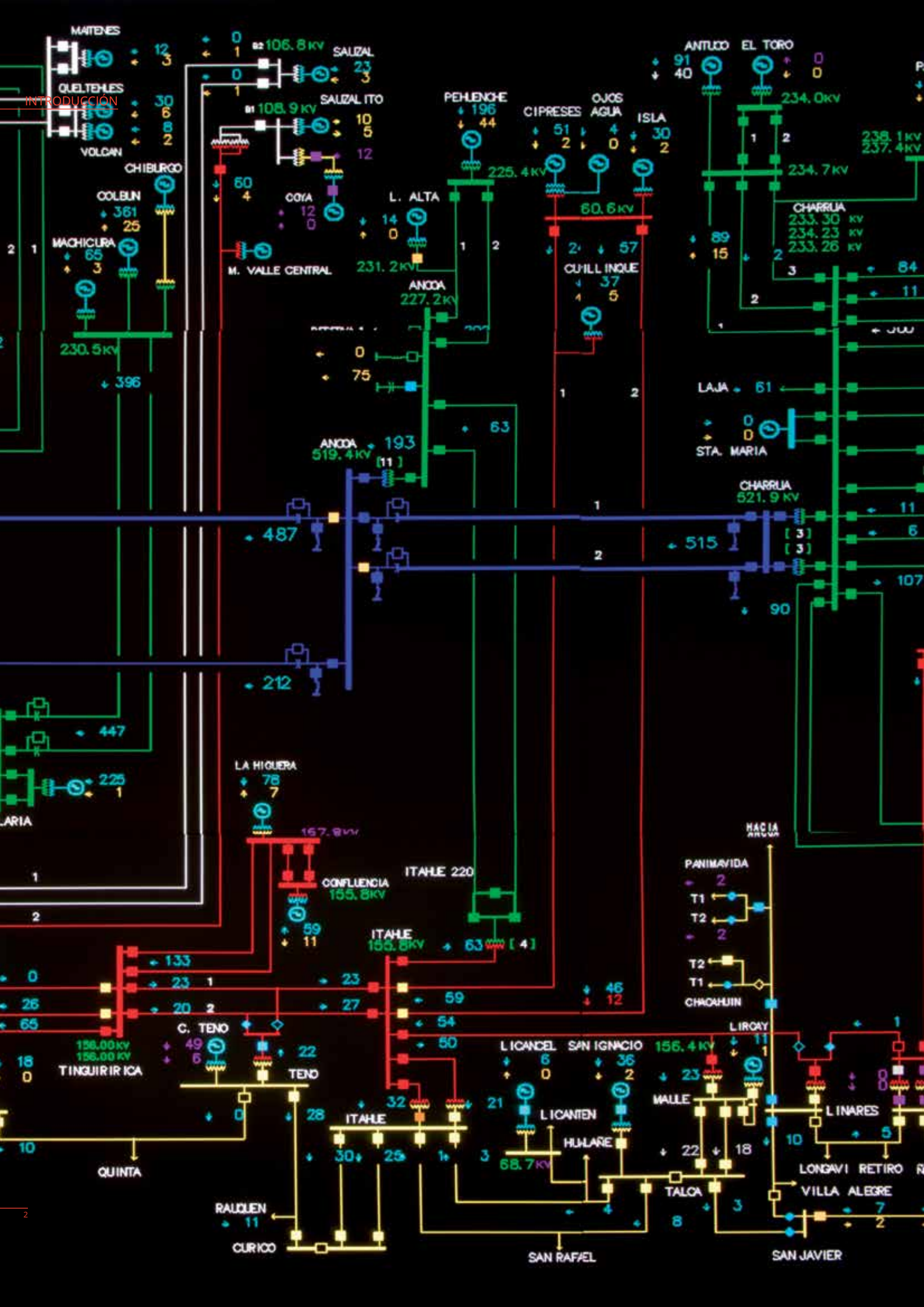




COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL



INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE CHILE **2018**





INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA

31 de mayo de 2019

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I:

Caracterización del Mercado Eléctrico Nacional	8
Descripción del mercado eléctrico nacional	8
I.1 Segmento de generación	10
I.2 Segmento de transmisión	13
I.3 Segmento de distribución	14

CAPÍTULO II:

Concentración y Poder de Mercado	15
II.1 Mercado relevante en el mercado eléctrico.	15
II.2 Índices de concentración y poder de mercado	16

CAPÍTULO III:

Ejercicio de poder de mercado y análisis de competencia	22
III.1. Conductas en segmento de generación	22
III.1.1 Retención de capacidad	22
III.1.2. Manipulación del precio del combustible	23
III.1.3. Variables relevantes a monitorear	25
III.2 Conductas estratégicas en Segmento de transmisión	32
III.2.1 Variables relevantes a monitorear	32
III.3 Segmento de distribución	33
III.3.1 Variables relevantes a monitorear	34

CAPÍTULO IV:

Licitaciones en el Sistema Eléctrico Nacional	35
IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal	35
IV.2 Otras licitaciones	35

CAPÍTULO V:

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

CAPÍTULO VI:

Temáticas analizadas por la UMC	38
VI.1 Actividades de monitoreo	38
VI.2 Actividades de difusión y capacitaciones	39
VI.3 Participación en foros internacionales	39

CAPÍTULO VII:

Recomendaciones	40
-----------------	----

ANEXO

A.1 Tabla I.1	41
A.2 Tabla A.2	42
A.3 Ejemplo retención de capacidad	42



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

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	SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
EDAG:	Esquema de desconexión automático de generación	STATCOM:	Static compensator
EISG:	Energy Intermarket Surveillance Group	SUCT:	Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica
ERAG:	Esquema de reducción automática de generación	SVC:	Static VAR compensator
EV:	Elementos de vinculación	TDLC:	Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
		UMC:	Unidad de Monitoreo de la Competencia

INTRODUCCIÓN

Con fecha 20 de julio de 2016 fue publicada la ley N° 20.936, creándose el Coordinador Eléctrico Nacional (“Coordinador”), continuador legal de los CDEC-SING y CDEC-SIC¹, constituyéndose como una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y duración indefinida.

Dentro de las diversas funciones entregadas al Coordinador por la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE” o “La Ley”), se encuentra la labor establecida en el Artículo 72°-10 del citado cuerpo legal, correspondiente a monitorear *“(…) permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico[.]”* con el fin de *“(…) garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1 (...)”* de la misma Ley, a saber: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; (ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y, (iii) garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

Conforme con lo establecido en la misma Ley, esta labor de monitoreo comenzó a regir desde el 01 de julio de 2018, para lo cual el Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional determinó que dichas actividades estuvieran radicadas en una unidad especializada, la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC), dependiente directamente de dicho Consejo, según consta en Acta de Sesión Extraordinaria N° 6/2018.

Esta nueva función cobra particular relevancia si tenemos en consideración el rol fundamental que juegan los precios de la energía en el desarrollo económico de un país. Tal como lo menciona el Foro Económico Mundial, la energía es el “oxígeno de la economía”, y precios bajos y estables de ésta ayudan a estimular la actividad económica al incrementar el ingreso disponible de los consumidores, no solo al disminuir los gastos asociados por este concepto, sino que también disminuyendo el costo de los insumos para la producción de la mayoría de los bienes y servicios de la economía².

¹ Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) y Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

² *Energy for Economic Growth Energy Vision Update 2012, World Economic Forum.*



Por lo mismo, es fundamental garantizar que las señales de precios sean un reflejo de la verdadera escasez de la energía, y no sean el resultado del ejercicio de poder de mercado por parte de unas pocas firmas. Esto último no solo es nocivo para el mercado eléctrico en el corto plazo, al aumentar los precios de forma artificial en beneficio propio, sino que también en el largo plazo, ya que las señales de precios que estarían recibiendo los diferentes agentes económicos serían mixtas, no sabiendo con certeza si se trataría de un reflejo de la necesidad de nueva inversión o simplemente de una manipulación de mercado. Esto resultaría, en consecuencia, en un aumento del riesgo para los inversionistas, lo que afectaría el equilibrio de largo plazo a través de una menor inversión, afectando a su vez la composición tecnológica del parque generador, erosionando eventualmente el crecimiento económico del país.

En consecuencia, se encomendó a la UMC en su Procedimiento Interno publicado el 29 de junio de 2018 elaborar un informe anual sobre las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico chileno, siendo ésta la primera edición de dicho informe anual, así como de una serie de documentos que, se espera, contribuyan a un mejor entendimiento del escenario competitivo en el cual se desempeñan los diferentes actores de la industria en el corto, mediano y largo plazo.

Para lograr lo anterior, en lo que sigue del presente Informe se procederá a realizar una descripción general del mercado eléctrico en el capítulo I, considerando tanto generación, transmisión y distribución; en el capítulo II se presentarán indicadores de concentración y otro tipo de medidas estructurales utilizadas para estimar el poder de mercado en el segmento de generación; en el capítulo siguiente se describirán las variables más relevantes para el análisis de la competencia en el mercado eléctrico chileno, individualizando las conductas estratégicas más comunes que podrían ser evidenciadas en un sistema como el Sistema Eléctrico Nacional (SEN); para luego continuar con un breve análisis sobre licitaciones de infraestructura de transmisión y otros servicios asociados en el capítulo IV; una descripción de las actividades desarrolladas en el ámbito de Servicios Complementarios en el capítulo V; una presentación sucinta de los temas evaluados por la UMC durante el año 2018 y finalizar con una sección dedicada a recomendaciones.

CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente capítulo se describen en términos generales la organización del mercado eléctrico nacional y cada segmento perteneciente a éste, 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 afines 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 su configuración y precios a clientes finales.

DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

El Sistema Eléctrico Nacional – SEN- se extiende geográficamente desde las regiones de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé, con una longitud cercana a los 3.100 Km, configurándose en tres segmentos independientes: generación, transmisión y distribución. En el primero existe libre entrada, siempre que se cumpla con la normativa vigente, mientras que la transmisión en cuanto a su expansión es obligatoria y planificada a través de un proceso regulado dirigido por la autoridad y el segmento de distribución está constituido como un monopolio natural, que funciona en base a concesiones públicas otorgadas por la autoridad, con obligatoriedad de servicio, normas de calidad y seguridad de servicio. Tanto en el segmento de transmisión como de distribución existen tarifas reguladas.

Con el fin de garantizar la competencia en el mercado de la generación, existen límites a la integración vertical entre empresas generadoras y transmisoras, para evitar potenciales conductas estratégicas de parte de estas últimas³⁻⁴.

Cabe destacar que, a diferencia de otros países, como Estados Unidos, Francia, Alemania, Nueva Zelanda, entre otros, Chile no cuenta con un segmento de comercialización, siendo las compañías generadoras y distribuidoras las que cumplen con dicha función respecto de los clientes libres o regulados según corresponda. Los primeros son usuarios finales que cuentan con una potencia conectada superior a 5MW, asumiendo que dicha demanda les otorga un poder de negociación suficiente para la existencia de libertad de precios; mientras que los segundos son usuarios finales con una potencia conectada menor o igual a 5MW. No obstante, los clientes regulados cuya potencia conectada sea superior a 0,5MW tienen la libertad de optar a ser clientes libres⁵.

En lo que sigue del presente capítulo, se aborda por separado y en mayor detalle cada segmento señalado en el acápite inicial de esta sección.

3 A este respecto, el Tribunal de la Libre Competencia ("TDLC") abrió un expediente de recomendación normativa con motivo de una consulta de Celeo Redes S.A. para levantar las restricciones a la integración vertical.

4 Ver Artículo 7, LGSE. "La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sector eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión nacional no podrá exceder, directa o indirectamente del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión total del sistema de transmisión nacional. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión de propiedad no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema".

5 Al respecto, ver Artículo 147° LGSE.



I.1 SEGMENTO DE GENERACIÓN

El parque generador en Chile está compuesto por diversas tecnologías, composición que se determina por 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 más del 50% a diciembre de 2018, seguida por Hídrica con casi la mitad de participación bordeando el 25%, Solar con cerca de un 10%, Eólica con alrededor de un 7% y Geotérmica con un 0,2%⁶.

De la totalidad del parque térmico, las centrales a carbón dan cuenta de la mayoría de esta tecnología, con más de un 40% de participación, ligeramente mayor a los valores de gas natural y significativamente superior a diésel⁷, con cerca de un 35% y 19% respectivamente. El resto de las fuentes de generación de esta tecnología está compuesto por biomasa con un 2,7% de participación, licor negro, petcoke, propano y cogeneración, todas con una participación conjunta de 1,7%.

En cuanto a la tecnología Hidroeléctrica, las centrales de embalse poseen una capacidad instalada levemente superior a la de las centrales de pasada, con un 50,2% y 49,8% respectivamente. Lo anterior puede ser apreciado en los **gráficos I.1.2 y I.1.3** siguientes.

Por su parte, el nivel de capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se ha mantenido relativamente constante con cerca de 24.000 MW, habiendo aumentado levemente a partir del mes de octubre, primordialmente por un incremento de la capacidad térmica.

Como se aprecia, la capacidad instalada de las centrales térmicas aumentó en 300 MW a partir de octubre en comparación con el mes previo, mientras que la capacidad aportada por centrales eólicas aumentó de forma paulatina durante el 2018, pasando de 1,4 GW a comienzos del año respectivo, a 1,5 GW y 1,6 GW en junio y julio, para finalizar el año en 1,7 GW⁸. A su vez, la contribución de la tecnología solar aumentó en 100 MW aproximadamente a partir del mes de junio.

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 66% de la capacidad instalada a diciembre de 2018. Enel es la empresa con mayor participación, con un 29,8% aproximadamente, más del doble de la de AES Gener, con un 14%, cifra cercana al 13,8% de Colbún. Dentro de las 4 empresas de mayor tamaño, Engie es la única que registra una participación inferior al 10%, con un 8,1%. Le sigue de lejos EDF Chile Holding

GRÁFICO I.1.1

Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología Diciembre de 2018

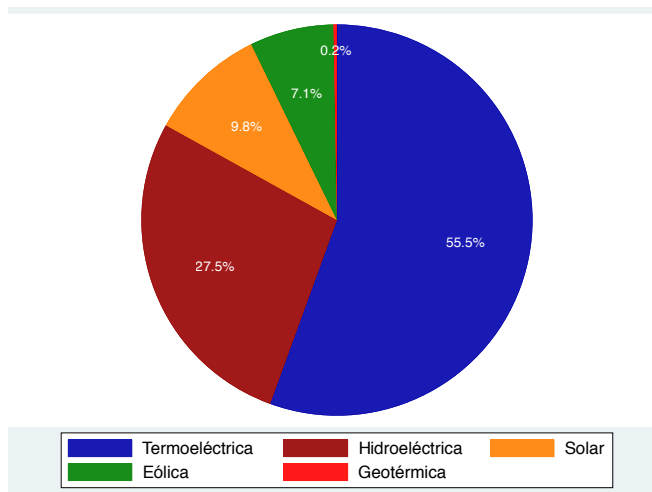


GRÁFICO I.1.2

Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente Diciembre de 2018

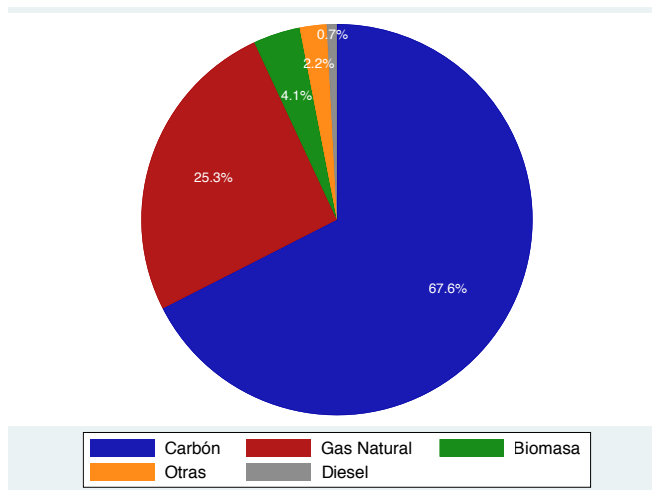
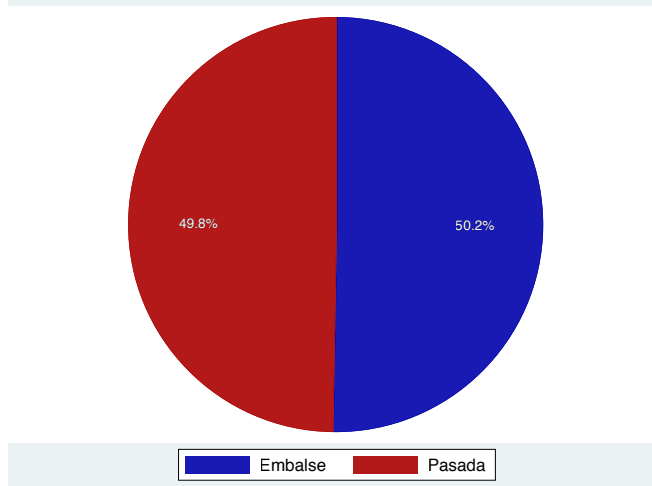


GRÁFICO I.1.3

Distribución de capacidad hidroeléctrica instalada (MW) por fuente Diciembre de 2018



⁶ Existe solo una planta Geotérmica en el parque generador, cuya puesta en marcha fue a finales del año 2017.

⁷ En adelante, se entenderá por gas natural tanto el gas natural licuado (GNL) como al gas natural importado desde Argentina (GN).



y Tamakaya Energía, las que poseen una participación de 3,5% y 2,2% respectivamente. El restante 28,6% de la capacidad instalada está compuesto por firmas con participaciones individuales iguales o inferiores al 1%.

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

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

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 2018.

En lo referente a generación, ésta osciló entre 6.000 GWh y 6.700 GWh por mes a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de julio y febrero respectivamente, tal como se muestra en el [gráfico I.1.5](#).

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](#).

GRÁFICO I.1.4
Capacidad instalada por tecnología
Año 2018

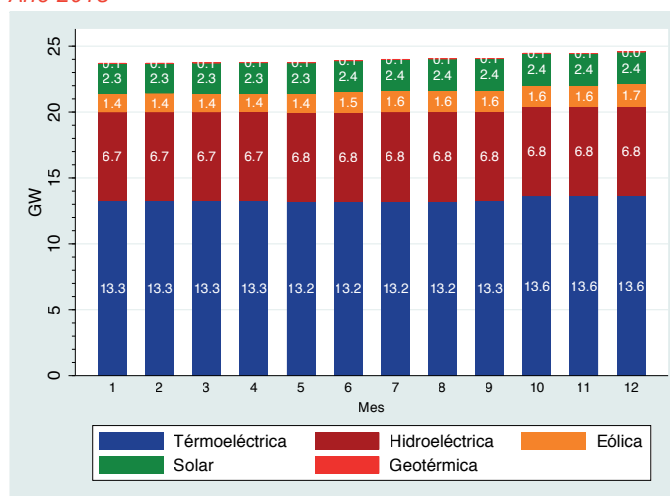


GRÁFICO I.1.5
Generación mensual
Año 2018

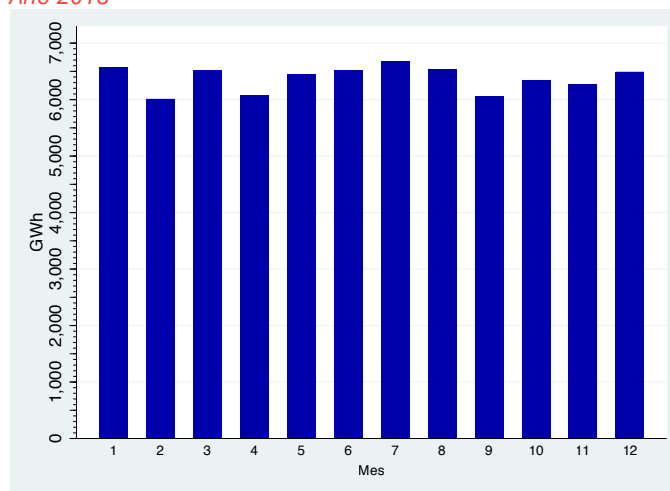
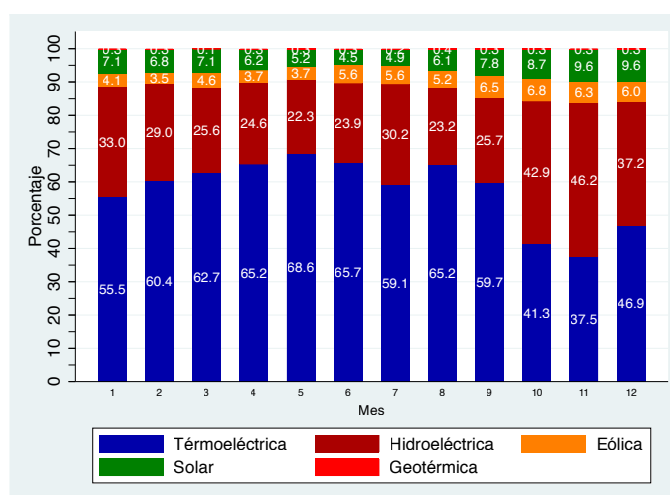


GRÁFICO I.1.6
Distribución generación por tecnología
Año 2018



8 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.

La tecnología que presenta una mayor variación en su contribución a la generación total del sistema corresponde a la termoeléctrica e hidroeléctrica. Lo anterior es intuitivo, ya que en los períodos donde existe menor disponibilidad del recurso hídrico las centrales térmicas deben cubrir dicha disminución de generación.

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 eólica⁹.

Ahora bien, al analizar las diferentes fuentes de generación, al tratarse de tecnología termoeléctrica, la fuente que mayor contribución posee es carbón, variando entre 60 y 70% a lo largo del año. De igual manera, como se observa en el **Gráfico 1.1.7**, los períodos de mayor escasez del recurso hídrico dan paso a una mayor utilización de gas natural, al ser estas centrales de punta, a diferencia de las carboneras, que en general son consideradas como centrales de base.

Por su parte, en el **Gráfico 1.1.8** es posible observar la distribución de 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 54% aproximadamente, lo que puede ser explicado por la ausencia de entrada de nuevas plantas de embalse en los últimos años.

GRÁFICO 1.1.7
Distribución generación térmica por fuente
Año 2018

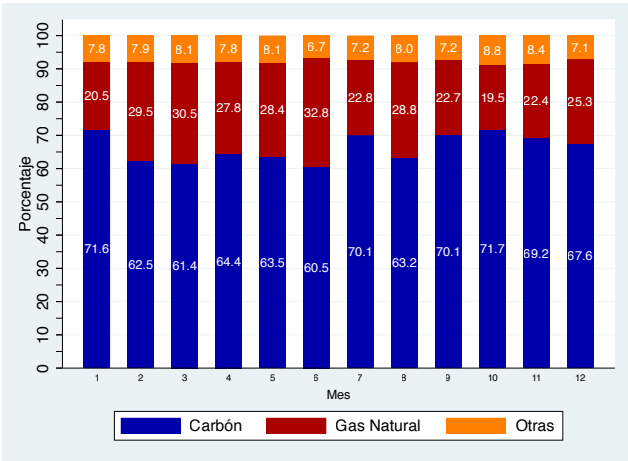
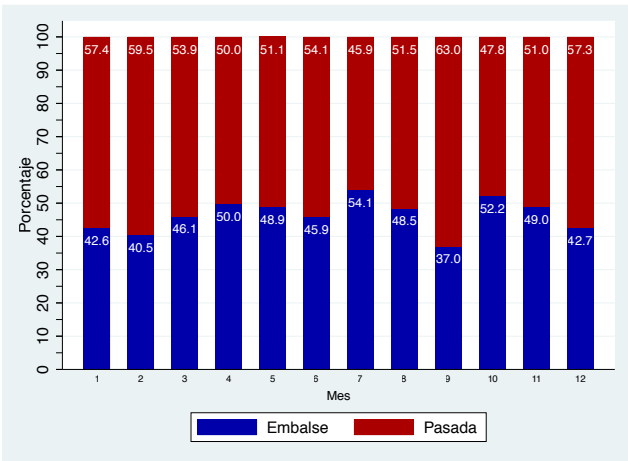


GRÁFICO 1.1.8
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
Año 2018



⁹ 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 ronda el 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 alcanza los 34.361 Km, de los cuales 3.368,2 Km corresponden a líneas de 345 kV - 500 kV, 17.433,5 Km a líneas de 220 kV, 1.493,9 Km de 154 kV, 6.086,8 Km 100 kV-110 kV y 5.979 Km corresponden a líneas de una tensión inferior a 69 kV. En la **Tabla I.2.1** se presenta la distribución de Kilómetros por nivel de tensión.

A su vez, de la extensión total del sistema de transmisión, 31% corresponde a líneas del sistema de transmisión nacional, 27% a líneas de transmisión zonal y 42% 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, existe 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 del 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 a lo establecido en La Ley. A este respecto, durante el año 2018 se concretaron dos procesos de licitación, de Obras Nuevas Nacionales del Decreto N° 422, de 9 de agosto de 2017 y de Obras Zonales del Decreto N° 418, de 4 de agosto de 2017. En el primer caso existieron 8 proyectos, mientras que en el segundo se licitaron 31 proyectos distribuidos a lo largo del territorio nacional.

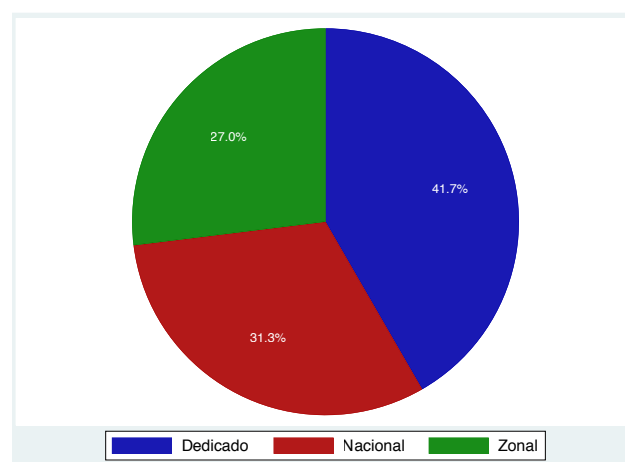
TABLA I.2.1

Extensión Sistema de Transmisión por nivel de tensión

Nivel de Tensión (kV)	Longitud (Km)
Menor a 69	5.979,0
100-110	6.086,8
154	1.493,9
220	17.433,5
345-500	3.368,2
Total	34.361,4

GRÁFICO I.2.1

Distribución extensión del Sistema de Transmisión





I.3 SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Al igual que el segmento de transmisión, el de distribución cuenta con características de monopolio natural, por lo que se encuentra regulado y las empresas de distribución cuentan con concesiones de servicio público eléctrico delimitadas por zonas territoriales. El suministro eléctrico que deben abastecer estas empresas concesionarias de distribución, en la actualidad, es licitado a través de bloques de energía en concursos internacionales con el fin de determinar los precios a cobrar por la energía a los clientes regulados.

Las participaciones de las empresas distribuidoras, y la energía suministrada a sus clientes se muestra en la siguiente tabla. (Tabla I.3.1).

TABLA I.3.1

Participación por empresa distribuidora año 2018

Grupo	Empresa	Región de Distribución	Clientes al 31/12/18	Ventas GWh al 31/12/18
CGE	CGE	XV, I, II, III, IV, V, RM, VI, VII, VIII y IX	2.865.800	11.910,5
	EDELMAG	XII	62.006	310,0
Chilquinta	CHILQUINTA ENERGÍA	V	596.402	2.587,5
	LITORAL	V	61.106	100,0
	ENERGÍA DE CASABLANCA	V y RM	6.155	50,8
	LUZ LINARES	VII	33.831	119,0
	LUZ PARRAL	VII y VIII	24.448	91,0
EEPA	E.E. PUENTE ALTO	RM	59.522	282,6
Enel	ENEL DISTRIBUCIÓN	RM	1.895.502	16.680,3
	COLINA	RM	27.157	92,6
	LUZ ANDES	RM	2.327	9,5
Saesa	FRONTEL	VIII y IX	356.752	982,0
	SAESA	IX, X, y XIV	440.343	2.287,6
	EDELAYSEN	X y XI	47.054	153,8
	LUZOSORNO	X y XIV	23.030	148,5
No Asociados	EMELCA	V	6.044	16,3
	TIL-TIL	V y RM	4.036	15,8
	COOPELAN	VIII	23.458	90,5
	CODINER	IX	13.786	71,5
	CEC	VII	11.359	121,2
	COPELEC	VIII	61.769	171,0
	COELCHA	VIII	15.549	37,0
	SOCOPEPA	XIV	7.366	34,7
	COOPREL	X-XIV	7.975	36,0
	CRELL	X	28.059	82,3
Total Nacional			6.680.836	36.482,0

Fuente: Reporte Eléctrico Transmisión y Distribución, mayo 2019, Empresas Eléctricas A.G.
<http://www.electricas.cl/biblioteca/reportes-electrico-transmision-y-distribucion/reportes-mayo-2019/>

En particular, durante el año 2018 no se realizaron procesos de licitación de energía por parte de las distribuidoras.



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 empleado 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 eléctrico¹⁰, ya que dada sus características especiales, los indicadores clásicos de concentración no reflejarían de forma efectiva los potenciales niveles de poder de mercado que pudiesen existir en el mercado eléctrico.

II.1 MERCADO RELEVANTE EN EL MERCADO ELÉCTRICO.

Antes de definir cualquier medición de concentración o poder de mercado, es fundamental determinar el mercado relevante del cual se está hablando, ya que es éste el que circunscribe el contexto en el cual se desenvuelve una firma determinada, y por ende, los competidores que enfrentará.

El mercado relevante puede ser definido como “(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”.¹¹

En el caso particular de la industria eléctrica, el mercado relevante del producto se encuentra bien definido, ya sea que se trate de, por ejemplo, energía, potencia o servicios complementarios (“SSCC”). No obstante, no se puede afirmar lo mismo para el caso del mercado relevante geográfico, ya que éste dependerá de las características topológicas del sistema de transmisión y su capacidad, así como también de la tecnología del parque generador y el tipo de demanda.

¹⁰ 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.

¹¹ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10.

A modo de ejemplo, de no existir congestión en el sistema de transmisión, centrales que inyectan en el norte del país pueden ser consideradas sustitutas de centrales ubicadas al sur del territorio nacional¹². Ello en vista de que no existirían limitantes que impidieran a una u otra central inyectar energía para satisfacer la misma demanda. En dicho contexto, el mercado relevante geográfico sería todo el SEN.

Por el contrario, de existir zonas congestionadas, centrales que se encuentran separadas por dicho segmento del sistema de transmisión no podrían competir entre ellas, ya que la capacidad para transmitir energía se encontraría limitada por tal congestión, y por ende, la energía que una unidad generadora inyectare al sur de dicho punto no podría sustituir lo inyectado por un generador al norte de éste, no pudiendo satisfacer la misma demanda, perteneciendo, en consecuencia, a diferentes mercados relevantes geográficos.

A su vez, la capacidad disponible para generación no será la misma a lo largo del día, lo que puede aumentar los niveles de concentración en horarios donde la energía solar no se encuentra disponible.

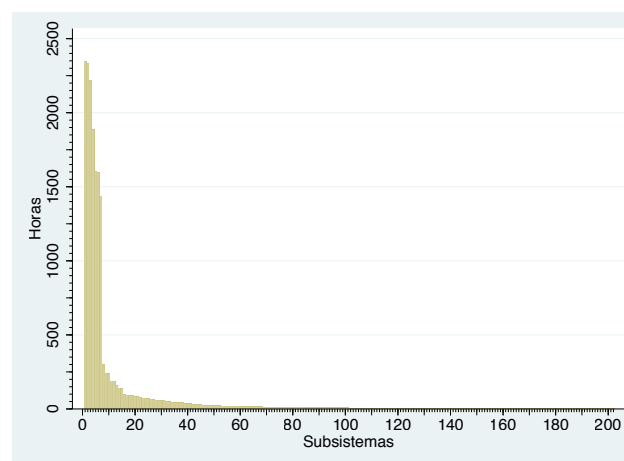
En este sentido, al ser posible que el mercado relevante de la energía varíe con una frecuencia horaria, cualquier indicador de concentración o poder de mercado que se calcule debe internalizar dicha situación para reflejar el verdadero nivel de competitividad del sistema eléctrico nacional.

De modo ilustrativo, a continuación, se expone la distribución de subsistemas a lo largo del 2018¹³.

Lo anterior revela lo crucial que es internalizar la ocurrencia de subsistemas en la evaluación de poder de mercado y potenciales conductas anticompetitivas, ya que las condiciones estructurales de cada uno de éstos pueden variar significativamente, encontrándose casos donde incluso existió una sola empresa generadora disponible para satisfacer la demanda, lo que se refleja en los índices de concentración que se presentan en la sección siguiente.

GRÁFICO II.1.1

*Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2018*



II.2 ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO

Una forma típica de aproximar la existencia de poder de mercado es mediante índices de concentración¹⁴, siendo indicadores comunes en esta materia: la razón de concentración de k empresas y el índice Hirschman-Herfindhal (HHI, por sus siglas en inglés).

El primero corresponde a un índice típico de participación de mercado, el cual se considera que refleja poder de mercado a partir de 40%, según lo establecido por la Comisión Europea¹⁵; mientras que el segundo es una medida más comúnmente utilizada, al reflejar de mejor manera la estructura de una industria, representando un mercado desconcentrado de ser menor a 1.500, uno moderadamente concentrado de encontrarse entre 1.500 y 2.500, y uno altamente concentrado de superar los 2.500¹⁶.

¹² Esto tanto para la inyección de energía como para los SSCC que no poseen naturaleza local, como, por ejemplo, servicios de control de frecuencia.

¹³ 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 del anexo se puede encontrar un listado con los 20 subsistemas más frecuentes.

¹⁴ Se entiende por poder de mercado la habilidad de una firma para elevar los precios sobre un nivel competitivo de forma rentable. "Market power is a crucial concept in the economics of competition law. It refers to the ability of a firm to raise price above some competitive level – the benchmark price – in a profitable way.". Motta (2004), *Competition Policy: Theory and Practice*. Cambridge: Cambridge University Press, Chapter 2: Market Power and welfare: Introduction, p.40.

¹⁵ "Guidelines on the assessment of horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings", Official Journal of the European Union, 2004.

¹⁶ Niveles de acuerdo a lo establecido por la Federal Trade Commission (FTC).



Este último índice se expresa como la suma de las participaciones de mercado individuales al cuadrado (S^2_c), y varía entre 0 y 10.000.

$$HHI_h = \sum_{c=1}^N S_{c,h}^2$$

Para una hora determinada, el HHI se calcula utilizando las participaciones de mercado basadas en la capacidad disponible de cada conglomerado. En particular:

$$S_{c,h} = \sum_{(i \in c)=1}^{N_c} \max_{g,j} KD_{i,g,j,h} / \sum_{i=1}^N \max_{g,j} KD_{i,g,j,h}$$

Donde N_c es el número de unidades generadoras del conglomerado c , $KD_{i,g,j,h}$ es la capacidad disponible neta de la unidad generadora i durante la hora h bajo la modalidad de operación g con el combustible j .

El HHI a nivel nacional a diciembre de 2018, sin diferenciar por hora o subsistema, alcanzó un valor de 1.386 aproximadamente, lo que podría ser interpretado como un mercado desconcentrado. Sin embargo, al considerar la distribución de dicho indicador por hora, teniendo en consideración cada subsistema en el período enero-diciembre de 2018, se aprecia claramente en el **Gráfico II.2.1** que incluso existieron instancias donde solo un conglomerado pudo haber abastecido el subsistema en el cual se inyectaba energía, al alcanzar el indicador un valor máximo de 10.000, al igual que eventos en los cuales se trató de 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, sucediendo algo análogo con los valores mínimos.

Dichas diferencias horarias son más evidentes al analizarse los subsistemas más frecuentes del año 2018 por separado, tal como se realiza en el **Gráfico II.2.2**.

Es trivial en dicho caso deducir que los niveles de concentración pueden llegar a ser ostensiblemente inferiores en las horas de mayor disponibilidad de generación solar.

Ahora bien, si se considera la frecuencia con la que el HHI se encontró sobre el umbral de los 2.500, el **Gráfico II.2.3** nos muestra que cerca del 10% del tiempo se apreciaron valores promedio horarios superiores a dicho límite, teniendo en consideración todos los subsistemas que se produjeron en el sistema eléctrico nacional durante el año 2018. Alternativamente, solo alrededor de un 1% de las veces se alcanzó un HHI inferior a 1.500. Ello implica que con una frecuencia cercana al 90% el mercado de la energía presentó niveles de concentración medios.

GRÁFICO II.2.1

*HHI Capacidad
Enero-diciembre 2018*

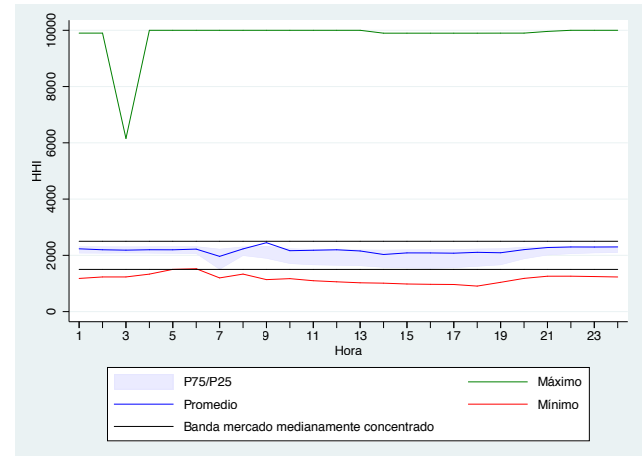


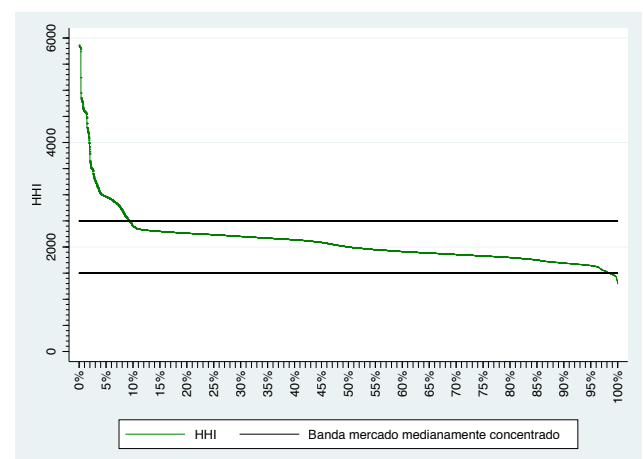
GRÁFICO II.2.2

*HHI promedio subsistemas más frecuentes
Enero-diciembre 2018*



GRÁFICO II.2.3

*Curva de duración HHI promedio
Enero-diciembre 2018*





Aunque el HHI calculado con frecuencia horaria y por subsistema es un mejor reflejo de los niveles de concentración de mercado que un indicador único a nivel nacional, una de las falencias de este índice sigue siendo el hecho de que no internaliza la demanda. Es por ello que una medida alternativa para aproximar el poder de mercado es el índice PSI o RSI (Pivotal Supplier Index y Residual Supply Index respectivamente).

Lo anterior es crucial en el mercado eléctrico, ya que podría suceder que en un mercado desconcentrado exista un generador fundamental para el sistema, es decir, que la demanda residual que dicho actor enfrenta no podría ser satisfecha por otro competidor. Esto puede suceder si los niveles de holgura del sistema en su totalidad son limitados o ante la ocurrencia de un escenario de congestión o falla de líneas que implique la generación de un subsistema con capacidad disponible restringida¹⁷.

En particular, el RSI es una variable continua que considera la demanda residual y la capacidad instalada de una empresa generadora, o grupo de empresas, y puede ser expresado como sigue:

$$RSI_{i,h} = \frac{KT_h - KD_{i,h}}{D_h}$$

Donde KT_h es la capacidad disponible neta total del sistema durante la hora h , $KD_{i,h}$ es la capacidad disponible neta del conglomerado i durante el mismo período y D_h representa la demanda del sistema durante la hora h .

Cuando la expresión es igual a 1, la demanda es exactamente igual a la capacidad disponible total del sistema descontando la capacidad disponible del conglomerado bajo análisis. En caso de ser mayor a uno, ello implicaría que existiría capacidad ociosa incluso al no tener en consideración el conglomerado respectivo, por lo que no podría afirmarse que sería pivotal o indispensable para el sistema, aunque instituciones como el CAISO señalan que un RSI entre 1 y 1.1 aún constituye un escenario donde eventualmente podría ejercerse poder de mercado. En contraste, cuando el indicador es menor a 1, esto implica que la demanda es mayor a la capacidad disponible del resto de los agentes del mercado, razón por la que el conglomerado i sería pivotal o indispensable para el sistema, ya que, de lo contrario, no podría satisfacerse la demanda.

17 Si bien esto es particularmente relevante en mercados con un sistema de subastas, ya que las empresas generadoras que poseen unidades esenciales o pivotaes podrían utilizar dicha posición para ofrecer precios superiores a los competitivos y/o iguales al techo que haya impuesto el regulador respectivo, en el contexto chileno no deja de ser relevante esta información, ya que en la eventualidad de ser frecuentes los escenarios descritos en el párrafo previo, las firmas pivotaes podrían comprar combustibles a precios elevados con tal de subir el costo marginal del sistema, o no llevar a cabo mantenciones periódicas con tal de fomentar la falla de una central, entre otras acciones que podrían poseer el mismo efecto. Las conductas estratégicas más comunes que podrían llevarse a cabo en el mercado chileno son descritas en el Capítulo III.

Lo anterior puede ser aplicado para un conglomerado de forma individual o conjunta. Usualmente, este indicador es empleado para una, dos y tres empresas. En los dos últimos casos, la única diferencia es que $KD_{i,h}$ correspondería a la suma de las capacidades disponibles de las dos o tres empresas bajo análisis según corresponda.

La distribución horaria del RSI para el período enero-diciembre de 2018 se presenta en los [gráficos II.2.4, II.2.5 y II.2.6](#)¹⁸. Como se observa, tanto para el índice de una empresa, como para el de dos o tres empresas conjuntas existe el mismo patrón por bloque horario que en el caso del HHI, influenciado primordialmente por la disponibilidad de capacidad solar.

Se aprecia en los gráficos previos que, si bien han existido episodios donde una sola empresa ha sido pivotal, al menos 75% de las veces este índice ha sido superior a 1, lo que implica la inexistencia de pivotalidad de una sola firma. Los resultados son mixtos en el caso de considerar dos empresas de forma conjunta, presentando la distribución una mayor densidad sobre 1 en los horarios de inyección solar, al aumentar la capacidad disponible. En contraste, si tenemos en consideración el RSI conjunto para 3 firmas, este se encuentra consistentemente bajo el umbral de 1, siendo reflejo de la pivotalidad conjunta de las empresas más relevantes del sistema eléctrico nacional.

Ahora bien, si consideramos la distribución en los cuatro subsistemas más frecuentes, encontramos patrones diferentes a los observados para el HHI. En efecto, solo el segundo y cuarto subsistema no presentan dos empresas pivotaes conjuntas en las horas de generación solar, mientras que en el primero y tercero dicho patrón no se cumple, habiendo, en promedio, al menos dos empresas pivotaes durante todo el rango horario. Es consistente en los 4 subsistemas, sin embargo, el hecho de que el RSI promedio no entregaría indicios de una firma pivotal de manera individual. De igual manera, el escenario de tres empresas pivotaes conjuntas se presenta en cada uno de los subsistemas analizados, tal como se aprecia en el [Gráfico II.2.7](#)

GRÁFICO II.2.4

RSI para 1 empresa (RSI 1)

Enero-diciembre 2018

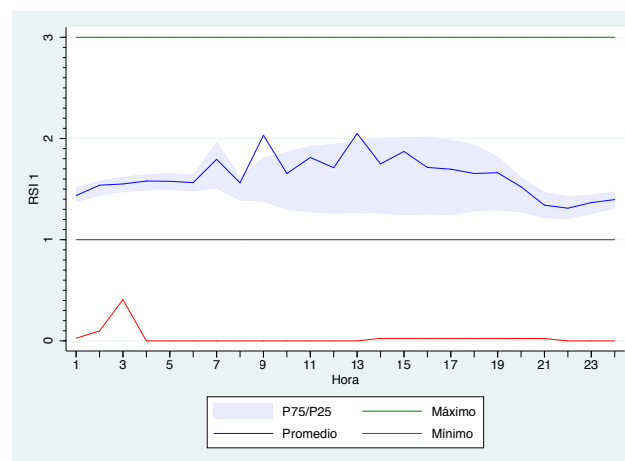


GRÁFICO II.2.5

RSI para 2 empresas de forma conjunta (RSI 2)

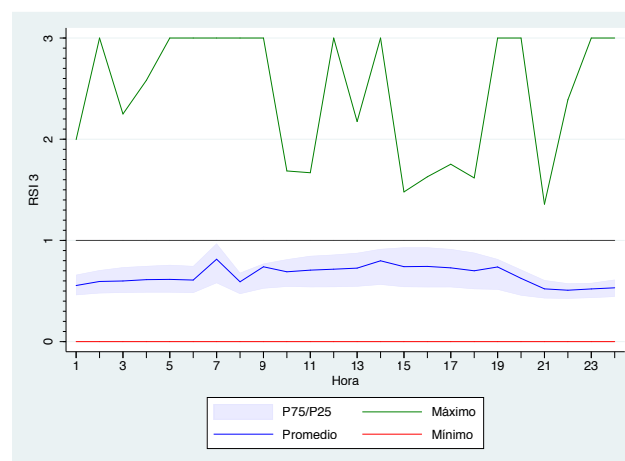
Enero-diciembre 2018



GRÁFICO II.2.6

RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)

Enero-diciembre 2018



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

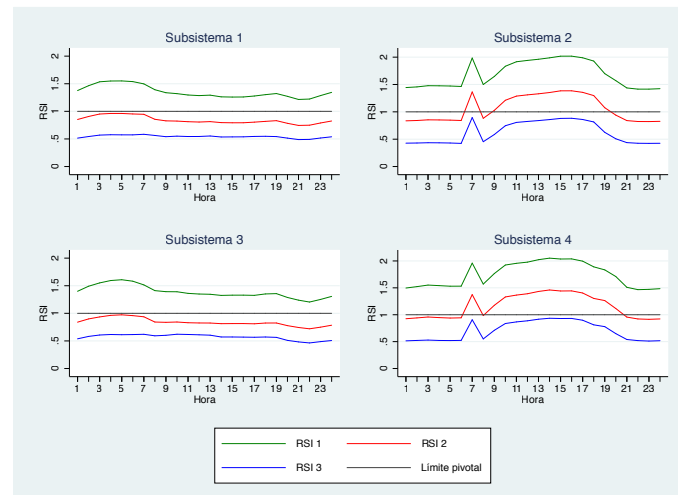


GRÁFICO II.2.7

*RSI promedio para 1, 2 y 3 empresas en los 4 subsistemas más frecuentes
Enero-diciembre 2018*

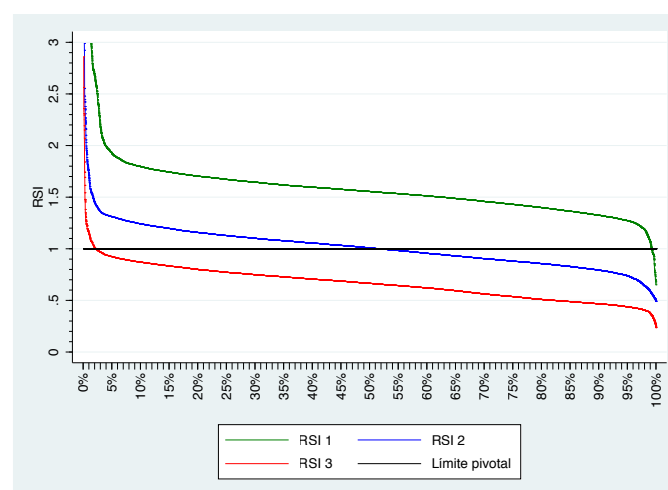
Ahora bien, si consideramos la frecuencia acumulada en el gráfico de duración, cerca del 98% del tiempo el indicador fue menor a 1 al tratarse de tres empresas conjuntas, 50% para dos empresas conjuntas y 1% para una empresa de forma individual.

Lo anterior podría ser interpretado como la existencia de poder de mercado para las empresas con mayor capacidad disponible en el mercado eléctrico chileno. Ahora bien, se debe tener en consideración que incluso de no existir agentes pivotaes podría existir alguna firma con poder de mercado, ya que ello dependerá del diferencial de costos marginales entre cada central en la lista de mérito, si se trata de una central de base, entre otras cosas.

Una visión general sobre las posibles conductas estratégicas que podrían ser ejecutadas por empresas con poder de mercado en el sistema chileno se presentan y discuten el capítulo siguiente.

GRÁFICO II.2.8

*Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2018*



EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA

La posesión de poder de mercado no constituye una práctica anticompetitiva por sí misma, sino más bien el ejercicio de este. Por lo mismo, en este capítulo se describen las principales conductas anticompetitivas que podrían llevarse a cabo en un mercado con las características del sistema eléctrico nacional, tanto en el segmento de generación, como en el de transmisión y distribución. A partir de dicha descripción, se presenta la evolución de las variables más relevantes asociadas a las conductas mencionadas.

III.1. CONDUCTAS EN SEGMENTO DE GENERACIÓN

En el contexto del segmento de generación, el poder de mercado podría ser ejercido primordialmente mediante retención física o económica de capacidad y manipulación de los precios de combustibles¹⁹.

III.1.1 RETENCIÓN DE CAPACIDAD

La retención física de capacidad implica que una empresa propietaria de múltiples unidades generadoras indisponga una unidad, o parte de la capacidad de una de ellas, con el fin de desplazar la curva de oferta a la izquierda respecto a su posición original, y de esta manera aumentar los costos marginales del sistema alterando el equilibrio competitivo de corto plazo²⁰, lo que eventualmente podría significar la obtención de rentas sobrenormales. En particular para el mercado eléctrico chileno, al tratarse de costos auditados, esta conducta podría manifestarse a través de desconexiones de unidades generadoras, ya sea de forma intempestiva o programada en el corto plazo; no siguiendo las instrucciones operacionales dictadas por el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador, entre otras.

La retención económica por su parte cumpliría el mismo rol que la física, solo que esta podría ser conseguida mediante la adquisición de combustibles a precios particularmente elevados.

¹⁹ La retención de capacidad es comúnmente referida como *capacity withholding*, por su definición en inglés, y la rentabilidad de esta conducta está relacionada tanto con la capacidad instalada del conglomerado como con su posición comercial en el sistema. En el anexo A.3 se presenta un ejemplo simple donde se considera el balance comercial de las empresas.

²⁰ En el corto plazo, el benchmark competitivo del mercado de la energía sería uno equivalente al que se derivaría de una estructura de mercado con empresas sin relación de propiedad ni múltiples centrales. Esto es, donde ningún actor puede aumentar artificialmente sus costos o retener capacidad de forma rentable teniendo como consecuencia un aumento en el costo del sistema por sobre el nivel competitivo. En Rassenti, S.J., Smith, V.L. & Wilson, B.J. *Journal of Regulatory Economics* (2003) 23: 109. <https://doi.org/10.1023/A:1022250812631>, se presenta un ejemplo útil de estructura de mercado sin poder de mercado, incluso con empresas que poseen múltiples centrales generadoras.



De esta forma se estaría logrando el no despacho de la central por orden de mérito. La facilidad para concretar esta conducta, sin embargo, dependerá del tipo de combustible del que se trate, ya que resultaría difícil internalizar dicho tipo de comportamiento estratégico en un contrato de abastecimiento de largo plazo, razón por lo que esto sería más probable en compras spot del combustible respectivo, o adendas a contratos de largo plazo para embarques particulares. Dicha dinámica es representada en el Anexo A.3.

III.1.2. MANIPULACIÓN DEL PRECIO DEL COMBUSTIBLE

Si bien la retención económica de capacidad involucra manipulación de precios de combustibles, dicho medio no es el único al que se puede recurrir para alterar de forma rentable el equilibrio competitivo del mercado.

Antes de describir los escenarios adicionales que podrían ser resultado de la manipulación de los precios de combustibles, resulta de utilidad ejemplificar los mecanismos a través de los cuales se podría concretar dicha acción. En general, de acuerdo a la Resolución Exenta N° 669 de 2017 de la CNE que fija, entre

otros, el procedimiento para el “Procedimiento y determinación de los costos de combustibles que utilizan las unidades generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional”, el costo de combustible que las empresas deben declarar debe incluir solo componentes variables, y por ende, no se deben internalizar costos fijos.

Consecuentemente, se podrían “variabilizar” costos fijos con el fin de elevar el precio del combustible declarado, y como consecuencia de esto, aumentar el costo variable total de las centrales afectadas. De igual manera, según la misma norma, en el caso de combustibles sólidos el precio debe incluir Costo FOB, flete marítimo, seguro marítimo, Costo CIF, servicio de descarga en muelle, entre otros componentes, por lo que podría utilizarse cualquiera de ellos para abultar su costo declarado, pudiendo suceder lo mismo con el resto de los combustibles²¹. En adición, empresas relacionadas de generación y/o distribución de combustible podrían revenderse en variadas ocasiones el volumen que será utilizado para generación con el fin de incluir sobrecargos que aumenten el costo del combustible y eventualmente el costo variable de las centrales, entre otras prácticas.

²¹ Por ejemplo, se podría sobreestimar el porcentaje de pérdidas con el fin de incrementar el precio por unidad de medida.

Asimismo, teniendo en consideración que la disponibilidad del agua determina el precio sombra de este recurso, el que a su vez es utilizado para el cálculo del costo de oportunidad de las centrales hidráulicas de embalse, la manipulación de las declaraciones de cotas también podría considerarse como alteración de precios de combustibles.

Todo lo anterior podría resultar en al menos 3 escenarios donde el equilibrio de mercado se desviaría del benchmark competitivo, con efectos temporales diversos, a saber: a) aumento del costo marginal del sistema, b) aumento del pago por sobrecostos y c) potencial desincentivo a la entrada de futuros competidores.

a) Aumento del costo marginal del sistema

Este escenario es relativamente directo, ya que implica que la unidad generadora para la cual se declararon precios de combustible artificialmente elevados estaría fijando el costo marginal del sistema, dando origen a un costo para las inyecciones y retiros superior al de un escenario competitivo, traduciéndose además en rentas supracompetitivas para cualquier empresa con posición excedentaria que posea una unidad generadora en adición a la marginal²² lo cual cobra especial relevancia en un sistema de costos declarados como el chileno. Equivalente sería el resultado de manipular las declaraciones de cotas de embalses, ya que en la citada posición se podría alterar el precio del agua empleado en la programación de corto plazo, aumentar el costo marginal del sistema al encarecer las centrales de embalse y aumentar la utilización de recursos térmicos.

b) Aumento del pago por sobrecostos

El escenario en cuestión se relaciona con la dinámica de pagos de sobrecostos. Estos se producen cuando una central funciona con un costo variable total superior al costo marginal del sistema, ya sea por razones de seguridad de la operación, prestación de servicios complementarios u operación de los mínimos técnicos.

En dichas situaciones, las empresas solo cubren sus costos, por lo que no obtendrían beneficios por el funcionamiento en estas condiciones especiales. Por lo mismo, se requiere el cumplimiento de supuestos específicos para que en este contexto la manipulación del precio de combustible sea un medio de ejercicio de poder de mercado. En particular, se requiere que la totalidad o parte del aumento del costo variable de la central sea recuperado de alguna forma. En caso de tratarse de componentes como el porcentaje de pérdidas, que no requieren de la interacción con un

tercero, la recuperación de rentas sería directa, ya que se estaría sobreestimando el costo de operación de la central sin utilizar la cantidad estimada de combustible con dichos niveles de pérdida. De tratarse de partidas de costo que potencialmente podrían involucrar a un tercero, como muellaje o transporte, se requeriría la recuperación del costo adicional declarado y pagado a través del mercado conexo respectivo, ya sea mediante la integración vertical o relación de propiedad con las firmas que proveen dichos servicios. A modo ilustrativo, si el costo de transporte se desvía significativamente del valor de mercado, pero no existe relación de propiedad o integración, si bien dicho aumento significaría un incremento del costo variable de la unidad generadora, la empresa propietaria de ésta no podría recuperar el mayor valor pagado por dicho concepto, ya que éste solo significaría un mayor ingreso para la empresa de transporte. Por el contrario, de estar integrados o de existir relación de propiedad entre la firma generadora y de transporte, parte o la totalidad del aumento del costo pagado se traduciría en un ingreso adicional a través de la empresa del mercado conexo. El mismo efecto sería alcanzado de no existir relación de propiedad o estar integrados con un acuerdo de repartición de rentas entre las partes.

Ahora bien, para que la estrategia descrita previamente sea viable, el poder de mercado debe reflejarse en la habilidad de aumentar los precios sin que ello resulte en el no despacho de la central, lo que podría suceder principalmente con una central de base²³, o en la eventualidad que esta fuese necesaria para el sistema por razones de seguridad de la operación o para la prestación de servicios complementarios a pesar de poseer un costo variable superior al costo marginal del sistema.

c) Potencial desincentivo a la entrada de futuros competidores

Este caso puede ser presenciado primordialmente en el mercado del GNL. Ello en vista que de acuerdo a la "Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilizan GNL regasificado" existe la posibilidad de declarar un volumen determinado de gas como inflexible, lo que implica que su precio es igual a cero. Consecuentemente, el costo variable total de dichas centrales sería equivalente al costo variable combustible, lo que transformaría a dichas centrales térmicas en una de las unidades más baratas del sistema, afectando a su vez los costos marginales a la baja. Si bien esto tiene como consecuencia una operación más económica del sistema, de producirse de forma prolongada podría desincentivar la entrada de nuevos actores al mercado, ya que éstos necesitan cubrir sus costos fijos para ingresar a la industria, y la incertidumbre

²² Esto se debe a que, a diferencia del caso de retención económica de capacidad, en esta situación la variación en el costo marginal no debe compensar la menor generación producida por la retención de capacidad. Por lo mismo, bastaría con que las inyecciones fuesen superiores a los retiros para que se produjese un beneficio económico.

²³ Se entiende por central de base una cuyo encendido no se determina por el resultado del problema de optimización de predespacho. Esto es, ante la inexistencia de fallas técnicas, estas centrales siempre se encontrarán operativas, solo siendo modulada su generación en el programa de operación.



respecto de la cantidad de tiempo que podría funcionar el sistema con gas inflexible encarecería los proyectos al exigirles un mayor retorno, en adición al menor costo marginal esperado. En el largo plazo, ello podría concluir en mayores precios de decidir las empresas propietarias de plantas GNL importar un menor volumen que no derivase en declaraciones de inflexibilidad, a sabiendas, además, que el ingreso de nuevos competidores no sería igual de agresivo que en un escenario donde no tuviesen la habilidad para llevar los costos del combustible de sus centrales a gas a cero.

III.1.3. VARIABLES RELEVANTES A MONITOREAR

Las principales variables a monitorear corresponden a las fallas de unidades generadoras, ya que a través de éstas puede materializarse la retención de capacidad, tal como fuese explicado previamente. De igual manera, es fundamental hacer un seguimiento a los precios de los combustibles, al poder ser utilizados con el mismo propósito. En ambas situaciones el resultado se manifestaría en el costo marginal del sistema.

III.1.3.1 Fallas

El **gráfico III.1.1** presenta el número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente, las que fueron particularmente frecuentes durante el mes de diciembre, superando las 50, en contraste con el resto de los meses donde no superaban las 40 solicitudes.

Por su parte, la potencia indisponible asociada a las solicitudes previas en cada hora del año es presentada en el **gráfico III.1.2**.

Como se observa, la máxima potencia indisponible de forma intempestiva durante una hora alcanzó casi los 400 MW, con una media de alrededor de 72 MW. Los meses de junio y julio, así como también diciembre del 2018 fueron los que presentaron solicitudes de desconexión de curso forzoso que involucraban la mayor potencia desconectada.

GRÁFICO III.1.1

Solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
Año 2018

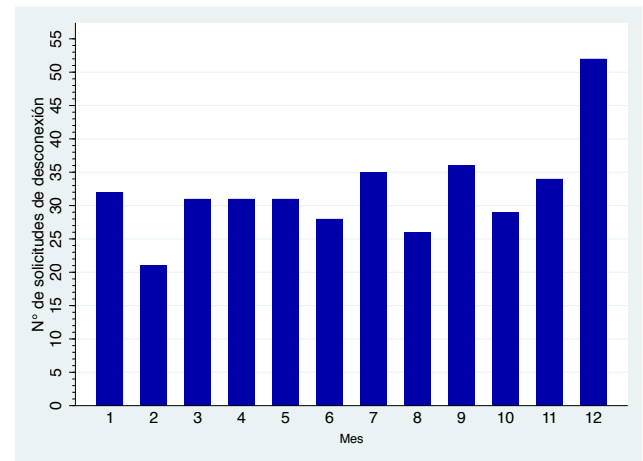
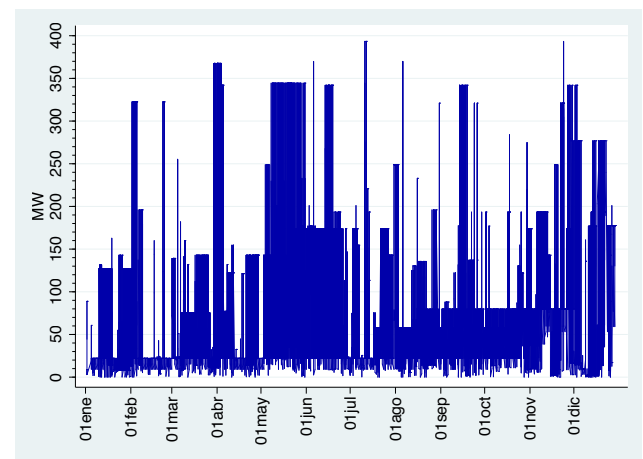


GRÁFICO III.1.2

Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
Año 2018



III.1.3.2 Combustibles

Ahora bien, en lo que respecta a los 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 del resto de las empresas, que dan cuenta de 6 propietarios adicionales, pero 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, pertenecientes 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. No obstante, se debe considerar que Enel presenta los outliers de mayor valor entre dichas firmas. Son precisamente los valores atípicos los que deben ser analizados con particular atención, ya que cuentan con la habilidad de modificar las condiciones de equilibrio de corto plazo.

Las observaciones iguales a cero en el caso del precio del GNL corresponden a las declaraciones de inflexibilidad que fueron explicadas con anterioridad. Se desprende del gráfico que el primer trimestre del 2008 fue el que presentó una mayor frecuencia de inflexibilidades, particularmente por parte de Colbún. El resto de las empresas también ha declarado inflexibilidades, pero dichas declaraciones no han llegado a influenciar en gran parte la distribución de precios.

Si bien esta condición especial de GNL genera una operación temporal más barata del sistema, se debe tener en consideración que se trata de episodios anómalos que entregan podrían distorsionar las señales de precios de largo plazo del sistema.

Como se observa, Colbún presenta la misma tendencia de precios que en el gas natural, habiendo declarado costos particularmente reducidos el primer trimestre, para luego estabilizarse en niveles mayores en los periodos subsiguientes. Enel en este caso ha declarado los mayores costos del mercado, mientras que Engie se encuentra en una posición intermedia.

En cuanto al Diesel, la mayoría de los precios se encuentran entre USD/t 600 y 800 USD/t, con precios particularmente bajos en algunos casos para empresas más pequeñas.

GRÁFICO III.1.2

Distribución trimestral de precios gas natural por empresa Año 2018

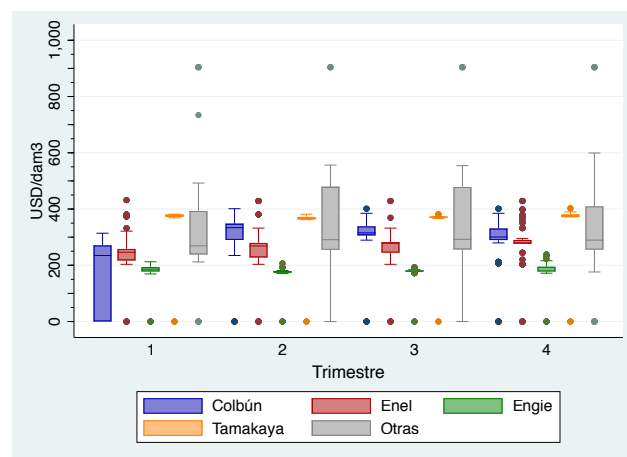


GRÁFICO III.1.4

Distribución trimestral de precios carbón por empresa Año 2018

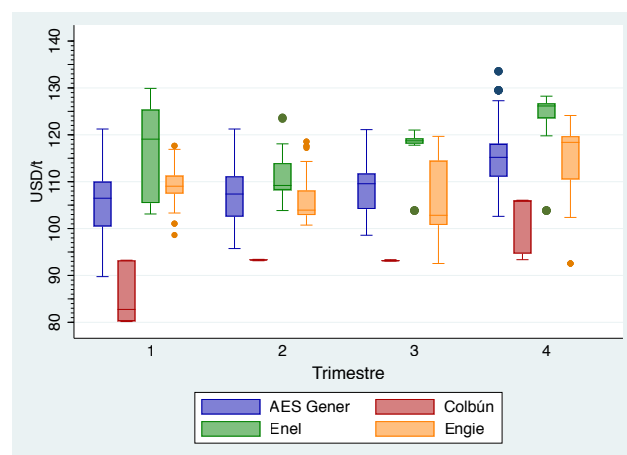
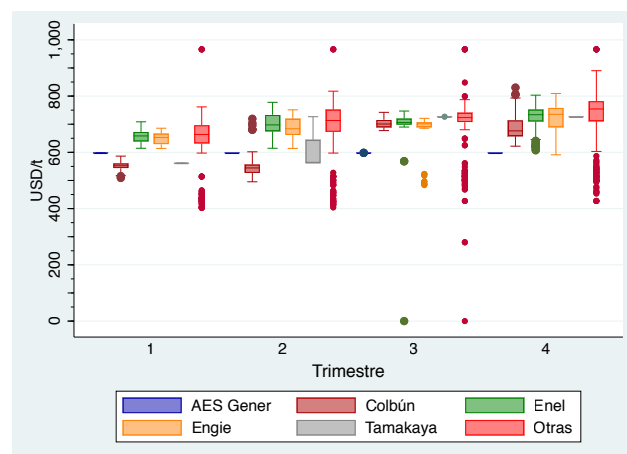


GRÁFICO III.1.5

Distribución trimestral de precios diesel por empresa Año 2018





Si comparamos la distribución del precio de cada combustible normalizando los valores²⁴ (**Gráfico III.1.6**), nos damos cuenta de 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, pero presenta una alta concentración de valores 2 desviaciones estándar bajo la media, lo que es gatillado primordialmente por la existencia de inflexibilidades (precio cero). Por su parte, el carbón y diesel se encuentran un poco más dispersos alrededor de 0, con densidades mayores que el gas natural para valores entre una y dos desviaciones estándar bajo y sobre el promedio, siendo además la distribución más plana alrededor de una desviación estándar de la media.

Ello podría ser explicado en vista de que el GNL es primordialmente importado por GNL Chile, que cuenta con la participación de Enel²⁵, para luego ser revendido a terceros, mientras que en el caso del carbón y diésel, al ser mercados más profundos existe mayor libertad para los actores para comprar embarques o acceder al mercado secundario, al ser este más desarrollado.

III.1.3.3 Cotas y afluentes de embalses

Por otra parte, al tratarse de un sistema 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.1.7, III.1.8 y III.1.9** se presenta la evolución de los afluentes y cotas de dos embalses para el período enero-diciembre del año 2018.

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 Invernada y Ralco en los **gráficos III.1.8 y III.1.9** respectivamente. 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 marginan con un costo de oportunidad del agua relativamente elevado.

GRÁFICO III.1.6

Distribución de precios normalizados por tipo de combustible
Año 2018

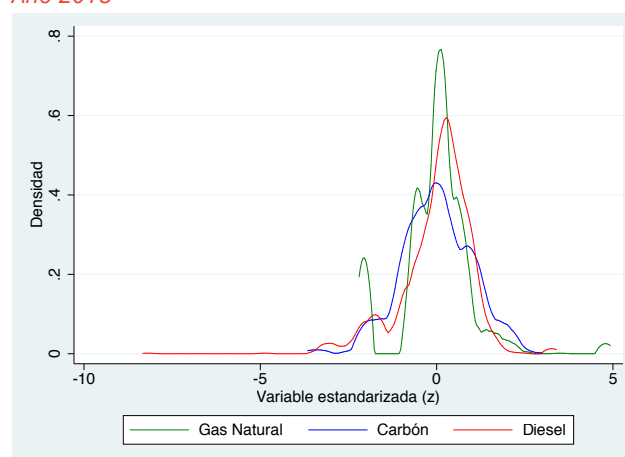
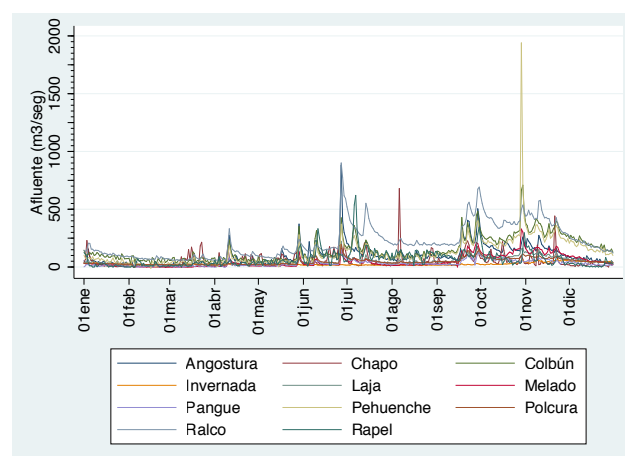


GRÁFICO III.1.7

Afluentes por embalse
Año 2018



24 Esto es, por combustible, restar la media a cada observación y dividirla por la desviación estándar. Esto nos 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.

25 Los propietarios de GNL Chile son Empresa Nacional del Petróleo (Enap), Aprovevisionadora Global de Energía S.A. y Enel Generación Chile S.A. en partes iguales.



GRÁFICO III.1.8
Cotas embalse la Invernada
Año 2018

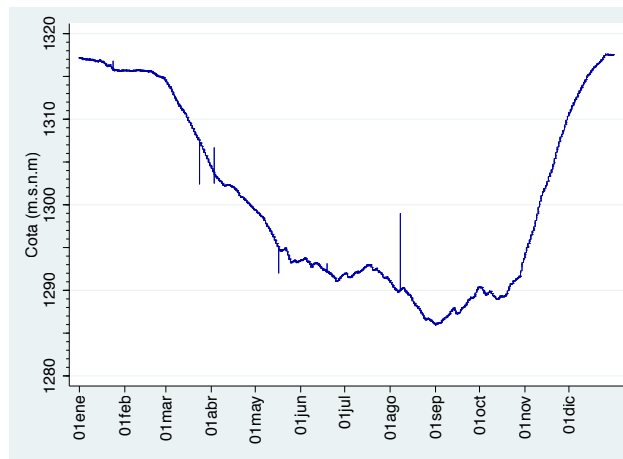
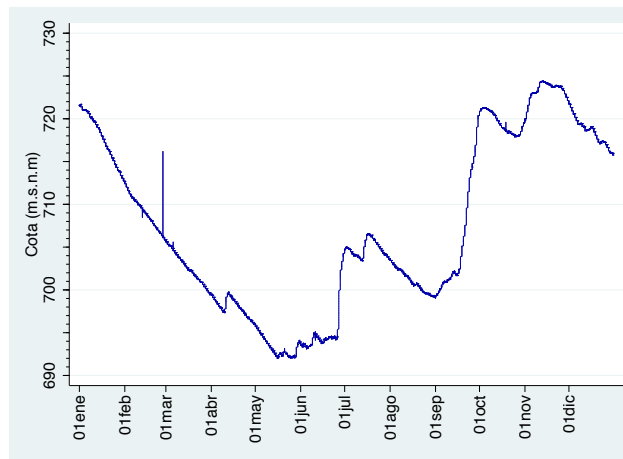


GRÁFICO III.1.9
Cotas embalse Ralco
Año 2018



III.1.3.4 Combustible centrales marginales

Ahora bien, considerando las diferentes tecnologías de generación a lo largo del año, a continuación se presenta la proporción mensual de tiempo que marginó cada tecnología, 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, con un mínimo de 50% y un máximo de 86% del tiempo en un mes determinado. A su vez, las centrales a gas son las que marcan el costo marginal con mayor frecuencia luego de las centrales de embalse.

Difiere de dicho escenario el sistema norte, para el cual las centrales que utilizan carbón como combustible han sido las que han marginado la mayor parte del tiempo, rondando el 50% y 83% por mes. Esto es resultado de los desacoples producidos en el sistema debido a la existencia casi permanente de congestiones al norte de Pan de Azúcar y Punta Colorada durante el año 2018, hecho que también se plasma en el diferencial de costos marginales que se puede apreciar en la subsección siguiente.

III.1.3.5 Costos Marginales

En lo respectivo 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 algunas excepciones, como el caso extremo 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.

Por su parte, se aprecia que la zona norte, representada por la barra Crucero 220, generalmente se encontró desacoplada, debido a que alrededor de la cuarta región se producen congestiones gatilladas por la alta inyección de ERNC en horas de sol, lo que incluso ha llevado el costo marginal a cero debido a las declaraciones de inflexibilidad.

GRÁFICO III.1.10

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

Año 2018

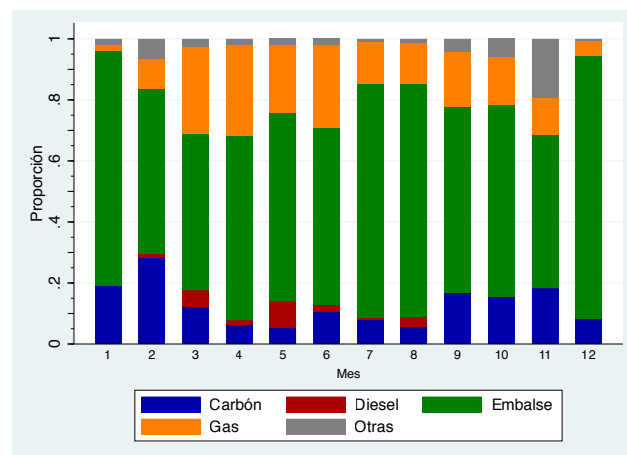


GRÁFICO III.1.11

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

Año 2018

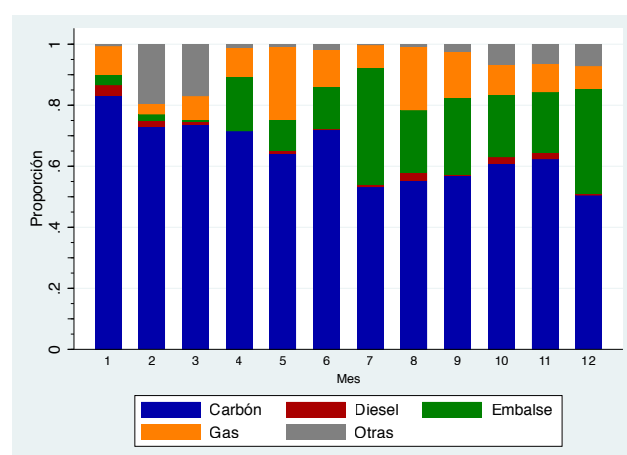


GRÁFICO III.1.12

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

Año 2018

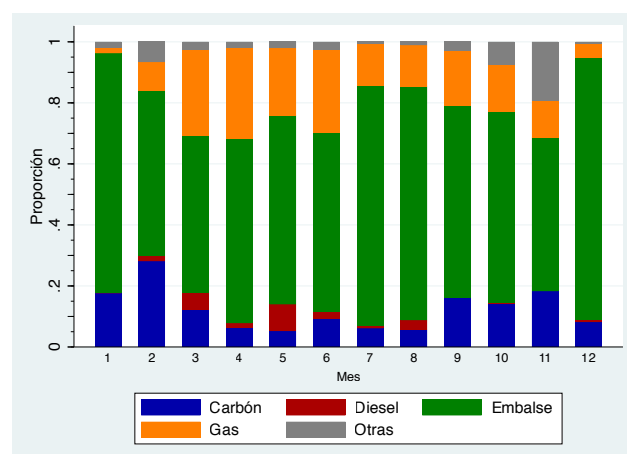




GRÁFICO III.1.13

Costos marginales barra Quillota 220
Año 2018

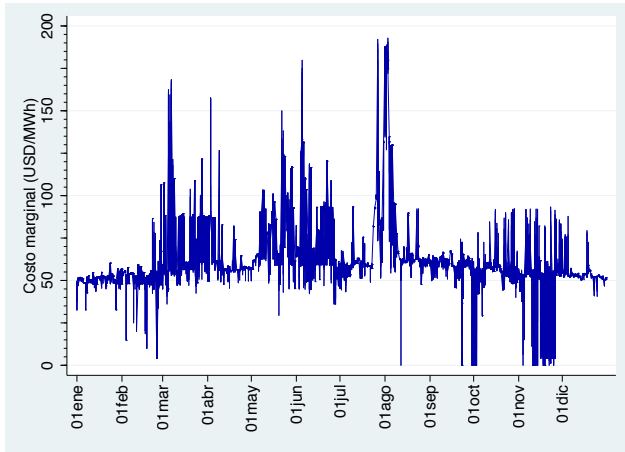


GRÁFICO III.1.16

Distribución costo marginal por barra
Año 2018

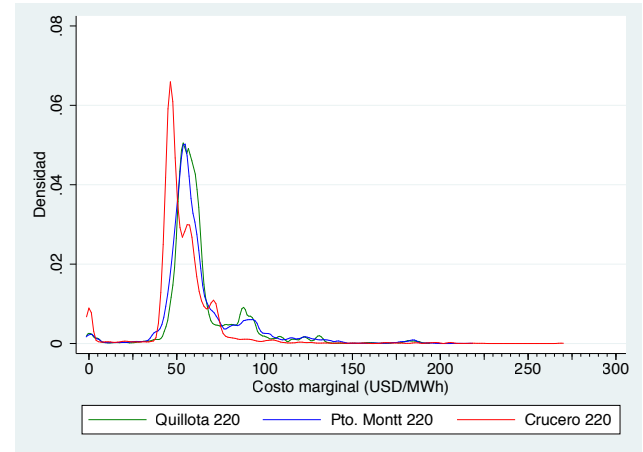


GRÁFICO III.1.14

Costos marginales barra Crucero 220
Año 2018

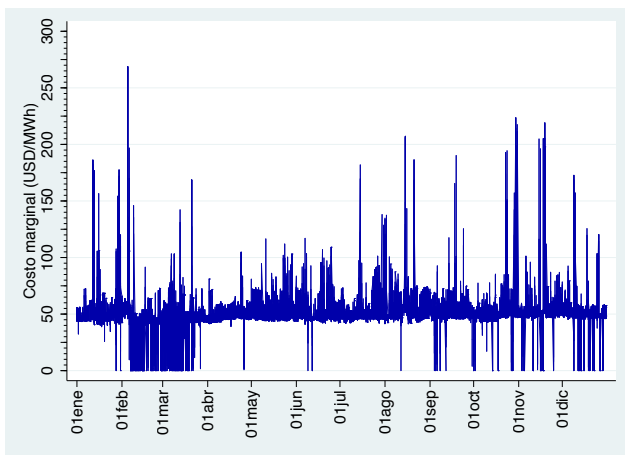
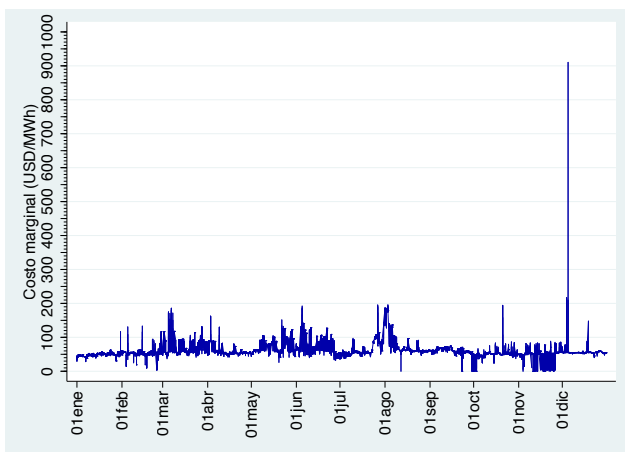


GRÁFICO III.1.15

Costos marginales barra Pto. Montt 220
Año 2018



Si analizamos la función de densidad de los costos marginales para las tres barras previas, se ve claramente el fenómeno descrito con antelación, donde los costos de la zona norte se concentran en valores menores en comparación con los de las barras Quillota 220 y Puerto Montt 220, lo que poseen una densidad relativamente similar.

Si se calcula un índice de correlación de Pearson entre capacidad indisponible y costos marginales²⁶, este es levemente menor a 0.1 y estadísticamente significativo. Sin embargo, ello no es reflejo de causalidad. Para ello, 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.

²⁶ 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 $\rho_{xy} = \frac{E(X - \mu_x)(Y - \mu_y)}{\sigma_x \sigma_y}$, donde μ_i representa la media poblacional de la variable aleatoria i , y σ_i corresponde a la desviación estándar.

III.2 CONDUCTAS ESTRATÉGICAS EN SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

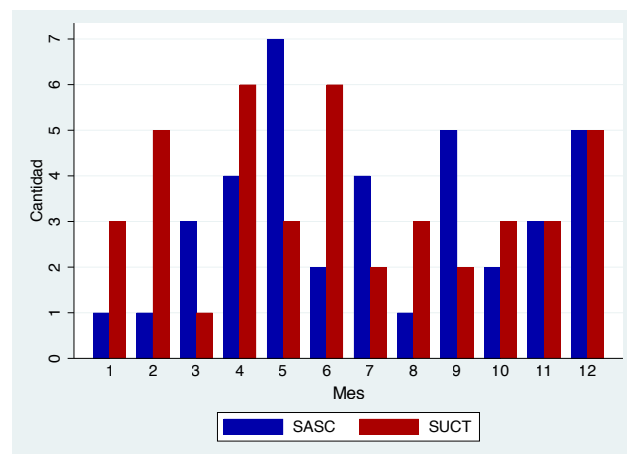
Al estar regulado el segmento de transmisión, no existe posibilidad de ejercer poder de mercado utilizando como medio el precio del servicio prestado, ya que este se encuentra regulado por la CNE. Consecuentemente, una de las vías mediante las cuales esto puede suceder es a través del mecanismo de acceso abierto establecido en La Ley, pero que solo aplica al nivel de líneas de transmisión dedicadas. Este factor no se da a nivel de transmisión Nacional o Zonal, por estar ambos sistemas regulados como de acceso abierto, cuya tuición la lleva adelante el Coordinador., no existiendo a este respecto acciones directas de las empresas respectivas.

Así, conductas del tipo exclusorio serían las de mayor relevancia en este segmento de transmisión dedicada, ya que podría limitarse el acceso a las líneas de transmisión dedicada mediante contratos de capacidad u otros medios que cumplan una función similar, con el fin de retrasar la entrada de nuevos competidores al mercado, y de esta manera evitar una baja en los costos marginales o disminuir la competencia por clientes libres. Sin embargo, a este respecto existen también normas que debe revisar y cuya tuición están bajo las funciones del Coordinador.

De igual manera, podría ser posible que conductas anticompetitivas se produjesen en los procesos de licitación de la expansión de la transmisión de obras nacionales y zonales, pero ello se enmarca en el análisis general de procesos de licitación, el cual será tratado en el Capítulo IV.

GRÁFICO III.2.1

Número de SASC y SUCT recibidas por el Coordinador durante el año 2018



III.2.1 VARIABLES RELEVANTES A MONITOREAR

En el segmento de transmisión, es fundamental hacer un seguimiento a las solicitudes de conexión al sistema y las relaciones de propiedad entre las empresas transmisoras a las que se les solicita acceso abierto y empresas generadoras, con el fin de determinar la factibilidad de ocurrencia de una conducta exclusoria. Cifras relacionadas con las solicitudes de acceso abierto que el Coordinador recibió durante el año 2018 son presentadas en el gráfico III.8, desglosando estas por Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica ("SUCT") y Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión ("SASC").

Asimismo, se debe tener en consideración que la capacidad disponible de las líneas que se tiene en vista para determinar la factibilidad del otorgamiento de acceso abierto está condicionada por la existencia de proyectos fehacientes de los propietarios, así como también de la existencia de contratos de capacidad con las líneas. En el primer caso, las declaraciones de este tipo de proyectos podrían utilizarse de forma estratégica para limitar la entrada de potenciales competidores. Asimismo, podrían firmarse contratos por una capacidad superior a la efectivamente requerida con el mismo objetivo de bloquear la entrada.



III.3 SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

La distribución, al igual que la transmisión, es un segmento del mercado eléctrico nacional que se encuentra regulado por sus características de monopolio natural, por lo 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 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.

Lo anterior implica que los clientes libres que inicialmente fueron regulados permanecerán conectados a las redes de distribución, lo que entregaría en algún grado poder de mercado a las empresas distribuidoras, ya que la utilización de sus líneas es necesaria para la prestación del servicio. Consecuentemente, en teoría podrían ejercer dicho poder para mermar el servicio prestado por las empresas generadoras y evitar la migración de clientes regulados a libre o fomentar el regreso de clientes que originalmente fueron regulados y ahora son libres.

III.3.1 VARIABLES RELEVANTES A MONITOREAR

Para el segmento de distribución, una variable clave a seguir es el número de clientes regulados con posibilidad de ser clientes libres, número que alcanza los 2.118 clientes, con 2.322 registros. La evolución de los clientes libres conectados en distribución se presenta en el siguiente gráfico. *Gráfico III.3.1*

El Coordinador, 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 periódicamente publica 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 *Gráfico III.3.2 y Gráfico III.3.3*

Como se parecía, 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.

GRÁFICO III.3.1

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

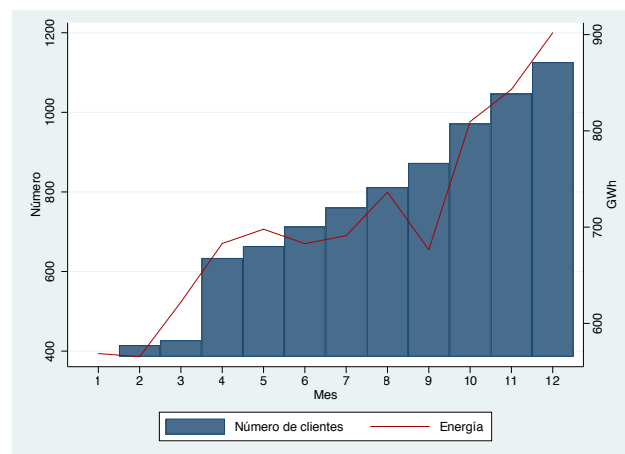


GRÁFICO III.3.2

Distribución potencia conectada de clientes regulados con posibilidad de ser libres Cifras a febrero de 2019

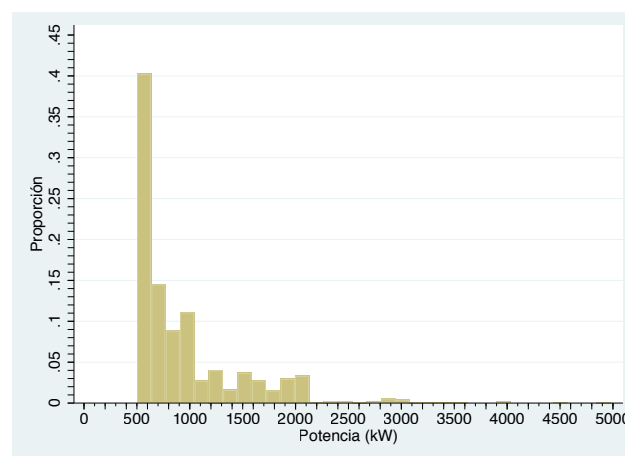
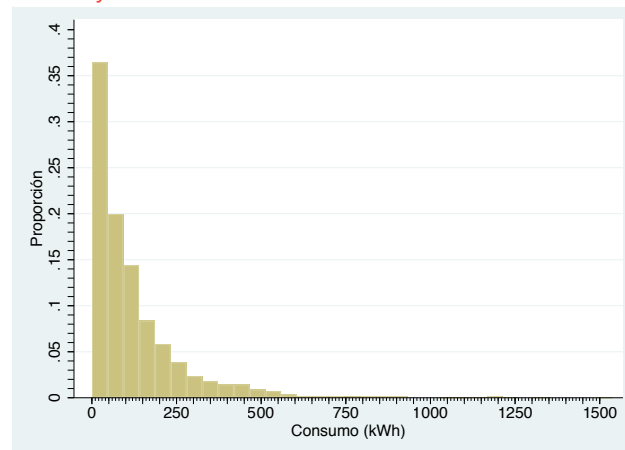


GRÁFICO III.3.3

Distribución consumo promedio horario de clientes regulados con posibilidad de ser clientes libres²⁷ Marzo - febrero 2019



²⁷ El consumo promedio horario se calcula como el consumo promedio mensual en un período de 12 meses a febrero de 2019, 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 durante el año 2018, tanto de transmisión como auditorías.

IV.1 LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN NACIONAL O ZONAL

La Ley establece que las expansiones de obras nacionales y zonales de transmisión sean objeto de un proceso de licitación internacional.

Durante el año 2018, se concretaron dos procesos de licitación. A saber, el de obras nacionales establecido en el DE N°422, de 9 de agosto de 2017 y de obras zonales establecido en el DE N°418, de 4 de agosto de 2017.

Las obras nacionales se subdividieron en dos grupos, a saber: A y B. Al subconjunto A, que contaba con 5 obras, se presentaron 6 proponentes, de los cuales pasaron 5 a la evaluación económica. Por su parte, en lo que respecta al grupo B, se presentaron 12 proponentes, para un total de 3 obras, habiendo pasado todos a la etapa de apertura de oferta económica.

En cuanto al proceso del DE N°418, hubo 11 proponentes para las obras nuevas zonales, pasando 10 a la etapa de apertura económica, mientras que 18 fueron los participantes para las obras de ampliación, continuando 8 a la evaluación económica.

IV.2 OTRAS LICITACIONES

Dentro de las labores realizadas por el Coordinador se encuentran las de llevar a cabo procesos de auditoría técnicas a parámetros técnicos, contenidos en la norma técnica de calidad y servicio, así como auditorías de las obras de transmisión licitadas.

Así, por ejemplo, durante el 2018 se han llevado a cabo un variado número de auditorías técnicas para determinar los parámetros de potencia mínima técnica, consumos específicos, potencia máxima, entre otras. Igualmente, se debe realizar procesos de auditoría y seguimiento técnico a las obras de transmisión licitadas.

En ambos casos, la UMC entrega su opinión sobre la confección de las bases de licitación con el fin de velar porque el diseño del proceso promueva la libre competencia, y se obtenga de esta manera el resultado más eficiente.

El Coordinador también está constantemente contratando estudios y servicios de diversa índole mediante procesos de licitación, por lo que la UMC también entrega su opinión con respecto a dichos procesos licitatorios.

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Considerando lo establecido en la Ley en su artículo 72°-7, durante el año 2018 se desarrolló un estudio para efectos de determinar la metodología y qué SSCC podrían ser prestados en condiciones de competencia para el año 2020²⁸.

El primer estudio se enfocó 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 se llevó a cabo en dos etapas. En primer lugar, se determinaron indicadores estáticos clásicos, como el HHI y RSI para el sistema en su conjunto y las principales zonas consideradas en el Estudio de definición de Servicios Complementarios elaborado por el Coordinador, a saber: al norte de SE Pan de Azúcar y al sur de SE Nogales.

En dicho estudio, tanto para Control Terciario de Frecuencia (CTF) como para Control Secundario de Frecuencia (CSF) no se descartaron las condiciones de competencia para la realización de subastas al considerar grado importante de detalles operacionales del SEN. Sin embargo, para este último servicio resulta necesario implementar un monitoreo adecuado de las condiciones de competencia en el corto plazo y reglas de subastas que permitan adaptarse a la confirmación o no de condiciones de competencia en el corto plazo.

De forma posterior, dicho estudio fue complementado considerando las nuevas definiciones contenidas en la Res. Exenta 801, de 18 de diciembre de 2018 e incorporando los servicios de control de tensión, contingencia y recuperación de servicio, cuyos resultados se esperan estén disponibles para el público en general durante el mes de junio de 2019.

28 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.





TEMÁTICAS ANALIZADAS POR LA UMC

Durante el año 2018, la UMC llevó a cabo diversas tareas, inicialmente la definición de los roles y actividades de monitoreo de la competencia para el sector eléctrico, así como también la elaboración y publicación del “Procedimiento Interno para el Ejercicio de la Función de Monitoreo de la Competencia del Coordinador Eléctrico Nacional”.

Posteriormente se ha avanzado en la estandarización de bases de datos para habilitar un análisis más expedito de casos, elaboración de reportes sobre materias específicas, hasta 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 de la UMC del año 2018, se encuentra el análisis del mercado de combustibles, como el GNL y Carbón, así como también de casos particulares detectados por la misma UMC en base al análisis de variables de mercado o aportes de antecedentes por parte de terceros.



De igual manera, la UMC colaboró en el aporte de antecedentes del Coordinador ante el Tribunal de la Libre Competencia, con motivo del expediente de recomendación normativa iniciado por ese Tribunal ante la consulta realizada por Celeo Redes para el levantamiento de las restricciones a la integración vertical entre el segmento de transmisión y el resto del mercado eléctrico.

Asimismo, la Unidad ha participado 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	23
Antecedentes de Terceros	4
Antecedentes enviados a FNE	0

Período julio-diciembre 2018

VI.2 ACTIVIDADES DE DIFUSIÓN Y CAPACITACIONES

Durante el año 2018, la UMC ha organizado diversas actividades de capacitación y difusión. Destacan capacitaciones internas sobre licitaciones, organización del seminario internacional de monitoreo de la competencia en mercados eléctricos, donde se contó con la presencia de destacados economistas como Michael Pollitt, Doctor en Economía de la Universidad de Oxford y profesor de la Universidad de Cambridge; Nils-Henrik M. Von der Fehr, Doctor en Economía de la Universidad de Oslo y jefe

del Departamento de Economía de la misma institución; y David Patton, Presidente de Potomac Economics, entidad que ha prestado servicios como Monitor Independiente del Mercado Eléctrico para varios ISO de Estados Unidos.

VI.3 PARTICIPACIÓN EN FOROS INTERNACIONALES

El Coordinador por intermedio de su Unidad de Monitoreo 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.

Lo anterior es de particular relevancia, ya que las Unidades de Monitoreo de Mercado de diversos operadores de sistema se reúnen para presentar sus experiencias, compartiendo y proponiendo metodologías de análisis y casos particulares encontrados en los respectivos mercados, lo que contribuye a realizar una actividad de monitoreo a la par de actores relevantes en el contexto global.

Finalmente, durante octubre de 2019, el Coordinador Eléctrico Nacional será el organizador de la 39ª reunión de este grupo, el cual se reunirá por primera vez en América Latina.

RECOMENDACIONES

- 1. Evitar publicar todas las ofertas económicas en los procesos de licitación de transmisión.** En la actualidad en los procesos de licitación de obras nuevas y de ampliación, tanto nacionales como zonales, se publican las ofertas económicas de todos los participantes. A fin de aumentar los costos de coordinación de los agentes que participan en las licitaciones, la UMC recomienda publicar sólo la oferta del ganador, ya que esa es la única información que necesitan los proponentes para contrastar sus propuestas.
- 2. Fomentar la participación de nuevos oferentes en SSCC.** A fin de promover la competencia, se recomienda impulsar activamente la habilitación y verificación de centrales existentes y también generar mecanismos adicionales para incorporar otros actores, como la demanda, para la prestación de determinados servicios.
- 3. Propender a la incorporación en el Reglamento de SSCC, de un mecanismo de monitoreo de competencia de corto plazo para subastas.** Se recomienda realizar un monitoreo de la competencia de los procesos de subastas de corto plazo, por cuanto la obligación de realizar un informe anual solo permite determinar la existencia de condiciones “estructurales”, pero pueden existir determinados bloques horarios o días particulares donde no sería posible lograr un mercado competitivo. Asimismo, se debe tener en consideración lo establecido por el mismo TDLC, en cuanto a que cada licitación o subasta es un mercado relevante en sí mismo, por lo que correspondería analizar las condiciones de competencia de cada una de ellas, independiente del diagnóstico estructural inicial.

De igual modo, si bien el Coordinador dispone de información al público en general, aún existen espacios de mejora que permitan realizar un análisis acabado y regular de las variables más relevantes del mercado, por lo que se trabajará en mejorar los niveles de automatización de los procesos y los datos al público.

Finalmente, uno de los aspectos cruciales a monitorear en el mercado eléctrico chileno corresponde a variables relacionadas con el agua utilizada en centrales de embalse y su precio. En ese sentido, resulta importante introducir mejoras que permitan un monitoreo más acabado de dichas variables.



ANEXO

A.1 TABLA I.1

Centrales entregadas a la operación durante el año 2018

Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Mes
PMGD La Viña - Alto la Viña	Hidro Munitque SpA	PMGD Hídrico	0.6	Enero
Los Gorriones	Sybac Solar Project Company I SpA	PMG Solar	3	Enero
El Cernícalo 2	El Cernícalo 1	Solar	1.5	Enero
Cabilsol	GR Guayacán S.p.A.	Solar	3	Febrero
Portezuelo	GR Radal SpA	Solar	3	Febrero
PMGD El Canelo II	Central Eléctrica El Canelo S.p.A.	PMGD Térmico	3	Febrero
El Campesino 1	AASA Energía S.A.	PMGD Térmico	1	Febrero
El Cernícalo 2	El Cernícalo 1	Solar	1.5	Febrero
El Pitío	Sybac Solar Project Company VII S.p.A.	PMGD Solar	3	Marzo
El Sauce	Chester Solar V S.p.A.	PMGD Solar	2.98	Marzo
Parque Eólico Sierra Gorda Este	Enel Green Power del Sur	Eólica	112	Abril
FV Bolero	Helio Atacama Tres SpA	Solar	146.6	Abril
PMGD Mostazal	GR Litre SpA	Solar	9	Mayo
PMGD Santa Elena	Central Hidroeléctrica Santa Elena S.A.	Hídrico	2.8	Mayo
Ovejería	Orion Power S.A.	Solar	9	Mayo
Luders	GR Laurel SpA	Solar	3	Mayo
La Huayca II	SPS La Huayca S.A.	Solar	25.1	Junio
Amparo del Sol	Parque Solar Amparo del Sol SpA	PMGD Solar	3	Junio
PMGD Peralillo	Parronal Energy SpA	PMGD Solar	3	Junio
Ermitaño	Generadora Ermitaño SpA	PMGD Térmico	3	Junio
Parque Eólico Cabo Leones I	Ibereco Cabo Leones I S.A.	Eólica	119.5	Junio
Central Degañ 2 (Nave 5)	Nueva Degan	Térmico	5.3	Junio
PV Cerro Dominador	Cerro Dominador PV S.A.	Solar	99.1	Julio
Central Degañ 2 (Nave 4)	Nueva Degan	Térmico	9.4	Julio
PV Los Patos	PV Los Patos SpA	PMGD Solar	3	Agosto
Talhuen	Rigel SpA	PMGD Solar	3	Agosto
Santa Laura	Parque Solar Santa Laura SpA	PMGD Solar	3	Agosto
Sepultura	Energía Generación SpA	PMGD Térmico	3	Agosto
Los Libertadores	GR Arrayan SpA	PMGD Solar	8	Agosto
Villa Prat	Villa Prat SpA	PMGD Solar	3	Agosto
Talhuen	Rigel SpA	PMGD Solar	3	Septiembre
Los Libertadores	GR Arrayan SpA	PMGD Solar	8	Septiembre
PV Los Patos	PV Los Patos SpA	PMGD Solar	3	Septiembre
Santa Laura	Parque Solar Santa Laura SpA	PMGD Solar	3	Septiembre
Sepultura	Energía Generación SpA	PMGD Térmico	3	Septiembre
Villa Prat	Villa Prat SpA	PMGD Solar	3	Septiembre
Solar El Águila I	Engie Energía Chile S.A.	Solar	2.2	Octubre
Catan Solar	Planeta Investments	PMGD Solar	3	Octubre
PFV Las Palomas	PV Las Palomas SpA	PMGD Solar	3	Octubre
PMGD Rodeo	GR Quillay SpA	Solar	3	Noviembre
Piquero	Sociedad Piquero SpA	PMGD Solar	3	Diciembre
Agni (Ex Danco Diésel)	Tacora Energy SpA	PMGD Térmico	3	Diciembre

A.2 TABLA A.2

Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2018

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN-P.AZUCAR____220 -> P.COLORADA____220	2345
2	P.AZUCAR____220 -> P.COLORADA____220	2332
3	SEN-L.VILOS____220 -> L.PALMAS____220	2218
4	L.VILOS____220 -> L.PALMAS____220	1884
5	SEN-DON_GOYO____220 -> P.AZUCAR____220	1604
6	DON_GOYO____220 -> P.AZUCAR____220	1597
7	SEN	1437
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 -> CACHIYUYAL____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

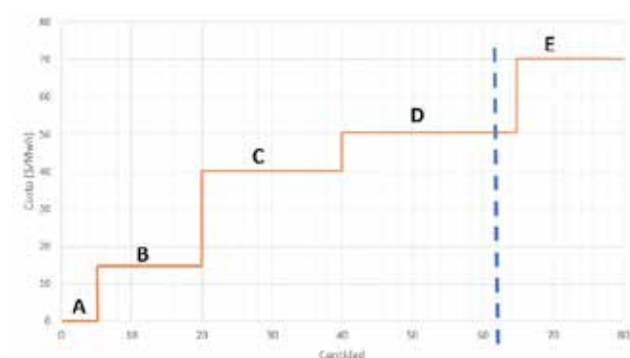
A.3 EJEMPLO RETENCIÓN DE CAPACIDAD

Existen 3 empresas generadoras en un mercado con las características del chileno. La empresa 1 posee dos centrales generadoras, A y B, con una capacidad de 5 MW y 15 MW respectivamente, y un costo variable igual a \$0/MWh y 15/MWh en correspondencia; la firma 2 solo es dueña de la central C con una capacidad de 20 MW y un costo de \$40/MWh; mientras que la firma 3 posee la central D y E, las que cuentan con una capacidad equivalente a 25 MW y 15 MW respectivamente, con un costo variable de \$50/MWh y \$70/MWh. Asimismo, la demanda alcanza los 62 MW, y la empresa 2 es la suministradora de toda la demanda.

En la **Figura A.3.1** se ilustra el ejemplo descrito en el párrafo que antecede.

Por simplicidad, se asumirá que la retención de capacidad solo puede ser ejercida mediante la indisponibilidad no programada de una central en su totalidad²⁹.

FIGURA A.3.1



²⁹ En la práctica las empresas podrían retener capacidad mediante limitación de generación, sin la necesidad de reportar una falla que implique la desconexión de una central en su totalidad.



El equilibrio de corto plazo de este mercado, en un escenario competitivo, vendría dado por la generación de las centrales A, B y C a potencia máxima, y la central D generando 22 MWh. Ello implicaría un costo marginal del sistema igual a \$50/MWh.

Los beneficios de las empresas 1 y 3 pueden expresarse como $\pi = G_i (\text{Cmg} - \text{CV}_i) + G_j (\text{Cmg} - \text{CV}_j)$, donde Cmg es el costo marginal del sistema, CV_i y G_i el costo variable y generación la central i respectivamente, y CV_j junto a G_j a su vez representan el costo variable y generación de la central j ; y los beneficios de la empresa 2 son equivalentes a $\pi = G_c (\text{Cmg} - \text{CV}_c) + 62(P - \text{Cmg})$, donde P es el precio cobrado a los clientes que suministra y 62 la demanda suministrada.

A partir de lo anterior, además de suponer $P=100$, la matriz de pago para cada agente en un escenario competitivo de corto plazo correspondería a

TABLA A.3.1

Conglomerado	Beneficios
Empresa 1	$5*(50-0)+15*(50-15)=775$
Empresa 2	$20*(50-40)+65*(100-50)=3450$
Empresa 3	$22*(50-50)=0$

De retener capacidad la empresa 1, podría ser a través de las centrales A o B, mientras que la empresa 3 lo podría hacer solo con la central D, ya que en un escenario competitivo la central E no es despachada, pero dicho escenario implicaría que la demanda no podría ser satisfecha, por lo que se descarta dicho escenario por simplicidad del ejemplo.

Si se retiene capacidad a través de la central A, el sistema posee 5 MW menos de capacidad disponible, por lo que se torna necesario despachar la central E, tal como se representa en la

Figura A.2.2.

Lo anterior implica que ahora el costo marginal del sistema será igual a \$70/MWh, lo que reportaría un beneficio de 825 para la empresa que indispuso la central A, por lo que podría afirmarse que se trata de un abuso de poder de mercado. En adición, se debe destacar que este escenario reporta ingresos por 500 a la empresa 3, a pesar de no haber sido esta la que retuvo capacidad. Ahora bien, de fallar la central B (*Figura A.3.3*), ello derivaría un ingreso de 350 para la firma 1, mientras que el resto se mantendría igual al escenario previo (*Tabla A.3.2*). Esto implica que, de desear retener capacidad, esta se debiese materializar a través de la central A, de lo contrario no sería rentable. Alternativamente, la retención se podría llevar a cabo mediante B,

FIGURA A.3.2

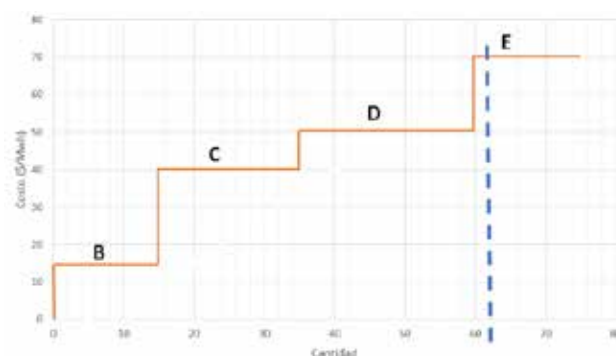
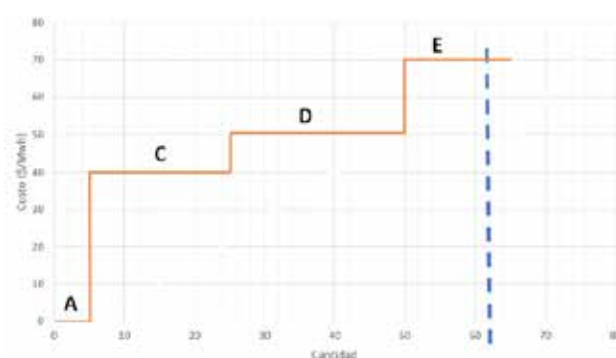


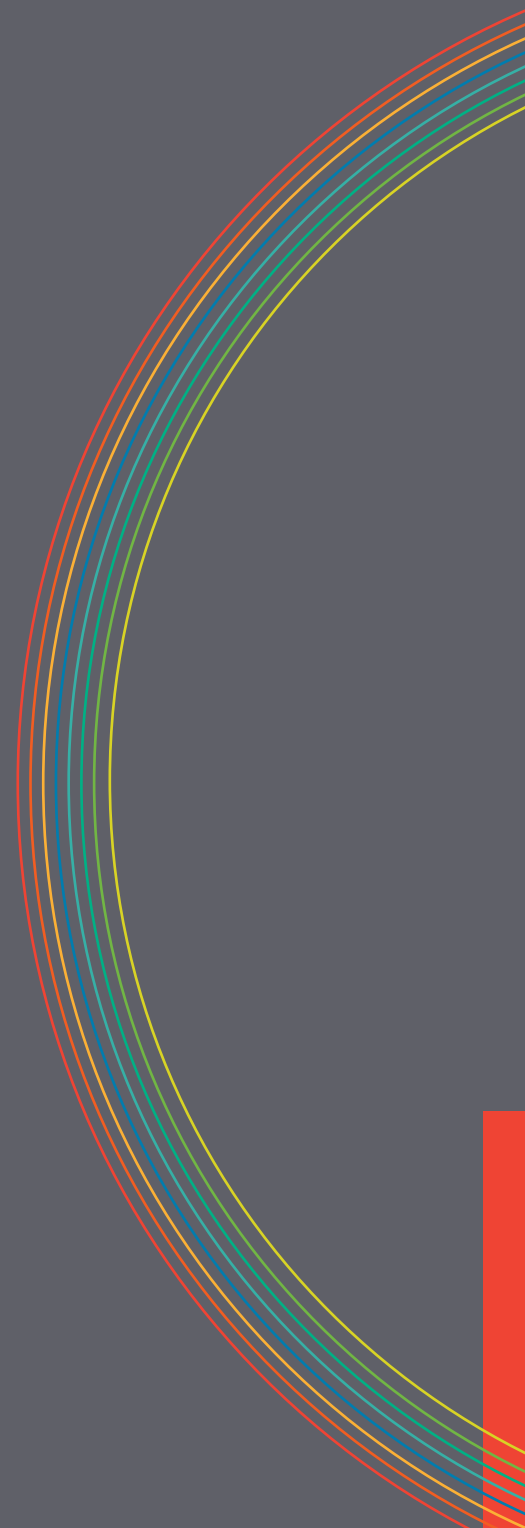
FIGURA A.3.3



no obstante, ello requeriría algún tipo de acuerdo de repartición de rentas, donde parte de los beneficios adicionales obtenidos por la empresa 2 con motivo de la falla de la central de la empresa 1 fuesen transferidos a esta última firma. Ello sería posible relativamente fácil en el mercado chileno, ya que existen contratos financieros bilaterales entre empresas generadoras, por lo que podrían prestarse para este tipo de conductas.

TABLA A.3.2

Conglomerado	Beneficios	
	Retención A	Retención B
Empresa 1	$15*(70-15)=825$	$5*(70-0)=350$
Empresa 2	$20*(70-40)+65*(100-70)=2550$	$20*(70-40)+65*(100-70)=2550$
Empresa 3	$25*(70-50)+2*(70-70)=500$	$25*(70-50)+12*(70-70)=500$



**COORDINADOR
ELÉCTRICO
NACIONAL**

Teléfono
+562 2367 2414

Correo electrónico
umc@coordinador.cl

Dirección
Teatinos 280, piso 11, Santiago

Sitio web
www.coordinador.cl



www.coordinador.cl



Coordinador Eléctrico Nacional Coordinador Eléctrico Nacional



@coord_electrico



Coordinador Eléctrico Nacional