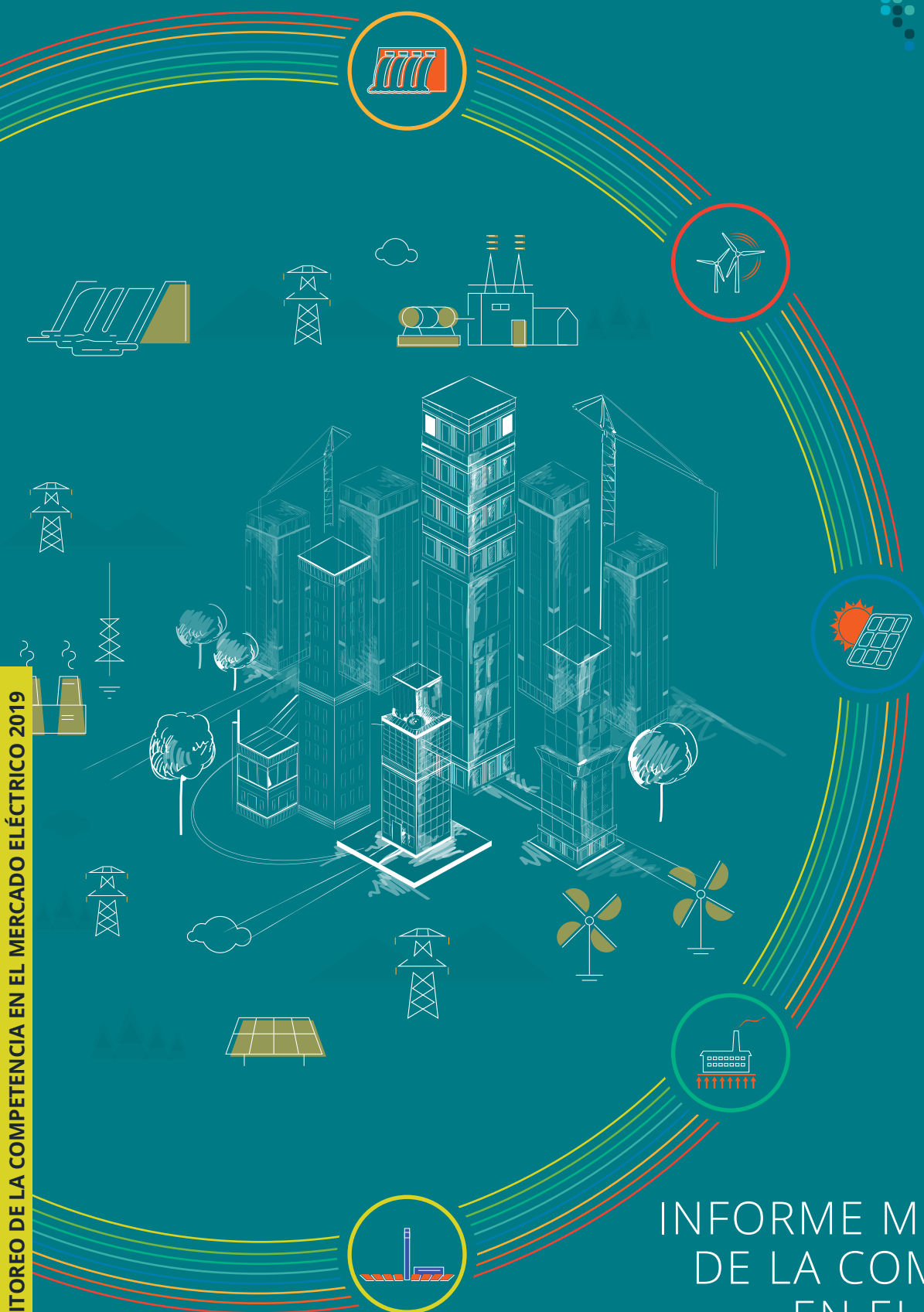




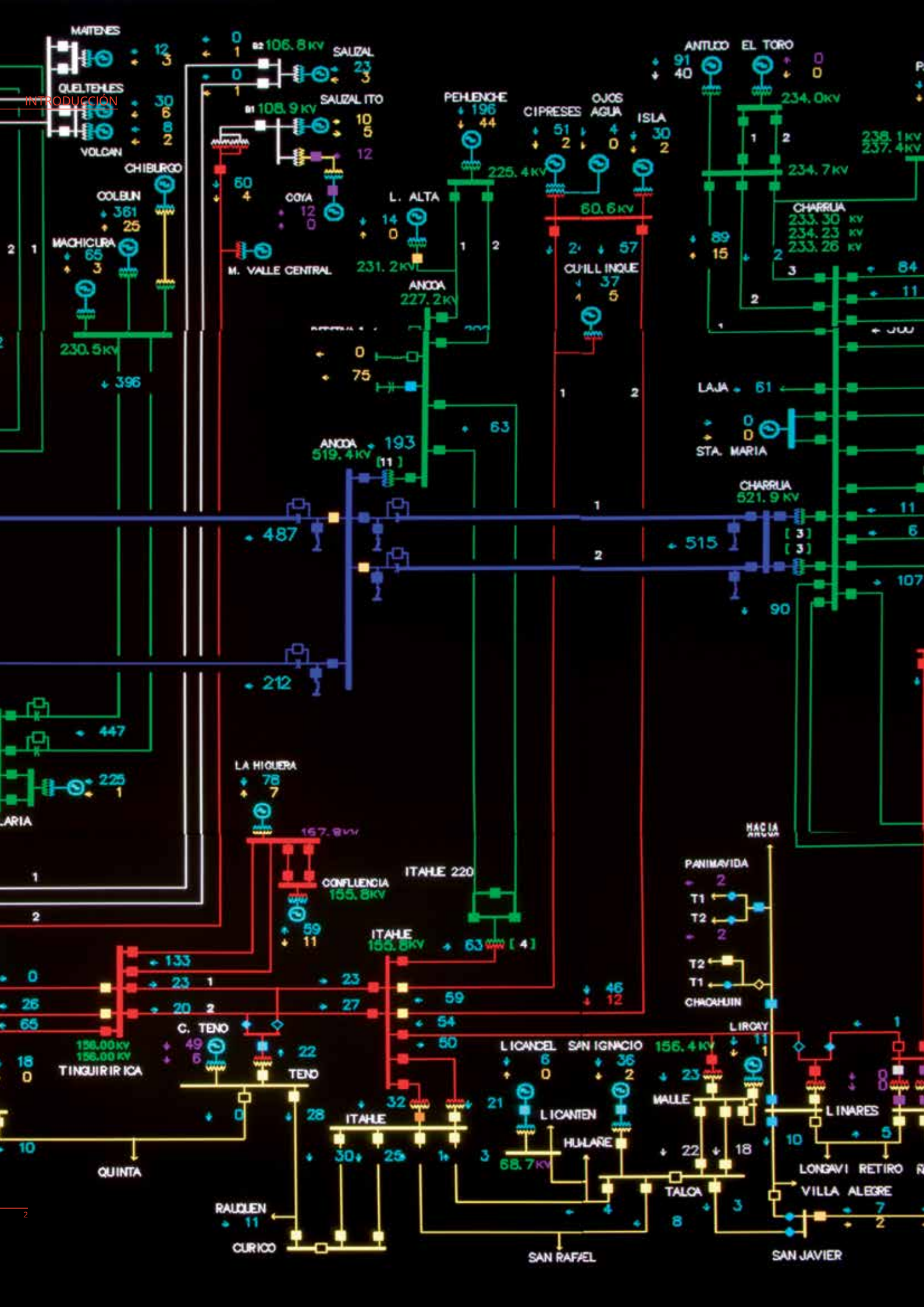
COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL



INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE CHILE **2019**

The diagram illustrates the electrical infrastructure of the Charrúa region, featuring a complex network of high-voltage transmission lines and substations. Key elements include:

- Substations and Voltage Levels:** Numerous substations are marked with their respective voltage ratings, such as 230.5 kV, 225.4 kV, 155.8 kV, and 156.00 kV. Specific substations like Charrúa (521.9 kV) and Ancoá (519.4 kV) are highlighted.
- Transmission Lines:** The map shows a dense network of lines connecting various locations, with some lines labeled with numbers (e.g., 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100).
- Geographical Context:** The map includes labels for various locations, such as Salizal, Charrúa, San Rafael, and San Javier, providing a geographical context for the electrical network.
- Color-Coding:** The lines are color-coded (green, red, blue) to represent different transmission systems or voltage levels.





INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA

31 de marzo de 2020

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I:

Caracterización del Mercado Eléctrico Nacional	8
I.1 Segmento de generación	10
I.2 Segmento de transmisión	13
I.3 Segmento de distribución	13

CAPÍTULO II:

Concentración y Poder de Mercado	14
II.1 Subsistemas y Desacoples	16
II.2 Índices de concentración y poder de mercado	17

CAPÍTULO III:

Ejercicio de poder de mercado y análisis de competencia	20
III.1. Segmento de generación	20
III.2 Segmento de transmisión	30
III.3 Segmento de distribución	30

CAPÍTULO IV:

Licitaciones en el Sistema Eléctrico Nacional	33
IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal	33
IV.2 Otras licitaciones	34

CAPÍTULO V:

Servicios Complementarios	36
---------------------------	----

CAPÍTULO VI:

Materias analizadas por la UMC	40
VI.1 Actividades de monitoreo	40
VI.2 Actividades de difusión y capacitaciones	41
VI.3 Participación en foros internacionales	41

CAPÍTULO VII:

Recomendaciones	42
-----------------	----

ANEXO

A.1 Tabla I.1	43
A.2 Tabla A.2	45
A.3 Tabla A.3	46



El contenido del presente Informe, en especial los datos y análisis proporcionados, tienen un fin meramente informativo respecto de las condiciones de competencia que, a juicio del Coordinador, existen en el mercado eléctrico chileno y no garantiza que las mismas se mantendrán invariables en el tiempo.

Todos los análisis y opiniones contenidas en este Informe fueron realizados por la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) del Coordinador Eléctrico Nacional y, a menos que se indique lo contrario, todos los gráficos y tablas expuestos en el presente informe fueron elaborados con información disponible para el Coordinador.



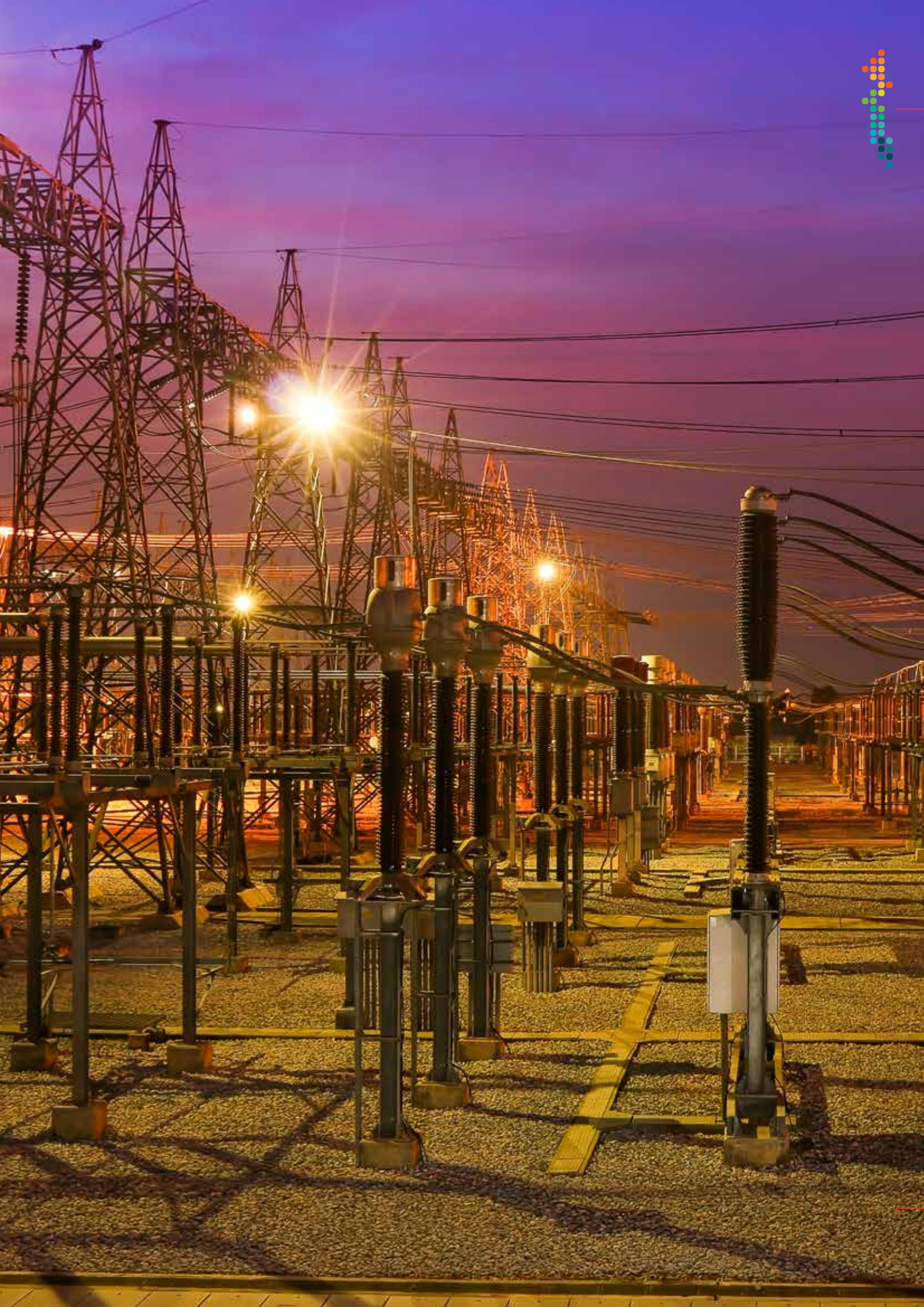
LISTA DE ABREVIATURAS

ADP:	Anual Delivery Program	EV:	Elementos de vinculación
AGC:	Automatic generation control	GN:	Gas Natural
AR:	Aislamiento rápido	GNL:	Gas Natural Licuado
CDC:	Centro de Despacho y Control	HHI:	Hirschman-Herfindhal Index
CDEC-SIC:	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central	IDPSSCC:	Informe de definición y programación de servicios complementarios
CDEC-SING:	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande	LGSE:	Ley General de Servicios Eléctricos
CER:	Compensador estático de reactivos	PA:	Partida Autónoma
CNE:	Comisión Nacional de Energía	PDC:	Plan de defensa contra contingencias
CPF:	Control primario de frecuencia	PRS:	Plan de recuperación de servicio
CRF:	Control rápido de frecuencia	RE:	Resolución Exenta
CSF:	Control secundario de frecuencia	RPPMT:	Rentas pivotales de poder de mercado totales
CT:	Control de tensión	RPT:	Rentas pivotales totales
CTF:	Control terciario de frecuencia	RSI:	Residual supply index
DE:	Decreto Exento	SASC:	Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión
DMC:	Desconexión manual de carga	SSCC:	Servicios Complementarios
EDAC:	Esquema de desconexión automático de carga	STATCOM:	Static compensator
EDAG:	Esquema de desconexión automático de generación	SUCT:	Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica
EISG:	Energy Intermarket Surveillance Group	SVC:	Static VAR compensator
ERAG:	Esquema de reducción automática de generación	TDLC:	Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
ERV:	Energía renovable variable	UMC:	Unidad de Monitoreo de la Competencia

INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo establecido en el artículo 186, del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional y en el Procedimiento Interno de la Unidad de Monitoreo de la Competencia, se ha elaborado el presente Informe de Monitoreo de la Competencia del año 2019.

El presente informe contiene, en su capítulo I, información general del mercado eléctrico, considerando generación, transmisión y distribución; en el capítulo II se presentan indicadores de concentración y otro tipo de mediciones estructurales utilizadas para estimar el poder de mercado en el segmento de generación; en el capítulo siguiente se describen las variables más relevantes para el análisis de la competencia en el mercado eléctrico chileno; en el capítulo IV se presenta un breve análisis sobre licitaciones de infraestructura de transmisión y otros servicios; el capítulo V se refiere a las condiciones de competencia en el mercado de servicios complementarios; y, finalmente, se presentan, sucintamente, los temas evaluados por la UMC durante el año 2019.



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente capítulo se presenta información descriptiva de cada segmento del mercado eléctrico nacional, a saber: generación, transmisión y distribución. En el caso del primero, se describe su composición tecnológica, capacidad y energía generada; en el segundo se presentan cifras sobre las instalaciones de transmisión (líneas, subestaciones y elementos relacionados) y los proyectos más relevantes para ampliar la capacidad del sistema de transmisión; y, en cuanto al último, se presentan datos generales sobre participación respecto de energía retirada.



I.1 SEGMENTO DE GENERACIÓN

El parque generador en Chile está compuesto por diversas tecnologías, cuya incorporación se determina autónomamente por las empresas, de conformidad con las señales de precios de largo plazo.

Como se muestra en el **Gráfico I.1.1**, la tecnología predominante en términos de capacidad instalada corresponde a Térmica, con cerca de 53,1% a diciembre de 2019, seguida por Hídrica con una participación ligeramente superior a 27%, Solar con cerca de un 11,1%, Eólica con 8,6% y Geotérmica con un 0,2%¹.

Las únicas tecnologías que aumentaron su participación relativa durante el año 2019 fueron la Solar y Eólica, con 1,3 y 1,5 puntos porcentuales, respectivamente, lo que no solo se debe al ingreso de nuevos parques solares y eólicos, sino que también a la salida de las unidades 12 y 13 de la central carbonera Tocopilla.

De la totalidad del parque térmico, las centrales a carbón siguen siendo las de mayor participación en esta tecnología, con un 38,8%, con una leve disminución respecto del 41% de participación observada en diciembre de 2018, lo que, como fue mencionado previamente, puede ser primordialmente explicado por el retiro de dos unidades de la central Tocopilla. El gas natural tiene una participación de 36,2%², en tanto que el diésel participa en un 20,6%. El resto de las fuentes da cuenta de menos del 5%, con biomasa alcanzando cerca de 3% en tanto las fuentes restantes dan cuenta, en conjunto, de un 1,3%³.

En cuanto a tecnología hidroeléctrica, a diciembre de 2019 la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas de pasada superó ligeramente a la de las centrales de embalse, alcanzando un 50,3% en comparación con el 49,7% de las últimas.

Lo anterior puede ser apreciado en los **gráficos I.1.2 y I.1.3** siguientes.

Por su parte, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), alcanzó un total de 25,2 GW a diciembre de 2019, con un aumento de 2,5% en comparación con el mismo mes del año anterior. A diferencia de lo ocurrido en el año 2018, donde el aumento de capacidad entre enero y diciembre se debió primordialmente a una mayor capacidad térmica, durante el año 2019 el mayor aumento se materializó en capacidad solar y eólica, con cerca de 400 MW y 500 MW de incremento anual, respectivamente. Lo anterior se refleja en el **Gráfico I.1.4**.

A su vez, la capacidad térmica disminuyó alrededor de 200 MW, con motivo del retiro de servicio de las unidades 12 y 13 de la central Tocopilla, las que poseían una capacidad aproximada de 92MW cada una.

GRÁFICO I.1.1

*Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
Diciembre 2018 - diciembre 2019*

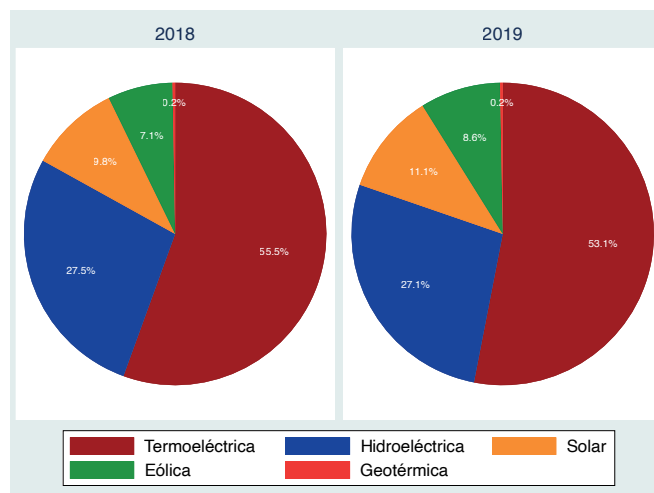


GRÁFICO I.1.2

*Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Diciembre 2019*

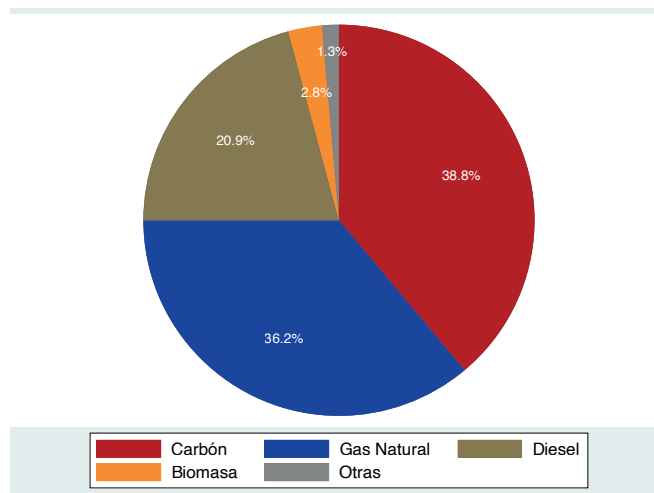
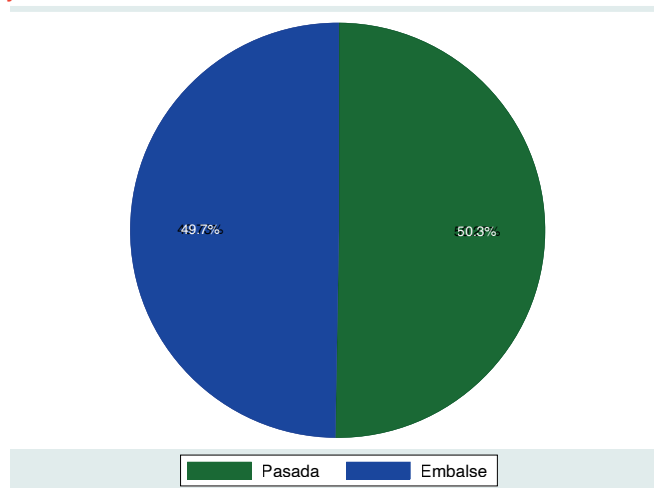


GRÁFICO I.1.3

Distribución de capacidad hidroeléctrica instalada (MW) por fuente, Diciembre 2019



¹ Existe solo una planta Geotérmica en el parque generador, cuya puesta en marcha fue a finales del año 2017.

² En adelante, se entenderá por gas natural tanto el gas natural licuado (GNL) como al gas natural importado desde Argentina (GN).

³ El resto de las fuentes corresponde a licor negro, petcoke, propano y cogeneración.



GRÁFICO I.1.4
Capacidad instalada por tecnología
2018 - 2019

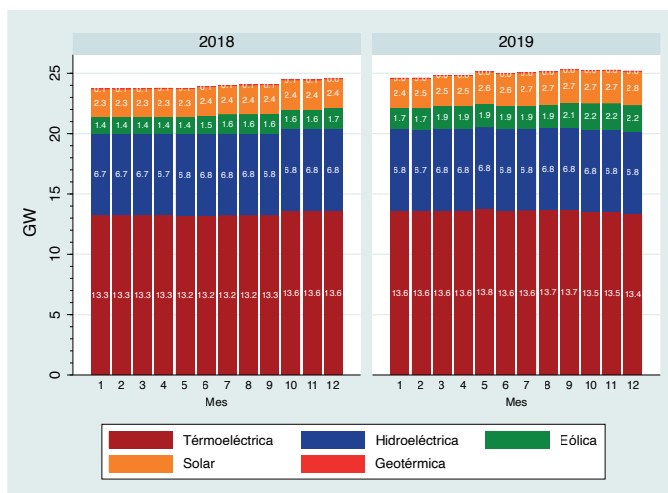


GRÁFICO I.1.5
Generación mensual
2018 - 2019

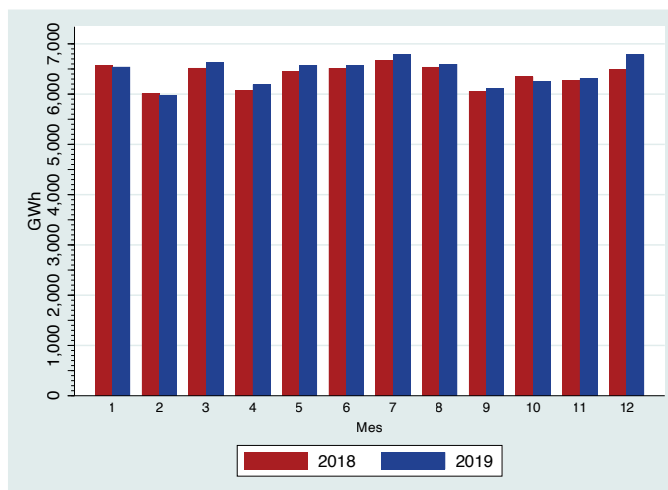
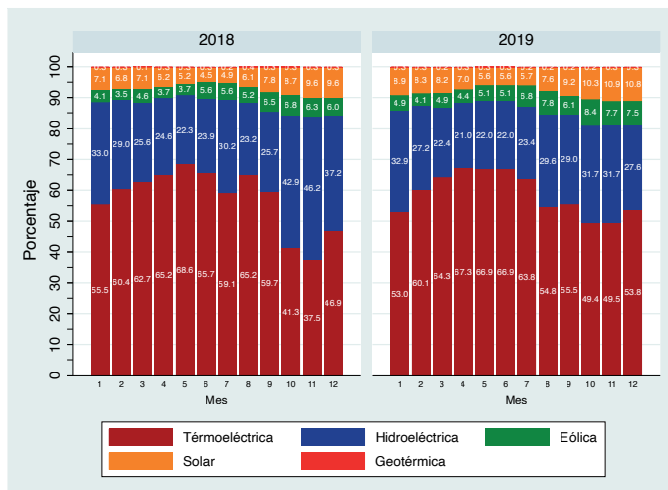


GRÁFICO I.1.6
Distribución generación por tecnología
2018 - 2019



En cuanto a la participación por empresa, se puede apreciar en la **Tabla I.1.1** que esta se concentra mayoritariamente en 4 conglomerados, a saber: Enel, AES Gener, Colbún y Engie con cerca de un 65% de la capacidad instalada a diciembre de 2019, con un punto porcentual menos que el mes comparable del año previo. Enel sigue siendo la empresa con mayor participación, con un 28,2%, más del doble de la participación de la seguidora inmediata, AES Gener, con un 13,7%, Colbún con 13,6%, y Engie con un 9,1%. EDF Chile Holding y Tamakaya Energía poseen una participación de 3,4% y 2,2% respectivamente, en tanto que el restante 29,8% de la capacidad instalada está compuesto por firmas con participaciones individuales iguales o inferiores al 1%.

Con excepción de Engie, todas las otras empresas disminuyeron su capacidad, lo que puede ser explicado por la entrada de nuevas empresas asociadas a ERV.

TABLA I.1.1
Participación por conglomerado de capacidad instalada
Diciembre 2018 - diciembre 2019

Conglomerado	Participación	
	2018	2019
Enel	29,8	28,2
AES Gener	14,0	13,7
Colbún	13,8	13,6
Engie	8,1	9,1
EDF Chile Holding (4)	3,5	3,4
Tamakaya Energía	2,2	2,2
Otros	28,6	29,8
Total	100	100

En cuanto a la entrada en operación de nuevas centrales, en la **tabla A.1** del anexo se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el año 2019.

En lo referente a generación, ésta osciló entre 6.000 GWh y 6.800 GWh por mes a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y julio respectivamente, al igual que durante el año 2018, tal como se muestra en el **gráfico I.1.5**.

4 EDF Chile Holding posee el 50% de Central El Campesino S.A. y Santiago Solar S.A., siendo Andes Mining & Energy Corporate el otro propietario poseedor del 50% restante.

Como se observa, a partir de marzo de 2019 la generación aumentó respecto del mismo mes del año anterior, con excepción del mes de octubre, lo que podría ser explicado en parte por lo sucedido en el país desde el 18 de octubre, aunque durante diciembre se apreció un aumento significativo en comparación con lo ocurrido en igual mes del año 2018.

La distribución de la energía inyectada por tecnología puede llegar a variar de forma sustantiva a lo largo del año, tal como se desprende del **Gráfico I.1.6**.

Las tecnologías que presentan una mayor variación en su contribución a la generación total del sistema corresponden a la termoeléctrica e hidroeléctrica. Lo anterior se debe a que en los períodos donde existe menor disponibilidad del recurso hídrico las centrales térmicas deben cubrir dicha disminución de generación. A su vez, se aprecia una diferencia significativa en la participación de generación hidroeléctrica en los últimos meses del año en comparación con el año 2018, superando incluso los 10 puntos porcentuales. Correlativamente, la generación térmica aumentó entre 8 y 12 puntos porcentuales durante los meses de octubre, noviembre y diciembre.

También se puede observar que durante los meses de invierno la generación solar disminuye levemente, mientras que no existe un patrón asociado a la generación eólica⁵. Adicionalmente, en lo que respecta a estas fuentes de generación, existió un aumento promedio en la generación de 2 puntos porcentuales respecto del año 2018.

En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el carbón es la que tiene una mayor participación, variando entre 57% y 70% a lo largo del año. A comienzos del 2019 hubo una mayor participación de gas natural, lo que se explica primordialmente por una mayor disponibilidad de gas natural argentino (ver **Gráfico I.1.7**).

Por su parte, en el **Gráfico I.1.8** es posible observar la distribución de la generación hidroeléctrica entre centrales de embalse y pasada. Se deduce de las cifras que, en general, son estas últimas unidades generadoras las que contribuyen en mayor cuantía a la generación hidroeléctrica, alcanzando una proporción promedio de 55% aproximadamente, sin mayor variación respecto del año previo, en que dicha participación ascendió a cerca de 54%, lo que puede ser explicado por la ausencia de entrada de nuevas plantas de embalse en los últimos años.

GRÁFICO I.1.7

*Distribución generación térmica por fuente
2018 - 2019*

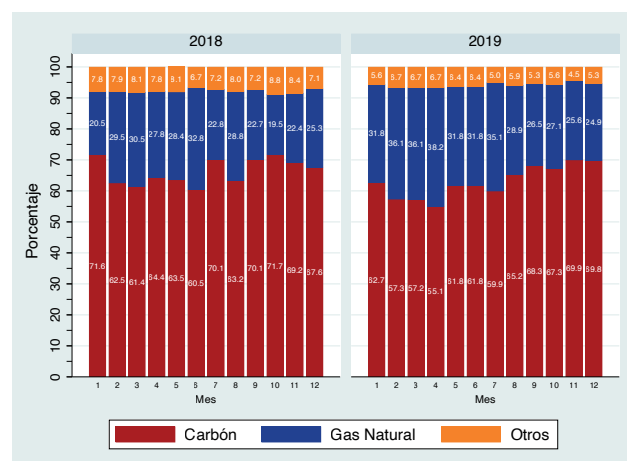
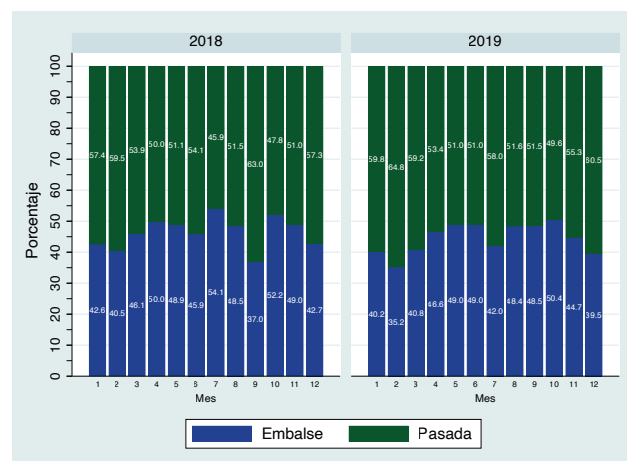


GRÁFICO I.1.8

*Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2018 - 2019*



⁵ Por las mismas razones que en la presentación de cifras referidas a capacidad, la generación geotérmica es omitida del gráfico, la que alcanza un porcentaje relativamente reducido que fluctúa entre 0,1% y 0,4%.



I.2 SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

El Sistema de transmisión se divide, por ley, en sistema de transmisión nacional, sistema de transmisión para polos de desarrollo, sistema de transmisión zonal y sistema de transmisión dedicado.

La extensión de todo el sistema de transmisión alcanzó los 35.304 Km, de los cuales 5.155 Km corresponden a líneas de 345 kV - 500 kV, 16.163 Km a líneas de 220 kV, 1.474 Km de 154 kV, 6.305 Km 100 kV-110 kV y 6.207 Km corresponden a líneas de una tensión inferior a 69 kV. En la **Tabla I.2.1** se presenta la distribución de las líneas por nivel de tensión.

TABLA I.2.1

Extensión Sistema de Transmisión por nivel de tensión ⁽¹⁾

Nivel de Tensión (kV)	Longitud (Km)
Menor a 69	6.207
100-110	6.305
154	1.474
220	16.163
345-500	5.155
Total	35.304

(1) Existen inconsistencias con el año 2018, ya que según la información disponible en <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos>, la longitud de las instalaciones de 220 kV y 154 kV habría disminuido en comparación con el año 2018. Dicha diferencia es particularmente pronunciada para 220 kV, con más de 1.000 Km de discrepancia, mientras que para 154 kV es solo de 20 Km aproximadamente. Esto podría ser motivo de la ausencia de registros para ciertos tramos de 220 kV, lo cual puede ser corroborado en el reporte de "secciones tramos" en el registro denominado "1.2 Longitud conductor", así como también al hecho de que para el informe del año 2018 se obtuvo la información del Reporte de Sostenibilidad, disponible en <https://www.coordinador.cl/cuenta2018/>.

De la extensión total del sistema de transmisión, un 32,4% corresponde a líneas del sistema de transmisión nacional, 25,1% a líneas de transmisión zonal y 42,5% a líneas del sistema dedicado, tal como puede ser observado en el **Gráfico I.2.1**.

Cada segmento de transmisión posee características de monopolio natural, razón por la cual se trata de un mercado regulado. En respuesta a ello, la Ley considera un Plan Anual de la Expansión de la Transmisión de carácter obligatorio, que

es resultado de un proceso público, participativo y regulado que se lleva adelante por las autoridades del sector. Las obras de expansión resultantes de este Plan, para el sistema de transmisión nacional y zonal, pueden ser obras nuevas o de ampliación de instalaciones existentes y deben ser llevadas a cabo mediante procesos de licitación internacionales, que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo establecido en La Ley.

I.3 SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

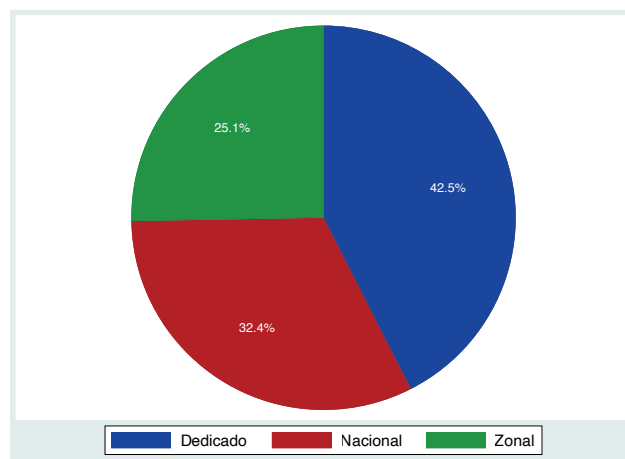
Al igual que el segmento de transmisión, el de distribución tiene características de monopolio natural, por lo que se encuentra regulado. Las empresas de distribución cuentan con concesiones de servicio público eléctrico delimitadas por zonas territoriales. El suministro eléctrico para el abastecimiento que deben efectuar estas empresas concesionarias de distribución a sus clientes regulados, es licitado en concursos internacionales, con el fin de determinar los precios a cobrar por la energía a los clientes regulados. Dichas licitaciones consideran bloques de energía.

En particular, durante el mes de abril de 2019, a través de Resolución Exenta N° 273-2019 de la CNE, se aprobaron las bases de licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios.

Las propuestas deberían recibirse en noviembre del año 2020, y el suministro licitado para los bloques involucrados tendría un período de vigencia entre los años 2025 y 2040.

GRÁFICO I.2.1

Distribución extensión del Sistema de Transmisión



CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO

En este capítulo, se presentan diferentes métricas empleadas para estimar el poder de mercado aplicadas al mercado eléctrico chileno, en particular: el *Hirschman-Herfindhal Index*, *Pivotal Supplier Index* y *Residual Supply Index*. El primero es ampliamente utilizado para determinar los niveles de concentración de variados tipos de industrias con el fin de estimar el poder de mercado que los agentes con mayor participación pudiesen ostentar, mientras que los últimos son particularmente relevantes en el mercado eléctrico⁶, ya que en este, dada sus características especiales, los indicadores clásicos de concentración no reflejarían de forma efectiva los potenciales niveles de poder de mercado que pudiesen existir.

⁶ El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el California Independent System Operator (CAISO), y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (FERC Market Monitoring Workshop) en el año 2002. Presentación disponible en https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.



II.1 SUBSISTEMAS Y DESACOPLES.

A continuación, en los **gráficos II.1.1.** y **II.1.2.**, se presenta la distribución de frecuencia de los diferentes subsistemas formados en el sistema eléctrico nacional a lo largo del año 2019 y 2018⁷.

Como se observa, ha existido una disminución sustantiva del número de subsistemas que fueron prevalentes por más de 1000 horas durante el año⁸. Más aún, el sistema permaneció acoplado la mayor parte del tiempo, siendo representado el SEN en el **Gráfico II.1.1** por la primera barra que supera las 4.000 horas, lo que equivale a alrededor del 46% del tiempo. Ello contrasta notablemente con lo sucedido el año 2018, período en que el SEN estuvo acoplado solo cerca de 1.400 horas. Asimismo, el subsistema originado por controles de transmisión en la línea Cautín - Ciruelos 220kV fue el único que superó las 1.000 horas, en contraste con los seis del año 2018, excluyendo el SEN. Dichos desacoples se produjeron primordialmente durante la primera mitad del año, lo que derivó en costos marginales elevados para la zona de la barra de Puerto Montt 220, como se presentará en secciones venideras del presente informe.

Se espera que los proyectos "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV", y "Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli, Energizada en 220 kV", fijados en el Decreto Exento N° 4 de 2019 del Ministerio de Energía, tiendan a solucionar los problemas de desacoples a los que se ha hecho referencia. No obstante, el plazo de construcción de dichas obras, según el citado decreto, correspondería a 84 meses, por lo que en el mediano plazo se avizora que estos episodios se vuelvan a repetir.

GRÁFICO II.1.1

*Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2019*

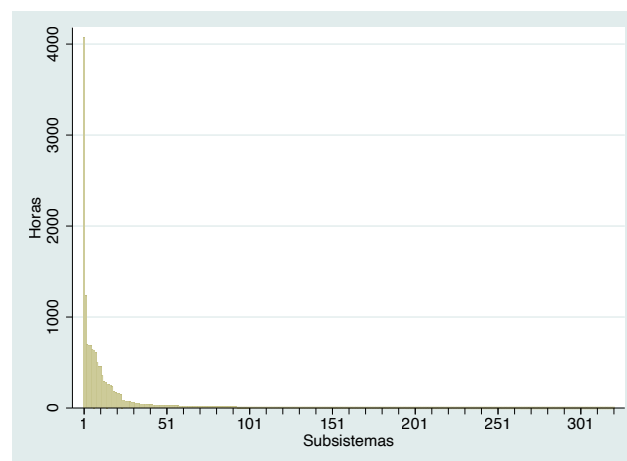
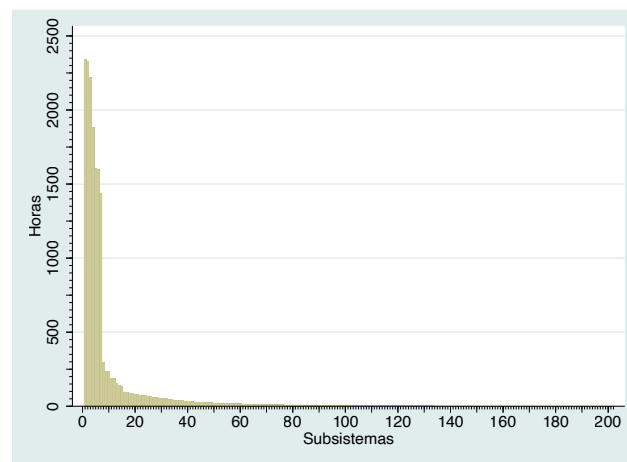


GRÁFICO II.1.2

*Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2018*



⁷ Un subsistema corresponde a un sistema desacoplado, el cual se define como "(...) una fracción del sistema, originada por la desconexión o congestión de una o más instalaciones de transmisión, lo que obliga a realizar un despacho por orden económico considerando sólo las unidades generadoras pertenecientes a la respectiva fracción del sistema.", según lo establecido en el Artículo 10 del Procedimiento "Cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía" contenido en la RE N° 669 de 21 de noviembre de 2017 de la CNE. En la Tabla A.2 y A.3 del anexo se puede encontrar un listado con los 20 subsistemas más frecuentes para el año 2019 y 2018.

⁸ 1.000 horas equivalen al 11% del año aproximadamente.



Por su parte, el subsistema más común del año 2018, ocasionado por congestiones en la línea Pan de Azúcar – Punta Colorada 220kV, solo fue el noveno de mayor ocurrencia durante el 2019, reduciendo las horas de aparición de 2.345 en 2018 a menos de 500 en 2019, influenciado aquello por la entrada en operación de la línea Cardones Polpaico.

Se deriva de lo anterior el importante rol que juega la planificación de la transmisión, ya que la ocurrencia de subsistemas cambia la configuración competitiva del mercado, pudiendo entregar poder de mercado local en alguno de los subsistemas.

En este mismo orden de ideas, preocupa el hecho de que no se estén considerando obras de ampliación del sistema de transmisión que permitan acomodar la inyección de cerca de 3GWh de ERV durante el año 2020.

II.2 ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO

El HHI a nivel nacional al 31 de diciembre de 2019, sin diferenciar por hora o subsistema, alcanzó un valor de 1.281, aproximadamente, lo que podría llevar a concluir que se trata de un mercado desconcentrado. Ello, a su vez, mostraría que el nivel de concentración del mercado ha disminuido levemente, al compararlo con el valor de 1.386 del año anterior. Sin embargo, al considerar la distribución de dicho indicador por hora, teniendo en consideración cada subsistema en el período enero-diciembre de 2019, se aprecia que, en general, se trata de un mercado medianamente concentrado, como se observa claramente en el *Gráfico II.2.1*. Incluso, hay ocasiones en que la capacidad disponible para abastecer un subsistema perteneció a un solo conglomerado, alcanzando el indicador un valor máximo de 10.000, en tanto en otras, en los que aparece un mercado desconcentrado, con valores mínimos inferiores al límite de 1.500. Asimismo, al internalizar la disponibilidad de capacidad de generación solar diferenciada por bloques horarios, se obtienen valores más reducidos para el límite del percentil 25 cuando dicha tecnología cuenta con su fuente de energía, lo que sucede primordialmente entre las 7:00 y 19:00 horas, ocurriendo algo análogo con los valores mínimos.

GRÁFICO II.2.1

*HHI Capacidad
Enero-diciembre 2019*

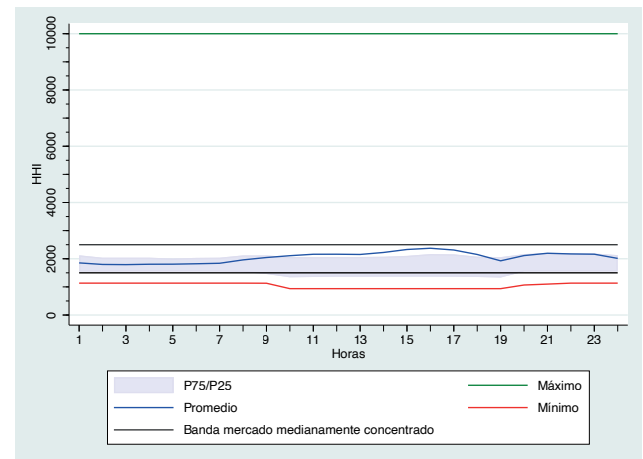
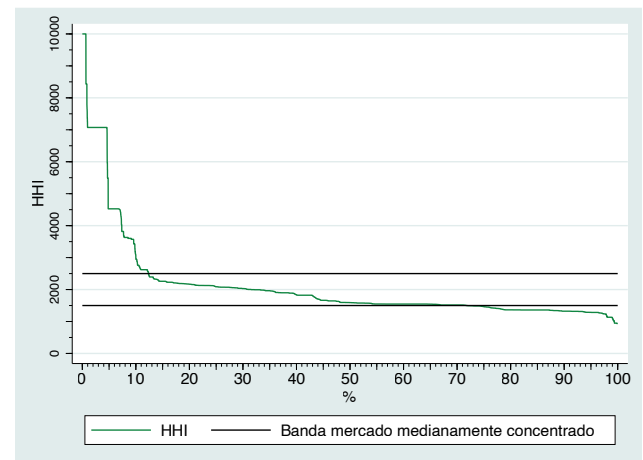


GRÁFICO II.2.2

*Curva de duración HHI promedio
Enero-diciembre 2019*



Ahora bien, si se considera la frecuencia con la que el HHI se encontró sobre el umbral de los 2.500, el **Gráfico II.2.2** muestra que un poco más del 10% del tiempo se presentaron episodios que derivaron en valores superiores a dicho límite, cifra levemente superior al año 2018⁹. Alternativamente, alrededor de un 25% de las veces se alcanzó un HHI inferior a 1.500.

Lo anterior implica que con una ocurrencia cercana al 65% el mercado de la energía eléctrica presentó niveles de concentración medios, lo que constituye una mejora respecto del período previo, en que solo cerca de un 1% de las veces se presentaba un mercado desconcentrado bajo esta óptica, circunstancia que parece impulsada mayoritariamente por la operación del sistema con menos desacoples.

La distribución horaria del RSI para el período enero-diciembre de 2019 se presenta en los **gráficos II.2.3, II.2.4 y II.2.5**¹⁰. Como se observa, tanto para el índice de una empresa, como para el de dos y tres empresas conjuntas existe el mismo patrón por bloque horario.

GRÁFICO II.2.3

RSI para 1 empresa (RSI 1)

Enero-diciembre 2019

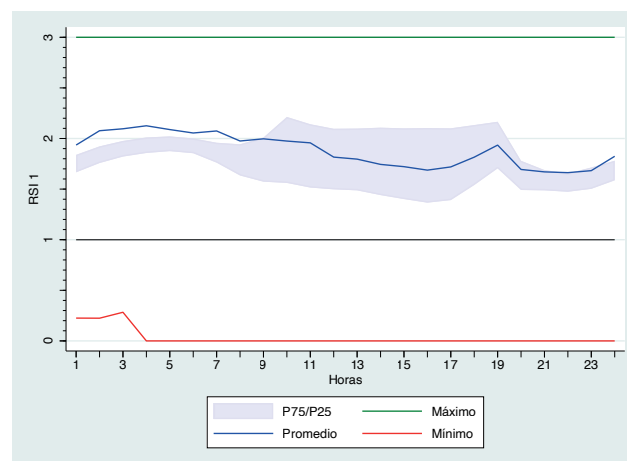
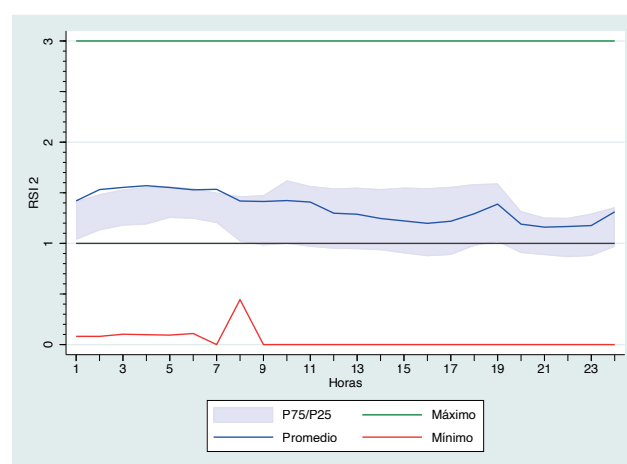


GRÁFICO II.2.4

RSI para 2 empresas de forma conjunta (RSI 2)

Enero-diciembre 2019



⁹ Esto se podría explicar por la mayor frecuencia de pequeños subsistemas, lo que daría origen a sistemas aislados que solo podrían ser abastecidos por un conglomerado.

¹⁰ Solo para efectos gráficos, el valor máximo del RSI se limitó a 3, al ser el valor relevante de referencia igual a 1.



Se aprecia en los gráficos previos que, si bien existieron episodios en que una sola empresa fue pivotal, al menos un 75% de las veces este índice ha sido superior a 1, lo que implica la inexistencia de pivotalidad de una sola firma. El RSI 2 y RSI 3 muestran una mejora respecto del año comparable, en particular este último, al haber superado, en promedio, el límite pivotal durante una porción significativa de las horas del día.

Las mejoras mencionadas previamente se ven reflejadas en la frecuencia acumulada en el gráfico de duración, donde se puede apreciar que cerca del 40% del tiempo el RSI 3 fue mayor a uno, en contraste con el escuálido 2% que se alcanzó el año previo. De todas formas, estos resultados siguen dando cuenta de un mercado donde los principales agentes poseen poder de mercado.

A su vez, el RSI 1 presentó una mayor proporción de tiempo bajo el límite pivotal, cercana al 6% del año, lo que representa un peor escenario en términos comparados. Por su parte, el RSI 2 aumentó en 20 puntos porcentuales el tiempo que se encontró sobre 1.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener en consideración que incluso en caso de no haber agentes pivotaes podría existir alguna firma con poder de mercado, ya que esto último depende de diversas circunstancias, tales como del diferencial de costos marginales entre cada central en la lista de mérito, o de si se trata de una central de base, entre otras.

GRÁFICO II.2.5

*RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2019*

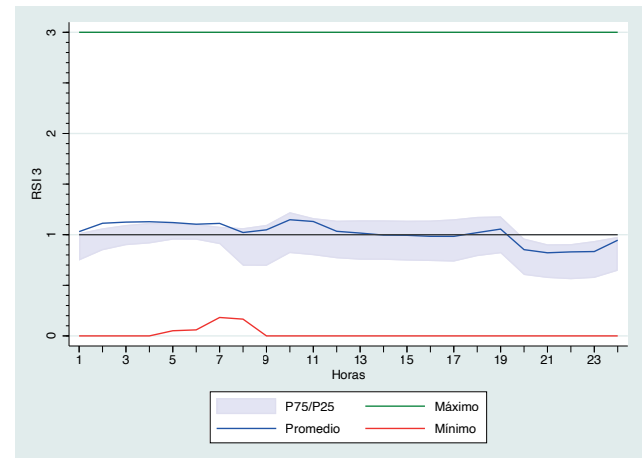
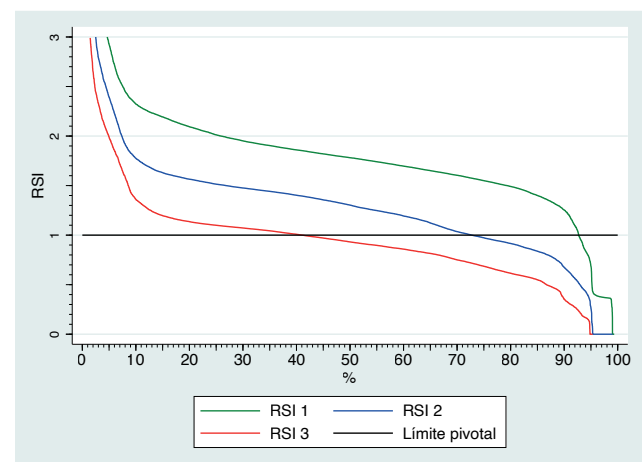


GRÁFICO II.2.6

*Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2019*



EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA

En este capítulo se presenta la evolución de las variables más relevantes que se monitorean, teniendo en consideración las principales conductas anticompetitivas que podrían ocurrir en el mercado eléctrico.

III.1. SEGMENTO DE GENERACIÓN

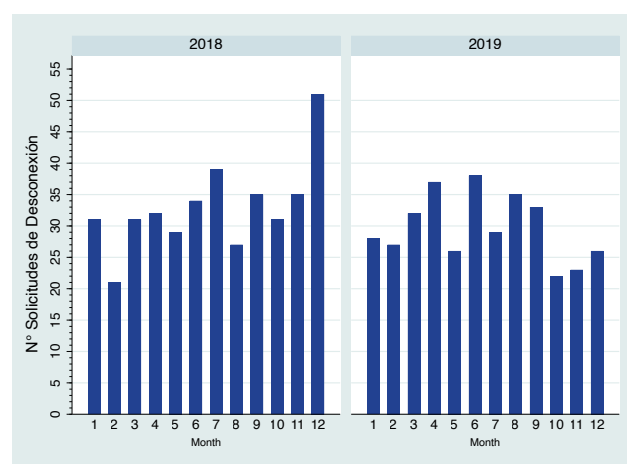
La principal variable que se monitorea corresponde a las fallas de unidades generadoras, ya que a través de éstas puede materializarse la retención de capacidad. De igual manera, esta unidad ha considerado fundamental hacer un seguimiento a los precios de los combustibles, pues estos pueden ser utilizados con el mismo propósito. En ambas situaciones el resultado se manifestaría en el costo marginal del sistema.

III.1.1 FALLAS

El **gráfico III.1.1** presenta el número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente. Estas presentaron una tendencia decreciente a lo largo del año, con un pequeño incremento durante noviembre y diciembre respecto de los meses inmediatamente anteriores, aunque en dichos meses las desconexiones siguieron siendo inferiores al promedio del año, esto es, 30 solicitudes ejecutadas de manera exitosa. Contrasta con lo anterior lo sucedido el año 2018, con un promedio de 33

GRÁFICO III.1.1

*Número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2018-2019*





solicitudes, y con un pick particularmente elevado en diciembre, que alcanzó un valor de 51.

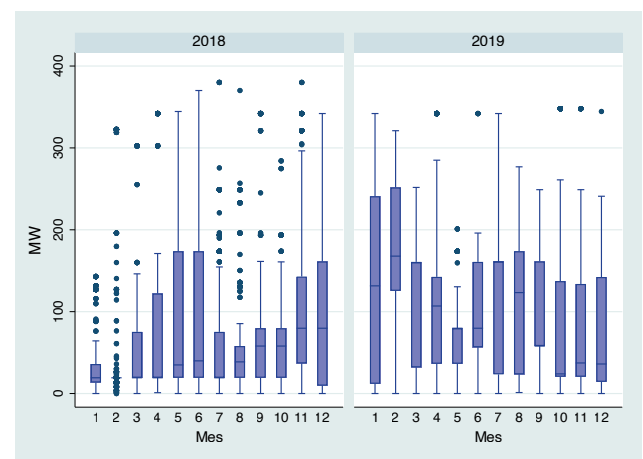
Ahora bien, el que haya disminuido el número de desconexiones no implicó que la potencia asociada a las desconexiones de curso forzoso haya seguido la misma senda. Por el contrario, esta aumentó, en promedio, de 72 MW a 107 MW aproximadamente, aunque el valor máximo disminuyó levemente de 380 MW a 348 MW. De igual manera, no se aprecia una relación directa entre la distribución mensual de la potencia asociada y el número de desconexiones (ver **Gráfico III.1.2**)

Al analizar el gráfico previo, se aprecia claramente que durante el año 2019 los eventos de desconexión forzosa involucraron una mayor indisponibilidad de capacidad en el sistema, habiéndose concentrado, con mayor frecuencia que en el año previo, en rangos donde dicha indisponibilidad podría tener efectos en el costo marginal, a saber: alrededor de 150 MW y 250 MW.

Lo anterior se complementa con la información del gráfico que prosigue, donde se muestra que, si bien durante el año 2019 disminuyó la frecuencia de las desconexiones de curso forzoso

GRÁFICO III.1.2

Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente¹¹
2018-2019



¹¹ La potencia asociada a las solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente se estimó como la potencia que se encontraba efectivamente indisponible en cada hora con motivo de una desconexión forzosa, independiente de la fecha y hora de origen de esta.

que duraban menos de 1 día y más de 56 días, aumentó la de aquellas cuya duración fue de entre 4 y 8 días, período que podría propender a crear un escenario más idóneo para la retención de capacidad.

En sintonía con lo antes dicho, al calcular un índice de correlación de Pearson entre capacidad indisponible y costos marginales¹², en el año 2018 este oscilaba alrededor de 10% para la barra de Crucero 220, Quillota 220 y Puerto Montt 220, siendo estadísticamente significativo en los tres casos. En 2019 dicha correlación disminuyó a 6% en Crucero 220, dejó de ser significativa en Quillota 220, pero aumento en 6 puntos porcentuales en Puerto Montt 220. Se debe tener presente, sin embargo, que ello no es reflejo de causalidad. Para estos efectos, la Unidad lleva a cabo análisis específicos que ayudan a dilucidar la posible incidencia entre las fallas de centrales o modificaciones de los precios de combustible y los costos marginales del sistema.

III.1.2. COMBUSTIBLES

Ahora bien, en lo que respecta a precios de combustibles, los más relevantes corresponden a Carbón, GNL y Diesel, y son presentados a continuación.

El gráfico previo contiene la distribución de costos de GNL que han sido declarados por las 4 principales empresas que utilizan dicho combustible, estando acumulados los resultados de las otras 6 empresas cuya capacidad instalada no es significativa.

Como se aprecia, existe una alta dispersión de precios entre empresas. Los valores más elevados se encuentran en la categoría otros, y se refieren, en particular, a la empresa “Duke Energy”. Entre las empresas de mayor capacidad, Tamakaya Energía es la que concentra los costos declarados más elevados, seguida por Colbún, Enel y Engie, manteniéndose esa relación general en 2018 y 2019. Si bien durante el año 2019 Enel no contó con outliers más elevados que los precios de Tamakaya, al menos durante el primer trimestre estos continuaron siendo elevados. Existe una leve tendencia a la baja a lo largo del año para todas las empresas, en contraste con lo sucedido el año anterior, donde se apreciaba lo contrario.

GRÁFICO III.1.3

Distribución anual potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente, años 2018 y 2019

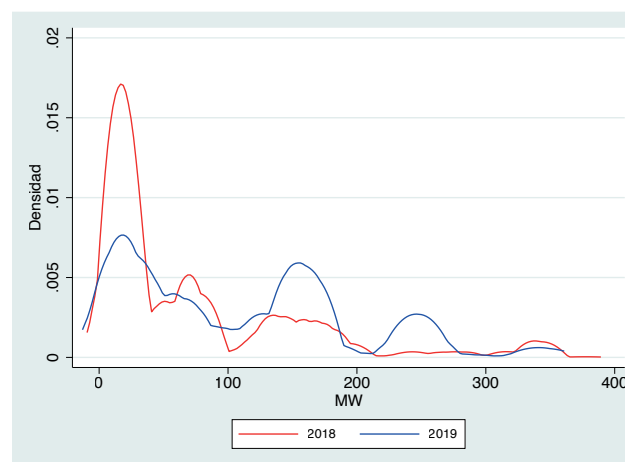
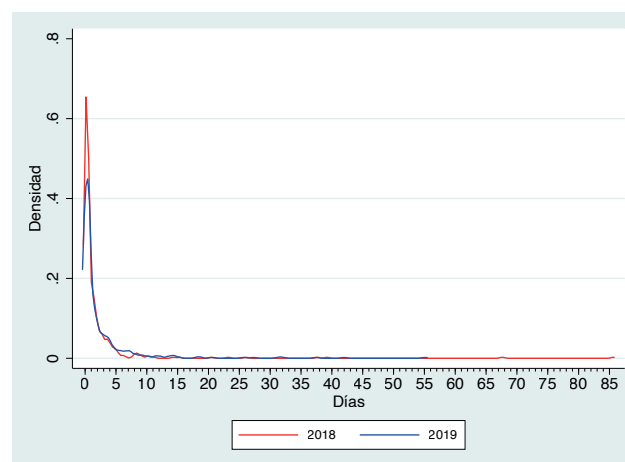


GRÁFICO III.1.4

Distribución anual duración en días de desconexiones de curso forzoso 2018 y 2019



12 El coeficiente de correlación de Pearson mide el grado de relación lineal entre dos variables aleatorias. Si dichas variables son X y Y , el coeficiente de correlación de Pearson, sobre la población, estará determinado por $\rho_{X,Y} = \frac{E[(X-\mu_X)(Y-\mu_Y)]}{\sigma_X \sigma_Y}$, donde μ_i representa la media poblacional de la variable aleatoria i , y σ_i corresponde a la desviación estándar.



Las observaciones iguales a cero corresponden a las declaraciones de inflexibilidad, las cuales se han tornado relativamente frecuentes para el caso de Tamakaya con su central Kelar. Si bien esta condición especial de suministro de GNL ocasiona una operación temporal más barata del sistema, se debe tener en consideración que se trata de episodios anómalos que podrían distorsionar las señales de precios de largo plazo del sistema, afectando potencialmente la entrada de futuros actores.

Una eventual medida para hacer frente a lo anterior sería establecer una cantidad máxima de GNL a ser aceptado para su utilización en el mercado eléctrico, basado en simulaciones de los peores escenarios de indisponibilidad de recursos de generación. Con ello, se limitaría el gas inflexible en el mercado, y se entregarían los incentivos adecuados a las empresas eléctricas para llevar a cabo sus mejores esfuerzos con tal de encontrar usos alternativos o realizar modificaciones al ADP o sus contratos.

Ahora bien, una porción significativa de la generación con gas natural se ha concretado utilizando GN argentino. En el **Gráfico III.1.5.b** se presenta la distribución trimestral de los precios de este combustible durante 2018 y 2019. Como se aprecia, las importaciones solo comenzaron el último trimestre del año 2018. Durante el último trimestre del 2019 se aprecia una baja sustantiva en los precios de todas las empresas involucradas.

Cabe destacar que, si bien el precio del GN argentino es considerablemente menor al del GNL, han existido episodios de interrupción de suministro de este combustible, lo que ha ocasionado aumentos temporales sustantivos en los costos marginales.

El carbón presenta una marcada tendencia a la baja durante 2019, en contraste con 2018, con excepción del caso de Enel, cuyos precios se han mantenido relativamente elevados.

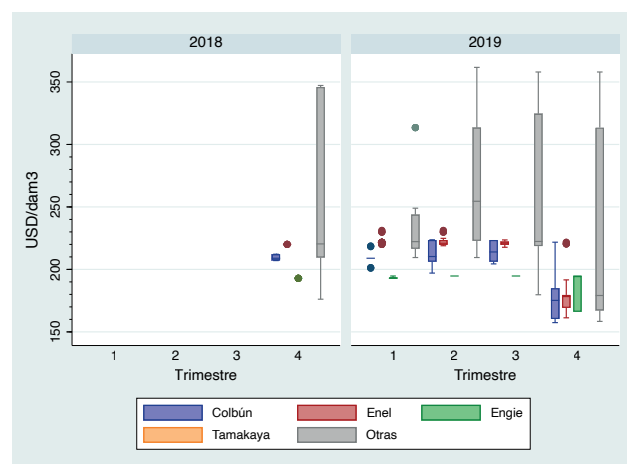
GRÁFICO III.1.5.A

*Distribución trimestral de precios GNL por empresa
Año 2018-2019*



GRÁFICO III.1.5.B

*Distribución trimestral de precios GN por empresa
Año 2018-2019*



En cuanto al Diesel, la mayoría de los precios se encuentran entre 600 y 800 USD/t, al igual que en el año 2018, aunque con una mayor dispersión emanada de empresas ajenas a las cuatro de mayor participación de mercado.

Al comparar la distribución del precio de cada combustible normalizando los valores¹³ (Gráfico III.1.8), se aprecia que el gas natural (GNL y GN) se encuentra más concentrado alrededor de la media, mayoritariamente con valores una desviación estándar bajo y sobre el promedio, aun cuando presenta una alta concentración de valores 2 desviaciones estándar bajo la media, lo que es primordialmente resultado de la existencia de inflexibilidades (precio cero).

De igual manera, para el gas natural se aprecia que hay una mayor concentración de observaciones alrededor del promedio, en comparación con el año previo, así como también una mayor densidad alrededor de una desviación estándar por debajo de la media, lo que se debe fundamentalmente a la importación de gas argentino. En contraste, el carbón posee una mayor dispersión, lo que se puede explicar por la pronunciada baja en los precios entre el segundo y tercer trimestre, lo que daría origen a una distribución claramente bimodal, en oposición a lo ocurrido el año 2018. En lo relativo al diésel, no se aprecian mayores diferencias en la distribución de precios entre un año y otro.

GRÁFICO III.1.6

*Distribución trimestral de precios carbón por empresa
Año 2018-2019*

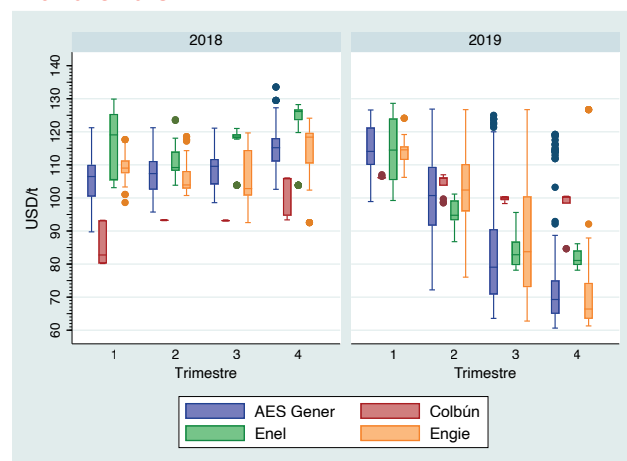
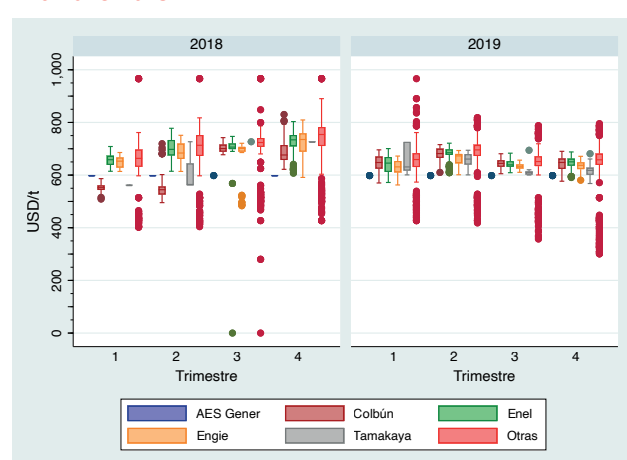


GRÁFICO III.1.7

*Distribución trimestral de precios diésel por empresa
Año 2018-2019*



¹³ Esto es, por combustible, restar la media a cada observación y dividirla por la desviación estándar. Esto entrega una variable normalizada "z", cuya media es 0 y desviación estándar es 1. Su valor representa el número de desviaciones estándar sobre o bajo la media de la variable original. Así, por ejemplo, si para un combustible determinado nos encontramos con un valor igual dos, esto quiere decir que dicho valor se encuentra 2 desviaciones estándar, sobre el promedio de la variable.



III.1.3.3 Cotas y afluentes de embalses

Por otra parte, al tratarse de un sistema eléctrico hidrotérmico, es fundamental realizar un seguimiento a las cotas de los embalses y los afluentes, ya que la escasez del recurso hídrico puede afectar el precio futuro de este y, en consecuencia, el costo marginal del sistema. En los **gráficos III.1.9 y III.1.10** se presenta la evolución de los afluentes y cotas de dos embalses para el período enero-diciembre de los años 2018 y 2019.

En general, entre los meses de enero y junio los afluentes son relativamente reducidos, en comparación con el período julio-diciembre, por lo que es común observar una tendencia decreciente en los niveles de cotas de los embalses a comienzos del año, tal como se ilustra para los embalses Colbún en el **gráfico III.1.8**. Esto genera una escasez relativa de agua entre los meses de junio y julio, trayendo como consecuencia, usualmente, aumentos en los costos marginales, al ser las centrales de embalse las que, en su mayoría, determinan el costo marginal con un costo de oportunidad del agua relativamente elevado.

Los embalses Pehuenche, Colbún y el Melado, tuvieron una importante disminución de los afluentes, lo que se puede ver, a modo de ejemplo, en las cotas, que no alcanzaron los mismos niveles a finales de año que los registrados al término del 2018. Esto, a su vez, influyó en la disminución de generación hidroeléctrica presenciada en los últimos meses del año 2019.

La relevancia de la variable hidrológica muestra la importancia de tener un buen sistema de pronóstico de caudales, y, además, una metodología de ponderación de las hidrologías, ya que es evidente el efecto negativo que conlleva el no seleccionar las adecuadas al momento de realizar la programación de largo plazo, ya que ello influye en el valor del agua y su consumo presente.

Al respecto, el Coordinador contrató un sistema de pronóstico de caudales, con el cual se realizan proyecciones a 1 y 7 días, las que son empleadas como input en la programación de corto plazo. De igual manera, existen proyecciones de largo plazo con series sintéticas, pero aún no se ha implementado una metodología para ponderar de manera apropiada las diferentes hidrologías ingresadas al PLP.

En este orden de ideas, la Unidad ha implementado modelos econométricos para evaluar de mejor manera el desempeño del servicio de pronósticos contratado, y está trabajando en la implementación de cadenas de Markov con el fin de evaluar la selección de hidrologías que se utiliza en la programación de largo plazo.

GRÁFICO III.1.8

Distribución de precios normalizados por tipo de combustible, Año 2018-2019

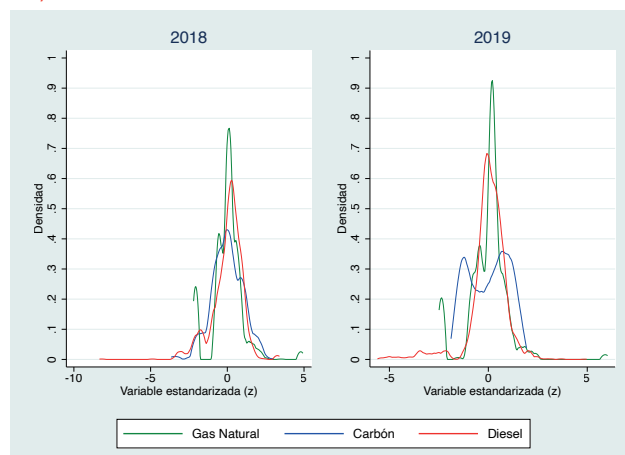


GRÁFICO III.1.9

Afluentes medio mensual por embalse Año 2018-2019

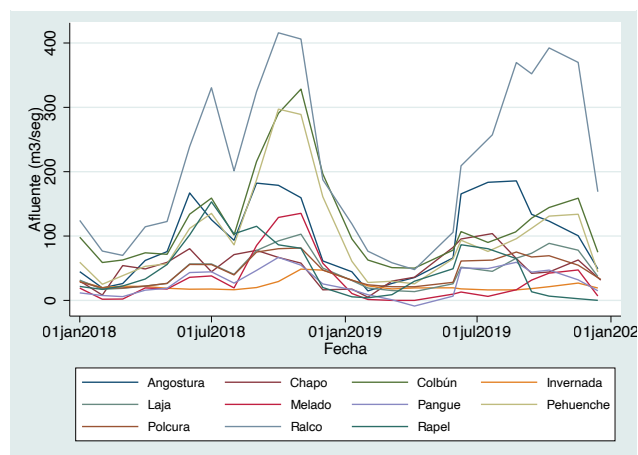
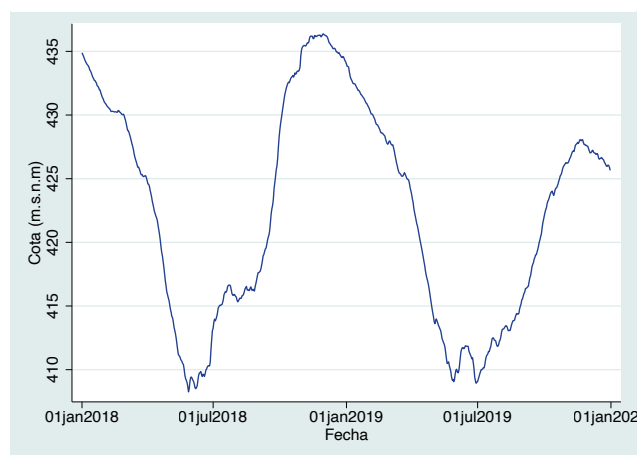


GRÁFICO III.1.10

Cotas promedio diaria Colbún Año 2018-Año 2019





III.1.3.4 Combustible centrales marginales

Considerando las diferentes tecnologías de generación a lo largo del año, a continuación, se presenta la proporción mensual de tiempo en que cada tecnología determinó el costo marginal, habiendo medido las centrales marginales en una frecuencia por minuto.

Como se observa, en el sistema centro sur la tecnología predominante de las centrales marginales corresponde a hidroeléctrica de embalse, no existiendo mayores diferencias entre el año 2019 y su antecesor. No obstante, sorprende lo acontecido durante febrero, mes en que diésel fue la tecnología que mayor tiempo determinó el costo marginal en la barra de Puerto Montt 220, debido a la existencia de desacoples frecuentes en Lt 220 kV Cautín – Ciruelos, derivando esto en la necesidad de generar con centrales de dicho combustible, habiendo sido Trapén y Antilhue las centrales marginales más frecuentes en el subsistema ocasionado por dichos desacoples. Durante el mes de marzo tal situación disminuyó en frecuencia, aunque no volvió a un escenario normal hasta el mes de mayo.

Por su parte, a partir de mayo de 2019 se aprecia que en la barra Crucero 220 los embalses comenzaron a fijar el costo marginal en una proporción ostensiblemente superior a lo acaecido en el año 2018, lo que sería producto de la existencia de menores desacoples debido a la entrada en operación de la línea Cardones Polpaico. A comienzos del año 2019, en contraste, la tecnología predominante de las centrales marginales correspondió a Carbón, lo que se explica primordialmente por congestiones al norte de Pan de Azúcar y Punta Colorada, al igual que en el año 2018. Como es de esperar, lo anterior se plasma igualmente en el diferencial de costos marginales que se expone en la subsección siguiente.

GRÁFICO III.1.11

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Crucero 220 2018 - 2019

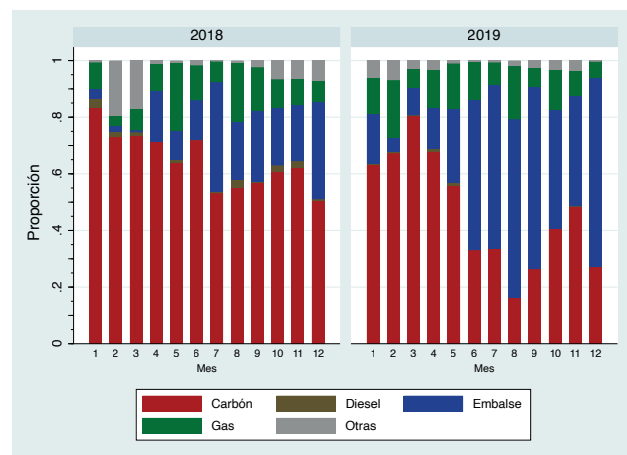


GRÁFICO III.1.12

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Quillota 220 2018 - 2019

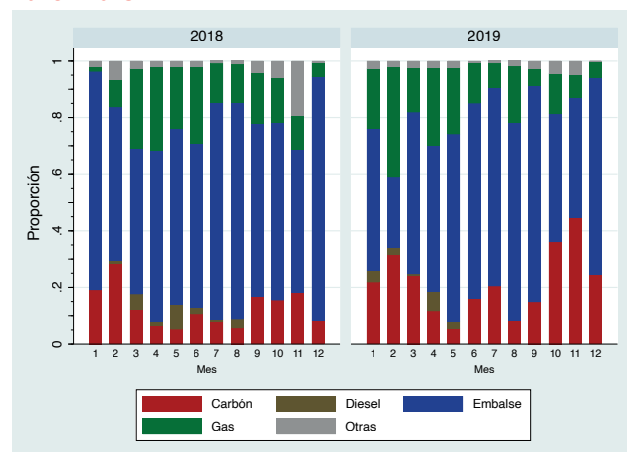
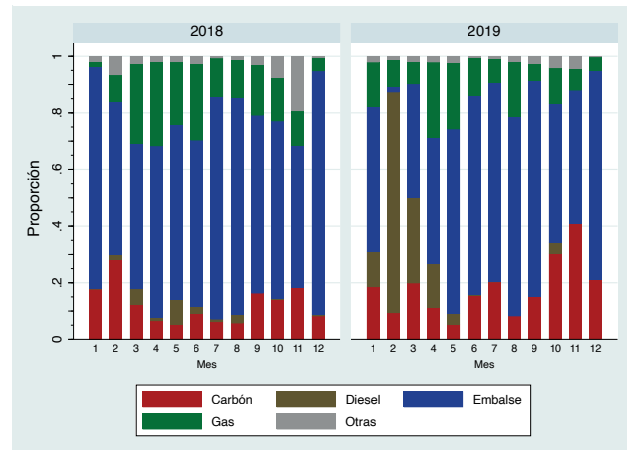


GRÁFICO III.1.13

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Pto. Montt 220 2018 - 2019



III.1.3.5 Costos Marginales

En cuanto al valor de los costos marginales, la zona centro-sur, representada por la barra de Quillota 220, generalmente se encuentra acoplada a la zona sur, representada por la barra de Puerto Montt 220, con excepción de los meses de febrero, marzo y abril, en que se produjeron diferencias sustantivas con motivo de las congestiones señaladas en el apartado que antecede. Lo anterior se refleja en el **Gráfico III.1.16**, que muestra una tendencia marcadamente más pronunciada que el año previo¹⁴, al haber alcanzado el costo marginal niveles promedio superiores a 100 USD/MWh, y máximos cercanos a los 200 USD/MWh durante los citados meses, como consecuencia de la operación de centrales a diésel.

Ello provocó que el costo marginal promedio de la barra en cuestión haya sido ligeramente superior el año 2019 en comparación con el año 2018, con valores aproximados de 65 USD/MWh y 63 USD/MWh respectivamente, contrastando con lo ocurrido en la barra de Quillota 220, donde el valor promedio bajó de 64 USD/MWh a 52 USD/MWh aproximadamente, y en Crucero 220, cuyos promedios anuales transitaron de 53 USD/MWh en 2018 a alrededor de 45 USD/MWh en el año 2019.

La menor cantidad de desacoples entre el sistema norte y centro-sur a partir del segundo semestre del 2019 se refleja en la pendiente negativa de la tendencia del costo marginal, en comparación con lo observado previamente, lo que derivó en niveles similares en Crucero 220 y Quillota 220.

GRÁFICO III.1.14

Costos marginales barra Crucero 220
2018-2019

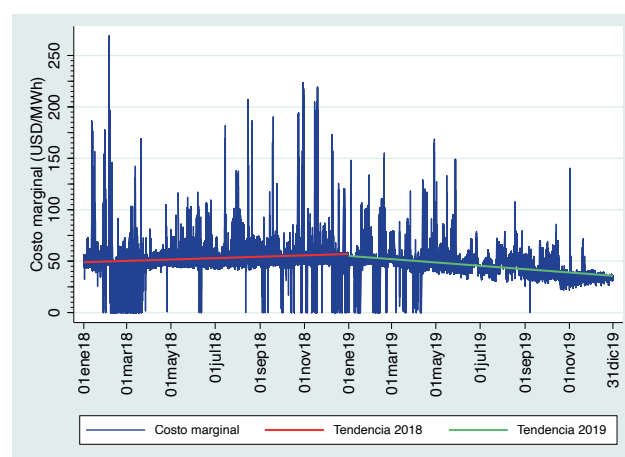
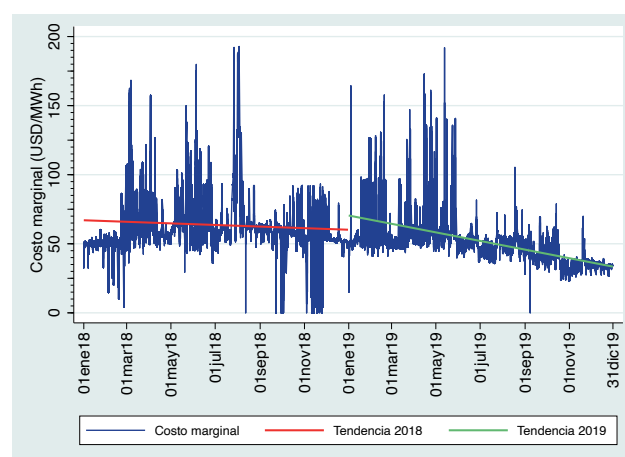


GRÁFICO III.1.15

Costos marginales barra Quillota 220
2018-2019

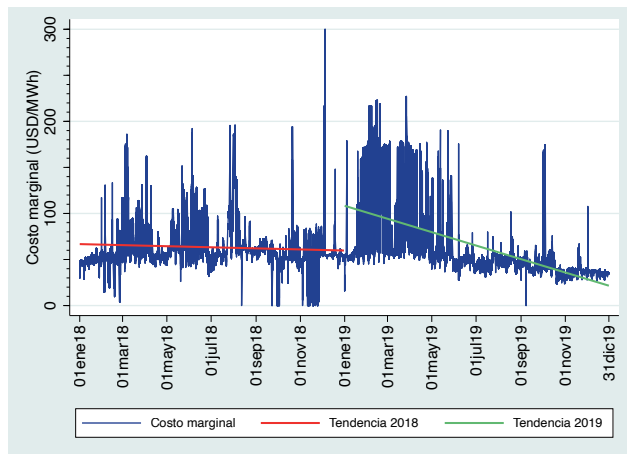


¹⁴ Solo para efectos visuales, en la barra de Puerto Montt 220 se presenta el gráfico con un costo marginal máximo de US\$300/MWh, ya que el máximo valor en el período de tiempo contemplado, 2018 y 2019, correspondió al valor del 5 de diciembre de 2018, donde se tuvo que aplicar el costo de falla para un escenario de profundidad de 5%-10%, lo que derivó en un costo marginal en dicha zona de alrededor de 910 USD/MWh.



GRÁFICO III.1.16

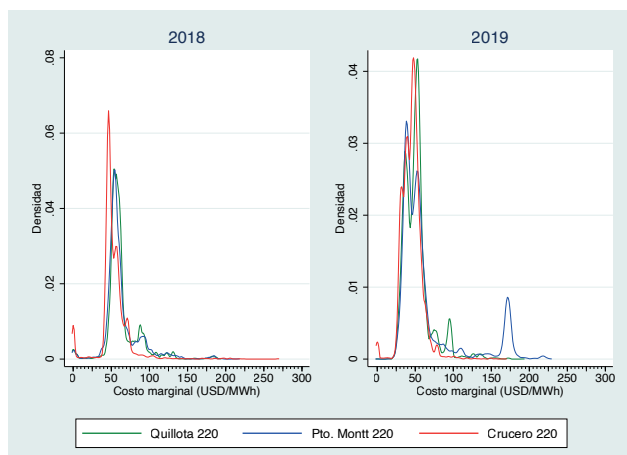
*Costos marginales barra Pto. Montt 220
2018-2019*



Al analizar la función de densidad de los costos marginales para las tres barras previamente mencionadas, se ve claramente el fenómeno descrito con antelación, esto es, los costos de la zona norte se concentran alrededor de valores similares a los de la zona centro-sur. La distribución de los costos de la barra de Puerto Montt 220 muestra una diferencia mayor a la presenciada el año anterior, con una bimodalidad clara en valores superiores a US\$150/MWh, con motivo de los desacoples ya referidos.

GRÁFICO III.1.17

*Distribución costo marginal por barra
2018-2019*



III.2 SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

Cifras relacionadas con las solicitudes de acceso abierto que el Coordinador recibió durante el año 2019 y 2018 son presentadas en los [gráficos III.2.1](#) y [III.2.2](#), desglosando estas por Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica ("SUCT") y Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión ("SASC").

Como se desprende del gráfico, ha existido un aumento explosivo en las SASC de un año a otro, alcanzando un máximo de 24 en diciembre de 2019, lo que casi quintuplica las solicitudes de dicho tipo recibidas en igual mes del año 2018. En cuanto a las SUCT, estas también han aumentado ostensiblemente, aunque en una menor cuantía que para el caso de las SASC.

También la capacidad de los proyectos involucrados en las solicitudes en cuestión ha aumentado sustantivamente, como se aprecia en el [Gráfico III.2.2](#), habiendo alcanzado su pick en mayo de 2019, con casi 4GW, compuestos exclusivamente de centrales solares y eólicas.

III.3 SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

La distribución, al igual que la transmisión, es un segmento del mercado eléctrico nacional que, por sus características de monopolio natural, se encuentra regulado, de modo que un abuso de posición dominante no podría ocurrir mediante las tarifas cobradas a clientes regulados. No obstante, según la legislación chilena, los clientes que poseen una potencia instalada de entre 0,5 MW y 5 MW, si bien están bajo la categoría de clientes regulados, tienen la libertad de escoger el sistema que estimen más conveniente.

Al respecto, en el siguiente gráfico se presenta la evolución de los clientes libres conectados a distribución y la energía suministrada a estos.

Como se observa, ha existido un aumento sostenido del número de clientes libres conectados a las redes de distribución, habiendo pasado desde cerca de 1.100 en enero de 2019 a más de 1.700 en diciembre del mismo año. Ello se compara con un incremento de 740 entre los mismos meses del año 2018. A su vez, se puede apreciar que también la energía suministrada muestra una tendencia al alza, aunque con algunas variaciones mensuales negativas.

GRÁFICO III.2.1

Número de SASC y SUCT recibidas por el Coordinador 2018 - 2019

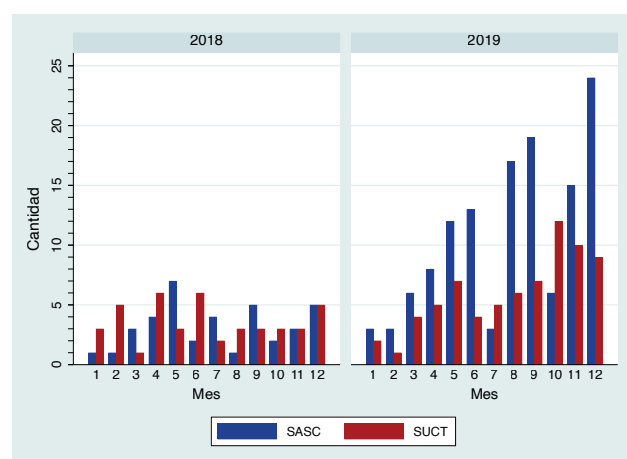


GRÁFICO III.2.2

Capacidad en GW asociada a SASC y SUCT recibidas por el Coordinador 2018 - 2019

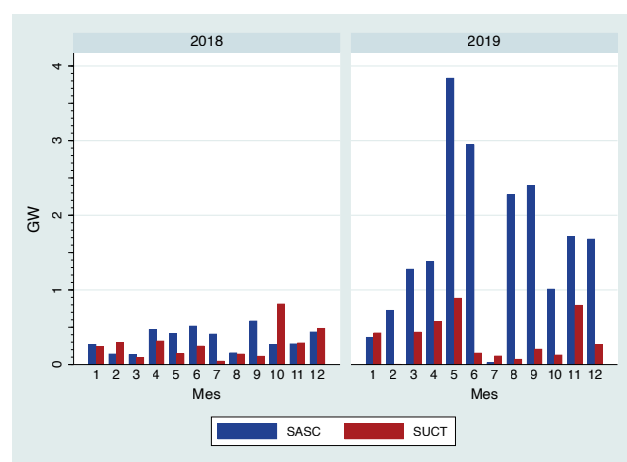




GRÁFICO III.3.1

Número de clientes libres y Energía Suministrada (acumulados) conectados en distribución 2018-2019

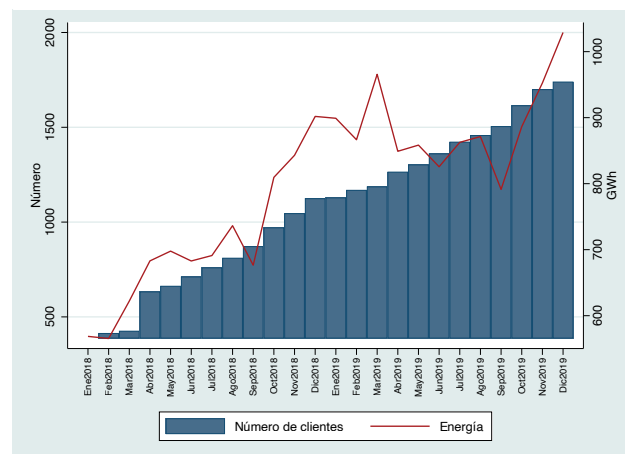


GRÁFICO III.3.2

Distribución potencia conectada de clientes regulados con posibilidad de ser libres Cifras a febrero de 2020

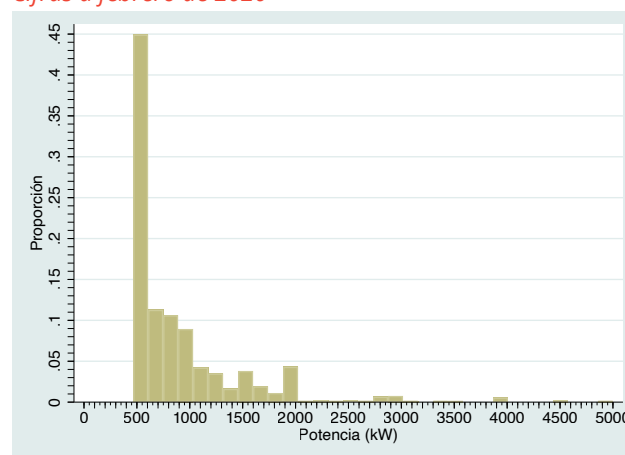
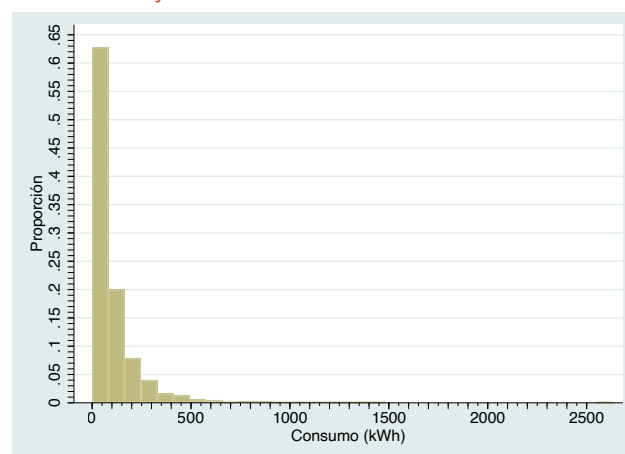


GRÁFICO III.3.3

Distribución consumo promedio horario de clientes regulados con posibilidad de ser clientes libres¹⁵ Marzo 2019 - febrero 2020



Lo anterior habla de la creciente relevancia de los clientes libres conectados en distribución, por lo que resulta menester que la futura reforma de la ley en materia de distribución contemple mecanismos que favorezcan la competencia. En particular, se estima que tal modificación debe garantizar la independencia entre la figura del comercializador y del distribuidor, ya que, de lo contrario, existirán incentivos para traspasar el poder de mercado que se posee en la distribución al segmento de comercialización, anulando los potenciales beneficios que haya tenido en vista el regulador a la hora de promover esta reforma. La Unidad considera que la separación vertical completa sería el esquema más eficiente para garantizar dicha independencia, pudiendo siempre existir instancias en las cuales se puedan reevaluar estas reglas de manera periódica, incluso ante el TDLC.

Por otra parte, a fin de promover la competencia en el sector, y en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 1-15 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, el Coordinador publica periódicamente el "Catastro de Clientes sujetos a regulación de precios, que pueden optar a régimen de tarifa no regulada", el cual se encuentra disponible en el sitio web.

La distribución de la potencia conectada y el consumo se presentan en los gráficos siguientes.

Como se aprecia, el consumo se concentra entre 0 y 500 kW, a pesar de que la potencia conectada presenta una mayor frecuencia entre 500 kW y 2.000 kW.

¹⁵ El consumo promedio horario se calcula como el consumo promedio mensual en un periodo de 12 meses a febrero de 2020, dividido por 720 (30 días multiplicado por 24 horas).





LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente capítulo se describen, a grandes rasgos, los diferentes procesos de licitación que se llevaron a cabo por el Coordinador durante los años 2018 y 2019, tanto para la expansión de la transmisión como para la ejecución de las labores internas del organismo.

IV.1 LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN NACIONAL O ZONAL

En la **Tabla IV.1.1** se presenta un resumen de las licitaciones que se han llevado a cabo en los años 2018 y 2019.

TABLA IV.1.1

Procesos de Licitación de Transmisión 2018-2019

Proceso de licitación	Obras licitadas	Obras que recibieron ofertas	Obras desiertas	Participantes	Oferentes
Obras de ampliación 418/2017 1er llamado	67	62	25	28	18
Obras de ampliación 418/2017 2do llamado	25	23	21	21	17
Obras nuevas 418/2017 1er llamado	31	30	3	20	11
Obras nuevas 418/2017 2do llamado	3	0	3	2	0
Obras nuevas 422/2017	8	8	0	28	13
Obras de ampliación 293/2018	25	25	6	31	20

En cuanto a los procesos de licitación de obras de ampliación de los Decretos Exentos N° 418/2017-1 y 293/2018, se observa que en el caso del primero, alrededor del 37% de las obras fueron declaradas desiertas, mientras que en el segundo, seis de 24 obras lo fueron (24%). Solo para el proceso del Decreto Exento N° 422/2017 no ha habido obras desiertas.

De las cifras anteriores se desprende que el proceso del DE N° 293 tuvo resultados sustancialmente mejores respecto de la licitación previa, bajo la métrica de obras desiertas, lo cual podría ser atribuido a las modificaciones introducidas por el departamento de licitaciones, dentro de las que se encuentran recomendaciones realizadas por la UMC. Tales mejoras se refieren a aspectos tales como reducir el costo de entrada en variables relacionadas con la evaluación financiera, disminución del costo de las bases de licitación, plazos entre diferentes eventos del proceso, agrupar un mayor número de obras, entre otras.

Al analizar los valores referenciales del VATT de las obras, no se aprecia un patrón claro entre las obras cuya licitación se declaró desierta o adjudicada, en el caso del DE N° 418, apreciándose una media relativamente similar y existiendo una intersección de rango de valores significativa, tal como se aprecia en el **Gráfico IV.1.1.**

Lo mismo no podría ser afirmado para el DE N° 293, ya que en este caso gran parte de los valores referenciales de las obras desiertas es menor que el percentil 25 de las obras adjudicadas. Ello podría implicar que la razón por la cual cerca de un cuarto de las obras fue declarada desierta, es que el VATT referencial no refleja el verdadero valor otorgado por el mercado a dichas obras, pudiendo estar relacionado esto a una asimetría en la evaluación del riesgo de ejecución de cada proyecto, o a la existencia de costos de entrada elevados en relación con el valor de las obras^{16,17}.

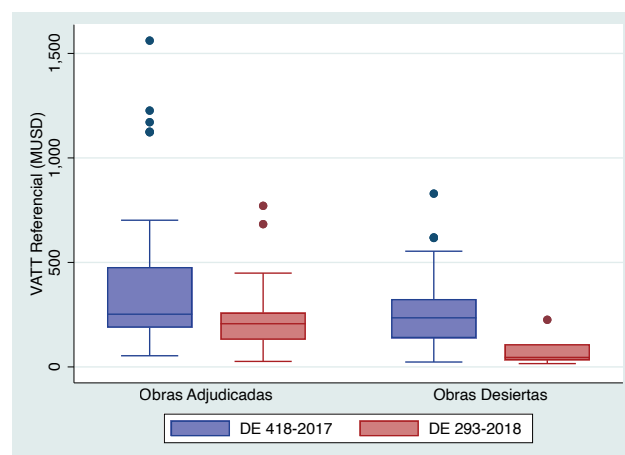
IV.2 OTRAS LICITACIONES

Dentro de las labores realizadas por el Coordinador se encuentran las de llevar a cabo procesos de auditorías técnicas a parámetros de diferentes instalaciones, contenidos en la norma técnica de calidad y servicio, así como auditorías de las obras de transmisión licitadas y de servicios internos que requiera el Coordinador para llevar a cabo sus labores.

Al respecto, la UMC ha entregado su opinión respecto de variados procesos, incluyendo licitaciones de seguros encargadas por la Administración del Coordinador.

GRÁFICO IV.1.1.

Distribución VATT referencial obras DE 418 y DE 293



¹⁶ Un costo relevante a la entrada podría ser la necesidad de que todos los oferentes tengan que realizar una oferta técnica detallada, además de los tiempos de evaluación que ello conlleva.

¹⁷ Cabe destacar, además, que las 6 obras declaradas desiertas en el Decreto 293, lo fueron porque las ofertas económicas superaron el valor máximo, en contraste con lo sucedido en el Decreto 418, donde en su mayoría la declaración de desierta se debió a la no aprobación de evaluación administrativa o técnica, lo que podría demostrar poco interés en los proyectos, o falta de claridad de las diferentes etapas involucradas en el proceso licitatorio.



SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En el marco de lo establecido en la Ley y considerando la disposición del art. 7 respecto de los servicios complementarios y su implementación en enero de 2020, durante el año 2019 se desarrolló la versión final del estudio de Servicios Complementarios. En este estudio, además de fijar los requerimientos para cada uno de tales servicios, se fijaron las condiciones de competencia que determinarían finalmente qué servicios se prestarían por instrucción directa, licitación o subastas¹⁸.

Al igual que en las versiones preliminares, el estudio final de las condiciones de competencia se concentró primordialmente en control rápido de frecuencia (CRF), control primario de frecuencia (CPF), control secundario de frecuencia (CSF), control terciario de frecuencia (CTF) y control de tensión (CT).

El análisis conllevó una descripción de los niveles de concentración del mercado, mediante el HHI, y el indicador de poder de mercado denominado RSI. En ambos casos, se llevaron a cabo análisis sistémicos y zonales. Luego del cálculo de aquellos indicadores, se procedió a la estimación de rentas pivotaes, con el fin de identificar si las asimetrías en los costos de operación que podrían causar las empresas con mayor participación de mercado significarían la habilidad de obtención de rentas sobrenormales.

La metodología previamente indicada fue aplicada solo para los servicios de control de frecuencia, mientras que para el CT únicamente se tuvo en consideración el RSI.

Los resultados finales no descartaron condiciones de competencia solo para los servicios de CSF y CTF, por lo que, en enero de 2020, se comenzó un proceso de subastas para la prestación de dichos servicios, tanto de subida como de bajada.

En el **Gráfico V.1** se presenta el RSI para el CPF, el que muestra, de manera evidente, que no existirían condiciones de competencia, al ser dicho indicador menor a 1.

¹⁸ Para un mayor análisis ver “Condiciones de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios”, marzo 2019, disponible en www.coordinador.cl.



A su vez, las rentas pivotales de poder de mercado (RPPMT) confirmaron lo señalado, al entregar resultados, para el período simulado, marcadamente superiores a 1, como se presenta en la

Tabla V.1.

TABLA V.1

Indicador RPPMT para cuatro semanas por SSCC de control de frecuencia.

SSCC	Enero	Abril	Julio	Octubre
CPF	9,27	7,32	8,14	11,29
CSF-	1,89	0,00	1,01	0,54
CSF+	0,49	0,38	1,34	0,53
CTF-	0,41	0,19	0,22	0,53
CTF+	0,01	0,01	0,01	0,00

De la tabla previa también se puede concluir que no podrían ser descartadas las condiciones de competencia para los servicios de CSF y CTF, tanto de subida como bajada, ya que, en promedio, los indicadores fueron inferiores a 1¹⁹.

Lo anterior es consistente con los resultados arrojados por el RSI, cuyas curvas de duración se muestran en los **gráficos V.2 a V.4**.

Cabe destacar que este es una evaluación estructural ex-ante, y no internaliza potenciales conductas estratégicas de parte de los agentes. Por ello, a partir de la implementación de subastas en los servicios de CSF y CTF, la UMC ha estado monitoreando de manera permanente las condiciones de competencia en el mercado, entregando las recomendaciones atinentes según la evolución del mismo.

El diseño del proceso considera, además, la existencia de precios máximos, los que fueron determinados por la CNE mediante Resolución Exenta N° 823 de diciembre de 2019. En particular, el proceso de programación de las subastas se ejemplifica en el siguiente esquema.

GRÁFICO V.1

Curva de duración RSI CPF sistémico al año 2020

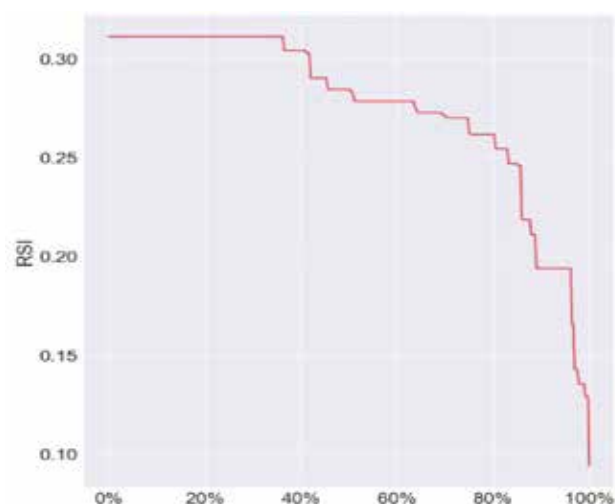
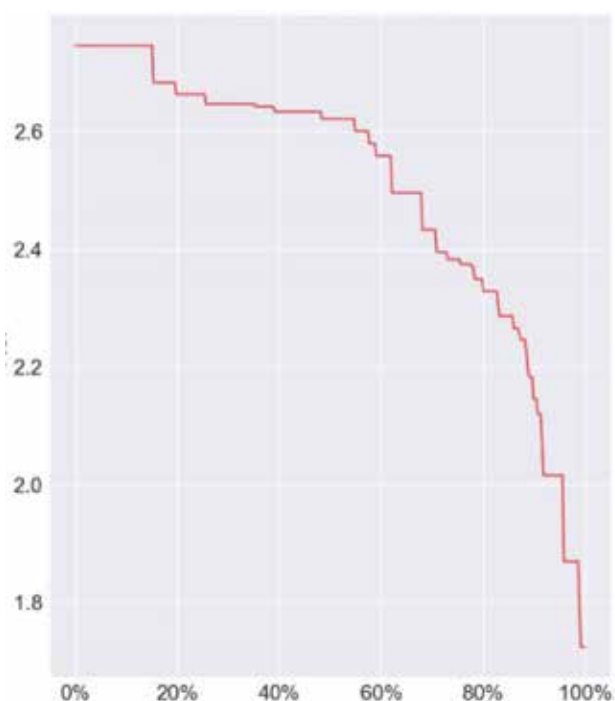


GRÁFICO V.2

Curva de duración RSI CSF sistémico al año 2020



19 Para mayores detalles respecto de la metodología de rentas pivotales, ver informes publicados en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>



GRÁFICO V.3

Curva de duración RSI CTF- sistémico al año 2020

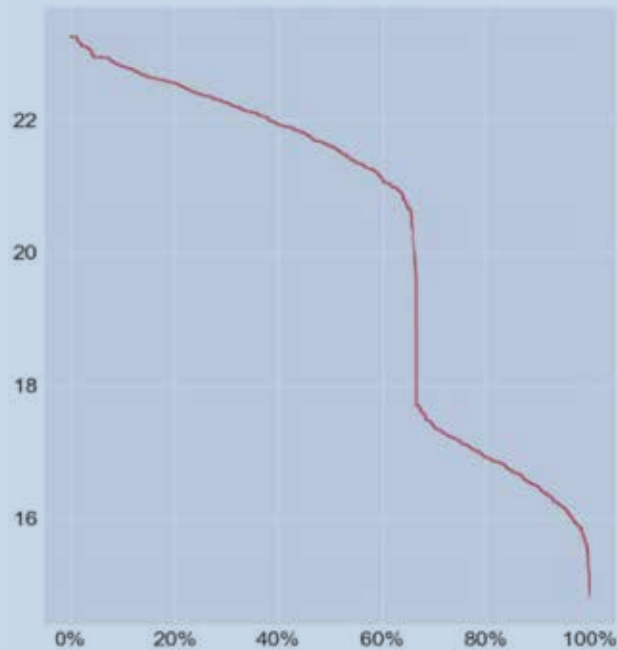


GRÁFICO V.4

Curva de duración RSI CTF+ sistémico al año 2020

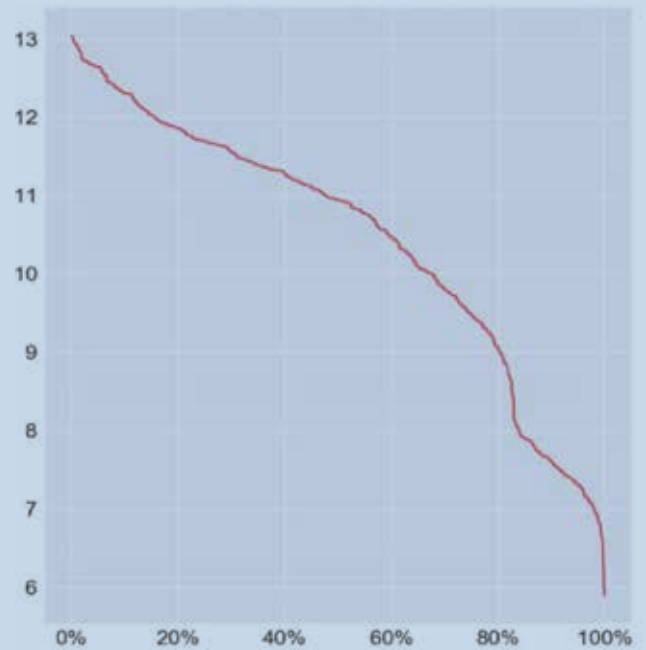
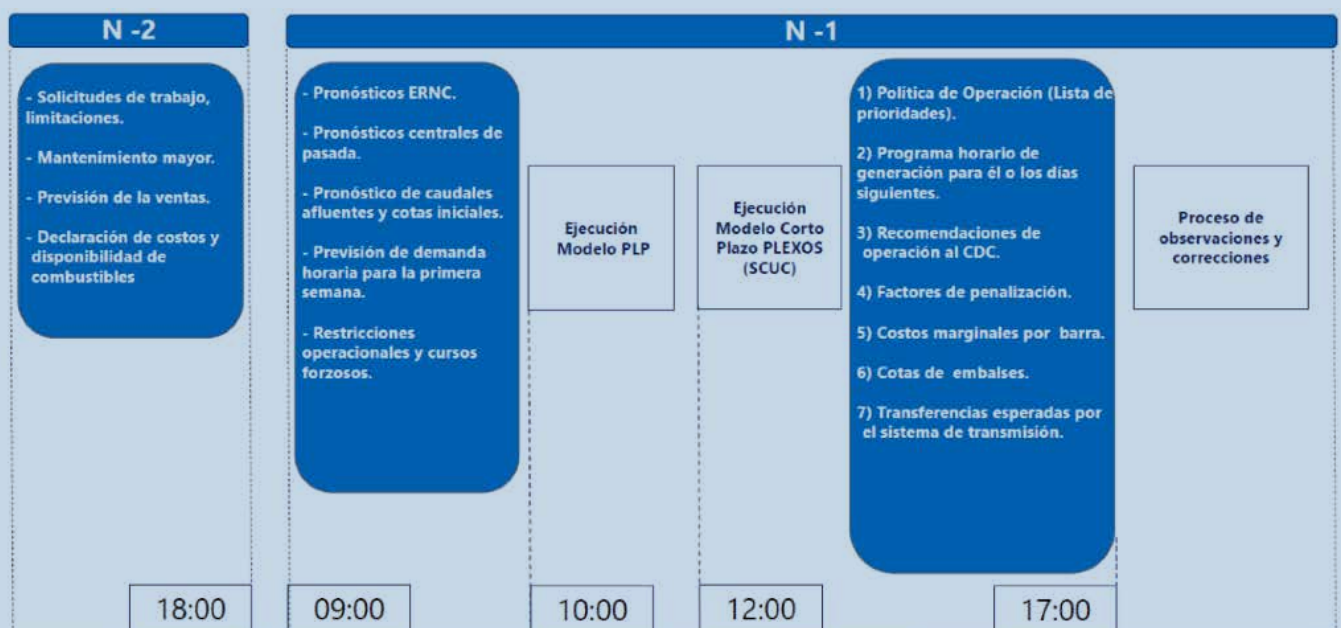


FIGURA V.1

Esquema proceso de subastas SSCC de control de frecuencia



El año 2020, corresponde renovar el análisis de condiciones de competencia en el mercado de SS.CC., para lo cual no solo se evaluará el desempeño del mercado bajo las actuales reglas de mercado, sino que también el mecanismo de asignación vigente.



MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC

Durante el año 2019, la UMC llevó a cabo diversas tareas con el objeto de cumplir con lo establecido en el Reglamento de Coordinación.

Junto con monitorear el mercado y analizar variadas materias, también se concretó la implementación de una plataforma de monitoreo destinada a automatizar procesos y hacer más eficiente los análisis. De igual manera, se ha continuado con la realización y participación en actividades de difusión, tanto internas como externas, relacionadas con el monitoreo de la competencia en mercados eléctricos.

VI.1 ACTIVIDADES DE MONITOREO

Dentro de las actividades de monitoreo realizadas por la UMC durante el año 2019, se encuentran el análisis de mercados de combustibles, como GNL y Carbón, así como también el estudio de casos particulares, detectados por la misma UMC en base al análisis de variables de mercado o aportes de antecedentes por parte de terceros.

En particular, la UMC realizó una revisión de las diferentes partidas de costos de carbón de las empresas coordinadas, lo que derivó en modificaciones de los costos del servicio de descarga en muelle (SDM) Lo anterior implicó, para los casos en que tal costo se modificó, una disminución aproximada de los costos variables de entre 1,6 y 1,8 USD/MWh, dependiendo de la central de que se trate, respecto del promedio



del período julio 2018 - julio 2019²⁰. Tal decisión provocó la Discrepancia N°8-2019, presentada por Guacolda Energía S.A. ante el Panel de Expertos, cuyo dictamen, finalmente, ratificó la medida tomada por el Coordinador.

De igual manera, se identificaron otras inconsistencias en la declaración del SDM, relacionadas con la existencia de cláusulas de valores mínimos garantizados, los cuales se estaban internalizando como costos variables a pesar de su naturaleza de costo fijo. Dicho proceso de análisis culminó con la aprobación del Procedimiento Interno Declaración de Costo de Descarga en Muelle, el cual fue publicado el día 3 de febrero de 2020, no habiéndose presentado acciones ante el Panel de Expertos.

Asimismo, la Unidad ha seguido participando tanto en la evaluación ex post de procesos licitatorios de transmisión y auditorías técnicas como en evaluaciones ex ante de bases de licitación.

Materias Analizadas	21
Antecedentes de Terceros	4
Antecedentes enviados a FNE	1

Período enero-diciembre 2019

VI.2 ACTIVIDADES DE DIFUSIÓN Y CAPACITACIONES

Durante el año 2019, la UMC organizó diversas actividades de capacitación y difusión. Destacan capacitaciones internas sobre licitaciones y competencia en los diversos segmentos del mercado eléctrico.

VI.3 PARTICIPACIÓN EN FOROS INTERNACIONALES

El Coordinador, por intermedio de la UMC, es miembro desde el año 2017 del Energy Intermarket Surveillance Group (EISG), organismo que reúne a más de 20 instituciones, entre los que se cuentan ministerios, reguladores, superintendencias y operadores de sistemas eléctricos de 10 países diferentes, incluyendo Estados Unidos, Canadá, Australia, México y Nueva Zelanda, y que tienen como misión monitorear la competencia en sus respectivos mercados eléctricos.

Durante el mes de octubre de 2019, el Coordinador Eléctrico Nacional organizó de forma exitosa la 39ª reunión de este grupo, siendo la primera vez que dicho evento se realiza en América Latina.

Se contó con la presencia de exponentes de diversas unidades de monitoreo y del propio Coordinador, y a tal reunión fueron invitadas las autoridades sectoriales y la Fiscalía Nacional Económica.

²⁰ Se tomaron en cuenta las 5 unidades generadoras de Guacolda, a saber: Guacolda-1 a Guacolda-5. El costo promedio del SDM alcanzó un valor de 6,61 USD/t para el período julio 2018 - julio 2019, en comparación con la cifra posterior de 2,2 USD/t. Ahora bien, si se comparara el nuevo costo con el promedio visto entre enero y diciembre de 2018, dicha diferencia en el costo variable de las unidades en cuestión oscilaría entre 2,6 y 2,9 USD/MWh.

ACCIONES Y RECOMENDACIONES

Acciones

1. **No publicar las ofertas económicas en los procesos de licitación de transmisión.** Con el fin de resguardar la competencia en los procesos de licitación, se ha decidido no publicarlas ofertas económicas de los participantes. Lo anterior para efectos de dificultar la potencial coordinación entre empresas que participan en estos procesos. Se espera que esta medida comience a ser efectiva a partir del segundo semestre del año 2020.
2. **Mejora de los procesos de licitación de transmisión para incrementar la competencia.** En la actualidad existe una plétora de proyectos a licitar en cada decreto de expansión de la transmisión, y, adicionalmente, bajo el esquema actual de licitación, cada proponente debe realizar una oferta técnica exhaustiva. Por tanto, se está trabajando en simplificar los procesos de licitación, con miras disminuir los costos de transacción y barreras a la entrada, y así incentivar la participación de nuevos agentes en el sector.
3. **Revisión de la operación del Sistema.** La UMC continuará monitoreando el comportamiento de los agentes de la operación en tiempo real, en particular en variables claves como son la verificación de combustibles, verificación a parámetros técnicos y análisis de fallas del sistema, entre otros.
4. **Acceso abierto y proyectos fehacientes.** La UMC seguirá analizando y monitoreando las solicitudes de acceso abierto y los proyectos fehacientes, para efectos de detectar indicios de potenciales conductas anticompetitivas que podrían surgir de parte de los agentes del mercado.

Recomendaciones en Materias Normativas

5. **Modificación a la Ley Eléctrica en el segmento de Distribución.** Actualmente está en elaboración una nueva ley de distribución que, entre otros, incluiría la creación de una nueva figura en el mercado eléctrico chileno, el comercializador. Al respecto, la UMC considera de vital importancia analizar las condiciones, durante el año 2020, en que tal figura se podría desarrollar sin que afecte la competencia en el mercado eléctrico nacional.

* * *



ANEXO

A.1 TABLA I.1

Centrales entregadas a la operación durante el año 2019

Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Mes
Punta Baja Solar I	Parque Solar SpA	PMGD Solar	2,0	Enero
Alicahue	Parque Fotovoltaico Alicahue Solar SpA	PMGD Solar	3,0	Enero
El Queule	El Queule SpA	PMGD Solar	7,0	Enero
Valle Solar Este 2	Sinergia Solar SpA	PMGD Solar	9,0	Febrero
Valle Solar Oeste 2	Solar Brothers SpA	PMGD Solar	9,0	Febrero
Mimbre	Generadora Mimbre SpA	PMGD Térmico	3,0	Febrero
La Blanquina	Solar Uno SpA	PMGD Solar	9,0	Febrero
Zapallar	Generadora Zapallar SpA	PMGD Térmico	3,0	Febrero
Malaquita Solar 2	Apolo del Norte SpA	PMGD Solar	9,0	Febrero
Cachiyuyo Solar 2	Nuovosol SpA	PMGD Solar	9,0	Febrero
Calle Larga	PMGD Calle Larga SpA	PMGD Solar	3,0	Febrero
Hidroeléctrica Convento Viejo	Sociedad Concesionaria Embalse Convento Viejo S.A.	Hidro Pasada	16,4	Febrero
Marín	PMGD Mauco SpA	PMGD Solar	3,0	Febrero
Raso Power (Ampliación)	Eléctrica Raso Power Ltda.	Térmica	1,34	Marzo
Encon Solar	Loa Solar SpA	PMGD Solar	8,6	Abril
Fotovolt Solar I	Fotovolt Energía Ltda	PMGD Solar	1,3	Abril
PMGD Pirque	Solar TI Cuatro SpA	PMGD Solar	2,8	Abril
GR Santa Rosa	GR Chaquihue SpA	PMGD Solar	9,0	Abril
Central IEM	Engie Energía Chile S.A.	Carbón	377,0	Mayo
Pedrerros Solar	Isabel Solar SpA	PMGD Solar	3,0	Mayo
PMGD El Laurel	Laurel SpA	PMGD Solar	7,5	Mayo
Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica	44,9	Mayo
Punta Sierra	Pacific Hydro Punta Sierra SpA	Eólica	81,6	Junio
Santa Clara	Impulso Solar Las Lloysas SpA	PMGD Solar	2,8	Junio
Luna	Luna Energy SpA	PMGD Solar	2,7	Junio
Altos de Til Til	Eléctrica Altos de Til Til SpA	PMGD Solar	3,0	Junio
Rovián	GR Molle SpA	PMGD Solar	7,0	Junio
La Lajuela	Rigel SpA	PMGD Solar	6,9	Junio
Lipangue	Espinos S.A.	PMGD Solar	3,0	Junio
Picoltué	Espinos S.A.	PMGD Térmico	3,0	Junio
Los Sauces	Espinos S.A.	PMGD Térmico	3,0	Junio
Yumbel	Espinos S.A.	PMGD Térmico	3,0	Junio
PRP Gami	Generadora Eléctrica Gami LTDA.	PMGD Térmico	2,9	Junio
Casuto	Solar TI Diez SpA	PMGD Solar	2,8	Junio
Norte Chico I	Acotango de Verano SpA	PMGD Solar	2,0	Junio
PMGD Lo Sierra	Parque Solar H6 SpA	PMGD Solar	3,0	Julio
Los Guindos 2 (U2)	Los Guindos Generación SpA	Térmico	135,3	Julio
PV Ranguil	Ranguil Sur SpA	PMGD Solar	3,0	Julio
Las Codornices	PFV Las Codornices SpA	PMGD Solar	3,0	Julio

continuación

Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Mes
Chalinga Solar	Joaquín solar SpA	PMGD Solar	3,0	Julio
Montt Solar	Canencia Energía SpA	PMGD Solar	3,0	Julio
Cruz Solar	PMGD Cruz SpA	PMGD Solar	3,0	Julio
Illapel 5x	Parsosy Illapel 5 SpA	PMGD Solar	3,0	Julio
PMGD Talca	Santa Catalina Solar SpA	PMGD Solar	9,0	Julio
PV Crucero	Crucero SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
PFV Santa Adriana	Parque Fotovoltaico Santa Adriana SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Canela Solar I	Angela Solar SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Vituco 2B	Vituco SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Marchigue VII	Marchigue VII SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Jaururo Solar	Fotovoltaica Jaururo Solar SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Ariztía	Fotovoltaica Ariztía SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Las Perdices	PFV Las Perdices SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Tucúquere	Tucuquere SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Parque Eólico El Nogal	Parque Eólico El Nogal SpA	PMGD Eólica	9,0	Agosto
PFV José Soler Mallafré	FV Santa Laura	PMGD Solar	1,3	Agosto
Doñihue	GR Belloto SpA	PMGD Solar	7,5	Agosto
Río Azul	Generadora La Calera SpA	PMGD Térmico	3,0	Agosto
Población Solar	Población Solar SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
Calfuco	Generadora Azul SpA	PMGD Térmico	3,0	Septiembre
Huatacondo	Austrian Solar Chile Cuatro SpA	Solar	103,2	Septiembre
Placilla Solar	GR Lilén SpA	PMGD Solar	9,0	Septiembre
PFV Las Lechuzas	PFV Las Lechuzas SpA	PMGD Solar	3,0	Septiembre
Dos Valles	Hidroeléctrica Dos Valles SpA	PMG Hídrico	3,0	Septiembre
Central Hidroeléctrica Cumbres	Cumbres S.A.	Hidro Pasada	19,3	Septiembre
Tricahue 2	Tricahue Solar SpA	PMGD Solar	9,0	Octubre
PMGD San Isidro	Fotovoltaica San Isidro SpA	PMGD Solar	2,7	Octubre
Bellavista 1	Tamarugal Solar 1 S.A.	PMGD Solar	9,0	Octubre
Luce Solar	Luce Solar SpA	PMGD Solar	2,9	Noviembre
Planta de Biogás Copiulemu	Duero Energía Copiulemu SpA	PMGD Térmico	1,0	Noviembre
PMGD Ciruelillo	Central Eléctrica El Mañío SpA	PMGD Térmico	3,0	Noviembre
Pilpilén	Pilpilén SpA	PMGD Solar	2,8	Diciembre
Citrino	Solar TI Once SpA	PMGD Solar	2,8	Diciembre
El Estero	Fotovoltaica Manzano SpA	PMGD Solar	2,7	Diciembre
Alerce	Generadora La Calera SpA	PMGD Térmico	3,0	Diciembre
Calafate	Generación Calafate SpA	PMGD Térmico	3,0	Diciembre



A.2 TABLA A.2

Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2019

<i>Subsistema</i>	<i>Zona</i>	<i>Horas</i>
1	SEN	4.070
2	CAUTIN____220->TAP_RIOTOLTEN_220	1.233
3	SEN-L.VILOS____220->L.PALMAS____220	695
4	QUILLOTA____110->S.PEDRO____110	689
5	P.AZUCAR____220->P.COLORADA____220	685
6	L.VILOS____220->L.PALMAS____220	646
7	D.ALMAGRO____220->D.ALMAGRO____110	638
8	D.ALMAGRO____220->CACHIYUYAL____220	609
9	SEN-P.AZUCAR____220->P.COLORADA____220	505
10	SEN-QUILLOTA____110->S.PEDRO____110	453
11	SEN-P.AZUCAR____220->P.COLORADA____220-CAUTIN____220->TAP_RIOTOLTEN_220	452
12	DON_GOYO____220->P.AZUCAR____220	360
13	P.AZUCAR____220->P.COLORADA____220-D.ALMAGRO____220->D.ALMAGRO____110	289
14	SEN-CAUTIN____220->TAP_RIOTOLTEN_220	283
15	SEN-DON_GOYO____220->P.AZUCAR____220	264
16	SEN-L.VILOS____220->L.PALMAS____220-CAUTIN____220->TAP_RIOTOLTEN_220	257
17	N.MAITENCILLO_500->N.MAITENCILLO_220	252
18	SEN-POLPAICO____500->N.P.AZUCAR____500	234
19	POLPAICO____500->N.P.AZUCAR____500	181
20	L.VILOS____220->L.PALMAS____220-D.ALMAGRO____220->D.ALMAGRO____110	166

A.2 TABLA A.3*Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2018*

<i>Subsistema</i>	<i>Zona</i>	<i>Horas</i>
1	SEN-P.AZUCAR____220 -> P.COLORADA____220	2.345
2	P.AZUCAR____220 -> P.COLORADA____220	2.332
3	SEN-L.VILOS____220 -> L.PALMAS____220	2.218
4	L.VILOS____220 -> L.PALMAS____220	1.884
5	SEN-DON_GOYO____220 -> P.AZUCAR____220	1.604
6	DON_GOYO____220 -> P.AZUCAR____220	1.597
7	SEN	1.437
8	SEN-NOGALES____220 -> L.VILOS____220	298
9	NOGALES____220 -> L.VILOS____220	238
10	L.VILOS____220 -> L.PALMAS____220 - P.AZUCAR____220 -> P.COLORADA____220	238
11	N.CARDONES____220 -> N.CARDONES____500	189
12	C.PINTO____220 -> ILLAPA____220	187
13	CONSTIT.____066 -> CONSTIT1____023	156
14	D.ALMAGRO____220 -> CACHUYVAL____220	141
15	CUMBRES____500 -> L.CHANGOS____500	137
16	L.CHANGOS____220 -> KAPATUR____220	97
17	P.AZUCAR____220 -> P.COLORADA____220 - N.CARDONES____220 -> N.CARDONES____500	94
18	DON_GOYO____220 -> P.AZUCAR____220 - P.AZUCAR____220 -> P.COLORADA____220	91
19	C.NAVIA____220 -> C.NAVIA____110	90
20	SEN-L.VILOS____220 -> L.PALMAS____220 - CONSTIT.____066 -> CONSTIT1____023	84





**COORDINADOR
ELÉCTRICO
NACIONAL**

Teléfono
+562 2367 2414

Dirección
Teatinos 280, piso 11, Santiago

Correo electrónico
umc@coordinador.cl

Sitio web
www.coordinador.cl



www.coordinador.cl



Coordinador Eléctrico Nacional Coordinador Eléctrico Nacional



@coord_electrico



Coordinador Eléctrico Nacional