernardo y al mismo valor que las inyecciones en Quintero. Además, en ese caso se amplían las capacidades de los tramos que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5-13: Red de transporte de gas natural ampliada modelada en el SIC – Caso GN II

Tramo	Capacidad (Mm ³ /día)	Gasoducto
Quintero - San Luis	19	Electrogas
San Luis - San Bernardo	9	Electrogas
San Bernardo - Nueva Renca	9	Red Metrogas
San Bernardo - Caletones	9	GasAndes
Caletones - Candelaria	9	GasAndes Extensión VI Región
Quintero - Pemuco	0.6	Transporte terrestre

Para apreciar el efecto económico de las saturaciones en los gasoductos, se definió un precio para las inyecciones en el nodo Quintero igual a 11 US\$/MBtu. Sin embargo, el costo de combustible que enfrentan las centrales es igual al presentado en el ITPN Oct 2014.

5.3 Resultados de las simulaciones

En este apartado se presentan los resultados obtenidos en los tres escenarios de operación simulados en el software OSE2000.

Se incluyen resultados de costos marginales, consumo de combustible, generación de las centrales y costo de operación del sistema. Los valores obtenidos son reales, por lo que no consideran el efecto de la inflación.

5.3.1 Caso Base

- Costos marginales

A continuación se presentan los costos marginales promedio del sistema, para cada año del período de estudio. Estos resultados se obtienen dividiendo el valor total de los retiros en el año (en US\$), por la cantidad retirada en el año en todas las barras (en MWh).

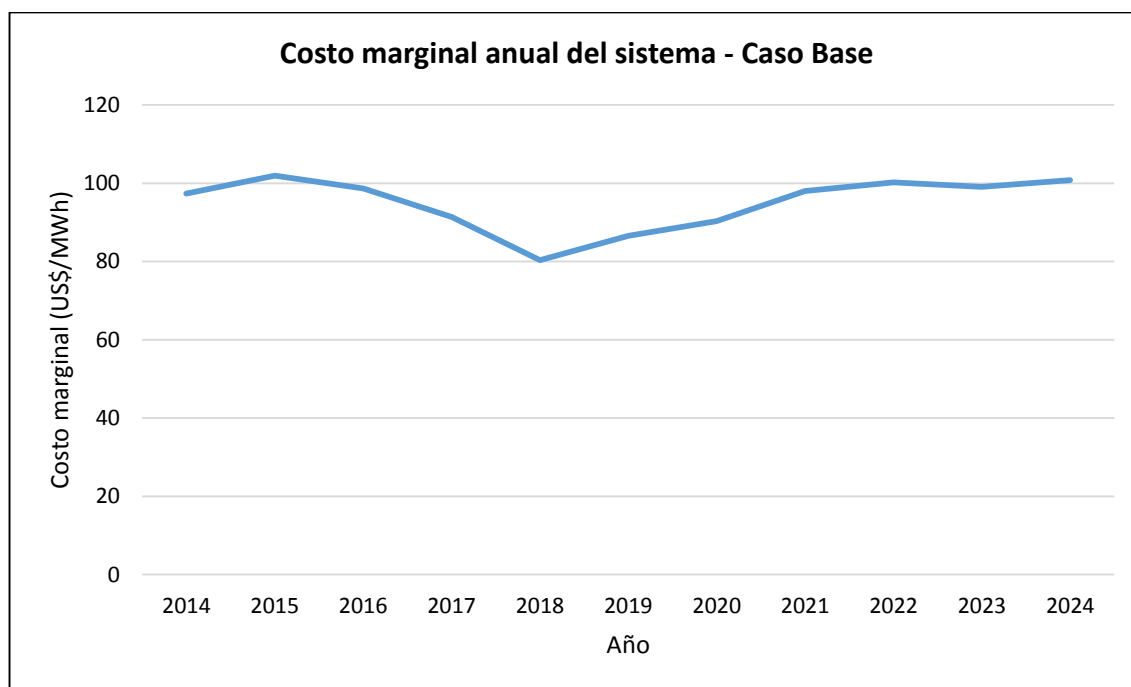


Figura 5-7: Costo marginal anual del sistema - Caso Base

Tabla 5-14: Costo marginal anual del sistema - Caso Base

Año	Costo marginal (US\$/MWh)
2014	97.4
2015	101.9
2016	98.6
2017	91.4
2018	80.3
2019	86.5
2020	90.3
2021	98.0
2022	100.2
2023	99.1
2024	100.8

También se muestran los costos marginales promedio mensuales en algunas barras principales del sistema, y en otras donde se conecta la red de gas y que son de interés para los casos estudiados. Estos valores se obtienen promediando todos los resultados obtenidos en los distintos bloques horarios y escenarios de simulación en cada etapa mensual.

Se observa que el costo marginal promedio anual presenta un descenso producto de las obras de generación que entran en operación entre 2016 y 2019, las que son principalmente solares, eólicas e hidráulicas de pasada. Con las obras propuestas, en el largo plazo el valor se estabiliza en torno a 100 [US\$/MWh], que corresponde a la cifra con que se financia una central de ciclo combinado a gas natural, con precio de combustible 11[US\$/MBtu], rendimiento térmico de 6.9 [MBtu/MWh], apalancada al 70% y operando con un factor de planta de 70%.

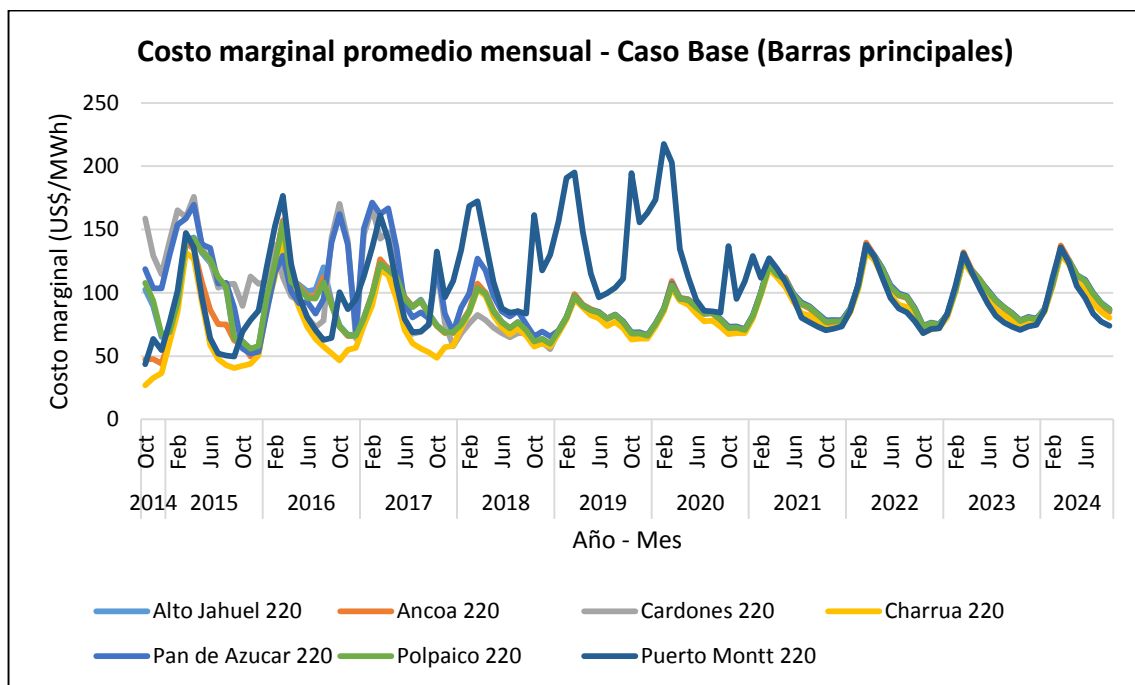


Figura 5-8: Costo marginal promedio mensual en barras principales - Caso Base

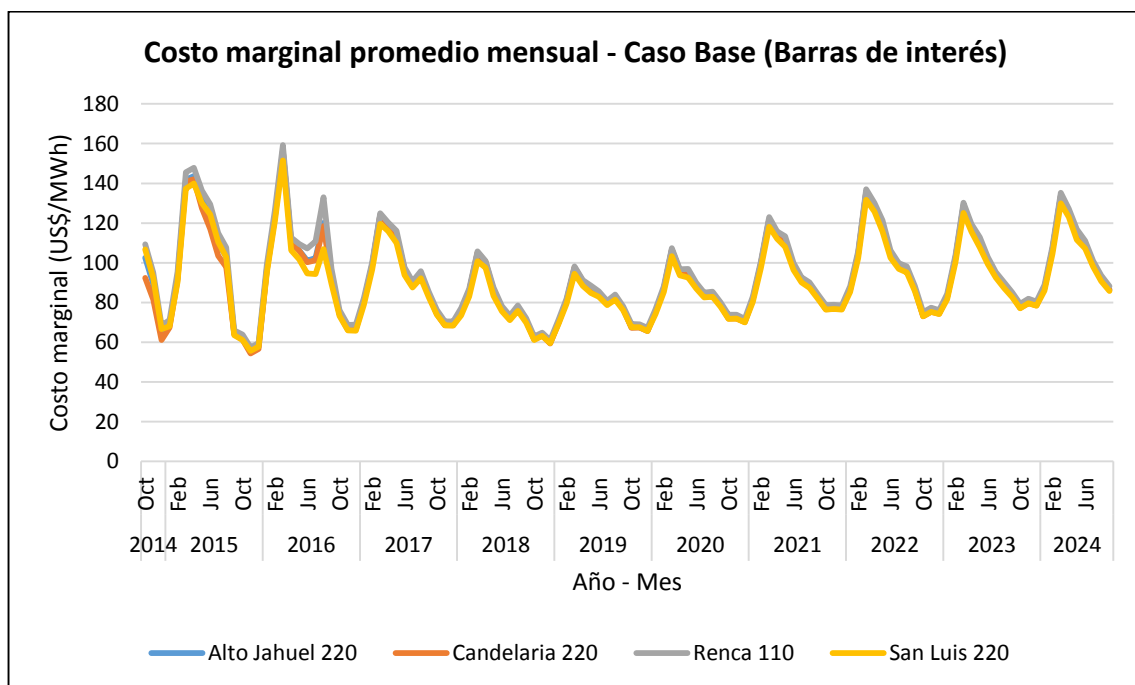


Figura 5-9: Costo marginal promedio mensual en barras de interés - Caso Base

Con respecto al costo marginal mensual, cabe destacar que las grandes diferencias que se presentan dentro del sistema en los primeros años se deben a las limitaciones de transmisión existentes tanto en el norte como en el sur del SIC, que desacoplan las distintas áreas. Estos desajustes se solucionan con la entrada en operación de los proyectos de transmisión que actualmente están en construcción, junto con los proyectos propuestos. En las barras de interés las diferencias son mínimas y se deben principalmente a pérdidas de transmisión.

Además, se puede apreciar que el costo marginal más alto se da en los meses de febrero y marzo, producto de la regulación de los embalses y las condiciones de los afluentes hidrológicos (el año hidrológico termina en marzo).

- Generación de centrales a gas natural y consumo de combustible

En las siguientes tablas se presenta la generación promedio y el factor de planta esperado de las centrales que utilizan gas natural en el modelo. Los valores obtenidos son presentados como totales anuales, promediados sobre el total de escenarios de simulación.

A pesar de que se conectan en otra red de abastecimiento de gas natural (Terminal Mejillones, en el SING), se presentan los valores para las centrales CTM3 y Taltal. Además, se muestran los valores obtenidos para los fuegos adicionales² (FA) de Nehuenco I, Nueva Renca y San Isidro I, incluidos en la modelación.

² Un fuego adicional (*duct burner* o *supplementary firing* en inglés) aumenta la potencia de salida de la turbina a vapor, al incrementar la producción de vapor mediante la combustión de combustible extra. La operación de un fuego adicional solo tiene sentido económico una vez que la central opera a plena carga ya que disminuye la eficiencia de la planta (Sepúlveda, 2011).

Tabla 5-15: Generación esperada de las centrales a gas natural - Caso Base

Generación esperada (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							73	107	125	98	111
Candelaria II							68	102	119	93	104
Cordillera		40	113	69	51	39	62	86	95	74	79
CTM3				383	795	899	1026	1146	1182	1069	1061
Nehuenco I FA			23	32	23	18	30	40	43	34	36
Nehuenco I			751	1199	1033	1136	1297	1421	1460	1362	1354
Nehuenco II			1700	2273	1981	2181	2335	2466	2424	2391	2329
Nueva Renca			110	1027	849	807	948	1070	1118	1029	1041
Nueva Renca FA			3	43	32	25	40	53	59	46	49
Quintero I		95	215	124	91	71	127	170	196	151	160
Quintero II		89	223	114	87	64	121	165	194	145	157
San Isidro I FA	12	61	26	12	9	7	8	13	16	12	14
San Isidro I	324	1549	1019	796	637	584	762	928	981	864	902
San Isidro II	511	2230	1968	2029	1777	1979	2127	2276	2262	2184	2170
Taltal CC					816	1048	1387	1656	1673	1518	1520

Tabla 5-16: Factor de planta esperado de las centrales a gas natural - Caso Base

Factor de planta esperado (%)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							7%	10%	12%	9%	10%
Candelaria II							6%	9%	11%	8%	9%
Cordillera		10%	27%	17%	12%	9%	15%	21%	23%	18%	19%
CTM3				18%	38%	43%	49%	55%	57%	51%	51%
Nehuenco I FA			13%	17%	12%	10%	16%	22%	24%	18%	20%
Nehuenco I			26%	41%	35%	39%	44%	49%	50%	47%	46%
Nehuenco II			52%	69%	60%	66%	71%	75%	74%	73%	71%
Nueva Renca			4%	38%	32%	30%	35%	40%	42%	38%	39%
Nueva Renca FA			1%	17%	12%	10%	16%	21%	23%	18%	19%
Quintero I		9%	20%	11%	8%	6%	12%	15%	18%	14%	15%
Quintero II		8%	20%	10%	8%	6%	11%	15%	18%	13%	14%
San Isidro I FA	7%	35%	15%	7%	5%	4%	5%	8%	9%	7%	8%
San Isidro I	11%	52%	34%	27%	21%	19%	25%	31%	33%	29%	30%
San Isidro II	15%	66%	59%	60%	53%	59%	63%	68%	67%	65%	65%
Taltal CC					26%	33%	44%	52%	53%	48%	48%

Los consumos de combustibles asociados a la generación presentada en las tablas anteriores se calculan considerando el rendimiento térmico de cada central (en

MBtu/MWh) y tomando el poder calorífico del gas natural igual a 36,905.74 MBtu/Mm³, promediado sobre el total de días del año.

Tabla 5-17: Consumo de gas natural esperado - Caso Base

Consumo de gas esperado (Mm3/día)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							0.06	0.09	0.11	0.09	0.10
Candelaria II							0.06	0.09	0.10	0.08	0.09
Cordillera		0.03	0.08	0.05	0.04	0.03	0.05	0.06	0.07	0.06	0.06
Nehuenco I FA			0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.03	0.03	0.02	0.02
Nehuenco I			0.41	0.65	0.56	0.61	0.70	0.77	0.79	0.74	0.73
Nehuenco II			0.84	1.13	0.98	1.08	1.16	1.22	1.20	1.19	1.16
Nueva Renca			0.06	0.57	0.47	0.45	0.53	0.59	0.62	0.57	0.58
Nueva Renca FA			0.00	0.03	0.02	0.02	0.03	0.04	0.04	0.03	0.03
Quintero I		0.07	0.16	0.09	0.07	0.05	0.10	0.13	0.15	0.11	0.12
Quintero II		0.07	0.17	0.09	0.07	0.05	0.09	0.12	0.15	0.11	0.12
San Isidro I FA	0.01	0.06	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
San Isidro I	0.18	0.86	0.57	0.44	0.35	0.32	0.42	0.52	0.55	0.48	0.50
San Isidro II	0.26	1.12	0.99	1.02	0.89	1.00	1.07	1.14	1.14	1.10	1.09
Total	0.45	2.22	3.32	4.10	3.48	3.63	4.29	4.82	4.96	4.59	4.62

Se observa que, con el plan de obras propuestas en generación y disponibles en el Anexo B, el factor de planta de las centrales a gas natural nunca alcanza el 100%, al tomar los valores promedio anuales.

Finalmente, se presenta un gráfico en que se observa el consumo total de gas natural promedio diario en las centrales del sistema para el año 2020, para cada uno de los escenarios de simulación modelados. Esto permite observar la variabilidad en el uso de este combustible dependiendo de la condición hidrológica presentada. Para apreciar este efecto no se consideran las centrales Taltal y CTM3.

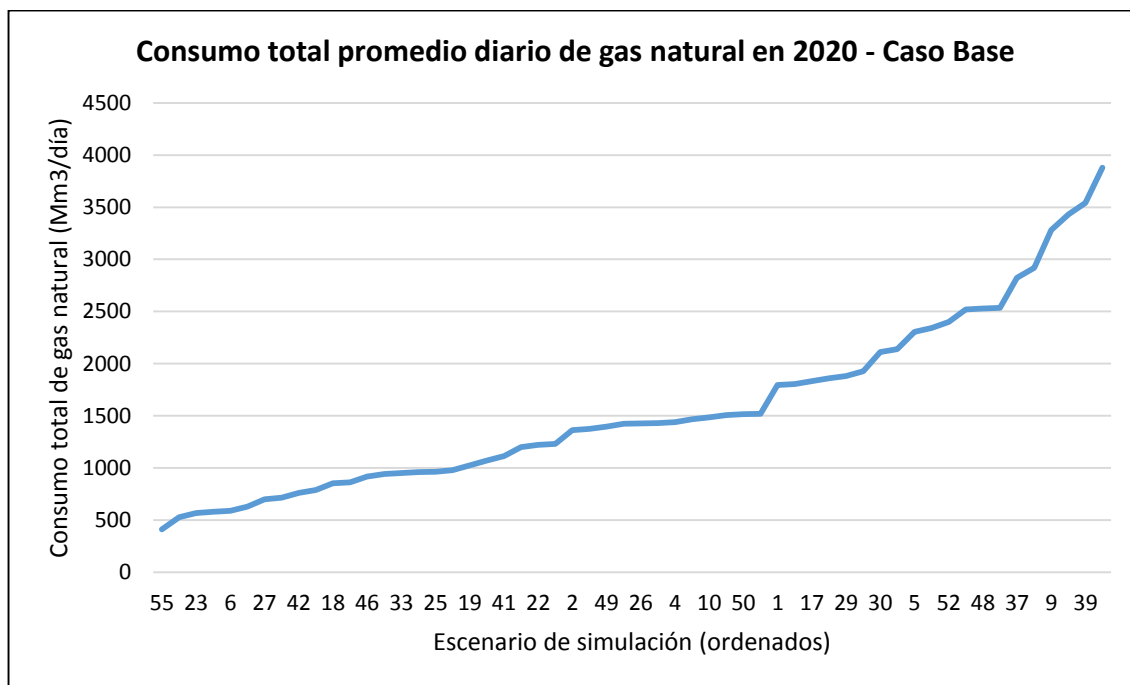


Figura 5-10: Consumo total promedio diario de gas natural en el año 2020 - Caso Base

De la figura anterior se concluye que dependiendo del escenario hidrológico, la cantidad de gas natural que se consume cambia drásticamente, observándose valores extremos iguales a 1.13 Mm³/día y 10.63 Mm³/día en las centrales del sistema.

- Costo de operación del sistema

En la siguiente tabla se muestran los costos totales de operación del sistema en millones de dólares (MUS\$), como promedio sobre los escenarios de simulación modelados. Dichos costos están en valor presente, considerando una tasa de actualización de 10%. Cabe destacar que en el año 2014 solo se consideran los meses de octubre, noviembre y diciembre.

Tabla 5-18: Costo total de operación anual actualizado del sistema - Caso Base

Año	Costo total de operación actualizado (MUS\$)
2014	210
2015	1051
2016	1166
2017	1147
2018	1016
2019	993
2020	987
2021	976
2022	936
2023	862
2024	813
Total	10158

5.3.2 Caso GN

- Costos marginales

A continuación se presentan los costos marginales promedio del sistema, para cada año del período de estudio, en el caso en que se incluye la red de gas natural actual.

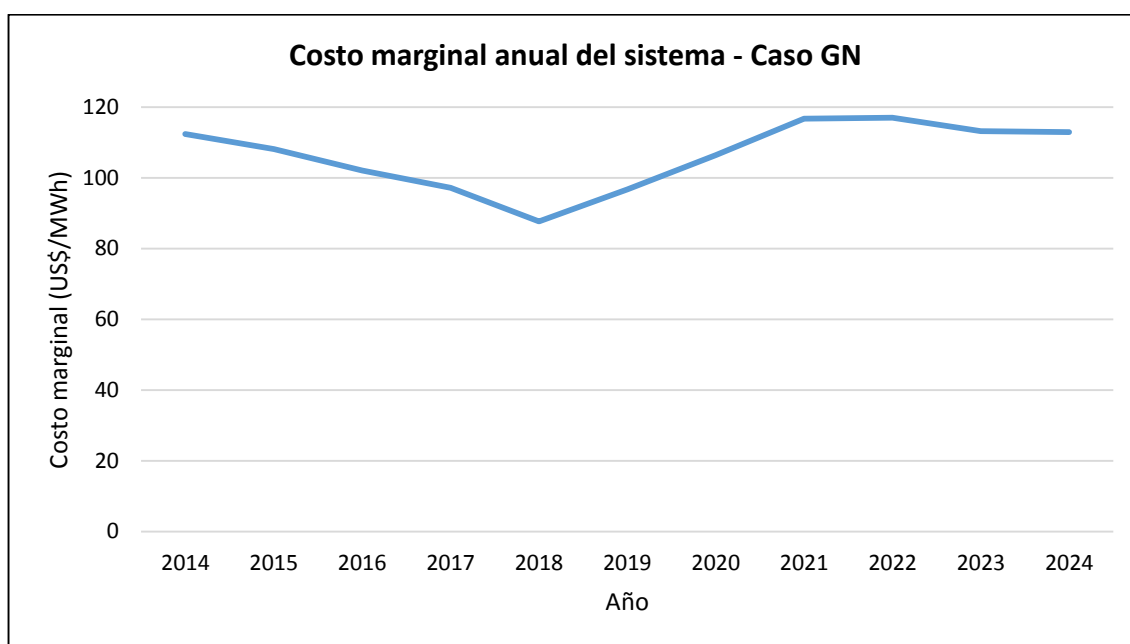


Figura 5-11: Costo marginal anual del sistema - Caso GN

Tabla 5-19: Costo marginal anual del sistema - Caso GN

Año	Costo marginal (US\$/MWh)
2014	112.4
2015	108.2
2016	102.1
2017	97.2
2018	87.7
2019	96.7
2020	106.5
2021	116.7
2022	117.0
2023	113.3
2024	113.0

También se muestran los costos marginales promedio mensuales, en algunas barras principales del sistema y en otras que son de interés para los casos estudiados.

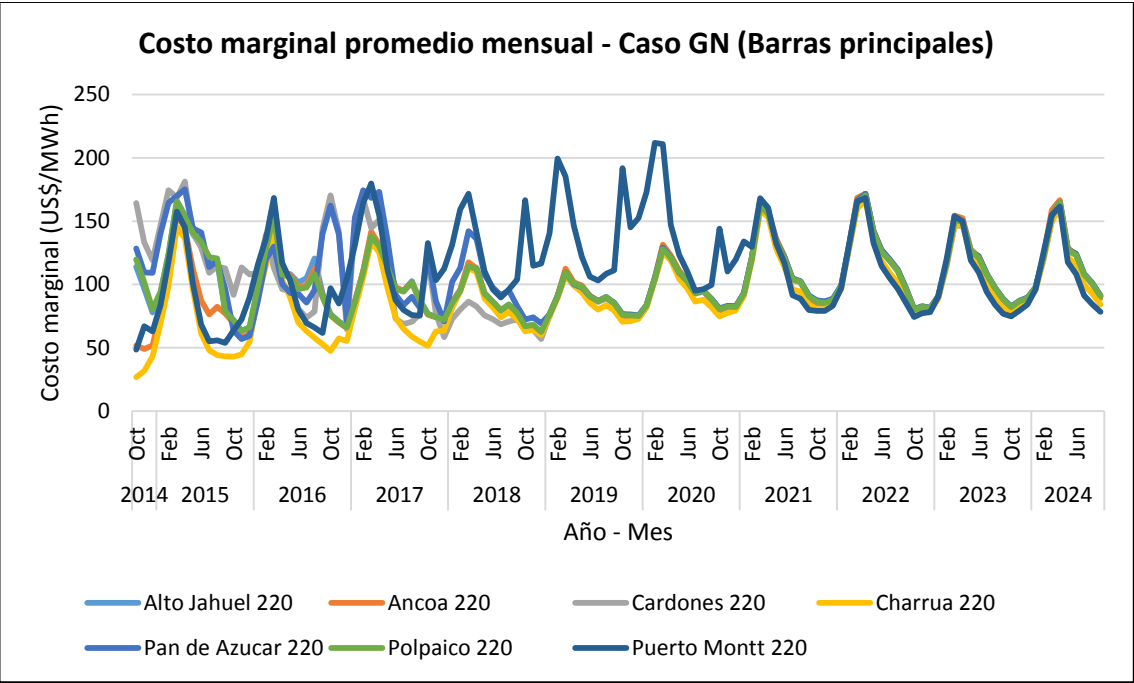


Figura 5-12: Costo marginal promedio mensual en barras principales - Caso GN

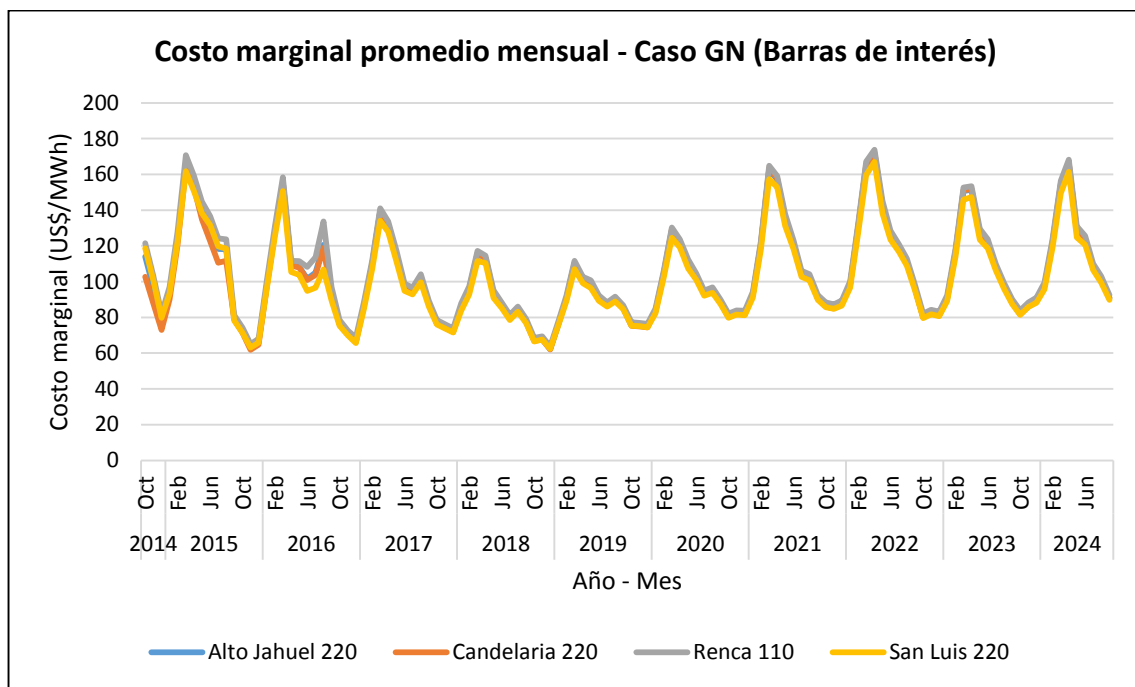


Figura 5-13: Costo marginal promedio mensual en barras de interés - Caso GN

Se observa que el costo marginal promedio anual presenta un descenso producto de las obras de generación que entran en operación entre 2016 y 2019, de forma similar a lo ocurre en el Caso Base. Sin embargo, los valores en cada uno de los años del período son mayores al compararlos con el caso mencionado, de modo que en el largo plazo se estabiliza en torno a 113 [US\$/MWh], al incluir la red de gas natural.

Con respecto al costo marginal mensual, se presentan desacoples en los primeros años entre las distintas barras del sistema, los que se solucionan con la entrada en operación de los proyectos de transmisión en las distintas zonas geográficas del SIC. No obstante, los valores crecen en comparación con el Caso Base en todos los meses del año, aunque manteniendo la tendencia de que los meses de febrero y marzo presentan costos marginales más alto respecto a los otros meses.

- Generación de centrales a gas natural y consumo de combustible

En las siguientes tablas se presenta la generación promedio y el factor de planta esperado de las centrales que utilizan gas natural en el modelo. Los valores obtenidos son presentados como totales anuales, promediados sobre el total de escenarios de simulación.

A pesar de que se conectan en otra red de abastecimiento de gas natural (Terminal Mejillones, en el SING), se presentan los valores para las centrales CTM3 y Taltal.

Tabla 5-20: Generación esperada de las centrales a gas natural - Caso GN

Generación esperada (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							2	2	2	2	2
Candelaria II							4	7	9	5	6
Cordillera		50	105	9	6	6	10	13	14	11	12
CTM3				390	1127	1412	1471	1446	1382	1215	1094
Nehuenco I FA			22	36	23	21	32	45	49	41	44
Nehuenco I			743	1217	983	936	1139	1317	1354	1308	1417
Nehuenco II			1697	2276	1802	1950	2104	2362	2362	2378	2358
Nueva Renca			83	822	617	549	682	793	818	777	854
Nueva Renca FA				2	1	1	2	2	2	2	2
Quintero I		79	222	164	99	100	153	222	242	197	207
Quintero II		74	228	151	96	87	142	211	238	190	208
San Isidro I FA	12	61	27	18	10	10	17	27	29	23	24
San Isidro I	315	1559	1011	855	633	554	790	953	1027	911	1018
San Isidro II	502	2279	1970	2042	1589	1641	1796	2050	2115	2180	2216
Taltal CC					1071	1564	1865	1986	1904	1711	1557

Tabla 5-21: Factor de planta esperado de las centrales a gas natural - Caso GN

Factor de planta esperado (%)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							0%	0%	0%	0%	0%
Candelaria II							0%	1%	1%	0%	1%
Cordillera		12%	25%	2%	1%	1%	2%	3%	3%	3%	3%
CTM3				19%	54%	68%	71%	69%	66%	58%	53%
Nehuenco I FA			12%	20%	12%	12%	18%	25%	27%	22%	24%
Nehuenco I			25%	42%	34%	32%	39%	45%	46%	45%	49%
Nehuenco II			52%	69%	55%	59%	64%	72%	72%	72%	72%
Nueva Renca			3%	31%	23%	21%	25%	30%	31%	29%	32%
Nueva Renca FA				3%	2%	2%	3%	3%	4%	3%	3%
Quintero I		7%	20%	15%	9%	9%	14%	20%	22%	18%	19%
Quintero II		7%	21%	14%	9%	8%	13%	19%	22%	17%	19%
San Isidro I FA	7%	35%	15%	11%	6%	6%	10%	16%	17%	13%	14%
San Isidro I	10%	52%	34%	28%	21%	18%	26%	32%	34%	30%	34%
San Isidro II	15%	68%	59%	61%	47%	49%	53%	61%	63%	65%	66%
Taltal CC					34%	49%	59%	63%	60%	54%	49%

Los consumos de combustibles asociados a la generación presentada en las tablas anteriores se calculan considerando el rendimiento térmico de cada central (en MBtu/MWh) y tomando un poder calorífico del gas natural igual a 36,905.74 MBtu/Mm³, promediado sobre el total de días del año.

Tabla 5-22: Consumo de gas natural esperado - Caso GN

Consumo de gas esperado (Mm3/día)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Candelaria II							0.00	0.01	0.01	0.00	0.01
Cordillera		0.04	0.08	0.01	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Nehuenco I FA			0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
Nehuenco I			0.40	0.66	0.53	0.51	0.62	0.71	0.73	0.71	0.77
Nehuenco II			0.84	1.13	0.89	0.97	1.04	1.17	1.17	1.18	1.17
Nueva Renca			0.05	0.46	0.34	0.30	0.38	0.44	0.45	0.43	0.47
Nueva Renca FA				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Quintero I		0.06	0.17	0.12	0.07	0.08	0.12	0.17	0.18	0.15	0.16
Quintero II		0.06	0.17	0.11	0.07	0.07	0.11	0.16	0.18	0.14	0.16
San Isidro I FA	0.01	0.06	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02
San Isidro I	0.17	0.87	0.56	0.48	0.35	0.31	0.44	0.53	0.57	0.51	0.57
San Isidro II	0.25	1.15	0.99	1.03	0.80	0.83	0.90	1.03	1.06	1.10	1.11
Total	0.44	2.22	3.30	4.03	3.10	3.08	3.66	4.29	4.44	4.28	4.47

Se observa que, al igual que en el Caso Base, el factor de planta de las centrales a gas natural nunca alcanza el 100%, al tomar los valores promedio anuales. Además, se produce una reducción en la generación esperada, y por ende del consumo de gas natural, de las centrales Candelaria, Cordillera y Nueva Renca. Esto se debe a las limitaciones existentes en las transferencias de gas natural dentro de la red modelada, que impiden que las centrales puedan operar como si tuvieran disponibilidad completa de combustible para generar.

Para el caso particular de la central Cordillera, la capacidad del gasoducto San Luis – San Bernardo condiciona los niveles de transferencias en el tramo, pese a que el gasoducto San Bernardo – Caletones permite transportar más del doble de gas natural. Por otra parte, para el caso de las centrales Candelaria, a lo anterior se añade que la capacidad del gasoducto que une los nodos Caletones y Candelaria es insuficiente para abastecer las necesidades del generador, limitando su factor de planta. Esto incide directamente en el costo marginal del sistema, ya que al no disponer de gas natural debe abastecerse la demanda generando con centrales a diesel.

La central Nueva Renca, pese a que también enfrenta las limitaciones de transporte de gas natural ya mencionadas, tiene un menor costo variable de generación, lo que se puede apreciar en la diferencia del rendimiento térmico disponible en el Anexo B. De este modo, el modelo prioriza abastecer de combustible a esta central por sobre la central Cordillera y Candelaria, aunque esa cantidad entregada no es suficiente para alcanzar los niveles de generación que se observan en el Caso Base.

En la siguiente figura se presentan el flujo mínimo, máximo y promedio que se presenta por escenario de simulación, para cada mes y bloque horario del año 2020 en el gasoducto San Luis – San Bernardo.

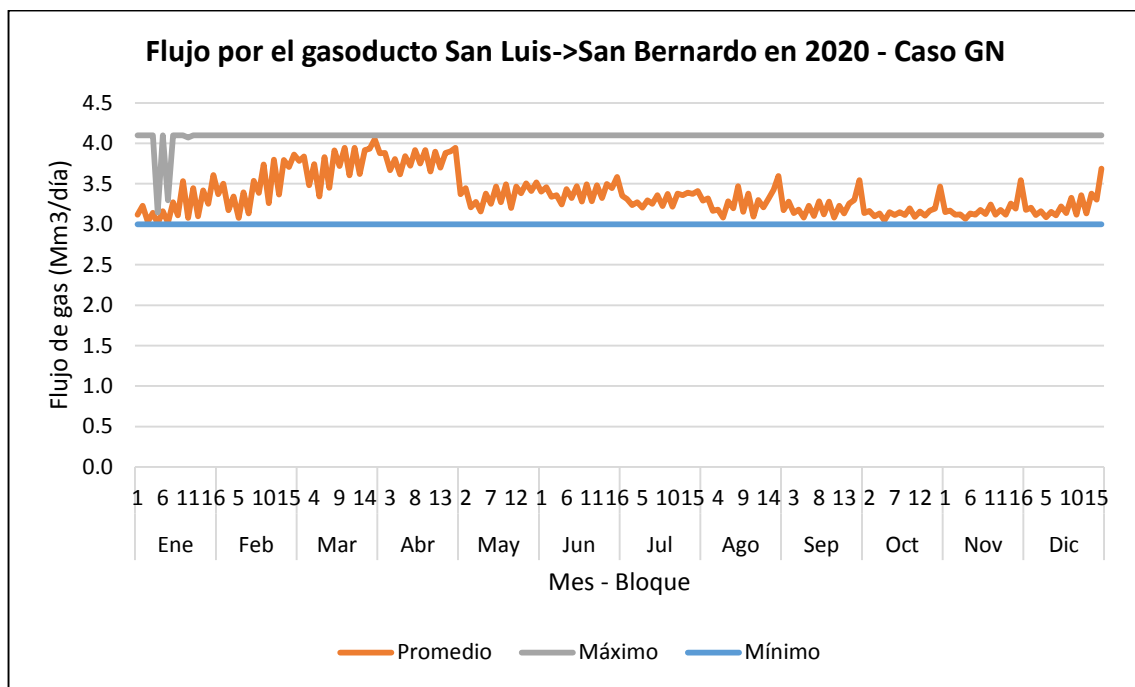


Figura 5-14: Flujo por el gasoducto San Luis – San Bernardo en 2020 - Caso GN

Se observa que solo en algunos bloques horarios del mes de enero el flujo máximo sobre los escenarios de simulación no alcanza el límite de capacidad de transporte del gasoducto (4.1 Mm3/día). Además, en los meses de febrero a abril el flujo de gas en promedio se acerca a dicho límite. De este modo, se puede apreciar que en gran parte de los escenarios de simulación el gasoducto está saturado.

En la siguiente figura se muestra el precio sombra del gas natural en el nodo San Bernardo, en cada mes y bloque del año 2020. Dicho valor corresponde al multiplicador de Lagrange de la restricción de balance de inyección y demanda en dicho nodo, y es el precio que los consumidores de gas estarían dispuestos a pagar en dicho nodo en caso de que algún agente pudiese inyectar más combustible en el punto.

Dado que las inyecciones en el nodo Quintero se valorizan a 11 US\$/MBtu y debido a que no se consideran pérdidas debido al transporte en los gasoductos, las diferencia de precio se deben exclusivamente a desacoples producidos por la saturación del tramo San Luis – San Bernardo.

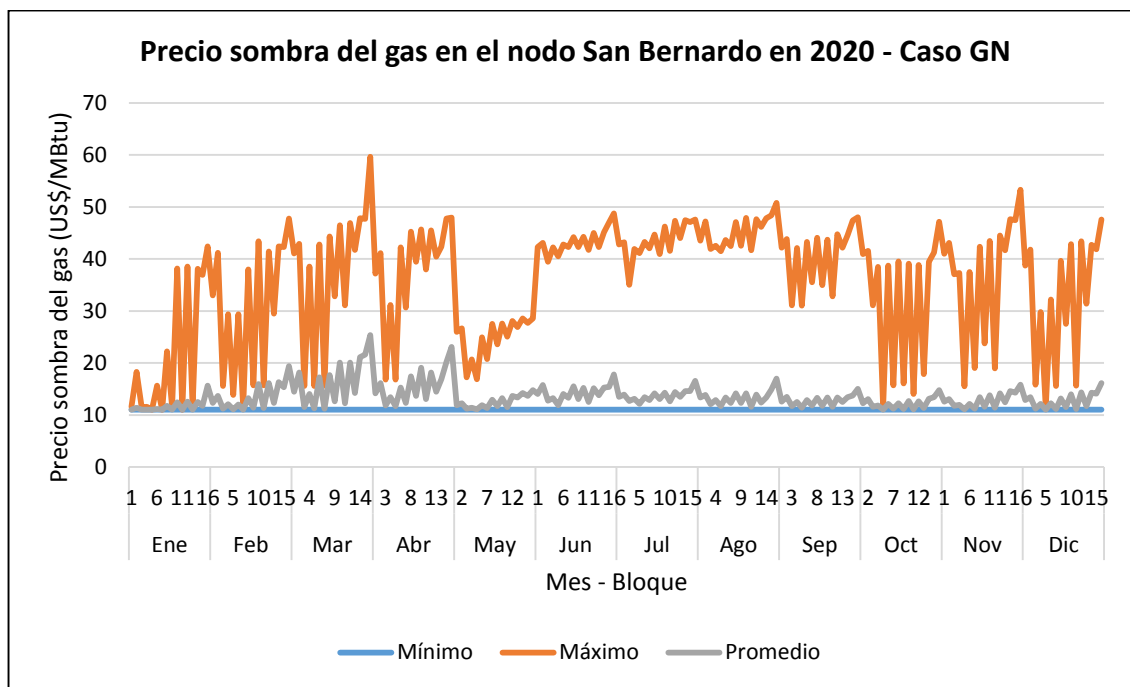


Figura 5-15: Precio sombra del gas en el nodo San Bernardo en 2020 - Caso GN

Se observa que debido a las saturaciones, un consumidor de gas natural en el nodo San Bernardo está dispuesto a pagar, en promedio, un precio mayor al que se inyecta el combustible en el nodo Quintero. Los meses más críticos son febrero, marzo y abril, correspondientes al inicio y al final del año hidrológico, por lo que se requerirá mayor generación térmica. La disposición a pagar llega a 60 US\$/MBtu en un bloque horario de punta para hidrologías extremas de marzo, alcanzando más de 5 veces el valor original de inyección.

A continuación, se presenta un gráfico en que se observa el consumo total promedio diario de gas natural en las centrales del sistema para el año 2020, para cada uno de los escenarios de simulación modelados, pero ordenando los consumos de menor a mayor. Esto permite observar la variabilidad en el uso de este combustible dependiendo de la condición hidrológica presentada. Para apreciar este efecto no se consideran las centrales Taltal y CTM3.

De la figura se concluye que dependiendo del escenario de simulación, la cantidad de gas natural que se consume cambia drásticamente, observándose valores extremos de 0.86 Mm³/día y 8.85 Mm³/día en las centrales del sistema, lo que difiere de los extremos obtenidos en el Caso Base (1.13 y 10.63 Mm³/día, respectivamente). Esto se debe a que, dadas las limitaciones existentes en la red de transporte, las centrales no pueden ocupar más gas natural.

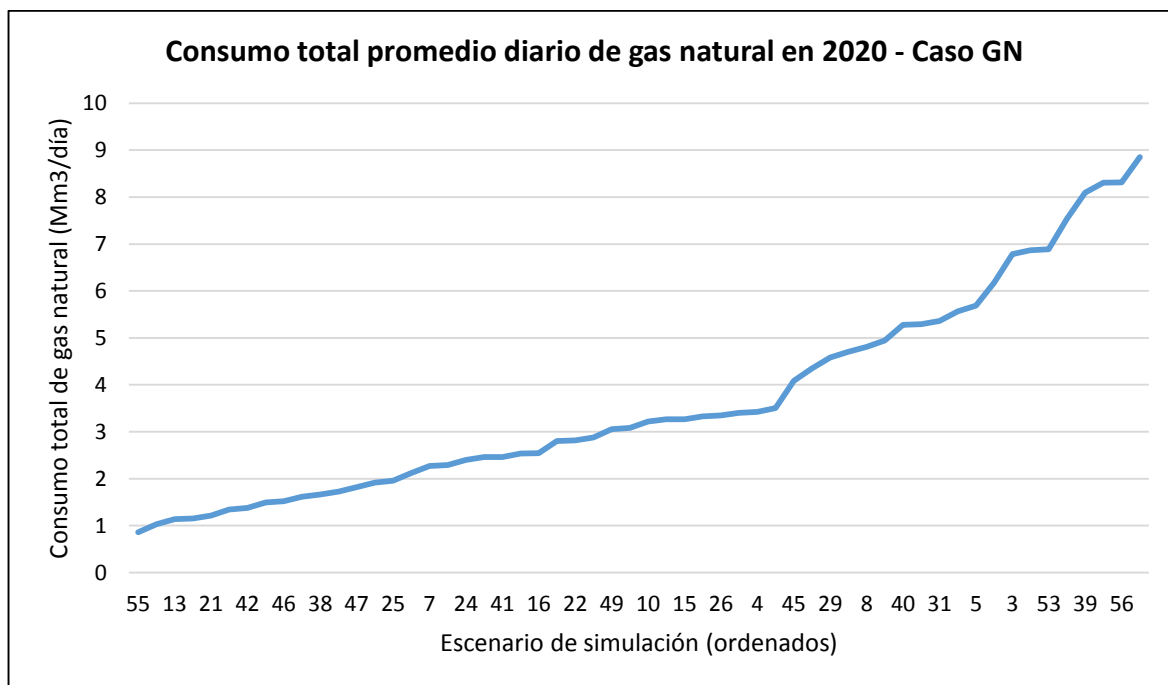


Figura 5-16: Consumo total promedio diario de gas natural en el año 2020 - Caso GN

- Costo de operación del sistema

En la siguiente tabla se muestran los costos totales de operación del sistema en millones de dólares (MUS\$), como promedio sobre los escenarios de simulación modelados. Dichos costos están en valor presente, considerando una tasa de actualización de 10%. Cabe destacar que en el año 2014 solo se consideran los meses de octubre, noviembre y diciembre.

Tabla 5-23: Costo total de operación anual actualizado del sistema - Caso GN

Año	Costo total de operación actualizado (MUS\$)
2014	207
2015	1128
2016	1172
2017	1170
2018	1019
2019	1005
2020	1006
2021	1020
2022	972
2023	889
2024	836
Total	10424

En comparación con el Caso Base, se observa un aumento en el costo de operación en todos los años, lo que se explica por las limitaciones existentes en la red de gas natural, que conllevan un menor uso de este recurso en el sistema, y un mayor uso de otros combustibles fósiles más costosos como el diesel. Contando los diez años del período de estudio se alcanzan diferencias totales de 266 millones de dólares aproximadamente, con respecto al Caso Base.

5.3.3 Caso GN II

- Costos marginales

A continuación se presentan los costos marginales promedio del sistema, para cada año del período de estudio, en el caso en que se incluye la red de gas natural actual.

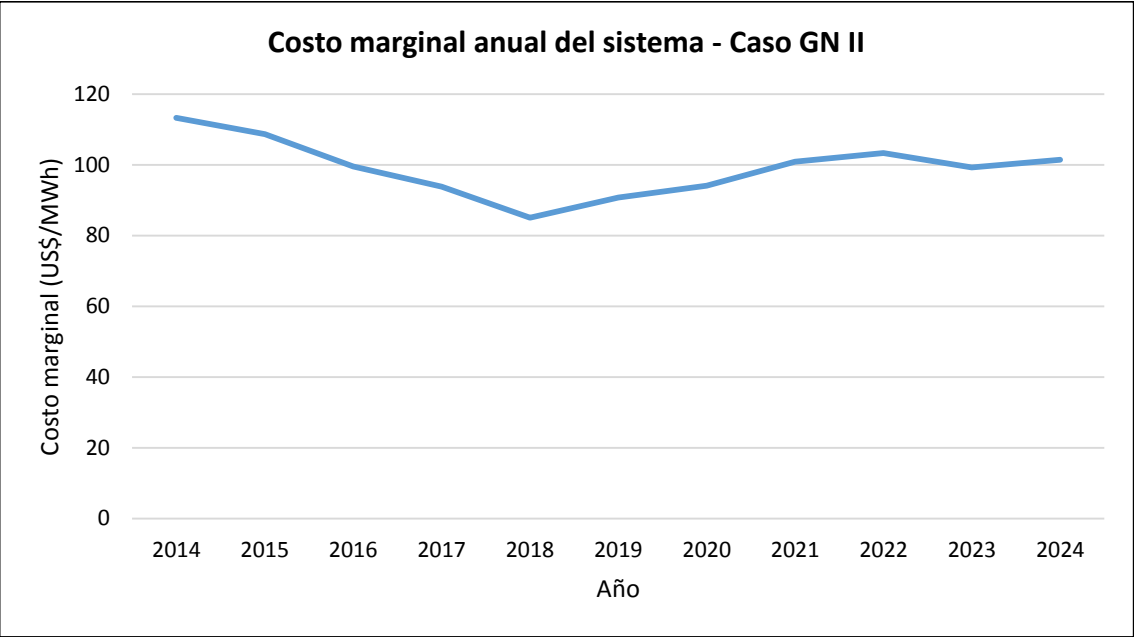


Figura 5-17: Costo marginal anual del sistema - Caso GN II

Tabla 5-24: Costo marginal anual del sistema - Caso GN II

Año	Costo marginal (US\$/MWh)
2014	113.3
2015	108.7
2016	99.6
2017	93.8
2018	85.1
2019	90.8
2020	94.1
2021	100.9
2022	103.3
2023	99.3
2024	101.4

También se muestran los costos marginales promedio mensuales, en algunas barras principales del sistema y en otras que son de interés para los casos estudiados.

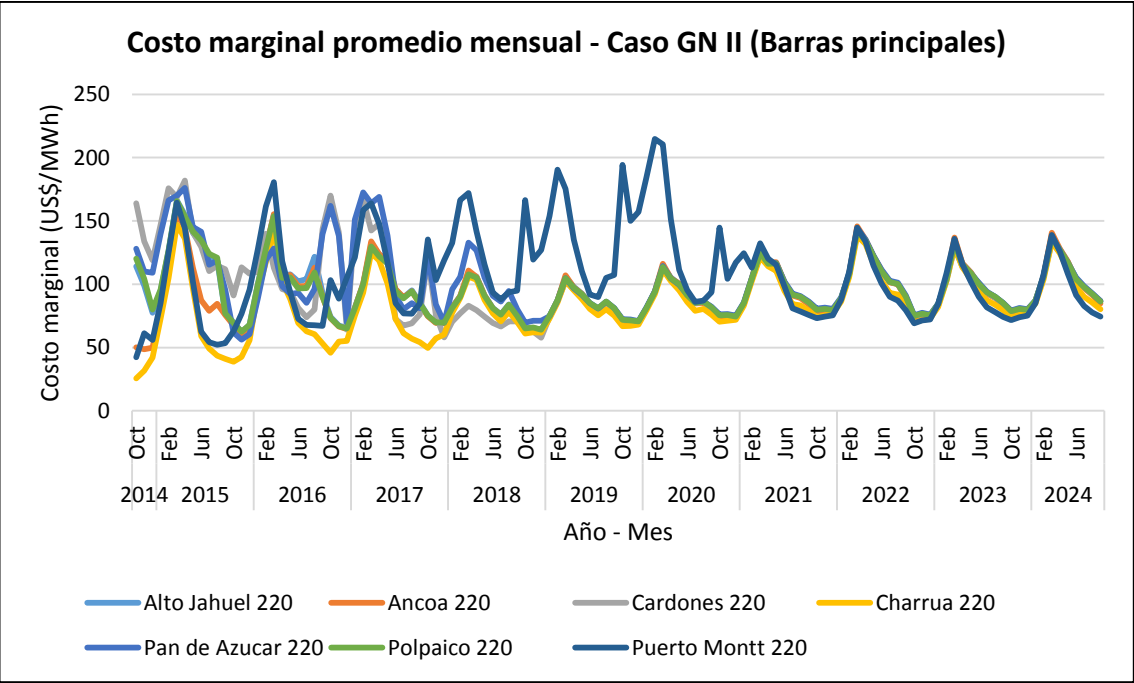


Figura 5-18: Costo marginal promedio mensual en barras principales - Caso GN II

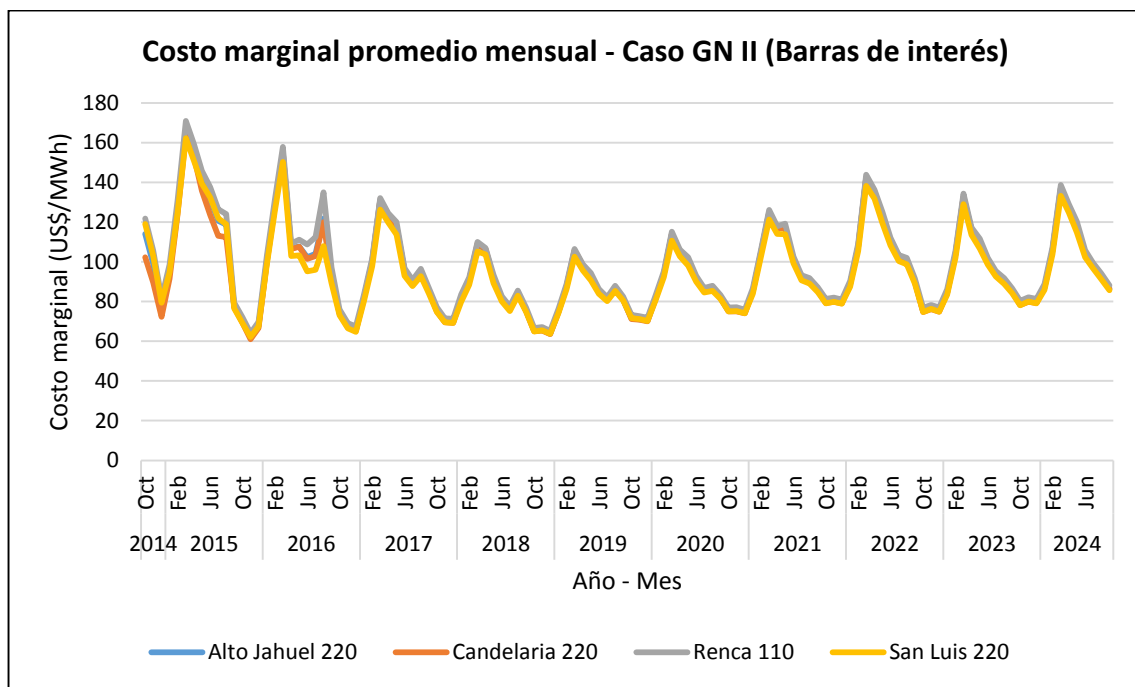


Figura 5-19: Costo marginal promedio mensual en barras de interés - Caso GN II

Se observa que el costo marginal promedio anual presenta un descenso producto de las obras de generación que entran en operación entre 2016 y 2019, de forma similar a lo ocurre en el Caso Base. Sin embargo, los valores en cada uno de los años del período son levemente mayores al compararlos con el caso mencionado, aunque el valor final tiende a estabilizarse en el largo plazo en torno a los 100 US\$/MWh, tal como ocurre en el Caso Base. Esto demuestra el efecto sobre el costo marginal del sistema producto de las restricciones existentes en las transferencias de gas natural.

Con respecto al costo marginal mensual, se presentan desacoples en los primeros años entre las distintas barras del sistema, los que se solucionan con la entrada en operación de los proyectos de transmisión en las distintas zonas geográficas del SIC. No obstante, los valores crecen levemente en todos los meses del año en comparación con el Caso Base, aunque en menor medida teniendo en cuenta el Caso GN.

- Generación de centrales a gas natural y consumo de combustible

En las siguientes tablas se presenta la generación promedio y el factor de planta esperado de las centrales que utilizan gas natural en el modelo. Los valores obtenidos son presentados como totales anuales, promediados sobre el total de escenarios de simulación.

A pesar de que se conectan en otra red de abastecimiento de gas natural (Terminal Mejillones, en el SING), se presentan los valores para las centrales CTM3 y Taltal.

Tabla 5-25: Generación esperada de las centrales a gas natural - Caso GN II

Generación esperada (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							70	103	133	96	104
Candelaria II							66	100	125	88	99
Cordillera		51	113	69	43	36	62	78	98	73	77
CTM3				384	1122	1395	1463	1437	1391	1200	1035
Nehuenco I FA			22	31	20	18	29	36	45	34	36
Nehuenco I			742	1206	968	938	1122	1287	1334	1272	1355
Nehuenco II			1705	2270	1821	1918	2079	2354	2368	2334	2325
Nueva Renca			107	1024	794	691	857	992	1042	977	1043
Nueva Renca FA			3	42	28	25	39	47	60	47	49
Quintero I		79	220	131	79	70	127	159	204	149	157
Quintero II		71	227	125	74	65	122	153	201	142	150
San Isidro I FA	12	61	26	15	7	6	8	13	16	11	13
San Isidro I	311	1584	1018	786	593	510	718	853	963	824	892
San Isidro II	499	2282	1977	2031	1607	1637	1771	2043	2145	2144	2154
Taltal CC					1048	1539	1847	1973	1894	1668	1478

Tabla 5-26: Factor de planta esperado de las centrales a gas natural - Caso GN II

Factor de planta esperado (%)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							7%	10%	12%	9%	10%
Candelaria II							6%	9%	11%	8%	9%
Cordillera		12%	27%	17%	10%	9%	15%	19%	24%	18%	19%
CTM3				18%	54%	67%	70%	69%	67%	58%	50%
Nehuenco I FA			12%	17%	11%	10%	16%	19%	24%	18%	20%
Nehuenco I			25%	41%	33%	32%	38%	44%	46%	44%	46%
Nehuenco II			52%	69%	55%	58%	63%	71%	72%	71%	71%
Nueva Renca			4%	38%	30%	26%	32%	37%	39%	37%	39%
Nueva Renca FA				63%	43%	37%	59%	71%	91%	70%	73%
Quintero I		7%	20%	12%	7%	6%	12%	14%	19%	14%	14%
Quintero II		6%	21%	11%	7%	6%	11%	14%	18%	13%	14%
San Isidro I FA	7%	36%	15%	9%	4%	4%	5%	8%	9%	6%	8%
San Isidro I	10%	53%	34%	26%	20%	17%	24%	28%	32%	27%	30%
San Isidro II	15%	68%	59%	60%	48%	49%	53%	61%	64%	64%	64%
Taltal CC					33%	49%	58%	62%	60%	53%	47%

Los consumos de combustibles asociados a la generación presentada en las tablas anteriores se calculan considerando el rendimiento térmico de cada central (en MBtu/MWh) y tomando un poder calorífico del gas natural igual a 36,905.74 MBtu/Mm³, promediado sobre el total de días del año.

Tabla 5-27: Consumo de gas natural esperado - Caso GN II

Consumo de gas esperado (Mm3/día)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Candelaria I							0.06	0.09	0.12	0.08	0.09
Candelaria II							0.06	0.09	0.11	0.08	0.09
Cordillera		0.04	0.08	0.05	0.03	0.03	0.05	0.06	0.07	0.05	0.06
Nehuenco I FA			0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02
Nehuenco I			0.40	0.65	0.52	0.51	0.61	0.70	0.72	0.69	0.73
Nehuenco II			0.85	1.13	0.90	0.95	1.03	1.17	1.18	1.16	1.15
Nueva Renca			0.06	0.57	0.44	0.38	0.47	0.55	0.58	0.54	0.58
Nueva Renca FA			0.00	0.03	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.03	0.03
Quintero I		0.06	0.17	0.10	0.06	0.05	0.10	0.12	0.15	0.11	0.12
Quintero II		0.05	0.17	0.09	0.06	0.05	0.09	0.12	0.15	0.11	0.11
San Isidro I FA	0.01	0.06	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
San Isidro I	0.17	0.88	0.57	0.44	0.33	0.28	0.40	0.47	0.54	0.46	0.50
San Isidro II	0.25	1.15	0.99	1.02	0.81	0.82	0.89	1.03	1.08	1.08	1.08
Total	0.43	2.24	3.33	4.11	3.19	3.11	3.81	4.46	4.78	4.43	4.58

De las tablas anteriores se verifica que en comparación con el Caso GN, no se produce la reducción en la generación esperada de las centrales Candelaria y Cordillera. Esto se debe a que se eliminan las limitaciones existentes en las transferencias de gas natural dentro de la red modelada, al incluir inyecciones provenientes desde Argentina.

En la siguiente figura se muestran el flujo máximo, mínimo y promedio por el gasoducto San Bernardo – San Luis, para cada mes y bloque horario del año 2020. Debido a que se inyecta el gas desde Argentina directamente en San Bernardo, y dado que se amplía la capacidad del tramo mencionado, no se producen desacoples en el sistema de transporte de combustible. Cabe destacar que el flujo por el tramo se invierte con respecto al Caso GN, por lo que en este escenario el gas va desde San Bernardo a San Luis.

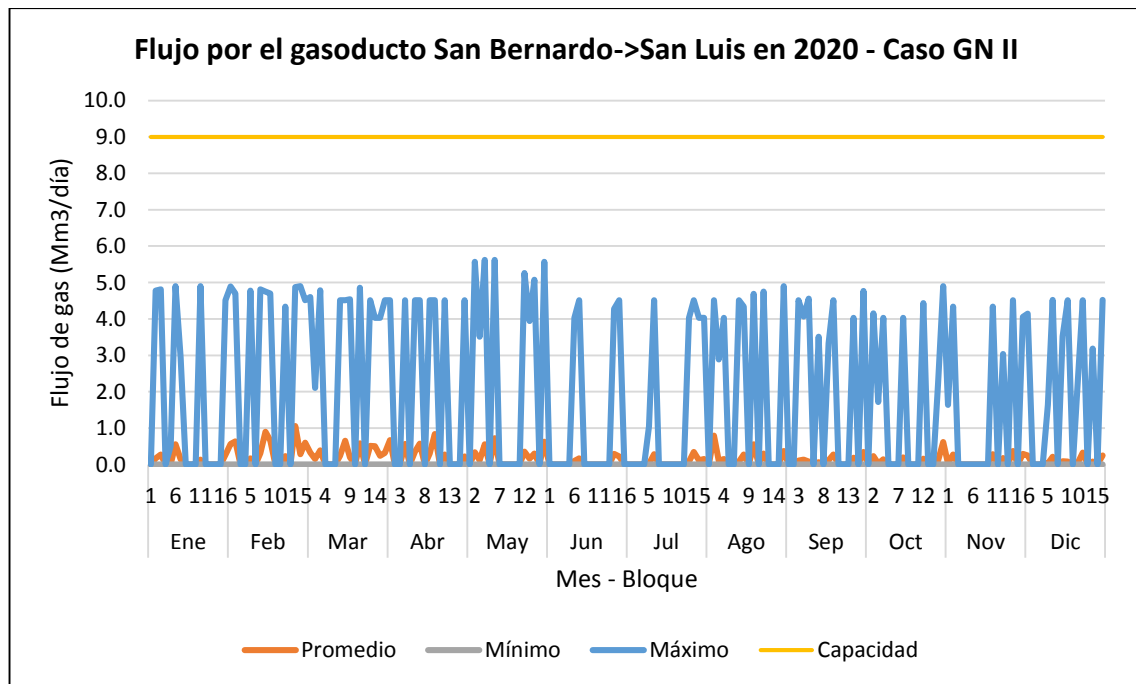


Figura 5-20: Flujo por el gasoducto San Luis – San Bernardo en 2020 - Caso GN II

Además, se observa que en ningún caso el consumo de gas natural superará al Caso Base, ya que pese a tener disponible más gas el valor de éste sigue siendo el mismo, lo que lleva al sistema a seguir utilizando carbón como generación de base, y las centrales a gas natural nunca operan a plena capacidad.

Finalmente, se presenta un gráfico en que se observa el consumo total promedio diario de gas natural en las centrales del sistema para el año 2020, para cada uno de los escenarios de simulación modelados.

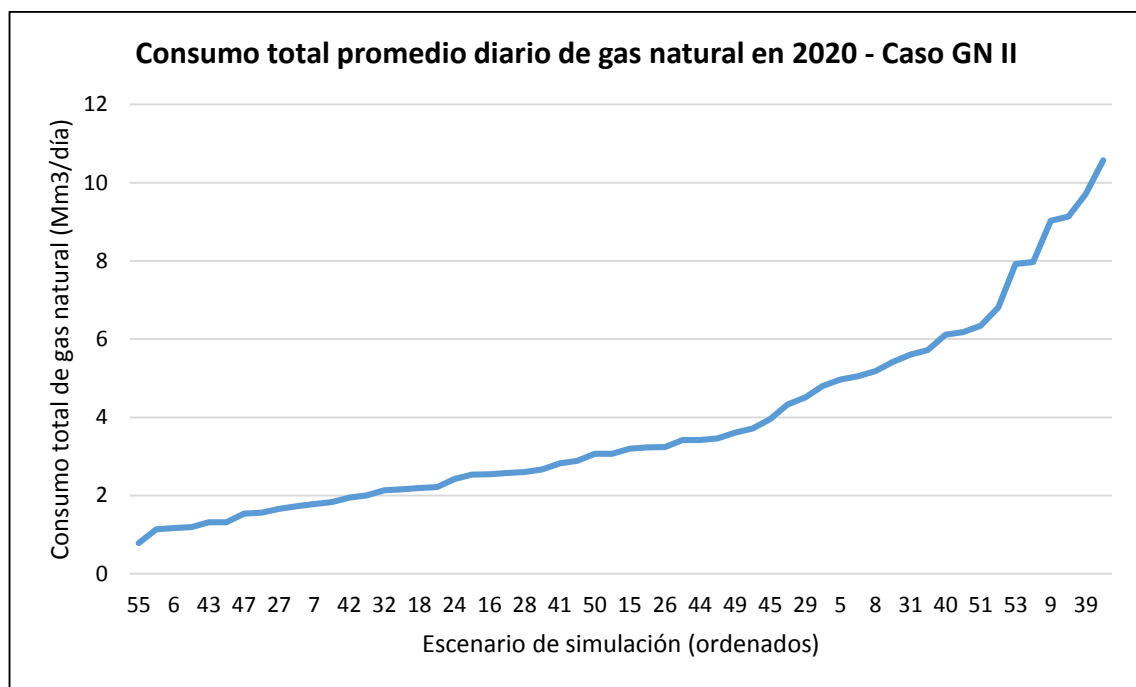


Figura 5-21: Consumo total promedio diario de gas natural en el año 2020 - Caso GN II

De la figura anterior se concluye que los niveles de consumo de gas natural en todo el sistema son similares al Caso Base, lo que se explica porque la operación de las centrales a gas natural está determinada por la operación de la red eléctrica y no por la red de gas natural.

- Costo de operación del sistema

En la siguiente tabla se muestran los costos totales de operación del sistema en millones de dólares (MUS\$), como promedio sobre los escenarios de simulación modelados. Dichos costos están en valor presente, considerando una tasa de actualización de 10%. Cabe destacar que en el año 2014 solo se consideran los meses de octubre, noviembre y diciembre.

Tabla 5-28: Costo total de operación anual del sistema - Caso GN II

Año	Costo total de operación actualizado (MUS\$)
2014	208
2015	1129
2016	1167
2017	1153
2018	1016
2019	992
2020	988
2021	975
2022	939
2023	862
2024	813
Total	10241

En comparación con el Caso Base, se observa un aumento en el costo de operación total para el período, aunque las mayores diferencias se dan en los años 2015, 2016 y 2017. En el resto de los años, al haber mayor disponibilidad de gas natural en comparación con el Caso GN, las diferencias son cercanas a cero o incluso favorables al caso ampliado. Contando los diez años del período de estudio se aprecia un aumento de 84 millones de dólares aproximadamente, con respecto al Caso Base.

5.4 Comparación de resultados entre escenarios

- Costos marginales

A continuación se presentan la comparación de los costos marginales anuales por escenario. Se observa que las limitaciones en la red de gas natural producen un aumento en el costo marginal esperado para el sistema, ya que obliga al sistema a operar con combustibles más caros.

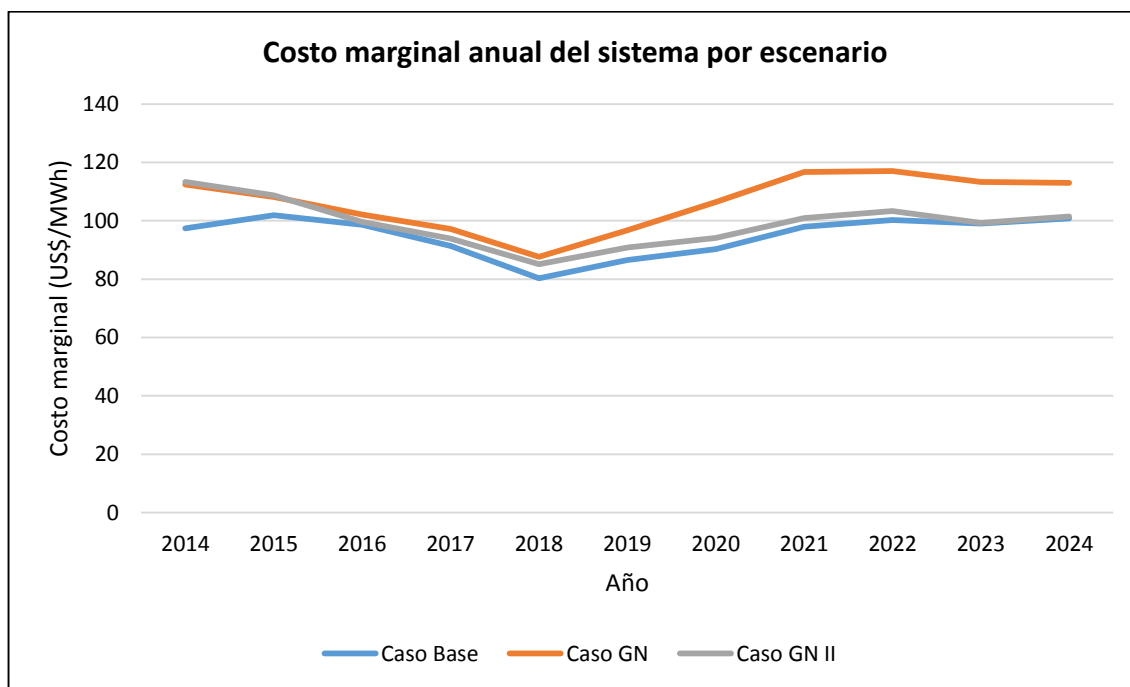


Figura 5-22: Costo marginal anual del sistema por escenario

Tabla 5-29: Costo marginal anual del sistema - Caso Base

Año	Costo marginal anual del sistema (US\$/MWh)		
	Caso Base	Caso GN	Caso GN II
2014	97.4	112.4	113.3
2015	101.9	108.2	108.7
2016	98.6	102.1	99.6
2017	91.4	97.2	93.8
2018	80.3	87.7	85.1
2019	86.5	96.7	90.8
2020	90.3	106.5	94.1
2021	98.0	116.7	100.9
2022	100.2	117.0	103.3
2023	99.1	113.3	99.3
2024	100.8	113.0	101.4

También se muestran los costos marginales promedio mensuales, solo en la barra Alto Jahuel 220 kV (dadas las similitudes en los costos marginales en las barras de interés), para observar las diferencias entre los distintos casos.

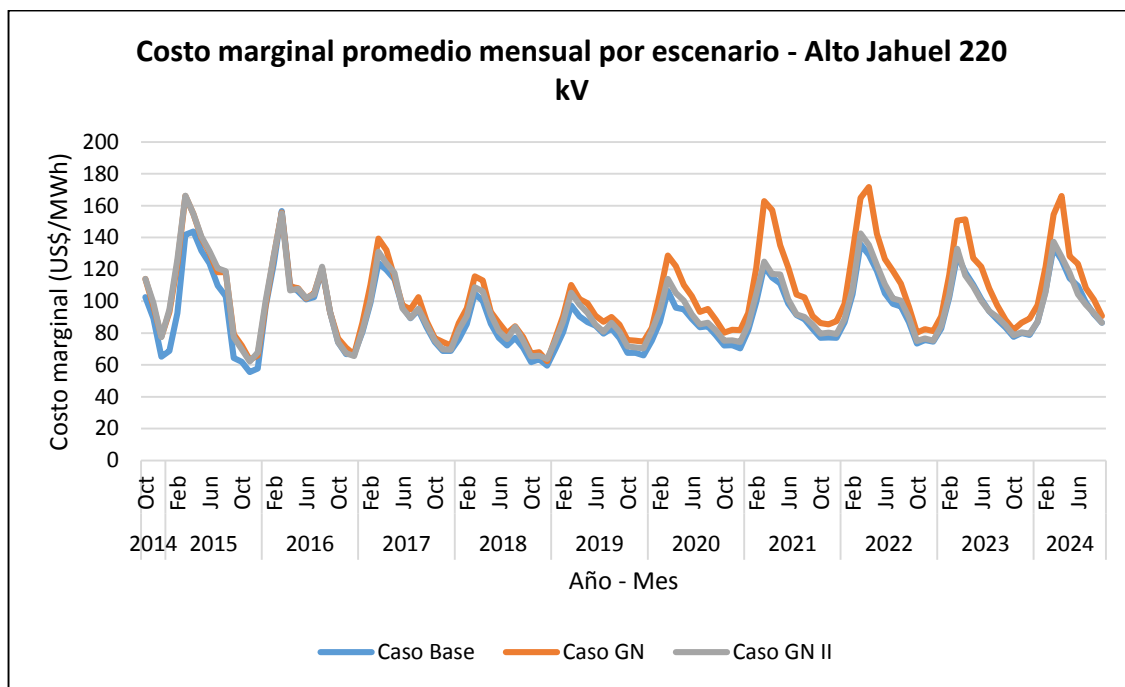


Figura 5-23: Costo marginal promedio mensual por escenario – Alto Jahuel 220 kV

Al comparar los Casos Base y GN II con el Caso GN, se observa que hacia el final del período las diferencias se vuelven más significativas. Esto se debe a que el plan de obras de generación está pensado para que las centrales a gas natural operen en base y que las puntas de demanda sean definidas por centrales a gas natural inefficientes o centrales diesel efficientes, y las limitaciones de la red impiden que esto ocurra.

- Consumo de gas natural

En la siguiente figura se muestra el consumo de gas natural promedio diario en el año 2020, dependiendo de cada escenario de simulación y para cada uno de los casos estudiados. El orden que se utilizó para los escenarios de simulación corresponde al que permite tener los valores de menor a mayor para el Caso Base.

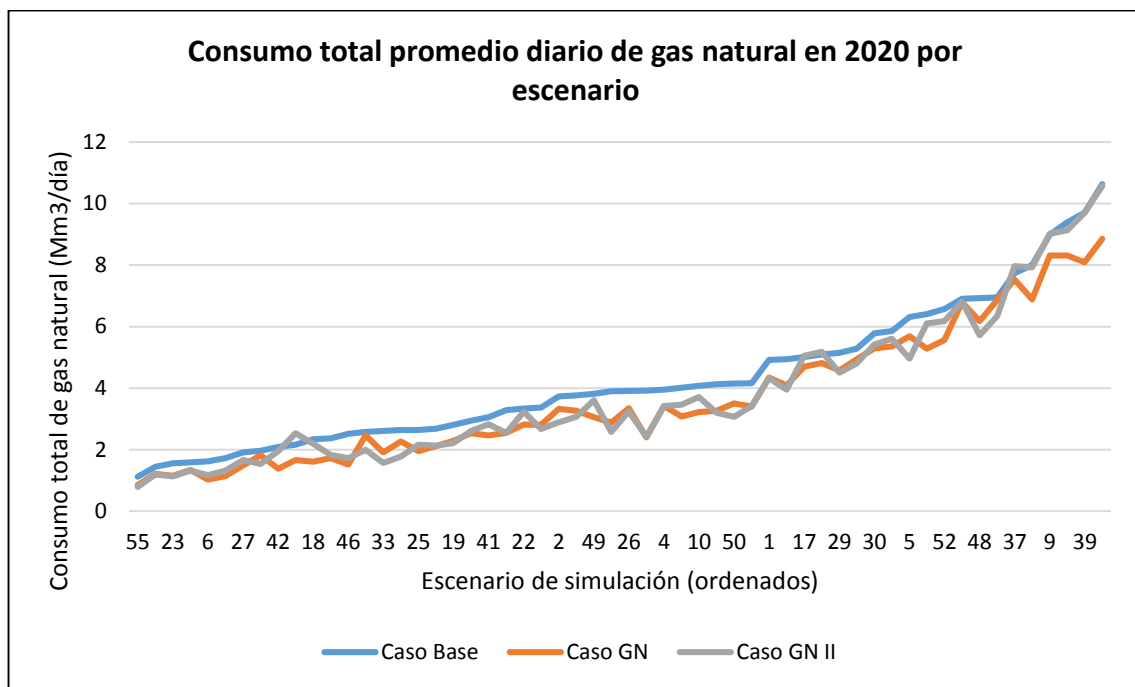


Figura 5-24: Consumo total promedio diario de gas natural en 2020 por escenario

En las hidrologías más secas se presenta un mayor consumo de gas natural, el que es similar en los Casos Base y GN II, dado que no existen limitaciones en la disponibilidad de combustible. Por otra parte, dadas las restricciones existentes por la capacidad de los gasoductos, en el Caso GN se produce un descenso en el consumo de gas natural en todos los escenarios de simulación, en comparación con el Caso Base.

5.5 Análisis de sensibilidad sobre el precio del gas natural

Con el fin de verificar que las diferencias presentadas en los apartados anteriores se mantienen ante variaciones de precio del gas natural, se simuló la operación del SIC con y sin la modelación de la red de combustible, reduciendo el valor en un 30% para todo el período de estudio. Esto es relevante de analizar dada la volatilidad del precio del gas natural.

Los escenarios alternativos definidos son idénticos al Caso Base y al Caso GN, salvo por la modificación en el precio del gas natural. Se presentan los resultados obtenidos de costo marginal y consumo de gas natural.

- Costos marginales

A continuación se presenta la comparación de los costos marginales anuales por escenario alternativo. Se observa que las limitaciones en la red de gas natural producen un aumento en el costo marginal esperado para el sistema, aun cuando se reduce el precio del combustible.

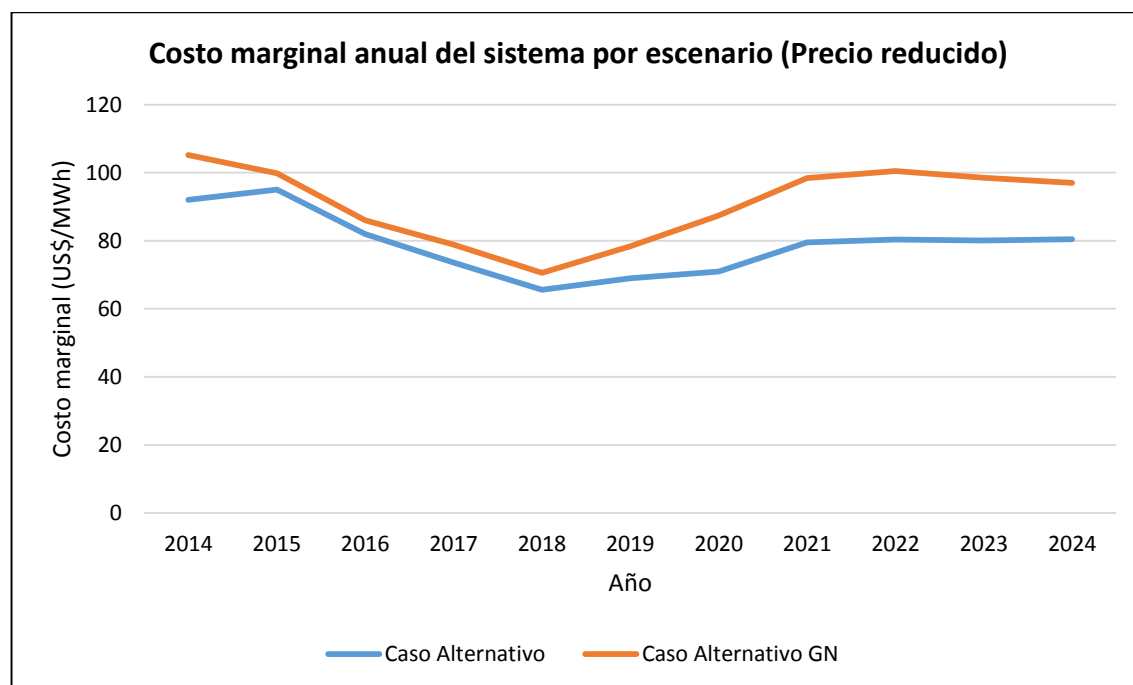


Figura 5-25: Costo marginal anual del sistema por escenario alternativo (Precio reducido del gas natural)

Tabla 5-30: Costo marginal anual del sistema por escenario alternativo (Precio reducido del gas natural)

Año	Costo marginal anual del sistema (US\$/MWh)	
	Caso Alternativo	Caso Alternativo GN
2014	92.0	105.2
2015	95.0	99.9
2016	82.0	86.1
2017	73.6	78.9
2018	65.6	70.6
2019	69.0	78.4
2020	70.9	87.4
2021	79.5	98.4
2022	80.3	100.5
2023	80.1	98.5
2024	80.5	97.0

También se muestran los costos marginales promedio mensuales, solo en la barra Alto Jahuel 220 kV (dadas las similitudes en los costos marginales en las barras de interés), para observar las diferencias entre los distintos casos.

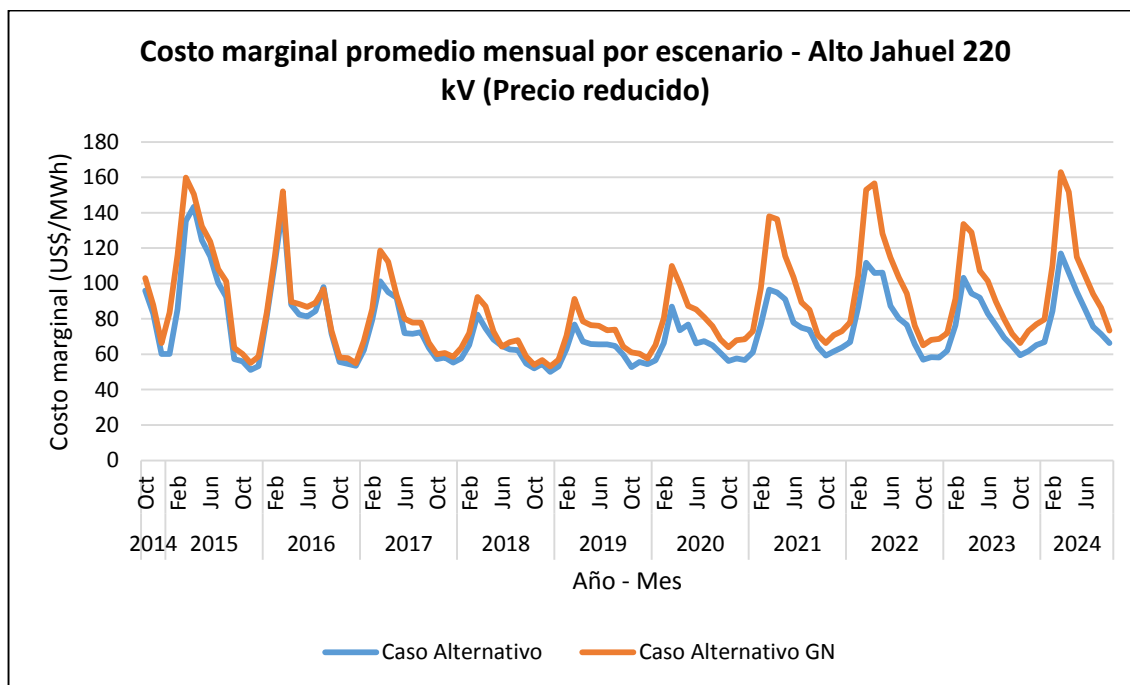


Figura 5-26: Costo marginal promedio mensual por escenario alternativo - Alto Jahuel 220 kV

Del mismo modo que para los escenarios originales, las diferencias se mantienen durante todo el período e incluso se acentúan durante los últimos años de simulación. Esto se explica por la variación en el precio del gas, que en el caso sin la red de combustible está plenamente disponible, lo que disminuye el costo marginal del sistema (al ser más barato). En el caso con la red de gas natural, las limitaciones de transporte siguen obligando al sistema a operar con combustibles fósiles más caros.

- Consumo de gas natural

En la siguiente figura se muestra el consumo de gas natural promedio diario en el año 2020, dependiendo de cada escenario de simulación en los dos casos alternativos estudiados. El orden que se utilizó para los escenarios de simulación corresponde al que permite tener los valores de menor a mayor para el Caso Alternativo.

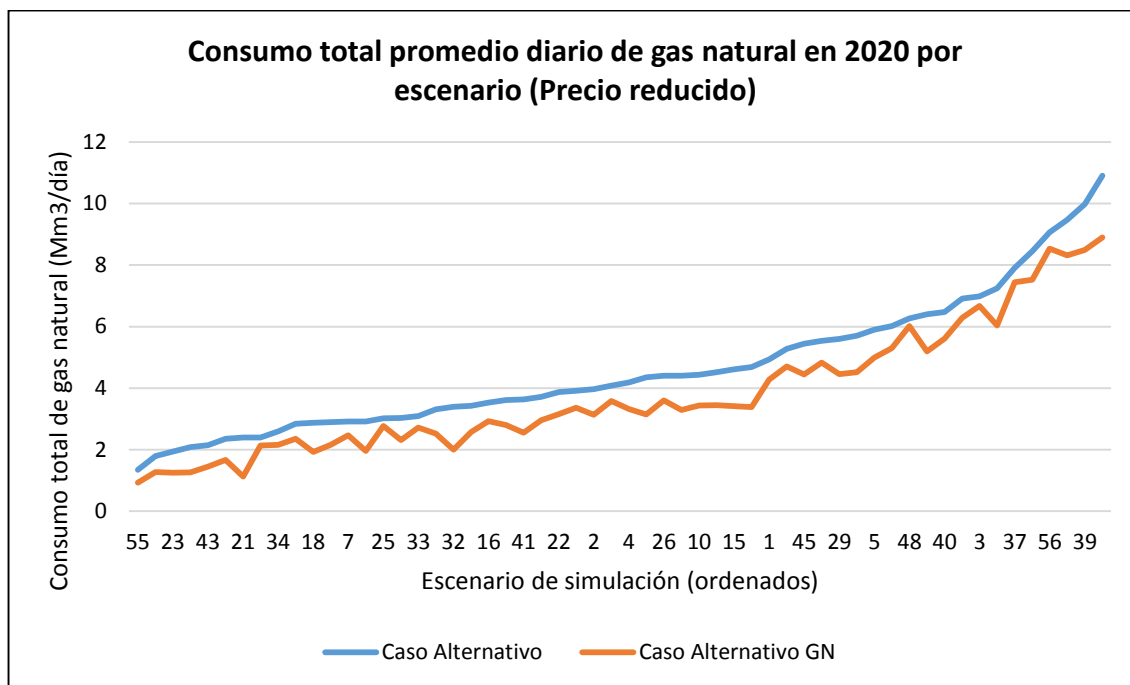


Figura 5-27: Consumo total promedio diario de gas natural en 2020 por escenario alternativo (Precio reducido del gas natural)

Se observa que las limitaciones en el consumo de gas natural por parte de las centrales son independientes del precio de combustible que se presente, ya que las diferencias de consumo de gas se mantienen entre los escenarios alternativos.

6 CONCLUSIONES

Se presentó un modelo de optimización integrado para definir la operación económica de un sistema eléctrico de potencia junto las instalaciones que permiten abastecer de gas natural a las centrales generadoras que utilizan dicho combustible para operar. Se consideraron tanto las instalaciones de gasoductos y estanques de combustible, como las estructuras de contratos que obligan a un generador a utilizar el gas en determinados períodos.

La aplicación de este modelo al Sistema Interconectado Central de Chile permitió apreciar la importancia que existe en considerar las limitaciones de abastecimiento y disponibilidad de combustible al momento de definir el despacho económico de largo plazo. Para cuantificar el efecto de ignorar las limitaciones impuestas por las redes de transporte de gas natural, se realizaron simulaciones considerando el modelo actual utilizado para definir el despacho, y escenarios en que se incluye la red de gas natural.

La significativa incidencia de las limitaciones de la red de gas natural en el precio observado de la energía y en los costos totales de operación en el largo plazo, permite concluir que es necesaria la inclusión de una modelación adecuada del mercado de gas natural al momento de operar el sistema, al fijar las tarifas de costo marginal que afectan tanto a generadores como a consumidores de electricidad, y al momento de planificar las inversiones en el sistema eléctrico.

Además, se observa que con los distintos escenarios hidrológicos y de viento que puedan presentarse en un sistema hidrotérmico como el del SIC, la cantidad de combustible consumido por las centrales a gas natural cambia considerablemente. Esto implica que la operación de la red de gas natural debe ser realizada en forma simultánea con el sistema eléctrico, para evitar posibles fallas de abastecimiento de combustible y para así permitir que la operación económica sea acorde con lo que se propone en el plan de obras de generación.

También se pudo observar que una variación sobre el precio del gas natural no inciden en las diferencias entre la simulación de la operación del sistema con y sin la red de combustible, ya que se mantienen los efectos sobre el costo marginal y sobre el consumo de las centrales a gas natural al disminuir el precio.

Una línea de investigación que deja planteada los resultados obtenidos, es realizar la planificación de la expansión de un sistema eléctrico en conjunto con las ampliaciones requeridas en la red de gas natural, para obtener un desarrollo óptimo de ambos sistemas.

BIBLIOGRAFÍA

- Pereira, M. V. & Pinto, L. M. (1985). Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach. *Water Resources Research*, 21(6), 779-792.
- Pereira, M. V. & Pinto, L. M. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1), 359-375.
- Gorenstin, B. G., Campodonico, N. M., da Costa, J. P. & Pereira, M. V. (1992). Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(2), 791-797.
- Benders, J. F. (1962) Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische Mathematik*, 4, 238-252.
- Egging, R., Gabriel, S. A., Holz, F. & Zhuang, J. (2008). A complementary model for the European natural gas market. *Energy Policy*, 36(7), 2385-2414.
- Bezerra, B., Barroso, L. A., Kelman, R., Flach, B., Latorre, M. L., Campodonico, N., Pereira, M. (2010). Integrated Electricity-Gas Operations Planning in Long-term Hydroscheduling Based on Stochastic Models. *Handbook of Power Systems I*, 149-175.
- Chabar, R. M., Pereira, M. V., Granville, S., Barroso, L. A. & Iliadis, N. A. (2006). Optimization of Fuel Contracts Management Scheduling for Thermal Plants under Price Uncertainty. *Power Systems Conference and Exposition*, 923-930.
- Street, A., Barroso, L. A., Chabar, R., Mendes, A. & Pereira, M. V. (2008). Pricing Flexible Natural Gas Supply Contracts under Uncertainty in Hydrothermal Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(23), 1009-1017.
- Rubio, R., Ojeda-Esteybar, D., Añó, O. & Vargas, A. (2008). Integrated Natural Gas and Electricity Market: A Survey of the State of the Art in Operation Planning and Market Issues. *IEEE Transmission and Distribution Conference: Latin America*, 1-8.
- Barroso, L. A., Flach, B., Kelman, R., Bezerra, B., Binato, S., Bressane, J. M. & Pereira, M. V. (2005). Integrated gas-electricity adequacy planning in Brazil: technical and economical aspects. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2, 1977-1982.
- De Wolf, D. & Smeers, Y. (2000). The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm. *Management Science*, 46(11), 1454-1464

BP (2014). BP Statistical Review of World Energy June 2014, recuperado de <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>

Siliverstovs, B., L'Hegaret, G., Neumann, A. & von Hirschhausen, C. (2005). International market integration for natural gas? A cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan, *Energy Economics*, 27(4), 603-615.

Munoz, J., Jimenez-Redondo, N., & Perez-Ruiz, J. (2003). Natural gas network modeling for power systems reliability studies, *Proc. IEEE/PES General Meeting*, 4, 23-26.

De la Cruz-Soto, J. & Gutiérrez-Alcaraz, G. (2009). Natural gas network modeling for power systems reliability studies, *PowerTech IEEE Bucharest*, 1-7.

Bernstein, S. (1988). Competition, marginal cost tariffs and spot pricing in the Chilean electric power sector, *Energy Policy*, 16(4), 369-377.

Boiteux, M. (1949). La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au cout marginal, *Revue Générale d'Electricité*, 58, 321-340.

Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Estados Unidos: Wiley.

Ji, Y. & Hobbs, B. (1998). Including a DC network approximation in a multiarea probabilistic production costing model, *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(3), 1121-1127.

Ávila, R. (2006). *Modelo de coordinación hidrotérmica multimodal y multiembalse para sistemas eléctricos longitudinales en el mediano plazo*, Universidad de Chile, Santiago, Chile.

Sepúlveda, R. (2011). *Modelación de centrales térmicas de ciclo combinado y su aplicación en el problema de predespacho de unidades*, Universidad de Chile, Santiago, Chile.

Manual de uso Modelo multinodal hidrotérmico OSE2000

CNE, Informe Técnico Definitivo Fijación Precio de Nudo SIC y SING. 2014.

ANEXOS

Anexo A: Listado de barras y líneas modeladas

En este anexo se presenta el listado de barras y líneas modeladas en la operación del SIC en el software OSE2000. Para las barras se indica el voltaje de operación, la fecha de entrada y salida, la zona geográfica en que se ubica y el sistema de transmisión al que pertenece (troncal, subtransmisión o adicional).

Tabla 0-1: Listado de barras modeladas en el software OSE2000

Nombre	Voltaje (kV)	Fecha de entrada	Fecha de salida	Zona	Sistema
Diego de Almagro 220	220	*	*	Norte	TxT
Carrera Pinto 220	220	*	*	Norte	TxT
San Andrés 220	220	*	*	Norte	TxT
Nueva Cardones 500	500	jun-17	*	Norte	TxT
Nueva Cardones 220	220	jun-17	*	Norte	TxT
Cardones 220	220	*	*	Norte	TxT
Nueva Maitencillo 500	500	ene-18	*	Norte	TxT
Nueva Maitencillo 220	220	ene-18	*	Norte	TxT
Maitencillo 220	220	*	*	Norte	TxT
Punta Colorada 500	500	ene-18	*	Norte	TxT
Punta Colorada 220	220	*	*	Norte	TxT
Nueva Pan de Azúcar 500	500	ene-18	*	Norte	TxT
Nueva Pan de Azúcar 220	220	ene-18	*	Norte	TxT
Pan de Azúcar 220	220	*	*	Norte	TxT
Don Goyo 220	220	*	*	Norte	TxT
Talinay 220	220	*	dic-17	Norte	TxT
La Cebada 220	220	*	*	Norte	TxT
Monte Redondo 220	220	*	dic-17	Norte	TxT
Las Palmas 220	220	*	*	Norte	TxT
Los Vilos 220	220	*	*	Norte	TxT
Nogales 220	220	*	*	Norte	TxT
Quillota 220	220	*	*	Norte	TxT
Polpaico 500	500	*	*	RM	TxT
Polpaico 220	220	*	*	RM	TxT
Lampa 220	220	*	*	RM	TxT
Cerro Navia Dsf 220 I	220	*	*	RM	TxT
Cerro Navia Dsf 220 II	220	*	*	RM	TxT
Cerro Navia 220	220	*	*	RM	TxT
Chena 220	220	*	*	RM	TxT
Lo Aguirre 500	500	sep-15	*	RM	TxT
Lo Aguirre 220	220	sep-15	*	RM	TxT
Alto Jahuel 500	500	*	*	RM	TxT
Alto Jahuel 220	220	*	*	RM	TxT
Maipo 220	220	*	*	Centro-Sur	TxT
Candelaria 220	220	*	*	Centro-Sur	TxT
Colbún 220	220	*	*	Centro-Sur	TxT
Ancoa 500	500	*	*	Centro-Sur	TxT
Ancoa 220	220	*	*	Centro-Sur	TxT
Charrúa 220	220	*	*	Centro-Sur	TxT
Nueva Charrúa 220	220	mar-18	*	Centro-Sur	TxT

Nombre	Voltaje (kV)	Fecha de entrada	Fecha de salida	Zona	Sistema
Charrúa 500	500	*	*	Centro-Sur	TxT
Nueva Charrúa 500	500	mar-18	*	Centro-Sur	TxT
El Rodeo 220	220	*	*	Norte	TxT
Los Maquis 220	220	*	*	Norte	TxT
Los Almendros 500	500	abr-20	*	RM	TxT
Alto Melipilla 220	220	*	*	RM	TxT
Rapel 220	220	*	*	RM	TxT
Hualpén 220	220	*	*	Concepción	TxT
Lagunillas 220	220	*	*	Concepción	TxT
Tap Laja 220	220	*	*	Sur	TxT
Temuco 220	220	*	*	Sur	TxT
Mulchén 220	220	*	*	Sur	TxT
Cautín 220	220	*	*	Sur	TxT
Ciruelos 220	220	*	*	Sur	TxT
Valdivia 220	220	*	*	Sur	TxT
Pichirropulli 220	220	mar-18	*	Sur	TxT
Pichirrahue 220	220	*	*	Sur	TxT
Puerto Montt 220	220	*	*	Sur	TxT
Rahue 220	220	*	*	Sur	TxT
Diego de Almagro 110	110	*	*	Norte	STx
Paposo 220	220	*	*	Norte	TxA
Cardones 110	110	*	*	Norte	STx
Maitencillo 110	110	*	*	Norte	STx
Huasco 110	110	*	*	Norte	STx
Guacolda 220	220	*	*	Norte	TxA
Pan de Azúcar 110	110	*	*	Norte	STx
EI Indio 110	110	*	*	Norte	TxA
Algarrobo 110	110	*	*	Norte	STx
Casas Viejas 110	110	*	*	Norte	STx
Castilla 110	110	*	*	Norte	STx
Choapa 110	110	*	*	Norte	STx
Choapa 220	220	*	*	Norte	STx
Dos Amigos 110	110	*	*	Norte	STx
Illapel 110	110	*	*	Norte	STx
Incahuasi 110	110	*	*	Norte	STx
Las Compañías 110	110	*	*	Norte	STx
Ovalle 110	110	*	*	Norte	STx
Pajonales 110	110	*	*	Norte	STx
Punta Toro 110	110	*	*	Norte	STx
Quinquimo 110	110	*	*	Norte	STx
Romeral 110	110	*	*	Norte	STx
CTM3 500	500	jun-17	*	Norte	TxA
San Luis 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Agua Santa 220	220	*	*	Centro-Sur	STx
Agua Santa 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Quillota 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Ventanas 110	110	*	*	Centro-Sur	TxA
Miraflores 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
San Pedro 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Las Vegas 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Pachacama 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
La Calera 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Punta Peuco 110	110	*	*	Centro-Sur	STx

Nombre	Voltaje (kV)	Fecha de entrada	Fecha de salida	Zona	Sistema
Batuco 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Cerro Navia 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Chena 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
San Cristóbal 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Florida 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Ochagavia 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Lo Espejo 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Los Almendros 220	220	*	*	Centro-Sur	STx
Alfalfal 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
La Ermita 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Los Maitenes 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Renca 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Los Almendros 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Alto Jahuel 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Sauzal 110	110	*	*	Centro-Sur	TxA
Minero 110	110	*	*	Centro-Sur	TxA
Minero 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Sauzal 154	154	*	*	Centro-Sur	TxA
Alto Jahuel 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Paine 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Paine 154 I	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Paine 154 II	154	*	*	Centro-Sur	STx
Rancagua 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Rancagua 066	66	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Tuniche 154 I	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Tuniche 154 II	154	*	*	Centro-Sur	STx
Punta Cortes 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Punta Cortes 154 I	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Punta Cortes 154 II	154	*	*	Centro-Sur	STx
Malloa 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Malloa 154 I	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Malloa 154 II	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tilcoco 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Tilcoco 154 I	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Tilcoco 154 II	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tinguiririca 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
San Fernando 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Teno 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Teno 154 I	154	*	*	Centro-Sur	STx
Tap Teno 154 II	154	*	*	Centro-Sur	STx
Itahue 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
M. Melado 154	154	*	*	Centro-Sur	TxA
Curillínque 154	154	*	*	Centro-Sur	TxA
Cipreses 154	154	*	*	Centro-Sur	TxA
Maule 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Linares 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Itahue 220	220	*	*	Centro-Sur	STx
Calabozo 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Pehuenche 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Loma Alta 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Parral 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Chillán 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Charrúa 154	154	*	*	Centro-Sur	STx

Nombre	Voltaje (kV)	Fecha de entrada	Fecha de salida	Zona	Sistema
Los Angeles 154	154	*	*	Centro-Sur	STx
Antuco 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Toro 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Trupan 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Rucúe 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Mampil 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Pangue 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA
Abanico 154	154	*	*	Centro-Sur	TxA
Concepción 220	220	*	*	Concepción	STx
Concepción 154	154	*	*	Concepción	STx
San Vicente 154	154	*	*	Concepción	STx
Hualpén 154	154	*	*	Concepción	STx
Coronel 154	154	*	*	Concepción	STx
Mapal 154	154	*	*	Concepción	STx
Fopaco 154	154	*	*	Concepción	STx
Coronel 066	66	*	*	Concepción	STx
Color 066	66	*	*	Concepción	STx
Arauco 066	66	*	*	Concepción	STx
Concepción 066	66	*	*	Concepción	STx
Petroquim 154	154	*	*	Concepción	STx
El Salto 220	220	*	*	Centro-Sur	STx
El Salto 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Achupallas 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Aconcagua 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Alonso de Córdova 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Altamirano 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Apoquindo 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Carrascal 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
La Cisterna 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Club Hípico 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Esperanza 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Chagres 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
El Cobre 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
La Dehesa 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
La Reina 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Araña 066	66	*	*	Centro-Sur	STx
Lo Boza 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Lo Valledor 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Los Dominicos 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Los Maquis 110	110	*	*	Centro-Sur	TxA
Macul 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Maipu 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Mandinga 066	66	*	*	Centro-Sur	STx
Melipilla 066	66	*	*	Centro-Sur	STx
Melipilla 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Pajaritos 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Pudahuel 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Quilicura 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Quilpue 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Rapel 066	66	*	*	Centro-Sur	STx
Recoleta 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
San Bernardo 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
San Felipe 110	110	*	*	Centro-Sur	STx

Nombre	Voltaje (kV)	Fecha de entrada	Fecha de salida	Zona	Sistema
San Fernando 066	66	*	*	Centro-Sur	STx
Malloa 066	66	*	*	Centro-Sur	STx
San Joaquin 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
San Jose 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Santa Elena 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Santa Raquel 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Santa Rosa 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Torre 80 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Totalillo 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Vitacura 110	110	*	*	Centro-Sur	STx
Canutillar 220	220	*	*	Sur	TxA
Temuco 066	66	*	*	Sur	STx
Pullinque 066	66	*	*	Sur	TxA
Los Lagos 066	66	*	*	Sur	STx
Valdivia 066	66	*	*	Sur	STx
Osorno 066	66	*	*	Sur	STx
Barro Blanco 066	66	*	*	Sur	STx
Puerto Montt 066	66	*	*	Sur	STx
Chumpullo 066	66	*	*	Sur	STx
Frutillar 066	66	*	*	Sur	STx
La Union 066	66	*	*	Sur	STx
Loncoche 066	66	*	*	Sur	STx
Metreco 066	66	*	*	Sur	STx
Padre Las Casas 066	66	*	*	Sur	STx
Paillaco 066	66	*	*	Sur	STx
Panguipulli 066	66	*	*	Sur	STx
Picarte 066	66	*	*	Sur	STx
Pichirro 066	66	*	*	Sur	STx
Pitrufquen 066	66	*	*	Sur	STx
Puerto Varas 066	66	*	*	Sur	STx
Purranque 066	66	*	*	Sur	STx
Ancud 110	110	*	*	Sur	TxA
Calbuco 110	110	*	*	Sur	TxA
Castro 110	110	*	*	Sur	TxA
Chiloe 110	110	*	*	Sur	TxA
Chiloe 220	220	*	*	Sur	TxA
Chomeco 110	110	*	*	Sur	TxA
Chonchi 110	110	*	*	Sur	TxA
Colaco 110	110	*	*	Sur	TxA
Degan 110	110	*	*	Sur	TxA
El Empalme 110	110	*	*	Sur	TxA
Los Molinos 110	110	*	*	Sur	TxA
Melipulli 066	66	*	*	Sur	TxA
Melipulli 110	110	*	*	Sur	TxA
Melipulli 220	220	*	*	Sur	TxA
Pid Pid 110	110	*	*	Sur	TxA
Punta Barranco 220	220	*	*	Sur	TxA
Punta Gallan 220	220	*	*	Sur	TxA
Quellon 110	110	*	*	Sur	TxA
Ventanas 220	220	*	*	Centro-Sur	TxA

Para las líneas se indica la fecha de entrada y salida, la capacidad y los parámetros de resistencia (R) y reactancia (X).

Tabla 0-2: Listado de líneas modeladas en el software OSE2000

Nombre	Entrada	Salida	Capacidad (MW)	R (Ω)	X (Ω)
Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	*	dic-17	197	7.193	28.369
Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	*	dic-17	197	4.190	17.030
San Andres 220->Cardones 220 I	*	dic-17	197	2.780	11.280
Diego de Almagro 220->Cardones 220 I	ene-18	*	260	11.367	45.948
Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 II	nov-17	*	290	7.532	29.988
Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 III	nov-17	*	290	7.532	29.988
Carrera Pinto 220->Cardones 220 II	nov-17	dic-17	290	7.183	28.712
Carrera Pinto 220->Cardones 220 III	nov-17	dic-17	290	7.183	28.712
Carrera Pinto 220->San Andres 220 II	ene-18	*	290	4.318	17.260
Carrera Pinto 220->San Andres 220 III	ene-18	*	290	4.318	17.260
San Andres 220->Cardones 220 II	ene-18	*	290	2.865	11.452
San Andres 220->Cardones 220 III	ene-18	*	290	2.865	11.452
Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 IV	abr-20	*	290	3.098	24.748
Carrera Pinto 220->San Andres 220 IV	abr-20	*	290	2.221	16.478
San Andres 220->Nueva Cardones 220 IV	abr-20	*	290	2.221	17.211
Diego de Almagro 220->San Andres 220 V	abr-20	*	290	5.319	41.226
San Andres 220->Nueva Cardones 220 V	abr-20	*	290	2.221	17.211
Nueva Cardones 500->Nueva Cardones 220 I	jun-17	*	750	0.500	48.750
Nueva Cardones 220->Cardones 220 I	jun-17	*	1500	0.064	0.958
Nueva Cardones 220->Cardones 220 II	jun-17	*	1500	0.064	0.958
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I	ene-18	*	1500	3.206	36.850
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II	ene-18	*	1500	3.206	36.850
Maitencillo 220->Cardones 220 I	*	*	197	13.220	52.735
Maitencillo 220->Cardones 220 II	*	*	290	13.220	52.735
Maitencillo 220->Cardones 220 III	*	*	290	13.892	55.414
Nueva Maitencillo 500->Nueva Maitencillo 220 I	ene-18	*	1500	0.500	48.750
Nueva Maitencillo 220->Maitencillo 220 I	ene-18	*	1500	0.128	1.917
Nueva Maitencillo 220->Maitencillo 220 II	ene-18	*	1500	0.128	1.917
Nueva Pan de Azúcar 500->Punta Colorada 500 I	ene-18	*	1500	2.530	14.545
Nueva Pan de Azúcar 500->Punta Colorada 500 II	ene-18	*	1500	2.530	14.545
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I	ene-18	*	1500	2.530	14.545
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II	ene-18	*	1500	2.530	14.545
Punta Colorada 500->Punta Colorada 220 I	ene-18	*	750	0.500	48.750
Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	*	dic-17	197	11.261	44.845
Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	*	dic-17	197	11.261	44.845
Punta Colorada 220->Pan de Azúcar 220 I	*	dic-17	197	9.080	36.162
Punta Colorada 220->Pan de Azúcar 220 II	*	dic-17	197	9.080	36.162
Maitencillo 220->Pan de Azúcar 220 I	ene-18	dic-18	197	9.080	36.162
Maitencillo 220->Pan de Azúcar 220 II	ene-18	dic-18	197	9.080	36.162
Maitencillo 220->Nueva Pan de Azúcar 220 I	ene-19	*	700	5.177	59.432
Maitencillo 220->Nueva Pan de Azúcar 220 II	ene-19	*	700	5.177	59.432
Pan de Azúcar 220->Don Goyo 220 I	*	dic-17	224	6.600	29.500
Don Goyo 220->Talinay 220 I	*	dic-17	224	3.100	13.900
Talinay 220->Las Palmas 220 I	*	dic-17	224	4.304	19.230
Pan de Azúcar 220->La Cebada 220 II	*	dic-17	224	11.993	53.585
La Cebada 220->Monte Redondo 220 II	*	dic-17	224	0.286	1.278

Nombre	Entrada	Salida	Capacidad (MW)	R (Ω)	X (Ω)
Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	*	dic-17	224	2.425	10.833
Pan de Azúcar 220->Don Goyo 220 I	ene-18	dic-18	224	6.356	28.399
Pan de Azúcar 220->Don Goyo 220 II	ene-18	dic-18	224	6.356	28.399
Don Goyo 220->La Cebada 220 I	ene-18	dic-18	224	4.732	21.141
Don Goyo 220->La Cebada 220 II	ene-18	dic-18	224	4.732	21.141
La Cebada 220->Las Palmas 220 I	ene-18	dic-18	224	2.710	12.110
La Cebada 220->Las Palmas 220 II	ene-18	dic-18	224	2.710	12.110
Nueva Pan de Azúcar 220->Don Goyo 220 I	ene-19	*	700	1.750	20.090
Nueva Pan de Azúcar 220->Don Goyo 220 II	ene-19	*	700	1.750	20.090
Don Goyo 220->La Cebada 220 I	ene-19	*	700	1.303	14.956
Don Goyo 220->La Cebada 220 II	ene-19	*	700	1.303	14.956
La Cebada 220->Las Palmas 220 I	ene-19	*	700	0.746	8.567
La Cebada 220->Las Palmas 220 II	ene-19	*	700	0.746	8.567
Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	*	dic-18	224	7.095	31.702
Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	*	dic-18	224	7.095	31.702
Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	ene-19	*	700	1.954	22.426
Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	ene-19	*	700	1.954	22.426
Nueva Pan de Azúcar 500->Nueva Pan de Azúcar 220 I	ene-18	*	750	0.500	48.750
Nueva Pan de Azúcar 220->Pan de Azúcar 220 I	ene-18	*	1500	0.256	3.834
Nueva Pan de Azúcar 220->Pan de Azúcar 220 II	ene-18	*	1500	0.256	3.834
Nueva Pan de Azúcar 500->Polpaico 500 I	ene-18	*	1500	9.720	55.920
Nueva Pan de Azúcar 500->Polpaico 500 II	ene-18	*	1500	9.720	55.920
Los Vilos 220->Nogales 220 I	*	dic-18	224	10.107	40.151
Los Vilos 220->Nogales 220 II	*	dic-18	224	10.107	40.151
Los Vilos 220->Nogales 220 I	ene-19	*	700	2.549	29.263
Los Vilos 220->Nogales 220 II	ene-19	*	700	2.549	29.263
Nogales 220->Quillota 220 I	*	*	224	2.810	11.165
Nogales 220->Quillota 220 II	*	*	224	2.810	11.165
Nogales 220->Polpaico 220 I	*	*	1595	1.150	17.252
Nogales 220->Polpaico 220 II	*	*	1595	0.986	14.793
Quillota 220->Polpaico 220 I	*	*	1200	1.041	12.338
Quillota 220->Polpaico 220 II	*	*	1200	1.041	12.338
Polpaico 220->Los Maquis 220 I	*	*	300	7.114	29.167
Polpaico 220->Los Maquis 220 II	*	*	300	7.114	29.167
Lampa 220->Polpaico 220 I	*	*	310	1.783	7.049
Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	*	*	310	1.418	5.605
Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	*	*	310	3.201	12.654
Cerro Navia 220->Cerro Navia Dsf 220 I	*	*	540	0.129	9.900
Cerro Navia 220->Cerro Navia Dsf 220 II	*	*	540	0.129	9.900
Chena 220->Cerro Navia 220 I	*	*	415	1.199	4.984
Chena 220->Cerro Navia 220 II	*	*	415	2.355	8.497
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	*	ago-15	1500	1.763	20.430
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	*	mar-18	1500	1.763	20.430
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I	sep-15	*	1800	0.980	11.180
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II	abr-18	*	1800	0.980	11.180
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I	sep-15	*	1800	0.783	9.250
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II	abr-18	*	1800	0.783	9.250
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	*	*	750	0.500	49.000
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	*	*	750	0.500	49.000
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III	oct-17	*	750	0.500	33.400
Polpaico 500->Polpaico 220 I	*	*	750	0.500	48.800
Polpaico 500->Polpaico 220 II	*	*	750	0.500	48.800
Polpaico 500->Polpaico 220 III	abr-20	*	750	0.500	33.400

Nombre	Entrada	Salida	Capacidad (MW)	R (Ω)	X (Ω)
Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 I	sep-15	ene-17	386	1.416	5.542
Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 II	sep-15	ene-17	386	1.416	5.542
Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 I	feb-17	*	1000	1.416	5.542
Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 II	feb-17	*	1000	1.416	5.542
Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 III	oct-18	*	1500	0.320	3.800
Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 IV	oct-18	*	1500	0.320	3.800
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 I	sep-15	*	771	0.500	48.750
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 II	abr-18	*	771	0.500	48.750
Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	*	*	415	0.390	3.964
Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	*	*	415	0.390	3.964
Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 III	*	*	367	0.390	3.964
Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 IV	*	*	367	0.390	3.964
El Rodeo 220->Chena 220 I	*	*	400	2.239	11.203
El Rodeo 220->Chena 220 II	*	*	400	2.239	11.203
El Rodeo 220->Chena 220 III	*	*	367	2.239	11.203
El Rodeo 220->Chena 220 IV	*	*	367	2.239	11.203
Colbun 220->Candelaria 220 I	*	*	610	7.290	66.678
Colbun 220->Candelaria 220 II	*	*	610	7.290	66.678
Candelaria 220->Maipo 220 I	*	*	638	1.657	15.152
Candelaria 220->Maipo 220 II	*	*	638	1.578	14.430
Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	*	*	638	0.015	0.124
Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	*	*	638	0.015	0.130
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	*	*	1422	6.970	35.570
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	*	*	1422	6.220	30.140
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III	sep-15	*	1422	6.220	30.140
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV	ene-16	*	1422	6.220	30.140
Ancoa 500->Ancoa 220 I	*	*	750	0.500	48.800
Ancoa 500->Ancoa 220 II	oct-16	*	750	0.500	33.400
Ancoa 220->Itahue 220 I	*	*	471	3.357	26.017
Ancoa 220->Itahue 220 II	*	*	471	3.357	26.017
Charrúa 220->Charrúa 500 I	*	*	750	0.500	31.000
Charrúa 220->Charrúa 500 II	*	*	750	0.500	31.000
Charrúa 220->Charrúa 500 III	*	*	750	0.500	31.000
Colbun 220->Ancoa 220	*	*	600	0.002	0.044
Charrúa 500->Ancoa 500 I	*	feb-18	1368	5.524	63.988
Charrúa 500->Ancoa 500 II	*	feb-18	1368	5.190	68.302
Charrúa 500->Ancoa 500 III	feb-18	*	1368	5.524	63.988
Charrúa 500->Ancoa 500 IV	abr-23	*	1368	5.190	68.302
Charrúa 500->Nueva Charrúa 500 I	mar-18	*	1368	5.524	63.988
Charrúa 500->Nueva Charrúa 500 II	mar-18	*	1368	5.190	68.302
Nueva Charrúa 500->Ancoa 500 I	mar-18	*	1368	5.524	63.988
Nueva Charrúa 500->Ancoa 500 II	mar-18	*	1368	5.190	68.302
Charrúa 220->Nueva Charrúa 220 I	mar-18	*	1000	0.743	5.760
Charrúa 220->Nueva Charrúa 220 II	mar-18	*	1000	0.743	5.760
Nueva Charrúa 220->Nueva Charrúa 500 I	mar-18	*	750	0.500	31.000
Nueva Charrúa 220->Nueva Charrúa 500 II	mar-18	*	750	0.500	31.000
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I	abr-20	*	1800	1.130	12.770
Los Almendros 500->Polpaico 500 I	abr-20	*	1800	1.610	18.200
Los Almendros 500->Los Almendros 220 I	abr-20	*	750	0.500	33.400
Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	*	*	197	5.781	22.628
Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	*	*	197	5.781	22.628
Rapel 220->Alto Melipilla 220 III	oct-18	*	197	11.400	44.800
Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	*	ago-15	197	6.681	26.155

Nombre	Entrada	Salida	Capacidad (MW)	R (Ω)	X (Ω)
Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	*	ago-15	197	6.687	26.176
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 I	sep-15	*	193	8.400	33.200
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 II	sep-15	*	193	8.400	33.200
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 III	oct-18	*	193	8.400	33.200
Charrúa 220->Hualpén 220	*	*	227	5.914	30.331
Charrúa 220->Lagunillas 220	*	*	367	5.998	34.410
Lagunillas 220->Hualpén 220	*	*	450	1.799	10.333
Charrúa 220->Tap Laja 220	*	*	264	7.405	38.008
Tap Laja 220->Temuco 220	*	*	264	8.429	43.268
Charrúa 220->Mulchén 220 I	*	*	457	3.204	19.769
Charrúa 220->Mulchén 220 II	*	*	457	3.204	19.769
Mulchén 220->Cautín 220 I	*	*	457	6.402	39.503
Mulchén 220->Cautín 220 II	*	*	457	6.402	39.503
Temuco 220->Cautín 220 I	*	*	193	0.302	1.192
Temuco 220->Cautín 220 II	*	*	193	0.211	0.835
Temuco 220->Cautín 220 III	abr-19	*	193	0.302	1.192
Cautín 220->Valdivia 220 I	*	oct-16	145	19.963	64.159
Cautín 220->Ciruelos 220 I	nov-16	mar-20	145	11.055	43.720
Cautín 220->Ciruelos 220 II	*	mar-20	193	11.055	43.720
Cautín 220->Ciruelos 220 III	abr-20	*	658	4.950	31.900
Cautín 220->Ciruelos 220 IV	abr-20	*	658	4.950	31.900
Ciruelos 220->Valdivia 220 I	nov-16	*	145	4.221	16.693
Ciruelos 220->Valdivia 220 II	*	*	183	4.221	16.693
Ciruelos 220->Pichirropulli 220 I	may-18	*	290	8.340	32.988
Ciruelos 220->Pichirropulli 220 II	may-18	*	290	8.340	32.988
Valdivia 220->Rahue 220 I	*	abr-18	183	11.088	43.890
Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	*	abr-18	145	17.553	47.120
Valdivia 220->Pichirropulli 220 I	may-18	*	145	6.030	23.868
Valdivia 220->Pichirropulli 220 II	may-18	*	145	9.456	24.940
Pichirropulli 220->Rahue 220 I	may-18	*	193	4.600	18.229
Pichirropulli 220->Pichirrahue 220 II	may-18	*	145	7.573	20.757
Rahue 220->Puerto Montt 220 I	*	*	183	10.538	42.053
Rahue 220->Puerto Montt 220 II	ene-17	*	183	10.538	42.053
Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	*	dic-16	145	16.268	43.588
Pichirrahue 220->Rahue 220 II	ene-17	*	145	0.100	0.010
Pichirropulli 220->Puerto Montt 220 I	feb-21	*	658	3.699	17.870
Pichirropulli 220->Puerto Montt 220 II	feb-21	*	658	3.699	17.870
Paposo 220->Diego de Almagro 220 I	*	*	285	9.1	70.1
Paposo 220->Diego de Almagro 220 II	ene-18	*	285	9.1	70.1
Diego de Almagro 220->Diego de Almagro 110	*	*	117.6	0.000	53.869
Cardones 220->Cardones 110	*	*	270	1.100	13.900
Cardones 110->Castilla 110	*	*	46	14.617	20.618
Punta Toro 110->Maitencillo 110	*	*	46	7.768	10.963
Maitencillo 110->Huasco 110	*	*	150	5.000	6.700
Maitencillo 110->Algarrobo 110	*	*	46	9.511	12.233
Algarrobo 110->Dos Amigos 110	*	*	78	7.696	9.970
Dos Amigos 110->Pajonales 110	*	*	78	4.090	5.288
Pajonales 110->Incahuasi 110	*	*	78	6.776	8.785
Romeral 110->Las Compañías 110	*	*	78	4.344	5.627
Las Compañías 110->Pan de Azúcar 110	*	*	78	4.404	8.688
Pan de Azúcar 110->El Indio 110	*	*	30	51.304	86.588
Maitencillo 220->Maitencillo 110	*	*	180	2.517	84.400
Guacolda 220->Maitencillo 220	*	*	971	0.400	3.600

Nombre	Entrada	Salida	Capacidad (MW)	R (Ω)	X (Ω)
Pan de Azúcar 220->Pan de Azúcar 110	*	*	246	0.700	26.900
Pan de Azúcar 110->Ovalle 110	*	*	67	24.345	33.699
Illapel 110->Choapa 110	*	*	54	14.496	21.756
Los Vilos 220->Choapa 220	*	*	74	0.000	0.484
Choapa 220->Choapa 110	*	*	74	2.517	74.342
Choapa 110->Quinquimo 110	*	*	54	18.380	26.753
Casas Viejas 110->Quillota 110	*	*	54	15.355	22.337
San Luis 220->Quillota 220	*	*	1973	0.097	1.041
Agua Santa 220->San Luis 220	*	*	400	0.800	4.700
Agua Santa 220->Agua Santa 110	*	*	300	1.200	69.800
Quillota 220->Quillota 110	*	*	312	0.400	30.100
San Pedro 110->Quillota 110	*	*	336	0.024	0.097
Ventanas 110->San Pedro 110	*	*	560	1.682	5.808
Miraflores 110->Achupallas 110	*	*	98	0.085	0.139
Achupallas 110->Quilpue 110	*	*	98	1.016	1.700
Quilpue 110->San Pedro 110	*	*	98	2.166	3.666
Ventanas 110->Miraflores 110	*	*	300	1.742	6.516
Agua Santa 110->Miraflores 110	*	*	300	0.200	1.100
Pachacama 110->San Pedro 110	*	*	372	0.508	2.862
Las Vegas 110->Pachacama 110	*	*	270	0.430	2.438
La Calera 110->Pachacama 110	*	*	108	0.622	1.595
La Calera 110->El Cobre 110	*	*	49.5	3.177	9.614
San Felipe 110->Chagres 110	*	*	80	2.123	3.144
Chagres 110->Esperanza 110	*	*	80	0.575	1.563
Totalillo 110->San Felipe 110	*	*	40	5.627	9.777
Totalillo 110->Los Maquis 110	*	*	40	2.130	3.703
San Felipe 110->Los Maquis 110	*	*	40	3.878	6.740
Aconcagua 110->Los Maquis 110	*	*	80	1.343	2.335
Los Maquis 220->Los Maquis 110	*	*	81	0.000	53.869
Punta Peuco 110->Las Vegas 110	*	*	210	1.857	6.818
Batuco 110->Punta Peuco 110	*	*	210	0.938	3.455
Cerro Navia 110->Batuco 110	*	*	210	1.029	3.787
El Salto 110->La Dehesa 110	*	*	186	0.321	1.198
La Dehesa 110->Vitacura 110	*	*	158	0.030	0.103
Vitacura 110->Alonso de Cordova 110	*	*	136	0.163	0.466
Alonso de Cordova 110->Apoquindo 110	*	*	136	0.079	0.218
Apoquindo 110->Los Dominicos 110	*	*	186	0.182	0.865
Los Dominicos 110->Los Almendros 110	*	*	316	0.055	0.260
El Salto 110->San Cristobal 110	*	*	186	0.551	2.063
San Cristobal 110->Recoleta 110	*	*	90	0.666	1.180
Recoleta 110->Quilicura 110	*	*	316	0.895	1.991
Quilicura 110->Lo Boza 110	*	*	316	0.260	0.908
Lo Boza 110->Cerro Navia 110	*	*	212	0.127	0.454
Cerro Navia 110->Altamirano 110	*	*	423	0.133	1.077
Altamirano 110->Renca 110	*	*	423	0.073	0.254
Carrascal 110->Renca 110	*	*	423	0.073	0.254
Ochagavía 110->Club Hípico 110	*	*	142	0.036	0.127
Club Hípico 110->San Joaquín 110	*	*	136	0.230	0.684
San Joaquín 110->Santa Elena 110	*	*	132	0.091	0.272
Santa Elena 110->Macul 110	*	*	136	0.272	0.811
Macul 110->Florida 110	*	*	136	0.399	1.198
Florida 110->La Reina 110	*	*	116	0.726	2.263
La Reina 110->Torre 80 110	*	*	116	0.369	1.101

Nombre	Entrada	Salida	Capacidad (MW)	R (Ω)	X (Ω)
Torre 80 110->Los Almendros 110	*	*	162	0.121	0.448
Cerro Navia 110->Pudahuel 110	*	*	188	0.012	0.048
Pudahuel 110->San Jose 110	*	*	188	0.085	0.424
San Jose 110->Pajaritos 110	*	*	128	0.121	0.405
Pajaritos 110->Lo Valledor 110	*	*	128	0.121	0.405
Lo Valledor 110->Maipu 110	*	*	128	0.212	0.714
Maipu 110->Chena 110	*	*	128	0.085	0.284
Chena 110->Lo Espejo 110	*	*	316	0.036	0.176
Lo Espejo 110->La Cisterna 110	*	*	316	0.097	0.430
La Cisterna 110->Ochagavia 110	*	*	316	0.151	0.666
Alto Jahuel 110->San Bernardo 110	*	*	316	0.520	1.906
San Bernardo 110->Lo Espejo 110	*	*	316	0.442	1.573
Alto Jahuel 110->Santa Rosa 110	*	*	142	0.962	3.079
Santa Rosa 110->Santa Raquel 110	*	*	142	0.048	0.157
Santa Raquel 110->Florida 110	*	*	142	0.339	1.095
Chena 220->Chena 110	*	*	420	1.258	12.632
Cerro Navia 220->Cerro Navia 110	*	*	771	0.121	7.700
Alto Melipilla 220->Melipilla 110	*	*	147	8.712	96.413
Melipilla 110->Melipilla 066	*	*	25	3.412	66.514
Melipilla 066->Mandinga 066	*	*	25	8.111	5.419
Mandinga 066->Araña 066	*	*	25	15.002	10.023
Araña 066->Rapel 066	*	*	15	8.533	8.699
San Fernando 154->San Fernando 066	*	*	110	0.632	28.426
Rapel 220->Rapel 066	*	*	335	0.000	65.824
Polpaico 220->El Salto 220	*	*	800	0.900	15.100
El Salto 220->El Salto 110	*	*	392	1.258	12.632
Alfalfal 220->La Ermita 220	*	*	680	1.159	6.540
La Ermita 220->Los Almendros 220	*	*	680	0.432	2.437
La Ermita 220->Los Maitenes 220	*	*	182	0.655	3.153
Los Almendros 220->Alto Jahuel 220	*	*	409	1.210	8.398
Los Almendros 220->Los Almendros 110	*	*	392	1.258	12.632
Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 110	*	*	429	0.200	14.200
Sauzal 110->Alto Jahuel 110	*	*	153.2	4.404	12.850
Sauzal 110->Minero 110 I	*	*	80	3.408	10.095
Sauzal 110->Minero 110 II	*	*	80	3.516	10.414
Minero 220->Minero 110	*	*	230	0.090	15.250
Minero 220->Candelaria 220 I	*	*	343	1.242	6.906
Minero 220->Candelaria 220 II	*	*	343	1.242	6.906
Sauzal 154->Sauzal 110	*	*	60	1.100	29.300
Sauzal 154->Rancagua 154	*	*	108	1.500	2.000
Rancagua 154->Rancagua 066	*	*	10	0.000	45.052
Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 154	*	*	300	0.097	15.488
Alto Jahuel 154->Tap Paine 154 I	*	*	179	1.450	6.700
Alto Jahuel 154->Tap Paine 154 II	*	*	179	1.450	6.700
Tap Paine 154 I->Paine 154	*	*	179	0.140	0.350
Tap Paine 154 II->Paine 154	*	*	179	0.140	0.350
Tap Paine 154 I->Tap Tuniche 154 I	*	*	179	3.490	16.630
Tap Paine 154 II->Tap Tuniche 154 II	*	*	179	3.490	16.630
Tap Tuniche 154 I->Rancagua 154	*	*	179	0.880	3.940
Tap Tuniche 154 II->Rancagua 154	*	*	179	0.880	3.940
Tap Tuniche 154 I->Tap Punta Cortes 154 I	*	*	128	0.980	3.550
Tap Punta Cortes 154 I->Punta Cortes 154	*	*	198	0.000	0.000
Tap Punta Cortes 154 II->Punta Cortes 154	*	*	198	0.000	0.000

Nombre	Entrada	Salida	Capacidad (MW)	R (Ω)	X (Ω)
Tap Punta Cortes 154 I->Tap Tilcoco 154 I	*	*	198	2.120	7.690
Tap Punta Cortes 154 II->Tap Tilcoco 154 II	*	*	198	2.120	7.690
Tap Tilcoco 154 I->Tilcoco 154	*	*	198	1.080	1.490
Tap Tilcoco 154 II->Tilcoco 154	*	*	198	1.080	1.490
Tap Tilcoco 154 I->Tap Malloa 154 I	*	*	198	2.820	10.250
Tap Tilcoco 154 II->Tap Malloa 154 II	*	*	198	2.820	10.250
Tap Malloa 154 I->Malloa 154	*	*	198	0.010	0.040
Tap Malloa 154 II->Malloa 154	*	*	198	0.010	0.040
Tap Malloa 154 I->Tinguiririca 154	*	*	198	3.730	13.560
Tap Malloa 154 II->Tinguiririca 154	*	*	198	3.730	13.560
Malloa 154->Malloa 066	*	*	110	0.632	28.426
Tinguiririca 154->San Fernando 154	*	*	198	0.900	3.400
Tinguiririca 154->Tap Teno 154 I	*	*	198	1.280	6.740
Tinguiririca 154->Tap Teno 154 II	*	*	198	1.280	6.740
Tap Teno 154 I->Teno 154	*	*	198	0.690	1.010
Tap Teno 154 II->Teno 154	*	*	198	0.690	1.010
Tap Teno 154 I->Itahue 154	*	*	198	2.690	14.210
Tap Teno 154 II->Itahue 154	*	*	198	2.690	14.210
Itahue 220->Itahue 154	*	*	300	0.097	15.488
Pehuenche 220->Ancoa 220	*	*	675	0.508	4.743
Loma Alta 220->Pehuenche 220	*	*	41.16	0.484	9.680
Calabozo 220->Ancoa 220	*	*	300	4.320	21.780
Curillínque 154->Itahue 154	*	*	140	11.431	41.479
Cipreses 154->Curillínque 154	*	*	140	1.494	5.407
Cipreses 154->M. Melado 154	*	*	140	3.747	13.613
M. Melado 154->Itahue 154	*	*	140	9.154	33.297
Itahue 154->Maule 154	*	*	141.6	5.700	17.700
Maule 154->Linares 154	*	*	106.7	5.600	17.600
Charrúa 154->Parral 154	*	*	106.7	16.198	50.681
Charrúa 154->Chillán 154	*	*	157	3.280	24.517
Charrúa 154->Los Angeles 154	*	*	147	6.435	17.133
Antuco 220->Charrúa 220	*	*	1023	1.404	12.899
Toro 220->Antuco 220	*	*	970.92	0.363	3.412
Antuco 220->Trupan 220	*	*	512	1.000	8.900
Trupan 220->Charrúa 220	*	*	512	1.800	16.900
Rucue 220->Charrúa 220	*	*	362	1.718	12.294
Pangue 220->Charrúa 220	*	*	242.73	5.372	51.594
Pangue 220->Trupan 220	*	*	336	3.700	33.800
Mampil 220->Rucue 220	*	*	266.56	2.275	10.793
Abanico 154->Charrúa 154	*	*	150	10.696	32.467
Temuco 220->Temuco 066	*	*	150	1.000	42.700
Temuco 066-Padre Las Casas 066	*	*	56	1.745	1.895
Padre Las Casas 066->Metrengo 066	*	*	56	1.239	1.344
Metrengo 066->Pitrufulquén 066	*	*	56	3.321	3.607
Pitrufulquén 066->Loncoche 066	*	*	56	8.690	9.435
Loncoche 066->Pullínque 066	*	*	64	6.730	9.058
Pullínque 066->Panguipulli 066	*	*	54	1.218	1.566
Panguipulli 066->Los Lagos 066	*	*	54	5.397	6.935
Los Lagos 066->Valdivia 066	*	*	54	14.301	17.394
Valdivia 066->Chumpullo 066	*	*	24	0.444	0.484
Valdivia 066->Picarte 066	*	*	24	2.662	2.875
Los Lagos 066->Paillaco 066	*	*	24	9.348	9.714
Paillaco 066->Pichirro 066	*	*	24	0.375	0.392

Nombre	Entrada	Salida	Capacidad (MW)	R (Ω)	X (Ω)
Pichirro 066->La Union 066	*	*	24	11.417	11.861
La Union 066->Osorno 066	*	*	42	11.922	8.327
Osorno 066->Barro Blanco 066	*	*	74	0.518	0.645
Barro Blanco 066->Purranque 066	*	*	18	26.284	18.448
Purranque 066->Frutillar 066	*	*	18	15.904	11.160
Frutillar 066->Puerto Varas 066	*	*	18	13.112	9.200
Barro Blanco 066->Puerto Varas 066	*	*	18	55.299	38.808
Puerto Varas 066->Puerto Montt 066	*	*	18	4.447	3.252
Valdivia 220->Valdivia 066	*	*	76.7	0.000	105.802
Rahue 220->Barro Blanco 066	*	*	120	1.000	42.700
Puerto Montt 220->Puerto Montt 066	*	*	76.7	0.000	105.802
Canutillar 220->Puerto Montt 220	*	*	194	3.001	12.200
Ventanas 220->Ventanas 110	*	*	300	0.200	24.200
Ventanas 220->Nogales 220 I	*	*	340	1.200	9.120
Ventanas 220->Nogales 220 II	*	*	340	1.200	9.120
Charrúa 220->Charrúa 154	*	*	390	0.242	13.552
Concepcion 154->Charrúa 154	*	*	176	9.534	29.600
Concepcion 220->Concepcion 154	*	*	142	0.242	14.520
Concepcion 154->Concepcion 066	*	*	121	0.285	18.190
San Vicente 154->Concepcion 154	*	*	316	0.866	2.336
Petroquim 154->San Vicente 154	*	*	209	0.261	0.949
Hualpén 154->Petroquim 154	*	*	209	0.285	1.091
Hualpén 220->Hualpén 154	*	*	300	0.100	15.585
Hualpén 154->Mapal 154	*	*	188	1.200	4.387
Mapal 154->Fopaco 154	*	*	188	0.700	2.490
Fopaco 154->Coronel 154	*	*	209	0.783	3.012
Lagunillas 220->Coronel 154	*	*	600	0.161	9.680
Coronel 154->Coronel 066	*	*	60	0.100	1.800
Coronel 066->Arauco 066	*	*	69	4.234	5.227
Coronel 066->Color 066	*	*	48	2.428	2.834
Color 066->Concepcion 066	*	*	48	2.407	2.807
Charrúa 220->Concepcion 220	*	*	260	7.524	29.168
Puerto Montt 220->Melipulli 220 I	*	*	234	0.03	0.11
Puerto Montt 220->Melipulli 220 II	abr-20	*	234	0.03	0.11
Melipulli 066->Puerto Varas 066 I	*	*	30	6.87	10.6
Melipulli 066->Puerto Varas 066 II	*	*	30	6.87	10.6
Melipulli 220->Melipulli 066	*	*	60	2.7	97.57
Melipulli 220->Melipulli 110	*	*	60	2.72	97.57
Melipulli 220->Melipulli 066 II	*	*	60	2.7	97.57
Los Molinos 110->El Empalme 110	*	*	81.7	2.78	5.45
Melipulli 220->Punta Barranco 220	*	*	220	0.36	1.47
El Empalme 110->Calbuco 110	*	*	46.5	5.55	9.11
Punta Barranco 220->Punta Gallan 220	*	*	130.7	1.04	1.64
Punta Gallan 220->Chiloe 220	*	*	220	2.83	11.5
Chiloe 110->Ancud 110	*	*	45.4	11.2	13.1
Chiloe 220->Chiloe 110 I	*	*	85	2.72	97.57
Chiloe 220->Chiloe 110 II	*	*	85	2.72	97.57
Chiloe 110->Degañ 110	*	*	70	0	0.1
Chiloe 110->Pid Pid 110	*	*	48.5	11.2	12.8
Pid Pid 110->Castro 110	*	*	48.5	2.9	3.2
Castro 110->Chonchi 110	*	*	48.5	6.9	7.2
Chonchi 110->Quellon 110	*	*	48.5	17.9	22.3

Anexo B: Centrales instaladas y plan de obras de generación

En este anexo se presenta el listado de centrales modeladas, incluyendo aquellas que están instaladas y aquellas que están consideradas en el plan de obras indicado en el punto 5.1.5. Se separó el listado por centrales térmicas, hidráulicas y eólicas, y para todas se presenta la barra de conexión, fechas de entrada y salida, potencia máxima y tipo de central según tecnología y/o combustible utilizado.

Para las centrales térmicas se presenta el costo variable combustible (CVC), el rendimiento térmico y el costo variable no combustible (CVNC), que de acuerdo a la expresión presentada en el punto 4.1.1 permiten obtener los costos variables en US\$/MWh para cada una de las centrales.

Tabla 0-3: Listado de centrales instaladas y plan de obras de generación - Centrales Térmicas

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	CVC (US\$/Unid.)	Rend. Térmico (Unid./MWh)	CVNC (US\$/MWh)	Tipo
Guacolda 01	Guacolda 220	*	*	142.9	108.6	0.360	1.0	Carbón
Guacolda 02	Guacolda 220	*	*	142.9	108.6	0.360	1.0	Carbón
Guacolda 03	Guacolda 220	*	*	137.104	84.5	0.350	2.1	Carbón
Guacolda 04	Guacolda 220	*	*	139	93.8	0.350	2.0	Carbón
Guacolda 05	Guacolda 220	oct-15	*	152	94.2	0.404	2.0	Carbón
Ventanas 01	Ventanas 110	*	*	113.4	102.3	0.415	2.2	Carbón
Ventanas 02	Ventanas 110	*	*	208.6	102.3	0.397	1.4	Carbón
Campiche	Ventanas 220	*	*	249	94.6	0.380	5.6	Carbón
Nueva Ventanas	Ventanas 220	*	*	249	93.9	0.380	5.6	Carbón
Santa Maria	Charrúa 220	*	*	342	98.2	0.352	3.0	Carbón
Bocamina	Lagunillas 220	*	*	122.2	101.4	0.380	7.3	Carbón
Bocamina 02	Lagunillas 220	*	*	322.5	101.4	0.378	4.3	Carbón
Carbón Pan de Azúcar 01	Pan de Azúcar 220	oct-24	*	250	94.2	0.376	3.0	Carbón
Carbón Maitencillo 02	Nueva Maitencillo 500	oct-22	*	342	94.2	0.350	6.3	Carbón
Carbón VIII Region 01	Charrúa 220	mar-26	*	343	94.2	0.352	3.0	Carbón
CTM3 GNL	Nueva Cardones 500	jun-17	*	243.227	7.7	7.108	4.7	GNL
Diego de Almagro TG	Diego de Almagro 110	*	*	23.6691	992.5	0.337	6.6	Diesel
San Lorenzo 01	Diego de Almagro 110	*	*	27.92	1058.3	0.342	24.5	Diesel
San Lorenzo 02	Diego de Almagro 110	*	*	27.92	1058.3	0.380	24.5	Diesel
Emelda 01	Diego de Almagro 110	*	*	30.9225	1236.4	0.292	14.5	Diesel
Emelda 02	Diego de Almagro 110	*	*	35.71	1236.4	0.314	14.5	Diesel
El Salvador TG	Diego de	*	*	23.6691	1031.7	0.337	42.8	Diesel

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	CVC (US\$/Unid.)	Rend. Térmico (Unid./MWh)	CVNC (US\$/MWh)	Tipo
	Almagro 110							
Cardones	Cardones 220	*	*	152.2748	1178.1	0.239	23.4	Diesel
Cenizas	Cardones 110	*	*	15.3	763.9	0.230	13.8	Diesel
Termopacífico	Cardones 220	*	*	96	1110.7	0.225	22.4	Diesel
Huasco TG	Huasco 110	*	*	58	983.4	0.348	7.9	Diesel
El Peñón	Pan de Azúcar 110	*	*	74.5	1033.4	0.221	28.2	Diesel
Punta Colorada 01 Fuel	Punta Colorada 220	*	*	16.5	752.8	0.219	28.9	Diesel
Espinos 01	Los Vilos 220	*	*	128	1032.2	0.221	20.4	Diesel
Espinos 02	Los Vilos 220	*	*	24	1032.2	0.221	45.2	Diesel
Olivos 01	Los Vilos 220	*	*	115.2	1032.2	0.231	23.7	Diesel
Olivos 02	Los Vilos 220	*	*	22.2	1032.2	0.231	42.3	Diesel
Los Vientos	Las Vegas 110	*	*	124.375	1015.0	0.267	3.0	Diesel
Las Vegas	Las Vegas 110	*	*	2.13	826.1	0.284	34.1	Diesel
Con Con	Ventanas 110	*	*	2.32	822.8	0.284	36.5	Diesel
Colmito	Miraflores 110	*	*	60	1003.3	0.248	14.3	Diesel
Laguna Verde	Agua Santa 110	*	*	45.6	1012.3	0.412	7.9	Diesel
Laguna Verde TG	Agua Santa 110	*	*	18.5	1012.3	0.264	11.4	Diesel
Placilla	Agua Santa 110	*	*	3	825.1	0.278	30.4	Diesel
Quintay	Agua Santa 110	*	*	3	825.4	0.278	31.1	Diesel
Totoral	Agua Santa 110	*	*	3	830.7	0.278	35.9	Diesel
Renca	Renca 110	*	*	92	1017.0	0.365	3.6	Diesel
San Francisco TG	Rancagua 154	*	*	23.85768	1033.3	0.309	1.0	Diesel
Esperanza 01	Sauzal 110	*	*	18.315	904.0	0.429	9.1	Diesel
Esperanza 02	Sauzal 110	*	*	1.6	904.0	0.296	28.2	Diesel
Esperanza 03	Sauzal 110	*	*	1.592	904.0	0.284	25.7	Diesel
Colihues	Sauzal 110	*	*	23.1	746.0	0.214	22.2	Diesel
Teno	Teno 154	*	*	53.568	1045.8	0.219	28.2	Diesel
Cementos Bio Bio	Teno 154	*	*	13.6	680.6	0.218	31.5	Diesel
Maule	Itahue 154	*	*	6	1075.2	0.282	39.3	Diesel
Constitución Elektragen	Itahue 154	*	*	9	1075.2	0.282	39.3	Diesel
Linares	Itahue 154	*	*	0.48	852.2	0.263	35.9	Diesel
San Gregorio	Itahue 154	*	*	0.48	852.2	0.263	35.9	Diesel
Yungay 01 Diesel	Charrúa 220	*	*	54.44	1007.5	0.280	22.7	Diesel
Yungay 02 Diesel	Charrúa 220	*	*	54.44	1007.5	0.252	22.7	Diesel
Yungay 03 Diesel	Charrúa 220	*	*	54.44	1007.5	0.274	22.7	Diesel
Yungay 04 CC Diesel	Charrúa 220	*	*	52.6	1048.2	0.214	6.5	Diesel
Los Pinos	Charrúa 220	*	*	89.7	851.0	0.227	4.5	Diesel
Santa Lidia	Charrúa 220	*	*	131.34	1031.3	0.264	3.5	Diesel
Petropower	Hualpén 154	*	*	66.5	0.0	1.000	3.9	Diesel
Newen	San Vicente 154	*	*	14.88	331.0	1.000	7.5	Diesel
Coronel TG Diesel	Coronel 154	*	*	45.7	1004.8	0.224	17.0	Diesel
Horcones TG Diesel	Arauco 066	*	*	24.3	839.8	0.418	3.0	Diesel
Antihue TG 01	Valdivia 220	*	*	50.3	868.9	0.274	2.9	Diesel

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	CVC (US\$/Unid.)	Rend. Térmico (Unid./MWh)	CVNC (US\$/MWh)	Tipo
Antihue TG 02	Valdivia 220	*	*	50.3	868.9	0.274	2.9	Diesel
Calle-Calle	Valdivia 066	*	*	13.133	1028.8	0.221	21.7	Diesel
Chuyaca	Barro Blanco 066	*	*	11.706	1058.6	0.238	16.3	Diesel
Degañ	Degan 110	*	*	36.3	1272.2	0.219	33.3	Diesel
Quellon 02	Quellon 110	*	*	7.804	1045.9	0.238	23.3	Diesel
Trapen	Los Molinos 110	*	*	74.4	1042.9	0.219	28.2	Diesel
Chiloé	Quellon 110	*	*	9	1055.0	0.282	39.3	Diesel
Los Guindos	Charrúa 220	*	*	74.4	1042.9	0.250	8.1	Diesel
Los Colorados 01	Punta Peuco 110	*	*	1.8	0.0	1.000	22.7	Biomasa
Los Colorados 02	Punta Peuco 110	*	*	17.4	0.0	1.000	17.0	Biomasa
Santa Marta	Alto Jahuel 220	*	*	15.7	0.0	518.000	15.0	Biomasa
Santa Fe 01	Charrúa 220	*	*	17.02	2.0	4.900	5.0	Biomasa
Santa Fe 02	Charrúa 220	*	*	16.83	6.4	5.000	5.0	Biomasa
Santa Fe 03	Charrúa 220	*	*	16.14	9.3	4.900	5.0	Biomasa
Santa Fe 04	Charrúa 220	*	*	10.76	32.0	4.600	5.0	Biomasa
Viñales 01	Itahue 154	*	*	6	16.0	1.000	0.0	Biomasa
Viñales 02	Itahue 154	*	*	10	38.0	1.000	0.0	Biomasa
Viñales 03	Itahue 154	*	*	6	45.0	1.000	0.0	Biomasa
Nueva Aldea 01	Chillan 154	*	*	19	25.0	1.000	0.0	Biomasa
Nueva Aldea 03	Chillan 154	*	*	37	0.0	1.000	0.0	Biomasa
Lautaro 01	Temuco 066	*	*	13	8.0	6.600	9.6	Biomasa
Lautaro 02	Temuco 066	*	*	13	10.2	6.200	9.6	Biomasa
Lautaro 2	Temuco 066	*	*	22	0.0	0.000	0.0	Biomasa
Masisa	Charrúa 154	*	*	9.7	6.3	5.960	3.4	Biomasa
Escuadron	Fopaco 154	*	*	13.4	6.4	7.000	2.4	Biomasa
Energía Pacífico	Rancagua 154	*	*	14.3	8.9	4.880	9.8	Desechos Forestales
Laja CMPC 01	Charrúa 220	*	*	5	0.0	4.900	0.0	Biomasa
Laja CMPC 02	Charrúa 220	*	*	10	6.0	5.000	6.9	Biomasa
Laja CMPC 03	Charrúa 220	*	*	10	25.0	5.000	6.9	Biomasa
licanten 00	Itahue 154	*	*	5	0.0	1.000	0.0	Biomasa
licanten 01	Itahue 154	*	*	1	63.0	1.000	0.0	Biomasa
Arauco 01	Arauco 066	*	*	10	40.0	1.000	0.0	Biomasa
Arauco 02	Arauco 066	*	*	10	70.0	1.000	0.0	Biomasa
Arauco 03	Arauco 066	*	*	4	100.0	1.000	0.0	Biomasa
Celco 01	Itahue 154	*	*	3	10.0	1.000	0.0	Biomasa
Celco 02	Itahue 154	*	*	2	117.3	1.000	0.0	Biomasa
Celco 03	Itahue 154	*	*	3	256.2	1.000	0.0	Biomasa
valdivia 01	Ciruelos 220	*	*	11	0.0	1.000	0.0	Biomasa
valdivia 02	Ciruelos 220	*	*	21	18.0	1.000	0.0	Biomasa
valdivia 03	Ciruelos 220	*	*	6	97.2	1.000	0.0	Biomasa
valdivia 04	Ciruelos 220	*	*	23	206.5	1.000	0.0	Biomasa
cholguan 00	Charrúa 220	*	*	9	28.4	1.000	0.0	Biomasa
cholguan 01	Charrúa 220	*	*	4	263.5	1.000	0.0	Biomasa
Pacífico CMPC 01	Charrúa 220	*	*	11.6	0.0	4.300	0.0	Biomasa
Pacífico CMPC 02	Charrúa 220	*	*	10.9	33.0	4.300	0.0	Biomasa
Pacífico CMPC 03	Charrúa 220	*	*	10.5	700.0	0.370	0.0	Biomasa

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	CVC (US\$/Unid.)	Rend. Térmico (Unid./MWh)	CVNC (US\$/MWh)	Tipo
Laja 01	Charrúa 154	*	*	7.917	6.2	8.820	3.4	Desechos Forestales
Laja 02	Charrúa 154	*	*	3.861	0.0	0.000	0.0	Desechos Forestales
Central Des.For. VII Region 01	Itahue 154	ene-23	*	15	25.0	1.000	0.0	Desechos Forestales
Central Des.For. VII Region 02	Itahue 154	ene-25	*	10	25.0	1.000	0.0	Desechos Forestales
Central Des.For. VII Region 03	Itahue 154	jul-21	*	10	0.0	1.000	0.0	Desechos Forestales
Central Des.For. VIII Region 01	Arauco 066	jul-21	*	9	0.0	1.000	0.0	Desechos Forestales
Central Des.For. VIII Region 02	Arauco 066	abr-22	*	8	0.0	1.000	0.0	Desechos Forestales
Geotermica Calabozo 01	Ancoa 220	ene-23	*	40	0.0	1.000	2.0	Geotermia
Geotermica Calabozo 02	Ancoa 220	abr-25	*	40	0.0	1.000	2.0	Geotermia
Geotermica Potrerillos 01	Colbun 220	sep-22	*	40	0.0	1.000	2.0	Geotermia
Geotermica Potrerillos 02	Colbun 220	ene-22	*	40	0.0	1.000	2.0	Geotermia
Geotermica Tinguiririca 01	San Fernando 154	abr-24	*	40	0.0	1.000	2.0	Geotermia
Geotermica Tinguiririca 02	San Fernando 154	jul-24	*	60	0.0	1.000	2.0	Geotermia
Cordillera	Alto Jahuel 220	jul-15	*	50	10.0	10.132	0.5	Gas Natural
Taltal 01 Diesel	Paposo 220	*	sep-17	121.5	951.9	0.254	6.0	Diesel
Taltal 02 Diesel	Paposo 220	*	sep-17	123.4	951.9	0.254	6.0	Diesel
Taltal CC GNL	Paposo 220	ene-18	*	380	10.0	6.909	3.2	Gas Natural
Nehuenco 01 Diesel	San Luis 220	*	mar-16	310	800.1	0.190	5.2	Diesel
Nehuenco 02 Diesel	San Luis 220	*	mar-16	391	800.1	0.189	5.2	Diesel
Nehuenco 01 GNL	San Luis 220	abr-16	*	340.1	10.0	7.281	2.4	Gas Natural
Nehuenco 01 FA GNL	San Luis 220	abr-16	*	21.4	10.0	9.134	2.4	Gas Natural
Nehuenco 02 GNL	San Luis 220	abr-16	*	384.2	10.0	6.687	2.4	Gas Natural
Nehuenco 02 GNL TP	San Luis 220	*	abr-15	384.2	0.0	0.181	0.0	Gas Natural
Nehuenco 9B 01 Diesel	San Luis 220	*	*	92	847.4	0.327	4.3	Diesel
Nehuenco 9B 02 Diesel	San Luis 220	*	*	16	847.4	0.339	21.5	Diesel
San Isidro 01 Diesel	San Luis 220	*	may-15	305	1026.2	0.185	6.5	Diesel
San Isidro 01 GNL	San Luis 220	*	*	350	10.0	7.492	3.9	Gas Natural
San Isidro 01 FA GNL	San Luis 220	*	*	20	10.0	12.418	2.8	Gas Natural
San Isidro 02 GNL	San Luis 220	*	*	392	10.0	6.776	3.7	Gas Natural
Quintero 01 CA Diesel	San Luis 220	*	jul-15	128	918.7	0.242	5.1	Diesel
Quintero 02 CA Diesel	San Luis 220	*	jul-15	129	918.7	0.242	5.1	Diesel
Quintero 01 CA GNL	San Luis 220	ago-15	*	128	10.0	10.179	3.2	Gas Natural
Quintero 02 CA GNL	San Luis 220	ago-15	*	129	10.0	10.179	3.2	Gas Natural

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	CVC (US\$/Unid.)	Rend. Térmico (Unid./MWh)	CVNC (US\$/MWh)	Tipo
Nueva Renca FA GLP	Renca 110	*	mar-16	30	995.8	0.186	0.1	Diesel
Nueva Renca Diesel	Renca 110	*	mar-16	312	951.9	0.171	7.5	Diesel
Nueva Renca GNL	Renca 110	oct-16	*	312	10.0	7.462	3.8	Gas Natural
Nueva Renca Int GNL	Renca 110	oct-16	*	30	10.0	9.318	3.8	Gas Natural
Candelaria CA 01 Diesel	Candelaria 220	*	ene-20	125.3	809.2	0.322	2.8	Diesel
Candelaria CA 02 Diesel	Candelaria 220	*	ene-20	128.6	809.2	0.322	2.8	Diesel
Candelaria CA 01 GNL	Candelaria 220	feb-20	*	125.3	10.0	11.872	2.8	Gas Natural
Candelaria CA 02 GNL	Candelaria 220	feb-20	*	128.6	10.0	11.872	2.8	Gas Natural
Llano de Llampos FV	Cardones 220	*	*	93	0.0	1.000	0.0	Solar
San Andres FV	San Andres 220	*	*	50	0.0	1.000	0.0	Solar
Diego de Almagro FV	Diego de Almagro 220	*	*	36	0.0	1.000	0.0	Solar
Pama FV	Illapel 110	*	*	2	0.0	1.000	0.0	Solar
Lomas Los Colorados	Illapel 110	*	*	2	0.0	1.000	0.0	Solar
Salvador FV	Diego de Almagro 220	nov-14	*	68	0.0	1.000	0.0	Solar
Luz del Norte FV	Carrera Pinto 220	may-15	*	141	0.0	1.000	0.0	Solar
Pampa Solar Norte	Diego de Almagro 220	jun-15	*	90.6	0.0	1.000	0.0	Solar
Lalackama	Diego de Almagro 220	dic-14	*	55	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar Conejo	Paposo 220	dic-15	*	108	0.0	1.000	0.0	Solar
Chañares FV	Diego de Almagro 220	dic-14	*	35	0.0	1.000	0.0	Solar
Javiera	Diego de Almagro 110	ene-15	*	69	0.0	1.000	0.0	Solar
Guanaco Solar	Diego de Almagro 110	dic-15	*	108	0.0	1.000	0.0	Solar
Lalackama 2	Diego de Almagro 220	abr-21	*	16	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar I	Carrera Pinto 220	ene-24	*	100	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar II	Carrera Pinto 220	dic-24	*	100	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar III	Carrera Pinto 220	sep-25	*	100	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar IV	Carrera Pinto 220	sep-25	*	100	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar Au I	Cardones 220	ene-24	*	100	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar Au II	Cardones 220	ene-24	*	100	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar SIC 1	Diego de Almagro 220	jul-24	*	100	0.0	1.000	0.0	Solar
Solar SIC 2	Diego de Almagro 220	jul-25	*	100	0.0	1.000	0.0	Solar

Tabla 0-4: Listado de centrales instaladas y plan de obras de generación - Centrales Hidráulicas

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	Tipo
El Toro	Charrúa 220	*	*	446.7456	Embalse
Rapel	Rapel 220	*	*	378.632	Embalse
Canutillar	Puerto Montt 220	*	*	171.6	Embalse
Cipreses	Cipreses 154	*	*	99.73017	Embalse
Colbun	Colbun 220	*	*	476.805	Embalse
Los Condores	Ancoa 220	dic-18	*	150	Embalse
Ralco	Charrúa 220	*	*	756.162	Embalse
Pehuenche	Pehuenche 220	*	*	545.48	Embalse
Machicura	Colbun 220	*	*	95.76	Embalse
Pangue	Charrúa 220	*	*	454.86	Embalse
Polcura	Charrúa 220	*	*	320	Embalse
Los Molles	Ovalle 110	*	*	19.802	Pasada
Sauce Andes	Las Vegas 110	*	*	1.12	Pasada
Hornitos	Las Vegas 110	*	*	55	Pasada
Juncal	Aconcagua 110	*	*	32	Pasada
Blanco	Aconcagua 110	*	*	57	Pasada
Chacabucuito	Totoralillo 110	*	*	28.4	Pasada
Los Quilos	Los Maquis 110	*	*	39.9	Pasada
Alfalfal	Alfalfal 220	*	*	177.64	Pasada
Florida	Florida 110	*	*	27.26	Pasada
Maitenes	Florida 110	*	*	30.9	Pasada
Volcan	Florida 110	*	*	12.99	Pasada
Puntilla	Florida 110	*	*	21.7	Pasada
Eyzaguirre	Florida 110	*	*	1.8	Pasada
Los Morros	San Bernardo 110	*	*	3.13	Pasada
Sauzal	Sauzal 110	*	*	88.25	Pasada
Coya-Pangal	Sauzal 110	*	*	12.5	Pasada
Pullinque	Pullinque 066	*	*	51.3	Pasada
Pilmaiquen	Osorno 066	*	*	40.66	Pasada
Capullo	Osorno 066	*	*	10.8858	Pasada
Peuchen	Mampil 220	*	*	84.9936	Pasada
Mampil	Mampil 220	*	*	54.8075	Pasada
Puclaro	Pan de Azúcar 110	*	*	5.2	Pasada
Lircay	Maule 154	*	*	18.96	Pasada
El Manzano	Padre Las Casas 066	*	*	4.9	Pasada
Lican	Osorno 066	*	*	17	Pasada
Guayacan	Florida 110	*	*	12	Pasada
Rio Trueno	Temuco 066	*	*	5.67	Pasada
Mariposas	Maule 154	*	*	6.28425	Pasada
San Clemente	Colbun 220	*	*	5.985	Pasada
La Paloma	Ovalle 110	*	*	4.5	Pasada
La Higuera	Tinguiririca 154	*	*	153.92	Pasada
La Confluencia	Tinguiririca 154	*	*	164.52723	Pasada
Chacayes	Sauzal 110	*	*	111.8	Pasada
Rucatayo	Pichirrahue 220	*	*	51.96	Pasada
Providencia	Maule 154	*	*	14.13	Pasada
CH Nalcas	Rahue 220	*	*	6.8	Pasada
Mallarauco	Melipilla 066	*	*	3.4	Pasada
Dongo	Puerto Montt 220	*	*	6	Pasada
La Arena	Puerto Montt 220	*	*	3	Pasada
Carena	San Bernardo 110	*	*	8.49	Pasada

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	Tipo
CH Callao	Rahue 220	*	*	3.3	Pasada
CH Bonito	Rahue 220	*	*	12.2	Pasada
Las Vertientes	San Bernardo 110	*	*	1.993	Pasada
El Llano	San Bernardo 110	*	*	2.004	Pasada
Muchi	Pichirro 066	*	*	0.3	Pasada
San Andres	Tinguiririca 154	*	*	39.88	Pasada
Pulelfu	Osorno 066	nov-14	*	9	Pasada
Los Hierros	Loma Alta 220	*	*	20	Pasada
El Paso	Tinguiririca 154	may-15	*	60	Pasada
Itata	Chillan 154	jul-15	*	20	Pasada
San Pedro	Ciruelos 220	jul-20	*	144	Pasada
Picoiquen	Charrúa 154	nov-14	*	19	Pasada
Los Hierros 02	Loma Alta 220	nov-14	*	6	Pasada
CH Rio Huasco	Maitencillo 110	*	*	5.1	Pasada
Rio Colorado	Loma Alta 220	jun-16	*	15	Pasada
Alfalfal 02	Los Almendros 220	may-18	*	264	Pasada
Las Lajas	Florida 110	feb-18	*	267	Pasada
Ñuble	Ancoa 220	jul-17	*	136	Pasada
Condor	Puerto Montt 220	ene-27	*	54	Pasada
San Miguel	Mampil 220	abr-25	*	48	Pasada
Mediterráneo	Puerto Montt 220	jul-21	*	210	Pasada
Rucalhue	Mulchén 220	abr-24	*	90	Pasada
Hidroeléctrica VII Región 02	Ancoa 220	oct-19	*	20	Pasada
Hidroeléctrica VII Región 03	Ancoa 220	ene-22	*	20	Pasada
Hidroeléctrica VIII Región 02	Charrúa 220	ene-23	*	20	Pasada
Hidroeléctrica VIII Región 05	Charrúa 220	ene-23	*	20	Pasada
Hidroeléctrica XIV Región 02	Ciruelos 220	abr-23	*	139	Pasada
Abanico	Abanico 154	*	*	128.6001	Serie
Rucue	Rucue 220	*	*	177.733	Serie
Isla	Cipreses 154	*	*	66.48678	Serie
Curillínque	Curillínque 154	*	*	85.28	Serie
Loma Alta	Loma Alta 220	*	*	37.93	Serie
San Ignacio	Itahue 154	*	*	36.9149	Serie
Quilleco	Rucue 220	*	*	72.04838	Serie
Palmucho	Charrúa 220	*	*	32	Serie
Chiburgo	Colbun 220	*	*	19.16	Serie
Ojos de Agua	Cipreses 154	*	*	9.5	Serie
Angostura	Mulchén 220	*	*	330.3	Serie
Laja I	Tap Laja 220	nov-14	*	36.8	Serie
Antuco	Antuco 220	*	*	323.1576	Serie

Tabla 0-5: Listado de centrales instaladas y plan de obras de generación - Centrales Eólicas

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	Tipo
Eolica Punta Colorada	Punta Colorada 220	*	*	20	Eólica
Eolica Canela 01	Las Palmas 220	*	*	17.9685	Eólica
Eolica Canela 02	Las Palmas 220	*	*	59.4	Eólica
Monte Redondo	Monte Redondo 220	*	*	47.52	Eólica
Eolica Totoral	Las Palmas 220	*	*	43.56	Eólica
Talinay Oriente	Talinay 220	*	*	90	Eólica
Los Cururos	La Cebada 220	*	*	110	Eólica
El Arrayán	Don Goyo 220	*	*	115	Eólica

Nombre	Barra de conexión	Entrada	Salida	Pot. Máx. (MW)	Tipo
Negrete Cuel	Los Angeles 154	*	*	33	Eólica
Tal Tal Eólico	Diego de Almagro 220	nov-14	*	99	Eólica
Punta Palmeras	Las Palmas 220	nov-14	*	15	Eólica
Ucuquer II Eólico	Melipilla 110	nov-14	*	11	Eólica
Talinay Poniente	Talinay 220	dic-14	*	61	Eólica
Eolica IV Region 01	Pan de Azúcar 220	ene-25	*	50	Eólica
Eolica IV Region 02	Pan de Azúcar 220	ene-22	*	50	Eólica
Eolica IV Region 03	Punta Colorada 220	ene-22	*	50	Eólica
Eolica IV Region 04	Los Vilos 220	jul-22	*	50	Eólica
Eolica IV Region 05	Pan de Azúcar 220	jul-22	*	50	Eólica
Eolica IV Region 07	Los Vilos 220	dic-24	*	50	Eólica
Eolica IV Region 08	Pan de Azúcar 220	jul-23	*	50	Eólica
Eolica Concepcion 01	Charrúa 220	ene-25	*	50	Eólica
Eolica Concepcion 02	Charrúa 220	ene-27	*	50	Eólica
Eolica Concepcion 04	Charrúa 220	jul-22	*	50	Eólica
Eolica Concepcion 05	Charrúa 220	jul-22	*	50	Eólica
Eolica Concepcion 06	Charrúa 220	ene-24	*	50	Eólica
Eolica Concepcion 07	Charrúa 220	jul-25	*	80	Eólica
Chiloe I	Chiloe 220	ene-24	*	80	Eólica
Chiloe II	Chiloe 220	jul-25	*	80	Eólica

Anexo C: Detalle de costos marginales mensuales por escenario

En el siguiente anexo se presentan los resultados de costo marginal mensual en las barras principales y en las barras de interés. Estos valores se presentan en los gráficos correspondientes, en la sección 5.3.

Tabla 0-6: Costo marginal promedio mensual por barra - Caso Base

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
2014	Oct	102.6	47.4	158.6	27.0	118.7	107.8	43.5	92.4	109.3	106.7
	Nov	89.3	47.7	129.2	32.8	103.5	93.6	63.6	81.6	95.1	92.5
	Dic	65.2	44.2	114.6	36.5	103.5	67.2	54.7	61.2	68.6	66.7
2015	Ene	68.7	62.8	140.8	60.5	129.9	68.9	76.5	67.3	71.2	68.0
	Feb	92.5	89.7	165.2	84.5	153.8	92.2	101.6	91.6	95.4	90.3
	Mar	141.9	139.5	159.7	131.6	158.8	140.9	147.2	140.9	145.5	137.4
	Abr	143.7	134.7	175.9	127.2	169.4	142.4	135.6	142.1	147.9	139.9
	May	131.7	108.6	135.6	92.7	138.2	132.5	96.5	127.5	136.4	130.1
	Jun	123.9	86.7	124.8	58.9	135.3	126.4	64.1	117.1	129.4	124.2
	Jul	109.8	75.2	104.0	47.6	107.2	112.4	51.9	103.5	114.9	110.5
	Ago	103.1	74.9	106.9	42.9	107.7	104.7	50.4	97.9	107.6	102.8
	Sep	64.4	62.2	107.1	40.7	88.1	63.9	49.6	64.0	65.9	63.5
	Oct	61.9	59.2	89.5	42.4	56.0	61.4	69.5	61.3	63.9	61.1
	Nov	55.6	49.7	113.0	43.8	51.9	55.9	78.5	54.3	57.4	55.6
	Dic	57.8	52.3	107.2	50.6	53.5	58.0	85.9	56.6	59.6	57.7
2016	Ene	96.8	95.1	108.8	88.4	85.6	96.4	121.0	96.2	99.4	95.2
	Feb	123.5	122.5	138.1	112.3	116.0	123.2	152.3	122.8	126.4	120.9
	Mar	156.6	157.1	112.3	143.5	129.3	155.2	176.6	156.2	159.2	151.6
	Abr	110.3	109.0	97.1	104.1	100.9	108.5	122.4	110.1	112.7	106.3
	May	106.2	105.4	93.5	88.2	91.6	103.7	96.9	106.0	109.5	101.7
	Jun	101.1	97.5	80.8	73.3	92.9	96.0	80.8	100.3	107.3	94.6
	Jul	102.5	97.3	73.0	63.5	83.7	95.4	70.5	101.3	110.8	94.4
	Ago	120.2	112.3	77.9	57.5	94.8	108.3	62.8	118.5	133.0	106.9
	Sep	93.1	90.6	143.6	52.2	139.7	90.3	64.3	92.6	96.9	89.4
	Oct	74.3	73.3	170.2	46.5	162.2	73.6	100.4	74.0	76.1	73.2
	Nov	66.8	65.8	140.9	55.0	137.8	66.3	87.0	66.4	68.6	66.0
	Dic	66.9	65.8	63.9	56.5	70.0	66.2	94.9	66.5	68.9	65.9
2017	Ene	80.6	79.6	146.0	74.1	150.9	79.9	113.0	80.4	82.2	78.8
	Feb	99.0	98.9	167.0	90.1	171.3	98.6	136.0	98.8	100.3	96.5
	Mar	124.1	126.4	142.8	117.7	162.2	123.0	161.3	124.0	125.0	119.7

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Abr	119.6	118.8	147.7	114.2	166.6	118.1	141.7	119.5	120.3	116.0
	May	113.9	114.5	124.3	95.3	135.4	112.5	107.0	114.0	116.0	110.0
	Jun	96.6	96.9	73.1	70.8	91.5	95.6	79.5	96.6	97.8	93.9
	Jul	89.3	89.1	67.6	60.1	80.6	88.7	68.9	89.2	90.6	87.5
	Ago	94.6	93.4	69.1	55.9	84.5	93.7	69.3	94.5	95.8	92.2
	Sep	83.9	82.7	75.7	53.0	79.7	83.4	74.8	83.8	85.3	82.5
	Oct	74.4	73.6	120.5	48.7	122.2	74.3	132.6	74.2	76.2	73.8
	Nov	68.8	68.2	75.9	57.1	83.6	69.0	96.4	68.6	70.5	68.6
	Dic	68.8	68.2	57.7	58.2	68.8	68.8	109.5	68.5	70.4	68.4
2018	Ene	76.0	75.6	67.8	72.0	88.4	75.0	134.0	76.1	77.3	73.5
	Feb	85.7	86.1	75.6	84.5	99.4	85.1	168.6	85.9	86.9	83.0
	Mar	104.7	107.2	82.5	102.4	127.1	103.7	172.4	105.1	105.7	100.8
	Abr	100.2	100.1	78.4	97.6	117.8	99.2	140.3	100.5	100.9	97.6
	May	85.8	85.8	72.5	82.0	97.8	85.0	108.7	86.0	87.5	83.3
	Jun	77.0	76.8	68.2	72.7	85.2	76.7	87.6	77.1	78.2	75.6
	Jul	72.2	71.8	64.8	67.0	81.4	71.9	84.4	72.2	73.4	71.0
	Ago	77.1	76.4	68.2	71.6	85.6	76.8	85.3	77.1	78.5	75.8
	Sep	70.7	69.8	68.2	66.0	75.3	70.4	83.5	70.8	72.0	69.8
	Oct	61.7	60.6	62.0	57.6	65.5	61.6	161.4	61.4	63.0	61.1
	Nov	63.6	63.0	61.1	60.0	69.4	63.6	117.6	63.3	64.9	63.1
	Dic	59.6	58.7	55.6	57.6	65.5	59.8	130.1	59.3	60.9	59.6
2019	Ene	69.8	69.3	69.9	67.9	70.1	69.8	156.4	69.9	71.2	69.1
	Feb	80.6	80.3	80.7	79.0	80.9	80.7	190.8	80.8	81.8	79.3
	Mar	97.3	99.0	95.4	95.0	97.3	96.8	195.0	97.7	98.2	94.5
	Abr	90.5	90.5	89.1	88.3	89.8	89.8	148.0	90.8	91.2	88.4
	May	86.8	87.0	86.1	82.2	86.2	86.4	115.2	87.1	88.4	84.8
	Jun	84.6	84.9	84.3	79.6	84.7	84.2	96.3	84.6	85.7	82.9
	Jul	79.6	79.1	79.6	73.7	79.9	79.6	99.6	79.6	80.8	78.7
	Ago	82.8	82.2	82.4	76.9	82.7	82.6	103.9	82.8	84.0	81.5
	Sep	76.8	75.6	77.2	71.9	77.4	76.8	111.0	76.9	78.1	76.1
	Oct	67.5	66.4	68.5	63.1	68.7	67.9	194.5	67.3	69.1	67.5
	Nov	67.6	67.0	68.2	63.8	68.8	68.0	155.5	67.3	69.1	67.6
	Dic	65.9	65.3	66.5	63.8	66.6	66.1	163.2	65.7	67.3	65.7
2020	Ene	75.2	74.7	75.4	73.2	75.7	75.2	173.5	75.4	76.6	74.2
	Feb	86.9	86.9	87.3	85.2	87.5	87.0	217.5	87.0	88.2	85.3
	Mar	106.5	109.4	105.1	104.1	107.3	106.0	203.0	106.5	107.4	103.3
	Abr	96.0	95.9	95.0	93.7	95.5	95.4	134.5	96.2	96.7	93.7
	May	95.0	94.9	94.2	90.6	94.4	94.5	112.5	95.0	96.8	92.6
	Jun	88.8	89.2	88.7	83.5	89.1	88.5	94.5	88.7	90.0	87.0

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Jul	83.6	83.4	83.7	77.4	84.0	83.6	85.9	83.5	84.9	82.6
	Ago	84.2	83.7	84.1	77.9	84.4	84.0	85.4	84.1	85.5	82.9
	Sep	78.6	77.6	79.3	73.2	79.4	78.7	84.4	78.7	80.1	77.9
	Oct	72.2	70.9	73.2	67.4	73.2	72.2	136.9	71.9	73.8	71.8
	Nov	72.3	71.4	73.0	68.1	73.4	72.5	95.3	71.9	73.9	72.0
	Dic	70.3	69.7	71.3	68.0	71.2	70.5	109.1	70.1	71.8	69.9
2021	Ene	81.6	81.2	81.5	79.8	82.3	81.5	129.1	81.7	83.1	80.3
	Feb	99.4	100.0	99.3	98.1	100.3	99.6	111.8	99.5	100.7	97.2
	Mar	121.9	124.6	120.0	118.7	123.1	121.6	127.2	121.8	123.0	118.2
	Abr	114.9	115.0	113.7	112.1	114.9	114.1	119.0	114.9	115.8	112.1
	May	111.1	112.1	110.3	104.7	110.9	110.6	109.1	110.9	113.4	108.1
	Jun	98.6	98.7	98.8	93.0	99.3	98.3	95.6	98.4	99.9	96.5
	Jul	91.2	91.0	91.8	83.8	92.3	91.2	80.2	91.0	92.7	90.1
	Ago	88.7	87.7	89.1	82.0	89.4	88.7	76.8	88.6	90.2	87.4
	Sep	82.6	81.4	83.6	76.8	83.7	82.7	73.1	82.7	84.2	81.9
	Oct	77.0	75.6	78.1	71.7	78.2	77.1	70.5	76.6	78.7	76.4
	Nov	77.1	76.1	78.0	72.4	78.5	77.4	71.6	76.7	78.8	76.7
	Dic	77.0	76.4	78.3	74.4	78.3	77.2	73.3	76.7	78.6	76.4
2022	Ene	86.6	86.2	86.5	84.3	87.5	86.6	85.6	86.6	88.2	85.2
	Feb	104.4	104.9	104.3	102.6	105.5	104.6	106.6	104.3	105.8	102.2
	Mar	135.8	139.7	133.6	132.1	137.7	135.5	137.8	135.5	137.0	131.7
	Abr	129.1	129.4	127.5	125.8	129.4	128.2	128.2	128.9	130.2	125.8
	May	119.0	118.9	118.3	112.6	119.2	118.4	111.6	118.7	121.4	115.7
	Jun	104.9	104.9	105.3	98.4	106.0	104.6	96.0	104.6	106.3	102.6
	Jul	98.3	97.8	98.8	90.3	99.4	98.3	87.5	98.0	99.8	96.9
	Ago	96.7	96.0	96.9	88.9	97.6	96.6	84.6	96.5	98.2	95.1
	Sep	86.8	85.7	87.7	80.3	87.9	86.8	77.6	86.9	88.3	85.8
	Oct	73.4	72.0	73.8	68.4	74.0	73.4	68.2	73.1	75.1	73.0
	Nov	75.7	74.9	75.6	71.1	76.5	75.9	71.4	75.2	77.4	75.3
	Dic	74.6	73.9	74.9	72.1	75.1	74.7	71.9	74.3	76.2	74.1
2023	Ene	82.8	82.2	82.1	80.4	82.9	82.7	83.2	82.7	84.3	81.6
	Feb	102.4	103.1	101.6	100.9	102.9	102.6	105.5	102.4	103.9	100.3
	Mar	128.9	132.2	125.3	125.2	129.4	128.6	131.2	128.7	130.2	125.1
	Abr	118.3	118.5	115.6	115.5	117.5	117.5	116.8	118.2	119.4	115.5
	May	110.5	110.4	108.7	105.0	109.6	110.0	103.3	110.4	112.8	107.7
	Jun	101.4	100.9	101.6	95.6	102.2	101.2	91.5	101.2	102.9	99.4
	Jul	93.7	93.1	93.7	86.7	94.3	93.7	81.8	93.4	95.3	92.6
	Ago	88.5	87.5	88.1	82.0	88.6	88.4	76.4	88.4	90.0	87.2
	Sep	83.5	82.1	83.9	78.0	84.0	83.5	73.2	83.6	85.1	82.8

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Oct	77.6	76.0	78.2	72.8	78.3	77.7	70.7	77.2	79.4	77.1
	Nov	80.1	78.8	80.4	75.6	81.0	80.3	73.5	79.6	81.9	79.7
	Dic	78.8	77.8	79.7	76.3	79.6	79.0	74.7	78.5	80.5	78.3
2024	Ene	87.2	86.7	86.1	84.9	87.3	87.1	86.1	87.2	88.8	85.9
	Feb	106.7	106.8	105.7	104.8	106.9	106.8	112.0	106.7	108.2	104.5
	Mar	133.9	137.4	130.2	130.3	134.4	133.6	136.0	133.6	135.2	130.0
	Abr	125.9	126.0	123.4	122.7	125.1	125.1	124.0	125.7	127.1	123.0
	May	114.4	114.1	113.0	108.4	113.7	114.0	105.4	114.3	116.8	111.5
	Jun	109.5	109.0	109.9	102.7	110.5	109.3	96.1	109.2	111.1	107.3
	Jul	99.2	98.5	99.3	91.7	99.9	99.2	83.7	98.9	100.9	98.0
	Ago	92.0	90.9	91.7	84.9	92.3	92.0	77.3	91.8	93.7	90.8
	Sep	86.4	84.8	86.8	80.2	87.0	86.5	74.0	86.4	88.1	85.8

Tabla 0-7: Costo marginal promedio mensual por barra - Caso GN

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
2014	Oct	114.0	51.9	164.2	26.8	128.4	119.9	48.5	102.6	121.5	118.7
	Nov	96.9	49.0	133.2	31.6	109.3	102.0	67.0	88.1	103.3	100.8
	Dic	77.9	51.7	119.1	43.1	109.2	80.4	62.9	73.0	82.0	79.8
2015	Ene	93.2	77.4	147.0	69.3	140.3	94.2	83.7	90.0	96.9	93.3
	Feb	123.5	109.4	174.4	99.0	164.6	124.5	118.0	120.6	128.0	122.2
	Mar	166.0	155.9	168.7	145.7	169.9	165.6	157.4	163.7	170.8	161.8
	Abr	154.8	144.3	181.3	136.5	175.1	153.5	145.0	152.9	159.3	150.8
	May	139.7	112.6	140.7	95.9	144.3	140.9	100.5	134.9	144.8	138.4
	Jun	130.6	87.1	128.8	61.0	141.1	133.8	68.2	122.6	136.6	131.6
	Jul	118.3	76.2	109.2	47.9	113.7	121.7	55.0	110.6	124.1	119.8
	Ago	118.2	82.5	114.2	44.2	118.4	120.5	55.8	111.6	123.7	118.5
	Sep	79.2	77.1	112.6	43.2	96.5	78.6	53.7	78.9	81.2	78.2
	Oct	72.1	69.5	91.7	42.8	63.4	71.7	63.6	71.4	74.2	71.5
	Nov	63.1	58.0	113.6	44.7	56.9	63.4	72.3	61.9	65.0	63.1
	Dic	65.9	60.9	107.9	54.5	59.3	66.1	89.7	64.7	67.9	65.8
2016	Ene	98.2	96.4	108.9	89.9	86.8	97.7	115.8	97.6	100.8	96.5
	Feb	128.0	127.2	139.3	114.8	119.5	127.7	136.0	127.5	130.9	125.3
	Mar	155.7	156.1	113.1	144.1	129.9	154.3	168.5	155.4	158.3	150.7
	Abr	109.3	108.0	96.2	103.6	100.5	107.6	117.1	109.0	111.7	105.3
	May	108.2	107.5	94.7	89.8	93.4	105.8	103.2	108.0	111.4	103.7
	Jun	101.7	97.8	80.9	70.0	92.8	96.2	80.2	100.8	108.2	94.8

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Jul	105.0	99.0	73.8	63.1	85.6	97.6	69.4	103.7	113.6	96.6
	Ago	120.5	112.4	78.5	57.8	95.5	108.3	66.0	118.8	133.8	106.9
	Sep	93.1	90.4	143.9	52.9	140.1	90.3	61.7	92.6	97.0	89.4
	Oct	76.6	75.5	170.4	47.5	162.4	75.8	97.0	76.3	78.6	75.3
	Nov	70.8	70.1	141.5	57.4	139.5	70.4	84.9	70.4	72.7	69.9
	Dic	66.6	65.4	64.5	55.4	70.7	65.9	104.8	66.1	68.6	65.6
2017	Ene	86.5	86.3	146.1	80.9	152.8	85.8	130.9	86.3	88.3	84.5
	Feb	110.1	110.7	167.8	105.7	174.4	109.7	164.4	109.9	111.8	107.0
	Mar	139.3	141.9	144.7	133.7	168.4	138.0	179.7	139.2	141.0	134.0
	Abr	132.1	131.4	150.9	125.3	173.2	130.3	154.6	132.0	133.6	127.9
	May	115.0	115.5	123.7	97.0	135.1	113.6	111.5	115.1	117.2	111.1
	Jun	97.5	97.8	73.1	73.9	92.1	96.5	87.8	97.5	99.0	94.8
	Jul	94.9	94.8	68.7	65.0	83.7	94.2	79.9	94.8	96.6	92.8
	Ago	102.6	102.0	70.6	59.0	90.2	101.6	75.8	102.5	104.1	99.7
	Sep	87.7	86.7	76.6	54.8	81.8	87.0	75.3	87.6	89.2	86.1
	Oct	76.8	76.1	120.9	51.5	123.1	76.5	132.8	76.5	78.6	76.0
	Nov	74.4	74.1	77.0	62.9	86.9	74.4	103.5	74.0	76.2	73.8
	Dic	72.1	71.8	58.5	63.4	70.7	72.1	112.5	71.8	73.9	71.5
2018	Ene	86.3	86.0	72.8	81.6	102.1	85.3	131.4	86.4	87.9	83.7
	Feb	95.5	95.7	80.1	94.4	113.0	94.9	159.3	95.7	97.3	92.8
	Mar	115.5	117.5	86.5	112.7	142.2	114.5	171.7	115.9	117.2	111.4
	Abr	113.1	112.7	82.6	109.9	136.0	112.2	141.1	113.4	114.6	110.5
	May	93.2	93.3	75.5	89.0	107.7	92.5	110.5	93.5	95.2	90.9
	Jun	86.5	85.8	72.7	82.0	97.6	86.2	96.0	86.6	88.1	85.1
	Jul	79.8	79.3	68.5	74.1	91.4	79.4	89.8	79.8	81.3	78.6
	Ago	84.2	83.5	70.9	78.1	95.2	84.1	96.0	84.3	86.0	83.2
	Sep	77.5	76.4	72.3	72.5	83.0	77.2	104.0	77.5	79.0	76.7
	Oct	67.2	66.1	65.8	62.9	72.2	66.9	166.5	66.9	68.6	66.5
	Nov	67.9	67.4	64.1	64.1	74.1	68.0	114.7	67.7	69.4	67.6
	Dic	62.2	61.4	56.7	60.2	69.2	62.5	116.5	62.0	63.7	62.3
2019	Ene	76.4	75.9	75.7	74.5	76.3	76.4	140.2	76.5	78.0	75.9
	Feb	90.7	90.8	90.0	89.3	90.7	90.8	199.5	90.9	92.4	89.3
	Mar	110.2	112.4	107.1	107.5	109.8	109.6	185.3	110.6	111.6	107.0
	Abr	101.4	101.7	99.1	99.1	100.2	100.6	146.3	101.8	102.7	99.1
	May	98.8	99.2	97.0	93.9	97.6	98.2	121.9	99.1	100.7	96.5
	Jun	90.9	91.0	90.0	85.3	90.7	90.5	106.1	91.0	92.3	89.3
	Jul	87.0	87.0	86.3	80.1	87.0	86.9	103.2	86.9	88.5	86.1
	Ago	90.1	89.6	89.0	83.7	89.7	89.9	108.5	90.2	91.7	88.9
	Sep	85.2	84.4	84.8	79.3	85.6	85.1	111.2	85.3	86.8	84.6

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Oct	75.5	74.6	75.8	70.6	76.5	75.7	191.9	75.3	77.3	75.4
	Nov	75.2	74.6	75.3	71.1	76.2	75.5	145.1	74.9	76.9	75.1
	Dic	74.7	74.5	75.1	72.8	75.5	75.0	152.6	74.5	76.3	74.4
2020	Ene	83.3	83.3	82.8	81.5	83.7	83.3	172.9	83.5	85.0	82.3
	Feb	104.7	105.5	104.4	103.4	105.3	104.8	211.8	105.0	106.4	102.6
	Mar	128.7	131.4	126.1	125.0	129.1	128.0	210.9	129.1	130.2	124.5
	Abr	122.1	122.8	120.2	119.1	121.3	121.1	146.9	122.6	123.6	119.1
	May	110.2	111.0	108.5	104.4	109.3	109.6	123.3	110.5	112.3	107.4
	Jun	103.2	103.3	102.3	96.9	103.0	102.8	110.5	103.3	104.8	101.0
	Jul	93.3	92.7	92.9	86.5	93.3	93.2	95.1	93.4	95.0	92.2
	Ago	95.1	94.7	94.3	87.8	95.0	94.9	96.2	95.2	96.9	93.8
	Sep	88.3	87.4	88.1	82.0	88.8	88.3	99.6	88.5	90.0	87.6
	Oct	80.3	79.3	80.5	74.9	81.1	80.3	144.1	80.1	82.1	79.9
	Nov	82.1	81.7	82.0	77.3	83.2	82.3	110.1	81.9	84.0	81.7
	Dic	81.9	81.7	82.5	79.7	82.8	82.1	119.9	81.7	83.7	81.2
2021	Ene	92.5	93.0	91.6	90.7	93.2	92.4	134.0	92.7	94.3	91.0
	Feb	120.6	121.7	119.8	118.8	121.3	120.7	129.8	120.9	122.4	117.8
	Mar	162.8	166.9	159.3	158.2	164.1	162.3	168.1	163.5	164.8	157.4
	Abr	157.2	158.5	154.6	153.5	157.0	155.8	160.6	157.8	159.1	152.8
	May	135.1	136.3	133.3	128.1	134.4	134.3	132.3	135.5	137.7	131.2
	Jun	121.3	122.2	120.4	113.8	121.7	120.7	116.7	121.5	123.1	118.3
	Jul	104.2	103.7	104.1	96.1	104.8	104.1	91.5	104.3	106.0	102.7
	Ago	102.4	101.7	102.0	94.3	102.7	102.2	88.8	102.4	104.2	100.7
	Sep	90.7	89.5	91.0	84.0	91.6	90.7	80.0	90.9	92.5	89.8
	Oct	86.4	85.0	86.8	80.6	87.4	86.3	79.2	86.1	88.3	85.7
	Nov	85.4	84.6	85.7	80.1	86.7	85.6	79.0	85.0	87.3	84.8
	Dic	87.5	87.1	88.4	85.0	88.8	87.7	83.1	87.3	89.4	86.7
2022	Ene	98.3	98.7	97.3	96.4	99.4	98.2	97.1	98.5	100.2	96.6
	Feb	130.5	131.4	129.4	128.7	131.4	130.6	131.9	130.9	132.5	127.2
	Mar	165.0	168.3	161.8	159.8	166.5	164.5	165.5	165.5	167.2	159.6
	Abr	171.7	171.8	169.0	166.8	171.7	170.4	168.4	172.2	173.8	166.9
	May	142.3	142.6	140.7	134.8	142.0	141.5	132.7	142.6	145.1	138.2
	Jun	126.4	126.9	126.2	118.4	127.5	125.9	114.7	126.7	128.5	123.4
	Jul	118.9	119.0	118.5	109.2	119.9	118.8	105.0	119.0	121.0	116.9
	Ago	111.0	111.3	110.5	101.0	111.8	110.7	96.6	111.1	113.0	108.9
	Sep	96.5	95.8	96.9	89.2	97.6	96.5	85.7	96.7	98.4	95.4
	Oct	80.2	79.1	80.1	74.8	80.6	80.2	74.4	79.9	82.1	79.7
	Nov	82.4	81.7	81.8	77.3	83.0	82.5	77.3	82.1	84.3	81.8
	Dic	81.3	80.8	81.3	78.8	81.8	81.4	78.1	81.1	83.1	80.7

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
2023	Ene	90.5	90.4	89.1	88.3	90.6	90.4	90.4	90.6	92.3	89.1
	Feb	116.4	117.1	114.7	114.3	116.5	116.5	119.7	116.7	118.3	113.8
	Mar	150.7	154.6	145.8	146.0	150.8	150.2	154.0	151.2	152.7	145.9
	Abr	151.3	152.4	146.8	148.1	150.1	150.0	150.0	151.8	153.3	147.3
	May	127.0	127.5	124.3	120.6	125.7	126.3	119.0	127.3	129.6	123.5
	Jun	121.6	122.0	121.0	114.6	122.3	121.1	109.4	121.8	123.6	118.7
	Jul	107.9	107.7	107.3	99.6	108.4	107.8	94.1	108.0	109.9	106.3
	Ago	97.3	96.5	96.4	90.1	97.3	97.2	83.8	97.4	99.2	95.8
	Sep	88.3	87.1	88.4	82.0	88.8	88.3	76.8	88.5	90.1	87.5
	Oct	82.0	80.6	82.4	76.9	82.6	82.1	74.9	81.7	83.9	81.4
	Nov	86.5	85.3	86.4	81.6	87.3	86.6	79.3	86.1	88.5	85.9
	Dic	89.1	88.3	89.6	86.7	89.7	89.2	84.2	88.8	91.0	88.2
2024	Ene	97.5	97.5	95.7	95.4	97.6	97.3	96.2	97.7	99.5	95.8
	Feb	121.6	122.4	120.3	119.1	121.9	121.8	125.1	121.9	123.6	118.8
	Mar	154.3	158.7	150.0	149.7	154.7	154.0	154.8	154.8	156.5	149.5
	Abr	166.0	166.7	161.6	161.4	164.6	164.6	161.7	166.5	168.2	161.5
	May	128.3	128.6	126.1	121.5	127.4	127.7	117.6	128.7	131.0	124.8
	Jun	123.6	123.6	123.5	115.5	124.4	123.1	108.1	123.7	125.6	120.6
	Jul	108.1	107.2	107.8	99.9	108.6	108.0	91.3	108.2	110.1	106.5
	Ago	101.0	100.8	100.4	92.7	101.4	100.9	84.5	101.1	103.0	99.5
	Sep	90.7	89.3	90.9	84.2	91.3	90.7	78.4	90.9	92.6	89.8

Tabla 0-8: Costo marginal promedio mensual por barra- Caso GN II

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
2014	Oct	114.0	50.1	163.9	25.6	127.9	120.2	42.4	102.3	121.7	119.0
	Nov	98.9	48.7	133.9	31.7	110.2	104.2	61.2	89.6	105.6	103.0
	Dic	77.4	49.8	119.0	42.0	109.1	80.1	55.9	72.2	81.6	79.4
2015	Ene	94.7	79.4	146.8	72.8	139.7	95.8	85.1	91.5	98.5	94.7
	Feb	126.4	114.4	175.7	104.8	166.2	126.9	125.0	123.8	130.8	124.6
	Mar	166.3	156.1	168.9	147.1	170.0	165.8	164.5	164.1	171.0	162.2
	Abr	154.9	144.5	182.0	136.2	176.0	153.6	144.3	153.1	159.4	150.9
	May	140.6	113.1	141.0	96.7	145.2	141.8	102.1	135.8	145.8	139.3
	Jun	131.5	87.3	129.7	58.9	141.3	134.7	62.5	123.5	137.6	132.4
	Jul	120.7	78.9	110.3	49.2	115.3	124.0	54.1	113.1	126.5	121.9
	Ago	118.8	84.6	114.6	43.6	118.8	120.9	52.1	112.5	124.1	118.8
	Sep	77.5	75.6	111.8	41.2	95.7	76.9	53.3	77.1	79.4	76.5
	Oct	69.9	67.7	91.0	38.7	61.9	69.3	62.8	69.2	72.0	69.1

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Nov	62.2	57.3	113.3	42.5	56.1	62.5	76.6	61.0	64.1	62.2
	Dic	67.7	63.5	108.2	55.6	60.6	67.8	95.7	66.7	69.7	67.4
2016	Ene	100.6	98.2	109.7	93.7	88.8	100.1	127.7	99.9	103.1	98.7
	Feb	128.4	127.6	140.0	117.4	119.2	128.0	161.4	127.9	131.2	125.6
	Mar	155.1	155.3	112.8	143.2	128.2	153.9	180.5	154.8	157.9	150.3
	Abr	106.8	105.9	96.2	102.1	98.5	105.1	118.2	106.5	109.1	103.0
	May	107.8	107.3	94.2	88.3	92.3	105.3	93.6	107.6	111.1	103.3
	Jun	102.2	98.3	81.3	69.3	93.1	96.6	72.7	101.4	108.8	95.3
	Jul	104.1	98.6	74.0	62.9	85.3	97.0	68.0	102.9	112.5	95.9
	Ago	121.7	113.2	79.9	60.5	96.3	109.4	67.7	120.0	135.0	107.9
	Sep	93.1	90.2	143.6	53.1	139.6	90.1	67.1	92.5	97.1	89.2
	Oct	74.2	73.1	169.9	45.8	161.8	73.4	103.4	73.8	76.0	73.1
	Nov	67.3	66.5	140.9	54.7	138.2	66.9	88.6	66.9	69.1	66.5
	Dic	65.6	64.6	64.0	55.3	69.7	65.0	105.4	65.2	67.4	64.7
2017	Ene	81.7	80.9	146.0	75.2	151.1	81.0	121.1	81.6	83.3	80.0
	Feb	100.4	100.4	167.2	93.4	172.6	100.0	158.6	100.2	101.6	97.8
	Mar	131.1	133.9	142.5	124.8	163.9	129.9	163.9	131.1	132.0	126.3
	Abr	123.7	123.6	147.8	118.8	168.9	122.0	147.4	123.6	124.4	119.9
	May	117.8	118.3	125.7	100.4	138.5	116.3	117.3	117.9	120.1	113.7
	Jun	95.6	96.1	72.5	72.6	90.9	94.6	84.9	95.6	96.8	93.0
	Jul	89.5	89.7	67.5	61.3	80.3	88.9	77.0	89.4	90.9	87.7
	Ago	95.3	94.3	69.0	57.0	85.0	94.4	76.7	95.2	96.5	92.8
	Sep	85.5	84.3	76.2	54.2	81.0	84.9	84.7	85.4	86.8	84.0
	Oct	75.3	74.7	120.5	49.5	122.4	75.1	135.5	75.1	77.1	74.6
	Nov	69.8	69.4	75.7	57.1	83.9	69.9	103.3	69.5	71.5	69.5
	Dic	69.6	69.1	57.9	60.2	69.6	69.6	118.9	69.3	71.2	69.2
2018	Ene	82.1	81.5	70.3	77.5	96.0	81.2	132.6	82.1	83.6	79.9
	Feb	90.7	90.5	76.9	89.1	105.8	90.2	166.6	90.8	92.1	88.4
	Mar	108.8	110.9	83.1	106.1	132.8	107.9	172.1	109.2	110.0	105.1
	Abr	106.1	105.7	79.4	103.4	126.8	105.3	141.6	106.5	107.0	103.6
	May	91.5	91.1	74.5	87.5	105.2	90.8	115.6	91.7	93.4	89.2
	Jun	81.2	80.7	69.5	76.9	90.9	80.9	93.4	81.3	82.5	80.0
	Jul	76.2	75.7	66.6	70.6	86.4	75.9	88.1	76.2	77.6	75.2
	Ago	83.9	83.3	70.6	78.1	94.7	83.8	93.6	84.0	85.5	82.9
	Sep	75.2	74.4	70.6	70.1	80.2	75.0	95.0	75.2	76.7	74.7
	Oct	65.3	64.3	64.4	61.0	69.5	65.2	166.6	65.0	66.7	64.9
	Nov	65.7	65.1	62.4	61.9	71.1	65.9	119.5	65.4	67.1	65.5
	Dic	63.8	63.1	57.8	61.9	71.2	64.1	127.1	63.6	65.3	63.8
2019	Ene	74.8	74.2	74.1	72.9	74.7	74.8	153.9	74.9	76.4	74.3

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Feb	87.3	87.0	86.7	85.5	87.2	87.4	190.5	87.6	88.8	86.2
	Mar	105.4	107.1	102.6	102.8	104.9	104.9	175.5	105.8	106.5	102.5
	Abr	97.9	97.5	95.6	95.3	96.7	97.1	135.1	98.2	98.8	95.7
	May	92.6	92.4	91.1	88.4	91.6	92.1	110.3	92.8	94.3	90.6
	Jun	85.2	84.6	84.6	80.4	85.0	84.9	91.9	85.3	86.4	83.9
	Jul	80.9	80.0	80.5	75.4	80.8	80.9	90.0	80.9	82.2	80.2
	Ago	86.4	85.7	85.5	80.3	86.1	86.3	104.9	86.5	87.8	85.4
	Sep	80.9	79.8	80.8	75.3	81.4	81.0	107.3	81.0	82.4	80.5
	Oct	71.5	70.4	72.0	66.8	72.5	71.8	194.2	71.2	73.2	71.6
	Nov	71.1	70.3	71.2	67.1	72.1	71.4	150.0	70.8	72.6	71.1
	Dic	70.3	69.9	70.7	68.2	71.0	70.6	157.1	70.1	71.8	70.2
2020	Ene	81.3	81.0	81.0	79.4	81.7	81.3	184.7	81.5	82.9	80.4
	Feb	93.9	94.2	93.8	92.2	94.3	94.0	214.9	94.0	95.2	92.2
	Mar	114.1	116.1	112.1	111.3	114.4	113.5	210.6	114.1	115.1	110.7
	Abr	105.2	104.9	103.9	102.6	104.5	104.6	151.4	105.4	106.1	102.8
	May	100.3	100.4	99.2	95.3	99.6	99.9	111.5	100.4	102.3	98.0
	Jun	91.6	91.7	91.1	86.0	91.6	91.3	95.5	91.5	92.9	90.1
	Jul	85.4	84.9	85.2	79.0	85.5	85.3	86.2	85.2	86.7	84.5
	Ago	86.4	85.4	86.0	80.4	86.3	86.4	87.1	86.4	87.9	85.4
	Sep	81.7	80.5	81.8	76.0	82.3	81.8	93.6	81.8	83.3	81.3
	Oct	75.3	74.1	75.6	70.3	76.1	75.4	144.7	75.0	77.0	75.0
	Nov	75.5	74.8	75.7	71.1	76.5	75.7	104.2	75.1	77.1	75.3
	Dic	74.3	73.6	75.1	71.9	75.2	74.5	117.2	74.0	75.9	74.0
2021	Ene	85.1	84.4	84.5	83.0	85.5	85.0	124.6	85.1	86.7	83.9
	Feb	104.3	104.7	104.1	102.5	105.0	104.5	113.1	104.4	105.7	102.2
	Mar	125.0	127.6	123.0	121.5	125.9	124.6	132.4	124.9	126.1	121.2
	Abr	116.9	117.2	115.6	114.0	116.9	116.2	120.3	116.9	117.9	114.1
	May	116.9	117.5	115.9	110.6	116.6	116.3	115.3	116.7	119.3	113.8
	Jun	101.2	101.8	101.1	94.6	101.9	100.9	98.2	101.0	102.6	99.2
	Jul	91.7	91.2	92.0	84.3	92.5	91.7	81.0	91.6	93.2	90.7
	Ago	90.2	89.2	90.2	83.2	90.7	90.1	78.5	90.1	91.7	89.0
	Sep	85.4	84.1	85.9	79.1	86.3	85.5	75.6	85.5	87.1	84.8
	Oct	79.6	78.1	80.3	74.2	80.7	79.7	73.1	79.2	81.4	79.1
	Nov	80.3	79.3	80.7	75.3	81.6	80.5	74.5	79.8	82.0	79.9
	Dic	79.4	79.0	80.5	76.6	80.6	79.6	75.4	79.0	81.0	78.8
2022	Ene	88.8	88.3	88.3	86.4	89.6	88.7	87.7	88.8	90.4	87.4
	Feb	107.6	108.3	107.2	105.6	108.6	107.8	109.8	107.6	109.0	105.3
	Mar	142.5	145.8	140.1	138.3	144.3	142.3	144.8	142.2	143.8	138.2
	Abr	135.2	135.3	133.4	131.8	135.5	134.3	133.8	135.0	136.4	131.8

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	May	122.6	122.3	121.7	116.2	122.6	122.0	114.7	122.3	125.1	119.3
	Jun	110.6	111.2	110.6	102.9	111.7	110.2	100.7	110.3	112.1	108.2
	Jul	101.8	101.5	102.0	93.1	102.9	101.8	90.0	101.5	103.4	100.4
	Ago	100.3	100.0	100.2	91.9	101.1	100.2	87.2	100.1	101.9	98.7
	Sep	90.0	89.0	90.5	83.2	91.0	90.0	79.4	90.0	91.7	89.1
	Oct	75.0	73.6	75.1	69.9	75.4	75.1	69.2	74.7	76.7	74.7
	Nov	76.6	75.9	76.3	71.8	77.4	76.8	71.5	76.2	78.3	76.3
	Dic	75.3	74.6	75.5	72.8	75.8	75.5	72.0	74.9	76.9	74.9
2023	Ene	84.4	83.8	83.5	82.1	84.5	84.4	84.5	84.4	86.1	83.4
	Feb	103.9	104.4	102.8	102.4	104.2	104.1	108.6	103.9	105.5	101.9
	Mar	132.9	137.0	128.8	129.4	133.5	132.6	135.8	132.7	134.3	129.0
	Abr	116.2	116.5	113.4	113.5	115.4	115.4	115.7	116.1	117.3	113.5
	May	109.3	109.3	107.4	103.7	108.4	108.8	102.0	109.2	111.5	106.6
	Jun	100.4	99.8	100.6	94.2	101.2	100.2	90.1	100.2	101.9	98.5
	Jul	93.7	92.7	93.7	87.3	94.2	93.8	81.7	93.5	95.3	92.7
	Ago	90.1	89.2	89.4	83.7	90.1	90.0	77.9	90.0	91.7	88.9
	Sep	85.0	83.4	85.1	79.5	85.3	85.0	74.3	85.1	86.6	84.3
	Oct	78.5	77.0	79.0	73.8	79.2	78.6	71.6	78.2	80.4	78.1
	Nov	80.4	79.1	80.6	75.9	81.2	80.6	74.0	79.9	82.2	80.0
	Dic	79.5	78.5	80.2	77.1	80.3	79.7	75.2	79.2	81.3	79.1
2024	Ene	87.0	86.5	85.9	84.8	87.1	87.0	85.1	87.1	88.7	85.8
	Feb	105.7	105.9	105.0	103.6	106.0	106.0	107.6	105.7	107.3	103.7
	Mar	137.3	140.6	133.6	133.3	137.8	137.1	138.9	137.0	138.7	133.3
	Abr	127.8	128.0	125.3	124.5	127.0	127.0	126.1	127.6	129.0	124.8
	May	117.8	117.8	116.1	111.4	117.0	117.2	108.3	117.5	120.2	114.8
	Jun	104.3	103.8	104.9	97.7	105.3	104.1	91.4	104.1	105.8	102.2
	Jul	97.7	97.0	97.8	90.1	98.4	97.7	82.8	97.4	99.4	96.6
	Ago	92.5	91.5	92.3	85.5	92.9	92.5	77.7	92.4	94.2	91.3
	Sep	86.4	84.8	86.7	80.3	86.9	86.4	74.4	86.5	88.1	85.7

Tabla 0-9: Costo marginal promedio mensual por barra – Caso Alternativo

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
2014	Oct	96.1	45.3	155.9	25.4	112.7	100.8	45.8	86.8	102.4	99.7
	Nov	82.9	44.7	127.3	29.6	100.0	87.0	66.4	75.8	88.3	85.7
	Dic	60.2	45.4	112.1	39.7	100.2	61.6	60.6	57.4	63.1	60.9
2015	Ene	60.1	56.3	139.0	54.9	126.8	60.1	71.7	59.2	62.1	59.1
	Feb	85.5	84.1	162.9	80.7	150.7	85.3	98.7	84.8	88.1	83.2
	Mar	135.4	133.5	155.9	125.8	153.9	134.4	142.3	134.4	138.8	131.0

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Abr	143.4	136.8	176.3	131.7	169.1	141.8	138.7	142.1	147.4	139.2
	May	124.5	100.4	130.8	86.9	133.6	125.5	93.1	120.1	129.2	123.1
	Jun	115.4	77.1	119.6	54.4	129.2	118.2	59.3	108.4	120.9	116.1
	Jul	100.4	68.4	98.1	46.9	100.4	102.9	51.6	94.4	105.2	101.1
	Ago	92.3	70.2	102.5	44.3	101.7	93.5	52.4	88.2	96.2	91.7
	Sep	57.3	55.6	105.0	38.9	84.0	56.8	46.1	57.0	58.7	56.2
	Oct	55.9	53.4	88.0	41.3	52.1	55.5	58.0	55.4	57.6	55.0
	Nov	51.1	46.7	112.7	39.7	48.9	51.2	69.9	50.1	52.6	50.8
	Dic	53.2	49.3	106.5	48.2	50.3	53.2	68.6	52.4	54.8	52.7
2016	Ene	81.7	80.2	106.7	78.2	75.1	81.3	104.7	81.2	83.8	80.2
	Feb	111.7	111.3	135.9	103.6	108.8	111.3	143.3	111.3	114.1	109.0
	Mar	143.8	144.4	108.1	134.2	119.9	142.5	165.2	143.6	146.2	139.0
	Abr	88.0	87.6	85.6	85.2	80.9	86.5	105.5	87.9	90.0	84.6
	May	82.4	82.3	82.0	71.0	73.6	80.6	82.9	82.2	84.9	79.0
	Jun	81.3	78.1	69.2	61.0	76.7	76.7	64.9	80.6	86.7	75.6
	Jul	84.5	80.1	63.7	56.0	70.8	78.6	61.7	83.5	91.5	77.7
	Ago	98.1	92.1	66.2	51.6	80.6	88.2	60.3	96.7	108.6	87.0
	Sep	71.6	69.5	137.2	48.7	132.4	69.5	60.0	71.2	74.4	68.7
	Oct	55.6	54.2	165.0	40.5	156.1	55.2	93.5	55.4	57.0	54.9
	Nov	54.5	53.6	139.1	47.8	134.0	54.3	80.2	54.2	55.9	54.1
	Dic	53.5	52.6	59.8	47.7	61.5	53.2	82.9	53.2	54.9	52.9
2017	Ene	62.3	61.6	144.6	59.4	143.8	61.8	98.6	62.2	63.4	61.0
	Feb	79.3	79.9	165.3	77.3	164.6	79.0	131.8	79.2	80.2	77.1
	Mar	101.2	104.2	138.2	98.0	152.1	100.3	151.5	101.2	101.9	97.4
	Abr	95.0	95.3	142.6	91.7	153.1	93.7	117.5	95.0	95.6	92.0
	May	92.0	92.6	114.2	80.8	122.2	90.8	100.2	92.1	93.7	88.7
	Jun	72.0	72.4	58.3	56.5	68.7	71.3	64.4	72.0	73.0	70.1
	Jul	71.5	71.4	54.5	52.6	63.6	71.0	60.1	71.4	72.6	70.0
	Ago	72.5	71.9	55.2	49.2	65.2	71.8	63.5	72.4	73.4	70.5
	Sep	63.7	62.8	58.1	46.2	62.0	63.3	62.5	63.6	64.8	62.6
	Oct	57.3	56.4	109.6	43.6	111.2	57.2	123.4	57.2	58.7	56.9
	Nov	58.2	57.5	65.4	51.6	71.8	58.3	91.8	58.0	59.6	58.0
	Dic	55.3	54.5	47.6	49.6	54.5	55.3	100.6	55.0	56.6	55.0
2018	Ene	57.6	57.3	53.3	56.0	64.9	56.8	122.8	57.6	58.5	55.6
	Feb	65.3	66.0	58.8	64.8	75.1	64.6	146.2	65.4	66.0	62.8
	Mar	82.3	85.0	66.3	80.7	98.6	81.5	143.5	82.7	83.0	79.1
	Abr	74.7	75.0	60.8	73.1	85.9	73.9	109.8	75.0	75.2	72.6
	May	68.4	69.1	58.8	64.8	76.8	67.7	92.4	68.6	69.7	66.3
	Jun	64.7	64.5	57.7	61.6	71.1	64.3	80.5	64.8	65.7	63.3

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Jul	62.7	62.6	56.2	58.2	70.5	62.4	74.3	62.7	63.8	61.6
	Ago	62.4	61.9	55.8	58.3	68.7	62.1	75.5	62.4	63.4	61.2
	Sep	54.8	53.8	53.6	51.4	57.5	54.6	79.0	54.8	55.8	54.1
	Oct	52.1	50.8	52.1	49.0	55.3	51.8	159.7	51.9	53.1	51.4
	Nov	54.5	54.0	53.3	51.6	58.7	54.6	110.8	54.3	55.7	54.1
	Dic	50.0	49.1	48.2	48.2	53.9	50.3	121.1	49.8	51.2	50.0
2019	Ene	53.1	52.5	53.2	51.7	53.2	53.1	139.5	53.2	54.2	52.5
	Feb	63.1	63.5	63.0	62.4	63.4	63.2	174.1	63.3	64.0	61.9
	Mar	76.9	78.9	75.1	75.0	77.0	76.5	177.6	77.2	77.5	74.5
	Abr	67.2	67.4	66.1	65.7	66.7	66.7	123.9	67.5	67.7	65.6
	May	65.9	66.0	65.3	62.4	65.4	65.5	95.1	66.0	67.1	64.3
	Jun	65.6	66.0	65.3	61.8	65.7	65.3	86.3	65.7	66.5	64.3
	Jul	65.7	65.4	65.6	61.0	65.8	65.6	77.6	65.7	66.6	64.9
	Ago	64.8	64.3	64.4	60.3	64.7	64.6	74.2	64.8	65.7	63.6
	Sep	59.8	58.9	60.0	56.4	60.2	59.8	86.1	59.9	60.8	59.1
	Oct	52.8	51.8	53.6	49.4	53.6	53.1	190.4	52.6	54.0	52.7
	Nov	55.7	54.8	56.3	52.7	56.6	56.0	144.6	55.5	56.9	55.7
	Dic	54.5	53.8	55.0	52.7	55.1	54.7	144.4	54.3	55.6	54.3
2020	Ene	56.5	56.0	56.6	55.1	56.8	56.4	170.7	56.6	57.5	55.7
	Feb	66.3	67.0	66.5	65.2	66.9	66.4	215.1	66.3	67.1	64.9
	Mar	87.0	90.3	85.5	85.1	87.9	86.6	210.6	87.0	87.7	84.2
	Abr	73.6	74.0	72.6	72.1	73.2	73.0	128.2	73.7	74.1	71.8
	May	76.8	77.9	76.0	72.2	76.4	76.4	97.5	76.8	78.3	74.7
	Jun	66.1	65.9	66.1	62.3	66.1	65.8	75.4	66.0	67.0	64.7
	Jul	67.4	67.5	67.4	62.0	67.7	67.4	74.2	67.3	68.4	66.5
	Ago	65.1	64.4	65.1	60.8	65.1	65.0	74.4	65.1	66.2	64.0
	Sep	60.8	59.8	61.2	57.0	61.2	60.8	69.2	60.8	61.8	60.0
	Oct	56.2	55.2	57.0	52.7	57.0	56.3	131.7	56.0	57.5	55.8
	Nov	57.6	56.9	58.2	54.4	58.5	57.8	85.5	57.3	58.8	57.3
	Dic	56.8	56.2	57.6	54.8	57.5	56.9	91.9	56.5	58.0	56.5
2021	Ene	61.1	60.8	61.0	59.7	61.6	61.0	112.7	61.1	62.2	60.1
	Feb	76.9	77.7	76.8	76.2	77.7	77.0	87.1	76.9	77.8	75.1
	Mar	96.5	100.3	94.9	94.0	98.0	96.3	104.2	96.3	97.3	93.5
	Abr	95.0	96.1	93.6	93.0	95.3	94.2	98.0	94.9	95.7	92.5
	May	91.1	92.4	90.2	85.6	90.8	90.6	90.6	90.9	92.9	88.5
	Jun	77.9	78.8	78.0	72.5	78.5	77.6	76.4	77.7	78.9	76.1
	Jul	74.9	75.1	75.3	68.4	75.7	74.9	66.5	74.8	76.1	73.9
	Ago	73.7	73.5	73.8	68.0	74.3	73.6	64.6	73.5	74.9	72.4
	Sep	64.2	63.4	64.8	59.7	65.0	64.2	57.2	64.3	65.4	63.5

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Oct	59.4	58.2	60.2	55.5	60.3	59.4	54.6	59.1	60.7	58.8
	Nov	61.7	60.9	62.4	58.1	62.7	61.8	57.5	61.3	63.0	61.3
	Dic	63.7	63.3	64.6	61.8	64.7	63.8	61.0	63.4	65.0	63.1
2022	Ene	66.8	67.0	66.5	65.5	67.6	66.8	66.7	66.7	67.9	65.6
	Feb	86.6	87.7	86.0	86.3	87.6	86.7	89.3	86.5	87.6	84.4
	Mar	111.8	115.3	109.7	108.7	113.5	111.6	113.8	111.5	112.8	108.3
	Abr	105.9	107.1	104.1	103.3	106.4	105.0	105.0	105.6	106.7	103.1
	May	106.1	108.0	104.9	99.0	106.2	105.5	100.0	105.7	108.2	102.9
	Jun	87.3	88.0	87.3	81.3	88.1	86.9	80.0	87.0	88.4	85.1
	Jul	80.3	80.6	80.4	73.2	81.1	80.2	71.5	80.1	81.5	79.0
	Ago	76.6	76.7	76.6	70.4	77.3	76.5	67.3	76.4	77.8	75.1
	Sep	65.7	64.9	66.3	60.9	66.5	65.7	58.7	65.7	66.8	64.8
	Oct	56.9	55.6	57.2	53.2	57.3	57.0	52.8	56.7	58.2	56.6
	Nov	58.4	57.4	58.5	55.0	58.9	58.5	54.7	58.0	59.6	58.1
	Dic	58.1	57.4	58.5	55.9	58.5	58.3	55.4	57.8	59.4	57.8
2023	Ene	61.9	61.6	61.5	60.3	62.1	61.9	61.7	62.0	63.1	61.0
	Feb	76.5	77.6	75.8	75.8	77.0	76.7	78.8	76.5	77.6	74.9
	Mar	103.3	107.1	99.9	100.6	103.8	103.0	105.4	103.1	104.2	100.0
	Abr	94.4	95.7	92.0	92.6	94.0	93.7	93.8	94.3	95.3	92.1
	May	92.1	92.8	90.1	87.3	91.3	91.6	86.2	91.9	94.0	89.6
	Jun	82.9	83.5	82.9	77.4	83.7	82.6	74.4	82.6	84.1	81.1
	Jul	76.5	76.7	76.4	70.0	77.0	76.5	66.6	76.2	77.7	75.5
	Ago	69.5	69.0	69.0	64.6	69.6	69.4	59.9	69.4	70.7	68.4
	Sep	64.6	63.4	64.8	60.6	64.9	64.6	56.3	64.7	65.8	64.0
	Oct	59.4	58.0	60.0	55.9	60.0	59.5	53.9	59.1	60.8	59.0
	Nov	61.8	60.8	62.1	58.3	62.6	62.0	56.5	61.4	63.2	61.5
	Dic	65.2	64.4	65.8	63.5	65.8	65.3	61.7	64.9	66.5	64.7
2024	Ene	66.9	66.8	65.9	65.6	67.0	66.8	66.0	66.9	68.1	65.8
	Feb	84.3	85.3	83.5	82.8	84.6	84.6	90.2	84.3	85.4	82.4
	Mar	117.0	121.4	113.5	113.9	117.7	116.8	119.1	116.7	118.1	113.3
	Abr	106.1	107.2	103.5	104.0	105.3	105.3	105.2	105.9	107.1	103.4
	May	95.3	95.9	93.7	89.8	94.7	94.9	88.3	95.1	97.3	92.8
	Jun	85.3	85.1	85.4	80.1	86.0	85.0	75.4	85.0	86.5	83.4
	Jul	75.6	75.3	75.6	69.5	76.1	75.6	64.6	75.4	76.9	74.7
	Ago	71.4	70.8	71.1	66.0	71.6	71.4	60.8	71.3	72.7	70.4
	Sep	66.3	65.0	66.5	61.8	66.7	66.3	57.2	66.3	67.6	65.7

Tabla 0-10: Costo marginal promedio mensual por barra – Caso Alternativo GN

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
2014	Oct	103.0	46.6	159.0	25.0	119.4	108.3	45.9	92.7	109.9	107.3
	Nov	87.9	44.5	128.6	29.6	102.7	92.5	63.4	79.8	93.7	91.3
	Dic	66.3	44.6	115.3	37.8	104.3	68.4	56.4	62.3	69.8	67.8
2015	Ene	83.4	73.6	143.4	69.1	135.2	84.0	82.3	81.3	86.5	83.0
	Feb	116.1	106.0	173.3	99.1	163.3	116.7	111.8	113.9	120.1	114.3
	Mar	159.8	151.3	165.9	142.0	166.6	159.4	154.6	157.8	164.3	155.6
	Abr	150.5	141.8	179.5	132.3	172.6	149.1	139.8	148.9	155.0	146.5
	May	132.3	108.0	136.1	90.1	139.2	133.3	92.7	128.0	137.2	130.8
	Jun	123.7	84.3	124.8	59.2	135.2	126.4	63.0	116.5	129.3	124.3
	Jul	108.1	71.4	103.8	45.0	106.7	110.9	48.8	101.4	113.2	109.1
	Ago	101.2	73.5	106.4	41.0	106.2	102.9	49.1	96.1	105.7	101.1
	Sep	63.6	62.0	107.2	38.8	87.7	63.2	46.0	63.3	65.1	62.8
	Oct	60.3	58.1	88.9	39.0	54.6	59.9	58.0	59.7	62.0	59.6
	Nov	55.2	49.7	113.0	40.7	51.7	55.5	65.6	54.0	56.9	55.3
	Dic	58.7	53.4	107.0	50.6	54.1	58.9	73.0	57.5	60.5	58.6
2016	Ene	83.8	82.2	106.7	80.1	77.8	83.5	108.1	83.2	86.0	82.4
	Feb	115.5	115.4	137.2	106.7	110.6	115.1	140.9	115.0	117.9	112.6
	Mar	152.0	153.1	110.0	141.8	125.2	150.6	171.6	151.8	154.5	146.8
	Abr	89.8	89.1	87.3	86.6	83.0	88.2	112.2	89.6	91.8	86.3
	May	88.4	88.3	84.6	77.0	77.6	86.5	87.6	88.3	91.0	84.7
	Jun	86.7	84.3	71.2	66.8	81.1	82.2	72.1	86.1	92.1	80.8
	Jul	89.1	84.8	65.2	61.0	74.8	83.3	67.2	88.1	96.0	82.2
	Ago	96.7	90.8	66.2	51.2	79.8	87.4	57.0	95.4	106.7	86.1
	Sep	73.2	71.2	136.8	49.7	132.0	71.0	55.8	72.8	76.2	70.3
	Oct	58.3	57.0	165.9	42.7	157.2	57.8	87.3	58.0	59.7	57.4
	Nov	57.9	57.0	139.5	50.6	135.2	57.5	72.2	57.5	59.4	57.2
	Dic	54.9	54.1	60.5	49.2	63.0	54.6	74.3	54.6	56.3	54.2
2017	Ene	67.5	67.4	144.6	64.8	146.2	67.0	97.5	67.5	68.9	65.9
	Feb	85.5	86.1	165.6	83.4	167.4	85.1	132.3	85.3	86.8	82.9
	Mar	118.6	121.5	140.1	113.9	158.2	117.4	152.7	118.5	119.9	113.8
	Abr	112.3	112.2	145.7	107.8	162.6	110.6	131.4	112.2	113.6	108.5
	May	93.5	94.0	115.3	83.0	123.9	92.3	94.4	93.6	95.3	90.1
	Jun	80.0	79.9	60.4	64.8	75.4	79.1	75.5	80.0	81.2	77.4
	Jul	77.8	77.9	56.1	57.7	67.8	77.2	69.3	77.7	79.1	76.0
	Ago	77.9	77.6	57.7	54.1	69.8	77.1	62.5	77.8	79.1	75.7
	Sep	66.6	65.7	59.5	49.4	63.8	66.1	63.9	66.5	67.7	65.3
	Oct	60.1	59.4	109.6	45.6	111.9	59.9	119.1	59.9	61.5	59.4

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Nov	60.7	60.1	66.3	54.1	73.6	60.8	79.7	60.4	62.2	60.3
	Dic	58.5	58.1	48.4	53.7	56.6	58.5	80.5	58.2	59.9	58.1
2018	Ene	63.7	63.5	56.2	61.7	73.1	62.9	98.0	63.7	64.9	61.8
	Feb	71.9	72.6	62.3	71.3	83.4	71.4	142.5	72.0	73.1	69.6
	Mar	92.4	94.5	70.9	90.3	112.8	91.4	143.6	92.8	93.7	88.8
	Abr	87.1	87.3	65.5	85.0	103.1	86.3	115.9	87.4	88.2	85.0
	May	72.9	73.4	60.2	69.2	83.0	72.2	88.9	73.1	74.4	71.0
	Jun	64.3	63.8	56.4	61.2	70.7	64.1	74.2	64.4	65.5	63.3
	Jul	66.9	67.0	58.0	61.8	76.0	66.6	73.4	66.9	68.2	65.9
	Ago	67.9	67.4	58.1	63.4	76.2	67.6	77.5	67.9	69.2	66.8
	Sep	58.7	57.9	56.0	54.9	61.9	58.5	79.7	58.8	59.9	58.2
	Oct	54.0	53.0	53.6	50.7	56.8	54.0	162.0	53.8	55.2	53.7
	Nov	56.7	56.0	54.3	53.6	60.8	56.9	115.0	56.6	58.0	56.6
	Dic	53.1	52.3	49.7	51.4	58.1	53.5	121.7	52.9	54.4	53.3
2019	Ene	56.9	56.3	56.4	55.4	56.8	56.9	140.7	57.0	58.1	56.5
	Feb	70.5	71.3	69.9	69.9	70.7	70.6	180.5	70.7	71.7	69.3
	Mar	91.3	94.0	88.4	89.1	91.3	90.8	171.5	91.6	92.4	88.4
	Abr	78.6	79.1	76.6	77.0	77.7	77.9	128.9	78.9	79.5	76.7
	May	76.5	77.5	75.1	71.9	75.7	76.0	103.0	76.7	77.9	74.6
	Jun	76.1	76.8	75.2	71.2	75.9	75.7	84.3	76.2	77.2	74.5
	Jul	73.5	73.6	72.8	68.1	73.6	73.4	82.3	73.5	74.7	72.6
	Ago	74.0	73.4	73.0	69.0	73.5	73.8	83.5	74.1	75.2	72.8
	Sep	64.3	63.4	64.1	60.3	64.6	64.3	81.7	64.4	65.5	63.8
	Oct	61.1	60.1	61.3	57.4	61.8	61.3	178.0	61.0	62.5	60.9
	Nov	60.4	59.7	60.7	57.1	61.3	60.8	123.7	60.2	61.9	60.4
	Dic	57.6	56.9	58.1	55.7	58.2	57.9	139.6	57.4	58.9	57.6
2020	Ene	65.2	65.3	64.6	64.0	65.5	65.1	160.3	65.2	66.4	64.2
	Feb	80.4	81.1	80.0	79.6	80.7	80.4	214.5	80.6	81.6	78.6
	Mar	109.9	114.3	107.5	107.1	110.8	109.4	216.7	110.3	111.2	106.2
	Abr	99.6	100.4	97.8	97.6	99.0	98.7	129.4	100.0	100.8	97.0
	May	87.3	88.5	86.0	82.3	86.6	86.8	106.2	87.6	89.0	85.0
	Jun	85.4	86.4	84.5	79.7	85.2	84.9	94.5	85.5	86.6	83.4
	Jul	81.0	81.5	80.4	74.3	81.1	80.9	83.3	81.1	82.4	79.8
	Ago	76.0	75.5	75.3	70.6	75.6	75.8	77.0	76.1	77.3	74.7
	Sep	68.4	67.4	68.2	64.0	68.7	68.4	74.6	68.5	69.7	67.7
	Oct	64.0	62.9	64.1	59.9	64.6	64.0	134.5	63.8	65.4	63.5
	Nov	67.9	67.3	67.9	64.1	68.6	68.0	104.6	67.7	69.4	67.4
	Dic	68.5	68.2	69.0	66.7	69.2	68.6	109.4	68.3	69.9	67.9
2021	Ene	73.1	73.7	72.2	72.0	73.7	73.0	125.5	73.2	74.4	71.7

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	Feb	97.3	99.3	96.8	96.4	98.1	97.5	108.3	97.6	98.7	94.8
	Mar	138.0	142.9	134.7	134.4	139.3	137.5	142.8	138.5	139.7	133.2
	Abr	136.3	137.5	134.0	133.4	136.2	135.1	138.6	136.8	137.9	132.4
	May	115.5	117.7	113.4	108.7	114.7	114.7	114.2	115.8	117.8	111.9
	Jun	103.5	104.1	102.8	97.5	103.8	103.0	100.4	103.7	105.0	100.7
	Jul	89.2	89.0	89.1	82.2	89.7	89.1	79.1	89.3	90.7	87.8
	Ago	85.2	85.4	84.7	78.3	85.7	85.0	74.8	85.3	86.7	83.6
	Sep	70.9	70.2	71.1	65.7	71.6	70.9	63.0	71.0	72.2	70.1
	Oct	66.4	65.4	66.8	61.9	67.2	66.4	60.9	66.2	67.9	65.8
	Nov	70.8	70.1	71.0	66.6	71.8	70.9	65.7	70.6	72.3	70.2
	Dic	73.0	72.5	73.8	70.8	73.9	73.1	69.6	72.9	74.5	72.2
2022	Ene	78.1	78.7	77.1	76.8	79.0	78.0	77.8	78.2	79.5	76.5
	Feb	104.4	106.1	103.6	103.1	105.4	104.6	106.6	104.7	106.0	101.6
	Mar	153.1	157.8	149.5	148.6	154.9	152.6	152.7	153.6	155.0	147.8
	Abr	156.5	157.6	153.7	152.3	156.6	155.2	153.2	157.0	158.4	152.0
	May	128.3	129.4	126.5	121.3	127.9	127.5	120.0	128.6	130.8	124.3
	Jun	114.6	115.7	114.1	106.6	115.3	114.0	104.3	114.9	116.3	111.5
	Jul	103.5	103.1	103.0	95.4	104.0	103.3	91.7	103.6	105.1	101.4
	Ago	94.4	93.7	93.8	87.4	94.7	94.1	82.7	94.5	96.0	92.4
	Sep	76.1	75.3	76.2	70.6	76.7	76.0	67.9	76.2	77.5	75.0
	Oct	65.1	64.2	65.0	60.9	65.4	65.1	60.7	65.0	66.6	64.6
	Nov	68.2	67.5	67.7	64.2	68.6	68.3	63.8	68.0	69.7	67.7
	Dic	68.8	68.3	68.8	66.7	69.2	68.8	65.7	68.6	70.3	68.1
2023	Ene	72.0	72.2	70.7	70.5	72.0	71.9	71.6	72.1	73.4	70.7
	Feb	91.5	92.7	90.4	90.1	91.9	91.8	93.7	91.8	93.0	89.4
	Mar	133.6	138.0	128.9	129.7	134.0	133.2	135.7	134.1	135.4	129.1
	Abr	128.9	130.0	124.8	126.0	127.8	127.7	127.9	129.3	130.5	125.3
	May	107.2	108.8	104.5	101.1	106.2	106.5	101.0	107.5	109.4	104.1
	Jun	101.4	102.7	100.6	95.2	102.0	100.9	91.4	101.5	103.0	98.8
	Jul	89.8	89.2	89.2	83.6	89.9	89.7	78.7	89.9	91.4	88.3
	Ago	79.8	79.9	78.8	73.8	79.9	79.6	68.8	79.9	81.3	78.4
	Sep	71.5	70.4	71.4	67.1	71.7	71.5	63.0	71.7	72.9	70.7
	Oct	66.4	65.3	66.6	62.5	66.8	66.4	61.1	66.2	67.9	65.8
	Nov	73.2	72.2	72.9	69.1	73.7	73.3	67.6	72.9	74.8	72.5
	Dic	77.0	76.4	77.3	75.1	77.5	77.1	73.0	76.8	78.7	76.1
2024	Ene	79.8	80.4	78.0	78.5	80.0	79.6	79.0	79.9	81.3	78.2
	Feb	110.3	112.2	108.9	109.2	110.8	110.6	113.2	110.7	112.1	107.5
	Mar	163.0	168.3	157.1	158.6	163.3	162.5	163.1	163.7	165.2	157.4
	Abr	151.8	153.2	147.4	147.9	150.4	150.3	148.5	152.2	153.7	147.4

Año	Mes	A. Jahuel 220	Ancoa 220	Cardones 220	Charrúa 220	P. de Azúcar 220	Polpaico 220	P. Montt 220	Candelaria 220	Renca 110	San Luis 220
	May	115.1	116.1	112.6	108.8	113.8	114.4	106.9	115.4	117.4	111.6
	Jun	104.4	105.1	103.8	98.1	105.1	103.9	91.8	104.6	106.1	101.7
	Jul	94.0	93.7	93.4	86.8	94.4	93.9	80.0	94.0	95.7	92.4
	Ago	86.2	85.7	85.3	79.6	86.1	86.0	72.8	86.3	87.8	84.6
	Sep	73.4	72.4	73.4	68.3	73.8	73.4	63.9	73.6	74.9	72.5