



UNIVERSIDAD  
**DE ATACAMA**

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA COMERCIAL

**MERCADO ELÉCTRICO CHILENO:  
ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA PUESTA EN SERVICIO DE LA LINEA DE  
TRANSMISIÓN CARDONES-POLPAICO EN LOS DESACOPLES DE COSTOS  
MARGINALES DEL MERCADO SPOT**

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título de  
Ingeniero Comercial

Profesor Guía: Eugenio Alviz

Franchesca Marcela Labarca Godoy

Copiapó, 2022

## Índice General

<b>Capítulo I.- Introducción</b> .....	11
<b>Capítulo II.- Aspectos introductorios</b> .....	12
2.1. Justificación .....	12
2.2. Objetivos .....	12
2.2.1. Objetivo general .....	12
2.2.2. Objetivos específicos .....	12
2.3. Alcances y limitaciones .....	13
2.3.1. Alcances .....	13
2.3.2. Limitaciones .....	13
2.4. Hipótesis .....	13
2.5. Planteamiento del problema .....	13
<b>Capítulo III.- Marco teórico</b> .....	15
3.1. Mercado eléctrico chileno .....	15
3.1.1. Antecedentes históricos del mercado eléctrico chileno .....	15
3.1.1.1. Leyes y normas del mercado eléctrico chileno .....	16
3.1.2. Marco institucional del mercado eléctrico chileno .....	18
3.1.3. Tres mercados simultáneos .....	19
3.1.4. Mercado de generación eléctrica .....	19
3.1.4.1. Sub-mercado de contratos .....	24
3.1.4.1.1. Licitaciones y contratos de suministro regulados .....	25
3.1.4.2. Sub-mercado spot .....	26
3.1.4.2.1. Barra de transferencia .....	28
3.1.4.2.2. Costos marginales .....	28
3.1.4.3. Matriz de generación eléctrica .....	32

3.1.4.3.1. Fuentes de energía no renovables .....	32
3.1.4.3.2. Fuentes de energía renovables .....	33
3.1.4.3.2.1. Fuentes de energía renovables convencionales .....	33
3.1.4.3.2.2. Fuentes de energía renovables no convencionales .....	33
3.1.4.4. Evolución matriz eléctrica .....	35
3.1.5. Mercado de transmisión eléctrica.....	36
3.1.5.1. Sistema de transmisión nacional.....	37
3.1.5.2. Sistema de transmisión zonal.....	37
3.1.5.3. Sistema de transmisión dedicado.....	37
3.1.5.4. Ingreso tarifario.....	38
3.1.5.5. Congestionamientos de líneas de transmisión .....	39
3.1.6. Mercado de distribución eléctrica .....	41
3.2. Caso en estudio: Congestionamientos tramo Cardones-Polpaico .....	42
3.3. Vertimiento de centrales fotovoltaicas y eólicas en Chile .....	45
3.4. Próximo proyecto del Sistema de Transmisión .....	45
3.5. Centrales generadoras norte chico de Chile .....	46
<b>Capítulo IV.- Metodología de la investigación .....</b>	<b>49</b>
4.1. Diseño de la metodología .....	49
4.1.1. Diseño de la investigación .....	49
4.1.1.1. Diseño de investigación no experimental longitudinal.....	49
4.2. Fuentes de datos .....	49
4.3. Recopilación de datos.....	50
4.4. Procesamiento de datos .....	50
<b>Capítulo V.- Análisis e interpretación de los resultados.....</b>	<b>52</b>
5.1. Análisis series de tiempo 2017-2022.....	52

5.1.1.	Serie de tiempo 2017.....	53
5.1.2.	Serie de tiempo 2018.....	57
5.1.3.	Serie de tiempo 2019.....	60
5.1.4.	Serie de tiempo 2020.....	64
5.1.5.	Serie de tiempo 2021.....	66
5.1.6.	Serie de tiempo 2022.....	67
5.1.7.	Comparación con zona sur .....	68
5.2.	Análisis media mensual de Costos Marginales 2017-2022.....	71
5.3.	Análisis frecuencia de vertimientos 2017-2022 .....	79
5.4.	Análisis efecto de un desacople con vertimiento en una generadora .....	87
5.5.	Análisis balances mercado de corto plazo de generadoras del norte chico .....	89
5.5.1.	Balance mercado de corto plazo San Juan .....	89
5.5.2.	Balance mercado de corto plazo Cabo Leones II.....	92
5.5.3.	Balance mercado de corto plazo El Pelicano .....	94
5.5.4.	Balance mercado de corto plazo Totoral.....	97
<b>Capítulo VI.- Discusión de los resultados .....</b>		<b>100</b>
<b>Conclusiones .....</b>		<b>102</b>
<b>Acrónimos y Abreviaciones.....</b>		<b>103</b>
<b>Glosario de términos.....</b>		<b>104</b>
<b>Referencias bibliográficas .....</b>		<b>105</b>
<b>Anexos</b>	<b>111</b>	
Anexo 1:	Catastro Subestaciones del SEN.....	111
Anexo 2:	Catastro Centrales Generadoras Región de Atacama .....	114
Anexo 3:	Catastro Centrales Generadoras Región de Coquimbo .....	117
Anexo 4:	Centrales Generadoras en Construcción Norte Chico .....	120

## Índice de Tablas

Tabla 3.1: Ejemplo de programación horaria coordinada por el CEN.....	23
Tabla 3.2: Descripción de la simbología de la ecuación.....	30
Tabla 3.3: Descripción de la simbología de la ecuación.....	39
Tabla 3.4: Nuevas Subestaciones Proyecto Línea Cardones-Polpaico 500 kV .....	43
Tabla 3.5: Subestaciones Ampliadas Proyecto Línea Cardones-Polpaico 500 kV .....	44
Tabla 3.6: Tramos proyecto línea de transmisión Cardones-Polpaico.....	44
Tabla 3.7: Comparación de Capacidad Instalada regional SEN 2017-2021 .....	47
Tabla 3.8: Comparación de Generación Bruta regional del SEN 2017-2021 .....	48
Tabla 4.1: Barras de Transferencia en análisis.....	50
Tabla 4.2: Centrales generadoras en análisis .....	51
Tabla 5.1: Frecuencia horas de vertimiento anuales Barras de Transferencia.....	79
Tabla 5.2: Frecuencia horas de vertimiento 2017 .....	82
Tabla 5.3: Frecuencia horas de vertimiento 2018 .....	83
Tabla 5.4: Frecuencia horas de vertimiento 2019 .....	84
Tabla 5.5: Frecuencia horas vertimiento 2020.....	85
Tabla 5.6: Frecuencia horas vertimiento 2021 .....	86
Tabla 5.7: Tabla Contratos San Juan.....	90
Tabla 5.8: Contratos de suministro San Juan Licitación 2015.....	90
Tabla 0.1: Catastro Subestaciones del SEN con tensión de 220 kV .....	111
Tabla 0.2: Catastro Subestaciones del SEN con tensión de 500 kV .....	113
Tabla 0.3: Catastro Centrales Generadoras Región de Atacama .....	114
Tabla 0.4: Catastro Centrales Generadoras PMGD Región de Atacama.....	116
Tabla 0.5: Catastro Centrales Generadoras Región de Coquimbo.....	117
Tabla 0.6: Catastro Centrales Generadoras PMGD Región de Coquimbo .....	118
Tabla 0.7: Catastro de Generadoras Norte chico de Chile .....	120

## Índice de Gráficos

Gráfico 3.1: Resultados de licitaciones públicas realizadas desde 2013 en adelante .....	25
Gráfico 3.2: Costos de unidades generadoras en Mercado Spot .....	30
Gráfico 3.3: Evolución Matriz Generación Eléctrica.....	35
Gráfico 3.4: Evolución demanda energía eléctrica en GWh.....	41
Gráfico 3.5: Evolución de vertimiento anual de ERNC en Chile .....	45
Gráfico 5.1: Serie de Tiempo 2017 .....	53
Gráfico 5.2: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo 2017 .....	54
Gráfico 5.3: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo – Punta Colorada 2017.....	55
Gráfico 5.4: Serie de Tiempo Punta Colorada – Pan de Azúcar – Polpaico 2017.....	56
Gráfico 5.5: Serie de Tiempo 2018 .....	57
Gráfico 5.6: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo 2018 .....	58
Gráfico 5.7: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo – Punta Colorada 2018.....	58
Gráfico 5.8: Serie de Tiempo Cardones – Pan de Azúcar – Polpaico 2018.....	59
Gráfico 5.9: Serie de Tiempo 2019 .....	60
Gráfico 5.10: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo – Punta Colorada 2019.....	61
Gráfico 5.11: Serie de Tiempo Maitencillo – Punta Colorada – Pan de Azúcar 2019 ....	62
Gráfico 5.12: Serie de Tiempo Punta Colorada – Pan de Azúcar – Polpaico 2019.....	63
Gráfico 5.13: Serie de Tiempo 2020 .....	64
Gráfico 5.14: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo – Punta Colorada 2020.....	65
Gráfico 5.15: Serie de Tiempo Punta Colorada – Pan de Azúcar – Polpaico 2020.....	65
Gráfico 5.16: Serie de Tiempo 2021 .....	66
Gráfico 5.17: Serie de Tiempo 2022.....	67
Gráfico 5.18: Nueva Serie de tiempo 2020.....	68
Gráfico 5.19: Nueva Serie de Tiempo 2021.....	69
Gráfico 5.20: Nueva Serie de Tiempo 2022.....	70
Gráfico 5.21: Media mensual Costos Marginales en USD año 2017 .....	72
Gráfico 5.22: Media mensual Costos Marginales en USD año 2018 .....	73
Gráfico 5.23: Media mensual Costos Marginales en USD año 2019 .....	75
Gráfico 5.24: Media mensual Costos Marginales en USD año 2020 .....	76
Gráfico 5.25: Media mensual Costos Marginales en USD año 2021 .....	77

Gráfico 5.26: Media mensual Costos Marginales en USD año 2022 .....	78
Gráfico 5.27: Balance Valorizado 1 Mercado de Corto Plazo San Juan .....	90
Gráfico 5.28: Balance Valorizado 2 Mercado de Corto Plazo San Juan .....	91
Gráfico 5.29: Balance Valorizado Mercado de Corto Plazo Eólico Cabo Leones II.....	93
Gráfico 5.30:Balance Valorizado 1 Mercado de Corto Plazo El Pelicano .....	95
Gráfico 5.31: Balance Valorizado 2 Mercado de Corto Plazo El Pelicano .....	96
Gráfico 5.32: Balance Valorizado 1 Mercado de Corto Plazo Totoral .....	97
Gráfico 5.33: Balance Valorizado 2 Mercado de Corto Plazo Totoral .....	98

## Índice de Figuras

Figura 3.1: Orden ascendente de despacho eléctrico .....	21
Figura 3.2: Curva de Oferta y Demanda Agregada en Despacho Eléctrico.....	22
Figura 3.3: Esquema Mercado de Contratos .....	24
Figura 3.4: Esquema Mercado Spot .....	26
Figura 3.5: Transacción de compra-venta en mercado spot.....	27
Figura 3.6: Esquema Línea de Transmisión.....	36
Figura 3.7: Esquema de Transmisión entre dos barras de transferencia .....	38
Figura 5.1: Ejemplo de operación de Inyección y Retiro de Energía .....	87
Figura 5.2: Ejemplo Desacople Maitencillo – Polpaico.....	88



## Resumen

El trabajo de investigación efectuado, aborda el segmento de generación eléctrico chileno, el cual está diseñado para que las empresas generadoras transen su energía producida mediante dos mercados. El primero les permite vender energía a sus clientes finales mediante contratos de largo plazo en los que se definen cantidades anuales de producción, y, el segundo mercado les permite a las generadoras comprar y vender energía entre sí cuando alguna tenga un déficit o excedente de energía en operación normal. Dicha transacción de energía se realiza mediante precios spot, los cuales fluctúan en cada hora del día, y, en una operación eficiente del sistema deberían tener un valor similar en cada punto de compra y venta. Sin embargo, debido a características propias de la infraestructura del segmento de transmisión, hay zonas en las que la energía no se puede transportar por saturación, situación que por una parte altera los precios entre una zona y otra, como también ocasiona que empresas generadoras no puedan inyectar su producción en las zonas saturadas, perdiéndose lo generado. Un ejemplo característico de esta situación, son las alteraciones de precio de mercado de corto plazo entre la región de Atacama y la región Metropolitana, razón por la cual, en 2019 se instaló la línea de transmisión Cardones-Polpaico con el objeto de reforzar la conexión entre ambas zonas y así disminuir las alteraciones de precios spot en las mismas. Por lo tanto, en esta investigación se ha recopilado un registro de los precios spot de cinco puntos de compra, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar y Polpaico. Estos precios se procesaron comparando su comportamiento antes y después de la instalación de la línea. Además, se recopilaron y procesaron balances de cuatro generadoras del norte chico, producto de sus transacciones de compra y venta mensuales en el mercado de corto plazo. De acuerdo a los resultados en que se analizó el comportamiento de los precios spot, se comprobó que la nueva línea ha generado un cambio en estos de manera que se acoplaron en el tramo estudiado. Sin embargo, con respecto a los balances obtenidos de las generadoras en estudio, se han obtenido distintos resultados en todos los periodos evaluados por lo que hay más factores a considerar en estos.

## **Abstract**

The research work carried out covers the Chilean electricity generation segment, which is designed for generating companies to trade their energy produced through two markets. The first one allows them to sell energy to their final customers through long-term contracts in which annual production quantities are defined, and the second market allows generators to buy and sell energy among themselves when any of them has a deficit or surplus of energy in normal operation. This energy transaction is carried out through spot prices, which fluctuate every hour of the day and, in an efficient operation of the system, should have a similar value at each point of purchase and sale. However, due to the characteristics of the infrastructure of the transmission segment, there are areas where energy cannot be transported due to saturation, a situation which, on the one hand, alters the prices between one area and another, and also causes generating companies to be unable to inject their production in the saturated areas, thus losing what is generated. A characteristic example of this situation is the short-term market price alterations between the Atacama region and the Metropolitan region, which is why in 2019 the Cardones-Polpaico transmission line was installed in order to reinforce the connection between both areas and thus reduce spot price alterations in them. Therefore, in this research a record of spot prices of five purchase points, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar and Polpaico, has been compiled. These prices were processed comparing their behavior before and after the installation of the line. In addition, balances of four small northern power generators were collected and processed, as a result of their monthly purchase and sale transactions in the short term market. According to the results in which the behavior of spot prices was analyzed, it was found that the new line has generated a change in these in such a way that they were coupled in the studied section. However, with respect to the balances obtained from the generators under study, different results have been obtained in all the periods evaluated, so there are more factors to consider in these.

## **Capítulo I.- Introducción**

El mercado eléctrico chileno, está dividido en tres segmentos, generación, transmisión y distribución. El estudio realizado en este trabajo abarca específicamente el sub-mercado de generación. Este mercado se subdivide en dos, en el mercado de contratos y el mercado de corto plazo. El primero permite a las empresas generadoras recaudar ingresos mediante la venta de energía a través de contratos, en donde el precio de energía se determina a largo plazo. Por otra parte, en el mercado de corto plazo una generadora puede generar tanto ingresos como egresos, dependiendo si necesita vender o comprar energía para satisfacer compromisos contractuales del anterior mercado mencionado. Las magnitudes de los ingresos y egresos dependen de los precios spot de este mercado, los cuales van cambiando a cada hora del día, y, en una operación eficiente del sistema no deberían significar egresos significativos para la generadora. Como la energía producida debe inyectarse al sistema y finalmente transportarse hasta el cliente final, es necesaria infraestructura del mercado de la transmisión para esta tarea. En este sentido, debido a la creciente demanda de energía del país, ha aumentado la cantidad de proyectos de generación, y, debido a políticas públicas, se está priorizando la construcción de generadoras de energía renovable no convencional, principalmente fotovoltaicas y eólicas. El norte chico es una zona del país propicia para la instalación de ese tipo de generadoras, las cuales pactan muchos contratos con clientes de la zona centro sur del país. Sin embargo, la infraestructura de transmisión para transportar la energía hasta esa zona no ha tenido la capacidad adecuada saturándose y no permitiendo a estas generadoras inyectar su energía producida al sistema, obligándoles a comprar energía donde los precios spot son más elevados, puesto que en los puntos de compra la infraestructura no está congestionada. Además, las saturaciones del norte chico llevan a los precios spot del mercado de corto plazo a niveles mínimos. Debido a esta situación, en mayo del 2019 se instaló la línea de transmisión Cardones-Polpaico para reforzar la capacidad de transmisión de la zona y disminuir las saturaciones. Este estudio es realizado con la finalidad de investigar el efecto de dicha línea en los precios spot y en los agentes del mercado de generación mediante la obtención y procesamiento de datos que incluyen los precios de transacción y los balances mensuales de los agentes de mercado.

## **Capítulo II.- Aspectos introductorios**

### 2.1. Justificación

Este trabajo de investigación es desarrollado con la finalidad de analizar el impacto de la puesta en servicio de la línea de transmisión Cardones-Polpaico en los precios de transacción de energía de las barras de transferencia que unen el tramo mencionado. Dichos precios de transacción que determinan ingresos y egresos para empresas generadoras no solamente dependen de factores propios del sistema de generación, sino que también dependen de la capacidad de las líneas del sistema de transmisión que transportan la energía generada. Cuando las líneas de transmisión se congestionan, la energía no puede transportarse a través de estas, y, las generadoras que produzcan más energía, no podrán inyectarla para que esta sea transportada hasta su respectivo punto de consumo en otro lugar del país. Además, en una congestión los precios de transacción de energía llegan a niveles mínimos, por lo que las generadoras que pierdan su energía producida, tendrán que comprar esa misma energía en el mercado a un precio de transacción más caro en otro punto del país, generando egresos para estas empresas.

### 2.2. Objetivos

#### 2.2.1. Objetivo general

Analizar el efecto de la puesta en servicio del proyecto de la nueva línea de transmisión Cardones-Polpaico en el comportamiento de los precios de transacción del mercado de corto plazo de generación en cinco barras de transferencia del SEN.

#### 2.2.2. Objetivos específicos

- Conocer la historia y funcionamiento de los tres segmentos del mercado eléctrico: generación, transmisión y distribución.
- Medir la evolución de los costos marginales de 5 barras de transferencia antes y después de la puesta en marcha de la línea Cardones-Polpaico.
- Observar y analizar de manera gráfica la variación de desacoples de costos marginales generada en las líneas de transmisión que unen las barras de transferencia en estudio.

- Analizar los balances del mercado de corto plazo de generación en cuatro centrales generadoras ERNC del norte chico endeudadas en dicho mercado en 2022.

### 2.3. Alcances y limitaciones

#### 2.3.1. Alcances

- La investigación comprende un análisis de los segmentos generación y transmisión del mercado eléctrico chileno.
- El estudio abarca territorialmente una extensión desde la región de Atacama hasta la región metropolitana dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- La investigación cuenta con una recopilación de información cuantitativa que comprende datos históricos de precios entre el año 2017 y octubre del año 2022.

#### 2.3.2. Limitaciones

- La información recopilada es obtenida a partir de plataformas web de instituciones gubernamentales, las cuales limitan el acceso a cierta información.
- La recopilación de los costos marginales de cada barra de transferencia implica el manejo de una extensa cantidad de datos.
- Las empresas participantes del mercado de generación son netamente privadas, por lo que limitan el acceso a cierta información.

### 2.4. Hipótesis

Los desacoples de los costos marginales en las barras que unen el tramo Cardones-Polpaico han disminuido tras la puesta en marcha de la línea, influyendo positivamente en los balances mensuales del mercado de corto plazo de generación.

### 2.5. Planteamiento del problema

En Chile cada año ha aumentado progresivamente la demanda de energía eléctrica y a la vez han aumentado la cantidad de proyectos de generación para abastecer esta creciente demanda, siendo cada vez más la cantidad de proyectos construidos de energía renovable no convencional, especialmente en el norte chico del país. Sin embargo, las instalaciones del segmento de transmisión que transporta la energía generada no ha contado con la capacidad idónea para llevar la energía desde los puntos de generación hasta los puntos

de consumo. Dichas restricciones de capacidad implican congestiones, originando desacoples en los precios de transacción de distintas barras de transferencia que componen el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), como también pérdida de producción de energía para las generadoras de energía renovables no convencional, puesto que dicha situación no les permite inyectar su energía producida. Un ejemplo evidente de esta situación, son los desacoples registrados en distintas barras de transferencia ubicadas entre la región de Atacama y la región Metropolitana.

## **Capítulo III.- Marco teórico**

### 3.1. Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno es un sector productivo de la economía en el que las empresas privadas se encargan de prestar los distintos tipos de servicios de electricidad, esto incluye actividades como la generación, transmisión y distribución de la electricidad. Además, dichas actividades se interconectan dentro de grandes sistemas independientes que dividen al territorio nacional en 3 partes:

- Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Este sistema está conformado por dos antiguos sistemas denominados Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Abarca gran parte del territorio nacional alcanzando una extensión aproximada de 3.100 km desde la ciudad de Arica hasta la Isla de Chiloé.
- Sistema Eléctrico de Aysén (SEA): Este sistema se encuentra en la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo.
- Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM): Este sistema se encuentra en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

#### 3.1.1. Antecedentes históricos del mercado eléctrico chileno

El sector eléctrico fue privatizado en el año 1982, desagregándose a la vez en tres segmentos con sus propios sub-mercados, estos segmentos son generación, transmisión, y distribución. Dichas transformaciones permitieron que se introduzca las empresas en el sub-mercado de generación compitan, en cambio, los sub-mercados de transmisión y distribución se establecieron como regulados teniendo características de monopolios naturales.

Además, el mercado eléctrico dependía institucionalmente de las decisiones del Ministerio de Minería, hasta que en el año 2009 obtuvo autonomía separándose de este ministerio por medio de la creación del Ministerio de Energía a través de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.402.

Además, bajo la dependencia del nuevo ministerio se encuentran dos instituciones del sector energético, la cuales son la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) y la Comisión Nacional de Energía (CNE).

#### 3.1.1.1. Leyes y normas del mercado eléctrico chileno

- Decreto con Fuerza de Ley N°1 (1982): Esta Ley General de Servicios Eléctricos transformó completamente al mercado eléctrico chileno, ya que privatiza este sector e introduce la libre competencia de manera que las empresas que generan electricidad puedan suscribir contratos de abastecimiento tanto con clientes libres como clientes regulados.
- Ley N° 19.674 (2000): Esta Ley modifica el D.F.L. N° 1, de 1982, con la finalidad de regular los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios.
- Ley N° 19.940 (2004): Denominada también como Ley Corta I, esta normativa se implementó con el objetivo de regular el mercado de transmisión eléctrica, de manera de poder asegurar el suministro eléctrico y mejorar la interconexión entre el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC).
- Ley N° 20.018 (2005): Denominada también como Ley Corta II, esta normativa introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, con la finalidad de promover el desarrollo de inversiones en el sector de generación eléctrica por medio de licitaciones de suministro realizadas por las empresas de distribución. Asimismo, establece incentivos para que puedan producir en este mercado tanto empresas de generación eléctrica no convencionales como también pequeñas empresas generadoras.
- Ley N° 20.257 (2008): También conocida como Ley ERCN, esta normativa introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, instaurando un sistema de cuotas obligatorio a las empresas generadoras eléctricas, en el cual estas deben acreditar que un 10% de la energía eléctrica que generen debe provenir de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC). Además, estas empresas deben tener una capacidad superior a 200 MW y deben suministrar



energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), los cuales en ese entonces eran los sistemas más importantes del mercado de transmisión eléctrica, pues actualmente están unidos en un solo sistema denominado Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

- Ley N° 20.402 (2009): Se crea el Ministerio de Energía, organismo estatal encargado de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética del país (Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE), 2009). Por medio de esta entidad gubernamental se independiza el sector energético del Ministerio de Minería.
- Ley N° 20.698 (2013): Esta Ley fomenta la ampliación de la Matriz de generación energética mediante Fuentes Renovables no Convencionales, teniendo un desarrollo selectivo de tecnologías ERNC en que se favorece a las fuentes ERNC más eficientes en desmedro de las tecnologías con menor madurez y de costos más altos. Esta Ley en comparación a la Ley N° 20.257, aumenta la cuota obligatoria de generación en base a ERNC, por lo que a partir del año 2025 la cuota tendrá que aumentar a un 20%, es decir, un 10% más que la fijación de cuota impuesta por la Ley promulgada en 2008.
- Ley N° 20.805 (2015): Esta Ley perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios y modifica a la Ley General de Servicios Eléctricos la cual tuvo como finalidad asegurar el suministro eléctrico bajo contrato para todos los clientes regulados. La nueva Ley permite que clientes entre 500 y 5.000 kW de potencia conectada puedan optar ya sea por un régimen de tarifa regulada o un régimen de precio libre, esto en un periodo mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen.
- Ley N° 20.936 (2016): Instauro un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un único organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, que no tendrá fines de lucro, estará dotado de personalidad jurídica propia y no será parte de la administración del Estado, a este organismo se le denominó como Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Además, esta Ley incentiva la competencia en el mercado eléctrico y potencia el desarrollo de las ERNC.

### 3.1.2. Marco institucional del mercado eléctrico chileno

Los principales organismos que participan en el sector eléctrico chileno son:

- Ministerio de Energía: Institución gubernamental creada a partir de la Ley N° 20.402, que se encarga de elaborar y coordinar, de forma transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país.
- Comisión Nacional de Energía (CNE): Este organismo es público y cuenta tanto con patrimonio propio como con plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones. Su función es analizar la estructura y nivel de los precios, las tarifas de servicios energéticos, como también fijar las normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía. Por otro lado, cumple la función de monitorear y proyectar el funcionamiento del sector energético, proponiendo al Ministerio de Energía las normas legales que sean necesarias.
- Coordinador Eléctrico Nacional (CEN): Entidad autónoma y sin fines de lucro que tiene la función de coordinar la operación en conjunto de todo el Sistema Eléctrico Nacional, ya que hay sectores que operan interconectados entre sí. (Guía Chile Energía, s.f.)
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): Entidad pública que depende del Ministerio de Energía y que se encarga de vigilar la idónea operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio (ChileAtiende, s.f.).

### 3.1.3. Tres mercados simultáneos

El mercado eléctrico chileno está desagregado en 3 sectores privados, los cuales se denominan generación, transmisión y distribución. Estos sectores operan interactuando entre sí para que todo el sistema eléctrico nacional pueda funcionar correctamente.

A nivel general, el sistema eléctrico y cada uno de sus tres sectores en particular ha pasado por distintas transformaciones a lo largo del tiempo, ya que distintas empresas privadas han formado parte de los 3 mercados desagregados de esta industria.

Si bien, en el mercado de generación eléctrica se genera las condiciones para que las diversas empresas que operan en este segmento compitan, existen ciertas barreras de ingreso a este mercado. Además, la comercialización de energía en ciertos aspectos cuenta con la regulación de una entidad pública. Por otra parte, los mercados de transmisión y distribución están caracterizados por modelos de regulación de precios en donde operan monopolios naturales.

### 3.1.4. Mercado de generación eléctrica

El segmento de generación consiste en un conjunto de empresas que se encargan de producir y comercializar la energía eléctrica generada. Este tipo de energía se genera a partir de la transformación de distintos tipos de fuentes de energía primaria<sup>1</sup>.

En este segmento, las empresas generadoras deben incurrir en grandes inversiones de capital, por lo cual la recuperación de la inversión se logra en un periodo de largo plazo.

En el mercado de generación eléctrica existen 2 sub-mercados, por un lado, está el mercado de contratos, y por otro lado opera el mercado de corto plazo, también denominado mercado spot. Ambos sub-mercados están coordinados por una entidad autónoma y sin fines de lucro que funciona tanto como operadora de red y de mercado simultáneamente, esta institución pública se denomina Coordinador Eléctrico Nacional, conocida por sus siglas como CEN.

---

<sup>1</sup> Fuente de energía que proviene de recursos que se encuentran en la naturaleza antes de ser convertida o transformada.

El Coordinador Eléctrico Nacional se asegura de optimizar y asignar recursos de manera que la energía eléctrica que se genere en el sistema sea la misma que se consume, pues este tipo de energía no se almacena masivamente en Chile. Para que la optimización de recursos sea posible, el CEN cumple la función de programar la operación de las empresas generadoras, indicándoles a estas qué cantidades de energía deben producir en periodos de tiempo determinados, es decir, les indica cuándo y cuánto deben producir.

El CEN al efectuar la programación de la operación, debe considerar el parque de generación<sup>2</sup> que represente el desarrollo esperado de la matriz de generación. Dicha programación, se divide en distintas etapas de acuerdo a su horizonte temporal, esto con el fin de aplicar determinadas metodologías y modelos matemáticos para efectos de poder simular la operación óptima del sistema y minimizar el costo esperado del sistema en conjunto. Las etapas son definidas a largo plazo, corto plazo, y de manera horaria.

La programación contempla principalmente los siguientes aspectos:

- Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica.
- Costos variables combustibles y no combustibles, y consumos específicos de las distintas unidades generadoras.
- Cotas<sup>3</sup>, volumen y condiciones especiales de operación de embalses.
- Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador.
- Pronóstico de caudales afluentes
- Proyección de demanda eléctrica, incluyendo su modelación temporal y espacial.
- Información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema.

---

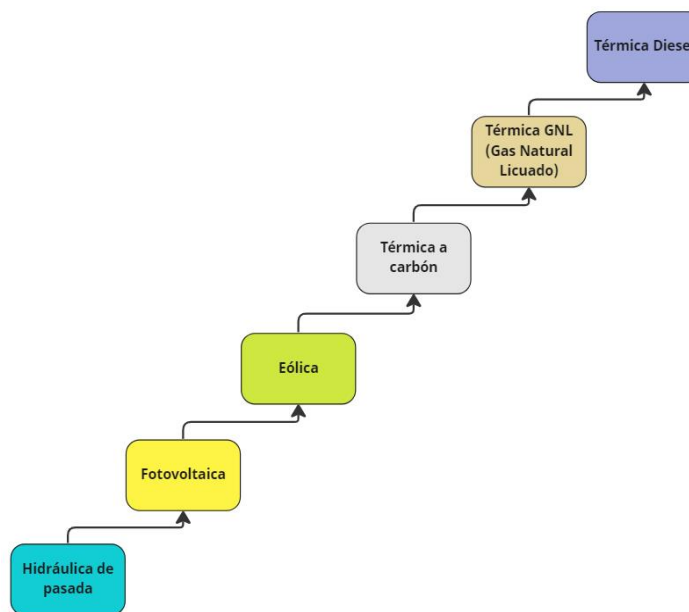
<sup>2</sup> La definición de parque de generación se incluye en el glosario de términos

<sup>3</sup> Punto de referencia para medir nivel de un embalse.

- Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas.

A partir de los resultados de la programación de la operación, el CEN determina cómo se realiza el despacho eléctrico<sup>4</sup>, lo cual se realiza de acuerdo al tipo de tecnología<sup>5</sup> de la empresa que va generar energía, puesto que, debido a las características técnicas de operación que tenga cada tipo de central, tanto sus costos de oportunidad como sus costos variables<sup>6</sup> de operación van a diferir en cada caso.

La programación de despacho horario se realiza en base a un orden ascendente de costos variables de operación auditados<sup>7</sup> hasta poder cubrir la demanda requerida en una hora determinada, despachándose primero las unidades con menor costo variable de operación hasta llegar a las unidades generadoras más costosas (Ver Figura 3.1).



*Figura 3.1: Orden ascendente de despacho eléctrico*

*Fuente: Elaboración propia*

---

<sup>4</sup> La definición de despacho eléctrico se incluye en el glosario de términos

<sup>5</sup> Tipo de fuente utilizada para generar energía.

<sup>6</sup> De acuerdo al artículo 61 del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (2017), el costo variable de una unidad generadora, se determina en base a la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible.

<sup>7</sup> Costos declarados ante el Coordinador Eléctrico Nacional.

Con respecto a las centrales generadoras hidráulicas de embalse, su costo marginal depende de la hidrología esperada y las reservas de agua, lo cual se determina con una programación de largo plazo, por lo que pueden darse dos situaciones de despacho:

- Pueden llegar a ser despachadas como centrales de pasada cuando los embalses vierten agua, por lo que en este tipo de situación sus costos marginales son bajos.
- Pueden llegar a tener costos variables muy altos o simplemente pueden no llegar a despacharse en situaciones de sequía extrema y desabastecimiento de agua.

Cada tipo de central cuenta con una capacidad de generación de energía, por lo que el conjunto de empresas que generen en base a un tipo de tecnología determinada, va a poder generar y ofertar una cantidad de Mega Watts limitada. Y, como el despacho se realiza en orden ascendente, en un determinado punto el primer conjunto de unidades generadoras menos costosas llegará a un límite de capacidad de generación, por lo que se despachará al siguiente conjunto de empresas que producen con un tipo de tecnología más costosa, y así sucesivamente hasta alcanzar la demanda agregada del sistema (Ver Figura 3.2).

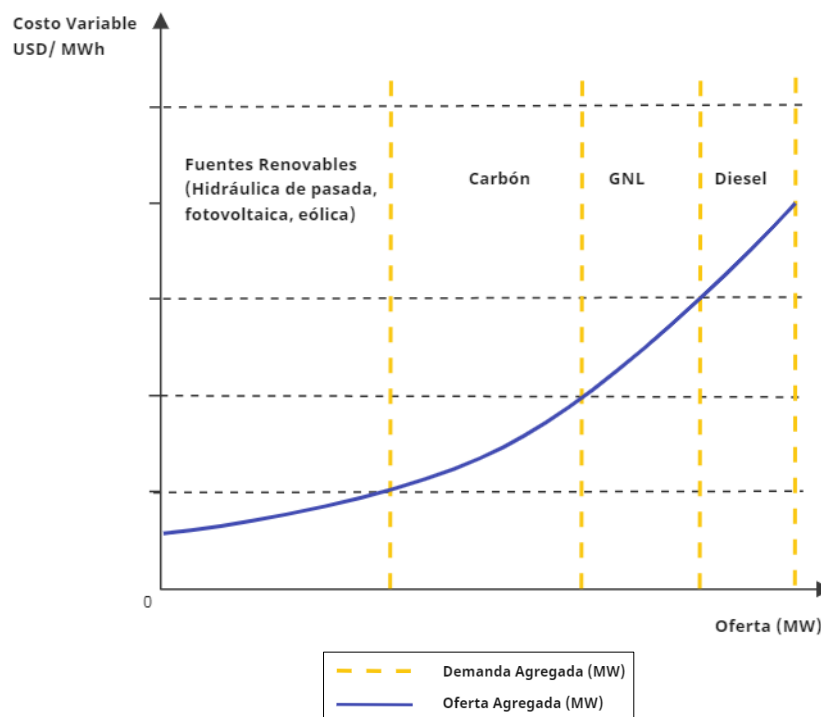


Figura 3.2: Curva de Oferta y Demanda Agregada en *Despacho Eléctrico*

Fuente: *Elaboración propia*

La curva de oferta de oferta agregada corresponde a la capacidad instalada de generación de todas las empresas que generan electricidad. Por otro lado, la curva de demanda agregada corresponde a la demanda de energía de todo el sistema eléctrico en conjunto.

Con respecto a la programación de despacho horaria, el Coordinador Eléctrico Nacional tiene el rol de indicar de manera diaria a cada unidad generadora qué cantidad de Mega Watts debe producir a cada hora del día (Ver Tabla 3.1).

Tabla 3.1: Ejemplo de programación horaria coordinada por el CEN

Hora	Unidad Generadora 1 (MW)	Unidad Generadora 2 (MW)	Unidad Generadora 3 (MW)
1	45	40	50
2	50	45	55
3	55	60	65
-	-	-	-
24	50	50	60

*Fuente: Elaboración propia*

Por tanto, una empresa propietaria de una unidad generadora no tiene la atribución de decidir cuándo y qué cantidad de energía va a producir en esta, sino que tiene que obedecer a las instrucciones impartidas por el CEN. Sin embargo, puede darse una excepcionalidad con los Pequeños Medios de Generación Distribuida, en adelante PMGD<sup>8</sup>, puesto que estas unidades generadoras interconectadas al sistema pueden no encontrarse sujetas al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el CEN, por lo que pueden efectuar un autodespacho. Este autodespacho abastece a la empresa industrial propietaria del PMGD.

Además, una vez que se despachen las unidades generadoras, el CEN tiene el rol de monitorear el comportamiento de los agentes participantes<sup>9</sup> de la operación en tiempo real, analizando las desviaciones con respecto a lo programado.

---

<sup>8</sup> Unidad que genera energía a pequeña escala, teniendo como potencia un máximo de 9 MW.

<sup>9</sup> Unidades generadoras.

### 3.1.4.1. Sub-mercado de contratos

En este mercado de largo plazo, las empresas generadoras comercializan la energía eléctrica mediante contratos de dos maneras. En primer lugar, vendiéndole electricidad a las grandes empresas distribuidoras a un precio de energía y potencia regulado por la CEN mediante licitaciones. En segundo lugar, vendiéndole electricidad a grandes consumidores o también denominados clientes libres, los cuales negocian pueden negociar libremente los precios de electricidad con las empresas generadoras. Estos clientes libres pueden corresponder tanto a grandes clientes industriales como mineros.

Con respecto a la venta de energía a las grandes distribuidoras mediante licitaciones, las bases de estas deben ser estipuladas por las empresas distribuidoras y deben ser aprobadas por la CNE. En dichas bases, se detallan los requerimientos de energía en las distintas barras de transferencia del sistema que se incluyen en la licitación.

Además, cuando una empresa generadora suscribe un contrato de compra-venta de energía con una gran distribuidora de electricidad, esta última empresa le vende la energía eléctrica a consumidores pequeños denominados clientes regulados.

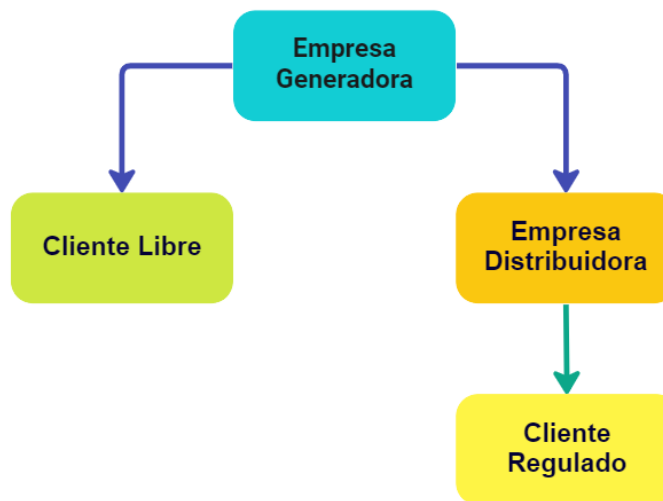


Figura 3.3: Esquema Mercado de Contratos

*Fuente: Elaboración propia*



### 3.1.4.1.1. Licitaciones y contratos de suministro regulados

A partir de la Ley Corta II (2005), el precio de suministro de energía que debe pagar una empresa distribuidora a una empresa generadora en virtud de un contrato suscrito a partir de una licitación pública regulada, es el Precio de Nudo de Largo Plazo de energía. Además, las empresas distribuidoras deben llevar a cabo las licitaciones con una antelación mínima de tres años a la fecha de inicio del suministro, esto con la finalidad de que los nuevos proyectos de generación tengan tiempo suficiente para cumplir con todas las etapas pertinentes antes de ser puestos en marcha, de esta manera se incentiva el ingreso de nuevos actores en el mercado de generación. Asimismo, tras la promulgación de la Ley N° 20.698 (2013), se aumentó la cuota obligatoria de generación en base a energías renovables no convencionales. A la vez, en los procesos de licitación se comenzó a transar la energía mediante bloques horarios de suministro, esto con la finalidad de favorecer a centrales que solo pueden generar en determinadas horas del día, es decir, las fotovoltaicas y eólicas. Ambos aspectos permitieron que aumentara de 2 a 18 el número de oferentes de licitaciones entre el año 2013 y 2014. Asimismo, progresivamente fue disminuyendo el precio promedio nominal de cada licitación (Ver Gráfico 3.1).

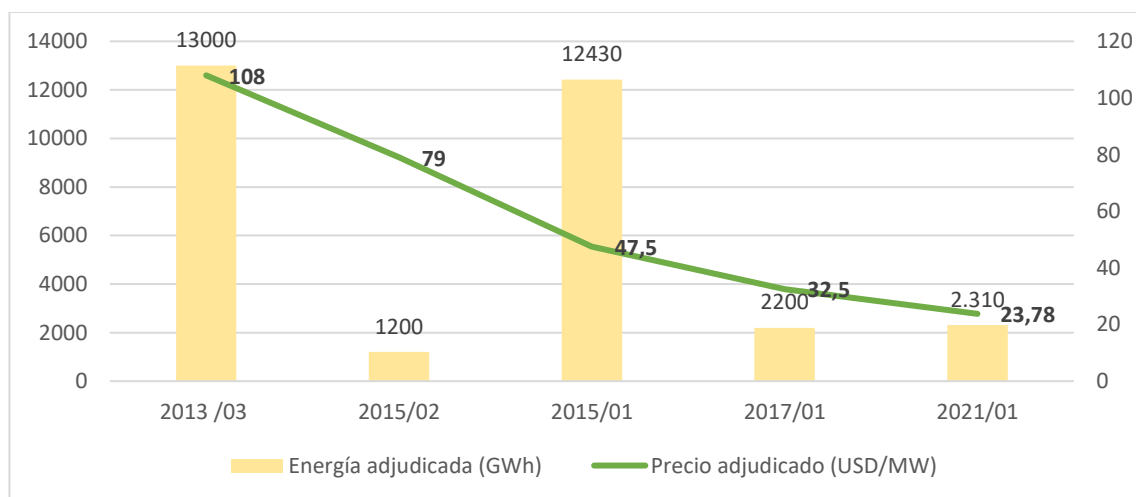


Gráfico 3.1: Resultados de licitaciones públicas realizadas desde 2013 en adelante

Fuente: Reporte Mensual del Sector Eléctrico: Septiembre 2021 (Systep)

### 3.1.4.2. Sub-mercado spot

En este mercado de corto plazo, se transa energía eléctrica entre empresas generadoras con la finalidad de completar o satisfacer los contratos de venta previamente suscritos por estas empresas en el mercado de contratos. Esto quiere decir que, cuando una empresa generadora no puede cumplir con el nivel de producción pre-acordado en algún contrato suscrito con una empresa distribuidora o un gran cliente, debe comprar la energía faltante a otra empresa generadora en el mercado spot.

En este caso, a la empresa que necesita comprar energía se le denomina deficitaria, ya que se encuentra en una situación de déficit. En cambio, a la empresa vende energía se le denomina excedentaria, pues se encuentra en una situación de superávit.

Cada transacción de compra-venta de energía entre empresas generadoras, es determinada por el CEN y es valorizada en forma horaria al costo marginal resultante de la operación de despacho eléctrico del sistema de generación (Ver Figura 3.4).

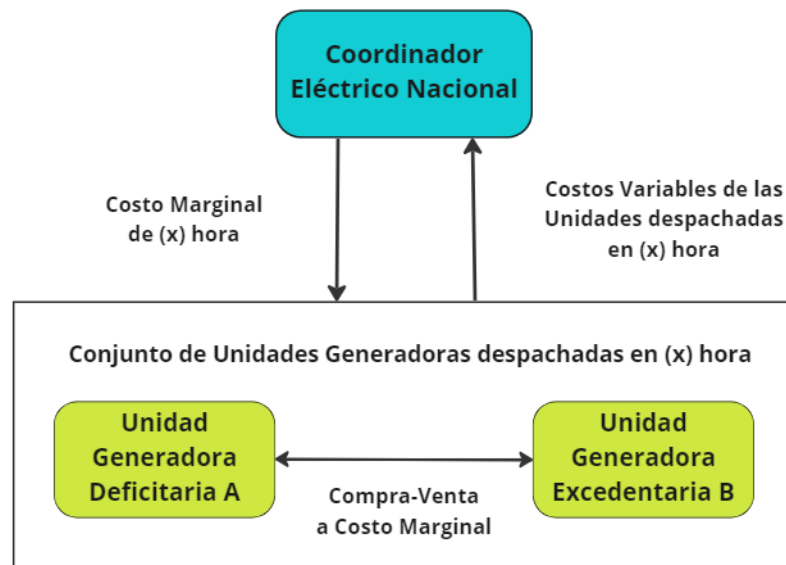


Figura 3.4: Esquema Mercado Spot

Fuente: Elaboración propia

Debido a que en Chile existe un modelo multinodal<sup>10</sup>, se realizan múltiples transacciones entre generadoras, cada transacción se efectúa en cada una de las barras de transferencia que se ubican a lo largo del territorio nacional, por lo que cada una de las barras cuenta con un costo marginal distinto.

La empresa excedentaria que vende energía, inyecta energía en una barra determinada del país, valorizando esa energía al costo marginal de la barra en la hora en que se vendió la energía. En cambio, la empresa deficitaria que compra la energía, retira la energía comprada en la misma barra de transferencia, valorizándose esa energía al mismo costo marginal con el que se vendió en esa misma hora.

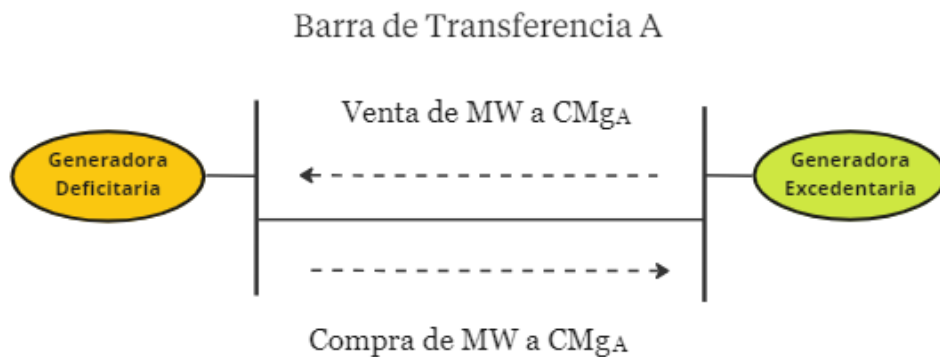


Figura 3.5: Transacción de compra-venta en mercado spot

*Fuente: Elaboración propia*

El CEN tiene la responsabilidad de registrar y valorizar los pagos de transacciones entre generadores en cada una de las barras de transferencia, para lo cual se deben realizar mediciones para poder determinar las inyecciones y retiros horarios netos de energía de cada generador involucrado. Los resultados de todas las transacciones efectuadas en el mercado spot deben ser publicadas por el CEN mensualmente en el IVTE<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> Modelo en donde hay múltiples barras de transferencia en el mercado eléctrico de un país.

<sup>11</sup> Informe de Valorización de Transferencias Económicas

#### 3.1.4.2.1. Barra de transferencia

Una barra de transferencia, o también denominada nodo, es un tipo de instalación perteneciente al sistema de transmisión, en donde se producen transferencias tanto físicas como económicas de energía entre unidades generadoras coordinadas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), en donde una de las unidades generadoras inyecta energía al sistema, y la otra efectúa el retiro de esta energía. Por lo tanto, una barra de transferencia corresponde a un punto físico en donde se produce un balance de energía entre las empresas generadoras que inyectan y retiran respectivamente. Dicho punto debe localizarse en una ubicación estratégica para favorecer a las unidades generadoras y clientes del segmento de distribución que se ubiquen cerca.

Cada barra del país se distingue de acuerdo a su nombre identificador y su capacidad de tensión<sup>12</sup> en kV, la cual puede alcanzar un valor máximo de 500 kV. Para efectos de estudio del mercado de generación, se suelen tomar en consideración solamente a las barras que cuentan con una tensión de 220 Kv (Ver Anexo 1) y 500 Kv (Ver Anexo 2).

#### 3.1.4.2.2. Costos marginales

En el mercado spot existe un indicador importante denominado costo marginal o también precio spot, el cual corresponde a aquel costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica en cada barra de transferencia dado un determinado nivel de producción. Este costo indica el precio de corto plazo con el cual se realizan las transacciones de oferta y demanda de energía eléctrica entre las empresas generadoras.

El Costo Marginal se determina en base al sistema de despacho eléctrico que es coordinado por el CEN, en donde este se asegura que la demanda de electricidad de cada barra de transferencia se pueda satisfacer de la manera más eficiente posible, es decir, que la inyección de cada unidad generadora a la barra respectiva tenga los menores costos variables de producción<sup>13</sup> posibles.

---

<sup>12</sup> La definición de tensión se incluye en el glosario de términos.

<sup>13</sup> Costos variables de producción que deben ser debidamente auditados ante el CEN.

Cada tipo de empresa<sup>14</sup> que genera electricidad opera con distintos costos variables, los cuales son valorizados en USD/MWh. El rol que cumple el CEN es despachar las plantas generadoras de electricidad siguiendo un orden de mérito de acuerdo a sus respectivos costos variables declarados, de manera que se sigue un orden ascendente en el que se comienza el despacho a partir de las plantas generadoras de más bajo costo.

Dependiendo del horario en el día, cada barra del sistema eléctrico demanda una cierta cantidad de MW por hora, esta demanda define que empresas van a generar en esa hora. Se prioriza desde el inicio a las centrales que tienen menores costos variables declarados hasta llegar a un límite, que es resultado de una optimización<sup>15</sup> calculada por el CEN.

Este límite indica por una parte el Costo Marginal de cada barra, y, por otra parte, indica que empresas no van a ser despachadas, es decir, no van a poder producir debido a que sus costos variables superan al Costo Marginal de la barra, es decir, al límite.

Cabe señalar que las plantas generadoras con costos variables declarados inferiores al Costo Marginal de cada barra del sistema, ganan un margen por la producción entregada a este. Por otro lado, las plantas generadoras que se encuentren despachadas y que tengan un costo variable declarado igual al Costo Marginal, sólo podrán recuperar sus costos variables de producción (Colbún S.A, s.f.).

Por lo tanto, cada unidad generadora que sea despachada y que venda energía en el mercado spot, para generar un margen en la transacción de energía a realizar, debe contar con un costo operacional variable medio inferior al costo marginal (Ver Gráfico 3.2).

$$CMg > CVMe \rightarrow \text{Generadora gana un margen}$$

---

<sup>14</sup> Empresa generadora que opera en base a una tecnología determinada.

<sup>15</sup> Optimización de costos y de cantidad de energía a producir

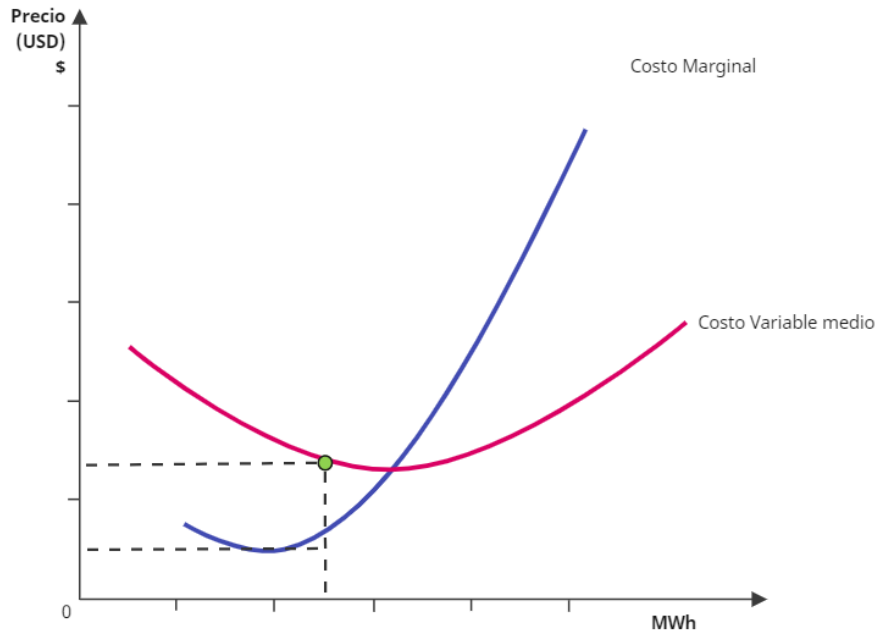


Gráfico 3.2: Costos de unidades generadoras en Mercado Spot

Fuente: Elaboración propia

Para poder comprender lo anteriormente señalado, a continuación, la siguiente ecuación representa los ingresos netos de una unidad generadora determinada en el Balance Spot<sup>16</sup>, lo cual, no considera las transacciones que se podrían efectuar en el mercado de contratos:

$$U = E * CMg_R - E * CVMe$$

Tabla 3.2: Descripción de la simbología de la ecuación

Símbolo	Descripción
<b>U</b>	Utilidad de la unidad generadora
<b>CMg</b>	Costo Marginal de la barra de transferencia r
<b>CVMe</b>	Costo Variable Medio de operación de la unidad generadora
<b>E</b>	Energía generada e inyectada por la unidad generadora

Fuente: Elaboración propia

Si el costo variable medio operacional de la unidad generadora fuera superior al costo marginal de la barra de transferencia, para la empresa productora significaría pérdidas.

<sup>16</sup> Diferencia entre inyecciones y retiros valorizados de energía en el mercado spot.

A modo de ejemplo, se supondrá que una unidad generadora cuenta con un costo operativo variable medio de 35 USD/MWh, siendo despachada para vender 90 MWh en el mercado spot a un costo marginal de 50 USD/MWh. Hay que considerar que cada uno de los costos de la ecuación de utilidad de una generadora deben expresarse en términos unitarios, por lo cual se debe considerar el costo operativo variable medio en lugar de un costo variable expresado en términos totales.

$$U = 90 * 50 - 90 * 35$$

$$U = 4.500 - 3.150$$

$$U = 1.350$$

Si el costo operativo variable medio de la generadora tuviera un valor de 55 USD/MWh, es decir, superior al costo marginal, para la unidad generadora la transacción de energía significaría una pérdida en el Balance Spot.

$$U = 90 * 50 - 90 * 55$$

$$U = 4.500 - 4.950$$

$$U = -450$$

$CMg < CVMe \rightarrow$  Generadora pierde

### 3.1.4.3. Matriz de generación eléctrica

Todo el conjunto de empresas que actúan en el mercado de generación, conforma una matriz generadora eléctrica. Desde que se comenzó a generar electricidad industrialmente en Chile esta matriz estaba conformada inicialmente por fuentes de energía no renovables, sin embargo, desde hace casi dos décadas se comenzó a incorporar en esta matriz fuentes de energía renovables no convencionales, más conocidas como ERNC.

La matriz generadora en los últimos años ha evolucionado de manera que está aumentando el número de empresas que generan electricidad mediante ERCN.

#### 3.1.4.3.1. Fuentes de energía no renovables

Las fuentes de energía no renovables son aquellas fuentes de uso limitado, ya que una vez que se hayan consumido se agota su abastecimiento en el tiempo. Generalmente, su ritmo de uso es mayor a su regeneración y pueden generar tanto emisiones como residuos contaminantes para la atmósfera (Vivanco Font, 2020).

Los tipos de fuentes de energía no renovables presentes en Chile son:

- Carbón: A partir de este tipo de fuente se convierte la energía térmica de la combustión del carbón en energía mecánica, y posteriormente en energía eléctrica. En las plantas termoeléctricas se genera un proceso en el que mediante la combustión de carbón se produce vapor, el cual mueve turbinas que generan electricidad mediante ese movimiento de rotación en las turbinas.
- Petróleo: Al igual que en el caso del carbón, en este tipo de fuente se convierte la energía térmica de la combustión del petróleo en energía mecánica, y posteriormente en energía eléctrica.
- Gas Natural: En este tipo de fuente se genera electricidad mediante la combustión del gas natural, pues a través del movimiento del vapor producido en la combustión, se mueve una turbina que acciona un generador. Es decir, se transforma la energía mecánica del movimiento en energía eléctrica.

Cabe considerar que, a partir de los tres tipos de fuentes anteriormente mencionadas, se puede producir energía ya sea de forma separada o conjuntamente en una termoeléctrica.



#### 3.1.4.3.2. Fuentes de energía renovables

Las fuentes de energía renovables son aquellas que provienen de fuentes consideradas inagotables o abundantes. Además, las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, lo cual depende de cuál sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la predominancia en los mercados energéticos en que presenten (Ministerio de Energía, 2021).

##### 3.1.4.3.2.1. Fuentes de energía renovables convencionales

El principal tipo de fuente de energía renovable convencional presente en Chile es la fuente:

- **Hidroeléctrica:** Es aquel tipo de fuente de energía que se obtiene al aprovechar la energía cinética de una masa de agua, es decir, aprovecha el movimiento de las corrientes del agua. Existen dos tipos de centrales hidroeléctricas en el país, las centrales de embalse y de pasada. En el primer tipo de central se acumula el recurso hídrico mediante su embalsamiento en una presa, en cambio, en el segundo tipo de central se desvía una porción del agua de cauces fluviales (Comisión Nacional de Energía, 2020). Hay que considerar que, en el caso de las centrales de pasada, estas se consideran como fuentes de energía renovable convencional sólo si cuenta con una capacidad instalada mayor a 20 MW. Cabe mencionar que la generación de electricidad por medio de fuentes de energía hidráulicas es el método más antiguo y predominante en el país por muchos años, ya que permite generar electricidad a gran escala.

##### 3.1.4.3.2.2. Fuentes de energía renovables no convencionales

Los tipos de fuentes de energía renovables no convencionales presentes en Chile son:

- **Solar Fotovoltaica:** Es aquella fuente que aprovecha la radiación solar, transformándola directamente en electricidad mediante unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos.

- Eólica: Consiste en el aprovechamiento de la energía del viento, convirtiendo la energía cinética del movimiento del aire en energía eléctrica mediante aerogeneradores o molinos.
- Biomasa: Este tipo de fuente de energía es aquella que aprovecha restos de origen biológico. Estos restos orgánicos pueden provenir de residuos industriales de actividades agrarias, ganaderas, pesqueras o forestales. Mediante diferentes procesos de transformación del contenido de la biomasa se puede obtener tanto energía térmica como energía eléctrica.
- Geotérmica: Es aquel tipo de fuente que se obtiene a partir del calor que proviene del interior de la Tierra, manifestándose de forma natural mediante fuentes termales o géiseres. Sobre estos yacimientos se pueden ubicar las centrales geotérmicas, en donde la energía cinética del movimiento del vapor geotérmico extraído genera electricidad mediante la activación de una turbina.
- Hidroeléctrica de pasada con capacidad instalada igual o menor a 20 MW: Este tipo de fuente consiste en el aprovechamiento de la energía cinética de cauces fluviales para accionar turbinas en centrales minihidráulicas con una capacidad con capacidad instalada igual o menor a 20 MW.

### 3.1.4.4. Evolución matriz eléctrica

Cada tipo de fuente que compone la matriz de generación de electricidad ha tenido la siguiente participación desde la promulgación de la Ley ERCN:

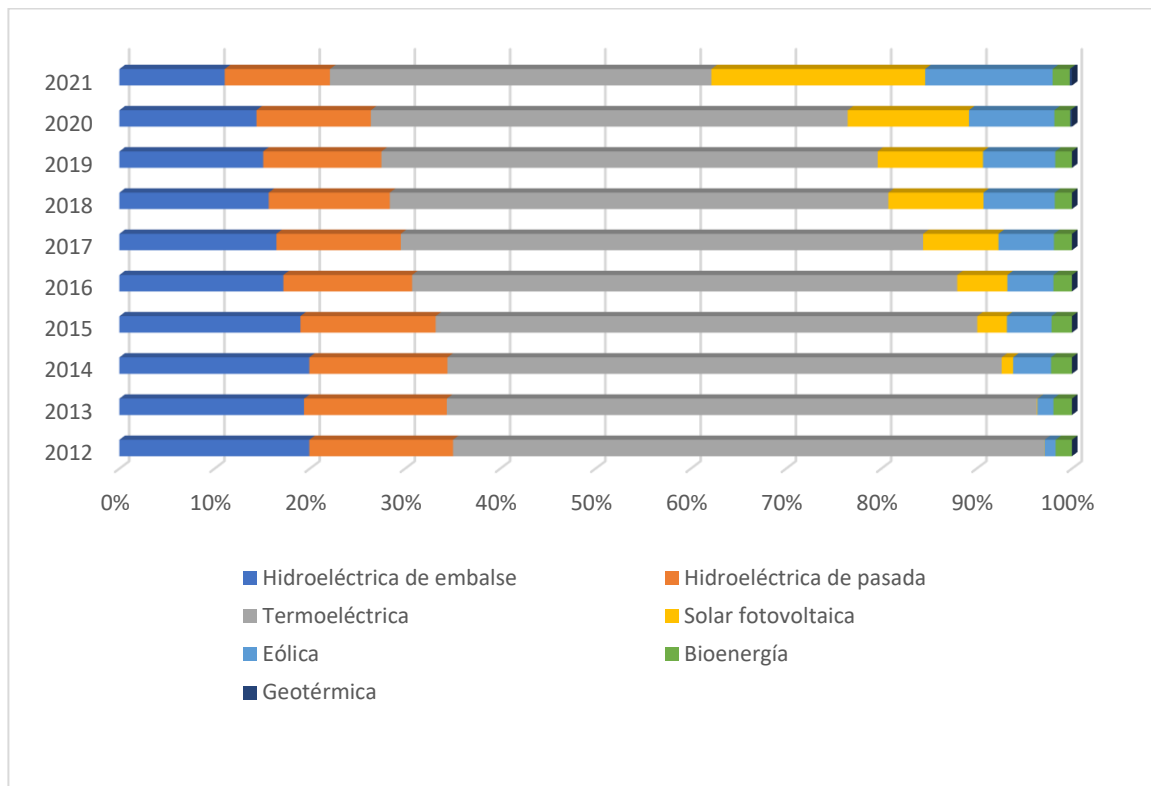


Gráfico 3.3: Evolución Matriz Generación Eléctrica

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Ministerio de Energía (2021)

### 3.1.5. Mercado de transmisión eléctrica

Este segmento del mercado eléctrico nacional consiste en un conjunto de empresas privadas que se encargan de transportar la energía eléctrica desde los puntos en donde esta es generada hasta los puntos de distribución. El transporte de energía se efectúa mediante instalaciones de transmisión, las cuales corresponden a las líneas y subestaciones de transformación (CGE, s.f.). Cada línea de transmisión se clasifica de acuerdo a su nivel de tensión<sup>17</sup>, es decir: 500V, 220V, 154V, 110V y 66V.

Las empresas que prestan servicios de transmisión, corresponden a concesionarios de líneas de transporte de energía, las cuales ubican sus instalaciones en bienes nacionales de uso público a lo largo del territorio nacional.

La transmisión se caracteriza por ser el centro del mercado eléctrico, ya que es el medio físico necesario para la interconectar el segmento de generación y distribución (Ver Figura 3.6), pues ambas partes se encuentran separadas por grandes distancias territoriales.

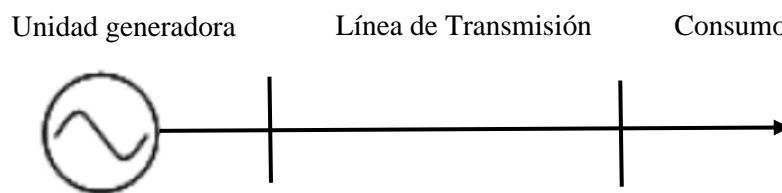


Figura 3.6: Esquema Línea de Transmisión

*Fuente: Elaboración propia*

El mercado de transmisión es un monopolio natural caracterizado por la presencia de economías de escala<sup>18</sup>, además requiere fuertes inversiones de capital.

La operación y mantenimiento del sistema de transmisión suele tener un costo comparablemente menor al costo del capital invertido, pues está determinado primordialmente por los salarios del personal, y, en menor medida por otros gastos de funcionamiento derivados del uso de materiales e infraestructura de apoyo (CNE, 2005).

<sup>17</sup> Voltaje.

<sup>18</sup> Reducción de los costos de producción ante el incremento de la producción.

A partir de la promulgación en 2004 de la ley N° 19.940, también denominada Ley Corta I, el sistema de transmisión se dividió en tres sub-sistemas: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional. Sin embargo, a partir de la promulgación de la Ley N° 20.936 (2016), se estableció un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica, en el cual se redefinen los antiguos subsistemas:

- El Sistema de Transmisión Troncal pasa a denominarse Sistema de Transmisión Nacional.
- El Sistema de Subtransmisión, pasa a denominarse Sistema de Transmisión Zonal.
- El Sistema Adicional pasa a denominarse Sistema de Transmisión Dedicado.
- Se crea el nuevo Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo de Generación.

#### 3.1.5.1. Sistema de transmisión nacional

Este sistema está constituido por líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico.

#### 3.1.5.2. Sistema de transmisión zonal

Este sistema está conformado por líneas y subestaciones eléctricas interconectadas al sistema eléctrico con la finalidad de abastecer exclusivamente a grupos de consumidores finales, ya sean libres o regulados. Dichas instalaciones generalmente se encuentran localizadas alrededor y dentro de las ciudades, donde operan las empresas distribuidoras.

#### 3.1.5.3. Sistema de transmisión dedicado

Este tipo de sistema está constituido por líneas y equipos de transmisión cuya función consiste tanto en suministrar de energía eléctrica a clientes libres como también inyectar energía eléctrica de centrales generadoras al sistema eléctrico.

### 3.1.5.4. Ingreso tarifario

El Ingreso Tarifario, es aquel que recaudan mensualmente las empresas pertenecientes al segmento de transmisión como resultado de la operación y valorización de las inyecciones y retiros realizados por las unidades generadoras en cada tramo, en donde estas últimas pagan directamente a las empresas transmisoras.

Este ingreso corresponde a la diferencia de valor de la energía transmitida entre un extremo emisor y un extremo receptor de una línea de transmisión. La valorización de esta diferencia se realiza con respecto a Costos Marginales Reales de las inyecciones y retiros de energía en ambos tramos de la línea de transmisión.

Para demostrar cómo se calcula el ingreso tarifario mediante un ejemplo, se supondrá que en un sistema eléctrico hay dos barras de transferencia, *A* y *B*, las cuales tienen sus propios costos marginales y están conectadas entre sí por una línea de transmisión determinada, ya que están localizadas en dos ubicaciones geográficas distintas (Ver Figura 3.7).

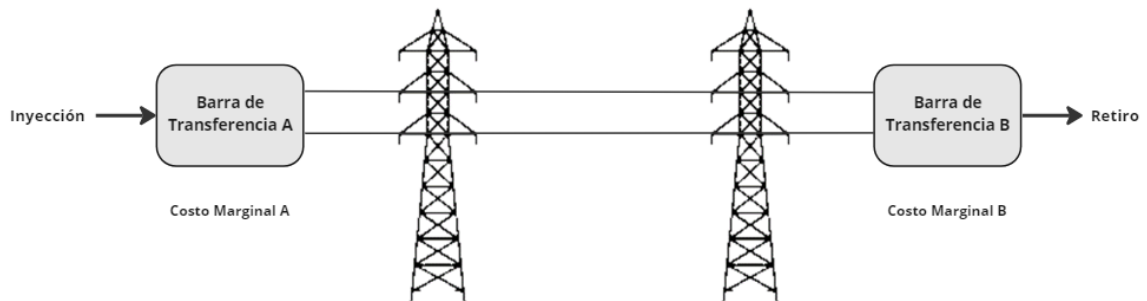


Figura 3.7: Esquema de Transmisión entre dos barras de transferencia

*Fuente: Elaboración propia*

Si se pretende retirar energía desde la barra de transferencia *B*, que es inyectada desde la barra de transferencia *A*, el ingreso tarifario producto de la transmisión de energía entre ambas barras de transferencia se calcula de la siguiente manera:

$$IT_{AB} = E_A * CMg_A - E_B * CMg_B$$

Tabla 3.3: Descripción de la simbología de la ecuación

Símbolo	Descripción
$IT_{AB}$	Ingreso tarifario de la transmisora propietaria de la línea que va desde la barra de transferencia A hasta B
$E_A$	Energía inyectada en la barra de transferencia A
$CMg_A$	Costo Marginal de la energía inyectada en la barra de transferencia A
$E_B$	Energía retirada en la barra de transferencia B
$CMg_B$	Costo Marginal de la energía retirada en la barra de transferencia B

Fuente: Elaboración propia

### 3.1.5.5. Congestionamiento de líneas de transmisión

Una congestión en el sistema de transmisión es un fenómeno que se produce cuando al transportar energía eléctrica mediante determinadas líneas de transmisión, se llega al tope capacidad de estas líneas, por lo que el agente<sup>19</sup> que esté demandando esa energía debe abastecerse con energía proveniente de centrales de generación más costosas<sup>20</sup> ubicadas en otros puntos del sistema, es decir, se deben despachar centrales generadoras que no estaban consideradas dentro de la programación horaria.

Por lo tanto, una congestión implica una restricción de transmisión de energía, la cual puede originarse ya sea por limitaciones térmicas, limitaciones de voltaje o limitaciones de operación del sistema.

Cuando se genera una congestión, ocurre un impacto a nivel técnico y económico en el sistema de transmisión eléctrica, al cual se le denomina desacople. En un desacople, los costos marginales en una barra de transferencia del SEN descienden incluso a niveles mínimos debido a que la última central generadora que margina en dicha barra de transferencia, despacha una cantidad de energía inferior a lo previamente programado por el CEN. Al mismo tiempo, en otra barra del SEN los costos marginales se elevan.

<sup>19</sup> Agente consumidor, ya sea cliente libre o regulado.

<sup>20</sup> A partir de fuentes de generación con altos costos variables de operación y consideradas en los últimos lugares dentro de la lista de mérito.

Por lo tanto, al ocurrir dicho seccionamiento de los costos marginales, se produce una alteración en los ingresos tarifarios. En este sentido, los costos económicos por congestión son asignados a los usuarios de las instalaciones de transmisión, es decir, a las empresas generadoras y no a los propietarios de las empresas del segmento de transmisión.

El seccionamiento de los costos marginales se produce en base a lo establecido en el artículo 172° del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante, CyO, pues de acuerdo a este artículo, cuando en la operación real del sistema se producen congestiones en el Sistema de Transmisión, el CEN tiene la obligación de determinar un Costo Marginal real diferenciado para cada uno de los subsistemas respectivos, considerando para ello solamente las unidades generadoras que se encuentren operando en éstos y sus costos variables de producción, conforme al orden de mérito respectivo.

El Costo Marginal real diferenciado por barra de transferencia se calcula en base a donde se comience o termine la restricción que da origen al subsistema, ponderando los minutos en que dicha barra fue considerada dentro del respectivo subsistema.

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, si se produce una congestión en una línea que conecta una barra de transferencia A y B, el costo marginal de una barra será muy superior a la del otro, por lo que producto de esta distorsión de precios por un lado habrá agentes beneficiados como agentes afectados negativamente.

Al producirse una congestión, no solo se generará un aumento del ingreso tarifario en el mercado de transmisión, sino que también se genera una distorsión de precios en el mercado spot alterando una operación económicamente eficiente en ambos segmentos.



### 3.1.6. Mercado de distribución eléctrica

La actividad realizada en este segmento del mercado eléctrico implica poner a disposición de los agentes demandantes de energía eléctrica, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar hasta estos la energía eléctrica previamente generada en el segmento de generación, y transportada a través del segmento de transmisión.

Los agentes demandantes de energía eléctrica corresponden a los dos tipos de clientes de consumo final, es decir, los clientes libres<sup>21</sup>, y, por otro lado, los clientes regulados, los cuales son abastecidos por una empresa distribuidora determinada.

Las instalaciones que conforman este segmento corresponden a subestaciones primarias de energía, las cuales se ubican cerca de los centros de consumo, dichas instalaciones permiten distribuir la energía eléctrica hasta los puntos de consumo residenciales o industriales, los cuales pueden corresponder tanto a clientes regulados como libres.

La distribución corresponde a un servicio de transporte de electricidad que opera como monopolio natural debido a las características de su función de producción, ya que en esta se encuentra presente lo que se conoce como economías de densidad.

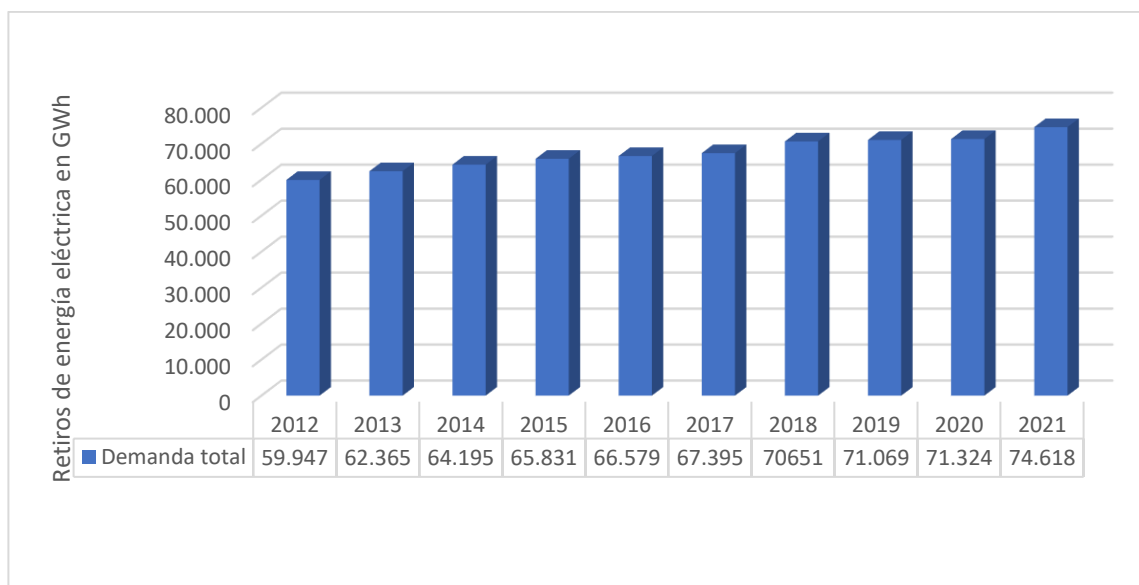


Gráfico 3.4: Evolución demanda energía eléctrica en GWh

Fuente: Anuario Estadístico Energía de la Comisión Nacional de Energía (2022)

<sup>21</sup> Clientes que cuentan con una capacidad conectada superior a 2.000 kW.

### 3.2. Caso en estudio: Congestiones tramo Cardones-Polpaico

La investigación de esta tesis específicamente aborda las congestiones producidas entre el tramo que une las barras de transferencia Cardones y Polpaico pertenecientes al SEN, puesto que, debido a la creciente demanda de electricidad por parte de consumidores, y, a la política energética del país para producir electricidad prioritariamente en base a fuentes de energía renovable no convencional, en la zona norte de Chile ha aumentado la cantidad de proyectos de construcción de centrales ERNC para abastecer la creciente demanda.

Sin embargo, la infraestructura que transmite la energía eléctrica desde las nuevas plantas generadoras solares y eólicas hasta los consumidores, no cuenta con la capacidad idónea para transportar toda esa energía eléctrica, por lo que se han producido diversas congestiones y consecuentemente desacoples en los costos marginales en la zona.

Dichos desacoples vienen acompañados de fenómenos de vertimiento de energía<sup>22</sup> en las centrales fotovoltaicas y eólicas, las cuales inyectan energía en barras de transferencia de la zona norte, y a la vez mantienen contratos para suministrar energía principalmente a empresas distribuidoras de la zona centro-sur. Cuando estas centrales ERNC no pueden inyectar energía producto de las congestiones en las barras de transferencia correspondientes, pierden la energía producida originando un vertimiento, llegando el costo marginal de la respectiva barra de inyección a un nivel mínimo de 0 USD/MWh.

Al mismo tiempo, el costo marginal de las barras de las zonas centro-sur aumenta, ya que, los consumidores de dichas zonas que demandan energía proveniente de las centrales generadoras del norte<sup>23</sup>, no pueden abastecerse de dicha energía, por lo que deben retirar energía a partir de las barras del centro-sur, ocasionando que en estas barras se demande una cantidad de energía superior a la programada por el CEN, por tanto se deben despachar centrales con mayor costo variable productivo ubicadas en la zona centro-sur.

---

<sup>22</sup> Condición de central generadora de disposición de energía que no se puede inyectar debido a las restricciones del sistema de transmisión, lo cual genera pérdidas para dichas centrales afectadas.

<sup>23</sup> Demandan energía conforme a los contratos previamente suscritos mediante licitaciones en el mercado de contratos.

De acuerdo a lo anteriormente señalado, es importante fortalecer la capacidad de transmisión para permitir a las actuales y nuevas centrales ERNC poder inyectar toda su energía producida siendo afectadas en la menor medida posible por fenómenos de vertimiento. Para lograr el fortalecimiento del sistema de transmisión, es necesario construir nuevas líneas a medida que se pongan en servicio más centrales generadoras. Uno de los últimos proyectos de transmisión más grande del país corresponde a la nueva línea transmisión Cardones-Polpaico, proyecto construido por la empresa Interchile S.A., filial de la empresa colombiana Grupo ISA. Dicho proyecto es el sucesor del proyecto de la línea Mejillones-Cardones, infraestructura inaugurada el 21 de noviembre de 2017 cuya finalidad tuvo dos principales propósitos, interconectar el SIC y SING para dar origen al nuevo sistema actual SEN y transportar la energía generada por fotovoltaicas del norte hasta la zona central. La construcción de la nueva línea Cardones-Polpaico tuvo un objetivo similar, es decir, aumentar la capacidad del sistema de transmisión entre la región de Atacama y la región Metropolitana de manera de propiciar el ingreso e inyección de energía de nuevas centrales ERNC al SEN, y así poder favorecer el proceso de descarbonización de la matriz energética del país.

La nueva línea de transmisión cuenta con una tensión de 500 Kv y una longitud de 753 km, uniendo la subestación<sup>24</sup> Cardones con la subestación Polpaico. La puesta en servicio de esta infraestructura se llevó a cabo el 29 de mayo de 2019.

Este mega proyecto contempló una inversión de US \$1.000 millones destinados a construir 1.728 torres de transmisión, 3 nuevas subestaciones y ampliar 4 subestaciones existentes. Las tres nuevas subestaciones son: Nueva Cardones 5, Nueva Maitencillo 500 Kv y Nueva Pan de Azúcar 500 Kv.

Tabla 3.4: Nuevas Subestaciones Proyecto Línea Cardones-Polpaico 500 kV

<b>Barra de Transferencia</b>	<b>Región</b>	<b>Comuna</b>
Subestación Nueva Cardones	Atacama	Copiapó
Subestación Nueva Maitencillo	Atacama	Freirina
Subestación Nueva Pan de Azúcar	Coquimbo	Coquimbo

*Fuente: Elaboración propia*

<sup>24</sup> Barra de transferencia.

Las ampliaciones corresponden a las subestaciones: Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV y Polpaico 500 kV.

Tabla 3.5: Subestaciones Ampliadas Proyecto Línea Cardones-Polpaico 500 kV

<b>Barra de Transferencia</b>	<b>Región</b>	<b>Comuna</b>
Subestación Cardones	Atacama	Copiapó
Subestación Maitencillo	Atacama	Freirina
Subestación Pan de Azúcar	Coquimbo	Coquimbo
Subestación Polpaico	Metropolitana	Til Til

*Fuente: Elaboración propia*

Además, la línea de transmisión se divide en tres tramos (Ver Tabla 3.6).

Tabla 3.6: Tramos proyecto línea de transmisión Cardones-Polpaico

<b>Tramo</b>	<b>Inicio Operación</b>	<b>Descripción</b>
1	Enero 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se localiza en la región de Atacama, entre las comunas de Copiapó y Huasco.</li> <li>- Conecta las subestaciones Nueva Cardones y Nueva Maitencillo a través de una línea de doble circuito cuya tensión es de 500 kV.</li> <li>- Contempla una línea de enlace de 5 km de 220 kV entre la subestación Nueva Cardones y la subestación Cardones existente.</li> </ul>
2	Abril 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se localiza entre las regiones de Atacama y Coquimbo, abarcándose desde la provincia de Huasco hasta Elqui.</li> <li>- Conecta las subestaciones Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar a través de una línea de doble circuito cuya tensión es de 500 Kv.</li> <li>- Contempla una línea de enlace de aproximadamente 1 km de 220 kV entre la subestación Nueva Maitencillo y la subestación Maitencillo.</li> </ul>
3	Mayo 2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se localiza entre las regiones de Coquimbo, Valparaíso y Metropolitana, cuyo trayecto abarca las provincias de Elqui, Limarí, Choapa, Petorca, Quillota, Marga Marga y Chacabuco.</li> <li>- Las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico están conectadas a través de una línea de doble circuito de 500 kV de aproximadamente 408 kilómetros.</li> <li>- También contempla una línea de enlace de 23 km de 220 kV entre la subestación Nueva Pan de Azúcar y la subestación Pan de Azúcar.</li> </ul>

*Fuente: Comisión Nacional de Energía (2019)*

### 3.3. Vertimiento de centrales fotovoltaicas y eólicas en Chile

El nivel de vertimiento de energía de centrales fotovoltaicas y eólicas del país se ha incrementado sustancialmente a partir del año 2021. En el último registro de mayo de 2022, el vertimiento acumulado hasta ese punto del año casi igualaba al vertimiento acumulado anual de 2021, por lo que evidentemente en los siguientes meses del año 2022 la pérdida de energía de fotovoltaicas y eólicas será aún mayor al finalizar el año.

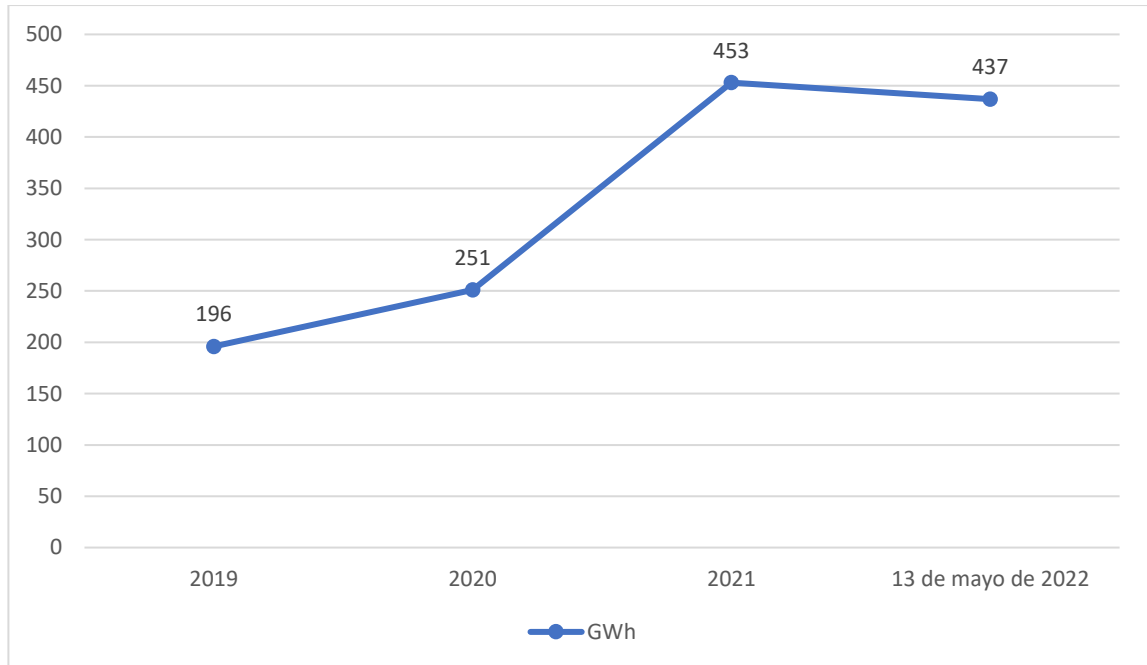


Gráfico 3.5: Evolución de vertimiento anual de ERNC en Chile

Fuente: ACESOL (2022)

### 3.4. Próximo proyecto del Sistema de Transmisión

El siguiente megaproyecto de transmisión que sucede a la línea Cardones-Polpaico corresponde a la nueva línea de transmisión Kimal-Lo Aguirre, la cual debería comenzar a operar en 2029. Este nuevo proyecto permitirá conectar a la Región de Antofagasta con la Metropolitana, reforzando la conexión y capacidad de transmisión entre la zona norte y centro del país. Su extensión contemplará longitud de 1.500 kilómetros aproximadamente.

### 3.5. Centrales generadoras norte chico de Chile

El norte chico de Chile cuenta con condiciones geográficas privilegiadas para la instalación de plantas generadoras de tecnología de tipo fotovoltaica y eólica, pues los altos índices de irradiación solar, y a la vez, la intensidad y frecuencia de los vientos son factores propicios para instalar ese tipo plantas ERNC.

En el caso de la región de Atacama, hay un total de 36 centrales generadoras operando, de las cuales 11 son centrales termoeléctricas, siendo la Termoeléctrica Guacolda la única central que opera en base a carbón, en cambio, el resto de las termoeléctricas de la región operan en base a Diesel. Por otra parte, hay una totalidad de 26 centrales ERNC, de las cuales 20 son parques fotovoltaicos, 5 centrales eólicas y 1 central hidráulica de pasada.

Por otra parte, en la región de Coquimbo hay un total de 51 centrales generadoras operando, de las cuales 12 son centrales termoeléctricas y el resto son centrales ERNC. En primer lugar, hay 25 parques fotovoltaicos, 11 parques eólicos y 3 mini centrales hidráulicas de pasada.

Si bien la región de Coquimbo cuenta con una cantidad superior de centrales generadoras operando que la región de Atacama, su capacidad instalada es inferior, dado que 30 centrales generadoras de las 51 que hay, son PMGD<sup>25</sup> (Ver Anexo 3), siendo el resto con una capacidad instalada superior a 9 MW (Ver Anexo 4).

En cambio, de las 36 centrales generadoras que hay en la región de Atacama, solo 15 centrales son PMGD (Ver Anexo 5), operando el resto con una capacidad instalada superior a 9 MW (Ver Anexo 6). En este sentido, la región de Atacama al año 2021 cuenta con el 11,3% de la capacidad instalada de generación del SEN, manteniendo el cuarto puesto desde el año 2017. Es decir, la capacidad de generación del conjunto de todas las centrales que operan en la región, es muy relevante para el SEN.

Lo anteriormente mencionado, se puede observar una tabla de comparación anual de la capacidad instalada de cada región del SEN entre el año 2017 y 2021 (Ver Tabla 3.7).

---

<sup>25</sup> Pequeño Medio de Generación Distribuida

Tabla 3.7: Comparación de Capacidad Instalada regional SEN 2017-2021

Región	Capacidad Instalada (MW) Año 2017	Capacidad Instalada (MW) Año 2018	Capacidad Instalada (MW) Año 2019	Capacidad Instalada (MW) Año 2020	Capacidad Instalada (MW) Año 2021
Arica y Parinacota	31	32	33	33	33
Tarapacá	270	293	260	351	451
Antofagasta	5.575	5.824	6.261	6.302	6.566
Atacama	2.256	2.366	2.737	2.806	2.986
Coquimbo	1.032	1.138	1.255	1.280	1.395
Valparaíso	3.221	3.266	3.397	3.387	3.431
Metropolitana de Santiago	1.047	1.156	1.240	1.309	1.344
Libertador Gral. Bernardo O'higgins	1.370	1.402	1.580	1.636	1.635
Maule	1.735	1.768	1.901	1.951	2.013
Ñuble	-	-	-	123	132
Bío Bío	4.753	4.818	4.865	4.692	4.702
La Araucanía	584	288	477	563	562
Los Ríos	251	306	327	317	351
Los Lagos	296	588	769	649	766
<b>Total SEN</b>	<b>22.421</b>	<b>23.245</b>	<b>25.102</b>	<b>25.399</b>	<b>26.367</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por la CNE

Asimismo, la región de Atacama entre el año 2017 y 2021 ha sido la cuarta región con mayor generación bruta real<sup>26</sup> en el SEN. Por otra parte, la región de Coquimbo hasta el año 2021 ocupa el octavo lugar de generación bruta real en el SEN (Ver Tabla 3.8).

<sup>26</sup> Sumatoria de la generación real anual del conjunto de todas las centrales que operan en la región.

Tabla 3.8: Comparación de Generación Bruta regional del SEN 2017-2021

Región	Generación Bruta (GWh) Año 2017	Generación Bruta (GWh) Año 2018	Generación Bruta (GWh) Año 2019	Generación Bruta (GWh) Año 2020	Generación Bruta (GWh) Año 2021
Arica y Parinacota	60	66	56	68	75
Tarapacá	733	158	901	637	1.147
Antofagasta	19.479	19.762	20.736	22.107	24.619
Atacama	5.730	7.169	8.366	8.424	9.289
Coquimbo	4.313	1.449	2.141	2.115	2.199
Valparaíso	14.434	14.243	13.769	13.410	13.945
Metropolitana de Santiago	2.936	3.096	4.022	3.328	3.449
Libertador Gral. Bernardo O'higgins	1.603	2.430	2.250	3.133	3.535
Maule	5.640	6.767	5.310	5.862	5.116
Ñuble	-	-	-	454	511
Bío Bío	15.511	16.766	15.529	13.698	12.728
La Araucanía	1.839	961	1.118	1.569	2.156
Los Ríos	1.052	899	828	814	793
Los Lagos	892	1.860	1.686	2.110	1.865
<b>Total SEN</b>	<b>74.222</b>	<b>75.626</b>	<b>76.712</b>	<b>77.729</b>	<b>81.481</b>

*Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por la CNE*

Además de la de la capacidad instalada y de la generación bruta real entre 2017 y 2021, hay que tomar en consideración las nuevas centrales en proceso de construcción en el norte chico, que, eventualmente ingresarán en operación e inyectarán la energía que producen en el sistema, (Ver Anexo 7).



## **Capítulo IV.- Metodología de la investigación**

### 4.1. Diseño de la metodología

En esta sección del capítulo se describe el diseño de investigación que se utilizará para alcanzar cada uno de los objetivos planteados en este estudio.

La presente investigación se realizará en base a un enfoque cuantitativo, sustentándose en un alcance de tipo descriptivo, puesto que se pretende recopilar y medir información con respecto a la variable en estudio.

#### 4.1.1. Diseño de la investigación

De acuerdo a Hernández Sampieri et al., (2014) en el libro Metodología de la investigación, el diseño de la investigación consiste en el plan para obtener la información que se desea con el objeto de responder al planteamiento del problema.

Para realizar este estudio, se ha seleccionado un diseño de investigación no experimental, ya que solamente se observa el comportamiento de las variables involucradas en un periodo de tiempo determinado sin tener que alterar variable alguna.

##### 4.1.1.1. Diseño de investigación no experimental longitudinal

Considerando que se ha elegido un tipo de diseño de investigación no experimental, dentro de las categorías de este se ha seleccionado un diseño longitudinal de tendencia para esta investigación, pues según Hernández Sampieri et al., (2014), este tipo de diseño permite realizar observaciones de la variable estudiada en distintos periodos de tiempo.

### 4.2. Fuentes de datos

La información que se utilizará en este estudio proviene de fuentes secundarias, ya que en esta investigación las variables implican información ya existente e inalterable.

Las fuentes secundarias utilizadas en esta investigación corresponden a información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional, entidad gubernamental cuya página web pública permite acceder a información tanto cuantitativa como cualitativa del SEN.

### 4.3. Recopilación de datos

Para efectuar este estudio, los datos cuantitativos recopilados consisten en bases de datos que indican los costos marginales reales medidos en USD/MWh de 5 barras de transferencia del SEN, lo cual comprende un periodo entre el año 2017 hasta octubre del año 2022. Las barras de transferencia analizadas se ubican entre la región de Atacama y la región Metropolitana (Ver Tabla 4.1).

Tabla 4.1: Barras de Transferencia en análisis

<b>Barra de Transferencia</b>	<b>Región</b>	<b>Comuna</b>
Subestación Cardones 220 kV	Atacama	Copiapó
Subestación Maitencillo 220 kV	Atacama	Freirina
Subestación Punta Colorada 220 kV	Coquimbo	La Higuera
Subestación Pan de Azúcar 220 kV	Coquimbo	Coquimbo
Subestación Polpaico 220 kV	Metropolitana	Til Til

Fuente: Elaboración propia

### 4.4. Procesamiento de datos

El procesamiento de datos consiste en un análisis comparativo de la variable cualitativa en estudio, es decir, el costo marginal horario de cada una de las barras de transferencia estudiadas. Dicho análisis comparativo comprenderá un periodo ex ante y ex post a la puesta en servicio de la línea de transmisión Cardones-Polpaico, realizada en el año 2019.

Por lo tanto, el presente estudio se focaliza primeramente en analizar el comportamiento de los costos marginales entre dichos periodos, en donde los resultados de dicho análisis serán presentados mediante gráficos de serie de tiempo, gráficos de promedio mensual, tablas de frecuencia y una posterior interpretación de dichos resultados en cada caso. Cabe mencionar que las bases de datos que presentan los costos marginales históricos en los periodos señalados, están presentadas de manera horaria en cada año respectivo.

Por otra parte, se realizará un análisis del impacto económico en los balances mensuales de mercado de corto plazo de agentes de mercado que participan en el mercado de generación. Para este aspecto se considerarán las cuatro centrales generadoras del norte chico, ubicadas en la región de Atacama y en la región de Coquimbo (Ver Tabla 4.2).

Tabla 4.2: Centrales generadoras en análisis

<b>Nombre Central</b>	<b>Titular</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Antecedentes</b>
Parque Eólico San Juan	Pertenece a la empresa brasileña Latin America Power (LAP)	Freirina, región de Atacama	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuenta con 56 aerogeneradores con 3,3 MW de potencia instalada cada uno, por lo que tiene una potencia instalada de 185 MW.</li> <li>- Implicó una inversión de US \$430 millones.</li> <li>- Inició sus operaciones el 01-01-2017, formando parte del mercado spot y de largo plazo desde esa fecha.</li> <li>- Cuenta con 3 contratos con clientes libres, siendo el más importante el contrato con Metro de Santiago, pues suministra el 18% de energía eléctrica que consume esta empresa. Este contrato dura 15 años.</li> <li>- Además, cuenta con contratos de suministro con 45 empresas distribuidoras.</li> </ul>
Parque Eólico Cabo Leones II. S.A.	Pertenece a la empresa española Ibereólica Renovables	Freirina, región de Atacama	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuenta con 49 aerogeneradores con 5 MW de potencia instalada cada uno, por lo que tiene una potencia instalada de 245 MW.</li> <li>- Su capacidad permite generar anualmente 550 GWh aproximadamente, lo cual equivaldría al abastecimiento de energía de hasta unos 155.000 hogares chilenos.</li> <li>- Implicó una inversión de US \$363 millones.</li> <li>- Cuenta con contratos de suministro con 25 distribuidoras los cuales inician el 01-01-2021 y culminan el 31-12-2040.</li> </ul>
Parque Fotovoltaico El Pelicano Solar Company SPA	Adquirido por la empresa Actis de Reino Unido. Anteriormente pertenecía a SunPower, filial de la petrolera francesa Total.	La Higuera, región de Coquimbo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuenta con 254.000 paneles solares, lo que permite una capacidad instalada de 110 MW.</li> <li>- Implicó una inversión de US \$250 millones.</li> <li>- Cuenta un único contrato con un cliente libre que corresponde a la empresa Metro de Santiago, suministrando el 42% de energía eléctrica que consume esta empresa. Dicho contrato exclusivo con este cliente libre dura 15 años, iniciando el 01-09-2017 y culminando el 30-09-2031.</li> </ul>
Parque Eólico Totoral	Pertenece a la empresa Norvind S.A., filial de la noruega SN Power	Canela, región de Coquimbo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuenta con 23 aerogeneradores con 2 MW de potencia instalada cada uno, por lo que tiene una potencia instalada de 46 MW.</li> <li>- Implicó una inversión de US \$140 millones.</li> <li>- Inició sus operaciones el 25-01-2010.</li> <li>- Actualmente cuenta con 10 contratos con clientes libres, como también cuenta con contratos de suministro con 15 distribuidoras.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

## **Capítulo V.- Análisis e interpretación de los resultados**

El análisis y procesamiento de los datos cuantitativos obtenidos a partir de las bases de datos del CEN se efectuó de dos maneras. En primer lugar, las bases de datos de las cinco barras de transferencia se procesaron mediante el software Stata 17, en donde las variables indican por una parte los costos marginales medidos en dólares estadounidenses y pesos chilenos de cada barra de transferencia en estudio, y, por otra parte, aspectos temporales como la hora, día, mes y año del costo marginal correspondiente. En segundo lugar, se procesaron los balances mensuales del mercado de corto plazo de cuatro centrales generadoras del norte chico graficando los resultados en períodos seleccionados.

### **5.1. Análisis series de tiempo 2017-2022**

En primer lugar, el procesamiento de datos comenzó con la realización de cinco series de tiempo anuales en el software Stata, en el cual se elaboraron cinco gráficos que representan cada año en estudio. La variable de tiempo definida para cada uno de los gráficos corresponde a un promedio diario de los costos marginales reales de cada año en estudio, por lo que, si bien se puede observar una tendencia diaria promediada del comportamiento de dichos costos, resulta imposible observar los valores mínimos y máximos de los costos marginales reales horarios, lo cual implica una limitante en esta sección del análisis.

El objetivo de realizar un análisis gráfico de cada una de las series de tiempo, es poder observar e identificar cuan desacoplados están los costos marginales entre una barra de transferencia y otra, pues si bien los costos marginales de todas las barras del SEN no tienen el mismo valor cuantitativo en cada hora del día, en una operación real y eficiente del sistema los costos marginales deberían tomar un valor dentro de un rango similar.

El eje vertical de cada gráfico está definido en base al costo marginal valorizado en dólares estadounidenses, y, el eje horizontal está conformado por día del respectivo año.

### 5.1.1. Serie de tiempo 2017

La serie de tiempo del año 2017 graficada en Stata (Ver Gráfico 5,1), contempla en su eje horizontal un promedio diario de los costos marginales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año mencionado. Por otra parte, hay cinco variables que representan el costo marginal valorizado en dólares estadounidenses de cada barra de transferencia.

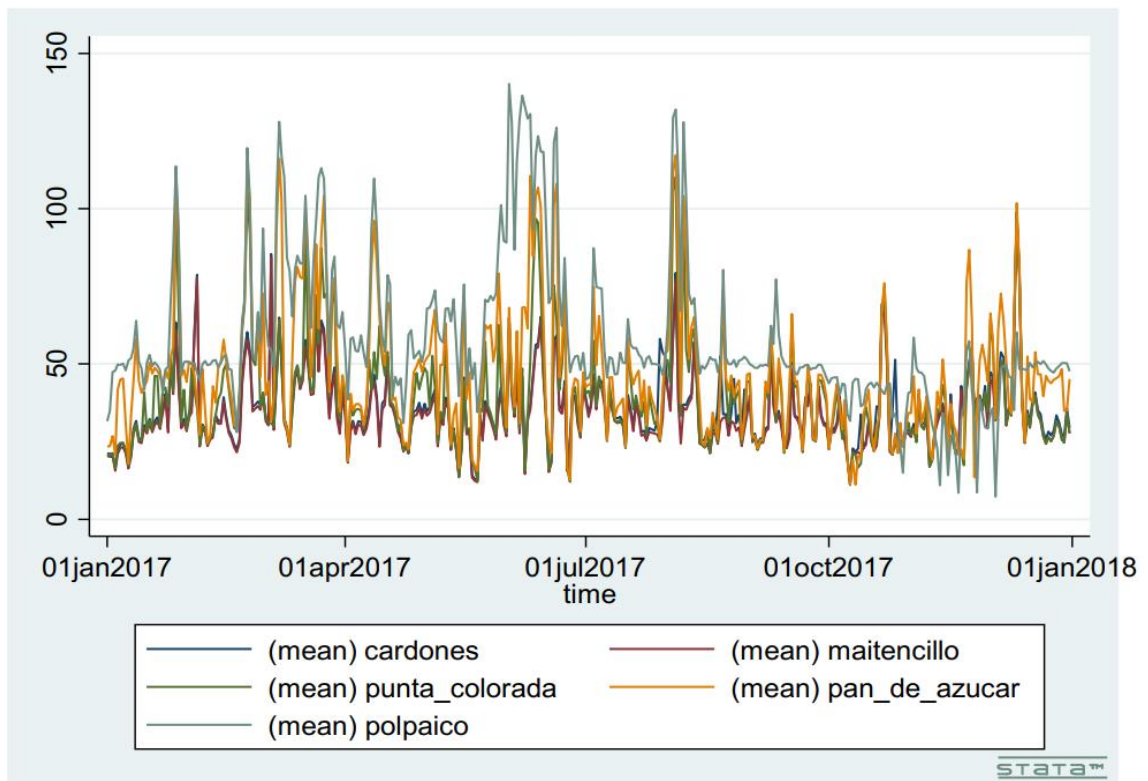


Gráfico 5.1: Serie de Tiempo 2017

*Fuente: Elaboración propia*

Tal como se puede apreciar en el gráfico, los costos marginales de la barra Polpaico representada por la línea verde, a lo largo del año 2017 se encuentran notablemente desacoplados de los costos marginales de las barras de transferencia del norte chico.

Sin embargo, debido al característico comportamiento errático de los costos marginales, es difícil de distinguir en primer lugar en que meses suceden considerablemente los desacoples de Polpaico, y, por otra parte, no es sencillo distinguir que tan desacoplados están entre sí los costos marginales de las demás barras de transferencia. Por lo tanto, se han elaborado tres gráficos más de la misma serie de tiempo.

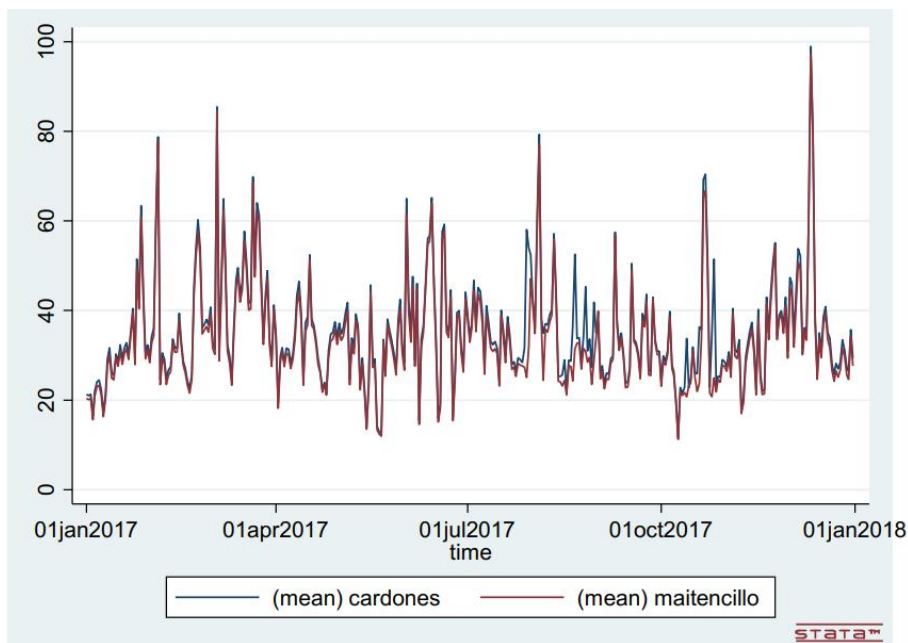


Gráfico 5.2: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo 2017

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo al gráfico, los costos marginales promedios diarios de las dos primeras barras de transferencia en estudio están acoplados a lo largo del año 2017, exceptuando los meses de agosto y octubre. Esta situación se explica por la poca distancia que existe entre ambas barras, pues están ubicadas en la región de Atacama.

Además, como los costos marginales de ambas barras se acoplaron casi durante todo el año, se ha formado un subsistema dentro del SEN. Ahora, para poder comparar las barras recientemente graficadas con la siguiente barra estudiada en el norte chico, se realizará otro gráfico comparativo de la misma serie de tiempo, es decir, se incorporará a la barra Punta Colorada debido a la cercanía que existe entre esta con la barra Maitencillo.

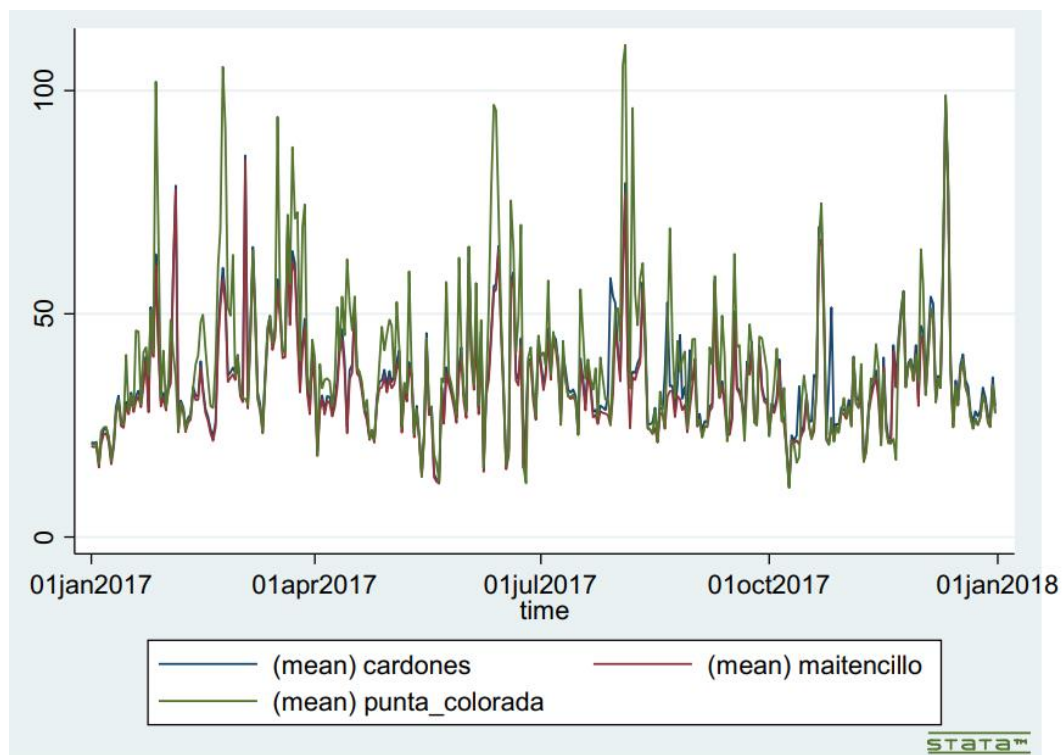


Gráfico 5.3: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo – Punta Colorada 2017

Fuente: Elaboración propia

El nuevo gráfico indica que si bien, existe una cercanía entre la barra Maitencillo y Punta Colorada, esta última en pocas ocasiones del año ha formado parte del mismo subsistema que Cardones y Maitencillo, ya que en reiteradas ocasiones de forma notable los costos marginales de Punta Colorada se desacoplaron de los costos marginales de las otras dos barras mencionadas. Por ejemplo, a finales de enero, fines de febrero y a mediados de agosto, los costos marginales de Punta Colorada llegaron a diferenciarse de Cardones y Maitencillo en valores máximos que sobrepasaron los 100 USD USD/MWh.

Ahora, para continuar con el análisis se elaborará otro gráfico de la misma serie de tiempo, sin embargo, este nuevo gráfico mostrará el comportamiento de los costos marginales promedios diarios de las tres últimas barras de transferencia en estudio, es decir, Punta Colorada, Pan de Azúcar y Polpaico.

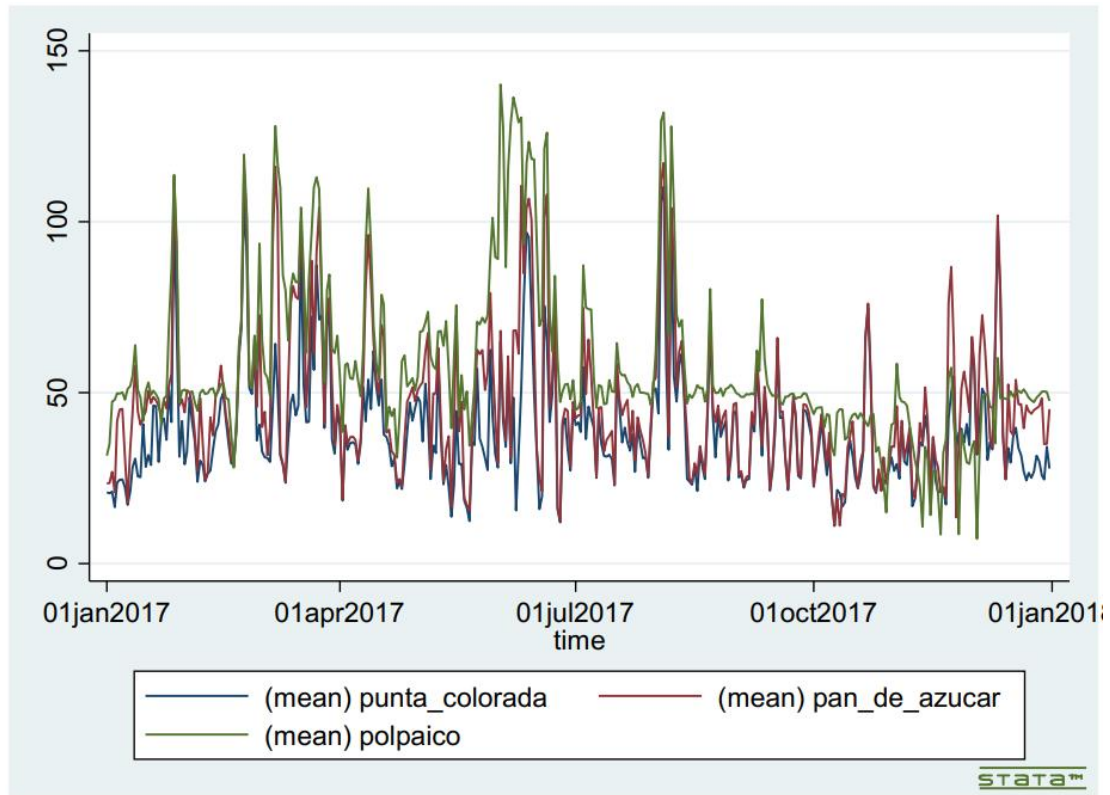


Gráfico 5.4: Serie de Tiempo Punta Colorada – Pan de Azúcar – Polpaico 2017

*Fuente: Elaboración propia*

Este nuevo gráfico comparativo indica que, si bien las barras de transferencia de Punta Colorada y Pan de Azúcar se pueden observar acopladas en ciertas ocasiones del año, la barra de Polpaico se encuentra notoriamente desacoplada con costos marginales evidentemente superiores a las otras dos barras. Por ejemplo, a mediados de junio, los costos marginales de Polpaico llegaron a diferenciarse de los costos marginales de las demás barras en valores máximos que sobrepasaron los 150 USD USD/MWh. El resto del año estas diferencias de costos marginales implicaron principalmente decenas de dólares estadounidenses por mega watt hora.



### 5.1.2. Serie de tiempo 2018

La serie de tiempo del año 2018 graficada en Stata, contempla en su eje horizontal un promedio diario de los costos marginales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año mencionado. Cabe mencionar que en los meses de enero y abril de dicho año se puso en servicio la operación de los dos primeros tramos de la nueva línea Cardones Polpaico.

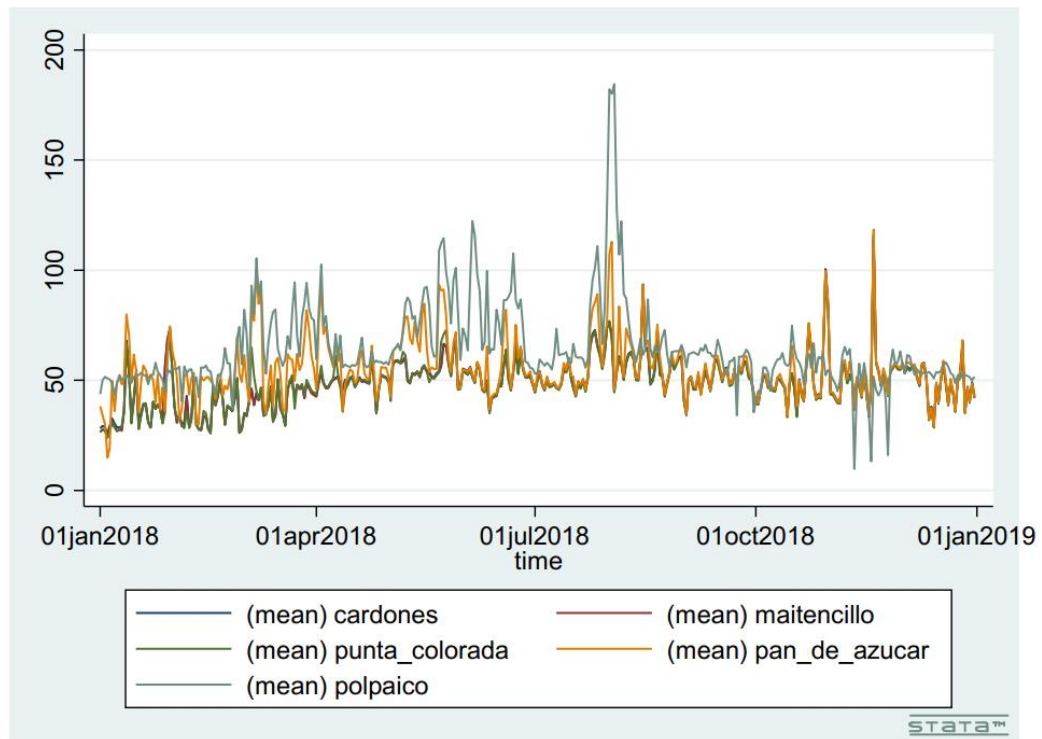


Gráfico 5.5: Serie de Tiempo 2018

*Fuente: Elaboración propia*

Tal como se puede apreciar en el gráfico, los costos marginales de la barra Polpaico representada por la línea verde, al igual que en año anterior se encuentran desacoplados de los costos marginales de las demás barras de transferencia, lo cual sucede notablemente en los tres primeros trimestres del año 2018. Asimismo, la barra del norte chico que se aprecia más desacoplada de las demás es la barra Pan de Azúcar

Si bien, los costos marginales no tuvieron un comportamiento tan errático como en el año anterior, aún no es sencillo distinguir qué tan desacoplados están entre una barra y otra, razón por la cual se han elaborado tres gráficos más de la misma serie de tiempo.

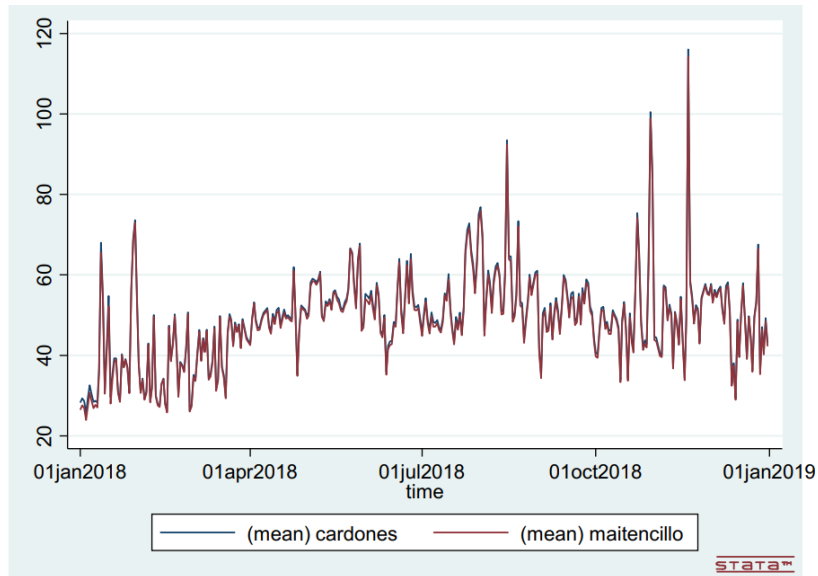


Gráfico 5.6: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo 2018

*Fuente: Elaboración propia*

El nuevo gráfico indica que los desacoples de los costos marginales diarios promedios de las barras Maitencillo y Punta Colorada son mínimos, lo cual deja en claro que forman parte de un subsistema en donde los costos marginales son casi idénticos. A continuación, para corroborar si la siguiente barra estudiada del norte chico, Punta Colorada, forma también parte del mismo subsistema, se elaborará otro gráfico de la misma serie de tiempo.

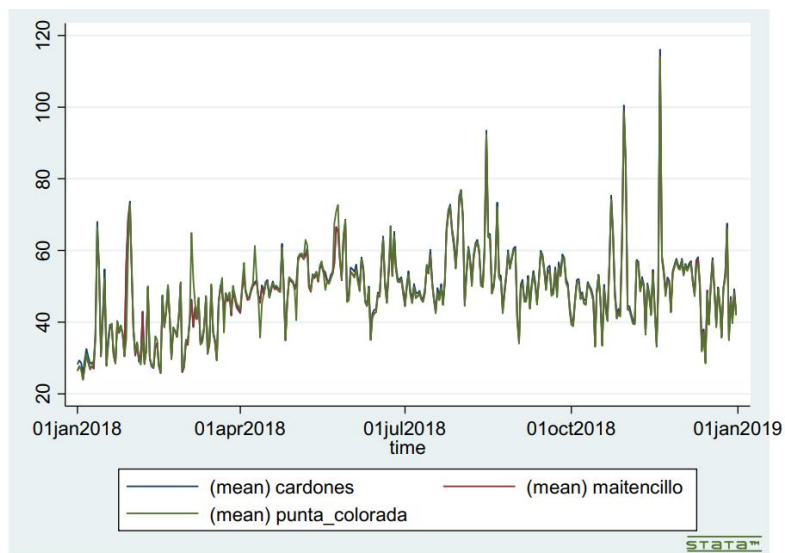


Gráfico 5.7: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo – Punta Colorada 2018

*Fuente: Elaboración propia*

El gráfico indica por una parte que los costos marginales diarios promedios de Punta Colorada no se desacoplaron de Cardones y Maitencillo en reiteradas ocasiones como el año anterior, es decir, la cantidad de desacoples en 2018 fue mínima. Y, por otra parte, refleja que Punta Colorada a partir de mediados del segundo trimestre comenzó a formar parte del mismo subsistema que Cardones y Maitencillo. Esta situación responde claramente a la puesta en servicio de los dos primeros tramos de la nueva línea de transmisión Cardones-Polpaico, acontecido en los meses de enero y abril respectivamente.

Ahora, para continuar con el análisis se elaborará un último gráfico de la misma serie de tiempo, sin embargo, este nuevo gráfico mostrará el comportamiento de los costos marginales promedios diarios de Cardones, Pan de Azúcar y Polpaico respectivamente.

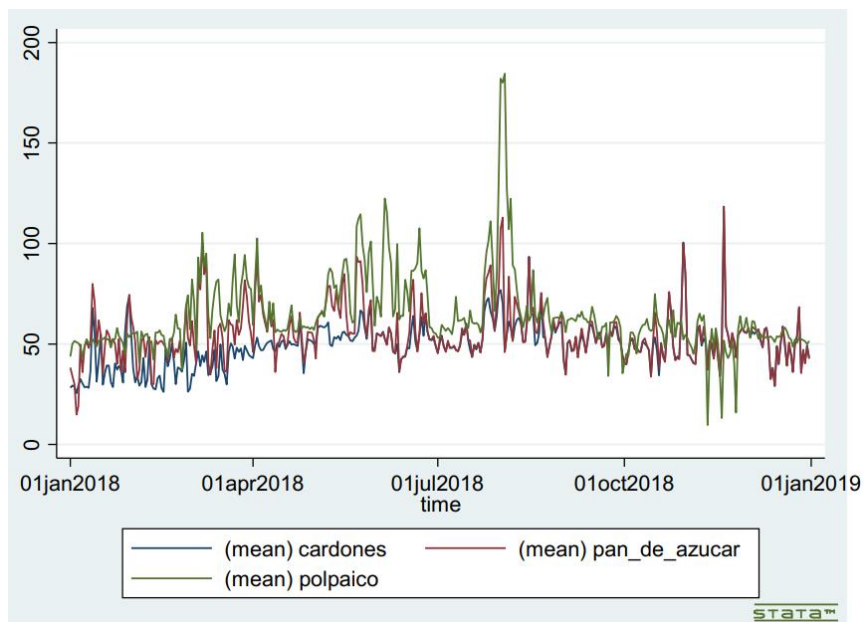


Gráfico 5.8: Serie de Tiempo Cardones – Pan de Azúcar – Polpaico 2018

*Fuente: Elaboración propia*

El último gráfico indica que evidentemente los costos marginales diarios promedios de Polpaico se encuentran bastante desacoplados a lo largo del año, lo cual se puede apreciar claramente en el primer semestre. Asimismo, a mediados de junio y agosto, los costos marginales de Polpaico llegaron a diferenciarse de las demás barras en valores máximos que sobrepasaron los 100 y 150 USD USD/MWh respectivamente. Además, con respecto a las otras dos barras, estas se encuentran reiteradamente desacopladas, situación que se reduce a mediados del tercer trimestre del año.

### 5.1.3. Serie de tiempo 2019

La serie de tiempo del año 2019 graficada en Stata, contempla en su eje horizontal un promedio diario de los costos marginales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año mencionado. Cabe mencionar que en mayo de dicho año se puso en servicio el tercer y último tramo de la nueva línea Cardones-Polpaico, culminando así la construcción de esta.

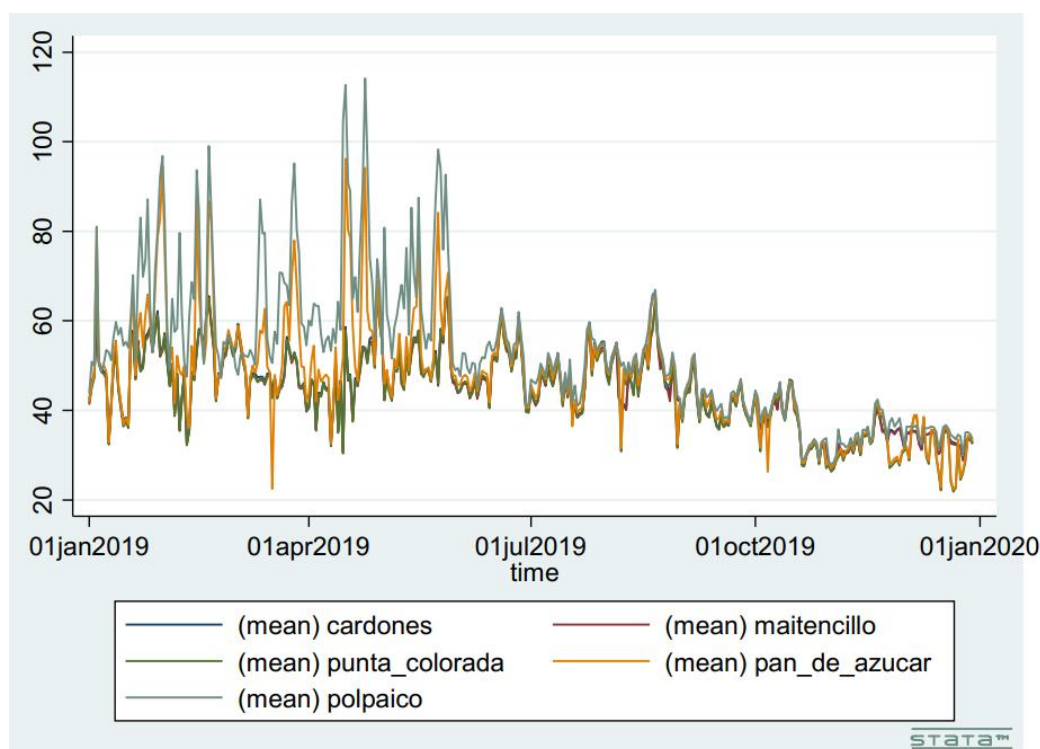


Gráfico 5.9: Serie de Tiempo 2019

*Fuente: Elaboración propia*

El gráfico del año 2019 refleja a grandes rasgos el efecto de la puesta en marcha del tercer y último tramo de la nueva línea de transmisión Cardones – Polpaico, pues este evento aconteció a finales de mayo de 2019, y, tal como se puede apreciar en el gráfico los desacoples de todas las barras se redujeron sustancialmente en el mes de junio, inclusive la de Polpaico. Sin embargo, a finales de año la barra Pan de Azúcar se encuentra notoriamente bastante desacoplada de las demás. Ahora, para poder distinguir a grandes rasgos el comportamiento de los costos marginales y reducción de desacoples tras la puesta en servicio de la línea, se han elaborado 3 gráficos más de la misma serie de tiempo.

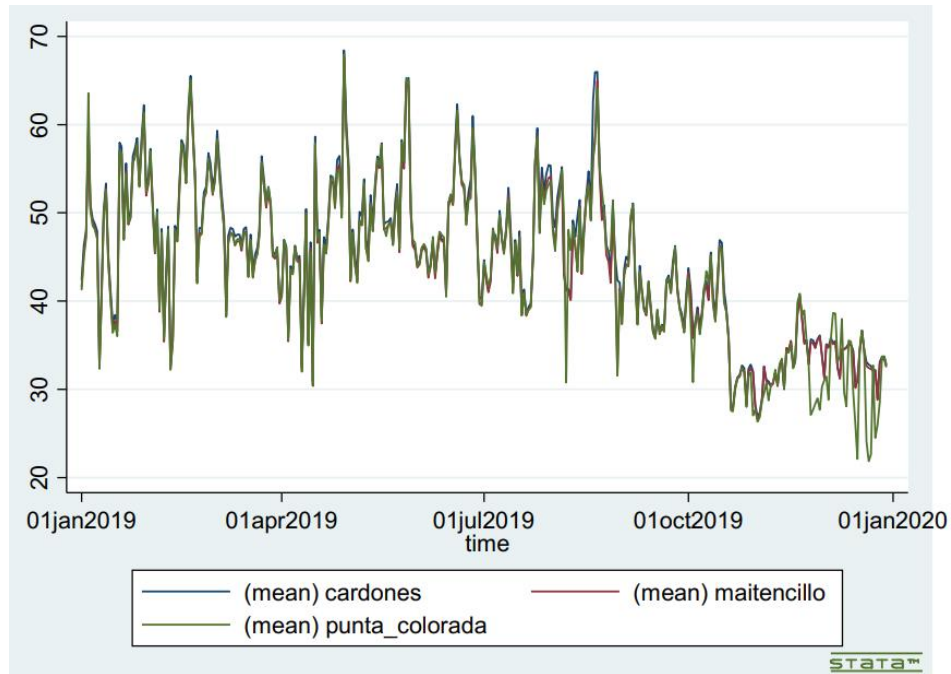


Gráfico 5.10: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo – Punta Colorada 2019

*Fuente: Elaboración propia*

El nuevo gráfico refleja claramente que los costos marginales diarios promedios de las tres barras de transferencia están acoplados la mayoría del año indicando que estas forman parte del mismo subsistema. Cabe mencionar que ocurrieron los mínimos desacoples en la barra Punta Colorada.

A continuación, se elaborará otro gráfico de la misma serie de tiempo para poder observar el comportamiento de los costos marginales de las barras de Maitencillo, Punta Colorada y Pan de Azúcar tras la puesta en marcha de la línea Cardones Polpaico.

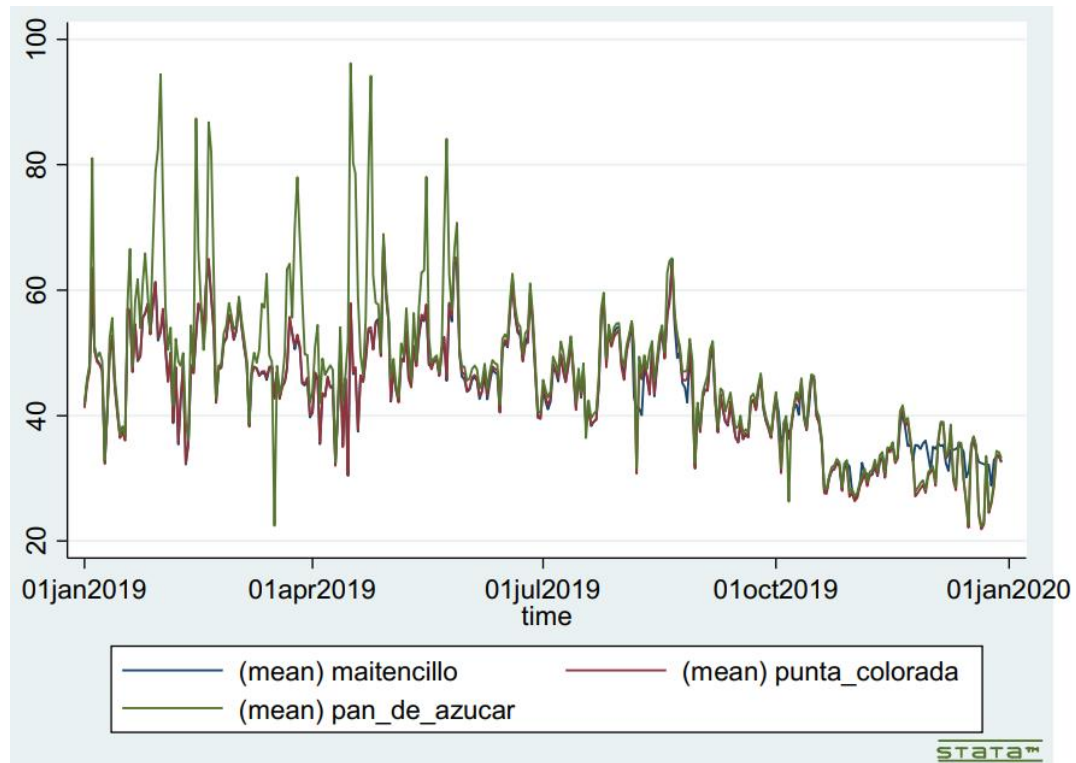


Gráfico 5.11: Serie de Tiempo Maitencillo – Punta Colorada – Pan de Azúcar 2019

*Fuente: Elaboración propia*

El gráfico indica que los costos marginales diarios promedios de Pan de Azúcar se desacoplaron considerablemente de Punta Colorada y Maitencillo en reiteradas ocasiones hasta el mes de mayo, sin embargo, tras la puesta en marcha del tercer y último tramo de la nueva línea de transmisión Cardones – Polpaico en mayo de 2019, a partir del mes de junio los costos marginales de las tres barras se acoplaron notablemente, aunque no en su totalidad, pues en el mes de agosto y septiembre hubo ciertos pequeños desacoples entre las tres barras. Asimismo, en el mes de diciembre los costos marginales promedio diarios de Maitencillo se desacoplaron un poco del resto.

Ahora, para continuar con el análisis se elaborará un último gráfico de la misma serie de tiempo, sin embargo, este nuevo gráfico mostrará el comportamiento de los costos marginales promedio tres últimas barras de transferencia en estudio, es decir, Punta Colorada, Pan de Azúcar y Polpaico respectivamente.

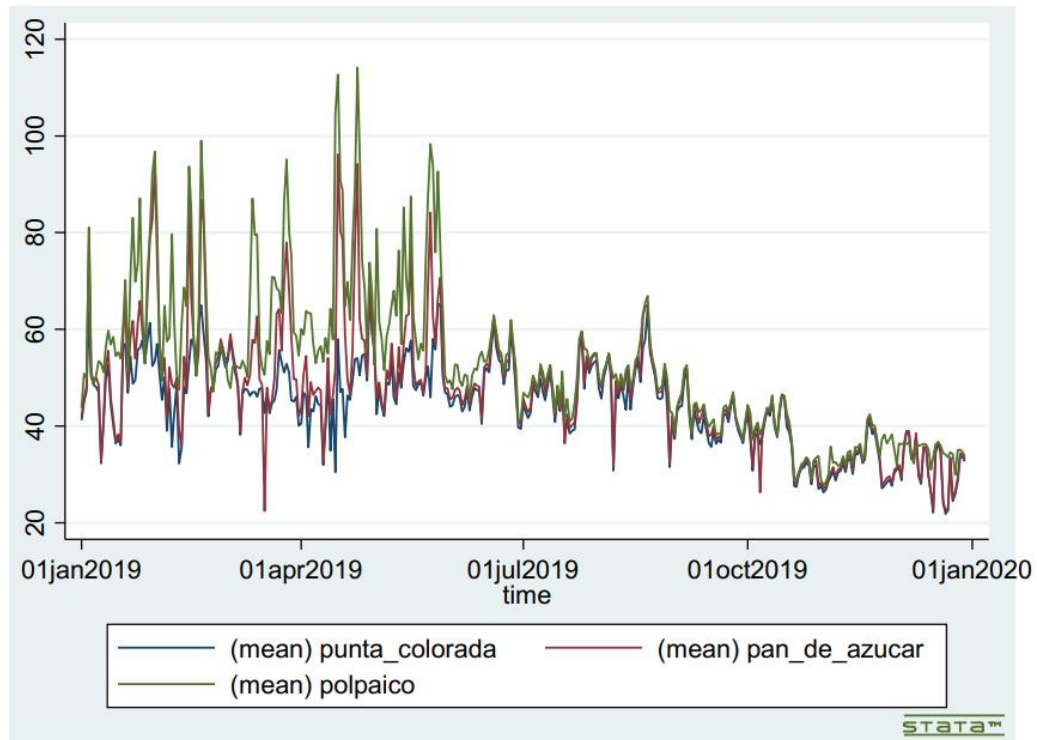


Gráfico 5.12: Serie de Tiempo Punta Colorada – Pan de Azúcar – Polpaico 2019

*Fuente: Elaboración propia*

El último gráfico indica que en el primer semestre los costos marginales diarios promedio de las tres barras de transferencia se encuentran bastante desacoplados, especialmente los de Polpaico, los cuales llegaron a diferenciarse de las demás barras en valores máximos que alcanzaron y superaron los 100 USD USD/MWh respectivamente. No obstante, tras la puesta en marcha del tercer y último tramo de la nueva línea de transmisión Cardones – Polpaico en mayo de 2019, a partir del mes de junio los costos marginales de las tres barras se acoplaron, aunque no de manera tan notoria como en las primeras cuatro barras comparadas en los dos gráficos anteriores, pues los costos marginales promedio diarios de la barra de Pan de Azúcar se desacoplaron en ciertas ocasiones durante el segundo semestre del año, especialmente durante el mes de diciembre, cuya diferencia del resto de las barras llegó hasta 40 USD USD/MWh como máximo aproximadamente.

#### 5.1.4. Serie de tiempo 2020

La serie de tiempo del año 2020 graficada en Stata, contempla en su eje horizontal un promedio diario de los costos marginales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre.

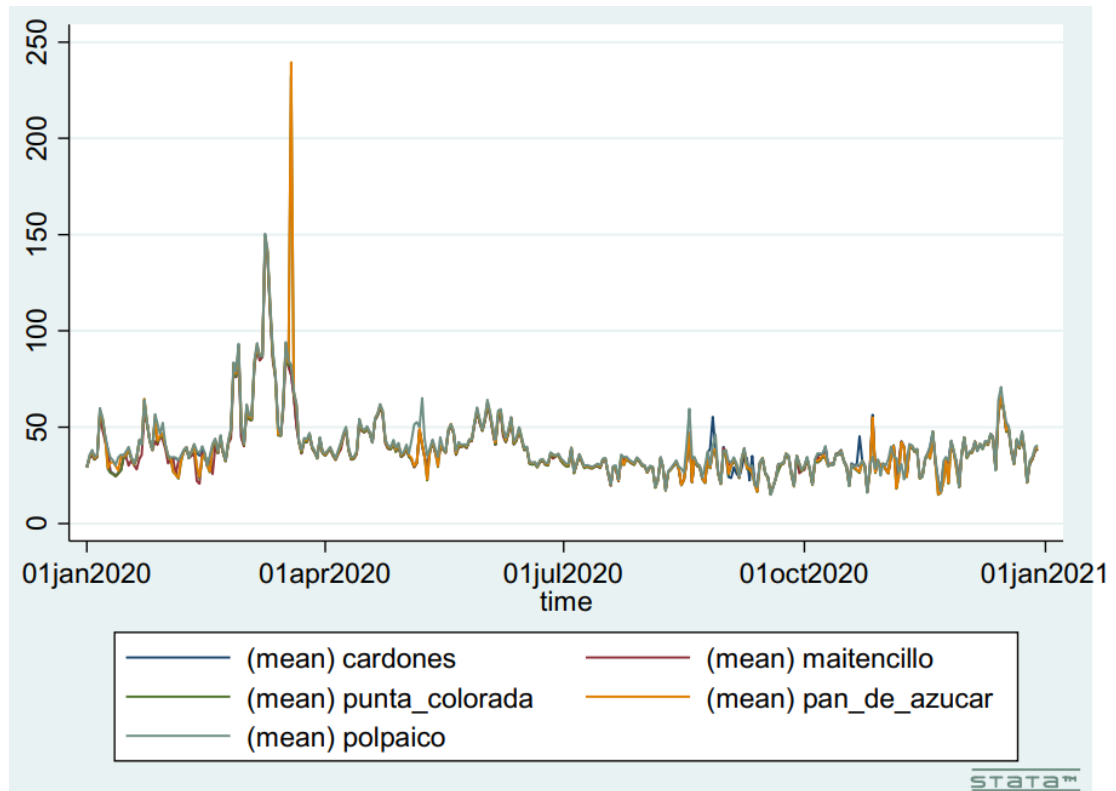


Gráfico 5.13: Serie de Tiempo 2020

*Fuente: Elaboración propia*

El gráfico del año 2020 demuestra evidentemente el acople de los costos marginales promedios diarios de las cinco barras de transferencia, siendo la única barra desacoplada en ciertas ocasiones del año Pan de Azúcar. Esto significa que la puesta en servicio de la nueva línea de transmisión Cardones – Polpaico en el año anterior dio resultados en el mercado de corto plazo. A continuación, para demostrar con más detalle cuan acoplados están los costos marginales tras la puesta en servicio de la línea, se han elaborado dos gráficos más de la misma serie de tiempo.



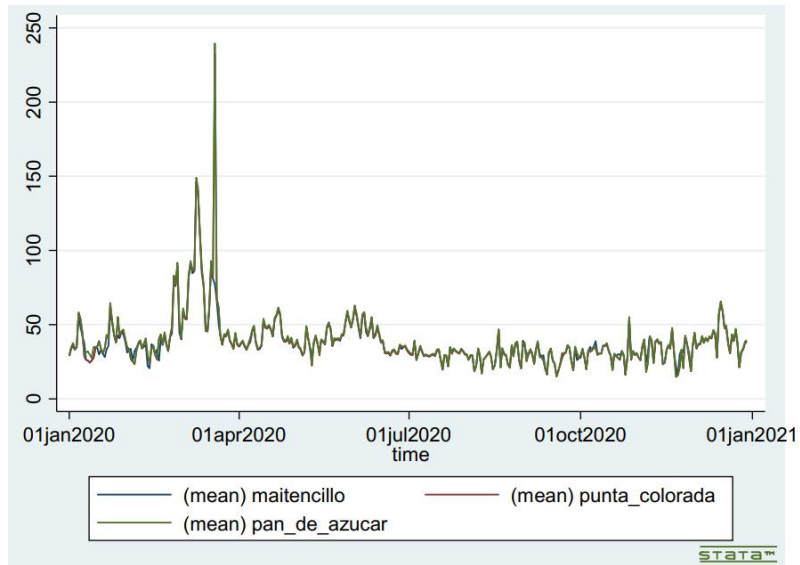


Gráfico 5.14: Serie de Tiempo Cardones – Maitencillo – Punta Colorada 2020

*Fuente: Elaboración propia*

El gráfico evidencia el acople de los costos marginales promedios diarios de las tres primeras barras de transferencia durante todo el año 2020.

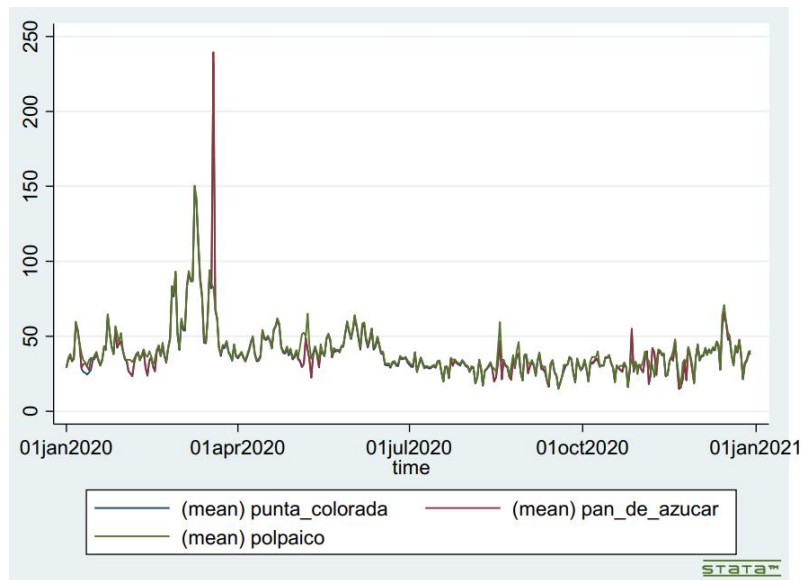


Gráfico 5.15: Serie de Tiempo Punta Colorada – Pan de Azúcar – Polpaico 2020

*Fuente: Elaboración propia*

El último gráfico corrobora que los costos marginales diarios promedios de la barra Pan de Azúcar fueron los únicos desacoplados en ciertas ocasiones del año 2020, alcanzando un máximo que supera los 100 USD USD/MWh a mediados del mes de marzo.

### 5.1.5. Serie de tiempo 2021

La serie de tiempo del año 2021 graficada en Stata, contempla en su eje horizontal un promedio diario de los costos marginales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre.

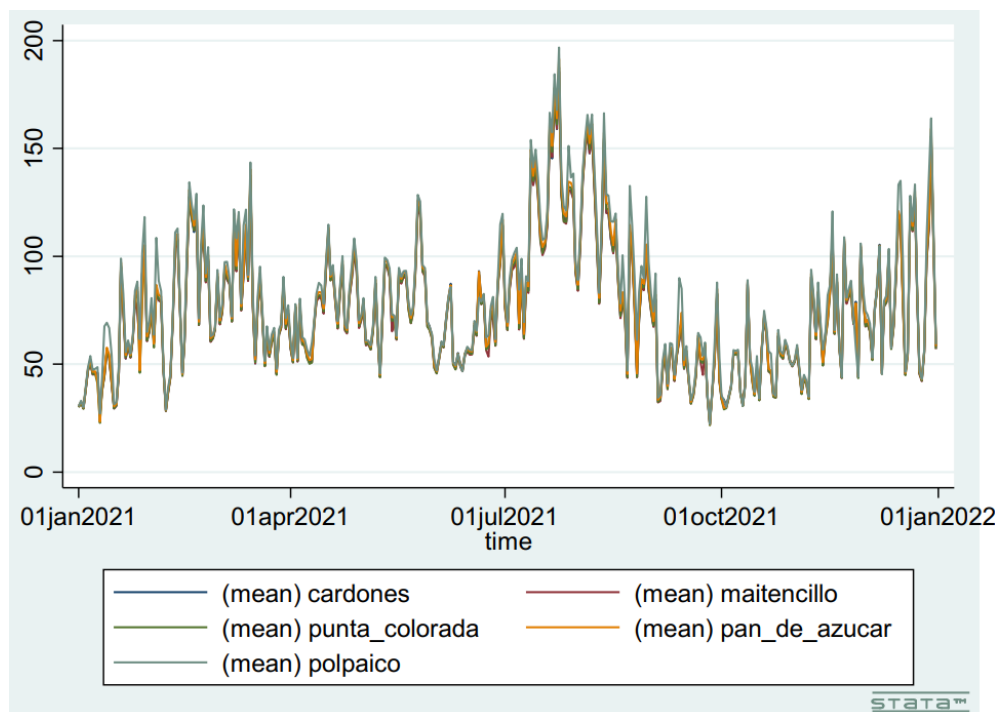


Gráfico 5.16: Serie de Tiempo 2021

*Fuente: Elaboración propia*

El gráfico del año 2021 refleja al igual que en el año anterior el acople de los costos marginales promedios diarios de las cinco barras de transferencia, siendo la única barra desacoplada en varias ocasiones Pan de Azúcar.

### 5.1.6. Serie de tiempo 2022

La serie de tiempo del año 2022 graficada en Stata, contempla en su eje horizontal un promedio diario de los costos marginales reales entre el 1 de enero y el 31 de octubre del presente año, puesto que durante la realización de esta investigación el año 2022 aún no ha culminado.

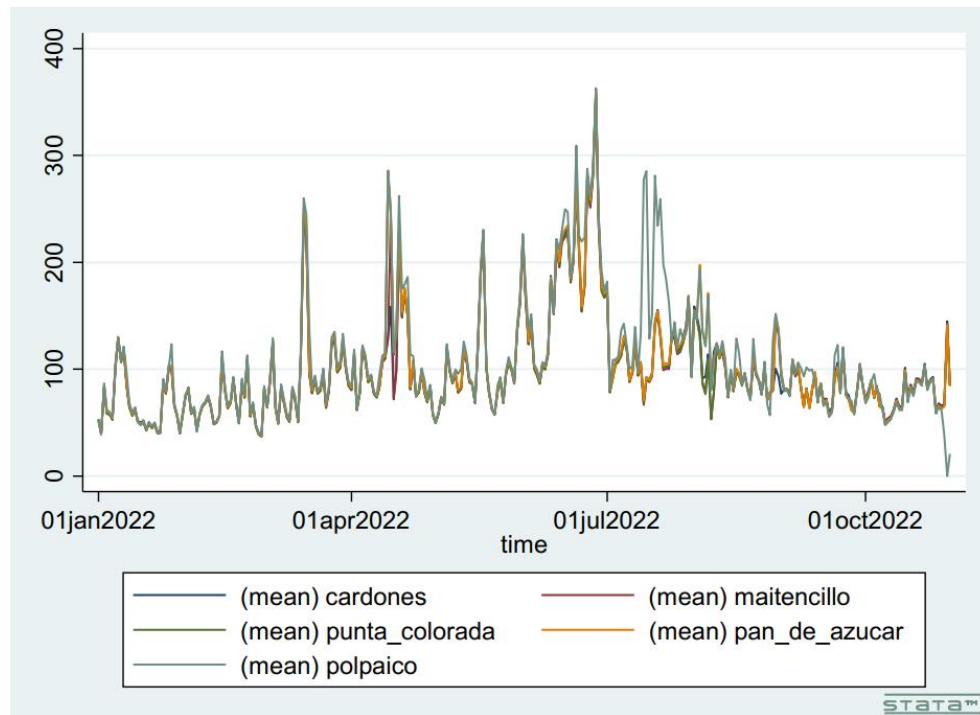


Gráfico 5.17: Serie de Tiempo 2022

*Fuente: Elaboración propia*

El gráfico del año 2022 demuestra el acople de los costos marginales promedios diarios de las cinco barras de transferencia. Sin embargo, existen dos excepciones, en primer lugar, se trata de la barra Pan de Azúcar, cuyos costos marginales se desacoplaron en los meses de abril, junio, julio, septiembre y diciembre. En segundo lugar, los costos marginales de la barra Maitencillo se desacoplaron en ciertas ocasiones en el mes de abril.

### 5.1.7. Comparación con zona sur

De acuerdo a las series de tiempo realizadas con anterioridad, se pudo observar el acoplamiento de los costos marginales promedio diarios de las cinco barras de transferencia en estudio a partir del segundo semestre de 2019, razón por la cual se ha decidido realizar tres gráficos series de tiempo adicionales que comparen no solamente las barras de transferencia seleccionadas para este estudio, sino que también se comparen dos barras de transferencia adicionales representativas de la zona sur del país. Estas nuevas barras incorporadas al estudio son Charrúa ubicada en la región del Bío Bío y Puerto Montt ubicada en la región de los Lagos.

En primer lugar, se realizará un gráfico de serie de tiempo del año 2020.

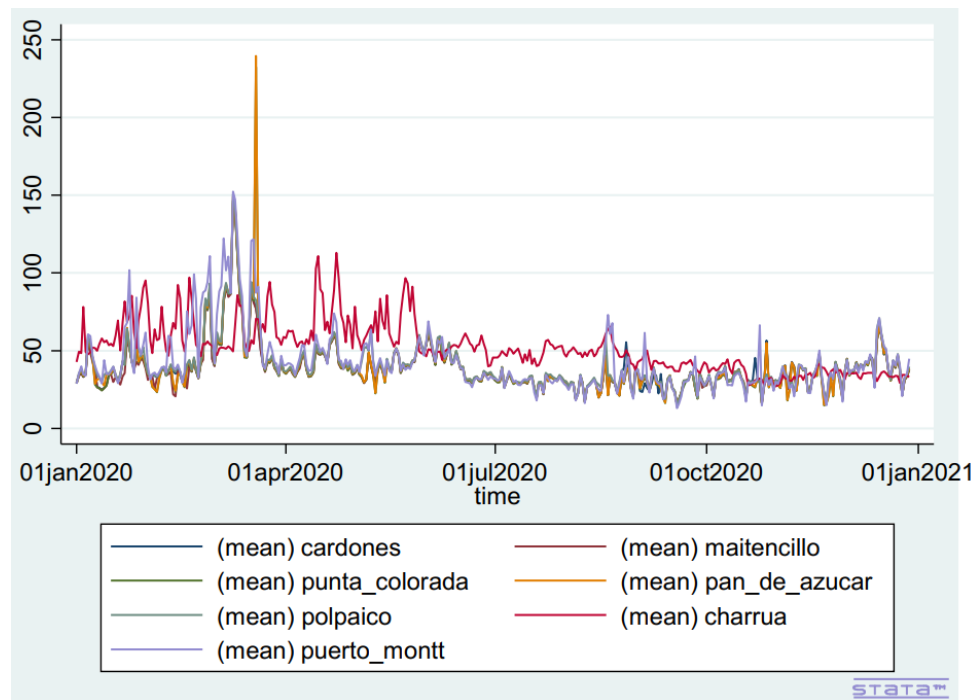


Gráfico 5.18: Nueva Serie de tiempo 2020

*Fuente: Elaboración propia*

De acuerdo al nuevo gráfico de serie de tiempo que incorpora las barras Charrúa y Puerto Montt, Pan de Azúcar ya no es la única barra en estudio desacoplada durante el año 2020, sino que también los costos marginales promedios diarios de Charrúa también están desacoplados a lo largo del año, diferenciándose esta última cerca de 50 USD/MWh del resto de las barras durante el primer semestre.

En segundo lugar, se presentará un gráfico de serie de tiempo del año 2021.

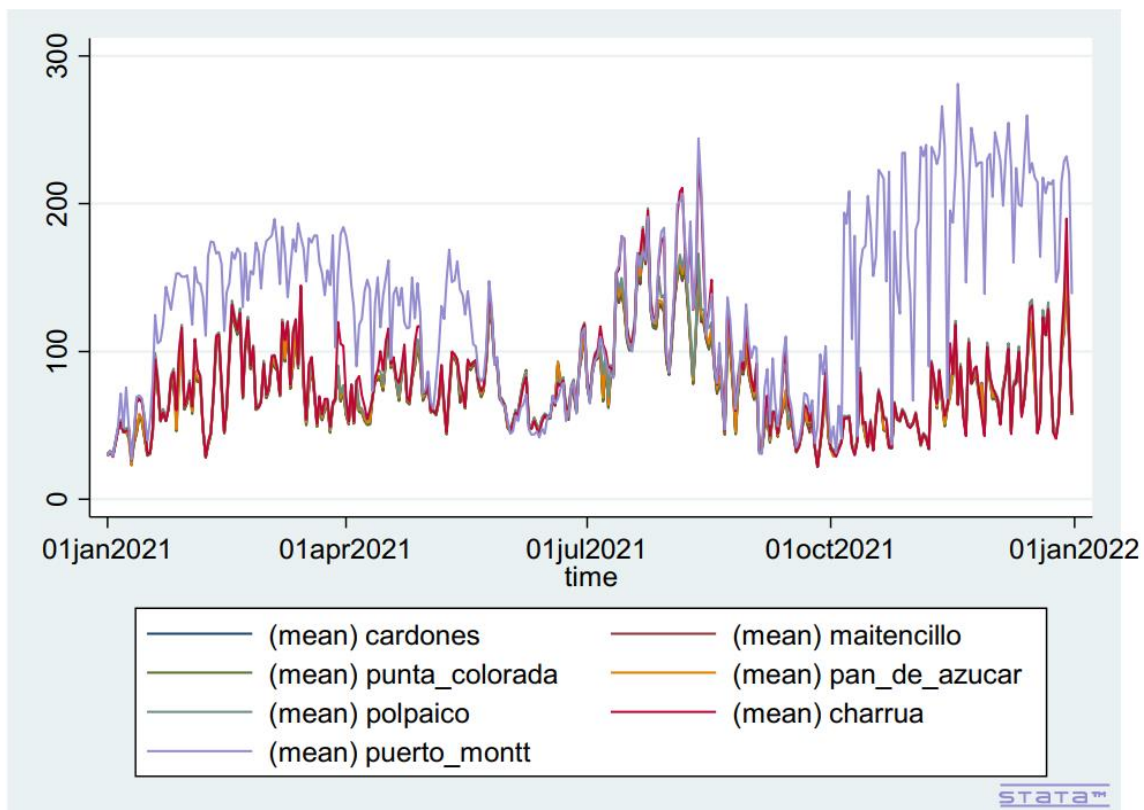


Gráfico 5.19: Nueva Serie de Tiempo 2021

*Fuentes: Elaboración propia*

De acuerdo al nuevo gráfico de serie de tiempo de 2021 que incorpora las barras Charrúa y Puerto Montt, los costos marginales promedios diarios de Puerto Montt están desacoplados a lo largo del primer semestre y último trimestre de año respectivamente, diferenciándose de las demás barras hasta en 100 USD/MWh aproximadamente en el primer semestre, y, hasta un máximo aproximado de 180 USD/MWh en el último trimestre del año.

Finalmente, se presentará un gráfico de serie de tiempo del año 2022 hasta el mes de octubre del respectivo año

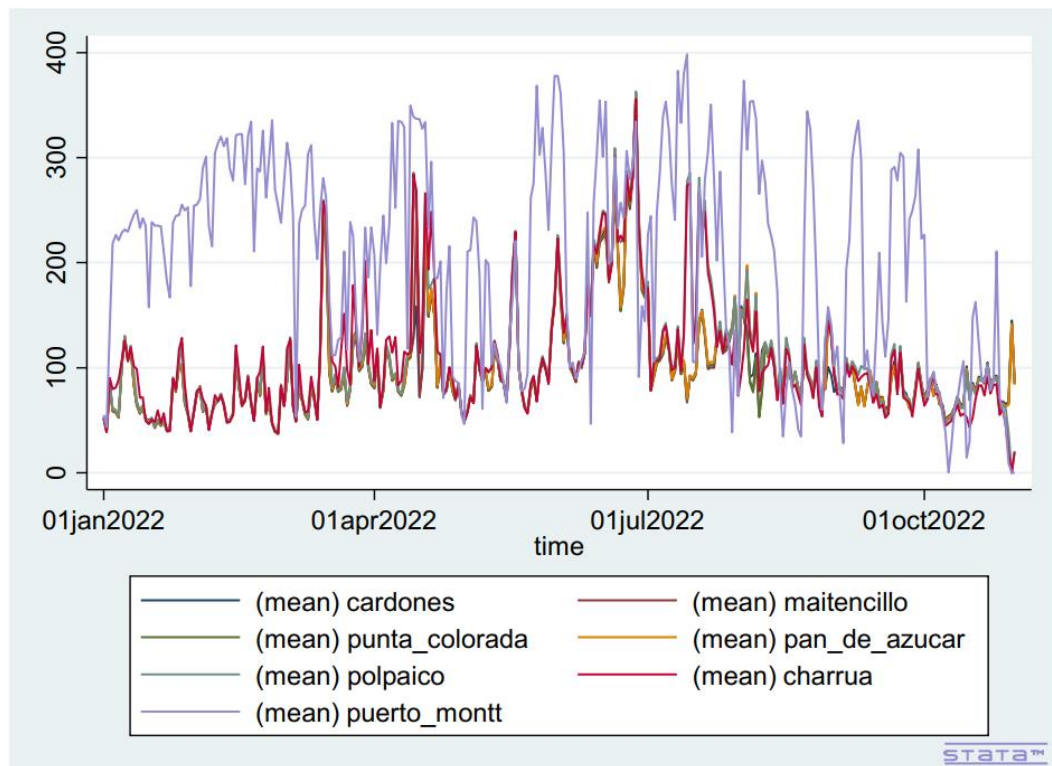


Gráfico 5.20: Nueva Serie de Tiempo 2022

*Fuente: Elaboración propia*

De acuerdo al último gráfico de serie de tiempo, en el año 2022 la única barra principalmente desacoplada del resto es Puerto Montt, en donde se diferencia radicalmente de las demás barras de transferencia presentadas. A lo largo del año se pueden observar frecuentes desacoples de dicha barra, en donde las diferencias superan los 100 USD/MWh e incluso hasta sobre los 300 USD/MWh.

## 5.2. Análisis media mensual de Costos Marginales 2017-2022

Con la finalidad complementar el anterior análisis gráfico de las series de tiempo de cada año, se realizó además una comparación anual de la media mensual de los costos marginales en USD/MWh de cada una de las barras de transferencia en estudio. Si bien este procesamiento de datos se realizó a través de tablas de media en el software Stata, la presentación de los resultados será a partir de cinco gráficos que resumen toda la pertinente información cuantitativa procesada.

Al realizar una comparación gráfica, es posible observar el comportamiento del promedio de los costos marginales desde el año 2017 hasta el mes de octubre del año 2022.

En primer lugar, el primer gráfico presentado es el del año 2017 (Ver Gráfico 5.21), cuyos resultados indican que, la media mensual de los costos marginales de las barras de transferencia ubicadas en la región de Atacama, Cardones y Maitencillo, se encuentran acoplados a lo largo del año, solamente sobrepasando los 40 USD/MWh en marzo. Sin embargo, la media mensual de las siguientes tres barras de transferencia, Punta Colorada, Pan de Azúcar y Polpaico, demuestra que los costos marginales se encuentran desacoplados entre el norte de la región de Coquimbo hasta el norte de la región Metropolitana, siendo principalmente la barra Polpaico la subestación con costos marginales más elevados a lo largo del año.

En segundo lugar, de acuerdo a los resultados graficados del año 2018 (Ver Gráfico 5.22), la media mensual de las barras de transferencia Cardones, Maitencillo y Punta Colorada, indica que los costos marginales de las tres barras de transferencia mencionadas se encuentran acoplados a partir del mes de mayo, situación que responde claramente a la puesta en servicio del segundo tramo de la nueva línea de transmisión Cardones-Polpaico, acontecido en el mes de abril de 2018. Por otra parte, la media mensual de Pan de Azúcar y Polpaico, apunta a que los costos marginales de las dos barras de transferencia se encuentran desacoplados, más notoriamente en Polpaico.

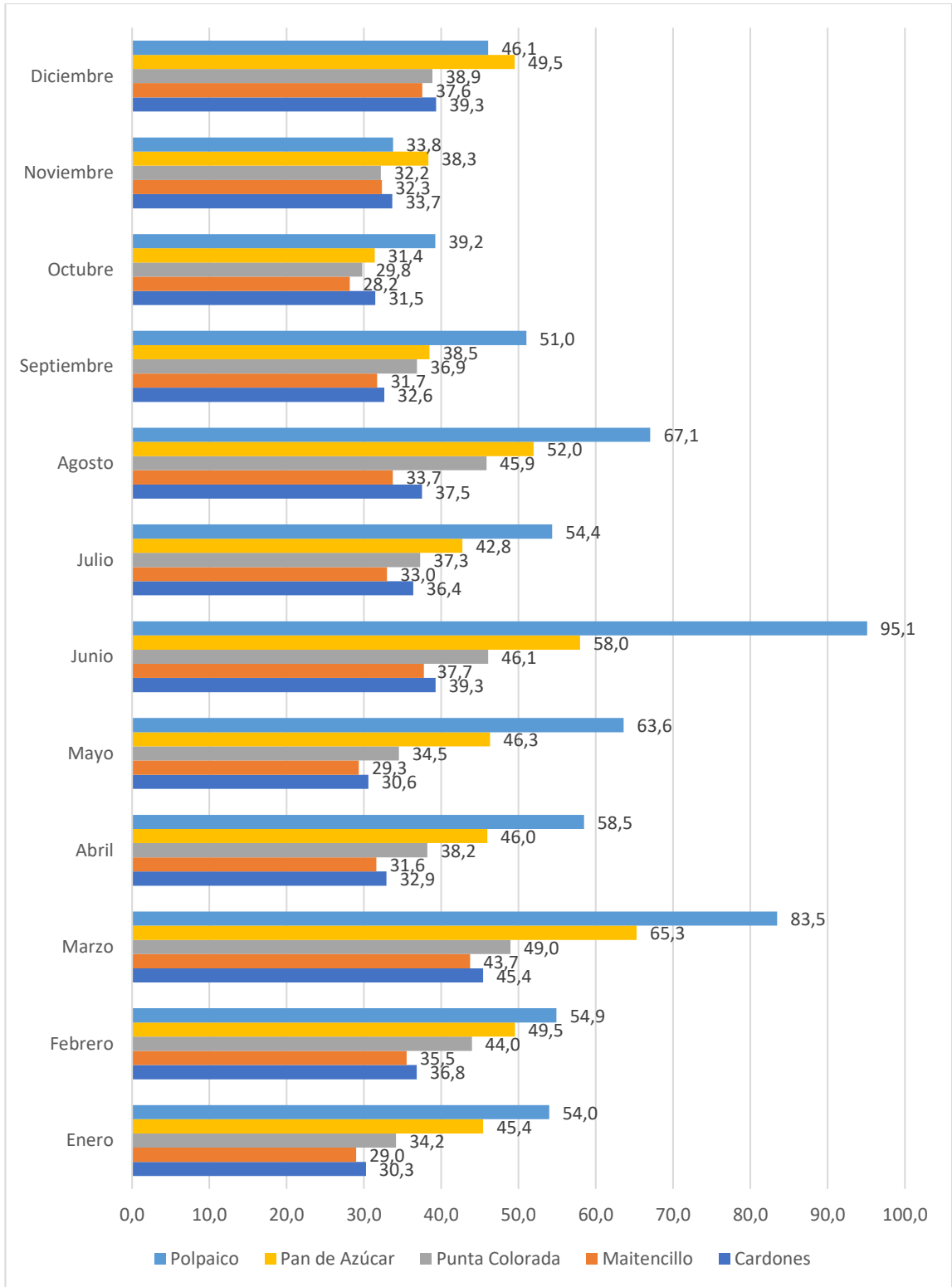


Gráfico 5.21: Media mensual Costos Marginales en USD año 2017

Fuente: Elaboración propia



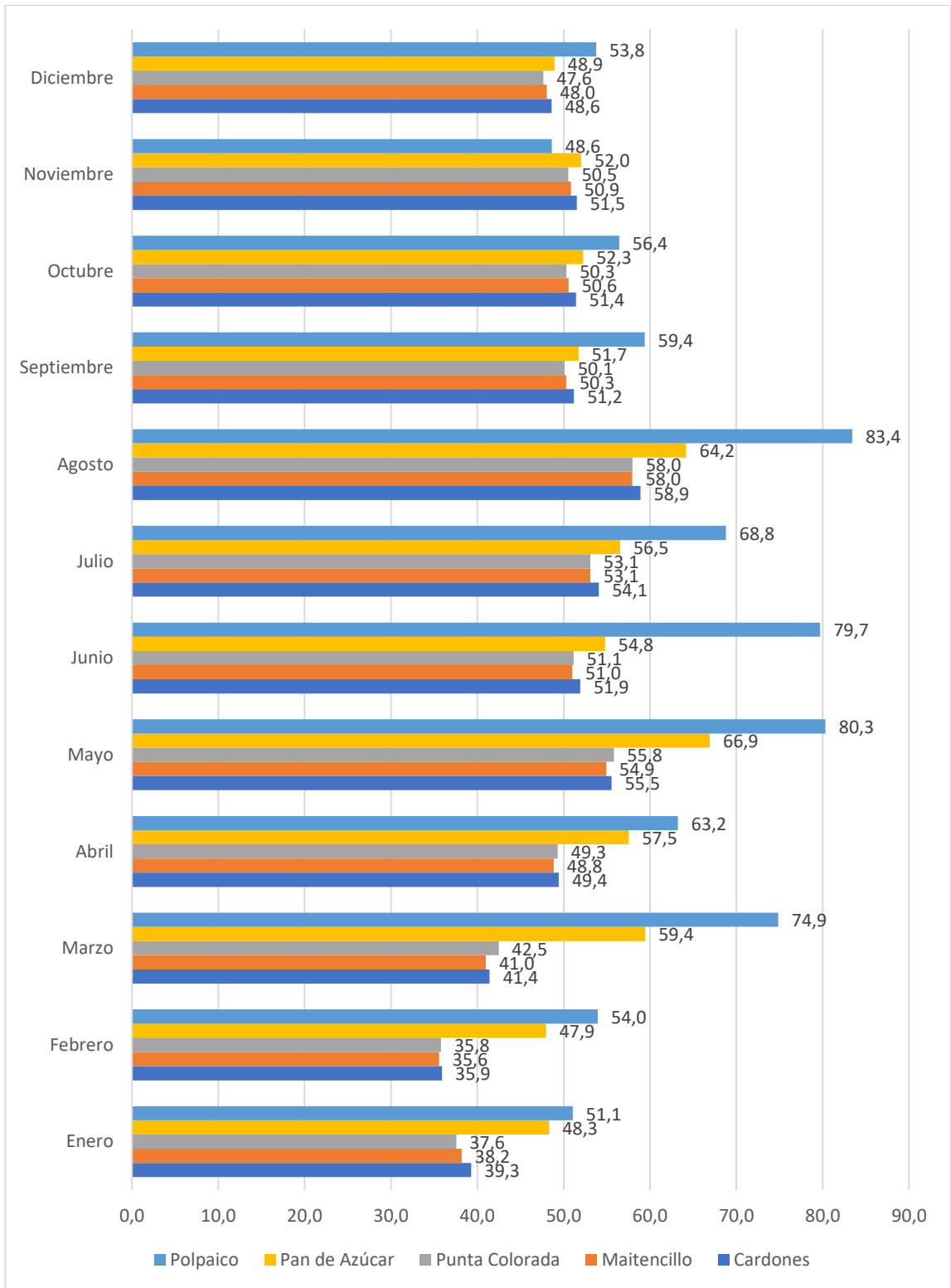


Gráfico 5.22: Media mensual Costos Marginales en USD año 2018

Fuente: Elaboración propia

Ahora, de acuerdo a los resultados graficados del año 2019 (Ver Gráfico 5.23), la media mensual de las barras de transferencia Cardones, Maitencillo, Punta Colorada y Pan de Azúcar, demuestra que los costos marginales de las cuatro barras de transferencia mencionadas se encuentran acoplados a partir de junio, situación que responde claramente a la puesta en servicio del último tramo construido de la nueva línea de transmisión Cardones-Polpaico, acontecido en el mes de mayo de 2019. Con respecto a la media mensual de Polpaico, sus costos marginales también se acoplaron, pero con una cierta leve diferencia que el resto.

Por otra parte, de acuerdo a los resultados graficados del año 2020 (Ver Gráfico 5.24), la media mensual de todas las cinco barras de transferencia, Cardones, Maitencillo y Punta Colorada, Pan de Azúcar y Polpaico, refleja que los costos marginales todas las barras mencionadas se acoplaron notoriamente a partir del mes de abril, no obstante, posterior a esta situación, en los meses de mayo y agosto únicamente la media mensual de Polpaico se distanció levemente del resto de las barras.

Luego, conforme a los resultados graficados del año 2021 (Ver Gráfico 5.25), la media mensual de las cinco barras de transferencia, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar y Polpaico, refleja claramente que los costos marginales de todas las barras de transferencia en estudio se encuentran acoplados durante todo el año, situación que se puede observar en el gráfico de serie de tiempo presentado del año 2021.

Por último, de acuerdo a los resultados graficados del año 2022 (Ver Gráfico 5.26), la media mensual de las cinco barras de transferencia, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar y Polpaico, refleja claramente que los costos marginales de todas las barras de transferencia en estudio se encuentran acoplados hasta el mes de octubre, exceptuando el mes de julio en donde se desacopló la media mensual de la barra Polpaico.

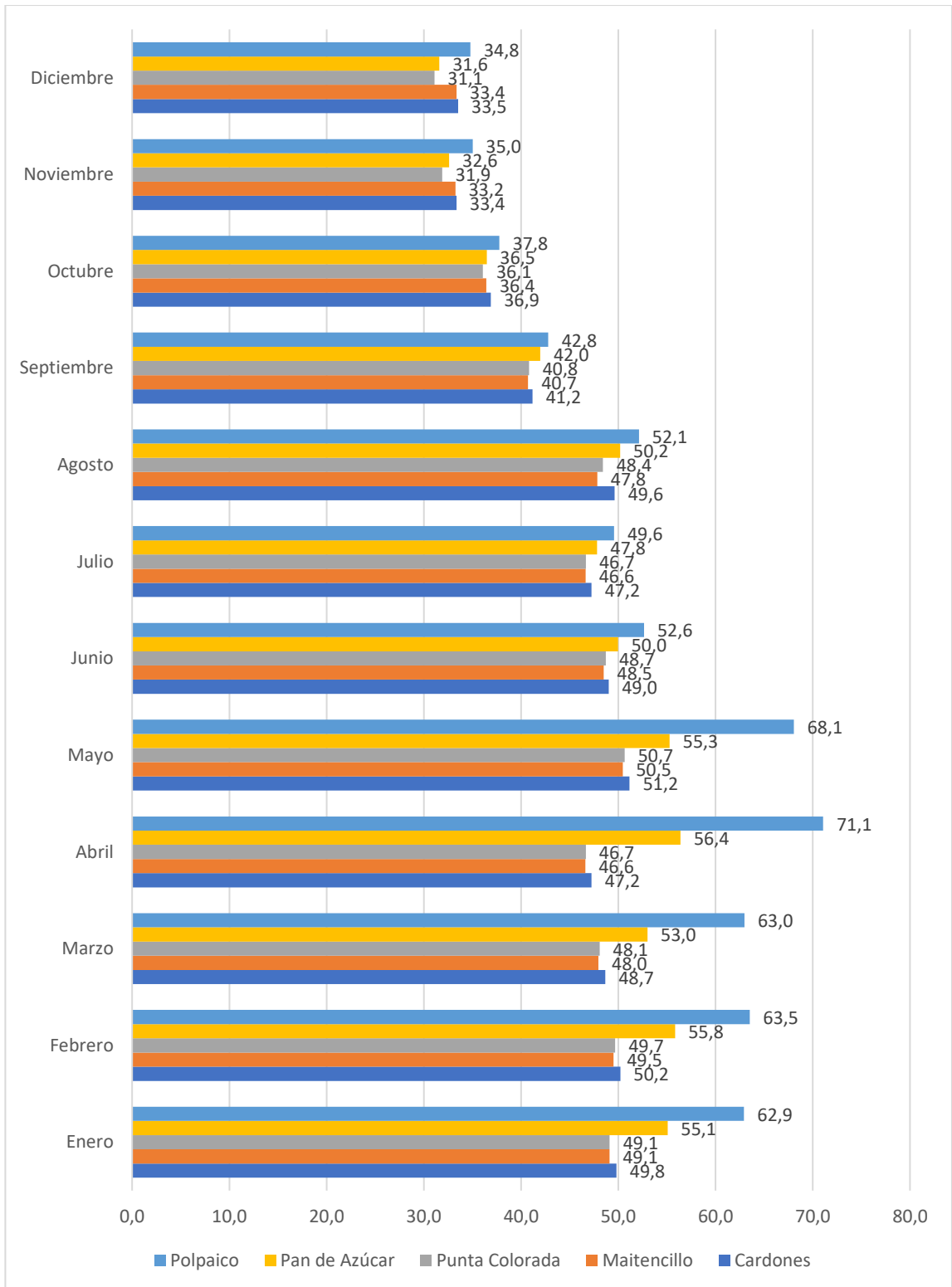


Gráfico 5.23: Media mensual Costos Marginales en USD año 2019

Fuente: Elaboración propia

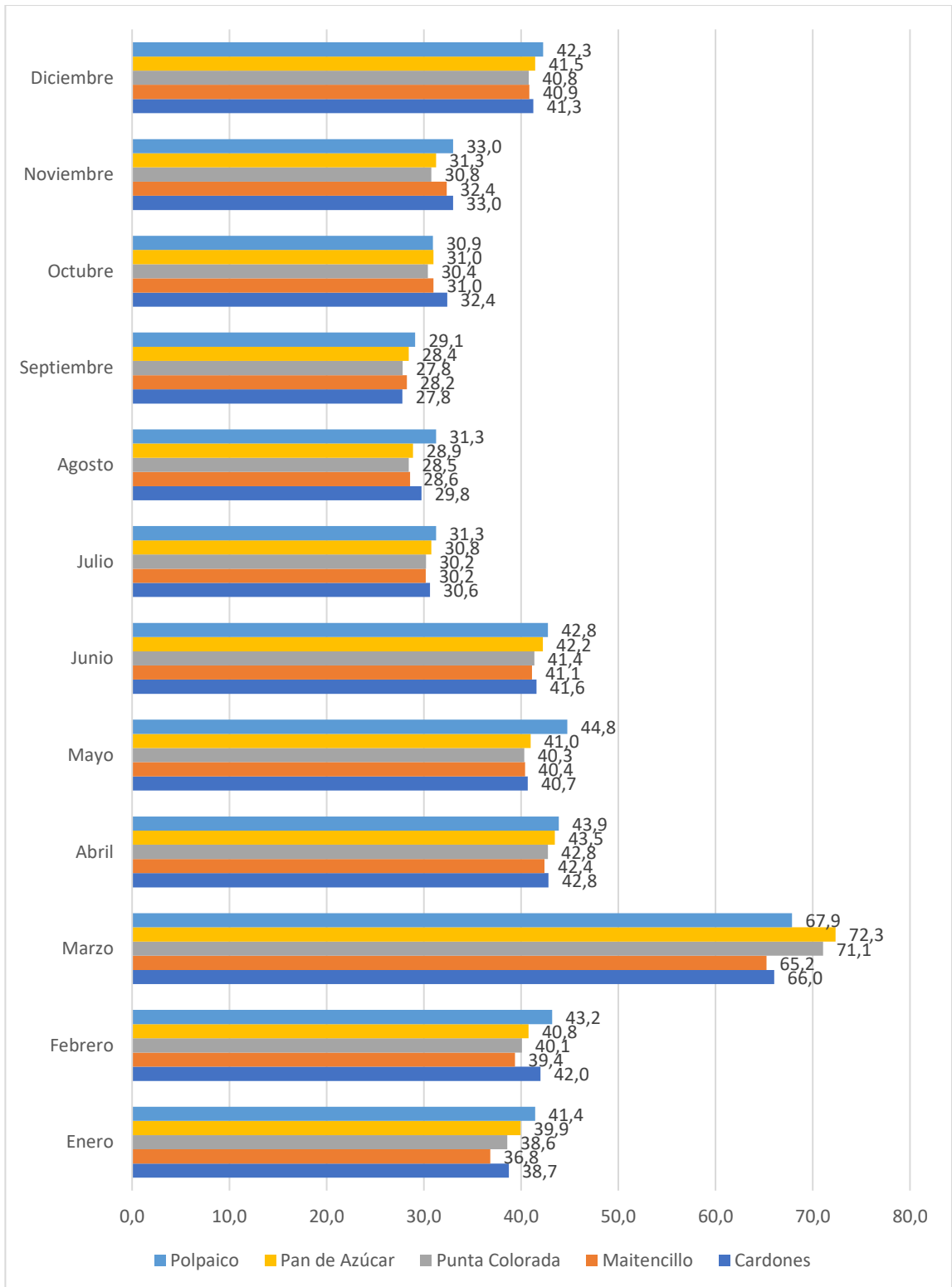


Gráfico 5.24: Media mensual Costos Marginales en USD año 2020

Fuente: Elaboración propia

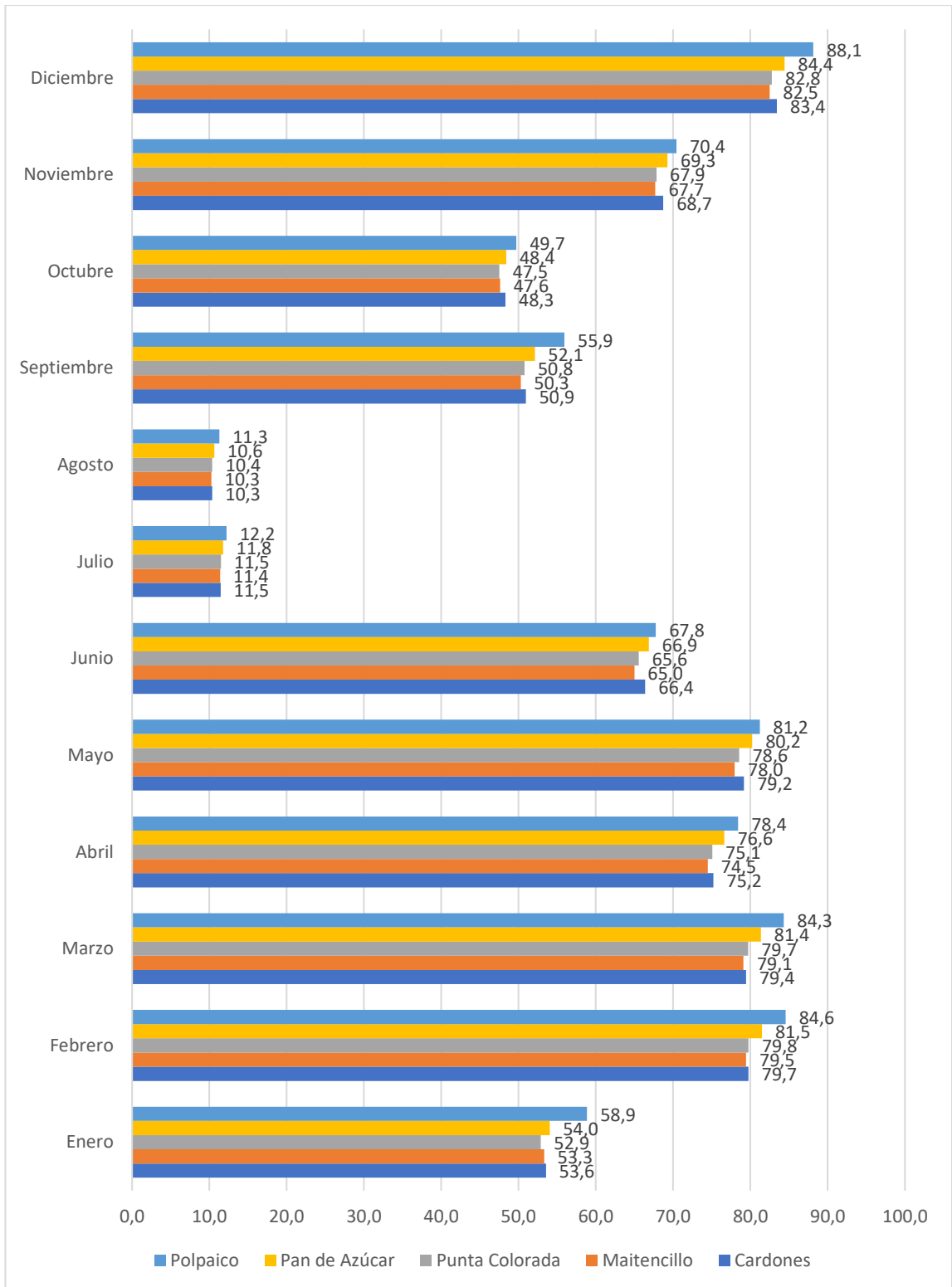


Gráfico 5.25: Media mensual Costos Marginales en USD año 2021

Fuente: Elaboración propia

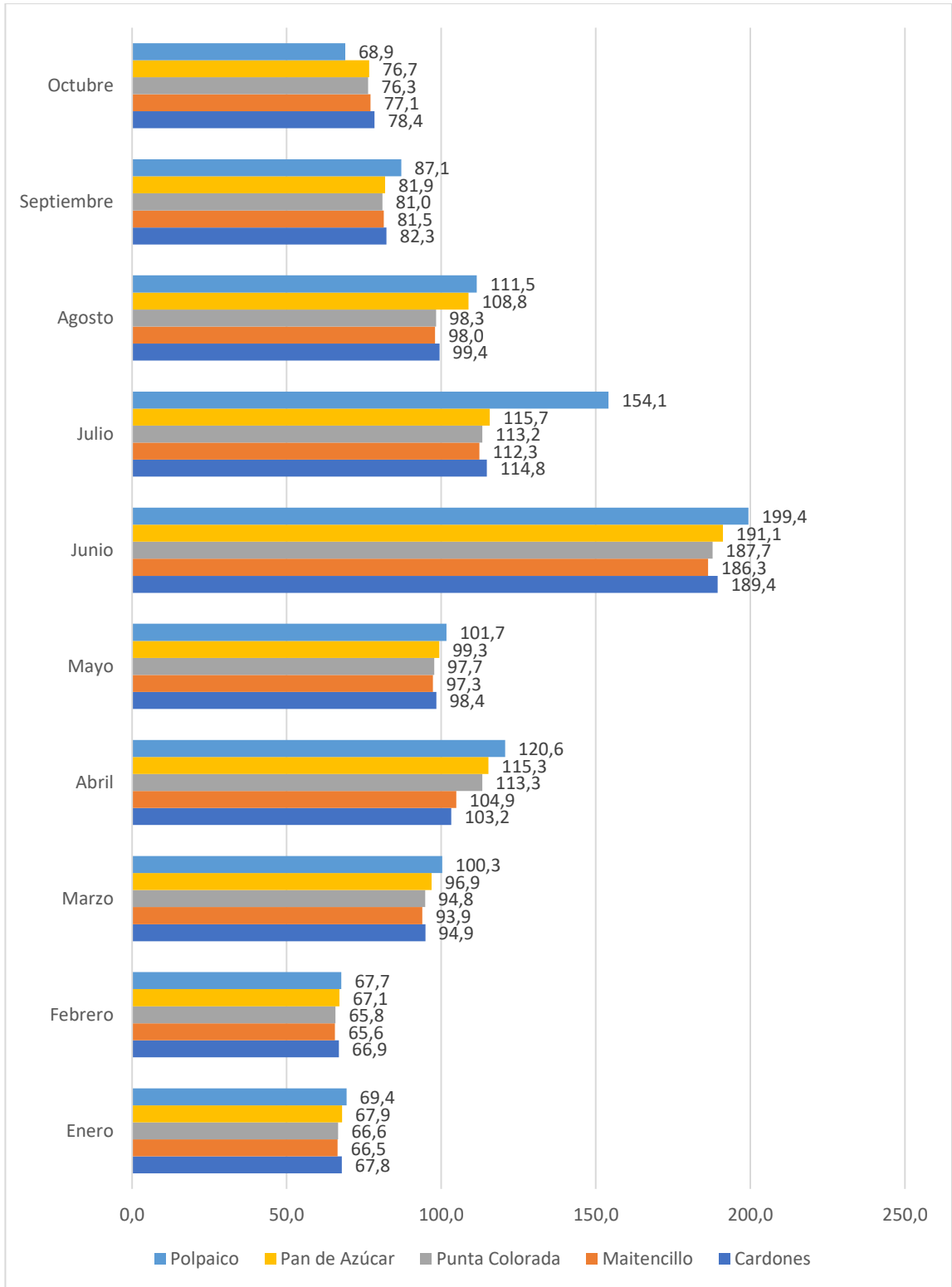


Gráfico 5.26: Media mensual Costos Marginales en USD año 2022

Fuente: Elaboración propia

### 5.3. Análisis frecuencia de vertimientos 2017-2022

El siguiente aspecto a considerar en el análisis, es una comparación anual y mensual de la cantidad de horas en que los costos marginales de cada una de las barras de transferencia del norte chico llegaron a un valor mínimo de 0 USD, lo cual indica la cantidad de veces en que se generó vertimiento de energía. La comparación fue efectuada mediante tablas de frecuencia en el software Stata, siendo la primera tabla un resumen comparativo de cada año entre el 2017 y el mes de octubre del presente año (Ver Tabla 5.1).

Tabla 5.1: Frecuencia horas de vertimiento anuales Barras de Transferencia

<b>Barra</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022*</b>
<i>Cardones</i>	2.563	618	123	240	347	1.331
<i>Maitencillo</i>	2.559	618	128	280	352	1.213
<i>Punta Colorada</i>	1.924	633	220	336	367	1.286
<i>Pan de Azúcar</i>	1.153	344	218	320	367	1.242

*Fuente: Elaboración propia*

En primer lugar, de acuerdo a los resultados obtenidos de la primera tabla comparativa anual, en el año 2017 la cantidad de vertimientos en las dos primeras barras de transferencia ubicadas en la región de Atacama estuvieron dentro de un rango similar, lo cual corrobora el subsistema de costos marginales observado en los gráficos de serie de tiempo del año 2017, es decir, no solamente los costos marginales de ambas barras se encontraron acoplados en dicho año, sino que también, tuvieron casi la misma cantidad de vertimientos al mismo tiempo. Por otra parte, con respecto a la cantidad de vertimientos generados en la barra Punta Colorada y Pan de Azúcar, en ambos casos si bien la cantidad fue inferior a las dos primeras barras ubicadas al norte, los valores de frecuencia fueron distintos entre sí, lo cual de igual manera corrobora la cierta cantidad de ocasiones en que los costos marginales de Punta Colorada de Pan de Azúcar se desacoplaron entre sí.

En segundo lugar, conforme a la misma tabla anual, en el año 2018 la cantidad de vertimientos se redujo considerablemente en las cuatro barras de transferencia del norte chico, siendo las dos primeras barras de transferencia las que tuvieron la misma frecuencia, lo cual refuerza la existencia del subsistema de costos marginales observado en los gráficos de serie de tiempo del año 2018. Asimismo, la frecuencia exactamente

igual en las dos barras refleja el acople observado en el gráfico de serie de Tiempo de 2018 que comparaba ambas barras de transferencia. Por otra parte, con respecto a la cantidad de vertimientos generados en la barra Punta Colorada y Pan de Azúcar, los valores de frecuencia fueron casi exactamente iguales, lo cual de igual manera corrobora el efecto de la puesta en servicio de los dos primeros tramos de la línea Cardones-Polpaico.

En tercer lugar, concorde a la misma tabla anual, en el año 2019 la cantidad de vertimientos notoriamente disminuyó en las cuatro barras de transferencia del norte chico, lo cual refleja el efecto de la totalidad de la puesta en servicio de la línea construida Cardones-Polpaico. Sin embargo, la frecuencia de las dos primeras barras ubicadas en la región de Atacama, Cardones y Maitencillo, si bien no fue exactamente igual, fue muy similar, lo cual apunta a la existencia de insignificantes cantidades de desacoples entre ambas. De igual manera, en relación a la cantidad de vertimientos generados en la barra Punta Colorada y Pan de Azúcar, los valores de frecuencia fueron casi exactamente iguales, lo cual de igual manera refuerza la idea del efecto de la puesta en servicio de los dos primeros tramos de la línea Cardones-Polpaico.

En cuarto lugar, en relación a la misma tabla anual, en el año 2020 la cantidad de vertimientos aumentó levemente en las cuatro barras de transferencia del norte chico en comparación al año anterior. Punta Colorada y Pan de Azúcar tuvieron una frecuencia superior a las barras de Cardones y Maitencillo. El aumento leve de vertimientos se puede explicar por el último gráfico de serie de tiempo 2020, en donde al adicionar dos barras de la zona centro sur, se pudo observar un desacople entre Charrúa y las demás barras, alcanzando una diferencia de hasta 50 USD/MWh en el primer semestre de 2020.

En quinto lugar, con respecto a la misma tabla anual, en el año 2021 la cantidad de vertimientos aumentó levemente en comparación a 2020 en las cuatro barras de transferencia del norte chico, las cuales tuvieron una frecuencia similar que ronda entre 347 y 367. Punta Colorada y Pan de Azúcar tuvieron una frecuencia igual de 367, superando a la frecuencia de las barras de Cardones y Maitencillo. Al igual que en el año anterior, el aumento leve de vertimientos se puede explicar por el último gráfico de serie de tiempo 2021, en donde al adicionar dos barras de la zona sur se pudo observar un desacople de los costos marginales entre Puerto Montt y las demás barras, diferenciándose



de estas en cifras que alcanzan 100 USD/MWh aproximadamente en el primer semestre, y, hasta un máximo aproximado de 180 USD/MWh en el último trimestre del año.

Finalmente, con respecto a la misma tabla anual, en el año 2022 la cantidad de vertimientos aumentó exponencialmente en las cuatro barras de transferencia del norte chico, superando al año anterior aproximadamente en un valor de 100. El aumento radical de vertimientos se puede explicar por el último gráfico de serie de tiempo 2022, en donde al adicionar dos barras de la zona sur y se pudo observar un desacople entre Puerto Montt y las demás barras, alcanzando una diferencia de costos marginales que frecuentemente supera los 100 USD/MWh, incluso llegando hasta niveles sobre los 300 USD/MWh.

De acuerdo a cada uno de los análisis de la tabla de frecuencia anual, si bien la puesta en marcha de los tres tramos construidos de la línea Cardones-Polpaico permitió disminuir las horas de frecuencia de vertimiento en 2018 y 2019 respectivamente, en los años posteriores estas cifras volvieron a aumentar, lo cual se relaciona con el desacople entre las cinco principales barras de transferencia estudiadas y las dos últimas barras ubicadas en el sur de Chile. Por otra parte, el incremento radical de frecuencia de horas de vertimiento entre el año 2020 y el año 2021, se relaciona con las cifras nacionales de energía pérdida de centrales fotovoltaicas y eólicas de acuerdo a un informe estadístico presentado por ACESOL en junio de 2022.

A continuación, para complementar la tabla de frecuencia anual se realizará un análisis a nivel mensual de la frecuencia de vertimientos de cada año en estudio.

Tabla 5.2: Frecuencia horas de vertimiento 2017

<i>Mes</i>	<i>Cardones</i>	<i>Maitencillo</i>	<i>Punta Colorada</i>	<i>Pan de Azúcar</i>
<i>Enero</i>	259	259	208	70
<i>Febrero</i>	228	228	107	61
<i>Marzo</i>	233	233	189	77
<i>Abril</i>	201	201	131	84
<i>Mayo</i>	218	218	174	87
<i>Junio</i>	189	189	159	127
<i>Julio</i>	140	140	93	61
<i>Agosto</i>	153	153	92	69
<i>Septiembre</i>	191	188	109	105
<i>Octubre</i>	247	246	196	182
<i>Noviembre</i>	255	255	235	157
<i>Diciembre</i>	249	249	231	73

*Fuente: Elaboración propia*

En el año 2017 (Ver Tabla 5.2) la cantidad de vertimientos en las dos primeras barras de transferencia ubicadas en la región de Atacama fue exactamente la misma en casi todos los meses exceptuando los meses de septiembre y octubre, en donde Cardones tuvo tres y una hora más de vertimientos respectivamente en comparación a Maitencillo. Por otra parte, en relación a la cantidad de vertimientos generados en la barra Punta Colorada y Pan de Azúcar, en todos los meses los valores de frecuencia fueron distintos entre sí, siendo superior la cantidad de vertimientos en Punta Colorada, sin embargo, en el único mes en que ambas barras tuvieron una frecuencia muy similar fue en el mes de septiembre.

Tabla 5.3: Frecuencia horas de vertimiento 2018

<i>Mes</i>	<i>Cardones</i>	<i>Maitencillo</i>	<i>Punta Colorada</i>	<i>Pan de Azúcar</i>
<i>Enero</i>	229	229	229	85
<i>Febrero</i>	153	153	151	47
<i>Marzo</i>	89	89	91	52
<i>Abril</i>	2	2	9	7
<i>Mayo</i>	0	0	8	9
<i>Junio</i>	4	4	4	4
<i>Julio</i>	2	2	2	2
<i>Agosto</i>	1	1	1	1
<i>Septiembre</i>	21	21	21	20
<i>Octubre</i>	35	35	35	35
<i>Noviembre</i>	32	32	32	32
<i>Diciembre</i>	50	50	50	50

*Fuente: Elaboración propia*

En el año 2018 (Ver Tabla 5. 3), las dos primeras barras de transferencia tuvieron la misma frecuencia, sin embargo, la barra de Punta Colorada tuvo una frecuencia muy similar a las dos primeras barras a lo largo del año, igualándolas en el mes de enero y desde junio hasta diciembre. Por otra parte, con respecto a la cantidad de vertimientos generados en la barra Pan de Azúcar, estos se asemejan a las demás barras del norte chico a partir del mes de abril, igualandose entre los meses de junio y agosto, como también entre octubre y diciembre. Esta situación responde a la puesta en servicio de los dos primeros tramos construidos de la línea Cardones-Polpaico.

Tabla 5.4: Frecuencia horas de vertimiento 2019

<i>Mes</i>	<i>Cardones</i>	<i>Maitencillo</i>	<i>Punta Colorada</i>	<i>Pan de Azúcar</i>
<i>Enero</i>	32	32	32	30
<i>Febrero</i>	37	37	37	33
<i>Marzo</i>	11	11	11	22
<i>Abril</i>	36	36	36	22
<i>Mayo</i>	6	6	6	6
<i>Junio</i>	0	0	0	0
<i>Julio</i>	0	0	0	0
<i>Agosto</i>	0	5	12	12
<i>Septiembre</i>	1	1	1	1
<i>Octubre</i>	0	0	6	13
<i>Noviembre</i>	0	0	25	25
<i>Diciembre</i>	0	0	54	54

*Fuente: Elaboración propia*

En el año 2019 (Ver Tabla 5.4), todas las barras de transferencia estudiadas del norte chico tuvieron una frecuencia de vertimientos similar, lo cual refleja el efecto de la totalidad de la puesta en servicio de la línea construida Cardones-Polpaico. En primer lugar, la cantidad de vertimientos en las tres primeras barras de transferencia fue muy similar en el primer semestre del año, igualándose entre los meses de enero y julio, como también en el mes de septiembre. No obstante, en el segundo semestre solamente las barras de Cardones y Maitencillo tuvieron una cantidad de vertimientos igual, con la única excepción del mes de agosto en donde Maitencillo tuvo 5 vertimientos más que Cardones. Por otra parte, la barra de Pan de Azúcar a lo largo del año tuvo una cantidad de vertimientos similar a Punta Colorada, igualándose a esta entre los meses de mayo y septiembre, como también entre los meses de noviembre y diciembre.

Tabla 5.5: Frecuencia horas vertimiento 2020

<i>Mes</i>	<i>Cardones</i>	<i>Maitencillo</i>	<i>Punta Colorada</i>	<i>Pan de Azúcar</i>
<i>Enero</i>	18	37	24	10
<i>Febrero</i>	0	31	33	33
<i>Marzo</i>	0	0	3	3
<i>Abril</i>	0	0	0	0
<i>Mayo</i>	28	28	6	34
<i>Junio</i>	0	0	0	0
<i>Julio</i>	6	6	7	7
<i>Agosto</i>	58	57	57	57
<i>Septiembre</i>	49	37	51	49
<i>Octubre</i>	35	35	44	44
<i>Noviembre</i>	34	37	71	71
<i>Diciembre</i>	12	32	12	12

*Fuente: Elaboración propia*

En el año 2020 (Ver Tabla 5.5), todas las barras de transferencia estudiadas del norte chico tuvieron una frecuencia de vertimientos similar solamente en los meses de marzo, abril, junio, julio y agosto. En los meses de abril y junio la cantidad de vertimientos fue nula.

Tabla 5.6: Frecuencia horas vertimiento 2021

<i>Mes</i>	<i>Cardones</i>	<i>Maitencillo</i>	<i>Punta Colorada</i>	<i>Pan de Azúcar</i>
<i>Enero</i>	2	2	20	20
<i>Febrero</i>	1	1	2	2
<i>Marzo</i>	0	0	0	0
<i>Abril</i>	0	0	0	0
<i>Mayo</i>	0	0	0	0
<i>Junio</i>	0	0	0	0
<i>Julio</i>	1	1	1	1
<i>Agosto</i>	12	12	12	12
<i>Septiembre</i>	82	87	82	82
<i>Octubre</i>	126	126	127	127
<i>Noviembre</i>	64	64	64	64
<i>Diciembre</i>	59	59	59	59

*Fuente: Elaboración propia*

En el año 2021 (Ver Tabla 5.6), entre los meses de enero y julio casi todas las barras de transferencia estudiadas del norte chico tuvieron una cantidad mínima de frecuencia de vertimientos, llegando a valores nulos en los meses de marzo, abril, mayo y junio. En enero Punta Colorada tuvo una cantidad de vertimientos superior a Cardones y Maitencillo, mientras que en julio todas las barras solo tuvieron 1 hora de vertimiento.

En cambio, a mediados de agosto la situación cambió radicalmente, puesto que aumentó la cantidad de vertimientos teniendo todas las barras del norte chico una frecuencia similar. Esta situación se puede explicar por el último gráfico de serie de tiempo, en donde se incorporaron dos barras del centro sur de Chile. En el gráfico mencionado se puede observar que la barra de puerto Montt comenzó a desacoplarse de las demás barras en los meses de agosto y septiembre para finalmente llegar en los siguientes meses a diferenciarse entre 100 y 180 USD/MWh.

#### 5.4. Análisis efecto de un desacople con vertimiento en una generadora

El análisis de esta sección es realizado de manera que se explique qué sucede en una generadora en un desacople con vertimiento, es decir, qué sucede cuando el costo marginal de la barra de transferencia a la que la generadora inyecte energía desciende a un valor de 0 USD/MWh, siendo evidentemente inferior al costo marginal de la barra de transferencia en que se retira y demanda esa energía.

Para ejemplificar, se considerará a la generadora fotovoltaica El Pelicano, la cual se ubica en la comuna de la Higuera y tiene un único cliente al cual abastecer, la empresa de transporte Metro de Santiago ubicada en la región Metropolitana. Para transportar esa energía hasta el cliente final es necesaria una línea de transmisión entre ambos puntos.

Se considerará como ejemplo el día 14 de julio de 2022 a las 17 horas, momento en que El Pelicano generó 23,12 MWh (CEN, 2022), producción destinada para Metro de Santiago.

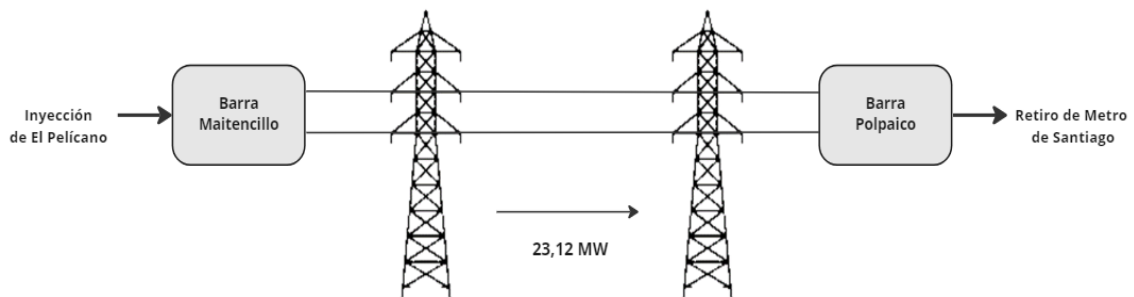


Figura 5.1: Ejemplo de operación de Inyección y Retiro de Energía

*Fuente: Elaboración propia*

Si en la misma hora mencionada el costo marginal llegó a un valor de 0 USD/MWh en las barras de Cardones, Maitencillo, Punta Colorada y Pan de Azúcar. Y, en la barra de Polpaico el costo marginal real tuvo un valor de 437,96 USD/MWh, esta situación aparte de evidenciar una congestión y desacople entre el norte nicho y la región metropolitana, significa a la vez para una generadora El Pelicano en esa misma hora no podrá inyectar su producción al sistema. Por lo tanto, si el Pelicano inyecta en la barra Maitencillo y hay una congestión, los 23,12 MWh de producción en esa hora no puede inyectarse energía, por lo tanto, dicha producción se pierde ocasionándose un vertimiento de energía.

La fotovoltaica en este caso debe comprar esa misma energía en el mercado de corto plazo para abastecer a Metro de Santiago, dicha compra de energía debe efectuarse a una generadora en una zona no congestionada y evidentemente cerca del cliente final, es decir, en la zona central de Chile donde se encuentra ubicada la barra de transferencia Polpaico. En esta barra el CEN se encarga de despachar unidades generadoras fuera de programación para poder cubrir la demanda de energía de todos aquellos clientes que no han podido recepcionar energía producida en el norte chico, puesto que las líneas de dicha zona se congestionaron. Las unidades despachadas fuera de programación tienen costos variables de operación más costosos, por lo que el costo marginal de Polpaico se incrementa sustancialmente hasta llegar a los 437,96 USD/MWh que tuvo en esa hora.

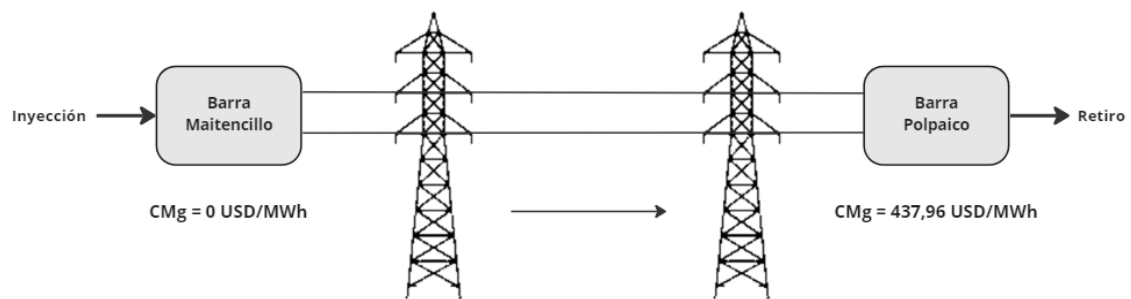


Figura 5.2: Ejemplo Desacople Maitencillo – Polpaico

Fuente: Elaboración propia

Producto de la operación de compra que debe realizar El Pelicano en la barra Polpaico, debe comprar 23,12 MW a un precio de 437,96 USD, por lo que esta generadora tiene un egreso resultante de la operación.

$$\text{Egreso} = \text{Costo Marginal} * \text{Cantidad de energía}$$

$$\text{Egreso} = 437,96 * 23,12$$

$$\text{Egreso} = 10.125,635$$

Por lo tanto, de acuerdo a esta situación ejemplificada del vertimiento de energía de una generadora en una sola hora de operación, es posible que inferir que cada hora del año en que hay congestión, desacople y vertimiento, tanto El Pelicano como las demás centrales del norte chico deben comprar energía a costos marginales más caros generando egresos.



### 5.5. Análisis balances mercado de corto plazo de generadoras del norte chico

En esta sección se realizará un análisis económico de los balances de mercado de corto plazo de generación de cuatro centrales generadoras del norte chico, dichos balances son mensuales y valorizados en pesos chilenos, correspondiendo al resultado de la sumatoria mensual de las transferencias económicas entre generadoras, en donde la central generadora estudiada puede tener una posición de empresa excedentaria como deficitaria. Cuando una generadora figura como excedentaria significa que en el mercado de corto plazo vendió más energía de la que compró en el mes, situación que implica un ingreso para la empresa. Por el contrario, cuando una empresa generadora figura como deficitaria, significa que mensualmente necesitó comprar más energía de la que pudo vender, lo cual implica un egreso para la empresa.

En cada gráfico de barras, el eje vertical indica la valorización del balance en miles de millones (MM) pesos chilenos. Por otro lado, el eje horizontal indica el mes y año del balance. Cuando una barra se posiciona sobre el eje horizontal significa que el balance mensual resultó positivo, siendo un ingreso para la generadora respectiva. Por otra parte, cuando la barra se posiciona bajo el eje horizontal significa que el balance mensual resultó negativo, siendo un egreso para la generadora.

#### 5.5.1. Balance mercado de corto plazo San Juan

El parque eólico San Juan S.A. es una empresa generadora ubicada en la comuna de Freirina en la región de Atacama que cuenta con una capacidad instalada de 185 MW. Inició sus operaciones en enero de 2017, fecha en la cual comenzó a formar parte del mercado de corto y largo plazo de generación. Esta empresa cuenta con contratos de suministro con tres clientes libres ubicados en la región Metropolitana, siendo el más importante la empresa de transporte Metro de Santiago, ya que suministra el 18% de energía eléctrica que consume esta empresa, este contrato dura 15 años, iniciando el 1 de abril de 2017 y culminando el 31 de marzo de 2032. Asimismo, cuenta con contratos de suministro con 45 empresas distribuidoras ubicadas entre la región metropolitana y la región de Los Lagos, cada contrato cuenta con diferente duración (Ver Tabla 5.7).

Tabla 5.7: Tabla Contratos San Juan

Duración Contrato	Fecha Inicio	Fecha Término	Cantidad Contratos
15 años	1 de enero de 2017	31 de diciembre de 2031	29
15 años	1 de enero de 2017	1 de diciembre de 2031	2
15 años	1 de enero de 2018	31 de diciembre de 2032	10
15 años	1 de enero de 2018	1 de diciembre de 2032	1
10 años	1 de enero de 2021	31 de diciembre de 2031	1
11 años	1 de enero de 2021	31 de diciembre de 2032	2

Fuente: Elaboración propia

Cada uno de los contratos que tienen una duración de 15 años, son producto de licitaciones efectuadas en el año 2015, en donde se adjudicó un suministro anual de 420 GWh.

Tabla 5.8: Contratos de suministro San Juan Licitación 2015

Bloque de suministro	Energía adjudicada (GWh-año)	Precio Adjudicado (USD/MWh)
2-A	75	100,6
2-C	45	100,6
3	300	103,2

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta un balance valorizado mensual en millones de pesos (MM) chilenos de San Juan presentado en 2 gráficos, el primero desde enero de 2017 hasta junio de 2019, y, el segundo gráfico desde junio de 2019 hasta octubre de 2022.

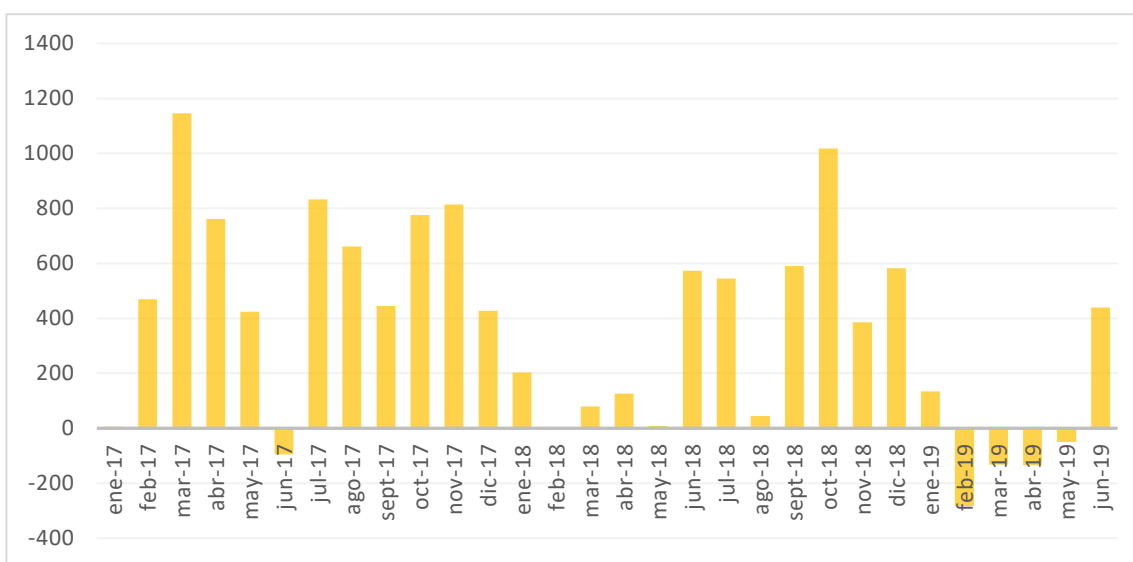


Gráfico 5.27: Balance Valorizado 1 Mercado de Corto Plazo San Juan

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (2022)

De acuerdo al primer gráfico del balance de San Juan, el año 2017 la generadora figuró como empresa excedentaria, siendo el mes de junio el único mes en que la empresa tuvo una posición deficitaria. Asimismo, los valores de los ingresos fueron muy superiores al único egreso, ya que el egreso llegó a un valor de 95,1 mil millones de pesos chilenos.

En cambio, los valores de los ingresos de ese año llegaron a un valor mínimo de 5 mil millones de pesos en enero y a un valor máximo de 1.145 mil millones en marzo. Cabe mencionar que, durante el año 2017, San Juan a causa de los contratos a largo plazo que efectuó tuvo que comenzar a suministrar de energía a 2 clientes libres y a 31 clientes afectos a regulación.

En cuanto a los resultados de la empresa en el año 2018, la empresa a lo largo del año figuró como excedentaria, añadiendo que, en este año a causa de contratos efectuados, San Juan tuvo que comenzar a suministrar de energía a 1 cliente libre y a 11 distribuidoras. Sin embargo, los resultados de esta empresa tuvieron un cambio radical en el primer semestre del año 2019, pues figuró como empresa deficitaria, exceptuando los meses de enero y junio, en donde tuvo una posición excedentaria.

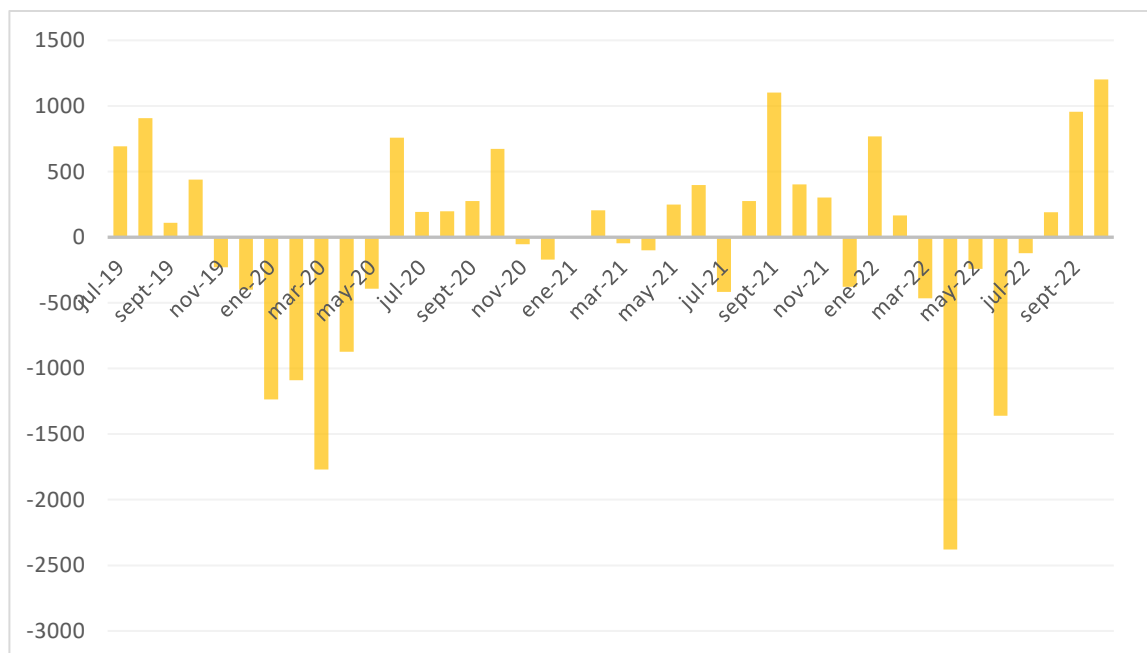


Gráfico 5.28: Balance Valorizado 2 Mercado de Corto Plazo San Juan

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (2022)

De acuerdo al segundo gráfico, en el segundo semestre del año 2019, la empresa figuró como excedentaria entre los meses de julio y octubre, terminando los dos últimos meses del año con balances negativos. Esta situación continuó en los primeros 5 meses del año 2020, para luego volver a tener balances positivos entre los meses de junio y octubre. En el año 2021 esta empresa figuró como excedentaria 8 meses del año, comenzando a suministrar a 3 clientes distribuidoras. Y, finalmente en 2022 figuró como deficitaria entre los meses de marzo y julio.

Cabe mencionar que, debido a los últimos saldos negativos del balance el día 4 de octubre de 2022 el CEN solicitó un reporte de esta y otras siete empresas generadoras por el retraso en el pago de transferencias económicas en el mercado de corto plazo, pues San Juan acumulada saldos impagos por 1.922 millones de dólares. Si los saldos de deudas del balance permanecen impagos, en los siguientes meses esta generadora corre el riesgo de tener que emitir una boleta bancaria de garantía. Si se ejecuta una boleta bancaria de garantía, el CEN de acuerdo al artículo 161 del Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN (2017) tiene la atribución de suspender a esta empresa de participar en el mercado de corto plazo de generación, pues si ya no puede participar en este mercado, tampoco lo podrá hacer en el mercado de contratos de largo plazo.

#### 5.5.2. Balance mercado de corto plazo Cabo Leones II

El parque eólico Cabo Leones II S.A. es una empresa generadora ubicada en la comuna de Freirina en la región de Atacama, el cual inició sus operaciones en octubre de 2020, instancia en la cual comenzó a formar parte del mercado de corto plazo de generación. Esta empresa cuenta con contratos de suministro con 25 empresas distribuidoras ubicadas desde la región metropolitana hasta la región de la Araucanía, dichos contratos tienen una duración de 20 años iniciando el 1 de enero de 2021 y culminando el 31 de diciembre de 2040. Los contratos son resultado de una licitación pública realizada en 2015, a partir de la cual se acordó un precio de oferta de 47,25 USD/MWh y se adjudicó un suministro anual de 550 GWh en total para las empresas distribuidoras clientes.

A continuación, se presenta un balance valorizado mensual en millones de pesos (MM) de Cabo Leones II entre octubre del 2020 y octubre de 2022 (Ver Gráfico 5.29).

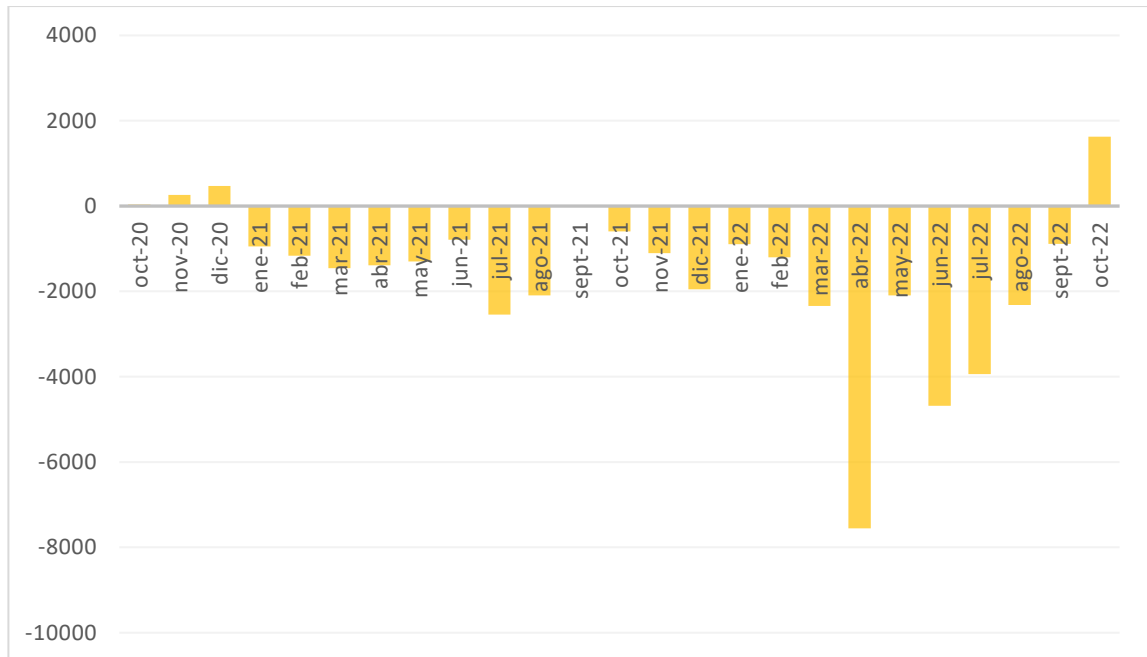


Gráfico 5.29: Balance Valorizado Mercado de Corto Plazo Eólico Cabo Leones II

*Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (2022)*

De acuerdo al gráfico, los 3 primeros meses en que el parque eólico Cabo Leones II comenzó a transar dentro del mercado de corto plazo, figuró como empresa excedentaria, lo cual es evidente ya que en esos meses toda la producción de esta generadora era destinada a abastecer alguna generadora deficitaria del sistema y no tenía que suministrar por medio de un contrato de largo a ningún tipo de cliente. Sin embargo, a partir del mes de enero de 2020 esta generadora no solamente podía transar su energía en el mercado de corto plazo, sino que también al mismo tiempo debía comenzar a suministrar de energía a las 25 empresas clientes distribuidoras con las que había establecido un contrato de largo plazo. Como se puede apreciar en los siguientes meses hasta el mes de septiembre de 2022 Cabo Leones figuraba como empresa deficitaria en el mercado de corto plazo.

Cabe mencionar que en 2021 y 2022, es decir, los años en que la empresa figuró como deficitaria por sus balances negativos en el mercado de corto plazo, la cantidad de vertimientos en la barra de transferencia en que esta generadora inyecta energía al SEN aumentaron sustancialmente, por lo que dichas horas representan energía producida que no pudo inyectarse y eventualmente llegar al respectivo cliente final, pues los punto de retiro y consumo están ubicados entre la región Metropolitana y región de la Araucanía.

Sumado a todo lo anteriormente mencionado, el día 6 de octubre del año 2022, el Cabo Leones II informó mediante una carta al CEN su imposibilidad de cumplir sus obligaciones de pago derivadas de los balances de transferencias económicas del mercado de corto plazo, acumulando una deuda de 964 millones de dólares. Dicha empresa solicitó al CEN la ejecución de una boleta bancaria de garantía por la imposibilidad de pagar sus cuentas. Al ejecutarse la garantía mencionada, el CEN de acuerdo al artículo 160 del Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN (2017) tiene la atribución de pagar los montos impagos a las generadoras acreedoras, es decir, a las excedentarias a las que se les compró energía plazo. La situación ha provocado que sea la segunda generadora en el país en caer en insolvencia, siendo suspendida de participar en el mercado de corto plazo de acuerdo a lo estipulado en el artículo 161 mismo reglamento. Actualmente el suministro de energía que tiene pactado en contratos con clientes afecto a regulación debe ser tarea de otras empresas generadoras. Cabe mencionar que Cabo Leones es la segunda generadora del país en caer en insolvencia, la primera en caer fue la fotovoltaica María Elena Solar con una semana aproximada de diferencia. En el mismo mes de octubre, se han identificado otras seis empresas con retraso en los pagos de transferencias económicas del mercado de corto plazo, incluyendo las otras tres empresas que forman parte de este análisis. Esta situación refleja que existe la posibilidad y, por ende, riesgo de caer en insolvencia al participar en el mercado de corto plazo de generación.

### 5.5.3. Balance mercado de corto plazo El Pelicano

El parque fotovoltaico El Pelicano Solar Company SPA es una empresa generadora ubicada en la comuna de La Higuera en la región de Coquimbo. Esta empresa cuenta con un único contrato de suministro con un cliente libre, la empresa de transporte Metro de Santiago ubicada en la región Metropolitana. De acuerdo al contrato, El Pelicano Solar Company SPA debe suministrar el 42% de energía eléctrica que consume Metro de Santiago, lo cual anualmente corresponde a 300.000 MWh. Este contrato dura 15 años, iniciando el 1 de septiembre de 2017 y culminando el 30 de septiembre de 2031.

A continuación, se presenta un balance valorizado mensual en millones de pesos (MM) chilenos de El Pelicano Juan presentado en 2 gráficos, el primero desde septiembre de 2017 hasta junio de 2019, y, el segundo gráfico desde junio de 2019 hasta octubre de 2022.

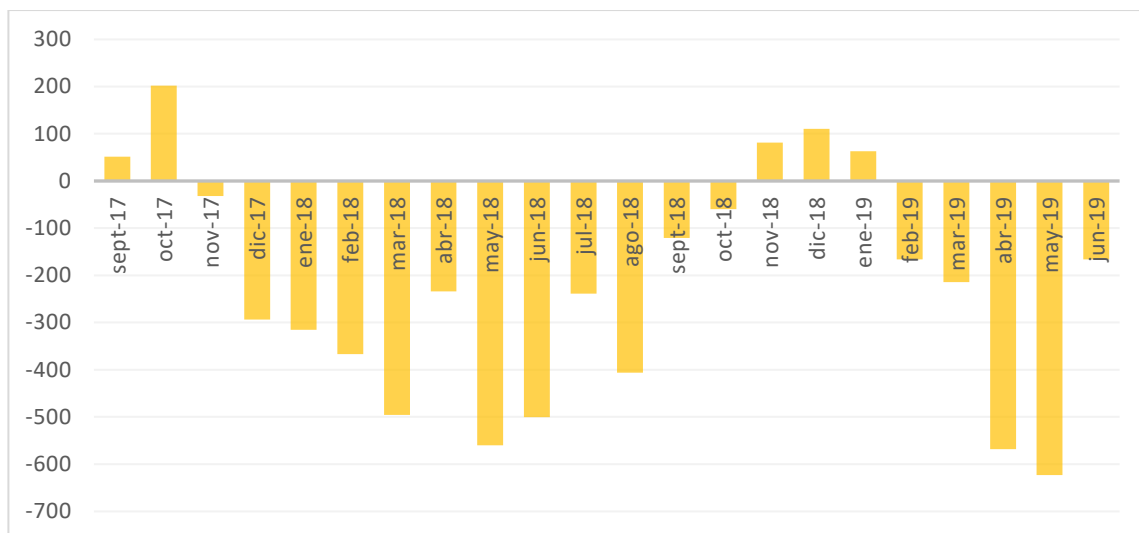


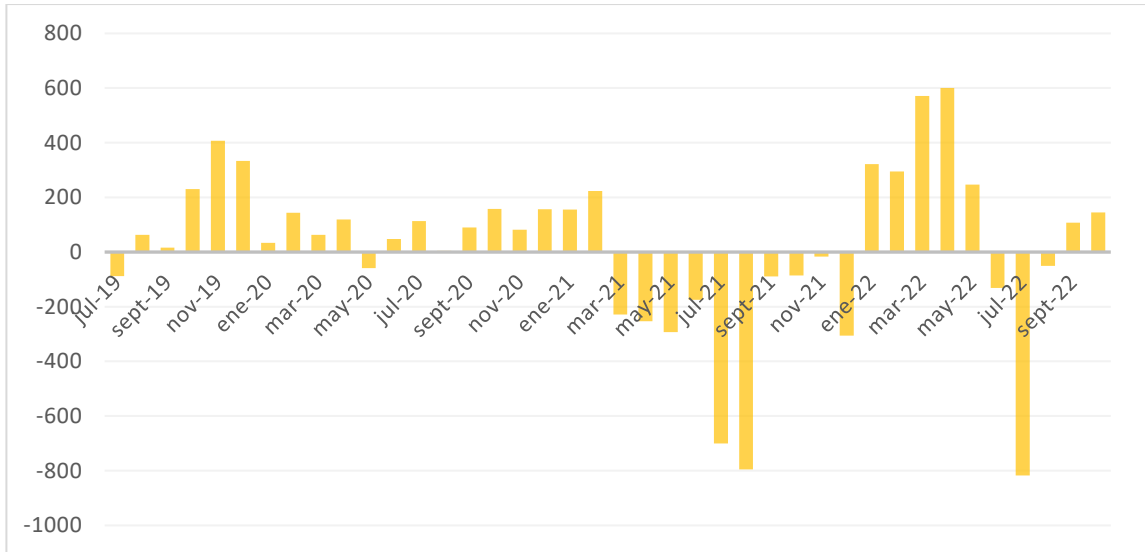
Gráfico 5.30: Balance Valorizado 1 Mercado de Corto Plazo El Pelicano

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (2022)

De acuerdo al primer gráfico del balance de El Pelicano, el año 2017 la generadora figuró como empresa excedentaria en septiembre y octubre, es decir, en los 2 primeros meses en que la empresa comenzó a operar en el mercado de corto plazo. Esta situación comenzó a cambiar radicalmente a partir de noviembre, pues desde ese mes hasta finalizar el año la empresa tuvo una posición deficitaria con cuantiosos egresos.

En cuanto a los resultados de la empresa en el año 2018, continuó teniendo una posición deficitaria hasta el mes de octubre, situación que cambió levemente en los dos últimos meses del año, pues a pesar de figurar como excedentaria únicos los ingresos que generó al año en el mercado de corto plazo fueron muy inferiores a los cuantiosos egresos.

En el primer semestre del año 2019 esta empresa tuvo solamente un balance positivo, pero no significativo, pues en los siguientes meses del semestre esta empresa figuró como deficitaria con egresos de gran magnitud.



**Gráfico 5.31: Balance Valorizado 2 Mercado de Corto Plazo El Pelicano**

*Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (2022)*

De acuerdo al segundo gráfico, en el comienzo del segundo semestre del año 2019, la empresa tuvo un menor balance negativo, situación que cambió entre agosto hasta fin de año, pues en dichos meses la empresa figuró como excedentaria. Por otra parte, en el año 2020 el único balance negativo se generó en el mes de mayo. En 2021, los 2 primeros meses del año fueron los únicos en que El Pelicano figuró como deficitaria, pues en los siguientes meses hasta culminar el año la empresa tuvo significativos balances negativos. Finalmente, en el año 2022 los primeros 5 meses significaron una posición excedentaria para la empresa, situación que cambia entre junio y agosto, pues en dichos meses la generadora tuvo balances negativos siendo el mayor egreso el de julio, mes en que el saldo fue de 816 mil millones de pesos chilenos. Finalmente, en los meses de septiembre y octubre la empresa figuró como excedentaria.

Cabe mencionar que, debido a los saldos negativos entre junio y agosto, el día 4 de octubre de 2022 el CEN solicitó un reporte de esta y otras siete empresas generadoras por el retraso en el pago de transferencias económicas en el mercado de corto plazo. Si los saldos permanecen impagos, en los siguientes meses esta generadora corre el riesgo de tener que emitir una boleta bancaria de garantía, y, si se ejecuta una boleta bancaria de garantía, el CEN tendrá la atribución de suspender a esta empresa de participar en el mercado de corto plazo.



#### 5.5.4. Balance mercado de corto plazo Totoral

El parque eólico Totoral es una empresa generadora ubicada en la comuna de Canela en la región de Coquimbo el cual inició sus operaciones en enero de 2010, siendo una de las centrales generadoras eólicas pioneras del país. Esta empresa cuenta con contratos de suministro con 10 clientes libres ubicados en la región metropolitana. Asimismo, cuenta con contratos de suministro con 15 empresas distribuidoras ubicadas entre la región metropolitana y la región de Los Lagos, de los cuales 14 inician el 1 de enero de 2019 y 1 inicia el 1 de enero 2021, finalizando todos estos contratos al año 2033.

Cada uno de los contratos que inician en el año 2019, son producto de licitaciones efectuadas en el año 2013, en donde se adjudicó un suministro anual de 50 GWh del bloque de suministro 4 precio de 113, 2 USD/MWh. Por otra parte, el contrato de suministro que inicia en el año 2019, es producto de la licitación efectuada en el año 2015, en donde se adjudicó los bloques de suministro 4-A y 4-C a precios de 95,8 USD/MWh y 97,441 USD/MWh respectivamente.

A continuación, se presenta un balance valorizado mensual en millones de pesos (MM) chilenos de Totoral presentado en 2 gráficos, el primero desde enero de 2017 hasta junio de 2019, y, el segundo gráfico desde junio de 2019 hasta octubre de 2022.

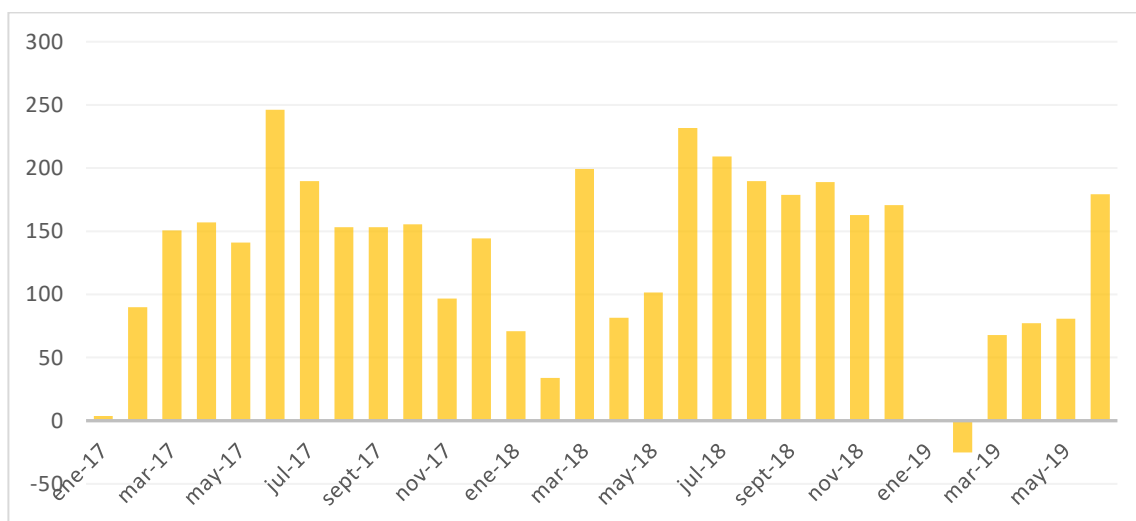


Gráfico 5.32: Balance Valorizado 1 Mercado de Corto Plazo Totoral

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (2022)

Conforme al primer gráfico del balance de Totoral, el año 2017 la generadora figuró como empresa deficitaria solamente en el mes de enero, pues en los siguientes meses hasta culminar el año la empresa tuvo balances positivos. Asimismo, a lo largo del año 2018 la generadora continuó teniendo una posición de empresa excedentaria. En el primer semestre del año 2019 esta empresa tuvo solamente un poco significativo balance negativo en febrero. Esta situación responde a la inferior cantidad de vertimientos que tuvo la barra de transferencia Pan de Azúcar en comparación a las demás barras del norte chico, pues dicha barra se encuentra en la misma zona de inyección que Totoral.

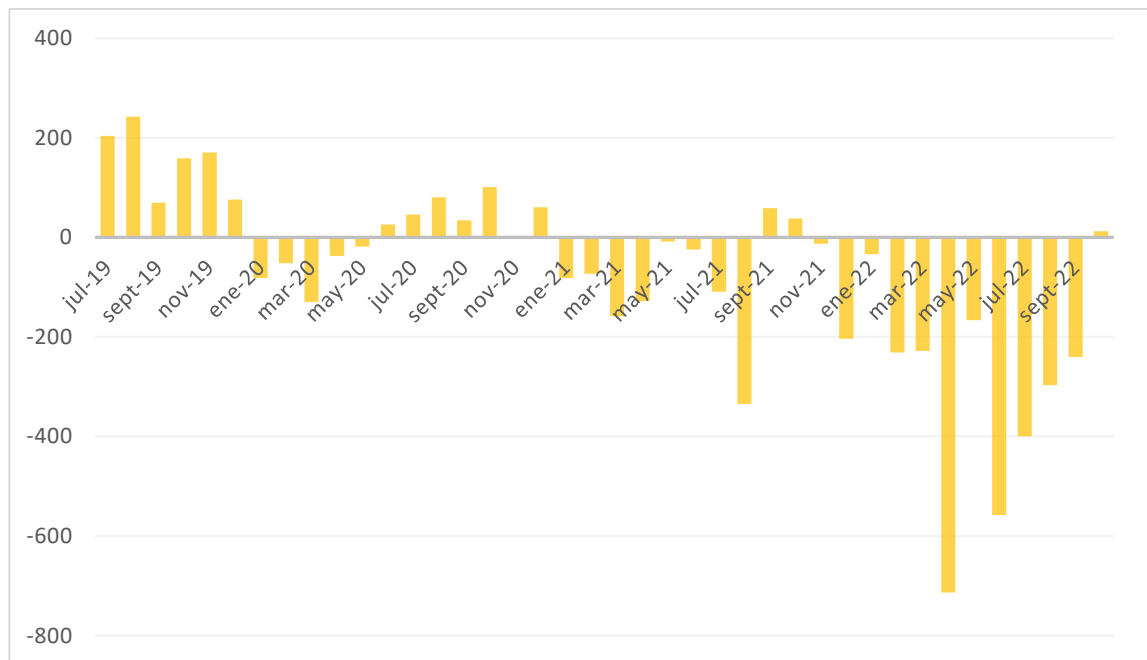


Gráfico 5.33: Balance Valorizado 2 Mercado de Corto Plazo Totoral

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (2022)

De acuerdo al segundo gráfico, en el segundo semestre del año 2019, la empresa figuró únicamente como excedentaria, sin embargo, en los primeros 5 meses del año registró balances negativos. Luego, a partir de junio del mismo año la empresa volvió a repuntar en sus balances, siendo el mes de octubre el único mes en que la presa tuvo una posición deficitaria en el mercado. Por otra parte, con respecto al año 2021, la empresa registró egresos entre enero y agosto, repuntando levemente en septiembre y octubre, y culminando el año como empresa deficitaria. Finalmente, en el año 2022 la generadora solamente ha registrado balances negativos, siendo ingreso el correspondiente al mes de

octubre. Dicha situación concuerda con el exponencial aumento de horas de vertimientos de dicho año, agregando además que si bien la barra que representa su zona de inyección, Pan de Azúcar, se acopló al resto de barras incluyendo Polpaico, de acuerdo al último gráfico que adiciona Charrúa y Puerto Montt, se pudo observar que Puerto Montt se desacopló exageradamente del sistema. El desacople con Puerto Montt es relevante en relación a la ubicación de distintas empresas clientes de Totoral con las cuales se pactaron contratos de suministro de largo plazo.

Cabe mencionar, que, con respecto a los balances negativos registrados del año 2022, el día 4 de octubre del mismo año el CEN solicitó un reporte de esta empresa y otras siete empresas generadoras por el retraso en pago de transferencias económicas en el mercado de corto plazo, situación que responde a los continuos y grandes egresos presentados en el gráfico. Al igual que con el caso de San Juan y El Pelicano, si los saldos negativos de esta empresa permanecen impagos, en los siguientes meses esta generadora corre el riesgo de tener que emitir una boleta bancaria de garantía, por lo que el CEN tiene la atribución de poder suspender a esta empresa de participar en el mercado de corto plazo de generación.

## Capítulo VI.- Discusión de los resultados

Conforme al análisis de los gráficos de las series de tiempo anuales elaborados en el software Stata, en el año 2017 y 2018 se ha observado un notable desacople de los costos marginales entre la barra de transferencia Polpaico y las barras del norte chico en estudio, siendo esta situación más notable en 2017. Con respecto al año 2019, los desacoples de entre todas las barras estudiadas se redujeron sustancialmente a partir del mes de junio, creándose un subsistema de costos marginales entre estas. Este aspecto evidencia el efecto de la puesta en servicio de la línea de transmisión Cardones – Polpaico. En el año 2020 la única barra de transferencia desacoplada fue Pan de Azúcar en el mes de marzo, lo cual continuó ocurriendo en menor medida en 2021 y 2022. Por otra parte, posteriormente al año 2019, continuaron ocurriendo desacoples, sin embargo, estos se daban entre las barras de transferencia del tramo Cardones-Polpaico y dos barras representativas de la zona sur del país. En 2020 la principal barra desacoplada corresponde a Charrúa, y, en 2021 y 2022 la principal barra desacoplada corresponde a Puerto Montt.

En este mismo sentido, con respecto a los gráficos de la media mensual de los costos marginales de las barras de transferencia del tramo Cardones-Polpaico, se ha observado un acople a partir del junio del año 2019, lo cual corrobora el efecto de la puesta en servicio de la línea de transmisión Cardones – Polpaico. Por otro lado, en relación a la frecuencia de vertimientos, el efecto de la puesta en servicio de la nueva línea ha causado un efecto gradual hasta 2019 en la disminución de cantidad de veces que los costos marginales llegaron a un valor de 0 USD/MWh. Sin embargo, esto comienza a cambiar nuevamente a partir de 2020, dada la existencia de nuevos grandes desacoples entre las barras del tramo Cardones-Polpaico y las barras representativas de la zona sur del país.

Finalmente, en relación a los balances mensuales de trasferencias del mercado spot de las cuatro generadoras estudiadas, cada generadora tuvo distintos resultados distintos en cada mes y año estudiado. Asimismo, cada balance mensual sea positivo o negativo no se puede relacionar directamente con los desacoples observados de los costos marginales entre las barras afectas a estos, dado que existen otros factores a considerar en dichos resultados mensuales. En primer lugar, cada generadora cuando tiene una posición deficitaria necesita comprar energía de acuerdo a la cantidad de energía comprometida en contratos

de largo plazo, lo cual varía dependiendo de las necesidades de energía de cada cliente final. En segundo lugar, las compras de energía a empresas excedentarias varían de acuerdo a la ubicación del cliente final, puesto que dichos clientes se ubican entre la región Metropolitana y la zona sur del país, inclusive la última región que compone el SEN, que es la región de Los Lagos. Por lo tanto, el costo marginal de cada barra afectada tanto por desacoples como vertimientos, no es un determinante absoluto en el balance mensual final.

Por otra parte, en relación a los acontecimientos ocurridos en 2022 con respecto a los retrasos en los pagos de transferencias mensuales del mercado de corto plazo, las deudas acumuladas por cada generadora en estudio reflejan que existe un riesgo infravalorado en el mercado de corto plazo, puesto que ya existen dos empresas en Chile suspendidas de participar en el mercado de corto plazo por contraer deudas en este, ya la vez existen más empresas advertidas de pasar por la misma situación.

En el caso de la empresa en estudio declarada en insolvencia, Cabo Leones II, la suspensión de seguir participando en el mercado de corto plazo de generación le impide a la vez seguir participando en el mercado de largo plazo, situación alarmante puesto que dicha generadora eólica lleva un par de años en marcha y tiene contratos hasta 2040.

Por otro lado, en el caso de las demás generadoras advertidas por el CEN de pagar sus deudas contraídas en el mercado de corto plazo para no ser suspendidas de participar en este, sigue siendo igual de alarmante, puesto que dichas generadoras también son ERNC.

El riesgo creciente de participar en el mercado de corto plazo de generación afecta principalmente a generadoras ERNC que se encuentran en zonas afectas a congestión, desacoples y vertimientos de energía, por lo que, si sigue creciendo el número de generadoras ERNC adeudadas por las transacciones efectuadas en este mercado, se debería reconsiderar en futuros proyectos de este tipo, el riesgo asociado a instalar dicho tipo de plantas en zonas afectas a congestión tales como la región de Atacama o Coquimbo. En este mismo sentido, debido a que en el año 2022 ha crecido exponencialmente la cantidad de desacoples y vertimientos, y a la vez se han puesto en marcha más centrales fotovoltaicas y eólicas en las zonas principalmente afectadas, se debería reforzar lo más antes posible la infraestructura del sistema de transmisión.

## Conclusiones

A partir de todos los aspectos recabados en esta investigación, es posible inferir en primer lugar que realmente hubo un impacto en los desacoples de costos marginales posteriormente a la puesta en servicio de la línea Cardones-Polpaico. Sin embargo, debido a que dicha situación se evidenció gráficamente, se tomó la decisión de recopilar un registro de costos marginales de dos barras de transferencia representativas de la zona sur. En este mismo sentido, de acuerdo a los resultados obtenidos en las tablas de frecuencia de vertimiento, es posible inferir, que, a pesar de que los vertimientos disminuyeron en el norte chico tras la puesta en servicio de la línea Cardones-Polpaico, esta situación se mantuvo solamente por dos años, puesto que a partir año 2021 los vertimientos volvieron a aumentar, observándose un cambio radical hasta octubre de 2022. Al aumentar la frecuencia de vertimientos de las barras del norte chico exponencialmente, no solo significa que se registraron nuevos desacoples entre la zona inicialmente estudiada y la zona sur, sino que también indica que el tramo Cardones-Polpaico se acopló, no obstante, se necesita continuar reforzando la infraestructura del sistema de transmisión hasta el sur. Por otra parte, en cuanto a los balances de transferencias mensuales del mercado de corto plazo de las generadoras estudiadas, no es posible relacionar directamente los resultados de los balances con el comportamiento de costos marginales, por lo que se deberían considerar otros factores, tales como la ubicación de los clientes finales y la necesidad de energía de cada uno, pues se debe destinar diversas cantidades de energía a estos. Asimismo, en el año 2022 todas las generadoras estudiadas están en la mira del ojo público por los retrasos en los pagos de saldos negativos acumulados en el mercado de corto plazo, siendo Cabo Leones II la única generadora en estudio suspendida de participar en el mercado de corto plazo hasta el momento. Si las demás empresas mantienen saldos adeudados, eventualmente pueden llegar a ser suspendidas de participar en el mercado de corto plazo, por lo que tampoco podrán vender su energía en el mercado de largo plazo. En conclusión, el caso de Cabo Leones II y las demás generadoras advertidas por el CEN, refleja que existe un riesgo asociado a instalar una central ERNC en una zona donde puede ocurrir congestión y vertimientos de energía, por lo que para futuras inversiones del sector esto se debe considerar, asimismo, se debe acelerar el reforzamiento de la infraestructura del sistema de transmisión para hacer frente a los desacoples y vertimientos.

## **Acrónimos y Abreviaciones**

- CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga
- CEN: Coordinador Eléctrico Nacional
- CMg: Costo Marginal
- CNE: Comisión Nacional de Energía
- D.F.L.: Decreto con Fuerza de Ley
- ERCN: Energías Renovables no Convencionales
- ETT: Estudio de Transmisión Troncal
- GW: Giga Watt
- IT: Ingreso Tarifario
- kW: Kilo Watt
- LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos
- MW: Mega Watt
- PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida
- NT: Norma Técnica
- SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustible
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional
- SIC: Sistema Interconectado Central
- SING: Sistema Interconectado Norte Grande

## Glosario de términos

- Despacho eléctrico: Mecanismo del sistema eléctrico en el que se planifica su operación decidiendo el orden en que cada instalación de empresa generadora inyecta su energía eléctrica al sistema, comenzando desde la planta generadora más eficiente hasta la menos eficiente.
- Línea de Transmisión: Estructura física que transporta energía eléctrica a grandes distancias geográficas. Está compuesta por torres, conductores y aisladores.
- Peaje: Corresponde al cargo por el uso de las instalaciones de transmisión.
- Potencia eléctrica: Corresponde a la magnitud que se utiliza para indicar la cantidad de energía eléctrica que se transfiere desde una fuente generadora de suministro a un elemento consumidor en una unidad de tiempo determinada.
- Sistema eléctrico: Conjunto de instalaciones interconectadas entre sí que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica. Estas instalaciones corresponden a centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución.
- Subestación de transformación eléctrica: Instalación eléctrica compuesta por uno o más transformadores, cuya función implica modificar los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica.
- Voltaje: Corresponde a la magnitud física que indica la fuerza que se ejerce desde una fuente de suministro para que puedan moverse las cargas eléctricas desde un punto a otro en un circuito eléctrico.
- Voltio: Unidad de medida utilizada para medir el voltaje.
- Watt: También denominado como Vatio en español, corresponde a unidad de medida de la potencia eléctrica.



## Referencias bibliográficas

- Asociación Gremial de Generadoras de Chile. (2016). *Generación Eléctrica en Chile*.
- Blanco, T. (s.f.). *¿Qué es y cómo calcular la potencia eléctrica?*. BBVA. <https://bbva.info/3CoIE95>
- B2B MEDIA GROUP. (2010). *Parque Eólico Totoral de SN Power Chile reducirá más de 65.000 toneladas de CO2 anualmente*. REVISTAEL. <https://www.revistael.cl/2010/01/20/parque-eolico-total-de-sn-power-chile-reducira-mas-de-65-000-toneladas-de-co2-anualmente/#>
- B2B MEDIA GROUP. (2022). *Transmisión: línea HVDC Kimal-Lo Aguirre deberá estar lista en mayo de 2029*. REVISTAEL. <https://www.revistael.cl/2022/05/17/transmision-linea-hvdc-kimal-lo-aguirre-debera-estar-lista-en-mayo-de-2029/>
- Caravia, F., & Saavedra, E. (2007). *Subastando la Energía Eléctrica para Clientes Regulados: Equilibrio con Información Completa y Aversión al Riesgo*. Cuadernos de Economía, 44(129), 3–30. <https://core.ac.uk/download/pdf/6542902.pdf>
- CGE. (s.f.). *Descripción General Sector Eléctrico*. <https://www.cge.cl/sector-electrico/descripcion-general-sector-electrico/>
- ChileAtiende. (s.f.). *Superintendencia de Electricidad y Combustibles*. <https://www.chileatiende.gob.cl/instituciones/AU004>
- Comisión de Minería y Energía Senado (6 de octubre de 2021). *Situación del Sistema Eléctrico Nacional*. [Diapositiva de PowerPoint]. [https://www.senado.cl/senado/site/docs/20211027/20211027160130/situacion\\_del\\_sistema\\_electrico\\_nacional.pdf](https://www.senado.cl/senado/site/docs/20211027/20211027160130/situacion_del_sistema_electrico_nacional.pdf)
- Comisión Nacional de Energía. (s.f.-a). *Anuario Sector Energético*. <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>

- Comisión Nacional de Energía. (s.f.-b). *Sector Eléctrico*. Ministerio de Energía.  
<https://www.cne.cl/normativas/electrica/sector-electrico/>
- Comisión Nacional de Energía. (2017). *Aprueba Reglamento de la Coordinación Y Operación Del Sistema Eléctrico Nacional*. Ministerio de Energía.  
<https://bit.ly/3GfisyJ>
- Comisión Nacional de Energía. (2017-b). *Nueva Ley chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados*. Ministerio de Energía.  
<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>
- Comisión Nacional de Energía. (2020). *Informe de costos de tecnologías de generación*. Ministerio de Energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- Comisión Nacional de Energía. (2021). *Norma Técnica de Coordinación y Operación*. Ministerio de Energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-del-SEN.pdf>
- Comisión Nacional de Energía. (2019). *Presidente Piñera inaugura carretera eléctrica Cardones Polpaico que impulsará uso de energías limpias*.  
<https://bit.ly/3imbRKS>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (s.f.-a). *Contratos de Suministro*.  
<https://plataformamercado.coordinador.cl/contratos/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (s.f.-b). *Generación Real SEN*.  
<https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (s.f.-c). *Instalaciones en operación*.  
<https://infotecnica.coordinador.cl/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (s.f.-d). *Transferencias Mensuales de Energía*.  
<https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/transferencias-economicas/energia/>

Decreto Ley N° 2.224. Diario Oficial de la República de Chile. 8 de junio de 1978.  
<http://bcn.cl/2nn2t>

Decreto con Fuerza de Ley No1/1982. 13 de septiembre de 1982.  
<http://bcn.cl/2a7lf>

Deloitte. (2016). *Sector energía II Consideraciones preliminares* [Diapositiva de PowerPoint].

<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte1.pdf>

Emol. (21 de febrero de 2022). *Las energías renovables no convencionales aportan un récord de 35% de la generación total*. El Mercurio.  
<https://bit.ly/3vGp30c>

Energía Región. (2022). *Proyectos en construcción*. <https://3b9x.short.gy/Yr2ESi/>

Fuentes, F. (2015). *Análisis y Fundamentación del Modelo Marginalista de Precios Eléctricos en Chile*. Universidad Alberto Hurtado. Facultad de Economía y Negocios. <http://hdl.handle.net/11242/6633>

Generadoras de Chile. (s.f.). *Generación eléctrica en Chile*.  
<http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>

Generadoras de Chile. (2017). *Histórica interconexión eléctrica SIC – SING*.  
<http://generadoras.cl/prensa/historica-interconexion-electrica-sic-sing>

GIZ & Ministerio de Energía. (2021). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*. <https://bit.ly/3vFmCLn>

GORE Coquimbo. (2016). *En La Higuera funcionará el primer proyecto solar en terreno fiscal de la región de Coquimbo*. Gobierno Regional de Coquimbo.  
<https://www.gorecoquimbo.cl/en-la-higuera-funcionara-el-primer-proyecto-solar-en-terreno-fiscal-de/gorecoquimbo/2016-12-26/201624.html>

Guía Chile Energía. (s.f.-a). *Coordinador Eléctrico Nacional*.  
<https://www.guiachileenergia.cl/coordinador-electrico-nacional/>

- Guía Chile Energía. (s.f.-b). *Superintendencia de Electricidad y Combustibles*.  
<https://www.guiachileenergia.cl/superintendencia-de-electricidad-y-combustibles-sec/>
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la investigación* (6° Ed.). México, D.F., México: McGraw Hill.
- Jara, J. (2020). *Análisis de equilibrio de mercado ante distintos esquemas tarifarios para remunerar la transmisión*. [Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile].  
<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/175509>
- Ley N° 19.674. Diario Oficial de la República de Chile. 3 de mayo de 2000.  
<http://bcn.cl/2eugl>
- Ley N° 19.940. Diario Oficial de la República de Chile. 13 de marzo de 2004.  
<https://bcn.cl/2ev86>
- Ley N° 20.018. Diario Oficial de la República de Chile. 19 de mayo de 2005.  
<http://bcn.cl/2ewnh>
- Ley N° 20.257. Diario Oficial de la República de Chile. 1 de abril de 2008.  
<http://bcn.cl/2b45a>
- Ley N° 20.402. Diario Oficial de la República de Chile. 3 de diciembre de 2009.  
<http://bcn.cl/2f43x>
- Ley N° 20.698. Diario Oficial de la República de Chile. 22 de octubre de 2013.  
<http://bcn.cl/2epdk>
- Ley N° 20.805. Diario Oficial de la República de Chile. 29 de enero de 2015.  
<http://bcn.cl/2d8ta>
- Ley N° 20.936. Diario Oficial de la República de Chile. 20 de julio de 2016.  
<http://bcn.cl/2c22y>

- Licitaciones Eléctricas. (2015). *Acta Apertura Ofertas Económicas para Suministro: Licitación de Suministro 2015/02*. [Archivo PDF]. <https://www.licitacioneselectricas.cl/licitaciones-antiores/licitacion-suministro-2015-02/documentos/>
- Licitaciones Eléctricas. (2016). *Acta Apertura Ofertas Económicas para Suministro: Licitación de Suministro 2015/01*. [Archivo PDF]. <https://www.licitacioneselectricas.cl/licitaciones-antiores/licitacion-suministro-2015-01/documentos/>
- Lima, José. (2022). *Desacoples y Riesgos para Contratos de Suministro*. [https://www.researchgate.net/publication/364331130\\_Desacoples\\_y\\_Riesgos\\_para\\_Contratos\\_de\\_Suministro](https://www.researchgate.net/publication/364331130_Desacoples_y_Riesgos_para_Contratos_de_Suministro)
- Ministerio de Energía - Gobierno de Chile. (2020). *Explora tu Energía*. (1.2.1) [Aplicación móvil]. Google Play Store. <https://play.google.com/store/apps/details?id=cl.minenergia.exploratuenergia>
- Ministerio de Energía. (2019). *Plan de Descarbonización proceso histórico para Chile*. <https://bit.ly/3QeC62o>
- Ministerio de Energía. (2021). *¿Qué son las Energías Renovables?*. <https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-renovables>
- Novoa, S. (8 de octubre de 2022). *Eléctricas: caída de segunda empresa renovable hace temer más insolvencias en sector eléctrico*. La Tercera. <https://bit.ly/3CogomW>
- Novoa, S. (12 de octubre de 2022). *Empresa que opera dos parques eólicos en Atacama y Coquimbo: “No estamos en insolvencia”*. La Tercera. <https://bit.ly/3vECe1L>
- Pérez Porto, J., Merino, M. (2008). *Definición de voltaje - Qué es, Significado y Concepto*. Definicion.de. <https://definicion.de/voltaje/>

- Sikora, I., Campos Abad, J. A., & Bustos Salvagno, J. (2017). *Determinantes del precio spot eléctrico en el Sistema Interconectado Central de Chile*. *Revista de Análisis Económico*, 32(2), 3–38. <https://doi.org/10.4067/S0718-88702017000200003>
- SJU. (2015). *Complejo eólico más grande de Chile avanza sus obras en Atacama*. <https://parquesanjuan.com/complejo-eolico-mas-grande-de-chile-avanza-sus-obras-en-atacama/>
- SOLCOR. (s.f.). *PMGD en Chile*. <https://solcorchile.com/pmgd/>
- Synex, Universidad de Comillas, & Estudios Energéticos. (2018). *Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile*. Generadoras de Chile AG, febrero.
- System. (2021). *Reporte Mensual del Sector Eléctrico: Septiembre 2021*. [http://www.system.cl/documents/reportes/092021\\_System\\_Reporte\\_Sector\\_Electrico.pdf](http://www.system.cl/documents/reportes/092021_System_Reporte_Sector_Electrico.pdf)
- Romero, A. (s.f.). *Licitaciones de Suministro para Clientes Regulados*. Comisión Nacional de Energía. [Diapositiva de PowerPoint]. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/sector-electrico/>
- Testart Pacheco, C. (2010). *Análisis del Mercado de Generación Eléctrica: Spot, Contratos y Comportamientos Estratégicos*. Disponible en <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/103880>
- Vaillant. (s.f.). *¿Qué es la energía primaria?*. <https://www.vaillant.es/usuarios/servicios/glosario/energia-primaria/>
- Vivanco Font, E. (2020). *Energías renovables y no renovables: Ventajas y desventajas de ambos tipos de energía*. <https://bit.ly/3Z9MjRZ>

## Anexos

### Anexo 1: Catastro Subestaciones del SEN

Tabla 0.1: Catastro Subestaciones del SEN con tensión de 220 kV

Región	Barra de Transferencia
Tarapacá	Subestación Pozo Almonte 220 kV Subestación Lagunas 220 kV
Antofagasta	Subestación Conchi 220 kV Subestación Central Tocopilla 220 kV Subestación Radomiro Tomic 220 kV Subestación Crucero 220 kV Subestación Encuentro 220 kV Subestación Kimal 220 kV Subestación Chuquicamata 220 kV Subestación Salar 220 kV Subestación Tchichack 220 kV Subestación Pallata 220 kV Subestación Lasana 220 kV Subestación Solar Jama 220 kV Subestación Cerro Dominador 220 kV Subestación Sierra Gorda 220 kV Subestación El Arriero 220 kV Subestación Esperanza (Minera Centinela) 220 kV Subestación Kelar 220 kV Subestación Kapatour 220 kV Subestación Los Changos 220 kV Subestación Lomas Bayas 220 kV Subestación Laberinto 220 kV Subestación El Cobre (ENGIE) 220 kV Subestación Bolero 220 kV Subestación Gaby 220 kV Subestación Esmeralda 220 kV Subestación O'higgins 220 kV Subestación Coloso 220 kV Subestación Tigre 220 kV Subestación Farellon 220 kV Subestación Andes (AES Andes) 220 kV Subestación Puri 220 kV Subestación Zaldivar 220 kV Subestación Conejo 220 kV Subestación Seccionadora Francisco 220 kV
Atacama	Subestación Illapa 220 kV Subestación Carrera Pinto 220 kV Subestación Luz del Norte 220 kV Subestación Llano de Llampos 220 kV Subestación Galleguillos 220 kV Subestación Termopacífico 220 kV Subestación Cardones 220 kV Subestación Valle Escondido 220 kV Subestación Caserones 220 kV Subestación Guacolda 220 kV Subestación Maitencillo 220 kV Subestación Central Parque Eólico San Juan 220 kV

	Subestación Parque Eólico Cabo Leones 220 kV Subestación Don Héctor 220 kV
Coquimbo	Subestación Pajonales 220 kV Subestación Punta Colorada 220 kV Subestación San Joaquín (CGE) 220 Kv Subestación Pan de Azúcar 220 kV Subestación Ovalle 220 kV Subestación La Cebada 220 kV Subestación Monte Redondo 220 kV Subestación Punta Sierra 220 kV Subestación Las Palmas 220 kV Subestación Canela 220 kV Subestación Los Vilos 220 kV Subestación Mauro 220 kV
Valparaíso	Subestación Doña Carmen 220 kV Subestación Nogales 220 kV Subestación Central Quintero 220 kV Subestación Los Maquis 220 kV Subestación Quillota 220 kV Subestación Agua Santa 220 kV Subestación La Pólvora 220 kV Subestación Sag 220 kV
Metropolitana	Subestación Quilapilun 220 kV Subestación Las Tortolas 220 kV Subestación El Manzano (ENEL Transmisión) 220 Kv Subestación Confluencia 220 kV Subestación Polpaico (Transelec) 220 kV Subestación Chicureo 220 kV Subestación Los Maitenes 220 kV Subestación Lampa 220 kV Subestación El Salto 220 kV Subestación La Hermita 220 kV Subestación Los Almendros 220 kV Subestación Chena 220 kV Subestación Buin (Enel Transmisión) 220 kV Subestación Maipo 220 kV
O'higgins	Subestación Candelaria 220 kV Subestación Rapel 220 kV Subestación Minero 220 kV Subestación Maitenes 220 kV Subestación Tinguiririca 220 kV Subestación San Andrés (HSA) 220 Kv Subestación La Higuera 220 kV Subestación La Confluencia 220 kV Subestación El Paso 220 kV
Maule	Subestación Los Maquis 220 kV Subestación Procart 220 kV Subestación Colbún 220 kV Subestación Canal Melado 220 kV Subestación Pehuenche 220 kV Subestación Machicura 220 kV Subestación Ancoa 220 kV
Ñuble	Subestación San Fabián 220 kV Subestación Entre Ríos 220 kV
Bío Bío	Subestación Lagunillas 220 kV Subestación Hualqui 220 kV



	Subestación Santa María 220 kV Subestación Los Pinos 220 kV Subestación Los Guindos 220 kV Subestación Laja 1 220 kV Subestación Seccionadora El Rosal 220 kV Subestación El Toro 220 kV Subestación Antuco (Transelec) 220 kV Subestación Quilleco 220 kV Subestación Celulosa Santa Fe 220 kV Subestación Peuchén 220 kV Subestación Mulchén 220 kV Subestación Angostura 220 kV
Araucanía	Subestación Celulosa Pacífico 220 kV Subestación Los Peumos 220 kV Subestación Temuco 220 kV
Los Ríos	Subestación Planta Valdivia 220 kV Subestación Valdivia 220 kV Subestación El Laurel 220 kV Subestación Cerros de Huichahue 220 kV
Los Lagos	Subestación Barro Blanco 220 kV Subestación Antillanca 220 kV Subestación Rucatayo 220 kV Subestación Frutillar Norte 220 kV Subestación Puerto Montt 220 kV Subestación Canutillar 220 kV Subestación Chiloé 220 kV

*Fuente: Elaboración propia en base a información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2022)*

**Tabla 0.2: Catastro Subestaciones del SEN con tensión de 500 kV**

<b>Región</b>	<b>Barra</b>
Antofagasta	Subestación Kimal 500 kV Subestación Los Changos 500 kV
Atacama	Subestación Nueva Cardones 500 kV Subestación Nueva Maitencillo 500 kV
Coquimbo	Subestación Nueva Pan de Azúcar 500 kV
Metropolitana	Subestación Polpaico (Transelec) 500 kV Subestación Alto Jahuel 500 kV
Maule	Subestación Ancoa 500 kV
Ñuble	Subestación Entre Ríos 500 kV
Bío Bío	Subestación Charrúa 500 kV

*Fuente: Elaboración propia en base a información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2022)*

Anexo 2: Catastro Centrales Generadoras Región de Atacama

Tabla 0.3: Catastro Centrales Generadoras Región de Atacama

<b>Tipo Central</b>	<b>Nombre Central</b>	<b>Propietario</b>	<b>Comuna</b>	<b>Potencia Máx Bruta (MW)</b>	<b>Fecha Inicio Operación</b>
Fotovoltaica	Almeyda	Almeyda SPA	Chañaral	56,80	05-05-2020
Fotovoltaica	Javiera	Javiera SPA	Chañaral	69,02	19-05-2015
Fotovoltaica	Malgarida	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Diego de Almagro	204,32	19-06-2021
Fotovoltaica	Salvador	PV Salvador S.A.	Diego de Almagro	68,00	07-07-2015
Fotovoltaica	Diego de Almagro	Enel Green Power Chile S.A.	Diego de Almagro	32,01	11-12-2014
Termoeléctrica (Diesel)	Diego De Almagro	Enel Green Power Chile S.A.	Diego de Almagro	23,8	01-01-1981
Termoeléctrica (Diesel)	Andes Generación	Andes Generación SPA	Diego de Almagro	35,46	17-05-2016
Fotovoltaica	Chañares	Enel Green Power Chile S.A.	Diego de Almagro	40,00	28-05-2015
Termoeléctrica (Diesel)	San Lorenzo de D. de Almagro	Enlasa Generación Chile S.A.	Diego de Almagro	62,96	17-09-2009
Termoeléctrica (Diesel)	Emelda	Empresa Eléctrica Diego de Almagro SPA	Diego de Almagro	71,95	11-09-2009
Termoeléctrica (Diesel)	El Salvador	S.W.Operations S.A.	Diego de Almagro	17,75	06-08-2010
Fotovoltaica	Diego de Almagro Sur	Colbún S.A.	Diego de Almagro	211,60	09-08-2022
Fotovoltaica	Sol de Los Andes	Austrian Solar Chile Uno SPA	Diego de Almagro	82,36	31-01-2022
Fotovoltaica	Carrera Pinto	Enel Green Power Chile S.A.	Copiapó	93,00	03-05-2016
Fotovoltaica	Luz del Norte	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SPA	Copiapó	141,04	24-02-2016
Fotovoltaica	Llano de Llampos	Amanecer Solar SPA	Copiapó	101,02	30-04-2014
Fotovoltaica	San Andrés	San Andrés SPA	Copiapó	50,60	30-04-2014
Termoeléctrica (Diesel)	Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	Copiapó	15	01-01-2009
Termoeléctrica (Diesel)	Cardones	Central Cardones S.A.	Copiapó	155	04-07-2009
Termoeléctrica (Diesel)	Termopacífico	Generadora del Pacífico SPA	Copiapó	95,6	15-11-2009
Fotovoltaica	Cardones	Renovalia Chile Dos SPA.	Copiapó	35	26-12-2014
Fotovoltaica	Valle Escondido	AR Valle Escondido Spa	Tierra Amarilla	107,66	21-09-2022
Fotovoltaica	Río Escondido	AR Escondido SPA	Tierra Amarilla	160,65	01-12-2021
Fotovoltaica	Los Loros	Solairdirect Generación V SPA	Tierra Amarilla	54	17-08-2016

Termoeléctrica (Carbón)	Guacolda	AES Gener	Huasco	764	01-01-1995
Termoeléctrica (Diesel)	Huasco	ENEL Generación Chile S.A.	Huasco	58	01-01-1977
Termoeléctrica (Diesel)	Pajonales	Prime Energía Quickstart SPA	Vallenar	104,16	09-01-2021
Termoeléctrica (Diesel)	Central de Respaldo Maitencillo	Energía Siete Spa	Vallenar	67	01-12-2022
Eólica	Sarco	AELA Eólica Sarco SPA	Freirina	170,20	15-07-2020
Eólica	San Juan	San Juan S.A.	Freirina	185	16-03-2017
Eólica	Cabo Leones III	Cabo Leones III SPA	Freirina	190,23	29-12-2020 17-12-2021
Eólica	Cabo Leones	Cabo Leones I S.A.	Freirina	181,15	12-06-2018
Eólica	Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Freirina	245	23-02-2021
Eólica	Parque Eólico Atacama	Grupo Ibereólica Renovables	Freirina	165	01-12-2022
Fotovoltaica	El Romero	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Alto del Carmen	246	03-03-2017

*Fuente: Elaboración propia en base a información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2022)*

Tabla 0.4: Catastro Centrales Generadoras PMGD Región de Atacama

<b>Tipo Central PMGD</b>	<b>Nombre Central</b>	<b>Propietario</b>	<b>Comuna</b>	<b>Potencia Máxima Bruta (MW)</b>	<b>Fecha Inicio Operación</b>
Fotovoltaica	Covadonga	Chungungo Solar SPA	Chañaral	9,00	10-06-2020
Fotovoltaica	Esperanza	RTS Energía S.A.	Diego de Almagro	2,88	20-12-2013
Fotovoltaica	Pilar Los Amarillos	RTS Energía S.A.	Diego de Almagro	3,00	20-12-2021
Fotovoltaica	Diego de Almagro Solar	Diego de Almagro Solar SPA	Diego de Almagro	8,00	28-11-2018
Fotovoltaica	Valle Solar Este II	Sinergia Solar SPA	Copiapó	9,00	13-02-2014
Fotovoltaica	Valle Solar Oeste II	Solar Brothers SPA	Copiapó	9,00	13-02-2019
Fotovoltaica	Piloto Solar Cardones	Central Cardones S.A.	Copiapó	0,5	21-02-2017
Fotovoltaica	Antay	Generadora del Pacífico SPA	Copiapó	9,00	03-11-2017
Fotovoltaica	Las Terrazas	Energía Atacama S.A.	Tierra Amarilla	3,00	28-08-2014
Fotovoltaica	Hornitos	Agrícola Don Alfonso SPA	Tierra Amarilla	0,32	10-06-2013
Fotovoltaica	Malaquita Solar II	Apolo Del Norte SPA	Tierra Amarilla	9,00	15-02-2019
Fotovoltaica	Cachiyuyo Solar II	Nuovosol SPA	Tierra Amarilla	9,00	15-02-2019
Fotovoltaica	Marañón	Santa Isabel Spa	Vallenar	9,00	01-11-2022
Fotovoltaica	Tamarama	Tamarama Spa	Vallenar	9,00	01-11-2022
Fotovoltaica	Santa Cecilia	Commonplace Energy SPA	Vallenar	2,96	15-12-2013
Hidroeléctrica de pasada	Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	Vallenar	5,12	09-10-2013
Fotovoltaica	Santa Cecilia	Commonplace Energy S.A.	Alto del Carmen	2,9	15-12-2013

Fuente: Elaboración propia en base a información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2022)

Anexo 3: Catastro Centrales Generadoras Región de Coquimbo

Tabla 0.5: Catastro Centrales Generadoras Región de Coquimbo

<b>Tipo Central</b>	<b>Nombre Central</b>	<b>Propietario</b>	<b>Comuna</b>	<b>Potencia Máxima Bruta (MW)</b>	<b>Fecha Inicio Operación</b>
Fotovoltaica	La Huella	Austrian Solar Chile SEIS SPA	La Higuera	85,21	23-07-2021
Fotovoltaica	El Pelicano	El Pelicano Solar Company SPA	La Higuera	110	01-01-2017
Eólica	Punta Colorada	Compañía Barrick Chile Generación SPA	La Higuera	20	15-12-2011
Termoeléctrica	Punta Colorada	Compañía Barrick Chile Generación SPA	La Higuera	16,06	03-12-2010
Termoeléctrica	El Peñón	ENLASA Generación Chile	Coquimbo	81	23-07-2009
Termoeléctrica	Llanos BLANCOS	Prime Energía Quickstart SPA	Coquimbo	153,67	08-01-2022
Eólica	El Arrayan	Parque Eólico El Arrayán SPA	Ovalle	115	06-06-2014
Eólica	Talinay Poniente	Enel Green Power Chile S.A.	Ovalle	60,04	26-05-2015
Eólica	Talinay Oriente	Parque Talinay Oriente S.A.	Ovalle	90,00	13-04-2013
Eólica	Los Cururos	Parque Eólico Los Cururos SPA	Ovalle	109,04	23-07-2014
Eólica	Monte Redondo	Eólica Monte Redondo SPA	Ovalle	48,00	06-01-2010
Eólica	Punta Sierra	Pacific Hydro Punta Sierra SPA	Ovalle	82,62	05-06-2019
Hidroeléctrica de Pasada	Los Molles	Enel Generación Chile S.A.	Monte Patria	18,00	01-01-1952
Termoeléctrica (Diesel)	Combarbalá	Prime Energía Quickstart SPA	Combarbalá	77,72	15-09-2021
Eólica	Punta Palmeras	Punta Palmeras S.A.	Canela	45,00	19-11-2014
Eólica	Canela	Enel Generación Chile S.A.	Canela	18,15	27-12-2007
Eólica	Canela II	Enel Generación Chile S.A.	Canela	60,00	11-12-2009
Eólica	Total	Norvind S.A.	Canela	46,00	25-01-2010
Termoeléctrica	Combarbalá	Prime Energía Quickstart Spa	Salamanca	77,72	15-09-2021
Termoeléctrica (Diesel)	Los Espinos	Espinos S.A.	Los Vilos	124,00	25-03-2009
Termoeléctrica (Diesel)	Olivos	Espinos S.A.	Los Vilos	115,20	11-07-2008
Termoeléctrica (Diesel)	Chagual	Prime Energía Quickstart SPA	Los Vilos	103,25	27-08-2021

Fuente: Elaboración propia en base a información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2022)

Tabla 0.6: Catastro Centrales Generadoras PMGD Región de Coquimbo

<b>Tipo Central PMGD</b>	<b>Nombre Central</b>	<b>Propietario</b>	<b>Comuna</b>	<b>Potencia Máxima Bruta (MW)</b>	<b>Fecha Inicio Operación</b>
Fotovoltaica	La Silla	Enel Green Power Chile S.A.	La Higuera	1,53	12-08-2016
Fotovoltaica	Punta Baja Solar	Parque Solar SPA	La Higuera	2	18-01-2019
Fotovoltaica	El Gaviotín	El Gaviotín Spa	La Serena	9,00	01-11-2022
Fotovoltaica	Llanos De Potroso	Llanos De Potroso SPA	La Serena	9,01	07-05-2020
Fotovoltaica	Las Rojas	Marquesa Solar SPA	La Serena	3	31-12-2019
Fotovoltaica	Quebrada de Talca	DPP Holding Spa	La Serena	9,00	01-12-2022
Hidroeléctrica de pasada	Puclaro	Hidroeléctrica Puclaro S.A.	Vicuña	5,60	01-05-2008
Fotovoltaica	Santa Francisca	CVE Proyecto Diecisiete SPA	Vicuña	6,01	23-12-2021
Fotovoltaica	Sol Del Norte	Solar E SPA.	Vicuña	2,96	05-10-2015
Fotovoltaica	Luna Del Norte	Solar E SPA	Vicuña	2,96	16-09-2015
Fotovoltaica	Tambo Real	Generadora Eléctrica Kaltemp LTDA.	Vicuña	2,94	06-12-2012
Fotovoltaica	SDGX01	Engie Energía Chile S.A.	Andacollo	1,28	08-08-2013
Fotovoltaica	Lagunilla	GR Pacific Pan de Azúcar Spa	Ovalle	3	05-02-2016
Fotovoltaica	La Chapeana	La Chapeana SPA	Ovalle	2,93	15-01-2016
Fotovoltaica	Alturas De Ovalle	GR Huingán SPA	Ovalle	5	04-10-2016
Fotovoltaica	Talhuen	Reden Talhuen Solar SPA	Ovalle	3	01-08-2018
Fotovoltaica	Parque Solar Ovalle Norte	Parque Solar Ovalle Norte SPA	Ovalle	9,01	24-04-2021
Fotovoltaica	Santa Clara	Impulso Solar Las Lloysas SPA	Ovalle	2,75	05-06-2021
Fotovoltaica	Amparo Del Sol	Parque Solar Amparo Del Sol SPA	Ovalle	3	01-06-2018
Fotovoltaica	La Chimba BIS	La Chimba BIS SPA	Ovalle	2,78	15-05-2020
Fotovoltaica	Las Mollacas	Las Mollacas SPA	Ovalle	2,93	14-01-2016
Fotovoltaica	Pretty Field	Campo Lindo SPA	Ovalle	2,08	15-04-2021
Hidroeléctrica de pasada	La Paloma	Hidropaloma S.A.	Ovalle	4,60	29-03-2010
Fotovoltaica	Las Majadas	Don Pedro SPA	Monte Patria	9,05	28-05-2021
Termoeléctrica (Diesel)	Monte Patria	Elektra Generación S.A.	Monte Patria	9,00	12-07-2007

Fotovoltaica	El Palqui	Fénix Solar Spa	Monte Patria	3,00	01-08-2022
Fotovoltaica	El Divisadero	Divisadero S.A.	Punitaqui	3,00	10-08-2016
Termoeléctrica (Diesel)	Punitaqui	Elektra Generación S.A.	Punitaqui	9,00	06-07-2007
Fotovoltaica	Huaquellón	Nueva Gales Spa	Punitaqui	9,00	01-11-2022
Fotovoltaica	Pama	PSF Pama S.A.	Combarbalá	2,00	19-06-2014
Fotovoltaica	El Salitral	PSF El Salitral S.A.	Combarbalá	3,00	08-12-2020
Fotovoltaica	Lomas Coloradas	PSF Lomas Coloradas S.A.	Combarbalá	2,00	19-06-2014
Fotovoltaica	Illapel 5X	Parsosy Illapel 5 SPA	Illapel	3,00	20-07-2019
Fotovoltaica	Cocinillas	Agrosolar IV SPA	Illapel	2,78	11-11-2020
Fotovoltaica	Bellavista	Parque Solar Bellavista SPA	Illapel	3,00	23-03-2016
Fotovoltaica	Cuz Cuz	Parque Solar Cuz Cuz SPA	Illapel	3,00	02-03-2017
Fotovoltaica	Canelillo	Agrosolar V SPA	Illapel	2,78	12-11-2020
Fotovoltaica	Canesa Solar	Ángela Solar SPA	Illapel	3,00	13-08-2019
Fotovoltaica	Siete Colores	Siete Colores Spa	Illapel	3,00	01-12-2022
Fotovoltaica	Chalinga Solar	Joaquín Solar SPA	Salamanca	3,00	19-07-2019
Fotovoltaico	Chuchiñi	SPV P4 SPA	Salamanca	2,78	09-06-2016
Termoeléctrica (Diesel)	El Faro	Fontus SCL III SPA	Los Vilos	3,01	01-10-2020
Termoeléctrica (Diesel)	Ramadilla	Generadora La Calera SPA	Los Vilos	3,00	01-09-2018
Fotovoltaica	Norte Chico	Acotango De Verano SPA	Los Vilos	1,95	29-06-2019
Termoeléctrica (Diesel)	Conchali	Quemchi Generadora De Electricidad S.A.	Los Vilos	3,00	13-03-2019

Fuente: Elaboración propia en base a información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2022)

Anexo 4: Centrales Generadoras en Construcción Norte Chico

Tabla 0.7: Catastro de Generadoras Norte chico de Chile

Tipo Central	Nombre Central	Región	Potencia (MW)	PMGD	Año Entrada
Fotovoltaica	Parque Punta del Cobre	Atacama	9	Si	01-01-2023
Fotovoltaica	Toledo Dos	Atacama	9	Si	01-02-2023
Fotovoltaica	Parque Jotabeche	Atacama	9	Si	01-03-2023
Fotovoltaica	El Ñandú	Atacama	3	Si	01-04-2023
Fotovoltaica	El Halcon	Atacama	3	Si	01-05-2023
Fotovoltaica	El Turpial	Atacama	3	Si	01-06-2023
Eólica	Caldera	Atacama	9	Si	01-09-2023
Fotovoltaica	Concorde (Ex Salar Dos)	Atacama	6	Si	01-09-2023
Fotovoltaica	San Francisco	Atacama	9	Si	01-09-2023
Fotovoltaica	Las Loicas	Atacama	3	Si	01-10-2023
Fotovoltaica	Becacina	Atacama	3	Si	01-12-2023
Fotovoltaica	Proyecto Fotovoltaico Modificación Sierra Soleada	Atacama	9	Si	01-01-2024
Fotovoltaica	Las Tablas	Atacama	9	Si	01-04-2024
Fotovoltaica	Proyecto Fotovoltaico Diego de Almagro	Atacama	9	Si	01-04-2024
Fotovoltaica	Planta Fotovoltaica Calderaza	Atacama	9	Si	01-05-2023
Fotovoltaica	PMGD Samo Bajo	Coquimbo	3	Si	01-02-2023
Fotovoltaica	Olivier	Coquimbo	3	Si	01-02-2023
Fotovoltaica	Soy Solar	Coquimbo	3	Si	01-05-2023
Fotovoltaica	Santa Lucía	Coquimbo	7	Si	01-02-2023
Fotovoltaica	Corso	Coquimbo	9	Si	01-02-2023
Fotovoltaica	Plaza Sunlight	Coquimbo	9	Si	01-02-2023
Fotovoltaica	Antonia Solar	Coquimbo	3	Si	01-02-2023
Fotovoltaica	Olivia	Coquimbo	3	Si	01-03-2023
Fotovoltaica	Siete Colores Ampliación	Coquimbo	6	Si	01-03-2023
Fotovoltaica	Maimalican	Coquimbo	9	Si	01-03-2023
Fotovoltaica	Sirimavo	Coquimbo	3	Si	01-03-2023
Fotovoltaica	Parque Fotovoltaico Soy Solar	Coquimbo	3	Si	01-05-2023
Fotovoltaica	PFV Las Gaviotas	Coquimbo	3	Si	01-05-2023
Fotovoltaica	PFV El Rayador	Coquimbo	9	Si	01-05-2023

Fuente: Energía Abierta (2022)