Informe Final

"Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC"

para Coordinador Eléctrico Nacional

Santiago, 21 de Marzo de 2019

Título del Proyecto: *"Estudio De Competencia y Reglas De Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios"*

Datos Mandante

Razón Social	Coordinador Eléctrico Nacional
RUT	65.092.388-K
Dirección	Teatinos 280, piso 12, Santiago Chile

Contraparte técnica

Nombre	Paulo Oyanedel
Cargo	Jefe Unidad de Monitoreo de la Competencia
E-mail	paulo.oyanedel@coordinador.cl

Información Contractual

Contrato Dictuc	2391
Orden de Compra	Por definir
Propuesta	Aprobada

Autores

Jefe de Proyecto	Matías Negrete
Empresa	DICTUC S.A.
RUT	96.691.330-4

Sr. Matías Negrete
Profesor Responsable
Dictuc S.A.

Sr. Felipe Bahamondes
Gerente General
Dictuc S.A.

Índice de Contenidos

1. Resumen Ejecutivo **6**

2. Objetivos **9**

3. Experiencia Internacional sobre Análisis de Competencia **10**
3.1. Estados Unidos 11
3.1.1. Pennsylvania, New Jersey and Maryland ISO (PJM) 12
3.1.2. California Independent System Operator (CAISO) 15
3.1.3. New York Independent System Operator (NYISO) 17
3.1.4 Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) 19
3.2. Perú 22
3.3. Australia 24
3.4. Gran Bretaña (UK) 27
3.5. Alemania 30
3.6. Dinamarca 32
3.7. Noruega 34
3.8. Italia 36
3.9. España 39
3.10. Brasil 42
3.11. Nueva Zelanda 43
3.12. Análisis y conclusiones de la revisión internacional 45

4. Metodología para el Análisis de Condiciones de Competencia **50**
4.1. Índices Estáticos 51
4.1.1. Market Share 51
4.1.2. Herfindahl-Hirschman Index (HHI) 52
4.1.3. Pivotal Supplier Indicator (PSI) 53
4.1.4. Residual Supply Index (RSI): 53
4.1.5. Residual Demand Analysis: 54
4.1.6. Lerner Index (LI): 54
4.1.7. Must Run Ratio (MRR): 55
4.1.8. Nodal Must-Run Share (NMRS): 55
4.1.9. Output Gap 56
4.1.10. Churn Rate 56
4.2. Simulaciones de Mecanismos 58
4.2.1. Cournot Model 59
4.2.2. Bertrand Model 59
4.2.3. Supply Function Equilibrium (SFE) 60
4.3. Rentas Pivotales 61
4.4. Análisis y conclusiones de revisión metodológica 63

4.5. Propuesta Metodológica Detallada para el caso Chileno 64
4.5.1. Test 1: Índices Uninodales 66
4.5.2. Test 2: Índices Multinodales 67
4.5.3. Test 3: Rentas Pivotales Uninodales 67
4.5.4. Test 4: Rentas Pivotales Multinodales 70
4.5.5. Implementación de los tests 71

5. Caracterización y modelación del SEN 73
5.1. Modelación del SEN 73
5.2. Proyección de SSCC 79
5.3. Bandas de Precios para Reservas 81

6. Análisis de las Condiciones de Competencia 83
6.1. Aspectos generales de las condiciones de competencia en los mercados de SSCC 83
6.2. Control Rápido de Frecuencia (CRF) 86
6.2.1. Tests de Competitividad para CRF 88
6.2.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CRF 92
6.3. Control Primario de Frecuencia (CPF) 94
6.3.1. Tests de Competitividad para CPF 95
6.3.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CPF 106
6.4. Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Aumento de Carga 110
6.3.1. Test de Competitividad para CSF - Aumento de Carga 111
6.3.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CSF - Aumento de Carga 122
6.5. Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Reducción de Carga 124
6.5.1. Test de Competitividad para CSF - Reducción de Carga 125
6.5.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CSF - Reducción de Carga 134
6.6. Control Terciario de Frecuencia (CTF) 137
6.6.1. Test de Competitividad para CTF 137
6.6.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CTF 148
6.7. Sensibilidades respecto a Hidrología 150
6.8. Sensibilidades respecto a Requerimiento 151
6.9. Control de Tensión (CT) 153
6.9.1. Test de Competitividad para CT 154
6.9.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CT 164
6.10. Plan de Recuperación de Servicio (PRS) 167
6.11. Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC) 167

7. Bandas de Precio 169

8. Conclusiones 172

9. Referencias 176

10. Anexos **182**
10.1. Anexo A 182
10.2. Anexo B 185
10.3. Anexo C 190
10.3.1. Control Primario de Frecuencia 191
10.3.2. Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga 194
10.3.3. Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga 197
10.3.4. Control Terciario de Frecuencia 200
10.4. Anexo D 203

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento corresponde al informe final de DICTUC S.A. para el estudio titulado "Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC" dentro del marco de la consultoría "Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios" del Coordinador Eléctrico Nacional.

El presente informe se enfoca en su primera parte en una revisión de experiencia internacional en aspectos técnicos y económicos asociados a los Servicios Complementarios (SSCC) en sistemas eléctricos. La revisión considera 14 sistemas eléctricos en relación a: la definición técnica de SSCC; descripción de los esquemas de materialización y compensación económica; y mecanismos para el análisis de competencia. A partir de esta revisión internacional es posible obtener conclusiones relevantes para el presente estudio. En primer lugar, se identifica una gran heterogeneidad entre sistemas, tanto en la definición técnica de los servicios como en los mecanismos para su materialización, reglas y procedimientos. Mercados para SSCC son relativamente nuevos, con mercados de corto plazo asociados principalmente a reservas secundaria y terciaria, y donde muy pocos países tienen mercados para reserva primaria. En mercados de reserva, los dos grandes paradigmas para la interacción con el producto de energía es a través de esquemas secuenciales, utilizado principalmente en países europeos, o de co-optimización, que es el esquema utilizado en Estados Unidos. El monitoreo de mercado, a través de unidades internas en los operadores del sistema y agencias externas, está presente en la mayoría de los sistemas revisados con metodologías bastante similares construidas principalmente a través de: el cálculo de índices relevantes, análisis de condiciones críticas de operación y comportamiento de las ofertas de los participantes. El monitoreo y análisis de competencia en mercados eléctricos es de gran importancia dada la complejidad de los mecanismos de mercado e interacción de los agentes; sin embargo, su implementación es altamente desafiante. No existen herramientas cuantitativas robustas desarrolladas para esta tarea, en particular para mercados con la complejidad de los mercados eléctricos. Por lo tanto, el análisis debe basarse principalmente en una multiplicidad de indicadores cuantitativos y cualitativos por un lado, y análisis experto por el otro.

En su segunda parte, el informe se enfoca en revisar metodologías de análisis de competencia relevantes y proponer una metodología específica para este estudio, tomando en consideración que el análisis será realizado en mercados que no han sido implementados. Para cada una de las herramientas presentadas se describen pros y contras relevantes para el presente estudio. Adicionalmente, se describen en detalle la mayoría de los índices estáticos definidos en la literatura especializada y que son utilizados por las unidades de monitoreo de mercados eléctricos. Otra herramienta descrita que ha sido utilizada principalmente en estudios académicos son simulaciones de interacción de agentes, asumiendo algún mecanismo en particular (Cournot, SFE). Sin embargo para el caso eléctrico, a pesar de tener un potencial valor cualitativo, estas herramientas no se consideran adecuadas para un análisis cuantitativo dada la alta dependencia en

parámetros críticos como la elasticidad de la demanda y otros supuestos. La tercera herramienta presentada es un análisis de rentas pivotales donde se define como índice de competencia la proporción entre los costos debidos al poder de mercado de las firmas y aquellos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas. Este procedimiento tiene como ventaja ser independiente del mecanismo de interacción entre los agentes. Finalmente, el reporte detalla la metodología que será implementada y que está basada en una serie de *Tests de Competitividad* diferenciados por el nivel de complejidad, que serán aplicados a cada SSCC, y una metodología para calcular las bandas de precios necesarias para el Estudio 2.

En su tercera parte, se realiza el análisis de competencia para los Servicios Complementarios utilizando la metodología propuesta. El reporte describe en detalle la metodología utilizada, la modelación del Sistema Eléctrico Nacional utilizada en lo referente a fuentes de información para caracterizar oferentes y requerimientos para cada SSCC, así como los modelos matemáticos simplificados utilizados en la aplicación de los tests de competitividad. Se describe la aplicación y resultados para cada uno de los tests realizados entregando en detalle los gráficos asociados a cada indicador. Finalmente se entrega una estimación de las bandas de precio asociadas a cada SSCC de regulación de frecuencia que serán utilizados en las simulaciones del Estudio 2.

Los resultados muestran que en los SSCC asociados a regulación de frecuencia secundario y terciario no se descartan condiciones de competencia. Los resultados hacen concluir que dichas condiciones de competencia podrían existir, pero es crítico considerar más detalles técnicos del sistema eléctrico para confirmar esta conclusión en el Estudio 2. En el SSCC asociado a Control Primario de Frecuencia se descartan las condiciones de competencia para realizar subastas de corto plazo, debido a las altas rentas pivotales obtenidas para 2 firmas presentes en el sistema. Estos resultados se confirman en diversas sensibilidades realizadas. Para el SSCC asociado al Control Rápido de Frecuencia no se descartan las condiciones de competencia pero por razones de índole práctica se sugiere evaluar si acaso es realmente necesaria la aplicación de subastas. Adicionalmente, para el caso de el SSCC asociado a EDAC, no se descartan las condiciones de competencia pero se sugiere la aplicación de licitaciones de largo plazo dada la naturaleza del servicio. Mientras que para el SSCC de plan de recuperación de servicio, se descartan las condiciones de competencia por la naturaleza del requerimiento.

Para el caso de Control de Tensión se identifica la necesidad de revisar la definición del requerimiento y efectividad de los oferentes antes de concluir definitivamente acerca de las condiciones de competencia del servicio. La naturaleza local y dinámica del producto sí hacen descartar la implementación de subastas de corto plazo, pues sería particularmente desafiante de implementar el análisis de las condiciones de competencia de manera dinámica en dichas escalas de tiempo. Es por esta razón que en caso de redefinir áreas más representativas y de confirmar la existencia de condiciones de competencia, el mecanismo de mercado a utilizar podría ser licitaciones de largo plazo, siguiendo la experiencia internacional, y mientras no se realicen los

estudios y análisis requeridos, el mecanismo de prestación de este SSCC continuará siendo vía instrucción directa.

2. Objetivos

Se especifican a continuación los objetivos y tareas específicas abordados por el presente informe según las Bases de Licitación publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Objetivo Específico 1.1: Experiencia Internacional sobre Análisis de Competencia, que se presenta en la Sección 4 del presente documento.

Objetivo Específico 1.2: Metodología para el Análisis de Condiciones de Competencia, que se presenta en la Sección 5 del presente documento.

Objetivo Específico 1.3: Análisis de las Condiciones de Competencia

3. Experiencia Internacional sobre Análisis de Competencia

La implementación de estructuras de mercado en los sistemas eléctricos es particularmente desafiante [Joskow & Schmalensee, 1983], [Kirschen & Strbac, 2004]. Una de las razones fundamentales de dicho desafío es la interacción con un sistema físico con restricciones técnicas altamente complejas. Dichas características técnicas imponen una serie de restricciones que deben cumplirse para un funcionamiento confiable y seguro de los sistemas eléctricos incluyendo, por ejemplo, la mantención de un equilibrio continuo entre demanda y generación, restricciones operacionales de las unidades de generación, límites de los flujos de potencia en las líneas de transmisión, limitada capacidad de almacenamiento. Estas consideraciones técnicas han tenido un impacto profundo en el diseño y operación de los mercados eléctricos, como ha sido ampliamente estudiado y reportado en la literatura especializada [Kirschen & Strbac, 2004], [Stoft, 2002]. Durante los últimos años, la transición hacia sistemas eléctricos sustentables con una alta penetración de energías renovables, particularmente energías renovables variables, ha impuesto una serie de desafíos técnicos adicionales. Particularmente en lo referente a las necesidades de flexibilidad requeridas en los sistemas eléctricos para aprovechar de manera efectiva los recursos renovables.

Los diseños asociados a mercados eléctricos han demostrado ser ampliamente variables tanto entre sistemas como dentro de un sistema a través del tiempo. Entre sistemas, una de las principales diferencias o paradigmas de diseño es el nivel de centralización del mercado. Desde mercados tipo *self-dispatch,* donde cada agente es encargado de despachar sus unidades y el mercado tiene poca consideración de restricciones técnicas como es el caso principalmente en Europa [Herrero et Al., 2015]; hasta mercados del tipo *centralized-dispatch,* donde los agentes entregan información de restricciones técnicas y el operador del sistema de manera centralizada despacha las unidades y genera las señales de precios como es el caso de la mayoría de los sistemas de Estados Unidos [Orfanogianni & Gross, 2007]. Dentro de los sistemas también se aprecian cambios, particularmente en la adición de mercados adicionales como mercados de capacidad [Crampton et Al., 2013], confiabilidad [Crampton & Stoft, 2008] y servicios complementarios [Kirschen & Strbac, 2004]; cambios de reglas y modificación de parámetros principalmente como resultado del cambio tecnológico inducido por la necesidad de integrar altas cantidades de energías renovables.

Un elemento primordial para evaluar el desempeño de mercados ya establecidos, así como la potencial implementación de nuevos mercados, está relacionado con analizar los niveles de competencia asociados. Lo anterior se traduce en estudiar las posibilidades de ejercer poder de mercado que desvíen los resultados del mercado de los niveles competitivos [Stoft, 2002]. Las características técnicas antes descritas de los sistemas eléctricos pueden generan condiciones donde la competitividad del mercado pueda verse reducida, como ha sido referenciado en diversos estudios de la industria y académicos [Twomey et Al., 2005]. Es por esta razón que unidades de

monitoreo de mercado internas en los operadores de sistemas así como agencias externas de análisis de desempeño de mercados están operando en diversos sistemas eléctricos alrededor del mundo.

En esta Sección del documento se presenta una extensa revisión internacional de 14 sistemas eléctricos enfocada en describir las características técnicas y económicas de los sistemas estudiados. El foco es puesto en la definición técnica de servicios complementarios que permite entender los potenciales productos, las estructuras y mecanismos asociados a su materialización y la descripción de los procedimientos asociados al análisis y monitoreo de la competencia.

3.1. Estados Unidos

Se revisaron 4 sistemas de Estados Unidos: CAISO, NYISO, ERCOT y PJM. Dentro de los sistemas eléctricos revisados de Estados Unidos, se definen tres categorías de SSCC, que son comunes para los ISOs según la naturaleza del servicio: Control de Frecuencia, Control de Voltaje y Recuperación de Servicio. Al mismo tiempo, los servicios de Control de Frecuencia se definen en subcategorías de acuerdo al tipo de requerimiento específico que satisfacen para mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal, estas son *Frequency Response*, *Regulation*, *Spinning Reserves* y *Non-Spinning Reserves*.

El servicio de *Frequency Response* es de control automático y local, en el cual un generador debe cambiar rápidamente su punto de operación dentro de una banda de potencia previamente definida, con el objetivo de contener las desviaciones abruptas de frecuencia del sistema. La inyección (o reducción) de potencia respecto al punto de operación del generador debe ser proporcional a la desviación de frecuencia del sistema según los estándares de estabilidad estadounidenses. Dicha respuesta automática está definida con una constante de *Droop* entre un 4% a 5%, dependiendo de la tecnología [NERC - BAL-003-1]. Este servicio cumple con los mismos objetivos técnicos definidos para el CPF en Chile.

El servicio de *Regulation* es de control automático y centralizado en el cual un generador realiza un cambio respecto en su punto de operación, dentro de una banda de potencia previamente definida, con el objetivo de balancear la oferta y demanda de energía una vez que la desviación de frecuencia ha sido estabilizada. Los generadores deben ser capaces de seguir una señal enviada por el ISO respectivo según los estándares de calidad de servicio, los cuales varían región a región. Este servicio cumple con los mismos objetivos técnicos definidos para el CSF en Chile.

Los servicios de *Spinning* y *Non-Spinning Reserves* son de control manual y centralizado en el cual un agente (previamente aprobado por el ISO respectivo) es re-despachado (o simplemente despachado en el caso de *Non-Spinning*) para que los servicios de *Frequency Response* y *Regulation* vuelvan a estar disponibles una vez utilizados. Los agentes deben tener la capacidad de desplegar

la potencia contratada dentro del tiempo que estipula el contrato con el ISO respectivo, el cual oscila entre los 10 minutos a 30 minutos dependiendo de la región y el servicio.

Para los sistemas eléctricos revisados, el servicio de *Frequency Response* es obligatorio para todos los generadores y el pago de este depende del sistema en específico. El servicio de control de voltaje (análogo a CT en Chile) es de ejercicio obligatorio para todos los generadores que cumplan los requerimientos técnicos respectivos, al igual que el servicio de Recuperación del sistema (análogo a PRS en Chile). Sin embargo, ello no implica que todos los agentes deban participar, pues el ISO respectivo seleccionará aquellos que hagan que la operación (o restauración del sistema) resulte lo más económica posible.

3.1.1. Pennsylvania, New Jersey and Maryland ISO (PJM)

Características Generales del Sistema Eléctrico

El sistema de PJM es parte de la *Eastern Interconnection* de Estados Unidos y comprende un total de 13 estados (incluidos Pennsylvania, New Jersey y Maryland) y el Distrito de Columbia. Con cerca de 84.000 millas de líneas de transmisión, y una capacidad instalada cercana a los 178,6 GW, este sistema brinda suministro eléctrico a 65 millones de personas. Actualmente, como se puede apreciar en la Figura 1, el mix de capacidad de PJM está compuesto por una alta participación de centrales térmicas (72%) y nucleares (18%) sumado a una muy menor participación de fuentes renovables variables (1%) y centrales hidráulicas (5%)[1].

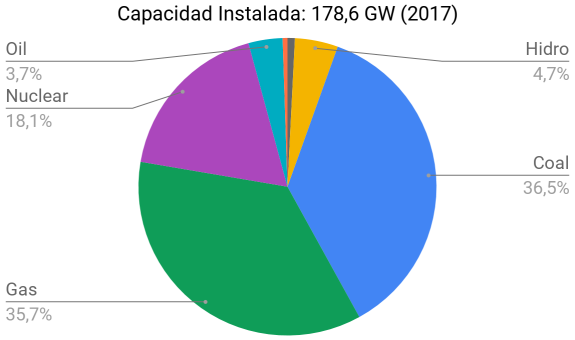

Figura 1. Composición de la matriz energética de PJM

La operación del sistema de PJM es determinada a partir de la participación de los agentes en los mercados *day-ahead* y de tiempo real (*balancing*), donde los requerimientos de reserva son

[1] Información pública, disponible en: https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2017.ashx?la=en, último acceso: 27 de septiembre de 2018.

co-optimizados con la demanda de energía en el mercado de *day-ahead*. De forma adicional, se dispone de un mecanismo de mercado para cobertura frente a altos costos marginales producto de eventos de congestión en corredores de transmisión (*Financial Transmission Rights Market*) [PJM - E&AS MO, 2018].

En PJM, el operador del sistema recibe las ofertas a más tardar a las 10:30 del día anterior para el mercado *day-ahead* de energía y reservas, a través de un modelo de minimización de costos co-optimizando energía y reservas. Una vez cerrado el mercado de *day-ahead*, se reciben ofertas de reajuste que servirán para el redespacho de las unidades en el mercado de tiempo real, el cual se lleva a cabo con resolución horaria, utilizando un modelo "*Real-Time Security Constrained Economic Dispatch*" que determina el redespacho de las unidades, así como la asignación de reservas e intercambios con los otros sistemas haciendo una co-optimización de energía y reservas [PJM - BO, 2018].

Características técnicas de la definición de SSCC

En PJM se reconocen tres categorías de SSCC: Control de Frecuencia, Control de Voltaje y Recuperación del Servicio. El servicio de Control de Frecuencia busca corregir los desbalances de generación/demanda, y está subdividido en función del tiempo de respuesta requerido para su despliegue en: i) *Primary Frequency Response* (PFR); instantánea, del orden de segundos, ii) *Regulation*; antes de 5 minutos, y iii) *Reserves*; 10 minutos o superior [PJM - BO, 2018].

PFR se refiere a la primera etapa del control de frecuencia entregada por los gobernadores de las centrales (o cualquier equipamiento equivalente) de forma automática y en base a medición local de la frecuencia. Por reglamento, toda unidad miembro del sistema eléctrico debe participar en la entrega de este servicio y debe cumplir con el requerimiento de un máximo de 5% de *Droop* y +-0.036 Hz de *dead band* [NERC - BAL-003-1].

La subcategoría *Regulation* corresponde al mecanismo de *Automatic Generation Control* (AGC) por el cual se corrigen las desviaciones mediante una señal de control global, que recibe el nombre de *Area Control Error* (ACE). Dada la alta diversidad de tecnologías participantes en PJM, la señal ACE es descompuesta en dos señales de alta (RegD) y baja frecuencia (RegA), donde la primera apunta a tecnologías de respuesta rápida, como baterías, y la segunda apunta a recursos de más lento despliegue, como centrales térmicas. Independiente de la tecnología, cualquier participante de dicho servicio debe iniciar su respuesta en menos de 4 segundos, tener una capacidad de entrega mínima de 0.1 MW y ser capaz de mantener el suministro del servicio durante la hora en que es asignado. De forma adicional, se debe pasar una prueba de desempeño mostrando la capacidad de seguir la señal ACE.

La tercera sub-categoría, *Reserves*, distingue múltiples productos para la entrega de reserva, los cuales incluyen reserva de contingencias (*Synchronized/Non-synchronized*) de tiempo de respuesta

10 minutos, *reserva secundaria* de tiempo de respuesta 30 minutos, y *reserva disponible* de tiempo de respuesta mayor a 30 minutos. Las unidades proveedoras de este servicio, en sus distintas subcategorías, deben poseer una capacidad mínima de 0.1 MW y ser capaces de mantener la provisión del servicio por al menos 30 minutos [PJM - E&AS MO, 2018].

A diferencia del servicio de Control de Frecuencia, los servicios de Recuperación del Servicio y Control de Voltaje están definidos por un único producto cada uno, y carecen de especificaciones técnicas mínimas. El servicio de Recuperación del Servicio es entregado a través del producto *Black-Start*, el cual requiere que la unidad que lo provee sea capaz de arrancar y operar de forma autónoma (sin soporte del sistema) en menos de 3 horas y mantener la provisión del servicio por cuanto tiempo sea necesario para la recuperación del sistema. El servicio de Control de Voltaje a través de soporte de reactivos es de carácter obligatorio [PJM - OATT, 2018].

Características Económicas para materializar cada SSCC

En la categoría de Control de Frecuencia, los mecanismos de materialización dependen de la sub-categoría. Por un lado, la subcategoría de PFR si bien es obligatoria en la actualidad no es remunerada. Al respecto, PJM lleva a cabo actualmente una serie de debates para determinar si el servicio debería ser remunerado o no. Por otro lado, las subcategorías de regulación y reservas operan bajo una lógica de mercado spot con precio uniforme de despeje, y contratos bilaterales entre terceros.

En la categoría de Recuperación del Servicio, se puede optar por un esquema de recuperación de costos o un esquema de licitaciones de contratos de largo plazo, al cual el proveedor debe postular en caso de desearlo. Finalmente, la categoría de Control de Voltaje es obligatoria para todos los participantes yh el pago por este servicio está definido bajo un concepto de recuperación de costos [PJM - OATT, 2018].

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

Para monitorear la competencia del mercado, PJM dispone de una unidad propia (*Market Monitoring Unit*) y una entidad independiente (*Monitoring Analytics*). La metodología consiste en la utilización de índices de monitoreo y análisis pivotal *ex-post* sobre los resultados de la realización de los mercados del día anterior y tiempo real. Este análisis se realiza con periodicidad anual. Los índices utilizados por PJM incluyen el *match* entre oferta/demanda y precios de referencia para las ofertas de los distintos agentes suministradores. Además, se analizan fenómenos del sistema que puedan crear condiciones para ejercer poder de mercado, como congestiones en líneas. Respecto al análisis pivotal, este recibe el nombre de *Three Pivotal Supplier Test* y es utilizado en el mercado de regulación. Dicho análisis evalúa el impacto de la participación de los distintos agentes suministradores en el sistema; para esto, se hace un ranking de agentes con mayor a menor oferta de regulación (en MW), para luego calcular el beneficio y cantidad ofertada por cada agente al remover distintos agentes del mercado [PJM - E&AS MO, 2018].

3.1.2. California Independent System Operator (CAISO)

Características Generales del Sistema Eléctrico

El alcance de operación, regulación y monitoreo del sistema eléctrico de CAISO es sobre el estado de California (CA) en su totalidad. El sistema eléctrico de CAISO está entre los 14 estados que forman parte del *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) [CAISO - EIM O, 2016].

CAISO, con una capacidad instalada de 71,7 GW aproximadamente, abastece alrededor de 30 millones de clientes con una demanda máxima diaria promedio cercana a los 29 GW[2], a través de 26.000 millas de líneas de transmisión. La matriz energética en CA está compuesta en un 34% por tecnología de gas natural, un 29% por tecnologías de generación renovable, un 15% por tecnología hidroeléctrica (gran escala), un 9% por tecnología nuclear, y un 13% repartido entre carbón, diesel y otras fuentes [CAISO - EIM O, 2016].

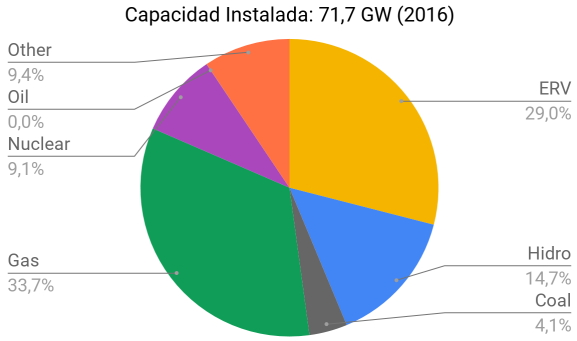

Figura 2: Composición de la matriz energética de CAISO

En CAISO, la Energía y Servicios Complementarios[3] son co-optimizados en el mercado del día anterior y el mercado de 15 minutos antes, mientras que en el mercado de tiempo real (que ocurre cada 5 minutos) sólo se transa energía. Existen aparte otros mecanismos de despacho y predespacho, como el "Reliability Unit Commitment" (RUC), que ocurre en paralelo con los mercados del día antes, 15 minutos antes y tiempo real. CAISO tiene una estructura de "múltiple asignación" para los recursos de Energía y Servicios Complementarios, puesto que las ofertas para cada uno de los mercados recién mencionados son liquidados de forma separada y en distintas escalas de tiempo. Por otro lado, existe también un Mercado de Desbalances de Energía (EIM por sus siglas en inglés) en el cual participan sólo los operadores de los 14 estados que conforman el WECC, entre ellos CAISO. En el EIM los distintos ISOs negocian sus excedentes o déficits de energía

[2] Promedio considerando la demanda diaria del año 2017

[3] No incluye Control de Voltaje ni Plan de Recuperación de Servicio

con respecto a la demanda, lo cual permite reducir ineficiencias de operación [CAISO - OATT, 2018], [CAISO - BPM MO, 2018], [CAISO, BPM EIM, 2018].

Características Técnicas de la definición de SSCC

El operador del sistema eléctrico de CA define tres categorías de SSCC según la naturaleza del servicio, en concordancia con los estándares estadounidenses: Control de Frecuencia, Control de Voltaje, Recuperación de Servicio. Al mismo tiempo, los servicios de Control de Frecuencia se definen según el tipo de requerimiento específico que satisfacen para mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal, estos son *Frequency Response*, *Regulation Up*, *Regulation Down*, *Spinning Reserves* y *Non-Spinning Reserves* [CAISO - BPM MO, 2018].

Además de las características mencionadas al inicio de la subsección Estados Unidos, los servicios de *Regulation Up* y *Regulation Down* deben ser capaces de seguir una señal centralizada, enviada por CAISO, con un tiempo de respuesta máximo de 4 segundos. Los servicios de *Spinning* y *Non-Spinning Reserves* deben tener la capacidad de ser despachados dentro de 10 minutos desde el envío del requerimiento [CAISO - BPM MO, 2018].

El servicio de Control de Voltaje debe ser capaz de responder a más tardar 1 minuto después de recibida la instrucción de operación desde CAISO y, además, todo agente que participe en el servicio de Control de Voltaje debe demostrar la capacidad de operar bajo los estándares de control automático de voltaje de CAISO.

El servicio de Recuperación debe ser mantenido durante todo el tiempo que requiera CAISO, el cual a la vez tiene la responsabilidad de resguardar la seguridad de los equipos y, por lo tanto, el tiempo máximo de prestación de servicio dependerá de las características técnicas específicas de cada equipo [CAISO - OATT, 2018].

Características Económicas para materializar cada SSCC

El servicio de *Frequency Response*, para todos los generadores que proveen el servicio, se remunera en dos componentes: por disponibilidad del servicio se remunera el costo de oportunidad para cada generador (resultado de la co-optimización) y por activación del servicio se remunera la oferta por energía de cada generador por cada MWh utilizado [CAISO - OATT, 2018]. Los servicios de *Regulation*, *Spinning* y *Non-Spinning Reserves* se remuneran según los precios marginales de servicios complementarios resultantes de la co-optimización en la que fueron estos materializados.

El servicio de Control de Voltaje se remunera por contratos bilaterales de control de voltaje entre el agente y CAISO. Si dichos recursos no son suficientes, se remunera según contratos bilaterales de confiabilidad entre el agente y CAISO y, si aún existe déficit de recursos, se remunera el costo de oportunidad perdido de las unidades que no tienen contratos y son instruidas para operar como

reguladores de voltaje. Por su parte, el servicio de Recuperación del sistema se remunera bajo el concepto de recuperación de costos acordado entre el prestador del servicio y CAISO bajo un "*Black Start Agreement*" [CAISO - OATT, 2018].

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

Para monitorear la competencia en el mercado eléctrico, CAISO dispone de un departamento de monitoreo de la competencia (DMM por sus siglas en inglés). El monitoreo de la competencia se realiza en base a un análisis pivotal para las compañías de generación que participan en el mercado del día anterior (debido a que este mercado es la mayor parte del mercado mayorista de energía) y para determinar los niveles de competitividad del resto de los mercados, anualmente se hace un análisis cualitativo *ex-post* de la convergencia de los precios de éstos con respecto de los precios del mercado del día anterior [CAISO - 2017 AR on MI&P, 2018].

3.1.3. New York Independent System Operator (NYISO)

Características Generales del Sistema Eléctrico

El alcance de operación, regulación y monitoreo del sistema eléctrico de NYISO es sobre el estado de Nueva York (NY) en su completitud. El sistema eléctrico de NYISO forma parte del *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC)[4]. El sistema cuenta con una capacidad instalada de 39.06 GW, de las cuales un 4% corresponde a fuentes de generación renovable (eólico y solar) y un 15% a fuentes de generación hidráulica.

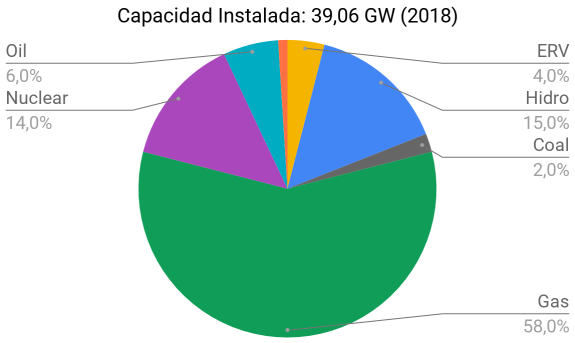

Figura 3: Composición de la matriz energética de NYISO

En NYISO, existe una secuencia de procesos para llegar al despacho económico de las unidades, estos son: *"Week-Ahead reliability reviews (WA)", "Day-Ahead Market (DAM)", "Real-Time*

[4]Información pública, disponible en: www.nyiso.com;www.npcc.org, último acceso: 27 de septiembre de 2018

Commitment (RTC)" y *"Real-Time Dispatch (RTD)".* En WA se recibe y procesan los datos respecto a los pronósticos de energía y reservas para la semana, así como datos de la demanda, con el objetivo de asegurarse de contar con los recursos para abastecer esta última. En DAM se corre un *Security Constrained Unit Commitment* considerando todas las ofertas por energía y reservas de los agentes. En tiempo real (RTC y RTD) se utiliza un sistema que aplica efectos correctivos a las ofertas de los agentes en función del estado del sistema, y genera los despachos y redespachos en tiempo real, para lo cual considera la co-optimización de energía y reserva cada 5 minutos [NYISO - MPUG, 2018].

Características Técnicas de la definición de SSCC [NYISO - AS, 2018]

El operador del sistema eléctrico de NY define las siguientes categorías de SSCC en concordancia con los estándares estadounidenses: Control de Frecuencia, Control de Desbalances, Control de Voltaje, Recuperación de Servicio. Al mismo tiempo, los servicios de Control de Frecuencia se definen según el tipo de requerimiento específico que satisfacen para mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal, estos son: *Frequency Response*, *Regulation*, *Energy Imbalance* y *Operating Reserves*.

Además de las características mencionadas al inicio, en la subsección Estados Unidos, los servicios de *Regulation* deben ser capaces de seguir una señal enviada por NYISO en un tiempo de respuesta máximo de 6 segundos. Los servicios de *Operating Reserves* se dividen en reserva sincronizada y no sincronizada, de 10 minutos y 30 minutos de respuesta desde que son requeridos (tanto para sincronizada como para no sincronizada).

El servicio de Control de Voltaje debe cumplir con los estándares de NYISO para entregar y absorber reactivos y debe ser aprobado mediante una serie de pruebas. Por otra parte, el servicio de Recuperación del sistema lo prestan los generadores definidos por NYISO que poseen la capacidad para tales efectos.

Características Económicas para materializar cada SSCC

Los servicios de *Regulation* se materializan según las ofertas de capacidad que recibe NYISO de todos los participantes, con el resultado de la co-optimización de los costos operacionales del sistema y, entonces, el pago que recibe cada participante corresponde a su oferta por capacidad más un pago por la energía efectivamente utilizada durante la prestación del servicio.

Los servicios de reserva sincronizada y no sincronizada, al igual que el servicio de *Regulation*, son materializados como resultado de la co-optimización de los costos operacionales, para lo cual se reciben ofertas de los agentes por disponibilidad. La remuneración por este servicio es el precio marginal de *Operating Reserves* resultado de la co-optimización por la disponibilidad, se asignará un precio de $0/MWh para la activación [NYISO - AS, 2018], [NYISO - OATT, 2018].

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

El monitoreo de la competencia en NY se realiza mediante varios métodos de análisis en conjunto para lo cual se considera anualmente la información del resultado de la realización de los mercados del día anterior y tiempo real. Entre los principales se encuentra un análisis de convergencia de los precios del mercado del día anterior con el mercado de tiempo real y un análisis que evalúa el desempeño de los procesos automáticos de mitigación de poder de mercado utilizados por NYISO. Para este último se utiliza una estimación del "*output-gap*", que corresponde a las desviaciones en generación de los agentes comparado con un escenario esperado de comportamiento [POTOMAC - NYISO, 2018].

3.1.4 Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

Características Generales del Sistema Eléctrico

El caso particular de ERCOT es de especial interés a raíz de la masiva integración de generación renovable variable eólica en los últimos años y su particular matriz de generación, la que carece de generación hidráulica. Como se puede apreciar en la Figura 4, el Operador de Texas cuenta con una capacidad instalada de alrededor de 89,24 GW [ERCOT - RI, 2017], de los cuales el 22% corresponde a generación eólica y 1% corresponde a generación solar [ERCOT - QF, 2018]. En vista del actual y futuro escenario tecnológico de la matriz energética chilena, es que el caso particular de ERCOT resulta de especial interés para el análisis de la experiencia internacional. En ERCOT la generación renovable variable en base al viento alcanzó un 17,4% de penetración el año 2017, sin que esto se tradujera en grandes requerimientos de servicios complementarios gracias a mejores métricas de confiabilidad, una predicción centralizada del recurso renovable, y a la implementación de un redespacho en tiempo real [ERCOT - Wind, 2018].

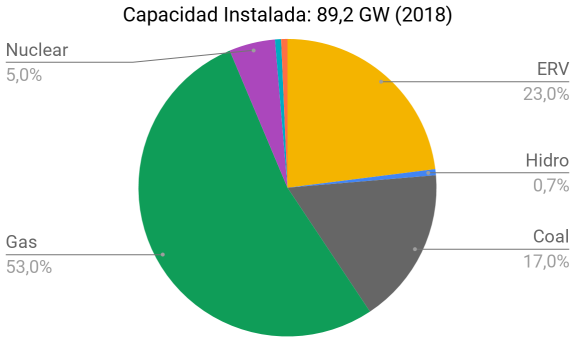

Figura 4: Composición de la matriz energética de ERCOT

Características Técnicas de la definición de SSCC

ERCOT cuenta con 4 productos de SSCC que cumplen con el control de frecuencia, las reservas de *Regulation-up*, *Regulation-down*, *Responsive Reserves* y *Non-Spinning Reserves.*

Las reservas de *Regulation-up* y *Regulation-down* corresponden a capacidad de respuesta cada 4 segundos a través de señales AGC, ya sea aumentando o disminuyendo según sea necesario para cumplir con la brecha entre la generación y la demanda real del sistema [REISHUS - AS P, 2017].

La *Responsive Reserve* (RRS) debe responder dentro de los primeros minutos posteriores a un evento que causa una desviación significativa de la frecuencia de operación estándar, por lo que puede entenderse como una *Spinning Reserve* de 10 minutos [REISHUS - AS P, 2017], y puede ser provista tanto por generadores como por la demanda. Generadores (incluyendo renovables) proveen RRS a través de una respuesta primaria de frecuencia, i.e. una respuesta del gobernador de la unidad (o sistema similar) con *Droop* de 5% y *dead-band* de +-17 mHz. La demanda puede proveer reservas a través de una respuesta de frecuencia rápida, i.e. relés de baja frecuencia que desconectan automáticamente una carga dentro de 0.5 segundos si la frecuencia del sistema cae por debajo de los 59.7 Hz. Sin embargo lo anterior, la participación de cargas dentro de la prestación de reservas del tipo RRS se encuentra limitada a un 50% del requerimiento de reservas [ERCOT - RI, 2017].

La *Non-Spinning Reserve* (NSRS) es provista por unidades de generación despachables lentas y que pueden ser desplegadas por el propio requerimiento de este tipo de reservas o para restaurar las reservas de RRS y así asegurar una capacidad suficiente para cubrir errores en los pronósticos de generación eólica o de consumo. La NSRS debe ser capaz de sincronizarse con la red y alcanzar su generación a un nivel especificado dentro de 30 minutos, y mantener dicho nivel de generación por a lo menos 1 hora. La capacidad de reserva que ya se encuentra sincronizada con la red también puede proveer este servicio, como también lo pueden proveer consumos capaces de reducir sus niveles de demanda [ARGONNE - AS survey, 2016].

El servicio de control de voltaje o soporte de reactivos es de carácter obligatorio, requiriendo ERCOT, además, que todos los generadores nuevos a contar del año 2004 provean generación reactiva, incluyendo generación renovable variable, gracias a los desarrollos en inversores para este tipo de fuentes de generación [ERCOT - RI, 2017]. La generación debe ser capaz de llevar a cabo un control a través de un sistema AVR de un factor de potencia de hasta 0.95 en adelanto y atraso, donde la respuesta del servicio debe ser dinámica y en el caso de la generación renovable variable, a contar del año 2009, debe ser capaz de proveer dicha capacidad de soporte de reactivos siempre que su generación sea de al menos el 10% de su capacidad nominal.

El *Black Start Service* (BSS) puede ser provisto por fuentes de generación capaces de arrancar sin soporte de la red, o que se encuentran próximas, pero en un área de control ajena a la de ERCOT, que se encuentren bajo un contrato de suministro de potencia firme, sin el soporte del sistema o equipos de transmisión de ERCOT. Para aquellas fuentes de generación que pueden ser arrancadas con una mínima coordinación de conexiones y desconexiones de líneas, haciendo uso del

equipamiento de transmisión de ERCOT, y que se encuentren dentro del sistema ERCOT, pueden ser consideradas para la provisión de este tipo de servicio si dicha coordinación puede ser llevada a cabo dentro de 1 hora [ERCOT - NP, 2018].

Características Económicas para materializar cada SSCC

ERCOT opera un mercado de *day-ahead* para los cuatro tipos de reservas de SSCC, los que son co-optimizados junto al resto de la provisión de energía. Con el fin de aproximar dicha co-optimización, el año 2014 ERCOT implementó una metodología de *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC) en tiempo real. A través de este proceso, adiciones de precios son generadas para reflejar el valor de la disponibilidad de reservas en el mercado de tiempo real. Estas adiciones de precios se basan en el valor administrativamente determinado de la pérdida de carga en el sistema y la probabilidad de que carga sea desprendida, dados los niveles de reserva existentes. Estas adiciones de precios son calculadas tanto para las reservas *on-line* (sincronizadas) como *off-line* (no-sincronizadas), y son agregadas al *locational marginal price* (LMP) en tiempo real para determinar los precios despejados (*settlement price points)* [ARGONNE - AS survey, 2016].

El servicio de control de voltaje es de carácter obligatorio, pudiendo ser remunerado de forma diferenciada, según el generador que provee el servicio se encuentre en dos condiciones operativas distintas [ERCOT - NP, 2018]. En una primera instancia, cuando el operador instruye a una unidad de generación a exceder su límite de reactivos, ERCOT remunera dicha provisión adicional de potencia reactiva a un precio que reconoce los costos evitados en fuentes de soporte de reactivos en las redes de transmisión. En segunda instancia, cualquier reducción de potencia activa producto de una instrucción de despacho, por motivos de seguridad de la red, con el fin de proveer de capacidad de reactivos adicionales para el control de voltaje, debe ser compensada según los costos de oportunidad respectivos.

Finalmente, el BSS es procurado por ERCOT a través de acuerdos bilaterales con los *Qualified Scheduling Entities* (QSEs), representantes de los generadores proveedores de este tipo de servicio, a los cuales el operador otorga un pago horario por su disponibilidad (*Hourly Standby Fee*), el cual se determina a través de licitaciones bianuales [ERCOT - NP, 2018].

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

En ERCOT, el poder de mercado se analiza desde dos perspectivas, una desde el punto de vista estructural del mercado, es decir si es que existen condiciones base para su ejercicio, y la otra mediante un análisis del comportamiento de los agentes, monitoreando los intentos de ejercer poder de mercado.

El análisis estructural del mercado se realiza a través del cálculo de índices de pivotalidad (RSI), con el fin de detectar qué tan pivotales son los agentes que participan de este mercado, más no el ejercicio explícito de poder de mercado, por lo que este indicador se complementa evaluando la

conducta de los agentes, analizando las oportunidades que tiene un agente de ejercer *withholding* físico o económico. Para este propósito, ERCOT utiliza métricas de *output gap* para identificar cuando un agente ofrece precios más altos para reducir su generación, modificando en consecuencia los precios del mercado. Este método se aplica anualmente a través de un monitoreo periódico e individual para los oferentes más grandes del mercado considerando la información del resultado de la realización de los mercados del día anterior y tiempo real [POTOMAC - ERCOT, 2018].

Finalmente, es importante destacar que una de las grandes preocupaciones de ERCOT se centra en el detectar el poder de mercado a nivel local en zonas que pueden quedar aisladas debido a congestiones de transmisión. Para este caso se realizan pruebas estructurales del mercado para determinar congestiones "no competitivas" que pueden dar espacio a ejercer poder de mercado a nivel local. Además, se aplican límites de precio para las ofertas realizadas en esas zonas. [POTOMAC - ERCOT, 2018].

3.2. Perú

Características Generales del Sistema Eléctrico [COES - Estadística, 2018], [COES - PR01, 2014], [COES - PR06, 2014]

Perú posee un único sistema interconectado a nivel nacional, con una potencia instalada de 11,9 GW. En su matriz energética se encuentra compuesto en un 56,9% por centrales termoeléctricas, 40,3% hidroeléctrico y con una participación menor eólica y solar de 2,03% y 0,8% respectivamente. El organismo encargado de la operación de ambos sistemas es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), quien también está a cargo de monitorear las condiciones de competitividad y eficiencia del mercado eléctrico.

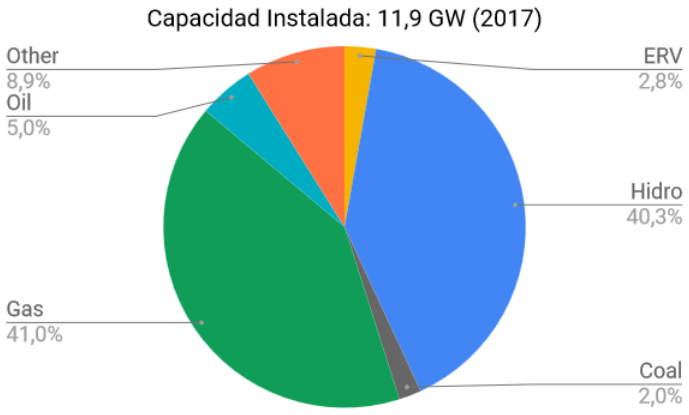

Figura 5. Composición de la matriz energética de Perú

En Perú se utiliza un modelo matemático de *Stochastic Dual Dynamic Programming* para efectos de realizar los programas diarios de operación (PDO) y la reprogramación de la operación (RDO). El

PDO se realiza todos los días y durante el día, cada 3 horas, se debe reevaluar la situación del sistema para decidir si es necesario gestionar un RDO.

Características Técnicas de la definición de SSCC [COES - PR09, 2017], [COES - PR10, 2017], [COES - PR15, 2017], [COES - PR21, 2016], [COES - PR22, 2017]
Los SSCC definidos por el COES se agrupan en las siguientes categorías: Servicios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), Servicios de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) y Servicios de energía reactiva.

El servicio de RPF es de control automático y local, y todas las unidades generadoras mayores a 10MW deben proveerlo. Las centrales de energía renovable eólicas, solares y mareomotrices quedan exentas de estas obligación. Este servicio es monitoreado por el COES y la no prestación incurre en una multa por incumplimiento. Los generadores deben ser capaces de responder a una curva de *Droop* de un 4% - 5% con una banda muerta de 30mHz, además de responder a los 5 segundos de requerido el servicio y desplegar totalmente la capacidad comprometida dentro de 30 segundos.

El servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) es de control automático y centralizado, para lo cual se utiliza un esquema de *Automatic Generation Control* (AGC). La reserva debe ser activada a lo más 20 segundos después de recibida la primera consigna enviada por el COES y debe estar totalmente activada dentro de 10 minutos una vez recibida la primera consigna. Las unidades que provean el servicio deben ser capaces de responder a las consignas recibidas continuamente en menos de 10 segundos.

Todos los generadores deben obligatoriamente prestar el servicio de control de reactivos y se puede requerir que un generador opere en cualquier punto de su curva PQ.

Características Económicas para materializar cada SSCC [COES - PR09, 2017], [COES - PR10, 2017], [COES - PR15, 2017], [COES - PR21, 2016], [COES - PR22, 2017], [COES - NTDE16, 2018]
El servicio de RPF es obligatorio para todas las unidades de generación y no existe compensación alguna por proveer el servicio. Las reservas para RPF son asignadas en el PDO haciendo una co-optimización conjunta de energía y reservas.

El servicio de RSF solo puede ser provisto por unidades generadoras, o agrupación de unidades generadoras, que sumen a lo menos 40 MW eléctricos. Existe un servicio de provisión base y un servicio de mercado de ajuste. Para el servicio de provisión base se debe ofertar una vez cada tres años, mientras que el servicio de mercado de ajuste tiene una resolución de ofertas diarias. La asignación de reservas prioriza aquellas del mercado de provisión base y se hace en el PDO, mediante una co-optimización conjunta de energía y reservas.

Cuando a los generadores se les exija hacer control de reactivos operando a un factor de potencia más bajo que 0,95 se le compensará por los MVAr adicionales inyectados y/o absorbidos a una tarifa única que determinará el COES. Cuando las instalaciones de Transmisión efectúen control de

reactivos, se les pagará según una tarifa relacionada con la anualidad de inversión eficiente de un equipo básico de control de reactivos.

Procedimiento para análisis y monitoreo de la competencia

El COES efectúa la función de monitoreo del desempeño del mercado de acuerdo a los procedimientos aprobados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). El monitoreo de mercado se realiza considerando al menos: La definición de indicadores de evaluación de condiciones de competencia del mercado y el análisis del comportamiento del mercado y de sus participantes.[5]

3.3. Australia

Características Generales del Sistema Eléctrico

Australia posee dos redes eléctricas, la más importante es aquella comprendida por el *National Electricity Market* (NEM), que conecta las regiones de la costa este y sur de Australia mediante 40.000 kilómetros de líneas de transmisión y entrega alrededor de 200 TWh anuales de electricidad a los consumidores. La otra red eléctrica presente en Australia corresponde al *South West Interconnected System*[6] (SWIS), el cual entrega suministro eléctrico a la zona oeste del país mediante 7.800 km de líneas y entrega alrededor de 18 TWh anuales de electricidad[7].

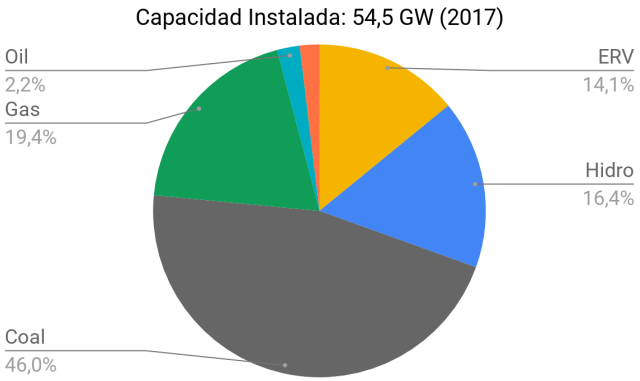

Figura 6. Composición de la matriz energética de Australia

Actualmente, ambos sistemas eléctricos poseen en su totalidad una capacidad instalada cercana a los 54,5 GW, de los cuales 14,1% corresponden a energías renovables variables, 16,4% a centrales

[5] Reglamento publicado en el diario oficial "El Peruano": https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-aprueba-el-reglamento-del-mercado-mayori-decreto-supremo-n-026-2016-em-1410176-5/, última visita 27/11/2018.

[6] Equivalente al Wholesale Electricity Market según información pública, disponible en: www.aemo.com.au

[7] Información pública, disponible en: www.aemo.com.au, último acceso: 27 de septiembre de 2018

hidráulicas, y un 65,4% correspondiente principalmente a centrales térmicas a gas y carbón (Ver Figura 6).

El organismo encargado de la operación de ambos sistemas es el *Australian Energy Market Operator* (AEMO), el cual también está a cargo de manejar la red nacional de gas. AEMO determina la operación de ambos sistemas mediante un mercado *day-ahead* y otro de *balancing,* donde la energía y los servicios complementarios de control de frecuencia son co-optimizadas. Respecto a la regulación y monitoreo del sector energético, las entidades encargadas corresponden a la *Australian Energy Market Commission* (AEMC) y la *Australian Energy Regulator* (AER), donde la primera se enfoca en el diseño de reglas y la segunda se enfoca en la parte legislativa y monitoreo del sector[8].

En Australia, se utiliza un modelo matemático para efectos del pre-despacho. Para efectos del despacho y re-despacho, se generan listas de mérito para las instrucciones de despacho de energía (*Dispatch Merit Order*), de servicios de balance (*Balancing Dispatch Merit Order*) y servicios de no balance (*Non-Balancing Dispatch Merit Order*). Estas listas de mérito son el resultado de un modelo de programación matemático que considera un set de reglas específicas para generar cada una de las listas [AEMO - PSOP D, 2017].

Características Técnicas de la definición de SSCC [AEMO - AS P&R, 2015], [AEMO - Guide AS, 2015]

Los SSCC definidos por el operador del sistema australiano se pueden enmarcar dentro de tres grandes categorías: control de frecuencia; soporte de red y control; y reinicio del sistema (apagón parcial o total).

Para el servicio de control de frecuencia se distinguen dos subcategorías: regulación y contingencia. Por un lado, la subcategoría de regulación posee un único producto con el mismo nombre, y tiene como fin permitir la corrección del balance de generación/demanda ante desviaciones menores. Se reconoce como proveedores de este producto a todos los generadores que estén bajo el esquema de *Automatic Generation Control* (AGC). Por otro lado, la subcategoría de contingencia posee tres productos diferenciados por su tiempo de respuesta y busca corregir los desbalances ante eventos de contingencia mayor tal como la caída de un generador o un elemento de transmisión relevante. Los productos correspondientes a esta subcategoría son los controles de frecuencia rápido, lento y retrasado; con tiempos de respuesta de 6 segundos, 60 segundos y 5 minutos, respectivamente. De forma adicional, se requiere que la duración de respuesta sea mantenida al menos 60 segundos para el control de frecuencia rápido y 10 minutos para el control de frecuencia retrasado.

[8] Información pública, disponible en: https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity, último acceso: 27 de septiembre de 2018

Para el servicio de soporte de red y control se pueden identificar tres productos: *Voltage Control Ancillary Service* (VCAS), *Network Loading Control Ancillary Service* (NLCAS), y *Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service* (TOSAS).

- Los servicios de VCAS tiene como fin controlar el voltaje en los distintos puntos de la red y mantener estos dentro los límites establecidos. Este servicio puede ser subdividido a su vez dependiendo de si la tecnología que provee el servicio es un generador síncrono u otra no convencional (e.g. condensadores).
- Los servicios de NLCAS apunta a controlar los flujos de potencia entre interconexiones y mantener estos dentro de los límites físicos mediante la reducción de carga o cambios en la generación.
- Los servicios de TOSAS busca mantener la estabilidad transiente y oscilatoria del sistema ante desbalances producidos por fallas en el sistema. Esto, es realizado mediante el uso de mecanismos de control de voltaje, mecanismos de soporte de inercia del sistema, *Power System Stabilisers*, y cambios en la generación/demanda.

Para el servicio de reinicio del sistema se tiene un único producto referido a la capacidad de asistir el reinicio del sistema luego de un *black-out* parcial o total. Para este servicio, se distinguen entre generadores capaces de entregar suministro sin la necesidad de una fuente externa (*General Restart Source*), y generadores con capacidad de islanding para su posterior conexión luego de reiniciar el sistema (*Trip House Load*). Sumado a lo anterior, se tiene como requisito adicional que los generadores sean capaces de entregar el servicio durante 2 a 4 horas dependiendo del subsistema al que pertenecen.

Características Económicas para materializar cada SSCC [AEMO - AS P&R, 2015], [AEMO - Guide AS, 2015]

El servicio de control de frecuencia tiene como mecanismo de materialización un mercado spot, el cual es despejado a partir de una co-optimización conjunto con el mercado de energía que determina un precio de despeje común por habilitación, en $/MW/h. Los pagos correspondientes a este servicio son financiados según los siguientes 3 casos: i) si el servicio utilizado es de contingencia hacia arriba, lo paga la generación, ii) si el servicio utilizado es de contingencia hacia abajo, lo paga la demanda, iii) si el servicio utilizado es de seguimiento de carga (regulación), se paga bajo la premisa de “el causante paga” a prorrata de las desviaciones.

Tanto el servicio de soporte de red y control, como el servicio de reinicio del sistema son negociados a través de contratos de largo plazo entre AEMO y el proveedor del servicio (*tendering process*). Estos servicios son pagados a través de una combinación de pagos por: i) habilitación – cuando el servicio es habilitado, ii) disponibilidad – cuando el servicio está disponible, iii) pruebas – para cubrir los costos de pruebas, iv) uso – cuando el servicio es usado. Dichos pagos son financiados por los participantes del mercado (generadores y consumidores). En caso de que no

hayan interesados en realizar contratos para estos servicios, AEMO tiene la facultad de instruir a los activos del sistema necesarios y reembolsar los costos correspondientes.

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

El organismo encargado del correcto funcionamiento del mercado eléctrico y monitoreo de competencia corresponde a la *Economic Regulation Authority* (ERA). Esta trabaja de forma conjunta con al AER y es apoyada por la AEMO para reportar el estado del mercado y el incumplimiento de reglas. Los métodos de monitoreo utilizados por la ERA incluyen *Market Intelligence*, *Market Monitoring*, junto a revisiones específicas a participantes del mercado y el recibo de notificaciones de la AEMO ante potenciales incumplimientos [ERA - MPMP, 2017].

3.4. Gran Bretaña (UK)

Características Generales del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico de UK se expande a través red de transmisión de 5.500 millas entre líneas aéreas y subterráneas y con una capacidad instalada de 81,3 GW hasta el año 2017, de la cual un 1,7% corresponde a energía de origen hídrico y un 30,74% a energías renovables variables, como la energía eólica y solar (ver Figura 7), con una importante participación de *offshore wind farms*.

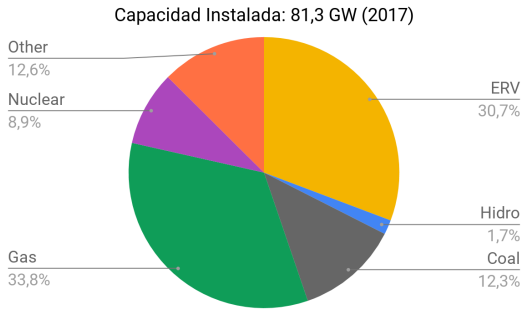

Figura 7. Composición de la matriz energética de UK

En UK, el sistema eléctrico es operado a nivel de generación y transmisión por un único operador del sistema conocido como *Electric System Operator* (ESO) perteneciente al grupo *National Grid*. En cuanto al sistema de distribución este se encuentra compuesto por 14 grandes operadores (DNOs) y pequeños operadores independientes (IDNOs), ambos regulados con el fin de evitar abusos de poder de mercado dada la naturaleza monopólica del servicio. La regulación del sector energético está a cargo de la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (OFGEM), la cual actúa como autoridad regulatoria independiente del gobierno y la industria. Además, desde el año 2014 la entidad *Competition & Markets Authority* (CMA)[9], que está encargada de velar por el correcto

[9] Información pública, disponible en: www.nationalgrid.com;www.ofgem.gov.uk, último acceso: 27 de septiembre de 2018.

funcionamiento de los mercados en Gran Bretaña, tiene la facultad y obligación de velar por el correcto funcionamiento del mercado eléctrico.

El pre-despacho y despacho de las unidades en Gran Bretaña ocurre en función de los contratos bilaterales entre la generación y el consumo, es decir, el generador se debe encender para las horas que fue contratado independiente del precio marginal del "*pool*" de generación, tanto para requerimientos de energía como de reservas. Como siempre existen cambios en la generación y/o demanda que están fuera del alcance de los contratos financieros, para cada periodo de "*Settlement*", donde participan las unidades de balanceo que deben hacer sus ofertas antes del "*Gate closure*", el operador del sistema re-despacha las unidades dependiendo del resultado del mercado de desbalances para cada periodo de "*Settlement*" [Egheosa Onaiwu, 2009]. En el caso de los SSCC, el operador re-despacha las unidades para cada periodo de "*Settlement*" considerando el margen de reserva (cuando corresponde) adjudicado en los procesos de subastas[10].

Características Técnicas de la definición de SSCC [ENERGYUK - AS Report, 2017]
Una de las características relevantes del mercado eléctrico de UK es la gran variedad de productos de SSCC, los cuales se diferencian según la naturaleza del servicio, tiempo de respuesta o proveedor. De esta forma, los SSCC definidos por el operador del sistema se pueden enmarcar dentro de cuatro categorías: servicio de balance, servicio de respuesta de frecuencia, servicio de control de reactivos y servicio de *black start*.

El operador del sistema diferencia a los potenciales proveedores entre unidades de B*alancing Mechanism* (BM) y *Non-Balancing Mechanism* (non-BM). La diferencia entre ambas radica en que las unidades BM son aquellas unidades conectadas a la red, registradas por el operador y que pueden ser medidas en forma independiente, por lo que el operador puede aceptar sus ofertas para reducir o aumentar demanda en forma rápida. Por otro lado, las unidades non-BM no se encuentran registradas por lo que para cambiar su nivel de generación el operador necesita una escala de tiempo mayor, generalmente corresponden a generadores pequeños o elementos de la demanda a través de *Demand Side Response* (DSR).

Para los servicios de balance existen 3 tipos de productos: *Fast Reserve*, *Short Term Operating Reserve* (STOR) y *Demand Turn Up*. El *Fast Reserve* consiste en una reserva para contingencias o cambios intempestivos, las unidades que ofrecen este servicio deben ser capaces de activarse durante los 2 minutos posteriores al llamado de operación y estar a plena capacidad antes de los 4 minutos, con una duración que debe prolongarse por al menos 15 minutos. Además, para poder entregar este servicio las unidades deben poseer una capacidad de generación superior a 50 MW y una capacidad de rampa de al menos 25 MW por minuto. El STOR está enfocado en balancear los errores de pronósticos producidos durante la mañana y la tarde, por lo que permite un tiempo de

[10] Información pública, disponible en: www.nationalgrid.com;www.ofgem.gov.uk, último acceso: 27 de octubre de 2018.

respuesta más lento, generalmente 20 minutos con una duración de respuesta de entre 2 a 4 horas, las unidades que pueden proveer este servicio deben tener una capacidad de generación entre 3 y 50 MW. Finalmente, el *Demand Turn Up* está abierto a cualquier tecnología capaz de proveer flexibilidad para incrementar o reducir generación en horas de baja demanda mientras sean capaces de entregar al menos 1 MW[11].

Los productos de respuesta de frecuencia se dividen en: *Mandatory Frequency Response* (MFR), *Firm Frequency Response* (FFR) y *Enhanced Frequency Response* (EFR). El MFR se trata de un cambio automático de potencia activa que todo generador mayor a 100 MW[12] debe ser capaz de proveer ante cambios en la frecuencia. El FFR ofrece un mercado para proveedores que de otro modo serían inaccesibles, entregando cierto grado de estabilidad frente a la incertidumbre de los precios de los acuerdos de servicio obligatorios para unidades de capacidad mayor a 10 MW. Tanto el MFR como el FFR se divide en respuesta primaria que actúa en los primeros 10 segundos del evento y respuesta secundaria para los primeros 30 segundos. Por otro lado, el EFR se trata de un servicio dinámico para responder en forma proporcional a los cambios de frecuencia con una respuesta máxima de 50 MW en menos de 1 segundo.

Para el caso del control de reactivos se distinguen dos productos: el control de potencia reactiva obligatorio (ORPS) y el mejorado (ERPS). El primero de estos corresponde a la provisión obligatoria y automática de energía reactiva de manera local para aquellos generadores con capacidad por sobre los 50 MW. Por otro lado, el ERPS corresponde al servicio entregado por tecnologías capaces de proveer energía reactiva bajo o por sobre los requerimientos del ORPS con un tiempo de respuesta menor a 2 minutos.

Finalmente, el servicio de *Black Start* en UK requiere que la unidad sea capaz de operar en menos de 2 horas tras recibir la instrucción del operador y entregarlo al menos 3 veces en forma secuencial.

Características Económicas para materializar cada SSCC

Los mecanismos de materialización utilizados en UK corresponden principalmente a procesos de licitación en distintos horizontes de tiempo y con pago del tipo *pay-as-bid* para los servicios de balance, respuesta en frecuencia y control de reactivos. Las excepciones a esta condición se producen para el *Demand Turn Up* y *Black Start* que se materializan a través de contratos bilaterales y para los servicios de carácter obligatorio como el MFR y ORPS que se remuneran según el costo de prestación del servicio[13].

[11] También se permite la participación de unidades de al menos 0,1 MW agregadas en un solo agente.

[12] En National Grid, para el caso de Scottish Power el límite es 30 MW y 10 MW en el caso de Scottish Hydro Electricity Transmission.

[13] Información pública, disponible en: https://www.nationalgrideso.com/balancing-services, último acceso: 27 de septiembre de 2018

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

Tal como se mencionó previamente la CMA está encargada de investigar y regular la competencia en los mercados de Gran Bretaña. En específico para el sistema eléctrico esta tarea se realiza a través de estudios de competitividad en los cuales asumen que la forma en que se podría haber ejercido el poder de mercado por parte de los agentes es a través de *withholding capacity*, es decir, reteniendo parte de su capacidad de generación para así elevar los precios marginales. De este modo, el estudio debe determinar cuales hubiesen sido las curvas de oferta, precios competitivos y la retención óptima (*optimal withholding*) que hubiesen ejercido las firmas, para luego comparar el precio competitivo (proveniente de un modelo centralizado que asume competitividad) con el precio óptimo proveniente de un modelo de maximización de utilidad individual. Finalmente, la CMA compara el resultado de ambos modelos y basa su análisis en que el precio óptimo no presente grandes variaciones respecto al precio competitivo [CMA - EMI, 2016].

3.5. Alemania

Características Generales del Sistema Eléctrico (Mix, Demanda, Organización General)

El sistema eléctrico de Alemania tiene una capacidad instalada de generación de aproximadamente 205,96 GW. El sistema además está caracterizado por una gran participación de energía renovable variable, representando un 48,8% de la capacidad total. Por otro lado, este sistema presenta una baja participación de energía hídrica, representando un 2,75% de la capacidad total[14].

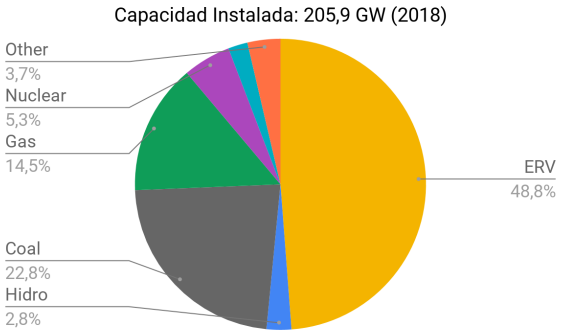

Figura 8. Composición de la matriz energética de Alemania

Características Técnicas de la definición de SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017]

En este sistema se definen tres grandes categorías para los servicios complementarios: *Frequency Control*, *Voltage Support* y *Black Start*. Para la categoría de *Frequency Control*, existen tres

[14] Información pública, disponible en: https://www.energy-charts.de/power_inst.htm, último acceso: 27 de septiembre de 2018

subcategorías principales: *Primary Balancing Power* (PBP), *Secondary Balancing Power* (SBP) o *Frequency Restoration Reserve* (FRR), y finalmente *Tertiary Balancing Power* (TBP) o *Minute Reserve* (MR). Cada uno de estos productos cuenta con una definición y especificaciones técnicas particulares.

En particular, se define el PBP como el servicio encargado de la estabilización de la frecuencia del sistema a partir de incidentes o disturbaciones en el rango temporal de segundos. Es un requerimiento técnico el que el PBP sea entregado de forma automática contrarrestando las desviaciones de frecuencia. Además, se requiere que las respuestas puedan ir de 0% al 50% de la capacidad comprometida en 15 segundos, y a un 100% de dicha capacidad en un rango máximo de 30 segundos. Adicionalmente dicha respuesta deberá tener una duración mínima de 15 minutos.

Por otro lado, el FRR se define como el servicio encargado de mantener el balance entre generación y consumo para cada área de control. El FRR se divide a su vez en dos subservicios: reserva automática (aFRR) y reserva manual (mFRR). El aFRR debe ser capaz de seguir un AGC centralizado mediante un controlador PI, y responder a señales del error de control en el área (ACE) en un rango entre 1 a 5 segundos. El tiempo de activación del aFRR debe ser a lo sumo 30 segundos desde que se recibe la primera señal del AGC. Adicionalmente, la respuesta debe durar a lo más 15 minutos. El mFRR, por otro lado, requiere un tiempo de activación de entre 5 y 15 minutos y debe tener una duración de aproximadamente 1 hora.

Finalmente, el TBP se define como el servicio encargado de recuperar el PBP y SBP reemplazando y liberando a las unidades que proveen dichos servicios, permitiéndoles estar nuevamente disponibles en caso de ser requeridas.

Para los servicios complementarios de *Voltage Support* y *Black Start*, se definen requerimientos técnicos y el procuramiento en base a exigencias normativas, contratos y la experiencia y estudios realizados por el operador.

Características Económicas para materializar cada SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017]

Para los servicios complementarios de *Voltage Support* y *Black Start*, el pago y la materialización se realiza mediante contratos y licitaciones, considerando una regla de pago libre con un chequeo *ex-post*. Por otro lado, para los servicios de *Frequency Control*, se considera un mercado de corto plazo con resolución semanal (PBP y aFRR), horaria (mFRR) y por bloques (TBP). Para todos estos servicios, la remuneración es *pay-as-bid*. PBP considera una oferta por capacidad, mientras que SBP y TBP consideran una oferta por capacidad y energía.

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

La competencia en los distintos servicios complementarios es monitoreada de forma directa mediante el análisis del market share de cada proveedor de SSCC. Esto consiste en chequear si

alguna empresa oferente concentra una gran cantidad de las asignaciones de los distintos servicios previamente definidos (PBP, SBP, TBP en el caso de subastas). Si bien este es un procedimiento bastante simplificado, en el sistema eléctrico de Alemania no se lleva a cabo un monitoreo más detallado sobre el poder de mercado de los distintos agentes y las condiciones de competencia en los distintos SSCC. Algunas referencias indican que estos análisis serán realizados en el futuro [BUNDESNETZAGENTUR - MR, 2017].

3.6. Dinamarca

Características Generales del Sistema Eléctrico (Mix, Demanda, Organización General)
El sistema eléctrico de Dinamarca cuenta aproximadamente con una capacidad total de generación de 14,94 GW. De forma similar a Alemania, dicho sistema cuenta con una gran participación de energías renovables variables. En específico, se tiene que el 41,5% de dicha capacidad corresponde a fuentes renovables variables, donde una gran parte corresponde en específico a energía eólica (32,42%). La presencia de energía hidroeléctrica es bastante pequeña en comparación, representando un 0,1% de la capacidad total. Este sistema eléctrico se divide en dos zonas: DK1 y DK2. DK1 corresponde a el sector oeste y DK2 al sector este de Dinamarca[15].

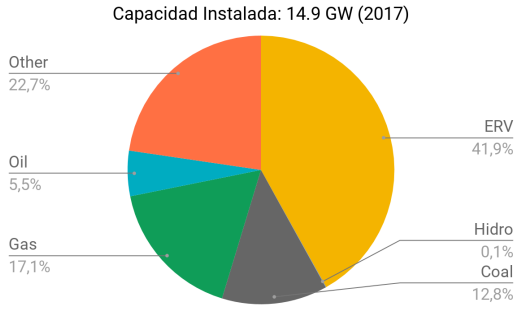

Figura 9. Composición de la matriz energética de Dinamarca

Características Técnicas de la definición de SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017]
En este sistema eléctrico, se definen cuatro categorías para los SSCC: Control Primario de Frecuencia, Control Secundario de Frecuencia, Control Terciario de Frecuencia y Control de Voltaje.

Para el CPF, se definen tres subservicios: *Frequency Containment Reserve* (FCR), *Frequency-controlled normal operation reserve* (FCR-N) y *Frequency-controlled disturbance reserve* (FCR-D). El FCR es definido como una respuesta automática mediante equipos de control, que responden a desviaciones en la frecuencia de la red eléctrica. Este servicio se solicita como *Upward*

[15] Información pública, disponible en: https://ens.dk/en, https://en.energinet.dk/, último acceso: 27 de septiembre de 2018

Regulation o como *Downward Regulation* según cada requerimiento. La principal especificación técnica consiste en que la respuesta sea implementada en un 50% en los primeros 15 segundos, llegando a un 100% en menos de 30 segundo, con una duración de respuesta de 15 minutos. Este servicio está definido para la zona DK1, mientras que FCR-N y FCR-D están definidos para la zona DK2. FCR-N se define como el servicio que asegura el equilibrio entre la producción y el consumo de energía en el evento de una desviación en la frecuencia del sistema, manteniendo esta frecuencia estable cercana a los 50 Hz. Para este servicio se tiene un requerimiento de tiempo de respuesta de aproximadamente 150 segundos. Por otro lado, FCR-D se define como el servicio que regula la frecuencia del sistema eléctrico de forma rápida frente a una caída sustancial en dicha frecuencia debido a una contingencia mayor del sistema eléctrico (fallas en grandes unidades de generación o líneas de transmisión). Se requiere que un 50% del servicio sea desplegado en 5 segundos, mientras que el 50% restante puede ser desplegado en un rango de hasta 25 segundos adicionales. Tanto para FCR-N y FCR-D, el tiempo de duración de la respuesta no se encuentra definido.

Por otro lado, el CSF considera el servicio de *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR). El aFRR se define como el servicio encargado de liberar el CPF y se separa en *Upward Regulation* y *Downward Regulation* de forma combinada y simétrica. Se requiere un tiempo de respuesta de no más de 15 minutos y de una duración indefinida.

Para el CTF, se considera el servicio de *Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR). El mFRR se define como el servicio manual de regulación *Upward* y *Downward* usado para liberar el aFRR y el CPF, activado desde un centro de control del operador del sistema (Energinet). Se requiere un tiempo de respuesta de no más de 15 minutos y de una duración indefinida.

Finalmente, el servicio de control de voltaje es obligatorio para las unidades generadoras del sistema, y se diferencian los requerimientos según el tamaño de estos en tres categorías: menor a 1 kW, entre 1 kW y 1,5 kW, mayor a 1,5 kW.

Características Económicas para materializar cada SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017]

Respecto a la materialización económica de los distintos SSCC en el sistema eléctrico de Dinamarca, se tienen variados mecanismos según el servicio en cuestión. En primer lugar, el servicio de control de voltaje es un requerimiento obligatorio, tal como se mencionó anteriormente, por lo que no es necesario definir subastas ni contratos bilaterales para su procuración, ni un mecanismo para regular la remuneración ya que el servicio es no-remunerado.

Por otro lado, para los servicios de control de frecuencia, año a año se estiman los requerimientos anuales de reservas. Luego de esto se realizan subastas y la asignación se hace según la curva de oferta. El mecanismo de remuneración varía según los distintos servicios: para FCR se considera un pago por capacidad según el precio marginal, y un pago de energía según el *imbalance price*. Para

FCR-N y FCR-D se considera un pago por capacidad a través de un mecanismo *pay-as-bid* y un pago de energía según el *imbalance price.* Para aFRR se considera un pago por capacidad a precio fijo, y un pago de energía según el precio marginal. Finalmente, para mFRR se considera un pago por capacidad y energía a precio marginal.

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

En relación al análisis y monitoreo de la competencia en el sistema eléctrico de Dinamarca, se revisan activamente dos indicadores: la comparación del precio spot con el *Nordic Pool*, y una medida de concentración de mercado basada en el cálculo del índice de *Herfindahl-Hirschman* (HHI) [ACER - MMR, 2017].

3.7. Noruega

Características Generales del Sistema Eléctrico

Noruega cuenta con el segundo mayor nivel de consumo de energía eléctrica del mundo per cápita, después de Islandia, de 23.000 kWh[16] por persona al año. Como se puede apreciar en la Figura 10, el país nórdico cuenta con una capacidad instalada de alrededor de 33,2 GW, de los cuales el 94,87%[17] corresponde a generación hídrica, siendo el país con la mayor proporción de este tipo de recurso dentro de su matriz de generación eléctrica, lo que lo provee de un nivel de inercia rotacional importante.

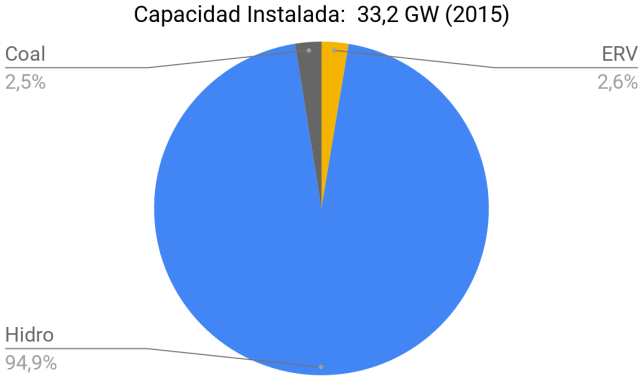

Figura 10. Composición de la matriz energética de Noruega

[16] Información pública disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC, último acceso: 27 de septiembre de 2018

[17] Información pública disponible en: https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon último acceso: 27 de septiembre de 2018

Debido a la relevancia que tiene la generación hidráulica dentro del sistema eléctrico noruego, este resulta de especial interés al caso chileno, donde se cuenta con una importante participación de la generación hidráulica de pasada y embalse. Sin embargo lo anterior, en cuanto a la penetración de energías renovables variables, este solo cuenta con una penetración del 2,5% de generación eólica, correspondiendo a uno de los sistemas con menor penetración de este tipo de recursos dentro de la revisión internacional.

Características Técnicas de la definición de SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017]
El sistema eléctrico noruego distingue dos categorías principales de servicios complementarios, correspondientes al control de frecuencia (el cual distingue tres niveles de control: primario, secundario y terciario) y de voltaje.

El control primario de frecuencia o *Frequency Containment Reserve* se compone de una *Frequency-Controlled Normal Operation Reserve* (FCR-N) y una *Frequency-Controlled Disturbance Reserve* (FCR-D), pudiendo ser provistas tanto por generadores como consumos. La activación de este tipo de reserva es automática, en donde los generadores con una capacidad mayor a 10 MVA pueden contar con un máximo de 12% de desprendimiento en su nivel de generación si es que estos no se encuentran activos en el mercado, nivel que se ve reducido durante los meses de verano a un 6%. Respecto a su tiempo de respuesta, el FCR-D es más veloz, operando dentro de los primeros 5 segundos a partir de que se observa una perturbación y llegando a su máxima respuesta dentro de 30 segundos, pudiendo prolongarse por sobre 1 hora. Por otro lado, el FCR-N tiene un tiempo de respuesta de 2 a 3 minutos, extendiéndose su duración en bloques diarios entre las 20 y 24 horas, las 0 y 8 horas, y las 8 y 20 horas del día siguiente.

El control secundario de frecuencia o *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR) es provisto por generadores. Siendo activado de forma automática, el volumen dicha reserva debe tener un tiempo de respuesta de 120 a 210 segundos y una duración indefinida.

En lo que respecta al control terciario de frecuencia o *Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR), este puede ser provisto tanto por generadores como por demanda, debiendo contar con un tiempo de respuesta de 15 minutos y una duración en esta de al menos 1 hora.

Finalmente, el control de voltaje resulta de carácter obligatorio, provisto por aquellos generadores que superan los 25 MVA de capacidad, los cuales deben contar con un sistema PSS.

Características Económicas para materializar cada SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017]
Respecto al control primario de frecuencia, si bien existe una provisión obligatoria para aquellas unidades con capacidades de generación mayores a 10 MVA, se establecen mercados *pay-as-bid* diarios tanto para FCR-N como para FCR-D, existiendo además mercados semanales para FCR-N los días jueves y viernes. En cuanto al control secundario de frecuencia, la consecución de dicho tipo

de reserva se encuentra organizada por el TSO en mercados semanales, pudiendo ser suplida por provisiones de otros países nórdicos. De una forma similar, la consecución de reserva relacionada al control terciario de frecuencia se define en base a mercados o contratos bilaterales. Finalmente, el control de resulta de carácter obligatorio, sin ser remunerados por la prestación de este servicio.

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

El análisis y monitoreo de la competencia en el sistema eléctrico de Noruega es delegado al organismo NordREG, el cual también es el caso de Dinamarca. Sin embargo lo anterior, el operador del sistema monitorea los precios de despeje de los distintos mercados de SSCC mediante el análisis de reportes diarios y trimestrales. Se hace análisis del comportamiento de los precios (*day-ahead* y *real-time*), como del flujo por las líneas. También se hace *market surveillance* vigilando el comportamiento de los agentes con respecto a las condiciones del sistema eléctrico [NORDREG - NMR, 2014].

3.8. Italia

Características Generales del Sistema Eléctrico

Italia cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 117 GW, siendo el segundo país europeo con mayor capacidad instalada después de Alemania. Como se puede apreciar en la Figura 11 a continuación, cerca del 14,9% del parque generador italiano corresponde a generación renovable variable solar y eólica, y un 11,9% de capacidad hidráulica[18].

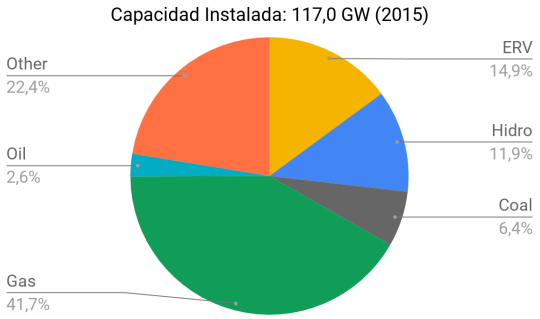

Figura 11. Composición de la matriz energética de Italia

Características Técnicas de la definición de SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017], [SMARTNET, 2016]

El sistema eléctrico italiano distingue como SSCC el control de frecuencia, de voltaje, el balance en tiempo real, la interrupción de cargas, y los servicios de *black start* del sistema.

[18] Información pública disponible en: https://www.terna.it, último acceso: 27 de septiembre de 2018

El control de frecuencia se subdivide en un control primario de frecuencia, un control secundario de frecuencia o control de potencia, y un control terciario de frecuencia. El control primario es de carácter obligatorio para todo generador que no sea renovable, siendo provisto por unidades con capacidades iguales o mayores a 10 MVA. El tiempo de respuesta de este tipo de servicio debe ser de al menos un 50% dentro de los primeros 15 segundos y del 100% dentro de 30 segundos, mientras que su duración de respuesta debe ser igual o mayor a 15 minutos. El control secundario es de carácter opcional, pudiendo solo ser provisto por unidades generadoras con una capacidad mayor a 10 MVA con una rampa de al menos 10 MW en 15 minutos, razón por la cual el tiempo de respuesta de este tipo de servicio debe ser menor a 15 minutos, con una duración de al menos 120 minutos. Por último, la provisión de un control terciario también es opcional, pudiendo ser provista solo por generadores no renovables variables, teniendo un tiempo de respuesta de al menos 15 minutos y de duración indefinida.

El control de voltaje, también entendido como reserva de reactivos de unidades de generación, distingue entre la necesidad de un control primario de voltaje, relacionado con la necesidad de mantener un perfil de voltajes adecuado a nivel nacional de la red, y otro control secundario de voltaje que busca resolver desviaciones en los niveles de voltaje de barras específicas, siendo ambos niveles de control de voltaje de carácter obligatorio. En el caso particular del control secundario de voltaje, este puede ser provisto sólo por unidades generadoras específicas, determinadas en función de la localización de cada una de esta dentro de la red.

El balance en tiempo real, provisto solo por unidades de generación, se compromete a través de ofertas de reservas secundarias y terciarias aceptadas por el TSO. En el caso de las reservas secundarias, estas son activadas de a través de mecanismos *pro quota*, mientras que las reservas terciarias son activadas de acuerdo a listas de orden de mérito.

El servicio de interrupción de cargas corresponde a un servicio opcional que pueden proveer consumidores que cuenten con un dispositivo automático capaz de procesar las señales de control comandadas por el TSO.

Finalmente, el servicio de *black start* del sistema corresponde a un servicio excepcional que se suscita a partir de eventos de fuerza mayor que se traducen en apagones dentro del sistema eléctrico. Ante este tipo de situaciones, son los generadores de mayor inercia dentro del sistema y de capacidad de respuesta rápida los que resultan propicios para proveer este servicio.

Características Económicas para materializar cada SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017], [SMARTNET, 2016]

El control primario de frecuencia es obligatorio, existiendo un esquema de remuneraciones opcional por la prestación de este servicio, donde el precio de este se relaciona con el precio promedio ponderado de la activación del servicio en el mercado de balance de tiempo real, viendo

los proveedores pagados sus costos de oportunidad. Ambos controles de frecuencia, secundario y terciario, son de carácter opcional, basados en un esquema de mercado *pay-as-bid*.

Como se mencionó anteriormente, el control de voltaje en el caso italiano es de carácter obligatorio y no recibe remuneración alguna por su prestación. Por consiguiente, este servicio complementario no opera dentro de las lógicas de un mercado, siendo directamente comandado por el operador del sistema, quien puede llamar a una central en particular y solicitar que esta mantenga un determinado nivel de tensión.

El balance en tiempo real es comprometido mediante licitaciones del tipo *pay-as-bid*. Los precios de los desequilibrios energéticos son definidos en base a un mecanismo de precio dual, dependiendo si el desequilibrio es positivo o negativo en el área de control. Así, los costos de un desbalance son agregados e igualmente costeados entre todos los generadores.

El servicio de interrupción de cargas es comprometido a través de subastas trienales, anuales, y mensuales. Los consumidores que se encuentran dentro de este tipo de programas reciben una compensación adicional por cada interrupción ordenada por el TSO.

Finalmente, el servicio de *black start* del sistema es comprometido mediante contratos bilaterales, siendo remunerado a partir de la prestación del servicio ante alguna contingencia mayor dentro del sistema eléctrico.

En cuanto a la forma en que se integran los SSCC dentro de la operación, estos son incorporados de forma secuencial en mercados de subastas definidos en distintas escalas de tiempo. Diarios para energía y bloques horarios para reservas. En el caso particular del compromiso de la reserva secundaria, este es asegurado por el TSO en mercados de SSCC en los cuales el comisionamiento, producto del mercado de energía, es modificado con el fin de cumplir con las restricciones sistémicas de márgenes de reserva, restricciones de la red, entre otras.

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

El monitoreo de la competencia en el caso italiano es relativamente simple, donde las transacciones realizadas por los distintos generadores son analizadas y monitoreadas cualitativamente por la unidad competente ante la posibilidad de estos de incurrir en conductas de abuso de poder de mercado [GME, 2013].

3.9. España

Características Generales del Sistema Eléctrico

España cuenta con una capacidad instalada de 98,7 GW, de los cuales, como puede observarse en la Figura 12, aproximadamente 29,1% corresponden a fuentes de generación solar y eólica, mientras que la participación de la generación hidráulica dentro de la matriz de generación se sitúa cercana a un 19,6%[19].

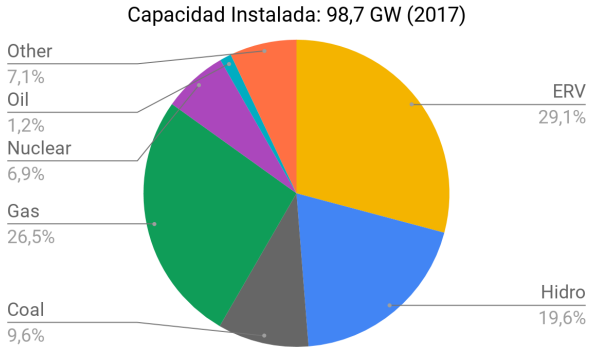

Figura 12. Composición de la matriz energética de España

El operador del sistema eléctrico español gestiona una serie de programaciones de la operación con distintas resoluciones temporales antes de la operación y, durante la operación misma, en periodos de 30 minutos, se abre un mercado para la gestión de los desvíos generación-consumo, donde cada agente debe ofertar su precio y disponibilidad por subir y/o bajar, y en función de la liquidación de este servicio se dan las instrucciones de re-despacho a las unidades que hayan resultado casadas [BOE, 2015].

Características Técnicas de la definición de SSCC [SMARTNET, 2016]

En España, los servicios complementarios comprenden el control de frecuencia, de voltaje, la interrupción de cargas, el manejo de desviaciones y el servicio de *black start*.

El control de frecuencia se subdivide en tres niveles de reserva: primaria o de contención de frecuencia, secundaria o de restauración de frecuencia, y terciaria o de reemplazo. La reserva primaria, provista solo por generadores, es de carácter obligatorio, debiendo cumplir con un tiempo de respuesta menor a 15 segundos si el desbalance enfrentado por el sistema es menor a 1500 MW, dicha respuesta debe de ser de un 50% dentro de los primeros 15 segundos y de un

[19] Información pública disponible en: http://www.ree.es/en, último acceso: 27 de septiembre de 2018

100% en menos de 30 segundos si el desbalance es mayor, con una duración de 15 minutos. La reserva secundaria puede ser ofertada de forma opcional por generadores incluidos dentro de una área de regulación de frecuencia determinada, la que agrupa a una serie de unidades generadoras que pueden regular frecuencia bajo un sistema de Control Automático de Generación. La reserva secundaria debe ser provista dentro de 30 segundos a partir del momento en que esta es requerida, y su respuesta debe contar con una duración de 15 minutos. Por último, la reserva terciaria, suplida tanto por generadores, fuentes de energía renovables y distribuidas, como por unidades hidráulicas de bombeo como consumos, es de carácter obligatorio, debiendo contar con un tiempo de respuesta máximo de 15 minutos y una duración de al menos 2 horas.

El control de voltaje distingue la operación en redes de transmisión y de distribución. El control en redes de transmisión puede ser obligatorio u opcional, siendo provisto por unidades generadoras de capacidad superior a 30 MW, generadores renovables, cogeneradores, plantas de biomasa, TSOs, consumidores conectados a las redes de transmisión con potencias contratadas superiores o iguales a 15 MW, y DSOs. En el caso del control de voltaje en redes de distribución es obligatorio, provisto por consumidores y fuentes de generación renovable, debiendo corregir sus factores de potencia, sus efectos capacitivos sobre las redes de distribución y contar con equipos de corrección de generación de reactivos.

La interrupción de cargas es un servicio opcional provisto por consumidores conectados a redes de alto voltaje, pudiendo corresponder a dos bloques de reserva, 5 o 90 MW. Este requiere de un tiempo de respuesta diferenciado según el tipo de servicio prestado. En el caso de aquellas interrupciones de ejecución inmediata, este tiempo de respuesta es instantáneo y sin previo aviso. Para el caso de interrupciones de ejecución rápida, el tiempo de respuesta debe ser de al menos 15 minutos, previo aviso. Por último, las interrupciones de ejecución horaria deben cumplir con un tiempo de respuesta debe ser de al menos 2 horas, previo aviso. Respecto de la duración de estas interrupciones, esta puede extenderse por hasta 1 hora sin que existan 2 interrupciones consecutivas. Adicionalmente, dependiendo del nivel de reserva comprometida, la interrupción de las cargas no puede ser superior a 40 horas/semana y 240 horas/año, para el caso de reservas de 5 MW; y no puede superar las 60 horas/semana y 360 horas/año, en el caso de las reservas de 90 MW. El manejo de desviaciones corresponde a un SSCC opcional provisto por unidades generadoras y unidades hidráulicas de bombeo, como consumos. Finalmente, el servicio de *black start* se compromete por medio de acuerdos de colaboración entre el operador del sistema eléctrico y generadoras, siendo las plantas hidráulicas las primeras en ser encendidas ante una contingencia que resulte en un apagón del sistema eléctrico o parte de este.

Características Económicas para materializar cada SSCC [ENTSOE - AS Survey, 2017]

La prestación de reserva primaria de frecuencia es de carácter obligatorio y no remunerada. La provisión de reserva secundaria de frecuencia es opcional y se materializa a través de mercados *spot*, siendo remunerada bajo un concepto de capacidad del rango de regulación y el uso de esta

reserva (o energía), siendo ambos conceptos asignados y remunerados a través de sus costos marginales de suministro. Finalmente, la reserva terciaria de frecuencia requiere de ofertas obligatorias de disponibilidad de capacidad por parte de aquellos agentes que han sido certificados para participar en dicho mercado, siendo remunerada como *pay-as-bid*. Los costos de la provisión de reserva secundaria y terciaria son enfrentados por aquellos participantes del mercado cuya generación se ve desviada de aquella comprometida con anterioridad.

El control de voltaje en redes de transmisión puede ser obligatorio, en cuyo caso no se ve remunerado, u opcional, en el que es remunerado a través de licitaciones. Su pago depende de si el proveedor del servicio es una unidad generadora o consumo, y si este inyecta o consume reactivos desde la red. La operación como compensador sincrónico es remunerada en base a la disponibilidad del rango de operación y la inyección o absorción de reactivos efectiva para el control de tensión. Por otro lado, el control de voltaje en redes de distribución es obligatorio y no remunerado.

La interrupción de cargas, como se detalló con anterioridad, es un SSCC opcional definido por subastas de reserva llevadas a cabo por el operador del sistema. El pago de este tipo de servicio, basado en costos, se compone de un pago fijo, bajo el concepto de disponibilidad de la carga para ser desprendida, y un pago variable, relacionado con el efectivo desprendimiento de carga.

El manejo de desviaciones es un SSCC adjudicado mediante un esquema de mercado *spot* organizado por el operador del sistema cuando éste prevé una desviación mayor o igual a 300 MW, en promedio. Su pago es a costo marginal y los costos del servicio son sorteados por los participantes del mercado de energía que incurren en desviaciones respecto de su generación comprometida.

Finalmente, el servicio de *black start*, comprometido por medio de acuerdos bilaterales, no es remunerado en el caso español.

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia [CNMC, 2017]

El monitoreo de la competencia dentro del mercado de SSCC español se basa en la medición de la concentración del mismo según su índice HHI. Bajo el sistema español, un mercado es considerado sin concentración cuando este presenta un índice HHI menor o igual a 2000 y la empresa con mayor nivel de participación es menor a 25%. Este tipo de análisis es realizado tanto como para el mercado en su conjunto, caso general en que no se percibe una concentración de poder de mercado, como para distintas agrupaciones dentro de este en áreas de regulación de frecuencia, donde sí se tiende a concentraciones de poder en los mercados marginales. Por otro lado, los SSCC descritos son incorporados dentro del despacho a través de un método secuencial.

3.10. Brasil

Características Generales del Sistema Eléctrico

Brasil cuenta con una capacidad instalada de 155,53 GW, de los cuales un 6,8% corresponde a energías renovables variables y un 61,46% de unidades hidráulicas[20]. Impulsado por la gran cantidad de embalses y afluentes hídricos presentes en el país, este nivel de penetración de energía hídrica en la generación diaria determina en gran medida la forma en que opera el sistema y mercado eléctrico en el país, de hecho, casi la totalidad de los SSCC requeridos por el sistema se proveen a través de estos generadores.

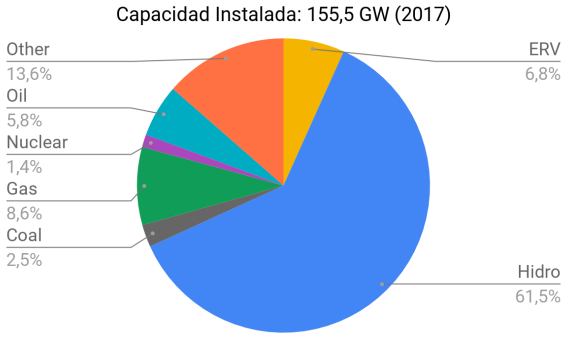

Figura 13. Composición de la matriz energética de Brasil

Características Técnicas y Económicas de SSCC [CCEE, 2012], [L.M. Freire et. al., 2012]

En términos de SSCC, Brasil cuenta con servicios de regulación, frecuencia, control de reactivos y *black start*. La mayor parte de estos servicios se materializan a través de contratos bilaterales y no son remunerados a través de un pago específico por SSCC, sino que se internalizan en la tarifa de operación del sistema. Las excepciones a lo anterior son el control de voltaje que tiene un pago especial y el control primario de frecuencia que es obligatorio para todas las unidades que participan del AGC, es decir, aquellas unidades que participan del mercado para proveer AGC deben además, proveer obligatoriamente el servicio de control primario de frecuencia. Lo anterior se debe principalmente a que el sistema eléctrico brasileño opera a con un Energy Re-allocation Mechanism (MRE) que se encarga de distribuir los riesgos hidrológicos entre todas las unidades que componen el sistema, a través de este mecanismo los ingresos de cada agente son independientes de su actual generación mientras se mantengan condiciones de seguridad y calidad de servicio. Los costos adicionales de mantener esta seguridad a través de SSCC son compartidos entre todos los agentes de consumo a través de un cargo fijo extra denominado *Encargos dos Serviços do sistema* (ESS).

[20] Información pública disponible en: http://www.aneel.gov.br/, último acceso: 27 de septiembre de 2018

En el caso de los servicios de regulación de frecuencia, en Brasil se definen como productos el control primario y secundario de frecuencia. Además, cuenta con un servicio de *Reserva de Prontidad* encargado de corregir variaciones respecto a la demanda programada. Los requerimientos de estos servicios de reserva son definidos anualmente basándose en registros históricos y publicados en la *Receita de Autorrestabelecimiento* por ANEEL, entidad encargada de regular y monitorear el sistema eléctrico de Brasil. Además, este mismo organismo se encarga anualmente de definir la tarifa de energía de optimización de uso hidráulico y la tarifa de servicios auxiliares (TSA), la cual se utiliza como pago para las unidades solicitadas a operar como compensador síncrono para realizar el control de reactivos.

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia

La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) es responsable de habilitar las comercializaciones de energía y asegurar la seguridad y calidad de suministro, así como también llevar a cabo el monitoreo del mercado. Las actividades de este consisten en identificar y analizar las acciones de los agentes que podrían no ser acordes a la legislación o bien presentar malas prácticas comerciales. Una de las principales funciones de monitoreo es verificar y ajustar los montos de energía contratados entre los agentes que no son suficientes para garantizar una seguridad financiera. Otra de las principales tareas consiste en aplicar multas, ya sean técnicas o financieras, a los agentes que no cumplen con sus obligaciones financieras acorde a la resolución normativa 545/2013 de Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

3.11. Nueva Zelanda

Características Generales del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico de Nueva Zelanda cuenta con una capacidad instalada de 9,22 GW principalmente de carácter hídrico, alcanzando un 39,4% de participación de este tipo de energía y una penetración de energías renovables variables que corresponde al 7,1% de su mix de generación. El resto de su mix de generación se divide entre unidades de carbón y gas, sin embargo más del 80% de la demanda diaria es suministrada por las centrales hidráulicas. El sistema eléctrico de Nueva Zelanda posee baja inercia sistémica, debido principalmente al bajo nivel de demanda (peak promedio de 7 GW) en comparación al tamaño de los generadores. Además, destaca de su topología la división del sistema entre las dos islas que componen el país conectadas a través de una gran línea HVDC[21].

[21] Información pública disponible en: https://www.transpower.co.nz/, último acceso: 27 de septiembre de 2018

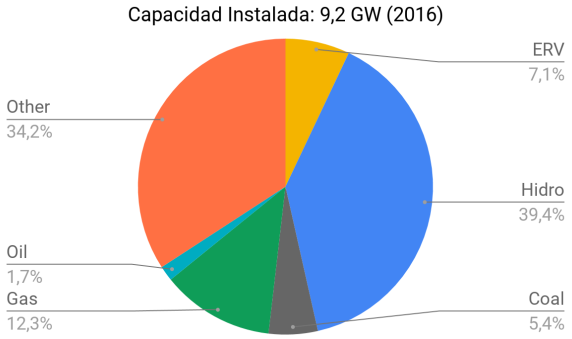

Figura 14. Composición de la matriz energética de Nueva Zelanda

Para gestionar los despachos y re-despachos en el sistema eléctrico, Transpower (el operador del sistema neozelandés) utiliza un software llamado "*Scheduling Pricing and Dispatch tool (SPD)*". Una vez recibidas las ofertas de los agentes por energía, y considerando el resultado del proceso de adjudicación de reservas, estas variables entran como *inputs* al SPD, el cual genera los siguientes *outputs*: precios marginales del sistema e instrucciones de despacho para generación y para reservas[22].

Características Técnicas de la definición de SSCC[23]

En Nueva Zelanda los SSCC se pueden categorizar en servicios de balance, control de voltaje, *black start* y control de frecuencia diferenciado hacia arriba y hacia abajo. El control de baja frecuencia corresponde a los servicios de *Fast Instantaneous Reserve* y *Sustained Instantaneous Reserve*, ambos buscan detener las caídas de frecuencia ante una contingencia con tiempos de activación de 6 y 10 segundos y una duración de respuesta de 60 segundos y 15 minutos respectivamente. El control de sobrefrecuencia consiste en la capacidad de desconectarse automáticamente ante alzas repentinas en la frecuencia del sistema.

Por otro lado, los servicios de balance son entregados a través del *Multiple Frequency Keeping* (MFK) el cual consiste en bandas de 8 MW (±4 MW) asignadas a cada unidad, dentro de la cual debe ser capaz de cubrir los desbalances entre oferta y demanda manteniendo la frecuencia del sistema. Por lo anterior, para participar en estos servicios solo es necesario cumplir con una capacidad de rampa de 0,4 MW por minuto por cada MW de la banda despachada. Adicionalmente, el servicio de *Back-up Single Frequency Keeping* (*Back-Up* SFK) es realizado por los agentes que pueden monitorear la frecuencia del sistema en forma independiente del operador, se requiere cuando el operador tiene problemas para entregar el MFK y posee características

[22] Documentos disponibles en numeral anterior y documentos "Market 101" disponibles en www.transpower.co.nz

[23] Documentos para cada SSCC disponibles en: https://www.transpower.co.nz/system-operator/electricity-market/ancillary-services-overview, último acceso: 27 de septiembre de 2018

similares a este servicio además de una exigencia de rampa de 10 MW por minuto cuando el error en la frecuencia supera los 0,2 Hz.

Finalmente, el sistema cuenta con servicio de control de voltaje suministrado por aquellos equipos o generados capaces de absorber o entregar energía reactiva y un sistema de *black start* con requerimiento de al menos 2 unidades capaces de proveer el servicio en cada isla.

Características Económicas para materializar cada SSCC[24]
La materialización de los servicios de baja frecuencia se realiza a través de subastas en un mercado con resolución de media hora y cuya asignación resulta de la co-optimización con el despacho de energía. El costo de estos servicios debe ser pagado por las unidades con capacidad mayor a 60 MW y por el operador de la transmisión del sistema. Las subastas también son utilizadas para materializar los servicios de balance MFK y *Back-Up* SFK. Por otro lado, para los servicios de sobrefrecuencia, control de voltaje y *black start* se utilizan contratos bilaterales directamente con el operador y cuya remuneración se realiza a través de un pago regulado.

Procedimientos para análisis y monitoreo de competencia [EA, 2011]
Respecto al análisis y monitoreo de la competencia en el sistema eléctrico de Nueva Zelanda, este es llevado a cabo por la autoridad eléctrica EMI, encargada de publicar periódicamente la información del sistema y realizar reportes mensuales que monitorean los precios de la energía, la evolución de las ofertas de los agentes, el *market share*, entre otros análisis.

3.12. Análisis y conclusiones de la revisión internacional

Previo a cualquier análisis comparativo, es necesario explicitar que los mercados eléctricos, requieren de los SSCC, de modo de satisfacer condiciones de seguridad, suficiencia, flexibilidad y calidad. En dicho contexto, es necesario identificar y explicitar claramente cuáles son los SSCC que requiere el sistema tanto a corto como largo plazo, tomando en consideración las condiciones particulares de cada sistema. Habiendo determinado la demanda por SSCC, a continuación es necesario identificar la oferta, es decir, quienes pueden y/o deben proveer dichos servicios. Tomando en consideración que los SSCC actúan en un mercado altamente relacionado al mercado de energía, uno de los objetivos es lograr que la asignación sea económicamente eficiente, es decir, que se logre bajo el criterio de competitividad, para cuyo efecto es clave el diseño de mecanismo de mercado considerando dichos criterios de eficiencia económica.

La revisión internacional refleja grados de heterogeneidad tanto en la forma de definir técnicamente los diversos Servicios Complementarios como en los mecanismos usados para

[24] Documentos disponibles en numeral anterior y documentos “Market 101” disponibles en www.transpower.co.nz

materializar la adquisición y compensación de los Servicios Complementarios. Dentro de los países revisados, existe poca semejanza en el diseño de mercado respecto del caso particular de Chile: una co-optimización de energía y SSCC con costos auditados y ofertas respectivamente, pero con una remuneración marginalista en energía y *pay-as-bid* en SSCC. Sin embargo es posible encontrar algunos elementos comunes que permiten entregar lineamientos de interés para un futuro diseño de mercados de SSCC en Chile.

Tomando en consideración lo anteriormente dicho, se debe tener en cuenta las particularidades de los sistemas de los casos que se han identificado para este estudio. Por ejemplo, en el sistema de CAISO, la participación ERV es de un 20,7%, a diferencia del sistema PJM que tiene una participación de 0,8%. Al comparar los SSCC de los diferentes países analizados, tal como se presenta en la tabla resumen, destaca el hecho que cada país establece como servicios complementarios básicos la regulación de frecuencia, regulación de voltaje y recuperación del servicio. No obstante, dependiendo del país (o mercado), existen otros SSCC que han ido siendo incorporados, acorde a las necesidades de cada sistema.

Desde la perspectiva económica siempre es recomendable reconocer los diferentes tipos de SSCC que requiere cada sistema, dado que de esa forma se pueden entregar señales correctas para que los proveedores tomen sus decisiones acorde a la demanda de dicho servicio. Por ejemplo, con el ingreso de las energías renovables variables (ERV) al mercado, se hace necesario reconocer la necesidad disponer de reservas con ciertos niveles de respuesta rápida (rampa) que permitan hacer frente a la incertidumbre asociadas a las fuentes de generación de ERV.

Tabla 1. Comparación de países[25]

	Obligatorio	Contrato Bilateral	Licitación	Mercado Spot
CPF	BR, UK,NW, IT, ES, PJM, PE, CA, NY, ER	NZ	NZ, DK, DE, UK	NZ, NW, AU,
CSF	_	BR, PJM	NZ, NW, IT, DK, DE, UK, PE	ES, AU, PJM, PE, CA, NY, ER
CTF	ES	BR, NW, PJM	IT, DK, DE	NW, AU, PJM, CA, NY, ER
Voltaje	NW, IT, ES, DK,	NZ, BR, DE	NZ, ES, UK, AU	_

[25] AU: Australia, BR: Brasil, CA: California, DE: Alemania, DK: Dinamarca, ER: ERCOT, ES: España, IT: Italia, NW: Noruega, NY: Nueva York, NZ: Nueva Zelanda, PE: Perú, PJM: Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection, UK: Gran Bretaña.

	UK, PJM, PE, CA, NY, ER			
PRS	CA, NY	NZ, BR, IT, ES, DE, UK	NZ, AU, PJM, ER	_

Complementando el análisis anterior, en relación a la forma en cómo se integran y retribuyen los SSCC, existen diferentes mecanismos de mercado. Independiente del esquema que sea aplicado, el objetivo principal es generar incentivos para que se concreten y/o viabilicen las inversiones en forma económicamente eficiente (operan y/o ingresan los oferentes más eficientes). En dicho contexto existe literatura que analiza diferentes formas en cómo se retribuyen los servicios complementarios, tales como [AEMO - AS P&R, 2015]. En la forma más tradicional, los SSCC son proveídos más como una obligación sujeta al mercado de energía. No obstante, hoy en día esta visión ha cambiado, de hecho en los casos analizados el SSCC forma parte de un mercado diferente al mercado de energía. En general, en la mayoría de los sistemas con estructuras de mercado del tipo subasta o licitación para SSCC, son los servicios asociados a los diversos tipos de reservas los que son materializados a través de estos mecanismos. El resto de SSCC asociados con regulación de voltaje o recuperación de servicio son materializados a través de contratos bilaterales o licitaciones. Dentro de los servicios de reservas, son los asociados a regulación secundaria y/o terciaria los que son materializados en subastas de corto plazo. En la mayoría de los sistemas revisados, reserva primaria o servicios de respuesta de frecuencia son materializados de manera obligatoria como una condición necesaria para participar en el sistema eléctrico, contratos bilaterales o a través de licitaciones de largo plazo.

Respecto a la forma de interacción de los mercados de reservas y el mercado de energía hay dos grandes paradigmas. Por un lado, en los sistemas de Estados Unidos, un esquema tipo *day-ahead market* donde las reservas y energía son *co-optimizadas* y los precios de energía y reserva surgen de variables duales de los problemas de optimización, reduciendo la necesidad de que los agentes tengan que estimar sus costos de oportunidad asociados a la provisión de reservas. Debido a que actualmente en Chile se hacen los despachos en tiempo real en base a listas de mérito, es importante señalar que los países que aplican este mecanismo poseen herramientas de optimización en tiempo real que les permiten hacer despachos y redespachos co-optimizando energía y reservas cada 3 horas, una hora o incluso 15 minutos. Por otro lado, en la gran mayoría de países europeos, un esquema *secuencial* donde las reservas se transan de manera independiente a la energía, usualmente en licitaciones de semanas o meses donde los pagos están asociados a las ofertas de cada agente (*pay-as-bid*) y que requiere que los agentes estimen los costos de oportunidad asociados al no uso de esa capacidad en reserva. Desde un punto netamente económico, un esquema de co-optimización debiese facilitar la asignación y compensación eficiente de energía y reservas, particularmente tomando en consideración la naturaleza de estos productos altamente relacionados. Potenciales argumentos a favor de los

esquemas secuenciales (particularmente materializados a través de procesos de largo plazo) es la certidumbre para el operador del sistema de contar con la capacidad necesaria para reservas. Sin embargo, en sistemas con alta penetración de energías renovables variables, la estimación de esta necesidad de reservas, en escalas de muy largo plazo, puede ser particularmente desafiante dada la naturaleza estocástica de la operación de los sistemas eléctricos. Similarmente, desde un punto de vista económico, la estimación de los costos de oportunidad para los agentes participando en estos procesos de asignación de reservas secuenciales de largo plazo puede ser extremadamente compleja. En las regiones CAISO, PJM, NYISO, Australia y Nueva Zelanda, es posible observar que para algunos SSCC se aplica exclusivamente la co-optimización, para otros se aplican exclusivamente licitaciones y/o subastas, y para otros una combinación de ambos. La ventaja de uno otro mecanismo y/o una combinación de estos u otros, dependerá de la estructura del mercado y el comportamiento estratégico de los agentes. En dicho contexto, si se enfrenta a un mercado altamente concentrado, y con incentivos para ejercer poder de mercado, el diseño del mecanismo debiera considerar a lo menos desincentivar el ejercicio del poder de mercado.

En base a la revisión internacional las principales lecciones incluyen:

1. Alto grado de heterogeneidad tanto en la definición como en los mecanismos de materialización entre sistemas.

2. Mercados para SSCC son relativamente nuevos. Mercados de corto-plazo están principalmente asociados a servicios de reserva secundaria y terciaria. Mayor sofisticación en la definición de servicios se observa en sistemas con alta penetración de energías renovables variables, como por ejemplo la definición de reserva de subida y bajada debido a los distintos requerimientos y oferentes para ambos servicios.

3. Pocos países tienen mercados para reserva primaria, lo que puede deberse principalmente a la característica distribuida que se requiere de este servicio para un correcto desempeño. En particular, para un alto requerimiento de rampa asociado a la reserva primaria, este sólo puede ser alcanzado si un número significativo de los generadores despachados participa en el servicio, lo que aumenta el poder de mercado de los agentes. Dos de los sistemas que cuentan con mercado spot para reserva primaria, Nueva Zelanda y Noruega, son predominantemente hidráulicos caracterizados por una gran inercia rotacional. Dicha característica hace que las desviaciones de frecuencia sean de pendiente muy reducida, lo que reduce tanto el requerimiento de potencia como de rampa de las unidades que prestan el servicio, aumentando la competencia en el mercado.

4. SSCC no asociados a reservas como regulación de voltaje o recuperación de servicio, en general, son materializados a través de contratos bilaterales o licitaciones de largo plazo. En particular la regulación de voltaje es un servicio predominantemente local debido a las

altas pérdidas asociadas al transporte de potencia reactiva a través del sistema de transmisión, y de costo despreciable (en un rango) debido al margen entre potencia activa y potencia aparente máxima de las máquinas síncronas. Adicionalmente, cuando el servicio comienza a representar un costo de oportunidad por reducción de potencia activa coincide con episodios de mayor carga del sistema, lo que acentúa la naturaleza local del servicio.

5. Dos grandes esquemas para interacción de SSCC de reserva con energía son:

   - *Mecanismo Secuencial:* donde reservas y energía son manejados de manera independiente y es la forma usual de interacción en Europa.

   - *Mecanismo de Co-Optimización:* donde reservas y energía son manejados de manera conjunta y es la forma usual de interacción en mercados de Estados Unidos.

6. Unidades internas de monitoreo de mercado en los operadores de sistemas se han creado para detectar y mitigar poder de mercado. Similarmente agencias externas de monitoreo evalúan el comportamiento de los mercados en diversos sistemas de Estados Unidos y Europa. Las metodologías usadas para evaluar potencial poder de mercado son bastante homogéneas en los diversos sistemas analizados. Incluyen principalmente el uso de índices estáticos de concentración y análisis de comportamiento de las ofertas de los agentes. El análisis es, en general, hecho por una entidad externa al operador del sistema y analiza de manera manual el *performance* del mercado, en base a lo cual propone mejoras y/o medidas de mitigación.

7. Existe consenso que el monitoreo y análisis de competencia en mercados eléctricos es necesario. Sin embargo, su implementación es altamente desafiante y requiere de un aprendizaje continuo. No existe una herramienta cuantitativa única, y el análisis debe basarse principalmente en una multiplicidad de indicadores cuantitativos y cualitativos, y análisis experto.

4. Metodología para el Análisis de Condiciones de Competencia

El análisis de condiciones de competencia es un paso previo fundamental para poder diseñar un mecanismo de mercado bajo criterios de eficiencia económica (EE). En dicho contexto, el objetivo del análisis es identificar cuales son los factores que podrían alejar la asignación económica de un equilibrio de mercado competitivo. Uno de los factores más relevantes en el análisis es determinar el poder de mercado.

El poder de mercado se define como la habilidad de una empresa o grupo de empresas para alterar rentablemente los precios por sobre los niveles competitivos [Stoft, 2002, Twomey et. Al., 2005]. Es importante comprender que esta definición ha surgido a la luz de las regulaciones que buscan identificar y corregir situaciones que atentan contra la libre competencia. En dicho contexto, dichas regulaciones establecen metodologías que buscan identificar la existencia de poder de mercado. Dichas metodologías consideran la aplicación tanto de índices (Market Share, HHI, Residual Supply Index, Residual Demand Index, Must Run Ratio, Pivotal Supplier Indicator, Lerner Index) como de modelos de comportamiento estratégico (Cournot, entre otros) [Twomey et. Al., 2005].

Es importante tener presente que existen algunas de variantes en la definición de poder de mercado, las cuales tratan de explicitar en forma más precisa cual es el mercado de análisis. Por ejemplo, la siguiente definición establece que “El poder de mercado se define como la habilidad de una empresa o grupo de empresas para alterar rentablemente los precios por sobre los niveles competitivos por un período significativo de tiempo.” En esta definición, el Depto. de Justicia de US (DOJ) y la Federal Trade Commission (FTC), consideran como período significativo uno o dos años. En el caso de Reino Unido, la agencia reguladora Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets) también reconoce la duración del poder de mercado. De manera similar la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en Estados Unidos reconoce esta dimensión temporal en la definición de mercado, especialmente tomando en consideración el hecho que, en mercados complejos como es el caso del mercado eléctrico, las situaciones de potencial poder de mercado pueden aparecer constantemente. En particular, poder de mercado en sistemas eléctricos es una directa consecuencia de restricciones de transmisión que reduce los mercados relevantes, baja capacidad de almacenamiento de electricidad y la baja elasticidad de la demanda por electricidad [Twowey, 2005].

Basado en lo anterior, un mercado (o potencial mercado) donde por razones tanto de índole estructural y/o de diseño resulta (o resultaría) en precios alejados de los niveles competitivos es un mercado donde es necesario algún tipo de intervención (o rediseño) para reducir y mitigar el potencial abuso del poder de mercado. En el caso del presente estudio el análisis se enfocará en estudiar los niveles de competencia en potenciales mercados para servicios complementarios, utilizando y desarrollando metodologías para el análisis de poder de mercado. Como resultado de

este análisis se entregarán lineamientos sobre las estructuras de mercado más plausibles de ser implementadas en las condiciones actuales y futuras.

La presente sección revisa y analiza críticamente las principales metodologías para el análisis de competencia, relevantes para estudios de la naturaleza del presente estudio donde los mercados a estudiar no han sido implementados. En particular, se revisan índices estáticos, simulaciones basadas en mecanismos determinados (Cournot, SFE) y el análisis pivotal de rentas. De especial relevancia es analizar críticamente la efectividad de cada una de estas metodologías tomando en consideración las características relevantes de los sistemas eléctricos. Un resumen de estudios y metodologías considerando artículos de índole académico y agencias de monitoreo de mercado en diversos sistemas eléctricos se presenta. Finalmente, se presenta una descripción detallada de la metodología a utilizar para el análisis de condiciones de competencia en Chile.

4.1. Índices Estáticos

Una de las herramientas más utilizadas por su facilidad de implementación son índices estáticos relacionados con la concentración de agentes en el mercado. La facilidad de utilización de estos índices contrasta con la efectividad para realmente analizar los niveles de competencia. Es por lo tanto importante reconocer las limitaciones de estos índices, particularmente para aplicaciones asociadas a los mercados eléctricos. Sin embargo, al revisar las metodologías utilizadas por diversas agencias y unidades de monitoreo de mercado, índices estáticos sí son utilizados de manera extensiva. Teniendo el cuidado necesario de considerarlos como un elemento más a considerar para evaluar las condiciones de competencia. También es importante destacar que en la mayoría de los casos estos indicadores se estiman ex-post, es decir, a partir de información existente de mercado como son precios y cantidades. En el contexto de este estudio estos indicadores serán usados ex-ante, antes que los mercados se desarrollen.

La construcción de las definiciones de los siguientes índices estáticos revisados está basada en las siguientes referencias bibliográficas: [MSA - MGMP, 2012], [MIT - MMP, 2005], [PJM - E&AS MO, 2018], [IADB - MP, 2017], [EA, 2011]. Al final de esta sección, se presenta en la Tabla 2 un resumen del uso de estos índices en las metodologías de análisis de competencia en los sistemas eléctricos revisados en la Sección 4.

4.1.1. Market Share

Consiste una métrica simple que expresa el porcentaje del mercado que es entregado por una misma firma respecto al tamaño total del mercado. Para entregar más detalles sobre la competitividad a mercado, a menudo se utiliza para calcular *Concentration Ratios*, los cuales

consisten en la porción de mercado que es controlado por los *n* agentes más grandes. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$MS_i = \frac{c_i}{\sum_{i=1}^{N} c_i}$$

donde c_i representa la capacidad de la empresa i.

Pros: Métrica estándar y popular debido a su simpleza y a que requiere de poca información (generación o capacidad).

Contras: Ignora el lado de la demanda, incentivos estratégicos y problemas de congestión. No se ajusta bien cuando el mercado posee condiciones dinámicas. Para el caso de los *concentration ratios* no entrega información sobre los tamaños relativos de los principales agentes.

4.1.2. Herfindahl-Hirschman Index (HHI)

Esta métrica se define como la suma de los cuadrados del *Market Share* de todos los agentes en el mercado, con un valor máximo de 10.000 para el caso de un mercado monopólico. El objetivo de esto es entregar una idea de la distribución relativa del mercado entre los agentes que lo componen. De este modo, un HHI alto indica una gran concentración de mercado, ya que indicaría que existen pocas firmas (cada una con un gran porcentaje del total), o bien, existen grandes diferencias entre la penetración de mercado de cada firma, por ejemplo, una empresa grande con gran participación junto a muchas empresas pequeñas. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$HHI = \sum_{i=1}^{N} (MS_i)^2$$

donde MS_i es el market share de la empresa i.

Pros: Al igual que el *Market Share* posee un amplio uso, aunque en gradual retirada (ver por ejemplo [Farrel y Shapiro, 2010]), debido a su simplicidad y a que su análisis entrega una buena aproximación sobre el comportamiento del mercado.

Contras: Del mismo modo, tampoco captura la elasticidad de la demanda o las dinámicas del mercado según la hora del día (horas peak). Resulta desafiante la definición apropiada

del mercado y de los *thresholds* a monitorear. Además, cuando se utiliza la capacidad de los generadores se sobreestima el poder de mercado de aquellos generadores de gran capacidad pero con altos costos.

4.1.3. Pivotal Supplier Indicator (PSI)

Este indicador busca medir el potencial poder de mercado considerando la oferta y la demanda, para esto se analiza para cada generador qué tan necesario (pivotal) es para servir la demanda, revisando para cada hora si es que la capacidad total del sistema sin el generador es mayor o no a la demanda. De esta forma, para cada hora el PSI funciona como un indicador binario sobre si el generador es pivotal (1) o no (0). Usualmente, se considera un espacio de tiempo mayor y se considera el porcentaje del tiempo en que cierta unidad es pivotal para el sistema [Twomey et Al. 2005], [Green & Newbery, 1992]. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$PSI_i = I(D > \sum_{j \neq i} c_j)$$

donde I es la función indicatriz, D la demanda y c_i la capacidad del oferente i.

Pros: Considera la demanda en su análisis y se capturan las dinámicas del mercado.

Contras: Resulta difícil definir en forma apropiada las regiones a utilizar debido a las congestiones e ignora potenciales comportamientos entre firmas, como colusión entre ellas.

4.1.4. Residual Supply Index (RSI):

Posee un cálculo similar al PSI pero no se expresa de forma binaria, el indicador RSI mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los i generadores más relevantes. Lo anterior queda expresado en la fórmula:

$$RSI_i = \frac{\text{Total capacity} - \text{Supplier } i\text{'s relevant capacity}}{\text{Total demand (Plus Ancillary Services)}}$$

De este modo, si es que el RSI es mayor a 100% significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos i agentes deberían tener poca influencia en el mercado. Usualmente se realiza en mercados como CAISO y PJM, en donde se utiliza el *Three Pivotal Supplier Test* que en la práctica resulta ser un RSI3. Posee las mismas

fortalezas y debilidades que el PSI, pero se destaca que además analiza posibles complementariedades entre las firmas más relevantes.

4.1.5. Residual Demand Analysis:

Corresponde a una métrica de carácter *ex-post* que busca medir el incentivo de ejercer poder de mercado a través del análisis de la curva residual de demanda que ve el generador. Para realizar este cálculo se resta de la curva total de demanda todas las curvas de oferta provenientes de los demás participantes del mercado. En un mercado competitivo, los agentes deberían enfrentar una curva residual de demanda muy elástica, por lo que habrían oportunidades para ejercer poder de mercado elevando los precios a través de *withholding.* Por otro lado, una firma pivotal para el sistema enfrentará una curva residual de demanda muy inelástica y existen casos intermedios en que puede existir un rango de precios en el cual el agente puede ejercer poder de mercado.

Pros: Considera elasticidad entre la oferta y la demanda. Posee justificación teórica debido a su demostrada relación con el *Lerner Index*.

Contras: No considera restricciones de transmisión al momento de crear las curvas residuales de demanda, las cuales pueden disminuir la elasticidad de esta, incrementando el potencial de ejercer poder de mercado. Además, realizar este análisis requiere saber exactamente las ofertas realizadas por cada agente, lo cual a veces no es información que se encuentra disponible.

4.1.6. Lerner Index (LI):

Este indicador se basa en el supuesto de que en un mercado competitivo, los agentes tomadores de precios deberían realizar ofertas equivalentes a su costo marginal. Por lo tanto, un generador que con frecuencia oferta sobre su costo marginal podría estar ejerciendo poder de mercado, por lo que monitorear esta diferencia podría ayudar a identificar estas prácticas. Así, con P representando el precio ofertado por la firma (que coincide con el precio pagado en un esquema pay-as-bid) y MC el costo marginal de la unidad, el LI se calcula como:

$$LI = \frac{P - MC}{P}$$

Pros: Simple de aplicar y entender, no requiere definir geográficamente el mercado y resulta útil para analizar tanto resultados teóricos *ex-ante* como datos empíricos *ex-post*.

Contras: La mayor dificultad radica en determinar el costo marginal, ya que usualmente se utiliza el costo variable de la unidad, pero pueden existir costos de oportunidad o costos variables adicionales difíciles de cuantificar o auditar (como en el caso de las reservas) y que la unidad si considera al momento de realizar su oferta. Además, los costos marginales pueden verse afectados por factores distintos al poder de mercado, por lo que resulta difícil interpretarlos.

4.1.7. Must Run Ratio (MRR):

El MRR se define como la escasez que generaría un generador al sistema eléctrico si este sale de servicio dividido en su capacidad total, es decir, el porcentaje de carga que se deja de abastecer al sistema con respecto a la capacidad del generador [Feng - MRI, 2008]. Es un indicador estático y que no requiere resolver problemas de despacho económico. La fórmula es:

$$MRR = \frac{\text{MRC of A}}{\text{Capacity of A}}$$

Donde MRC (Must Run Capacity) es la capacidad que dejaría de abastecer el generador A al salir de servicio. Por ejemplo, un MRR de 85% significa que 85% de la capacidad del generador es necesario para satisfacer la demanda. Mientras más alto este valor, es más probable que el generador esté habilitado para ejercer poder de mercado.

Pros: Provee información útil sobre lo que sucede en las situaciones de congestión.

Contras: Del mismo modo que otras indicadores que miden concentración de mercado, solo indica la posibilidad de ejercer poder de mercado pero no el ejercicio efectivo de este.

4.1.8. Nodal Must-Run Share (NMRS):

Representa el mínimo *market share* requerido por un generador para satisfacer una demanda dada considerando la diferencia geográfica entre cada barra. La definición es análoga al índice MRR.

Pros: Representación más realista de la influencia de la topología del sistema.

Contras: Del mismo modo que el MRR, solo indica la posibilidad de ejercer poder de mercado pero no el ejercicio efectivo de este.

4.1.9. Output Gap

Corresponde a una forma de estimar el potencial *economic withholding*, para determinar este índice se observan los precios del market clearing y luego, para cada agente, se determina cuál debiese ser la respuesta óptima de este frente a dichos precios, y luego se compara con el resultado real del despacho, con lo cual se puede analizar si existe o no evidencia de comportamiento estratégico [POTOMAC - MISO, 2018].

Pros: Estimación directa de abuso de poder de mercado.

Contra: Resultados dependientes de parámetros de modelación y simulación tanto del sistema como de los agentes.

4.1.10. Churn Rate

Se utiliza como indicador de liquidez y se define como la cantidad de veces que la energía generada en un mercado se comercializa posteriormente. Para su cálculo se utiliza la proporción entre el volumen de todos los intercambios de energía realizados dentro de un mismo mercado respecto a la demanda total, es decir, la suma sobre el volumen transado por cada agente y luego la suma sobre todos los agentes, dividido por la demanda total [ACER - MMR, 2017].

Pros: Es un indicador muy utilizado para medir la liquidez de un mercado (mayor liquidez implica más elevado el indicador). Si la liquidez es baja esto es señal de la existencia de barreras de entrada.

Contra: Cuando en un mercado se asignan los SSCC a través de subastas reguladas, este indicador entregará una señal que podría estar errada respecto de la existencia de barreras de entrada. En dicho contexto, este indicador tiene una mejor aplicación en mercados en los cuales los oferentes y demandantes, por los SSCC, transan libremente tal como ha ocurrido en mercados mayoristas de gas en Europa.

Nota: La liquidez de un mercado se define como la capacidad de poder transar grandes volúmenes de productos (como la electricidad) de una forma eficiente, sin que ello implique ajustes importantes en el precio.

Tabla 2. Metodologías de monitoreo de mercado utilizadas por cada sistema

Autor	Lugar	Metodologías	Breve descripción
AER (2018)	Australia	HHI, RSI	Análisis del impacto de las firmas más grandes del mercado y el posible ejercicio de poder de mercado con los índices HHI y RSI. Adicionalmente se analiza cualitativamente las barreras de entrada y salida por un lado, y la conducta de las firmas, por otro.
ACER (2016)	Europa	Churn Rate	Se utiliza el churn rate como índice de liquidez del mercado. Se compara el churn rate entre los países.
CNMC (2015)	España	HHI, Churn Rate	Utilización del HHI agrupando por zonas, tecnologías y energía despachada promedio para medir el nivel de concentración del mercado en distintas situaciones y escalas de tiempo. Medición y análisis de liquidez de los mercados diario y a plazo.
DERA (2017)	Dinamarca	HHI	Comparación de concentración del mercado por zonas usando HHI. Análisis de convergencia de precios respecto de Nord Pool.
GME (2013)	Italia	-	Monitorea regularidad de los precios buscando explicaciones físicas y estratégicas de estos cuando se desvían considerablemente de lo esperado.
NordReg (2014)	Nord Pool	HHI	Cálculo de índice HHI para los países pertenecientes al NordPool. Comparación de concentración entre países pertenecientes al Nord Pool según índice HHI calculado.
Potomac (2017)	ERCOT	RDI, Estimación "output-gap"	Uso de RDI como indicador de potencial agente pivotal. Estimación del "output-gap" y explicaciones de este según el comportamiento de los agentes.
Potomac (2017)	ISO-NE	Supplier	Análisis de: repartición y concentración de

		Market Share, HHI, Pivotal Tests, Estimación "output-gap"	mercado, pivotalidad de los agentes. El foco del análisis es capturar el nivel ejercicio de poder de mercado que no es capturado por las unidades de mitigación automática de ISO-NE. Estimaciones del "output-gap" económico y físico.
Potomac (2017)	MISO	Pivotal Supplier Indicator	Evalúan el poder que tiene un agente de generar escasez en la oferta y también de aumentar la frecuencia en que se satura la transmisión. Identificación de áreas claves.
Potomac (2017)	NYISO	Estimación "output-gap"	Evaluación de performance del proceso automático de mitigación de poder de mercado mediante estimación del "output-gap".
Chakrabarti, B. and Goodwin, D. (2008)	NZEL	HHI, Pivotal Tests, RDI, RSI, LI	Menciona varios índices utilizados para detectar concentración de mercado y hace análisis aplicado al mercado eléctrico de Nueva Zelanda.
OFGEM (2017)	UK	Churn Rate, HHI	Análisis de liquidez del mercado y concentración de los agentes utilizando los índices Churn Rate y HHI.

4.2. Simulaciones de Mecanismos

Aún cuando los índices de poder mercado permiten identificar condiciones de potencial existencia de poder de mercado, es necesario disponer de metodologías que permitan caracterizar el impacto si ese poder de mercado se está ejerciendo en la realidad. En dicho contexto, cuando la estructura del mercado es del tipo oligopólica, es factible recurrir a mecanismos simplificados de interacción que se resuelven numéricamente para caracterizar los posibles estados de equilibrio del mercado. Al final de esta sección, se presenta en la Tabla 3 un resumen del uso de este tipo de simulaciones en sistemas eléctricos.

4.2.1. Cournot Model

Uno de los modelos más utilizados por su simplicidad es el modelo de Cournot [Kirschen & Strbac, 2004]. En su versión más sencilla el modelo de Cournot considera bienes homogéneos. Ya sea que son dos o más las empresas que participan en el mercado, el modelo de Cournot se construye bajo el supuesto que las empresas deciden en forma simultánea sus niveles producción, bajo el supuesto que maximizan su utilidad tomando en consideración el comportamiento de la competencia.

El modelo de Cournot, asume que las empresas tienen poder de mercado. Ello implica que las empresas eligen su nivel de producción maximizando su utilidad, para cuyo efecto cada empresa se ve enfrentada a un demanda residual. El modelo de Cournot corresponde dentro de la categoría de juegos simultáneos, en el cual se busca aquel punto donde todas las empresas no tienen incentivos para cambiar su nivel de producción, lo cual se conoce como Equilibrio de Nash.

> **Pros**: El modelo de Cournot es uno de los más recurrente en aplicaciones de mercados oligopólicos. Este modelo es sencillo de aplicar.
>
> **Contras:** Para algunos investigadores [Twomey et Al., 2005], este no es el mejor modelo para representar el comportamiento de un mercado oligopólico de generación eléctrica, especialmente por el hecho que las empresas ofrecen no solo cantidades, sino también hacen ofertas de precio, caso en el cual un mejor modelo podría ser uno basado en Supply Function Equilibrium donde la competencia es en precio y cantidad, o Bertrand donde la competencia es en precios. De igual manera existe evidencia sobre la dificultad para realizar predicciones cuantitativas, particularmente en sistemas eléctricos, dado lo sensible de los resultados a supuestos de entrada como por ejemplo la elasticidad de la demanda [Stoft, 2002].

4.2.2. Bertrand Model

Una alternativa al modelo de Cournot es el modelo de Bertrand donde las estrategias de la competencia son basadas en precios. El modelo de Bertrand se construye sobre los mismos supuestos del modelo de Cournot, decir, las firmas que buscan maximizar su utilidad tomando en consideración el comportamiento de la competencia, producen bienes homogéneos, con igual costo marginal y sus decisiones son tomadas en forma simultánea. No obstante las similitudes de Cournot vs. Bertrand, a diferencia del modelo de Cournot, en un Bertrand las estrategias son basadas en precio en lugar de estrategias de cantidades de producción sobre la cual se construye el modelo de Cournot.

Pros: El modelo de Bertrand, al igual que Cournot, es sencillo de aplicar. En un modelo de Bertrand, el equilibrio de Nash corresponde a una condición de competencia perfecta, es decir, para cada empresa lo óptimo es utilizar una estrategia donde su precio de oferta se iguala al costo marginal.

Contras: El modelo de Bertrand tiene como principal crítica el hecho que la hipótesis asume que cualquier estrategia de desviación de precio de alguna de las empresas, ello implica una pérdida total de la demanda por parte de la empresa que fija el precio más alto. Esta hipótesis es considerada extrema, dado que no considera restricciones de capacidad de los oferentes. De hecho cuando existen restricciones de capacidad, el equilibrio se aproxima al resultado del modelo de Cournot.

4.2.3. Supply Function Equilibrium (SFE)

Otro modelo para el estudio de interacción estratégica, donde agentes compiten en precios y cantidades es el Supply Function Equilibrium (SFE). Introducido inicialmente por Klemperer y Meyer [Klemperer & Meyer, 1989] para un modelo con demanda incierta, agentes simétricos y un mercado de un período, ha sido utilizado en estudios asociados a mercados eléctricos desde el trabajo de Green y Newberry [Green & Newberry, 1992].

Pros: Permite una representación más alineada con la estructura usual de mercados eléctricos comparado con el caso de Cournot y Bertrand [Rudkevich, 2002]. Modelos de SFE son menos sensibles a la especificación de la demanda.

Contras: Problemas similares a las otras metodologías de mecanismos específicos: altamente dependiente de parámetros y supuestos y poco valor cuantitativo. Sufren de multiplicidad de equilibrios. Además se necesitan datos de costos y de restricciones de capacidades.

Tabla 3. Metodologías de análisis de equilibrio aplicadas en estudios[26]

Autor	Lugar	Metodologías	Breve descripción
Bushnell, Mansur y Saravia (2004)	CAISO, ISO-NE, PJM	Cournot	Comparación del performance de los mercados de CAISO, ISO-NE y PJM. Simulación de precio indican comportamientos similares en los 3 sistemas.
Arellano (2003)	Chile	Cournot	Simulación del mercado chileno como si fuese liberalizado. Se encontró un aumento de la capacidad de ejercicio de poder de mercado.
Green (1996)	UK	SFE	Simulación de equilibrio de mercado asumiendo potenciales reformulaciones de políticas. Resultados muestran que se promueve competitividad pero tiende a reducir bienestar social.
Baldick et. al. (2004)	UK	SFE	Resultados muestran que, bajo una mediana elasticidad de la demanda, la división de un duopolio en tres firmas reduciría el precio de mercado en un 25%.
Willems et. al. (2009)	Alemania	SFE/Cournot	Comparación de ambos métodos, se descubre poder de mercado con ambos. Se recomienda Cournot para análisis de corto plazo y SFE para análisis de largo plazo.

4.3. Rentas Pivotales

La metodología de rentas pivotales se puede resumir, brevemente, como la forma de determinar las rentas económicas de las firmas en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos. Una descripción detallada y la fundamentación matemática de lo que sigue se puede encontrar en Capitulo 13 de [Krishna 2010].

Cualquier mecanismo que se utilice para subastar las reservas, es equivalente a un mecanismo donde los agentes revelan su estructura de costos y además tienen incentivos a revelarla de forma veraz (compatibilidad de incentivos). Esto es lo que se denomina “Principio de la revelación”. Más

[26] Extracto de [IADB - MP, 2017]

aún, en cualquier mecanismo directo y compatible en incentivos, los pagos esperados y las rentas esperadas de cada firma quedan completamente determinados (salvo una constante independiente de la estructura de costos) por la asignación de las reservas. De aquí se concluye, en particular, que cualquier mecanismo que asigne eficientemente entrega, salvo esta constante, las mismas rentas a las firmas. Finalmente, esta constante se puede determinar, para minimizar los pagos esperados, de forma que las firmas obtengan rentas no negativas, incluso en el peor caso.

Como una forma particular de implementar la asignación eficiente es a través de un mecanismo VCG, se puede concluir que los pagos de cualquier mecanismo eficiente que minimice costos son aquellos de un mecanismo VCG generalizado. Más aún, los rentas económicas en un mecanismo VCG son fáciles de calcular, y están dadas por la contribución marginal al sistema. Esto es, la diferencia entre los costos del sistema cuando la firma está disponible y cuando no lo está. Éstas se denominan rentas pivotales.

La pivotalidad de una firma está dada, entonces, por la diferencia en los costos del sistema cuando esa firma no está presente y cuando sí lo está. En términos matemáticos, si se considera que existen i firmas, cada una con costos $c_i(R_i)$ y una necesidad que debe ser cubierta de R, las rentas pivotales de la firma π_i vienen dadas por:

$$\pi_i = \min_{\{R_j\}_{j\neq i}} \sum_j c_j(R_j) - \min_{\{R_j\}_{j=1,\dots,n}} \sum_j c_j(R_j)$$
$$\sum_j R_{j\neq i} \geq R \quad \sum_j R_j \geq R$$

Con esto, una cota inferior para el costo total para el Coordinador viene dada por:

$$C = \sum_j c_j(R_j^*) + \sum_j \pi_j$$

De este modo, el indicador del nivel de competencia de un mercado viene dado por:

$$I = \frac{\sum_j \pi_j}{\sum_j c_j(R_j^*)}$$

Este indicador captura la proporción entre los costos debidos al poder de mercado de las firmas y aquellos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas.

Pros: La metodología no depende de la implementación de un mecanismo determinado (Cournot, SFE, etc.). Considera las rentas informacionales que un agente obtendrá en cualquier mecanismo con información incompleta. Tiene una fundamentación teórica sólida, puesto que son las rentas generadas por un mecanismo VCG, y más generalmente por un mecanismo que despacha eficientemente y no deja rentas innecesarias a los agentes.

Contras: Entrega solamente una cota inferior cuya realización sí dependerá en la práctica de las reglas del mecanismo implementado. Depende, como todas las otras metodologías, de una correcta estimación del rango en que se mueven las funciones de costos de las firmas.

4.4. Análisis y conclusiones de revisión metodológica

Los resultados de cada una de las metodologías analizadas deben ser analizados con sumo cuidado, debido a la inexistencia de una metodología robusta, que entregue resultados confiables en todos los casos. Esto es incluso válido para problemas simples, con bienes homogéneos y forma de competencia estándar. En el caso eléctrico, y dadas las características del sistema físico asociado, esto es aún más cierto. Las complejidades inherentes a un bien no almacenable, que debe satisfacer una demanda en tiempo real, y donde hay restricciones físicas en la red de transmisión y sistemas de generación, implican que un indicador puede entregar indicios equivocados en ciertas situaciones.

Así, por ejemplo, indicadores como Market Share y HHI pueden reflejar mal el nivel de competencia de un mercado. Cuando la capacidad ofertada está muy cerca de la demanda, incluso un mercado muy atomizado entregará precios muy por encima del costo marginal. Indicadores que intentan hacerse cargo de la relación entre oferta y demanda, como PSI, RSI y MRR no toman en cuenta el costo marginal que implica que un generador no se encuentre disponible. Por ejemplo, un generador puede ser no pivotal (de acuerdo a PSI) puesto que se puede satisfacer la demanda sin él, sin embargo el generador que debiera producir en tal caso puede ser mucho más caro.

Un indicador como RSI, que estima la demanda residual, considera los incentivos de parte de una firma para ejercer poder de mercado. Sin embargo, la estimación de la elasticidad de la demanda residual es compleja, y requiere entender el comportamiento de las otras firmas. Es decir, requiere estimar el equilibrio de la interacción estratégica, lo cual es difícil de hacer en general y no muy robusto a las suposiciones que se hagan sobre las características de cada firma.

Esta familia de indicadores, a pesar de sus deficiencias, son útiles puesto que producen errores sólo por considerar que mercados son competitivos cuando no lo son. Es decir, producen falsos

positivos. Esto permite utilizarlos como un índice preliminar, que descarta la existencia de competencia en ciertos mercados.

Indicadores como el Lerner index requieren conocer los costos marginales de los agentes. En el caso de reservas, éstos no son fáciles de calcular. Puede considerarse el Lerner Index como el mejor índice que mide el nivel de competencia, pero que es imposible de calcular. En efecto, si se conocieran los costos marginales, una subasta sería innecesaria.

La simulación de equilibrios de mercado tiene dos problemas fundamentales. Por un lado, que requiere suposiciones específicas respecto al mecanismo de competencia utilizado. Como los mecanismos para los cuales es factible computar equilibrios son muy simples, los mecanismos utilizados (Cournot, SFE) están en general lejos de aquellos que en realidad se utilizan en la práctica. Por lo tanto, extrapolar resultados de la simulación a la situación real puede llevar a errores importantes. Un segundo problema es la falta de robustez de los equilibrios cuando se modifican parámetros como la elasticidad de la demanda. Incluso cuando el modelo resulta ser una buena aproximación de la realidad, pequeñas diferencias en la estimación de parámetros clave lleva a soluciones que difieren en órdenes de magnitud. Por esto, el tipo de aprendizaje que se puede hacer a partir de los modelos es más cualitativo que cuantitativo.

Finalmente, el análisis de rentas pivotales se hace cargo de las falencias de los otros indicadores señaladas anteriormente. Por un lado, toma en cuenta la oferta y la demanda, así como los precios a los que las cantidades son ofertadas en caso de "*withhold*" por parte de un agente. Por otro, provee información que es relevante para cualquier mecanismo utilizado. A pesar de esto, dos consideraciones son necesarias. Por un lado, las rentas indicadas por esta metodología son una cota inferior de lo que se obtendrá en la práctica, por lo que la existencia de condiciones de competencia y por lo tanto una subasta, sólo se verán justificadas si el mecanismo está bien diseñado y su costo se acerca a esta cota. Por otro, y como cualquier indicador que se desee construir y tenga significado económico, los indicadores son sensibles a la especificación que se haga de los agentes de la industria y sus funciones de costo.

4.5. Propuesta Metodológica Detallada para el caso Chileno

Desde la perspectiva de la eficiencia económica, el objetivo es disponer de un mercado de SSCC competitivo. Teóricamente, para que un mercado sea competitivo se deben cumplir una serie de condiciones, tales como la existencia de bajas barreras de entrada y salida, un número suficiente de competidores que minimice el comportamiento estratégico, y un diseño que evite los comportamientos colusivos, entre otros aspectos. En dicho contexto, para determinar si un mercado es competitivo es necesario realizar un análisis de competitividad, abordando aspectos estructurales, conductuales y de desempeño. Cuando los mercados aún no han sido

implementados, es decir, están en etapa de previa a la puesta en marcha, el análisis clave es del tipo estructural, dado que a partir de éste se pueden identificar potenciales factores que podrían incentivar un comportamiento estratégico y consecuentemente el ejercicio de poder de mercado. Aspectos de carácter conductual y de desempeño son centrales de analizar una vez que los mercados para SSCC hayan sido implementados, dado que se requiere de la información acerca de la operación real de estos. Sin perjuicio de esto último, hay que señalar que un análisis estructural detallado puede arrojar luces respecto a los indicadores de desempeño que conviene monitorear ex-post.

El presente estudio se enfoca en analizar las condiciones de competencia para potenciales mercados (no implementados) de SSCC. De esta manera, el enfoque de los análisis se centrará mayoritariamente en aspectos estructurales representativos de competitividad.

Dichos aspectos estructurales consideran un análisis cualitativo de condiciones de competencia donde se analizan aspectos relevantes para un potencial mercado de SSCC en lo referente a:

- Elasticidad de la demanda.
- Barreras de Entrada.
- Economías de Escala.
- Oferta Potencial.
- Impacto de nuevas tecnologías.

Aspectos estructurales serán evaluados cuantitativamente aplicando la metodología propuesta de 4 Tests de competitividad descritas presente estudio. Dicha metodología considera la aplicación de 4 Tests de competitividad diferenciados por la complejidad de los indicadores y la consideración de mayores aspectos operacionales. La estructura general de los tests de competitividad se presenta en la Figura 15.

La propuesta metodológica se construye en base a un esquema de 4 *Tests de Competitividad* aplicados para cada tipo de producto asociado a los SSCC de interés reflejados en la Figura 15. Los Tests 1 y 2 no consideran aspectos de costos y calculan indicadores estáticos como Market Share, HHI y RSI-3. Los Tests 3 y 4 se basan en cálculo de rentas pivotales. Desde un punto de vista metodológico, cada test agrega niveles adicionales de complejidad tanto en la consideración de condiciones y restricciones físicas (congestión) que pueden impactar los niveles de competencia, así como en la metodología aplicada internamente en el test desde índices estáticos a análisis pivotal de rentas. El resultado de aplicar y analizar los 4 tests puede ser: No existen condiciones de competencia o No se descartan condiciones de competencia.

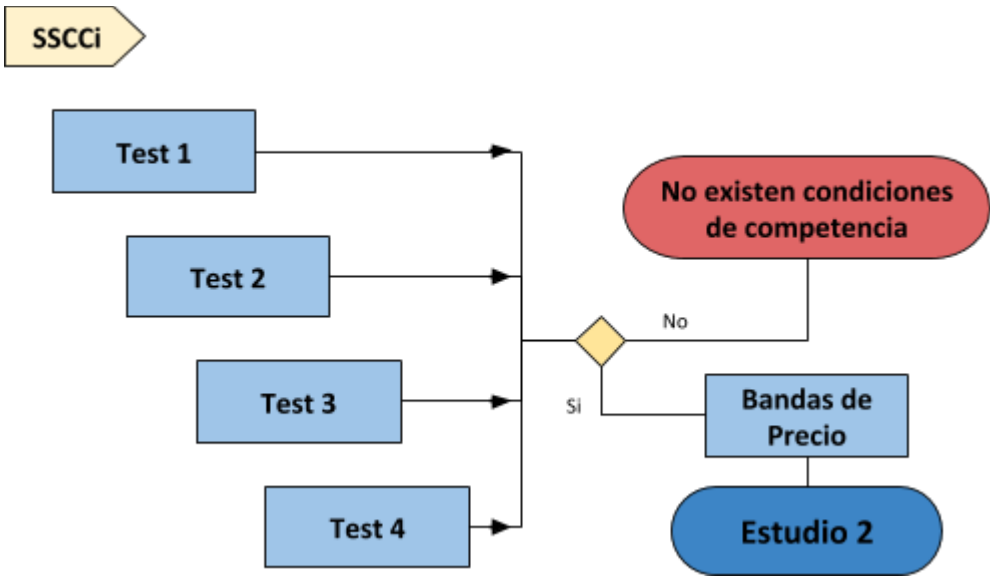

Figura 15. Diagrama de flujo de metodología

En los Tests 1 y 2, se utiliza un indicador que sólo podría arrojar falsos positivos: arrojar que en un mercado existan condiciones de competencia cuando en realidad no las hay. Más aún, es posible decir que el indicador arroja falsos positivos cuando la estructura de costos de la industria es asimétrica. Esto porque al considerar sólo la cantidad de oferta residual, y no los precios a los que ésta puede ser ofertada, puede subestimar el poder de mercado de una firma si las firmas que tendrían que reemplazarla son más caras.

En los Tests 3 y 4, para evitar este problema, se utiliza la metodología de rentas pivotales. Ésta considera el costo para el sistema de la no-participación de un agente, que toma en cuenta tanto la cantidad que debe ser reemplazada como el precio que tendrá este reemplazo.

4.5.1. Test 1: Índices Uninodales

El Test 1 considera el cálculo de una serie de índices estáticos (Market Share, HHI, RSI), siguiendo la experiencia de las mejores prácticas internacionales, para los 365 días de un año representativo considerando indisponibilidades y mantenimiento para la salida y/o cambios en la oferta. Es importante que el test de RSI sólo arroja falsos positivos, por lo tanto es un buen indicador para descartar la competencia en ciertos mercados. Un mercado donde al desaparecer un agente queda con una oferta residual pequeña (comparada con la demanda) no puede ser competitivo. Es posible, sin embargo, que aún cuando exista una oferta residual significativa, los costos sean altos, y exista poder de mercado.

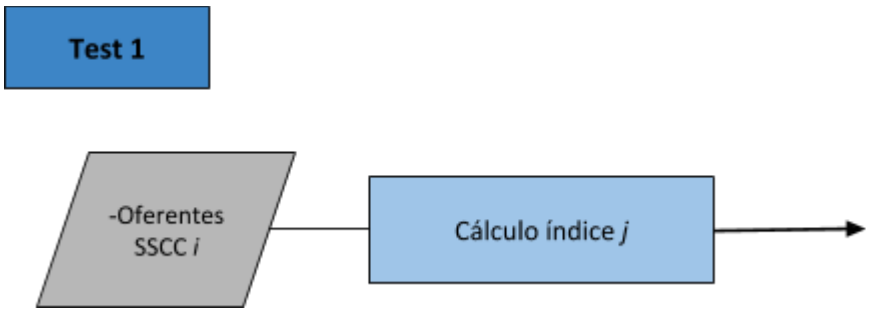

Figura 16. Diagrama de flujo Test 1

4.5.2. Test 2: Índices Multinodales

El Test 2 considera al igual que el Test 1 el cálculo de una serie de índices estáticos (Market Share, HHI, RSI) para los 365 días de un año representativo pero considerando subsistemas generados por los requerimientos zonales diferenciados determinados por el Coordinador. Cabe recalcar, tal como en la Sección 4.5.1, que el indicador obtenido sólo puede arrojar falsos positivos, lo que enfatiza la necesidad de los Tests 3 y 4.

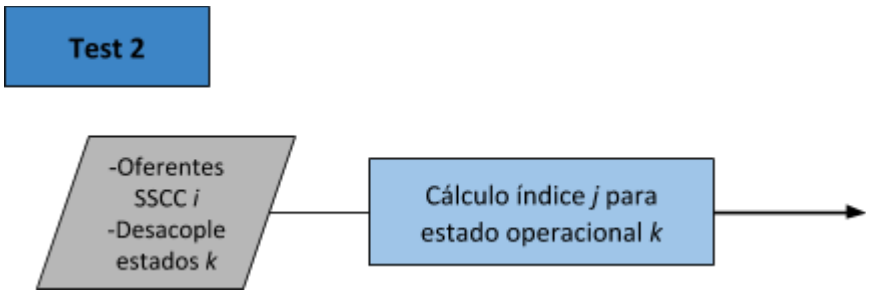

Figura 17. Diagrama de flujo Test 2

Los Tests 1 y 2 no consideran simulaciones de operación pues se construyen solamente en base a información de capacidad y disponibilidad de los oferentes. Los requerimientos se toman para 2 horas representativas, una en el día y otra en la noche.

4.5.3. Test 3: Rentas Pivotales Unimodales

El Test 3 considera el cálculo de la metodología de rentas pivotales para un subconjunto de días representativos por estación. Dicho subconjunto de días representativos será definido tomando semanas representativas que permitan diferenciar distintas condiciones operacionales que se

puedan dar durante dicho año, en función de aspectos como la demanda, niveles de hidrología y la disponibilidad de energía solar y eólica. Esto permitirá escoger un conjunto de días representativos que además se verán diferenciados según los requerimientos de reserva que contempla, para efectos de profundizar en el análisis de la competencia tomando en consideración distintas condiciones que se puedan dar en un año.

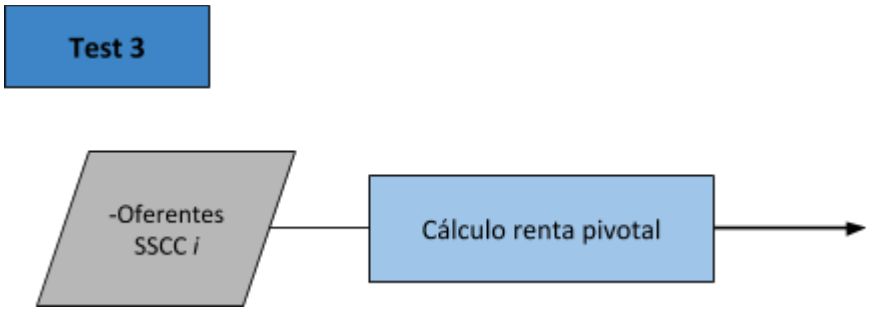

Figura 18. Diagrama de flujo Test 3

La aplicación de la metodología de rentas pivotales para los productos de SSCC asociados a reservas se complejiza por la interdependencia entre el mercado de reserva y el de energía. Más aún, en el caso chileno, debe considerarse que en el mercado de energía existen costos auditados y no un proceso de subasta. La existencia de este mercado, cuyo producto presenta grados de sustitución importantes con el mercado de reservas, requiere tener un cuidado especial al considerar el costo del sistema cuando la firma i no oferta. En el caso chileno, se asume que la empresa i puede restarse de la subasta por reservas, pero no puede dejar de participar en el mercado de energía. Por esto se propone considerar una versión más compleja de rentas pivotales, que incluye energía y reservas, definidas de la siguiente forma:

$$\pi_i = \left[\begin{array}{c} \min \sum_{j=1}^{N} c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t.} \sum_{j=1}^{N} P_j = P \\ \sum_{j \neq i} R_j \geq R \\ R_i = 0 \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \min \sum_{j=1}^{N} c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t.} \sum_{j=1}^{N} P_j = P \\ \sum_{j=1}^{N} R_j \geq R \end{array} \right]$$

Por simplicidad, se considerará una versión donde los costos de producción son separables y sujetos a una restricción de capacidad. Esto es:

$$c_j(P_j, R_j) = c_{j,P}(P_j) + c_{j,R}(R_j)$$

Donde la función $c_{j,P}(P_j)$ se considera conocida de antemano (dado que los costos son auditados). La función $c_{j,R}(R_j)$ para efectos de este análisis de rentas pivotales será considerada idénticamente 0.

Sobre las rentas pivotales cabe destacar que las rentas en una subasta pueden provenir de dos fuentes: las rentas provenientes de lo que se considera eficiente para el mercado y aquellas provenientes de la capacidad que posee una firma para manipular los precios. Dado esto, se definen las **Rentas de Eficiencia** $\pi_{i,E}$ como aquellas que obtendría una firma i en caso de ser remunerada a precio uniforme con información completa:

$$\pi_{i,E} = P * Q_i^* - c_i(q_i^*)$$

Donde P corresponde al precio sombra del problema del Operador del Sistema. Usando la identidad $\pi_i = \pi_{i,E} + \pi_{i,PM}$ se obtiene la descomposición de las Rentas Pivotales en Rentas Pivotales de Eficiencia y **Rentas Pivotales de Poder de Mercado** $\pi_{i,PM}$. En el Anexo A se incorporan algunos ejemplos simples que ilustran la aplicación e interpretación de estas rentas.

Nótese que el análisis de rentas pivotales que fue descrito anteriormente puede realizarse también considerando sólo las rentas de poder de mercado. Cada uno de los análisis corresponde a comparar con un caso base distinto. Si se consideran todas las rentas pivotales, se está comparando con un Operador que puede mandatar las empresas a proveer el servicio a un costo similar al auditado. Por otro lado, si se consideran sólo las rentas de poder de mercado, se está comparando con un Operador que adjudica basado en un modelo de costo auditado a precio uniforme, similar al mercado de energía.

Es por lo anterior, que resulta de interés analizar ambas rentas por separado, para lo cual se definen los siguientes índices que comparan la magnitud del total de rentas del sistema con el costo que el Operador observa por proveer el servicio asociado a este mercado $C(*)$, es decir, indica cuántas veces ese costo deberá pagar el Operador en forma adicional por ese servicio.

- Índice de Rentas Pivotales Totales (**RPT**):

$$RPT = \frac{\sum_i \pi_i}{C(*)}$$

- Índice de Rentas Pivotales de Poder de Mercado Totales (**RPPMT**):

$$RPPMT = \frac{\sum_i \pi_{i,PM}}{C(*)}$$

Cabe destacar que el costo $C(*)$ se construye a partir de la diferencia entre el costo sistémico de un caso con el requerimiento del servicio asociado al mercado y sin withholding, contra el costo sistémico de un caso sin dicho requerimiento, es decir, igualando el requerimiento a cero.

Como las restricciones de operación físicas del sistemas eléctrico, como por ejemplo el sistemas de transmisión en detalle, sistema hídrico o variabilidad intertemporal agregan potencial de poder de mercado, el no descarte de condiciones de competencia resultado de estos 4 tests resultan en condición necesaria, pero no suficiente, para la existencia de condiciones de competencia en la práctica. El análisis de competencia será refinado para aquellos mercados donde se considera que la variabilidad intertemporal juega un rol importante lo que será el foco principal del Estudio 2 de la presente consultoría.

El indicador de rentas pivotales es, por lo tanto, una mejora por sobre los indicadores ya existentes. Toma en cuenta el nivel de importancia relativo (para cubrir la demanda) de cada firma, y también los costos generados por el *withholding* de una firma, lo que permite estimar su poder de mercado. Además, estas estimaciones no están relacionadas con el mecanismo específico utilizado, sino con las condiciones iniciales de un mercado específico.

4.5.4. Test 4: Rentas Pivotales Multinodales

El Test 4 considera el cálculo de la metodología de rentas pivotales para un subconjunto de días representativos (ver más arriba la definición de estos días en la descripción del Test 3) en un grupo de semanas representativas por estación, pero considerando subsistemas generados por desacoples debido a congestión en el sistema, i.e. se consideran diferentes requerimientos zonales.

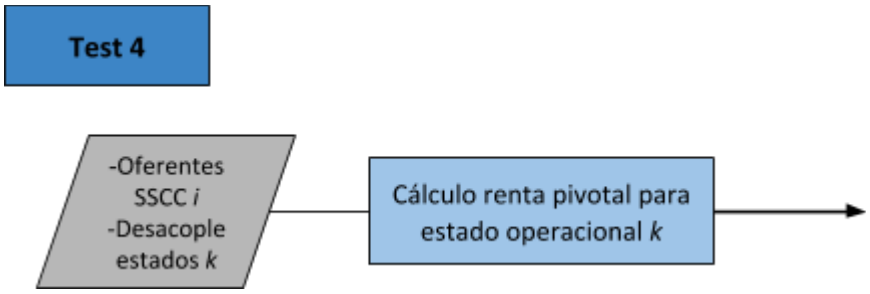

Figura 19. Diagrama de flujo Test 4

4.5.5. Implementación de los tests

Respecto a la implementación de los tests anteriormente descritos:

Tests 1 y 2

Los tests 1 y 2 consisten en el cálculo de índices estáticos en base al conjunto de oferentes con su capacidad de entregar los productos requeridos en cada mercado, junto al requerimiento actual o proyectado según sea el caso, a nivel sistémico (Test 1) y a nivel zonal (Test 2). Para esto, se consideraron los siguientes índices:

- Capacidad de oferta (*Market Share*)
- Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)
- *Residual Supply Index* 3 (RSI-3)

Estos índices fueron calculados para un número de instantes temporales dentro de un horizonte de un año, considerando en dicho horizonte una serie de indisponibilidades de oferentes según mantenciones y/o disponibilidad de recursos, para obtener un rango de valores para los indicadores relevantes. De forma adicional, para aquellos SSCC cuyos requerimientos estuvieran diferenciados por segmento horario, se realizó el cálculo de índices para cada segmento relevante.

Test 3 y 4

Los tests 3 y 4 consisten en el cálculo de rentas pivotales para cada empresa y cada producto de reserva en base a la metodología descrita en el Informe 1 de este estudio, utilizando para esto el conjunto de oferentes para cada producto, sus respectivas capacidades y costos, junto al requerimiento actual o proyectado según sea el caso, a nivel sistémico (Test 3) y a nivel zonal (Test 4). De este modo, para cada firma se evaluó el caso de extraerla de cada uno de los mercados bajo análisis, considerando los siguientes índices:

- Renta Pivotal
- Renta Pivotal de Eficiencia
- Renta Pivotal de Poder de Mercado
- Índice de Renta Pivotal Total (RPT)
- Índice de Renta Pivotal de Poder de Mercado Total (RPPMT)

En específico, para el test de pivotalidad se utilizó la versión relajada convexa de un modelo de pre-despacho presentada en la Sección 5.1. Para este modelo de optimización se utilizó un horizonte de 1 semana representativa por estación, obteniendo un horizonte total de 28 días con

resolución horaria. Además, se consideró un factor de planta con resolución horaria para el caso de energías renovables (solar, eólica e hídrica de pasada), costos del agua, costos de encendido y costos de combustible proyectados a los años requeridos en base a sus valores reales para las semanas seleccionadas.

5. Caracterización y modelación del SEN

Esta sección presenta las características consideradas para representar el SEN en lo referente a oferentes y requerimientos para los SSCC para el año 2020 y 2022. La sección se estructura de la siguiente manera: En primer lugar, se describe la caracterización y modelación del SEN, junto con las fuentes de información utilizadas para definir los parámetros y condiciones operativas consideradas en el análisis.

5.1. Modelación del SEN

Para realizar un análisis preliminar de la competitividad de un eventual mercado de reservas bajo un esquema de co-optimización, se utilizó un modelo simplificado del SEN desarrollado por OCM-lab, el cual consiste en una versión relajada convexa de un modelo de pre-despacho. Dicho modelo, es capaz de considerar distintas zonas en donde los productos de energía y reserva son transados, y se dice relajado convexo en el sentido que las variables originalmente binarias de estado/encendido de unidades son reemplazadas por variables continuas con soporte en [0,1]. La formulación matemática del modelo es explicitada a continuación:

1.1 Conjuntos

$z \in Z$	Zonas de carga.
$i \in G$	Generadores.
$i \in G^v$	Generadores variables no gestionables.
$t \in T$	Índice temporal.

1.2 Parámetros

C_i^G	Costo variable lineal de la unidad i [$/MWh].
C_i^{SU}	Costo de encendido de la unidad i [$].
C^{LS}	Costo de desprendimiento de carga [$/MWh].
C^{OV}	Costo de sobre generación. [$/MWh].
D_t	Demanda de energía para cada hora t [MWh].
$\underline{p_i}$	Capacidad de generación mínima de la unidad i [MW].
$\overline{p_i}$	Capacidad de generación máxima de la unidad i [MW].
$R_{i,t}^1$	Capacidad máxima de reserva primaria que puede proveer la unidad i en la hora t [MW].
$R_{i,t}^{2U}$	Capacidad máxima de reserva secundaria - aumento de carga que puede proveer la unidad i en la hora t [MW].
$R_{i,t}^{2D}$	Capacidad máxima de reserva secundaria - reducción de carga que puede proveer la unidad i en la hora t [MW].
$R_{i,t}^3$	Capacidad máxima de reserva terciaria que puede proveer la unidad i en la hora t [MW].
$DR_{t,z}^1$	Requerimiento de reserva primaria en la zona z durante la hora t [MW].
$DR_{t,z}^{2U}$	Requerimiento de reserva secundaria-aumento de carga en la zona z durante la hora t [MW].
$DR_{t,z}^{2D}$	Requerimiento de reserva secundaria-reducción de carga en la zona z durante la hora t [MW].
$DR_{t,z}^3$	Requerimiento de reserva terciaria en la zona z durante la hora t [MW].

1.3 Variables

$p_{i,t}$	Energía generada por la unidad i durante la hora t [MW].
$p_{z,t}^{LS}$	Energía desprendida en la carga en la zona z durante la hora t [MW].
$p_{z,t}^{OV}$	Energía de sobre generación en la zona z durante la hora t [MW].
$u_{g,t}$	Variable de encendido de la unidad i durante la hora t [binaria relajada].
$v_{g,t}$	Variable de apagado de la unidad i durante la hora t [binaria relajada].
$w_{g,t}$	Variable de estado de la unidad i durante la hora t [binaria relajada].
$r_{i,t}^1$	Capacidad de reserva primaria entregada por la unidad i durante la hora t [MW].
$r_{i,t}^{2U}$	Capacidad de reserva secundaria-aumento de carga entregada por la unidad i durante la hora t [MW].
$r_{i,t}^{2D}$	Capacidad de reserva secundaria-reducción de carga entregada por la unidad i durante la hora t [MW].
$r_{i,t}^3$	Capacidad de reserva terciaria entregada por la unidad i durante la hora t [MW].

$$\min \sum_{t\in T}\left[\sum_{i\in G}\left[C_i^G p_{i,t} + C_i^{SU} v_{i,t}\right] + \sum_{z\in Z}\left[C^{LS} p_{z,t}^{LS} + C^{OV} p_{z,t}^{OV}\right]\right] \quad (1)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{i\in G^z} p_{i,t} + p_{z,t}^{LS} = D_t + p_{z,t}^{OV} \qquad \forall i \in Z, t \in T \quad (2)$$

$$\underline{p_i} w_{i,t} \leq p_{i,t} - r_{i,t}^{2D} \leq \overline{p_i} w_{i,t} \qquad \forall t \in T, i \notin G^v \quad (3)$$

$$0 \leq p_{i,t} + r_{i,t}^{1} + r_{i,t}^{2U} + r_{i,t}^{3} \leq \overline{p_i} w_{i,t} \qquad \forall t \in T, i \notin G^v \quad (4)$$

$$0 \leq r_{i,t}^{1} \leq R_{i,t}^{1} w_{i,t} \qquad \forall i \in G, t \in T \quad (5)$$

$$0 \leq r_{i,t}^{2U} \leq R_{i,t}^{2U} w_{i,t} \qquad \forall i \in G, t \in T \quad (6)$$

$$0 \leq r_{i,t}^{2D} \leq R_{i,t}^{2D} w_{i,t} \qquad \forall i \in G, t \in T \quad (7)$$

$$0 \leq r_{i,t}^{3} \leq R_{i,t}^{3} w_{i,t} \qquad \forall i \in G, t \in T \quad (8)$$

$$\sum_{i\in G^z} r_{i,t}^{1} \geq DR_{t,z}^{1} \qquad \forall i \in Z, t \in T \quad (9)$$

$$\sum_{i\in G^z} r_{i,t}^{2U} \geq DR_{t,z}^{2U} \qquad \forall i \in Z, t \in T \quad (10)$$

$$\sum_{i\in G^z} r_{i,t}^{2D} \geq DR_{t,z}^{2D} \qquad \forall i \in Z, t \in T \quad (11)$$

$$\sum_{i\in G^z} r_{i,t}^{3} \geq DR_{t,z}^{3} \qquad \forall i \in Z, t \in T \quad (12)$$

$$w_{i,t} - w_{i,t-1} \leq v_{i,t} \qquad \forall t \in T - 1 \quad (13)$$

$$0 \leq w_{i,t} \leq 1 \qquad \forall t \in T \quad (14)$$

$$0 \leq v_{i,t} \leq 1 \qquad \forall t \in T \quad (15)$$

En donde la función objetivo (1) corresponde a la suma de costos por generación, costos de encendido, costos de sub-generación, y costos de sobre-generación. La restricción (2) corresponde al balance de energía por zona, y las restricciones (3)-(4) a la interacción entre energía, reserva y capacidad de las unidades. Las restricciones (5)-(9) corresponden a capacidades máximas de entrega de reserva, y las restricciones (10)-(14) corresponden a los requerimientos de reserva. Finalmente las restricciones (15)-(17) indican la naturaleza de las variables de encendido y estado, siendo estas continuas y acotadas en [0,1].

Respecto a los datos utilizados para el modelo, se utilizaron datos reales del SEN provistos por el CEN. En particular, se utilizó la base de datos de PLEXOS utilizada por el CEN para la programación de la operación de corto plazo, junto con la información disponible en el Informe de Definición y Programación de los Servicios Complementarios (IDPSSCC) 2018 [CEN, 2018] y fuentes adicionales, las que son descritas a continuación.

Unidades de Generación

Para la modelación de unidades de generación se utilizó la base de datos de PLEXOS utilizada por el CEN para la programación de corto plazo. De dicha base de datos, se obtuvo la siguiente información:

1. Parque de generación actual.
2. Características técnicas de cada unidad generación (capacidad máxima, tecnología, mínimos tiempos de encendido y apagado, etc).
3. Ubicación (barra) de cada unidad de generación en el SEN.
4. Compañía propietaria de cada unidad de generación.

Además, para efectos de realizar el análisis de condiciones de competencia, se tomaron los siguientes supuestos en relación a las configuraciones de operación de centrales con más de una posible configuración:

- Se considera que centrales de ciclo combinado operan en configuración "TG+TG+TV".
- Para dichas centrales, se privilegia el uso de combustible "Gas_A", considerando la alternativa de combustible con costos más baratos (GNL) para realizar el análisis de competencia.
- Se considera que la central Kelar opera en base a gas (no diésel).
- Se considera que las centrales Atacama CC1, Atacama CC2, Tarapacá TG, Taltal 1 y Taltal 2 operan en base a diésel, ya que en este modo han generado durante los últimos años debido a indisponibilidad de combustible Gas.

Respecto a las capacidades y requerimientos de SSCC, estos fueron obtenidos de los informes IDPSSCC [CEN, 2018], Precio Nudo [CNE, 2018a], y Res. Exenta 449 [CNE,2018b]; sumado a algunos supuestos adicionales en caso de ser requerido. En particular, se tiene que:

1. Capacidades y requerimientos de reserva primaria, secundaria y control de tensión fueron obtenidos del informe IDPSSCC.
2. El requerimiento de reserva terciaria es equivalente al de secundaria. Esto, en el espíritu que la reserva terciaria busca restablecer la holgura requerida para la reserva secundaria.
3. El servicio de reserva terciaria puede ser provisto mediante reserva en giro o no-en giro. De esta forma, la capacidad de entrega dependerá del estado de las unidades (on/off) y su generación prevista.
4. El requerimiento de reserva rápida es determinado en base a un cálculo de inercia sintética necesaria a ser entregada al sistema debido a la alta penetración renovable en el SEN. Dicha inercia sintética puede ser provista exclusivamente por generadores eólicos y

solares. Los detalles de la metodología utilizada son indicados en la sección 4.3.1 (Control Rápido de Frecuencia).

5. Para las proyecciones de requerimientos de reserva a los años 2020 y 2022 se consideró el requerimiento actual al año 2018 y el crecimiento esperado de la demanda y de la generación renovable. Los datos de crecimiento fueron obtenidos del Informe de Precio Nudo.
6. Para la capacidad de entrega de reserva en los años 2020 y 2022, se consideró la entrada de equipos indicados en el IDPSSCC y Res. Exenta 449 sobre la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisiones en construcción. Los parámetros técnicos de dichos equipos fue estimado en función a equipos ya instalados de características similares.

Condiciones Operativas

Para la realización del análisis de condiciones de competencia en el mercado de SSCC, se definieron una serie de condiciones operativas en base a los cuales se estructuró el posterior análisis. Estas condiciones se definieron a partir de los documentos especificados en la siguiente tabla:

Tabla 4. Fuentes de Parámetros de Condiciones Operativa

Parámetros	Resolución Temporal	Fuente
Demanda de energía	Semanas representativas con resolución horaria	-Base de Datos y Resultados PLEXOS
Crecimiento de demanda de energía	Anual	-Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Julio 2018 [CNE, 2018a] -Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos [CNE, 2017]
Plan de mantenimiento de unidades de generación	Anual con resolución diaria	-Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor Definitivo 2018-2020 [CEN, 2018b]
Perfiles de disponibilidad renovable	Semanas representativas con resolución horaria	-Estudio *"The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology*

		Scenarios for Chile", 2018 [OCM-UC, 2018]
Costos variables	Semanas representativas con resolución semanal	-Base de Datos y Resultados PLEXOS
Costos de encendido	Semanas representativas con resolución semanal	-Base de Datos y Resultados PLEXOS
Valor del agua	Semanas representativas con resolución semanal	-Programación de operación del SEN[27]

Las proyecciones de demanda y costos variables fueron obtenidas directamente de las proyecciones disponibles en el Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, 2018. Considerando el año 2018 como referencia, se representa el porcentaje en que aumenta cada variable para los años 2020 y 2022 según los resultados de esta proyección como un factor de modulación que multiplica el valor actual. Los valores utilizados para cada año de modelación se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5. Proyección de aumento de Parámetros de Condiciones Operativas respecto al año 2018

Estación	2020 [%]	2022 [%]
Demanda	1.059	1.124
Gas	1.015	1.9
Carbón	1.263	22.6
Diesel	1.187	28.0

No se consideró indisponibilidad de combustibles. Un conjunto de semanas representativas fue seleccionado de forma tal que se tuviera una semana para cada estación en un periodo de un año para la realización de ciertos análisis de condiciones de competencia. Estas semanas se diferencian entre sí principalmente mediante costos de combustible y valor del agua. Se preservó una distancia de 4 meses entre cada semana representativa. Las semanas se resumen en la siguiente tabla:

[27] Información pública disponible en:
https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/programas-de-operacion-2/

Tabla 6. Semanas representativas escogidas

Estación	Mes	Fecha inicio y fin
Verano	Enero	9 - 15
Otoño	Abril	10 - 16
Invierno	Julio	10 - 16
Primavera	Octubre	9 - 15

Respecto a los escenarios de hidrologías considerados, se consideraron los presentados en la tabla a continuación, donde el caso base reportado en el informe considera el escenario de hidrología seca:

Tabla 7. Escenarios hidrológicos

Hidrología	Excedencia
Seca	95%
Media Seca	90%
Media Húmeda	50%
Húmeda	20%

Finalmente, los perfiles de disponibilidad renovable para las centrales con capacidad variable fueron definidos en base al estudio "*The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile*"[OCM-UC, 2018], de donde se consideró un perfil renovable para distintas zonas geográficas del SEN, las cuales fueron relacionadas según su ubicación geográfica a las centrales de capacidad variable consideradas en el parque de generación.

5.2. Proyección de SSCC

Oferentes

Para cada uno de los SSCC se consideraron como oferentes todas aquellas unidades de generación o equipos existentes y previstas a entrar al año 2020 dentro del Informe IDPSSCC. Dado que el estudio considera análisis de condiciones de competencia para el año 2020 y 2022 se consideró como caso base el conjunto de oferentes potenciales descritos en el Capítulo 5 del IDPSSCC. Este caso base es optimista desde el punto de vista del potencial de oferentes, lo cual se justifica por el

hecho que descartar condiciones de competencia en este escenario implica descartarlas en escenarios menos favorables. No descartar condiciones de competencia en este escenario requiere análisis adicionales que considera una operación mucho más detallada del SEN en el Estudio 2. Además, en dicho estudio se presentan sensibilidades a los indicadores de competencia utilizando el conjunto de oferentes habilitados al 2018 el cual sería una cota inferior de oferentes que impondría condiciones más exigentes desde el punto de vista de la competencia de posibles mercados de SSCC. Las fuentes de los parámetros técnicos para la proyección se discuten en la siguiente tabla:

Tabla 8. Fuente Proyecciones de Parámetros de SSCC

Parámetro	Fuente Proyección
Capacidad máxima de generación de unidades futuras	Disponible en Capítulo 5 de IDPSSCC, 2018
Capacidad máxima de reserva de unidades futuras	En base a tecnologías similares y relación capacidad máxima de generación. Disponibles en Capítulo 5 de IDPSSCC, 2018 para el caso de equipos de provisión de reserva de reactivos

Requerimientos

Los requerimientos para cada uno de los SSCC para el año 2022 se obtuvieron a partir de proyecciones de distintas fuentes de información pública disponible. Para aquellos SSCC no disponibles se utilizaron supuestos. Las fuentes de información y supuestos utilizados se describen en la siguiente tabla:

Tabla 9. Requerimientos Técnicos Para Cada Servicio

SSCC	Requerimiento
Reserva Rápida	Definido partir de los requerimientos de inercia total del sistema entregados en el Informe Final correspondiente al “Análisis de la operación interconectada en Fase 4” [ESTUDIOS ELECTRICOS, 2018]
Reserva Primaria	Descrito en informe IDPSSCC, proyectado en base al crecimiento de la demanda del sistema
Reserva Secundaria - Aumento y Reducción de Carga	Descrito en informe IDPSSCC, proyectado en base al crecimiento de la demanda del sistema

	y tasa de integración renovable
Reserva Terciaria	Igual a requerimiento de reserva secundaria hacia arriba
Control de Voltaje	Descrito en informe IDPSSCC, proyectado en base al crecimiento de la demanda del sistema
PRS	Requerimiento único

5.3. Bandas de Precios para Reservas

El indicador de pivotalidad para un producto en específico entrega una cota inferior de las rentas totales que obtendrá una firma en cualquier mecanismo que se decida utilizar para la materialización de ese producto. Sin embargo, no entrega la forma en que obtendrá estas rentas, o que ofertas entregará en una subasta. Estas ofertas, dado el reglamento existente, serán los precios pagados por el Operador del Sistema, dada la exigencia de un mecanismo pay-as-bid.

Para evitar que las bandas de precios estimadas en este estudio (que serán utilizadas en el Estudio 2) dependan del mecanismo utilizado, se evitó modelar una competencia específica (por ejemplo Cournot o SFE). El problema central de modelar una forma específica es que tanto Cournot como SFE no se parecen, como mecanismos, a los que eventualmente se llevarán a cabo en la práctica. Por ejemplo, en un modelo de Cournot, el precio que despeja el mercado es el mismo para todos los competidores (es un caso particular de uniform price) y por lo tanto no tiene relación con un mecanismo pay-as-bid como el que establece la legislación chilena. Así, extrapolar resultados de una situación a otra es, por lo menos, arriesgado.

Para estimar posibles bandas de precio en base al análisis realizado, se consideró una estimación en base al costo de oportunidad de cada unidad de generación, y la pivotalidad de cada compañía, según la siguiente ecuación:

$$b_{i,t}^{j} = \max(\lambda_{t,z(i)} - C_{i,t}^{OV} + x_{i,t}^{j}, 0) + \theta_{i}^{j}$$

donde $\lambda_{t,z(i)}$ representa el costo marginal de energía en la hora *t* en la zona *z* de la unidad de generación *i*, $C_{i,t}^{OV}$ representa el costo variable de la unidad de generación *i* en la hora *t*, $x_{i,t}^{j}$ corresponde al *Markup* de la firma propietaria de la unidad de generación *i*, estimada en base a su pivotalidad según la siguiente fórmula:

$$x_{i,t}^{j} = \frac{\Pi_{f(i)}^{j}}{R_{f(i)}^{j}}$$

Aquí, $\Pi_{f(i)}^{j}$ corresponde a la pivotalidad total de la firma *f(i)*, y $R_{f(i)}^{j}$ corresponde a la totalidad de reservas asignadas a dicha firma, en el problema de co-optimización de reservas y energía considerando requerimientos de SSCC, y θ_i^j son costos adicionales directos por dar reserva de la unidad j de la firma i estimados por ejemplos a partir del estudio de costos de SSCC.

Con esta metodología es posible estimar un precio para la reserva otorgada por cada unidad generadora para cada producto de reserva en cada hora dentro de las semanas representativas consideradas, el cual depende del precio de la energía estimado, el costo variable y la pivotalidad, tal como fue mencionado anteriormente. Las bandas de precios se obtendrán de análisis de sensibilidad y robustez de los distintos parámetros, las cuales se utilizarán en el Estudio 2.

Hacemos notar que las bandas de precio no deben considerarse predicciones sobre el resultado de la subasta. En el contexto del estudio las ofertas entregan una estimación para simular en el Estudio 2 la operación y principalmente realizar sensibilidades. Las ofertas provienen de un modelo simplificado, y no necesariamente reflejan las rentas pivotales del modelo completo, aunque son una buena aproximación para efectos de estudiar las condiciones de competencia. Además, las ofertas se realizan a nivel de generador, y son calculadas estratégicamente por cada firma, mientras que el análisis de rentas pivotales se realiza a nivel de firma.

6. Análisis de las Condiciones de Competencia

Esta sección presenta el análisis de las condiciones de competencia para el mercado de Servicios Complementarios (SSCC) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La evaluación considera aspectos cualitativos y cuantitativos. En el ámbito cualitativo se discute para cada servicios complementario aspectos tecnológicos y de regulación relevantes que podrían impactar el nivel de competitividad y barreras de entrada a futuros proveedores. El análisis anterior se complementa con un exhaustivo análisis cuantitativo en base a una serie de tests e indicadores definidos en la metodología desarrollada para este estudio considerando distintas condiciones de operación del SEN para los distintos SSCC, para el año 2020 y 2022.

La sección se organiza de la siguiente manera. Primero se hace una discusión general sobre elementos relevantes para el análisis de competencia, particularmente para mercados no implementados como los de SSCC. Luego se presentan aspectos tecnológicos y de regulación generales que podrían impactar la competitividad, barreras de entrada y otros elementos relevantes. A continuación se presenta para cada SSCC de interés una descripción de requerimientos para el 2020 y 2022, el conjunto de oferentes y un análisis de potenciales nuevos oferentes, los resultados de cada test cuantitativo considerando la topología y características del SEN y un análisis y discusión analizando en base al resultado de los tests, y consideraciones cualitativas referentes a aspectos tecnológicos y de regulación, sobre las condiciones de competencia para dicho SSCC. Finalmente, se presentan posibles bandas de precio, si se considerase un mecanismo de subastas de corto plazo para estos mercados.

6.1. Aspectos generales de las condiciones de competencia en los mercados de SSCC

En el análisis de competencia en los mercados de SSCC se requiere considerar las características económicas particulares de este tipo de servicio, que condicionan el comportamiento estratégico de los agentes, especialmente en lo que respecta al poder de mercado. En primer lugar, hay que recordar que existe una demanda inelástica. Además, la interacción entre empresas es frecuente, y pueden existir importantes barreras a la entrada, entre otras cosas por la presencia de economías de escala. Finalmente, se debe considerar el elevado costo de incorporación de nuevas tecnologías y una oferta potencial enfrentada a la incertidumbre regulatoria, lo que también actúa, en la práctica, como una barrera de entrada. Todos estos factores podrían hacer plausible la existencia de comportamiento estratégico de los agentes, lo que podría derivar en el ejercicio de poder de mercado de algunos de los participantes. Sin embargo, concluir lo anterior requiere análisis más acabados que consideren en detalle las necesidades, oferentes, características diferenciadoras de los sistemas eléctricos y metodologías para análisis cuantitativos. Es la forma específica del proceso competitivo, sumado a las estructuras de costos de las empresas, lo que genera el nivel de competencia en un mercado.

En general, las unidades de generación participando en el mercado de la energía eléctrica podrían además ser oferentes de alguno (o todos) estos SSCC. Históricamente la provisión de SSCC se realizaba mediante pagos directos o provisión compulsoria. Sin embargo, tal como se presentó en la revisión internacional del presente estudio, diversos sistemas han implementado mercados para la provisión de SSCC, particularmente para aquellos servicios complementarios asociados a la regulación de frecuencia. Un hecho relevante a considerar en análisis de competencia es que el mercado de los SSCC está fuertemente acoplado al mercado de energía, por lo tanto es importante no solamente analizar la competencia del mercado de SSCC aislado sino los potenciales impactos en el mercado de la energía. Algo particularmente relevante en el caso chileno donde el mercado de energía es un mercado basado en costos auditados, generando un potencial esquema híbrido que no existe en otros sistemas.

Desde un punto de vista cualitativo la demanda por Servicios Complementarios es definida en base a requerimientos de confiabilidad calculados por el Coordinador Eléctrico del Sistema. Por lo tanto dicha demanda para cada SSCC es, en principio, inelástica. Sin embargo, algunos operadores están considerando la implementación de curvas de demanda determinadas de manera administrativa por reservas, como por ejemplo en el sistema eléctrico de Texas (ERCOT). Respecto a la cantidad requerida en varios SSCC dicho requerimiento se verá directamente afectado por la cantidad de energías renovables (particularmente energías renovables variables) presentes en el sistema. Es por esta razón que incluso si actualmente los requerimientos, como se verá en el presente estudio, son reducidos respecto a la oferta potencial, la integración a gran escala de energías renovables hace suponer que dicho requerimiento irá en aumento.

Relacionado con el hecho que la demanda y requerimientos son inelásticos y fijados por el coordinador, es que los mercados relevantes para cada SSCC quedan definidos por la definición de productos y requerimientos. Por lo tanto hay, potencialmente, tantos mercados relevantes como SSCC y requerimientos sean definidos. Al ser inelástico el requerimiento, no hay sustitutabilidad entre productos. Sin embargo, desde el punto de vista de la oferta, existe un alto grado de sustitutabilidad particularmente en servicios de regulación de frecuencia donde tecnologías pueden ser proveedores de diversos servicios. Es posible entonces hablar de una demanda inelástica, tanto respecto al precio como a la existencia de sustitución entre productos.

Respecto a barreras de entrada, dado que las mismas unidades de generación eléctrica tienen la capacidad para entregar alguno de (o todos) los SSCC necesarios, las principales barreras de entrada para un potencial mercado de SSCC serían principalmente las mismas que para el mercado de generación eléctrica. Sin embargo, existen una serie de tecnologías como respuesta de demanda, almacenamiento, volantes de inercia que pueden entregar algunos SSCC como regulación de frecuencia que sí pueden tener barreras importantes de entrada en un futuro mercado de SSCC. En particular, la respuesta de demanda podría tener como barrera de entrada

importante la implementación de una regulación de la distribución eléctrica que permita el ingreso de agentes como agregadores de respuesta de demanda que mediante el control y coordinación de consumos eléctricos flexibles pueda entregar servicios de regulación de frecuencia al sistema eléctrico. Similarmente, la incertidumbre regulatoria respecto a cómo incorporar y compensar tanto en el corto como en largo plazo unidades de almacenamiento puede ser una barrera importante para la entrada de nuevos agentes que tengan como foco principal este tipo de tecnologías.

Para algunos SSCC, como regulación de voltaje o plan de recuperación de servicio, la provisión está asociada mayoritariamente a costos fijos necesarios para habilitar la entrega de dichos SSCC por parte de las unidades de generación, pero no conlleva costos adicionales relevantes por operación (asumiendo que la entrega del servicio no modifica la cantidad disponible de potencia activa del generador en operación normal del sistema). Otros SSCC como regulación de frecuencia pueden significar costos fijos muy bajos (o nulos) y costos de operación asociados principalmente a costos de oportunidad debidos a la reducción de la participación en el mercado de energía. En el caso particular de SSCC de regulación de frecuencia pueden existir importantes economías de escala en su provisión, particularmente en el caso de grandes centrales hidráulicas con embalses, que bajo ciertas condiciones hidrológicas pueden tener un exceso de capacidad disponible importante para la entrega de reservas operacionales.

La modificación del paradigma tecnológico de los sistemas eléctricos está generando, por un lado, la necesidad de aumentar los requerimientos de ciertos SSCC e incluso la creación de nuevos SSCC; y por otro, aumentando el espectro de tecnologías capaces de entregar SSCC. Mayor cantidad de energías renovables variables está impactando la necesidad de contar con un sistema más flexible que requiere compensar y asignar de manera eficiente los costos de dicha flexibilidad. De igual manera, mayor penetración de unidades de generación sin inercia requiere la creación de nuevos SSCC como por ejemplo el de inercia sintética o reserva rápida. Sin embargo, el mismo paradigma tecnológico abre la posibilidad para nuevos participantes y tecnologías que pueden hacerse cargo de estos requerimientos lo que asegura un futuro con mayor diversidad de participantes en los mercados eléctricos.

Supuestos y consideraciones generales para el análisis de competencia:

- Se realiza un análisis guiado por la estructura de 4 Tests.
- Análisis de oferentes y requerimientos de SSCC para Tests 1 y 2 asume independencia entre productos.
- Indicadores estáticos de Tests 1 y 2 (MS, HHI, RSI) se calculan en base a capacidad, no despachos físicos. Calcular índices en base a despachos no es posible en este caso al no ser un mercado implementado. Incluso en mercados eléctricos implementados, como está ampliamente reportado en la literatura [Borenstein, 1998; Stoft, 2002], es la capacidad y

no lo despachado lo relevante al aplicar índices de concentración para detectar posibilidad de uso de poder de mercado.

- Tests 3 y 4 consideran características operacionales simplificadas de la operación usando un modelo de pre-despacho relajado que permite capturar la interacción entre energía y reserva y el impacto de mínimos técnicos y costos de encendido en un horizonte de 4 semanas representativas.

6.2. Control Rápido de Frecuencia (CRF)

El control rápido de frecuencia es uno de los SSCC más recientes definidos en Chile [CNE, 2018]. Surge de la necesidad de asegurar una respuesta de muy rápida acción frente a desequilibrios en el sistema eléctrico. Históricamente este servicio es entregado de manera automática por la inercia rotatoria de los generadores síncronos. Sin embargo, frente a la penetración de tecnologías renovables solares o eólicas, la inercia rotatoria del sistema podría verse reducida, haciendo necesario la creación de un servicio alternativo de respuesta rápida que pueda ser provistas por tecnologías alternativas, e.g., inversores de paneles solares, almacenamiento, volantes de inercia, a fin de emular la inercia rotatoria de los generadores síncronos.

A pesar de la reciente consideración del servicio de CRF en Chile, actualmente no existen datos disponibles de capacidad y requerimiento. Ante esto, se realizó un análisis preliminar basado en los siguientes supuestos en relación a los oferentes:

- Generadores solares (fotovoltaicos) pueden proveer el servicio CRF con toda su capacidad de generación disponible. Lo anterior implica modificar el control de los módulos en las plantas fotovoltaicas de manera de desviarlas de su punto óptimo de operación o *maximum power point*, lo que origina un costo de oportunidad debido a la reducción de energía entregada al sistema
- Generadores eólicos (turbinas) pueden proveer el servicio de CRF utilizando utilizando la inercia de sus turbinas, sin necesidad de desviarse del punto de operación óptimo en su consigna de potencia. Las turbinas eólicas con potencias superiores a 1 MW presentan constantes de inercia H en torno 5s; por lo tanto, tomando un supuesto de inercia H = 5s y asumiendo que lo inversores de las unidades cuentan con el control apropiado, las plantas eólicas podrían desplegar un 100% de su potencia nominal durante 5s, ó un 10% de su potencia nominal durante 50s. En particular, se considera que solo se puede proveer hasta un 10% de su potencia nominal de generación como reserva rápida (durante 10s) lo que significa una pérdida del 20% de su energía cinética, y aproximadamente un 10,6% de su velocidad angular.

Por otro lado, el requerimiento de inercia sintética es determinado a partir de los valores entregados en [ESTUDIOS ELÉCTRICOS, 2018] entregado por el Coordinador Eléctrico Nacional. En dicho informe, se definió que para garantizar una operación segura del sistema se requiere una inercia mínima post-contingencia de 9885 MVAs para la zona del Norte Grande (NG), y 8424 MVAs para la zona al sur de S/E Cumbre (SC). Considerando que en una situación de contingencia se puede alcanzar una frecuencia de hasta 49Hz, es posible extrapolar la inercia correspondiente a una estado de operación normal con una frecuencia de 50 Hz de acuerdo a la siguiente fórmula

$$I_{pre}^{NG} = \frac{50^2}{49^2} I_{post}^{NG} = \frac{50^2}{49^2} 9885MVAs = 10293MVAs$$
$$I_{pre}^{SC} = \frac{50^2}{49^2} I_{post}^{SC} = \frac{50^2}{49^2} 8424MVAs = 8771MVAs$$

donde la proporción es realizada sobre el cuadrado de la frecuencia, dado que la energía contenida en el sistema es proporcional a la frecuencia al cuadrado ($E \propto \omega^2$). Conociendo las inercias pre- y post-contingencia, es posible definir para ambas zonas el requerimiento de inercia efectivamente desplegada en una contingencia que produce una excursión de la frecuencia hasta 49Hz:

$$\Delta I^{NG} = I_{pre}^{NG} - I_{post}^{NG} = 408MVAs$$
$$\Delta I^{SC} = I_{pre}^{SC} - I_{post}^{SC} = 347MVAs$$

Luego, considerando un factor de potencia unitario ($MVA = MW$) y que la energía correspondiente a la inercia desplegada debe ser inyectada al sistema antes de la activación de la reserva primaria, cuyo tiempo promedio de respuesta es de 10 segundos, es posible definir requerimientos de inercia o reserva rápida en términos de potencia como:

$$R_{NG} = \frac{408MVAs}{10s} = 41MW$$
$$R_{SC} = \frac{347MVAs}{10s} = 35MW$$

Del total del requerimiento, se tomó el supuesto de que un 20% del total debía ser satisfecho por inercia sintética, mientras que el 80% restante estaría cubierto por la inercia de las máquinas síncronas despachadas en el sistema. A pesar de este supuesto base, es importante notar que un mayor porcentaje del requerimiento atribuible a inercia sintética es consistente con una condición de despacho con mayor penetración de energías renovables variables, por lo que un incremento de dicho porcentaje estaría asociado a una mayor presencia de oferentes del servicio. Los supuesto antes discutidos dan origen en los valores indicados en la Tabla 10 para el año 2018, donde los

oferentes corresponden a generadores solares y eólicos. Dicho requerimiento luego fue proyectado al año 2020 en base al crecimiento de la participación de unidades renovables variables por cada zona, para lo cual se consideró una tasa de integración renovable variable sostenida de un 6% y 4%[28] para las zonas al Norte de la S/E Pan de Azúcar y Sur de la S/E Nogales, respectivamente. Esto se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 10. Requerimientos Control Rápido de Frecuencia

Año	Requerimiento SEN	Requerimiento Norte S/E Pan de Azúcar	Requerimiento Sur S/E Nogales
2018	15.0 MW	8.0 MW	7.0 MW
2020	16.9 MW	9.0 MW	7.9 MW

Sin embargo lo anterior, cabe destacar que los requerimientos por este tipo de Servicio Complementario al año 2018, y proyección al año 2020, corresponden solo a una estimación para efectos de este estudio, por lo que se deberá realizar un estudio específico para determinar el requerimiento real correspondiente a este servicio.

Los resultados de los tests de competitividad para CRF son presentados a continuación.

6.2.1. Tests de Competitividad para CRF

CRF: Test 1

La Figura 20 muestra la capacidad de oferta para el CRF según compañía en relación al requerimiento (representado en dicha figura por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico, al año 2020, la que se define como la capacidad instalada total en tecnologías solar y eólica. Queda de manifiesto cómo cualquiera de estas compañías, por sí sola, podría hacerse cargo del requerimiento. Se incluye en el Anexo C una versión de esta figura considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

[28] Tasas definidas a partir del informe “Anuario Estadístico de Energía 2017”, CNE, 2018 [CNE, 2018c]

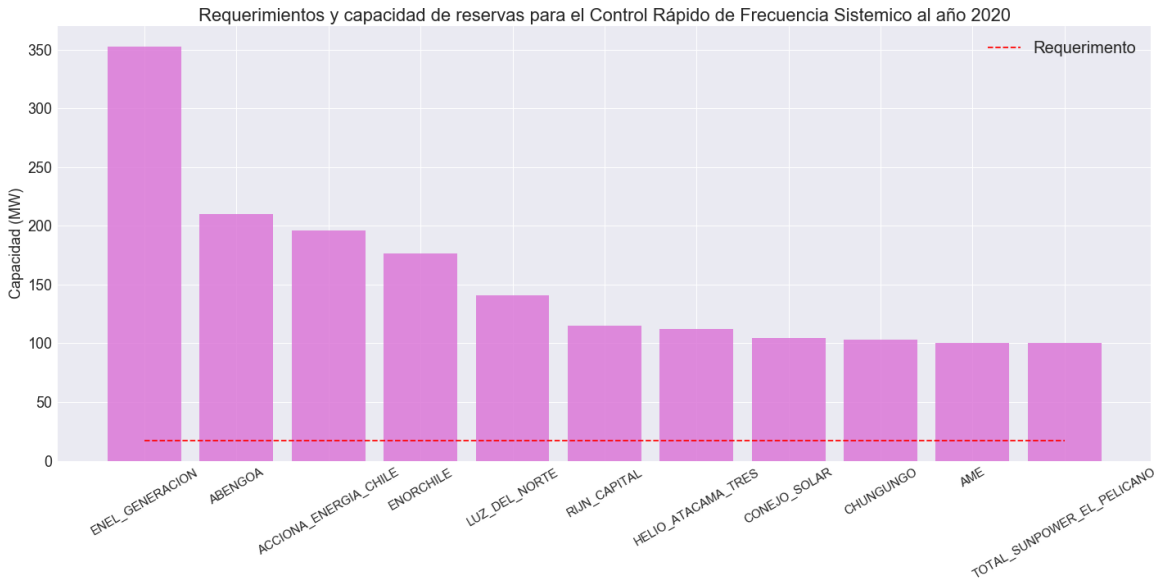

Figura 20. Requerimientos y Capacidad de Reservas para el Control Rápido de Frecuencia a Nivel Sistémico al año 2020

La Figura 21 muestra la curva de duración para el índice RSI asociado a CRF a nivel sistémico, considerando un periodo de un año (8760 horas). Dado que se consideró un requerimiento fijo, se aprecia un desacople en el valor del índice entre el día y la noche debido a la baja de potenciales oferentes solares durante la noche.

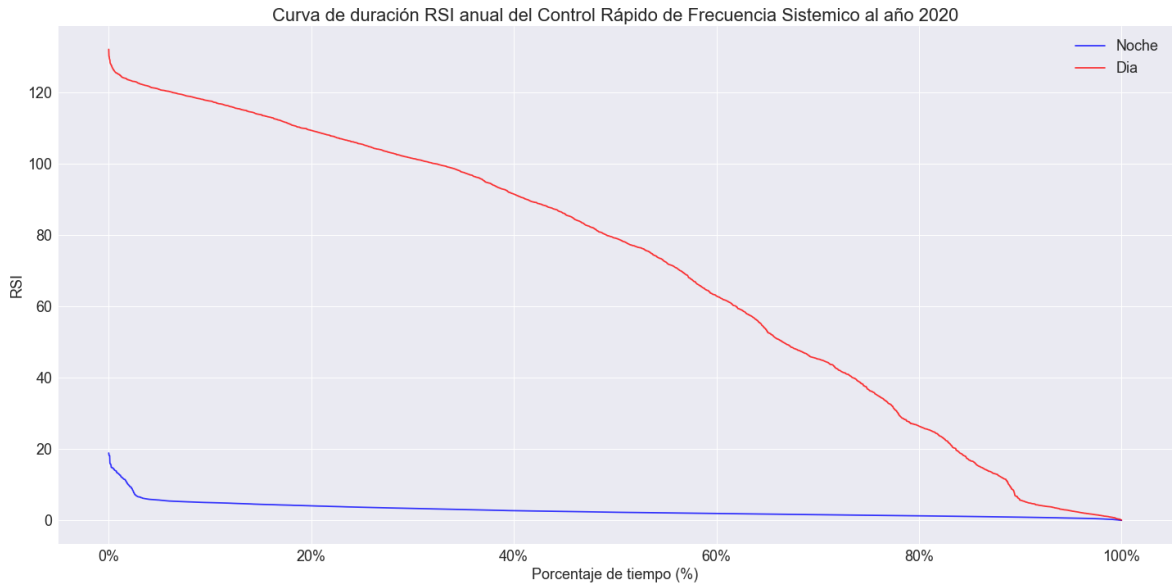

Figura 21. Curva de Duración RS anual de Control Rápido de Frecuencia a Nivel Sistémico al año 2020

CRF: Test 2

Zona al Norte de S/E Pan de Azúcar

La Figura 22 muestra la capacidad de oferta para el CRF según compañía en relación al requerimiento (representado en dicha figura por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta en la zona al Norte de S/E Pan de Azúcar, al año 2020. Al igual que en el caso sistémico, el requerimiento es tan reducido que cualquiera de estas empresas podría hacerse cargo del requerimiento. Se incluye en el Anexo C una versión de esta figura considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

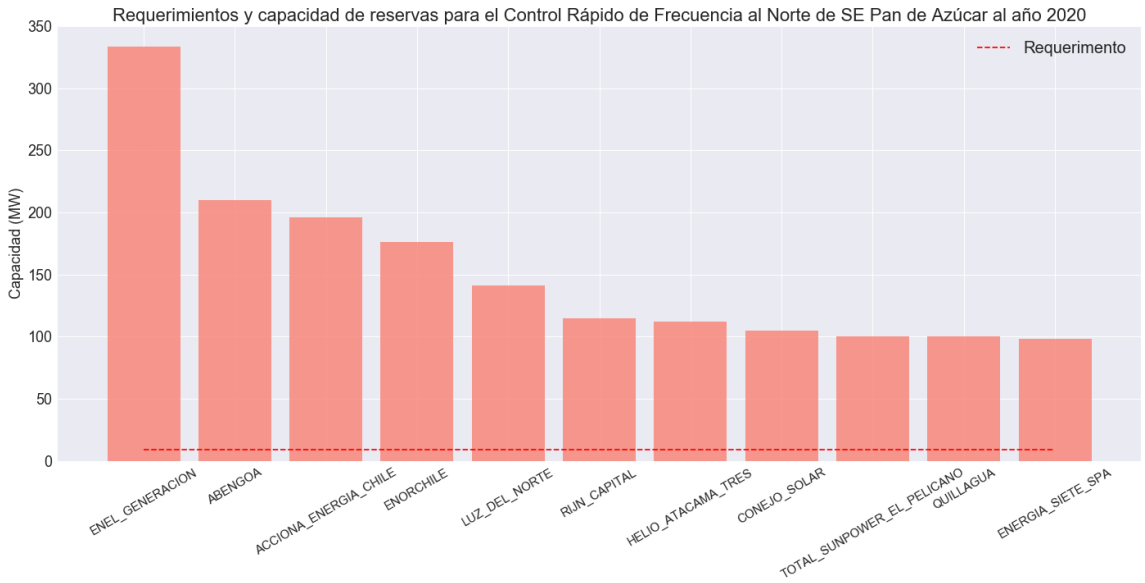

Figura 22. Requerimientos y Capacidad de Reservas Para el Control Rápido de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

La Figura 23 muestra la curva de duración para el índice RSI en la zona al Norte de S/E Pan de Azúcar, al año 2020, considerando un periodo de un año con resolución horaria (8760 horas). Se gráfica dividiendo las horas en dos períodos diarios de 12 horas (de 08:00 a 20:00 horas para el día, y de 20:00 a 08:00 horas para la noche, en relación a la generación solar). Dado que se consideró un requerimiento fijo, se aprecia un desacople en el valor del índice entre las horas con más disponibilidad de recurso solar, debido a la baja de potenciales oferentes solares durante el período con más horas de noche. Dada la alta capacidad solar al Norte de S/E Pan de Azúcar se aprecian valores muy altos del indicador en horas del día y una gran diferencia respecto a los valores durante la noche.

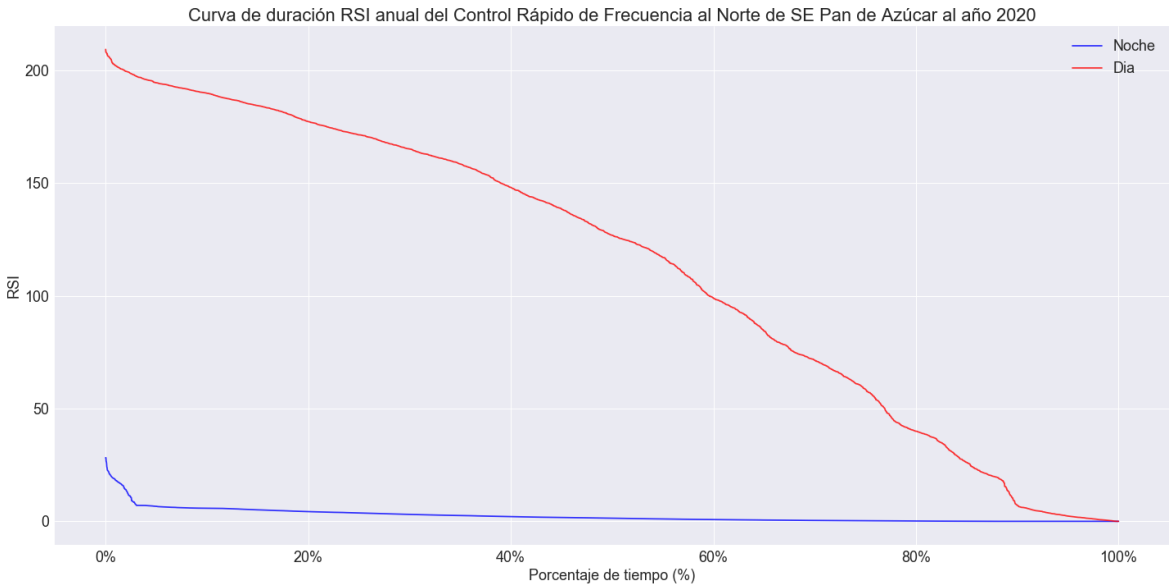

Figura 23. Curva de Duración RSI anual del Control Rápido de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

Zona al Sur de S/E Nogales

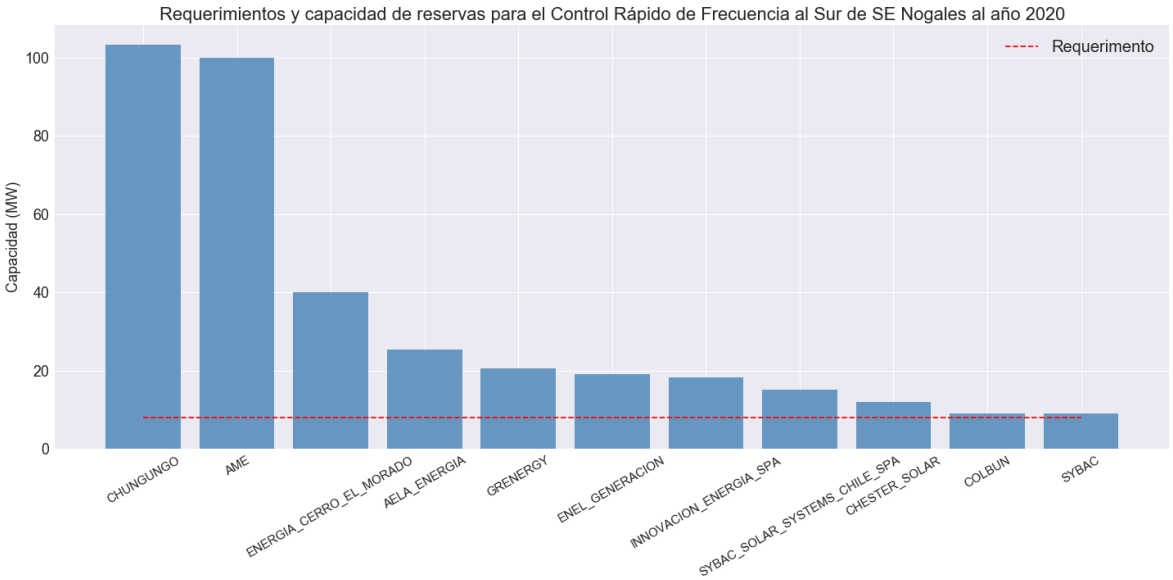

Figura 24. Requerimientos y Capacidad de Control Rápido de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020

La Figura 24 muestra la capacidad de oferta para el CRF según compañía en relación al requerimiento (representado en dicha figura por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta en la zona al Sur de S/E Nogales, al año 2020. Al igual que en el caso

sistémico, el requerimiento es tan reducido que cualquiera de estas empresas podría hacerse cargo del requerimiento. Se incluye en el Anexo C una versión de esta figura considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

La Figura 25 muestra la curva de duración para el índice RSI en la zona al Sur de S/E Nogales, al año 2020, considerando un periodo de un año con resolución horaria (8760 horas), para esto, se descontaron la capacidad de reserva de las tres principales firmas oferentes, lo que se repite para este tipo de análisis a lo largo del presente Informe. Se gráfica dividiendo las horas en dos períodos diarios de 12 horas. Dado que se consideró un requerimiento fijo, se aprecia un desacople en el valor del índice entre las horas con más disponibilidad de recurso eólico, debido a la baja de potenciales oferentes solares durante el período con más horas de noche. En este caso se aprecia cómo la diferencia entre horas de día y noche se reduce respecto al caso al Norte de S/E Pan de Azúcar. Similarmente los valores generales del índice se reducen, pero de todas maneras desde un punto de vista de la competitividad de un potencial mercado el valor del índice es holgado la mayor parte del tiempo.

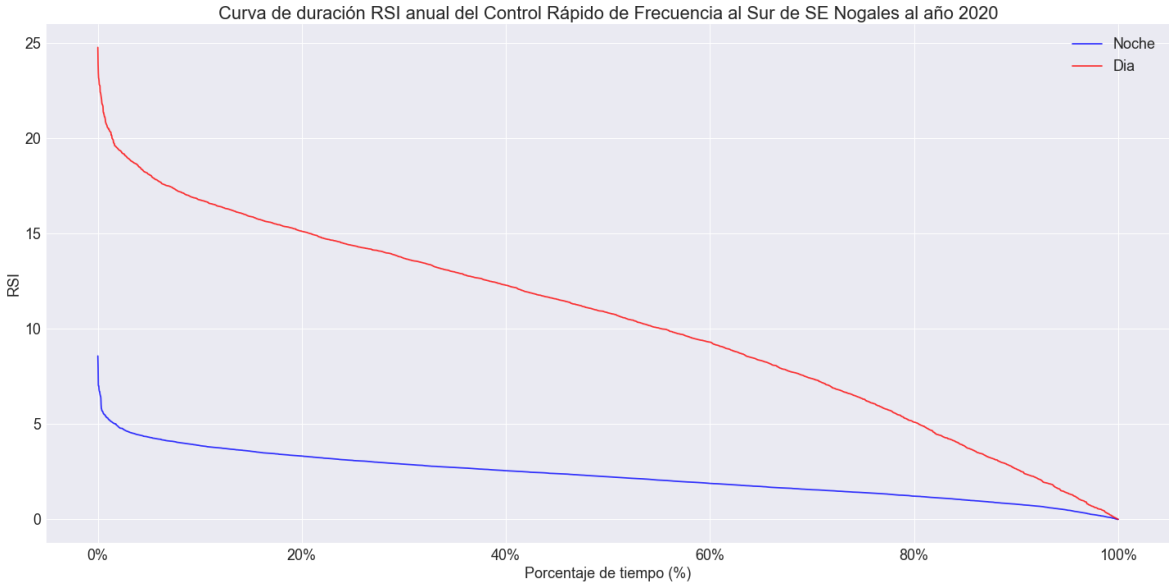

Figura 25. Curva de Duración RSI anual del Control Rápido de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020

6.2.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CRF

La transición hacia sistemas de energía con alta penetración de energías renovables resultará en una menor cantidad de generadores síncronos en el sistema, reemplazados por tecnologías basadas en inversores, como la eólica y solar, que no presentan por defecto una respuesta inercial como es el caso de los generadores síncronos. En este escenario es que surge la necesidad de

definir un nuevo tipo de SSCC asociado a la respuesta rápida de frecuencia, que permita mejorar la respuesta inercial del sistema.

Tomando en consideración los potenciales requerimientos y oferentes existen aspectos relevantes de mencionar acerca de la provisión de este servicio. Por un lado, la necesidad de este tipo de SSCC está directamente relacionado con el nivel de integración de tecnologías de generación no-síncronas ya que, en la práctica, mayores niveles de integración de dichas tecnologías reducirán la participación de máquinas síncronas, lo que resultará en una menor inercia en el sistema y un mayor requerimiento de CRF. Por otro lado, las tecnologías capaces de entregar este servicio son precisamente las tecnologías de generación no-síncronas que, mediante un control especial de los inversores, pueden proveer la llamada inercia sintética.

En términos de requerimientos y potenciales oferentes desde la generación las barreras de entrada son bajas. Respecto a otras tecnologías que pueden entregar este servicio, como son los BESS, las barreras de entrada son más altas principalmente debido al aún alto costo de inversión de las mismas y la incertidumbre regulatoria respecto a cómo se compensarán e integrarán a los sistemas eléctricos. Sin embargo, las proyecciones a la baja respecto al costo de equipos BESS [IRENA, 2017], de materializarse, podrían reducir esta importante barrera de entrada en un futuro cercano, justificando el uso de estructuras de mercado para su asignación y compensación. Otro hecho relevante a destacar es que surge la interrogante de cuál debería ser el tratamiento de la inercia 'tradicional' provisto por unidades síncronas ante este nuevo contexto. Por ejemplo, actualmente en PJM existe una discusión si las unidades síncronas deberían ser remuneradas por la entrega de inercia del sistema, la cual ha sido provista hasta la fecha de manera natural y sin compensación adicional alguna.

El requerimiento actual, y proyectado al 2020 y 2022, es particularmente pequeño respecto al potencial número de oferentes que incluye generación eólica y solar. Por lo tanto, en base a los indicadores de concentración y RSI de los tests 1 y 2 no se podrían descartar condiciones de competencia. Para el caso del indicador RSI, durante horas con mayor disponibilidad de recurso solar, y dado lo reducido del requerimiento, los valores son particularmente altos. Durante la noche, cuando baja la cantidad de oferentes potenciales, dicho indicador se acerca casi a cero lo que haría replantearse las condiciones de competencia. Sin embargo, el requerimiento de noche debiera ser distinto al de día debido a que el gran parte de unidades de generación despachadas de noche sí tienen inercia rotatoria. De igual manera, dada la gran cantidad de oferentes respecto al requerimiento y la homogeneidad de costos de los potenciales oferentes, las rentas pivotales tanto en los Tests 3 y 4 son iguales a cero. Por lo tanto como conclusión **no se descartan las condiciones de competencia para el Control de Frecuencia Rápido** tanto para el año 2020 como para el 2022. Sin embargo, incluso existiendo potenciales condiciones de competencia lo que implicaría el uso de subastas o licitaciones según el reglamento de SSCC, es necesario **ponderar el impacto de los costos asociados a administrar una subasta** para un requerimiento tan reducido y

considerar el hecho que quienes generan el requerimiento, unidades conectadas a través de inversores, son además los potenciales oferentes del servicio. Lo anterior es relevante al evaluar la opción de que la entrega del servicio de respuesta rápida podría ser una condición necesaria para la conexión de nuevas unidades de generación basadas en tecnologías no-síncronas. Haciendo referencia al hecho que las unidades sincrónicas entregan de manera natural, y sin compensación adicional, respuesta inercial al sistema.

6.3. Control Primario de Frecuencia (CPF)

Los requerimientos de CPF se han definido a partir de la reserva mínima en Estado Normal del sistema para el año 2018, según el informe IDPSSCC. En Estado Normal, se tiene un requerimiento de +-20MW al norte de la S/E Pan de Azúcar y de ±53 al sur de la S/E Nogales, siendo ambos simétricos y sin distinción de un horario particular de operación del sistema. A partir de dichos requerimientos actuales de reservas para el CPF, se han proyectado los requerimientos al año 2020 y 2022 en base a la tasa de crecimiento promedio anual proyectada de la demanda del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 [CNE 2017] de un 2.63%. Adicionalmente, los requerimientos de reserva consideran el máximo requerimiento (entre los requerimientos de subida o bajada) de reservas mínimas ante contingencias para cada zona, la que se considera no varía para las proyecciones al año 2020 o 2022, dado que esta responde a la necesidad de suplir la caída de una unidad generadora o consumo de gran tamaño. Con esto, los requerimientos de reserva resultan simétricos ante una misma capacidad de oferta de parte de las unidades generadoras.

Tabla 11. Requerimientos de reserva para el CPF

Año	Requerimiento de Reservas para el CPF del SEN	Req. de Reservas para el CPF al Norte de S/E Pan de Azúcar	Req. de Reservas para el CPF al Sur de S/E Nogales
2018	±(73+265)	±(20+80)	±(53+185)
2020	±(76.88+265)	±(21.06+80)	±(55.82+185)
2022	±(80.97+265)	±(22.18+80)	±(58.79+185)

Para la definición de los oferentes capaces de proveer y suplir dichos requerimientos zonales, se ha realizado un análisis y auditoría de las bases de datos presentadas en las planillas de entrada a PLEXOS y el informe IDPSSCC. A partir de la definición por zonas del Informe IDPSSCC, se ha definido que todas las unidades correspondientes al SEN - Norte Grande y SEN - Centro Sur (Norte) podrían proveer reserva primaria para aportar a cumplir con el requerimiento al norte de la S/E

Pan de Azúcar, mientras que las unidades del SEN - Centro Sur (V Región, Centro y Sur) proveen reservas al sur de la S/E Nogales. Los resultados de los tests de competitividad para CPF son presentados a continuación.

6.3.1. Tests de Competitividad para CPF

CPF: Test 1 Años 2020 y 2022

Las Figuras 26 y 27 muestran la capacidad de oferta para el CPF según compañía en relación al requerimiento (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico, al año 2020 y 2022 respectivamente. Se incluye en el Anexo C una versión de esta figura considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

Es posible observar que las tres compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CPF del SEN tanto para el año 2020 como 2022. De igual manera, descartando las tres compañías más grandes, con tres compañías ya es posible suplir el requerimiento.

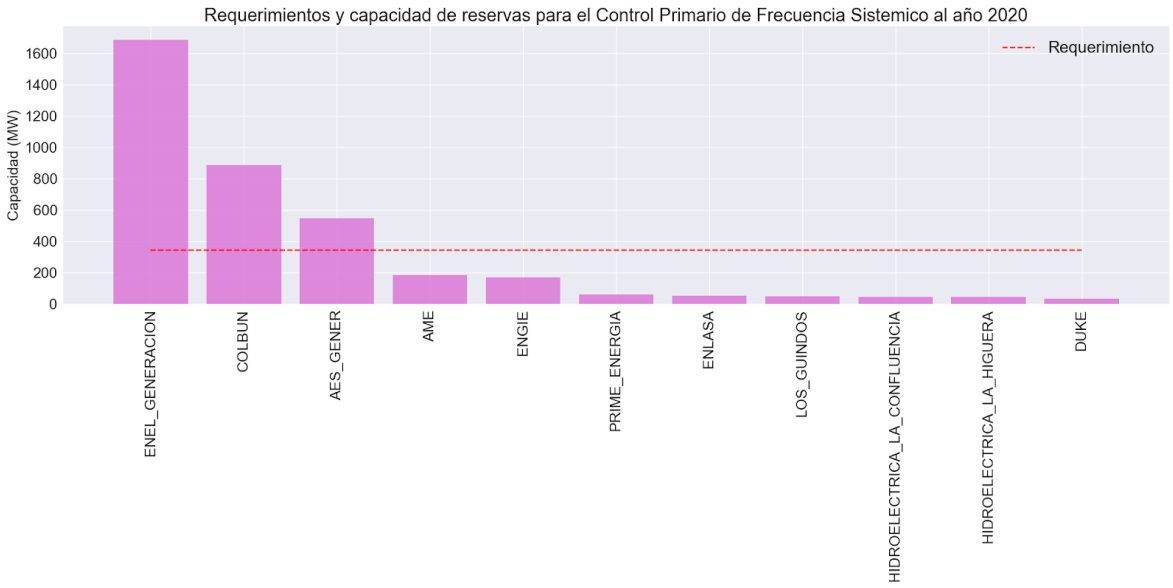

Figura 26. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020

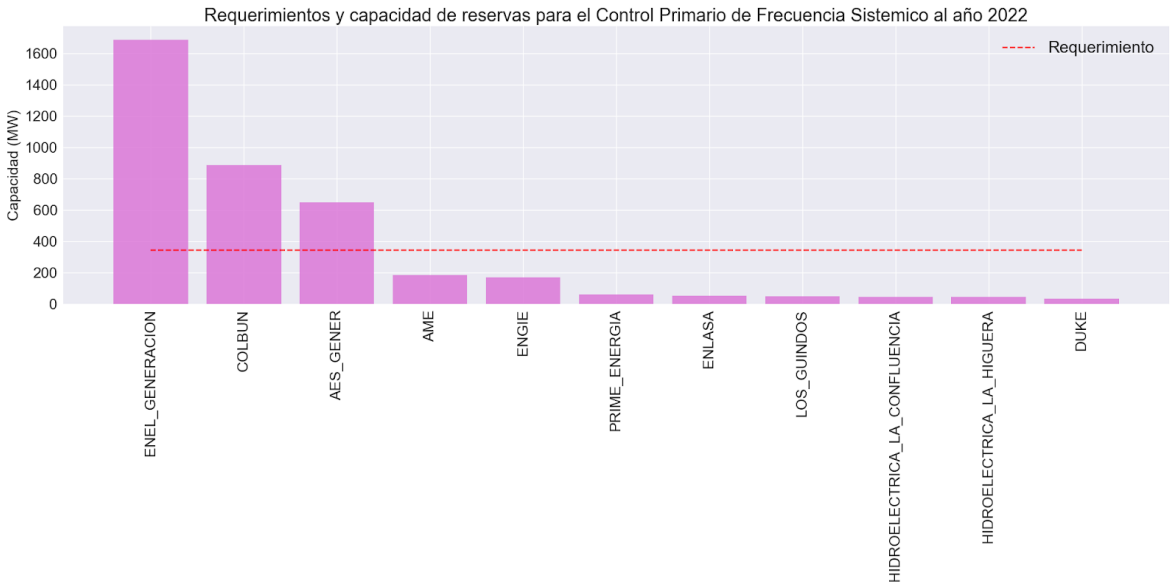

Figura 27. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2022

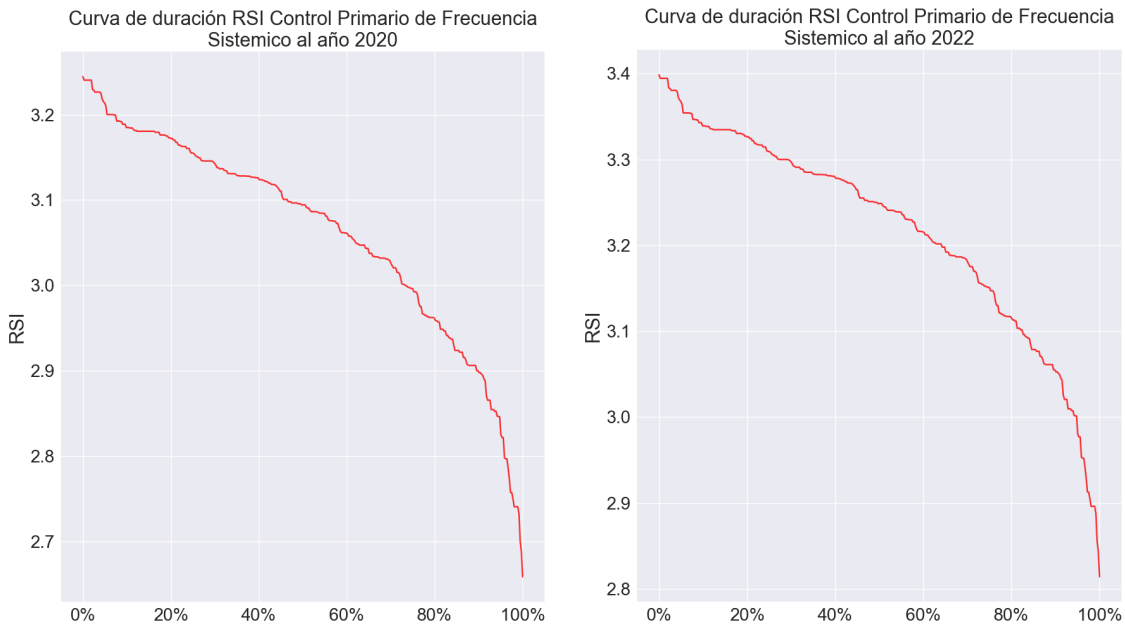

Figura 28. Curva de duración RSI del Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

Las Figura 28 muestra la curva de duración para el índice RSI asociado al mercado de CPF a nivel sistémico, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo, para los años 2020 y 2022. Es posible notar que,

considerando los peores días, el indicador llegaría a tomar valores mayores a 2.6, lo cual es un valor bastante holgado para el indicador tanto para el año 2020 como para el año 2022. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que se hace relevante analizar los resultados de los Tests 3 y 4 para poder refinar esta conclusión.

CPF: Test 2 Años 2020 y 2022

Zona al Norte de S/E Pan de Azúcar Años 2020 y 2022

Las Figuras 29 y 30 muestran la capacidad de oferta para el CPF según compañía en relación al requerimiento (representado en dicha figura por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta asociadas a la zona al norte de la S/E Pan de Azúcar, al año 2020 y 2022. Se incluye en el Anexo C una versión de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

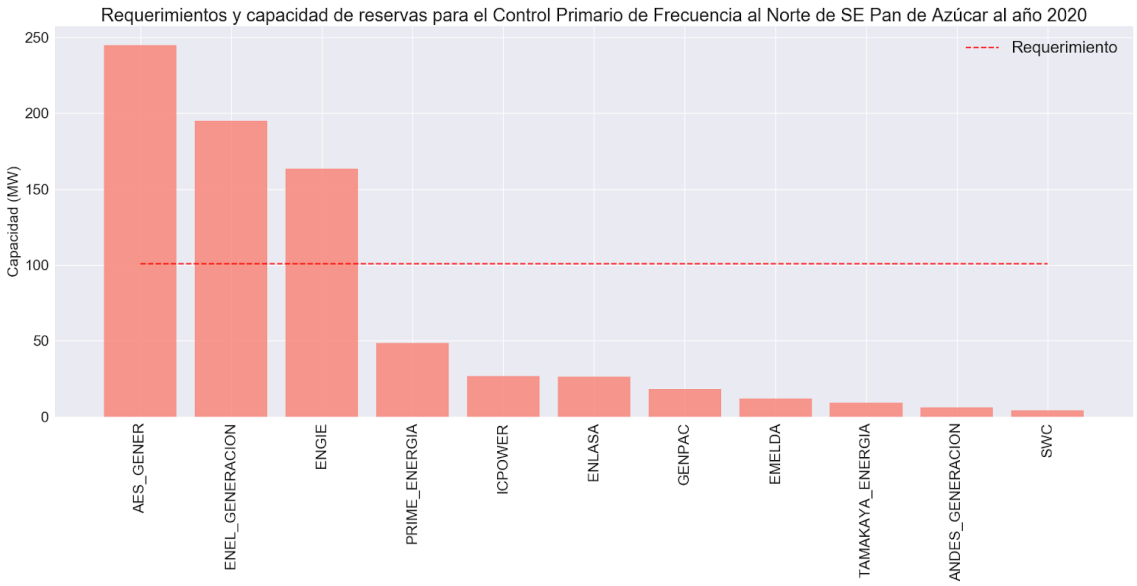

Figura 29. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

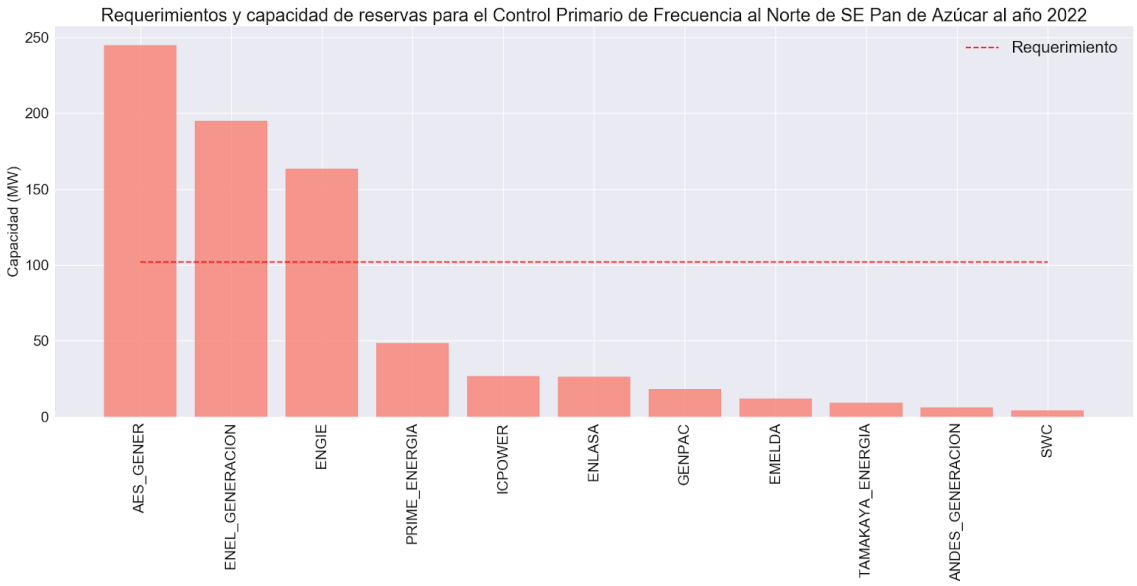

Figura 30. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2022

Es posible observar que las tres compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CPF al norte de la S/E Pan de Azúcar para los años 2020 y 2022.

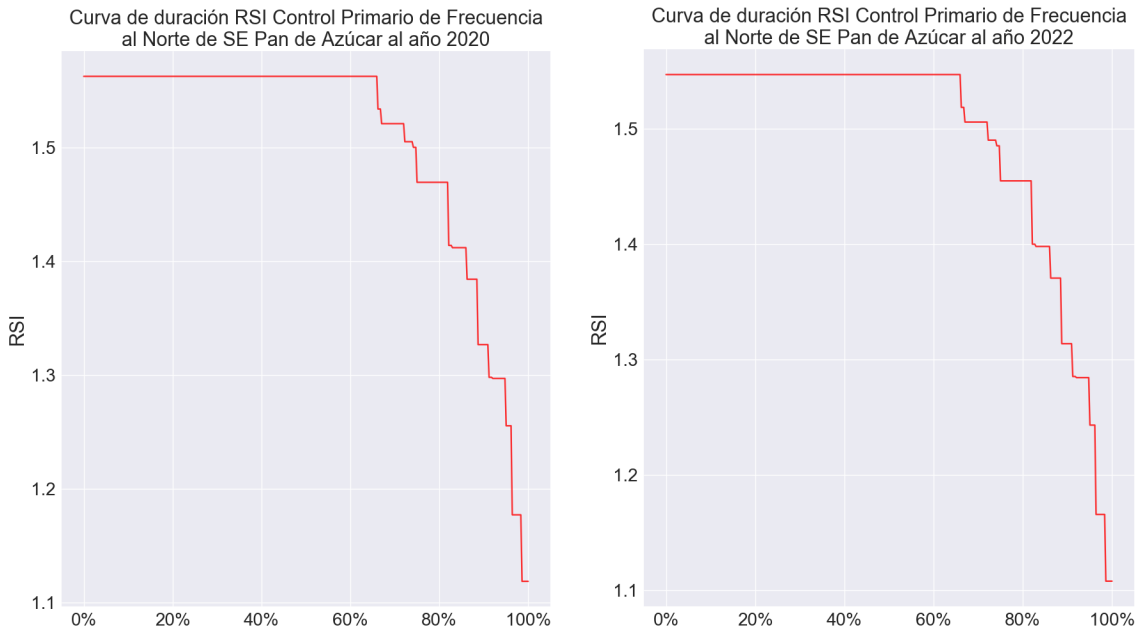

Figura 31. Curva de duración RSI del Control Primario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

La Figura 31 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CPF al norte de la S/E Pan de Azúcar para los años 2020 y 2022 considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dichos periodos. Se observa el impacto del desacople en la reducción de los valores del indicador, respecto al caso sistémico. Sin embargo, incluso en aquellos días donde el sistema está más exigido, el índice toma un valor un poco mayor a 1.1 lo que desde el punto de vista de la competencia es holgado. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia para estos años por lo que se hace relevante analizar los resultados de los Tests 3 y 4 para poder refinar esta conclusión.

Zona al Sur de S/E Nogales Años 2020 y 2022

Las figuras 32 y 33 muestran la capacidad de oferta para el CPF según compañía en relación al requerimiento (representado en dicha figura por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta asociadas a la zona al sur de la S/E Nogales, en los año 2020 y 2022, respectivamente. Se incluye en el Anexo C una versión de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

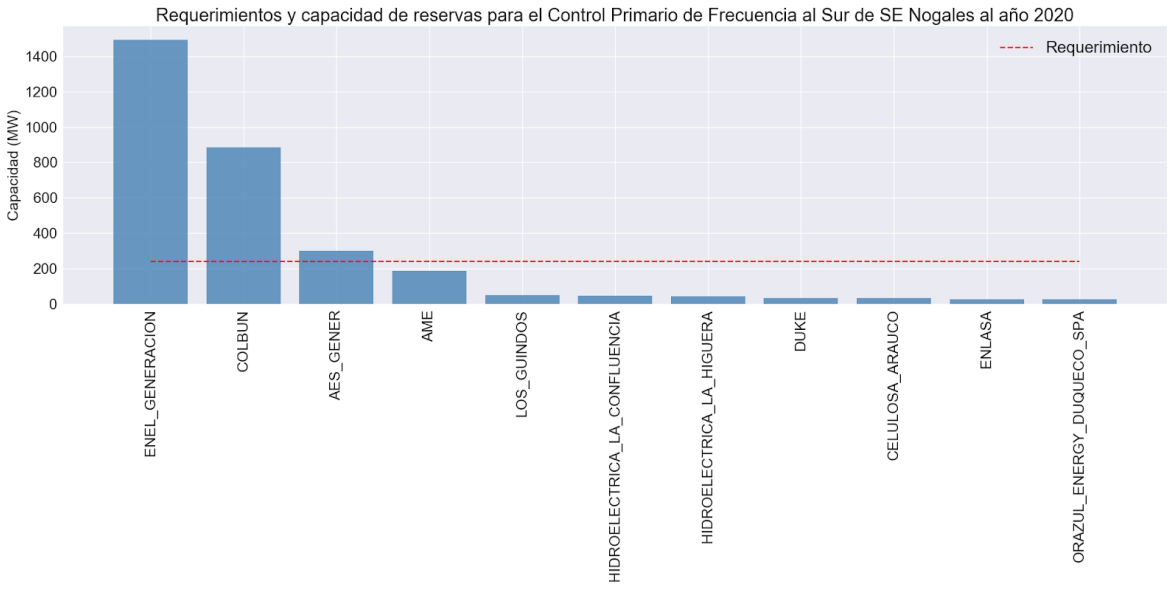

Figura 32. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020

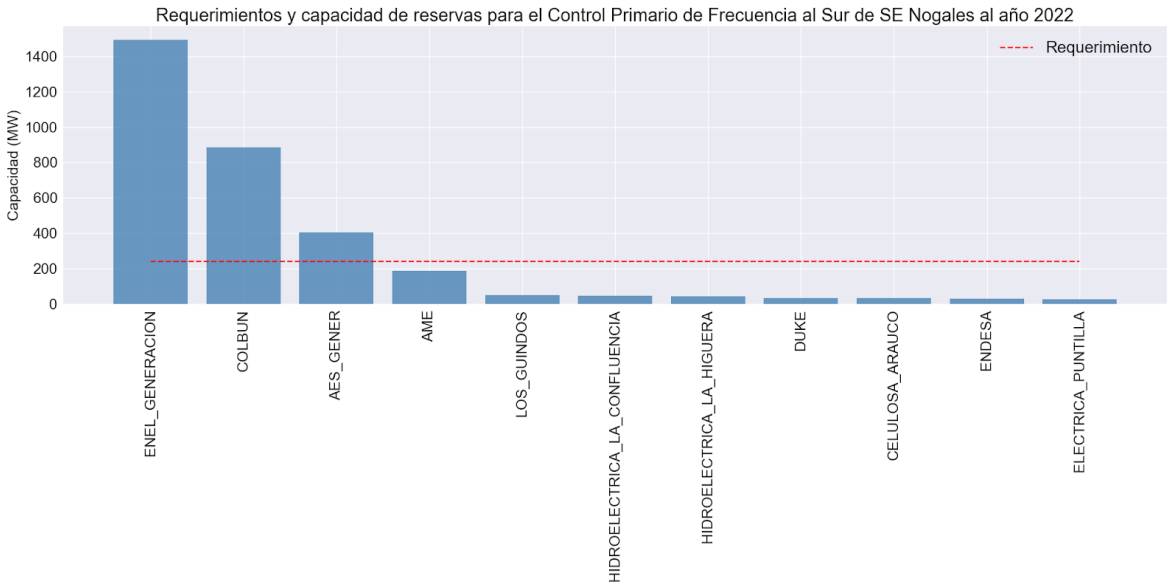

Figura 33. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2022

Es posible observar que las tres compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir todo el requerimiento proyectado asociada al CPF al sur de la S/E Nogales tanto para los años 2020 como para el 2022.

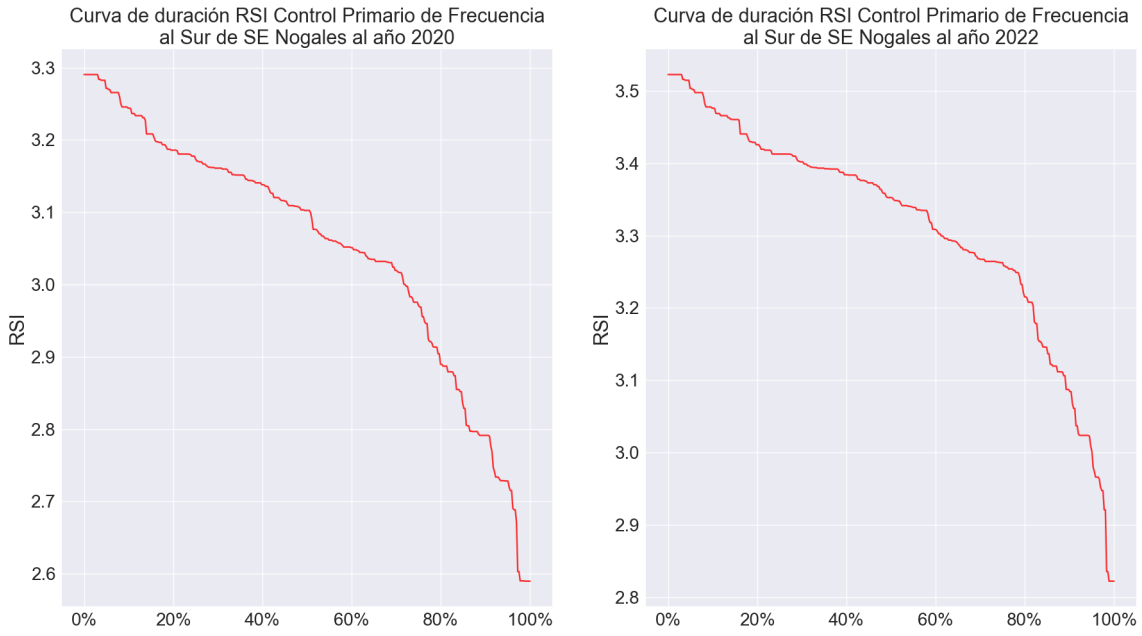

Figura 34. Curva de duración RSI del Control Primario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

La Figura 34 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CPF al sur de S/E Nogales, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo, tanto para el año 2020 como para el año 2022. Se observa el impacto del desacople en la reducción del valor del indicador, respecto al caso sistémico. Sin embargo, incluso en aquellos días donde el sistema está más exigido, el índice toma un valor un poco mayor a 2.60 lo que desde el punto de vista de la competencia es holgado. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia para estos años por lo que se hace relevante analizar los resultados de los Tests 3 y 4 para poder refinar esta conclusión.

CPF: Test 3 Años 2020 y 2022

La aplicación de la metodología de rentas pivotales para el caso sistémico considera la resolución del problema de operación relajado presentado en la metodología. De esta forma, aspectos relevantes de costos y operacionales permiten refinar las conclusiones respecto al potencial nivel de competencia del mercado.

En la Figura 35 se aprecia el cálculo de rentas pivotales para las 5 empresas de mayor capacidad en un horizonte de 4 semanas representativas. Se presenta tanto la renta pivotal como la renta de eficiencia resaltando el hecho que una empresa tiene una amplia proporción de su renta pivotal de naturaleza no eficiente. Este hecho se ilustra en la Figura 36 que presenta la renta poder de mercado para el año 2020.

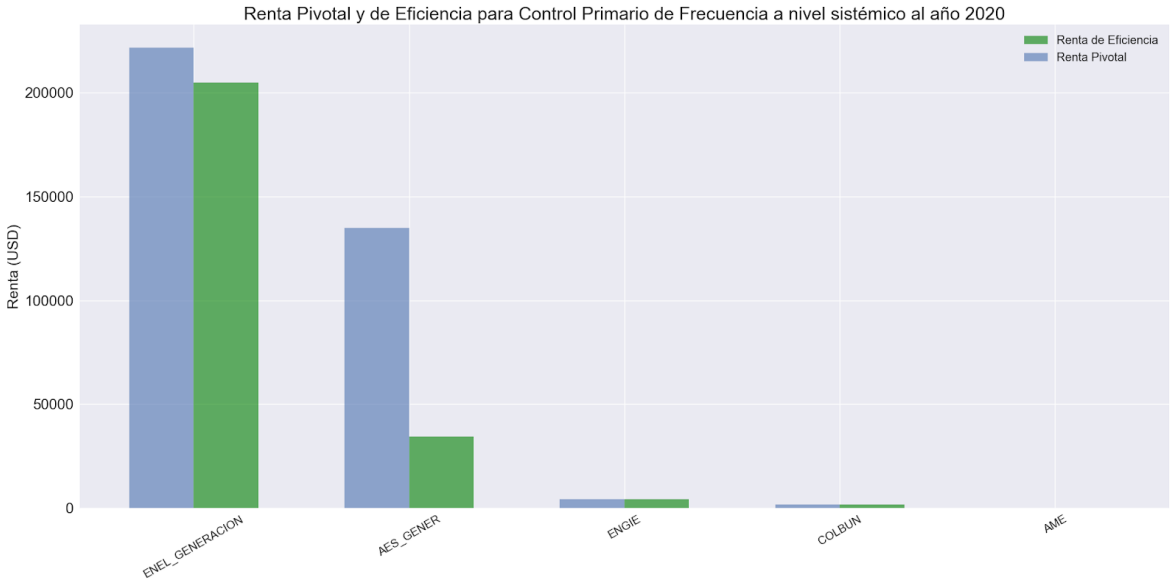

Figura 35. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2020

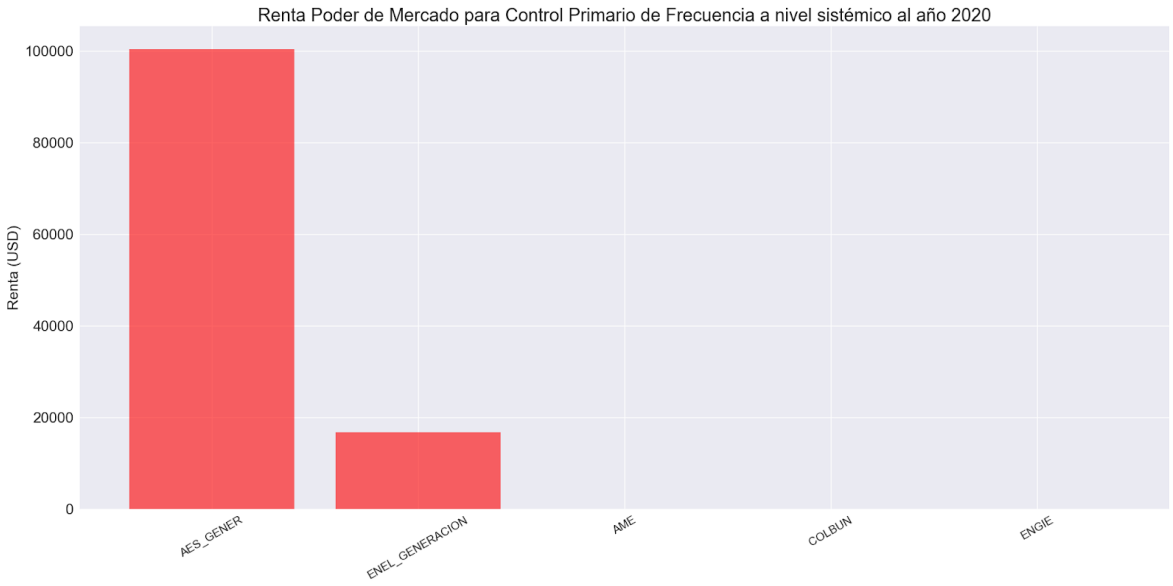

Figura 36. Renta Poder de Mercado para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2020

Tabla 12. Índice RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2020

Índice RPT	Índice RPPMT
1.409	0.455

El cálculo de rentas pivotales para el año 2022 entrega similares resultados como puede ser apreciado en las Figuras 37 y 38 donde también existe una empresa con una alta proporción de rentas pivotales no atribuibles a rentas de eficiencia.

Estos resultados reflejan cómo las conclusiones sobre análisis de competencia pueden cambiar radicalmente al considerar metodologías adicionales a los indicadores de los Tests 1 y 2. El análisis de RSI no toma en cuenta los costos de las distintas firmas ni aspectos operacionales, el análisis de rentas pivotales sí. Los indicadores RPT y RPPMT tanto para el año 2020 como 2022 muestran valores altos lo que refleja la posibilidad, incluso no existiendo inconvenientes respecto al número de potenciales oferentes, de ejercer poder de mercado. Esto resulta porque la estructura de costos de los potenciales competidores es distinta. En este caso particular, esto se debe a la presencia de AES Gener, que obtiene rentas grandes, comparadas a los costos totales de operación lo que se ve reflejado en el indicador RPT, las cuales en su mayor proporción no son rentas de eficiencia. Al ser marginales en el despacho de reservas, podrían hacer ofertas significativamente por encima de sus costos marginales, y obtener rentas significativas en este negocio. Los resultados de este test **descartarían condiciones de competencia para los años 2020 y 2022** para realizar subastas asociadas al CPF.

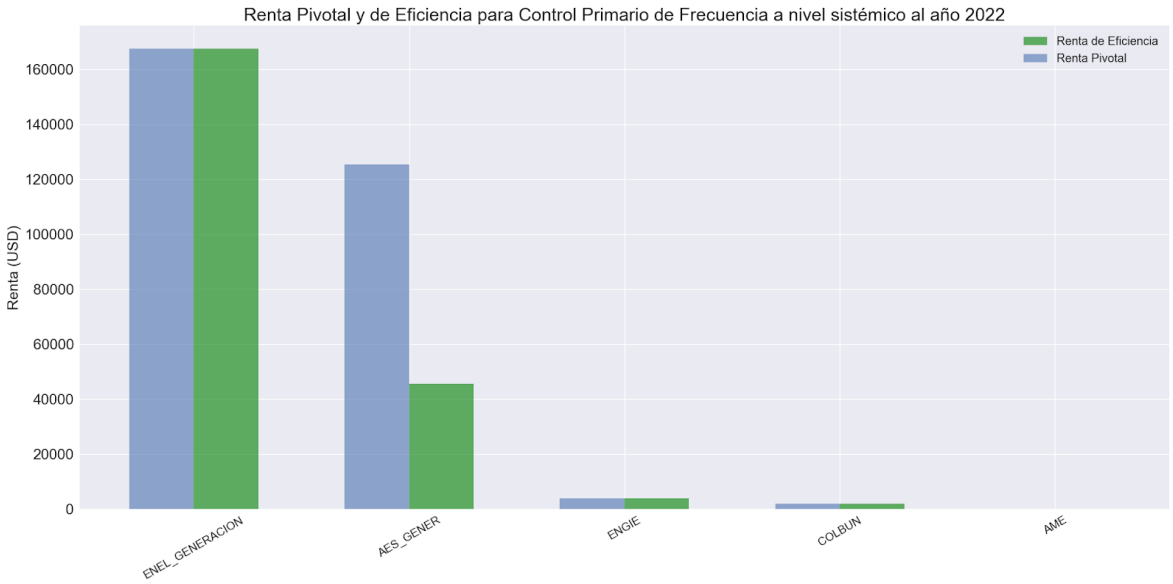

Figura 37. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2022

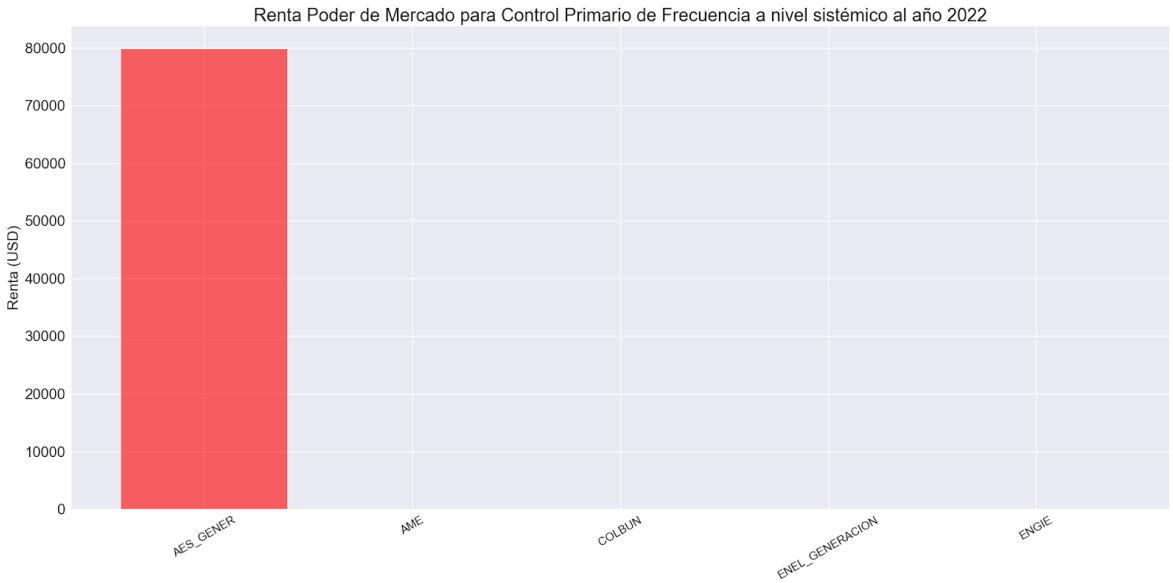

Figura 38. Renta Poder de Mercado para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2022

Tabla 13. Índice RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2022

Índice RPT	Índice RPPMT
1.165	0.311

CPF: Test 4 Años 2020 y 2022

El Test 4 considera requerimientos zonales diferenciados entre zonas Norte y Sur del sistema, impactando la asignación de energía y reservas en cada una de estas zonas y por ende las rentas pivotales.

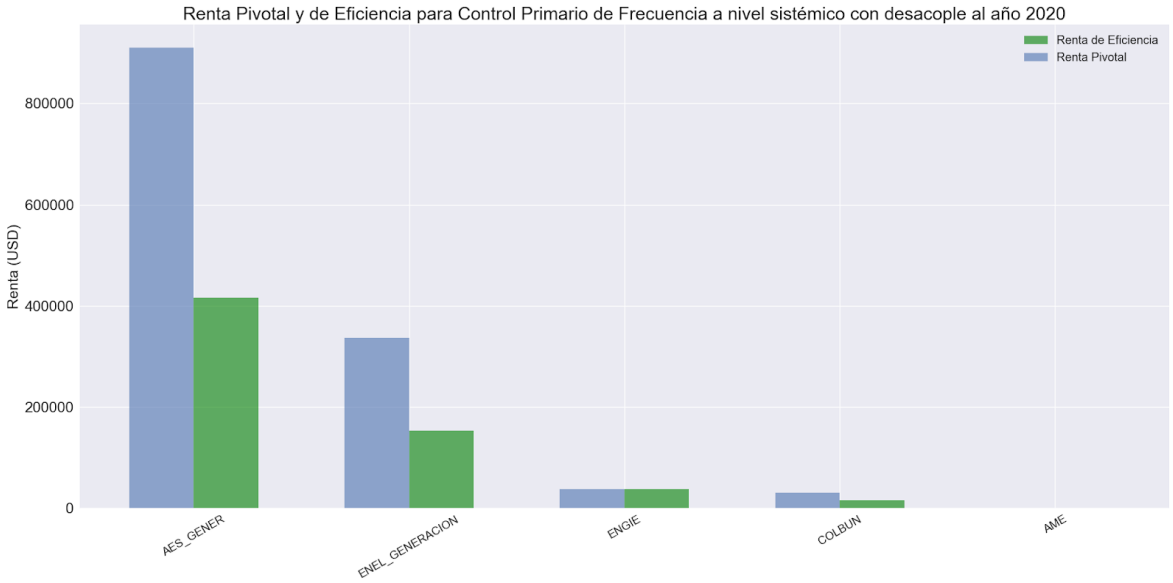

Figura 39. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2020

Figura 40. Renta Poder de Mercado para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2020

Tabla 14. Índices RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2020

Índice RPT	Índice RPPMT
2.772	1.458

En la Figura 39 se presentan las rentas pivotales y de eficiencia para las empresas relevantes el año 2020 en un horizonte de 4 semanas representativas. El gráfico presenta las rentas por empresa sin diferenciar entre Norte y Sur dado que algunas empresas tienen unidades de generación distribuidas a lo largo del país. Al igual que en el Test 3 se aprecian empresas con rentas pivotales no eficientes, lo que se refleja en la Figura 40.

El cálculo de rentas pivotales para el año 2022 entrega resultados similares en el sentido de existir rentas pivotales, como puede ser apreciado en las Figuras 41 y 42, donde también existe una empresa con una alta proporción de rentas pivotales no atribuibles a rentas de eficiencia.

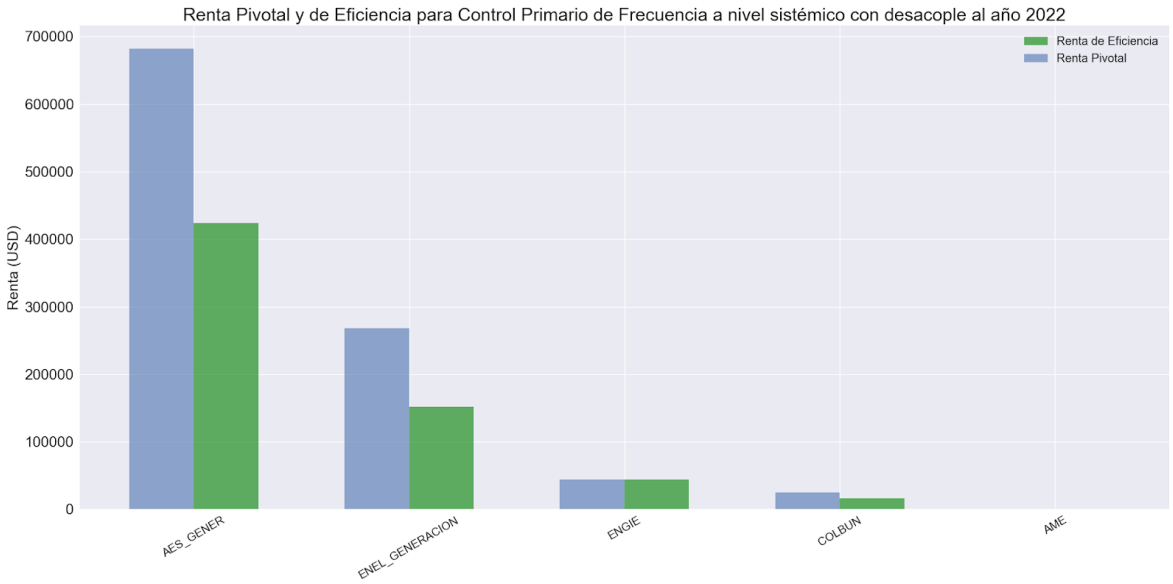

Figura 41. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2022

Figura 42. Renta Poder de Mercado para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2022

Tabla 15. Índices RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2022

Índice RPT	Índice RPPMT
1.978	0.743

Tanto para el año 2020 como para el año 2022 se ratifica la conclusión del Test 3 respecto a la existencia de rentas de poder de mercado, en esta caso asignada a otra empresa. El hecho de desacoplar los sistemas empeora los indicadores RPT y RPPMT. Los resultados de este test **descartarían condiciones de competencia** para realizar subastas asociadas al CPF.

6.3.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CPF

En base a los resultados de los tests de competitividad **se descartan** las condiciones de competencia en el sistema eléctrico Chileno para el servicio complementario asociado a Control Primario de Frecuencia tanto para el año 2020 como para el año 2022. Existen empresas con rentas pivotales importantes las cuales en una proporción relevante no serían rentas de eficiencia. Dichas rentas pivotales surgen principalmente por la estructura de costos y capacidad de dichas empresas. Lo anterior descartaría el uso de subastas y licitaciones para la provisión de este servicio.

Los resultados ilustran de manera clara la necesidad de realizar análisis de competencia basados en metodologías que capturen, incluso de manera aproximada, restricciones de operación de los

sistemas eléctricos y en el caso particular de reservas, la interacción con el mercado de la energía. Un análisis basado solamente en indicadores de concentración (MS, HHI) o RSI no descartan las condiciones de competencia para este servicio. Sin embargo, la metodología basada en el cálculo de rentas pivotales permite capturar elementos relevantes de la operación (incluso de manera simplificada) del sistema eléctrico que impactan la posición de algunos agentes.

Desde el punto de vista de las barreras de entrada, el gran potencial de empresas para proveer este servicio reflejado en los indicadores MS y RSI de los Tests 1 y 2 indicarían que no existen barreras de entrada importantes. Sin embargo, al tener una asimetría de costos de producción relevante, existen una gran cantidad de empresas que no son eficientes para la entrega del servicio. Una forma de mejorar las condiciones de competencia, lo que eventualmente podría resultar en la factibilidad de realizar subastas, es permitir que centrales renovables pudiesen participar en la entrega de este servicio, a través de la implementación de esquema de control que modifiquen sus puntos de operación. La gran cantidad de plantas solares abre la posibilidad que en un futuro cercano las condiciones de competencia en Control Primario de Frecuencia mejoren. Similarmente, tecnologías de almacenamiento han demostrado ser capaces de entregar este servicio. Sin embargo, todavía el tema de los costos de sistemas de almacenamiento y la incertidumbre regulatoria respecto a cómo se integrarán estas tecnologías en los sistemas eléctricos son barreras de entrada relevantes para la entrada de estos actores. El hecho de no tener condiciones de competencia en el caso Chileno para los años 2020 y 2022 implicaría en que la provisión de este servicio debiese ser por asignación directa y pagos utilizando los costos asociados al estudio de costos de SSCC. Lo anterior no está desalineado de la experiencia internacional donde el CPF, en general, no se materializa a través de subastas de corto plazo.

Resumen Elementos Relevantes Análisis Condiciones Competencia CPF

Mercado relevante Producto está definido según la CNE y requerimientos, que imponen definición geográfica (Norte y Sur), según estudios del CEN. Eventuales oferentes han sido históricamente generadores síncronos y existe una incipiente incorporación de plantas fotovoltaicas y otras tecnologías como almacenamiento o volantes de inercia. La potencial oferta por zona y tecnologías asociadas se encuentra en la Figura 43.

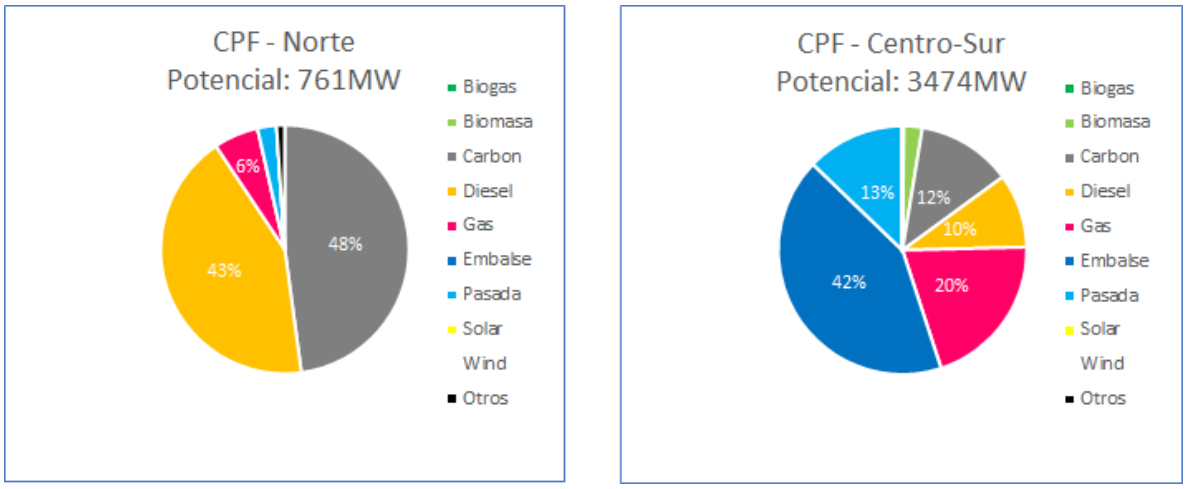

Figura 43. Potencial oferta CPF por zona y mix tecnológico

Tabla 16. Resumen indicadores para Control Primario de Frecuencia

HHI	C4	Rentas Pivotales
2241	78.08%	Existen rentas relevantes de poder de mercado.

Condiciones de Entrada

•El continuo descenso en los costos de las plantas fotovoltaicas, sumado a la aplicación de licitaciones con sistema de bloques horario y un sistema de cuota, permiten pronosticar escenarios de elevada penetración de este tipo de tecnología.

•Los sistemas de almacenamiento (baterías) pueden ofertar este tipo de SSCC. Actualmente existen baterías en operación que podrían ofertar dicho servicio, pero aún representan una proporción muy baja. Se espera que en las próximas décadas el desarrollo tecnológico permita una mayor reducción de los costos con una consecuente mayor participación de este tipo de tecnología.

Barreras de Entrada

- Legislación actual impone restricciones a tecnologías "No convencionales", en particular la legislación establece como condición mínimo costo, lo que en el caso de tecnologías disruptivas por lo general no se cumple dicha condición, transformándose en una barrera para su incorporación en el mercado. En dicho contexto, la regulación no considera la posibilidad de aplicar compensaciones para nuevas tecnologías que permitan sustentar una operación económica rentable.
- Adicionalmente existen barreras asociadas a las limitaciones de capacidad de los sistemas de transmisión eléctrica, lo cual podría condicionar el desarrollo de proyectos del tipo fotovoltaico.

Conclusión: No existen condiciones de competencia dado el conjunto potencial de oferentes y los resultados de la metodología desarrollada. Se espera en el mediano plazo dichas condiciones puedan mejorar al ingresar nuevos oferentes y tecnologías.

6.4. Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Aumento de Carga

Los niveles de reservas mínimas requeridas para el CSF de subida/bajada, para el caso de la zona al Norte de la S/E Pan de Azúcar, varían dependiendo de la hora del día en que se opera el sistema. Adicionalmente, las tasas de subida/bajada de generación para la provisión de CSF manual de una misma central puede variar según sus unidades y/o la configuración de operación de la misma. Al no ser simétricos los requerimientos ni las capacidades de oferta de reservas para la provisión de este servicio, se ha decidido diferenciar el Aumento de la Reducción de Carga para el caso del CSF.

El requerimiento de Aumento de Carga para la provisión del CSF se ha definido a partir de la reserva mínima requerida para dicho control, según el informe IDPSSCC. Los requerimientos actuales de CSF han sido proyectados al año 2020 y 2022 en base a la suma de: (i) la tasa de crecimiento promedio anual proyectada de la demanda del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037[29] de un 2.63%; y (ii) un tasa de integración renovable variable sostenida de un 6%[30] y 4%[31] para las zonas al Norte de la S/E Pan de Azúcar y Sur de la S/E Nogales, respectivamente.

Tabla 17. Requerimientos de reserva para el CSF - Aumento de Carga.

	Requerimiento de Reservas para el CSF - Aumento de Carga del SEN		**Req. de Reservas para el CSF - Aumento de Carga al Norte de S/E Pan de Azúcar**		**Req. de Reservas para el CSF - Aumento de Carga al Sur de S/E Nogales**	
Horas	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)
2018	+303	+392	+190	+206	+113	+186
2020	+357.54	+462.56	+224.20	+243.08	+133.34	+219.48
2022	+421.92	+545.58	+264.57	+286.85	+157.35	+259.00

Para la definición de los oferentes capaces de proveer y suplir dichos requerimientos zonales, se ha realizado un análisis y auditoría de las bases de datos presentadas en las planillas de entrada a PLEXOS y el informe IDPSSCC.

[29] [CNE, 2017]
[30] [CNE, 2018c]
[31] [CNE, 2018c]

6.3.1. Test de Competitividad para CSF - Aumento de Carga

CSF - Aumento de Carga: Test 1 Años 2020 y 2022

Las Figuras 44 y 45 muestran la capacidad de oferta para el CSF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico. Se incluyen en el Anexo C versiones de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

Es posible observar que tanto para el año 2020 como para el año 2022, las cuatro empresas con mayor capacidad son, por sí solas, capaces de satisfacer los requerimientos de CSF-Aumento de Carga para el SEN. De igual manera, descartando las cuatro compañías más grandes con dos compañías es posible ya es posible satisfacer los requerimientos.

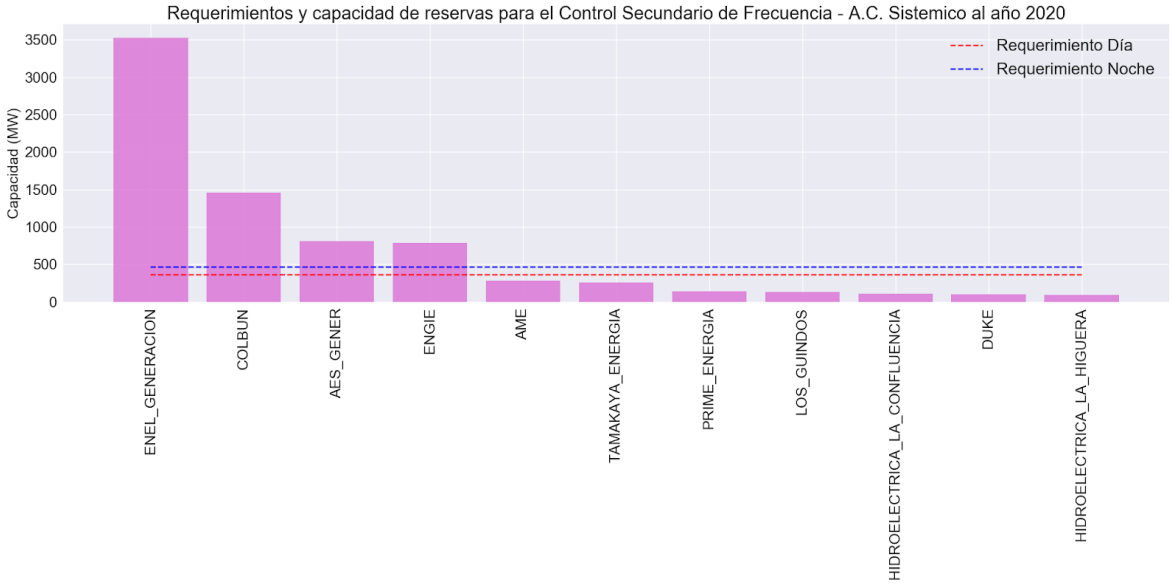

Figura 44. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2020

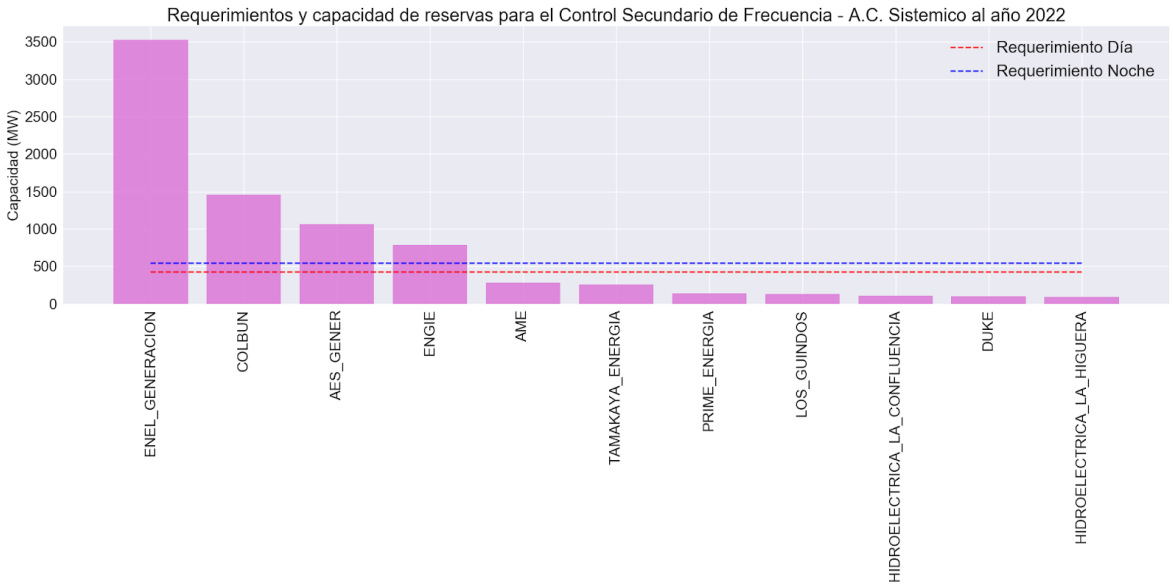

Figura 45. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2022

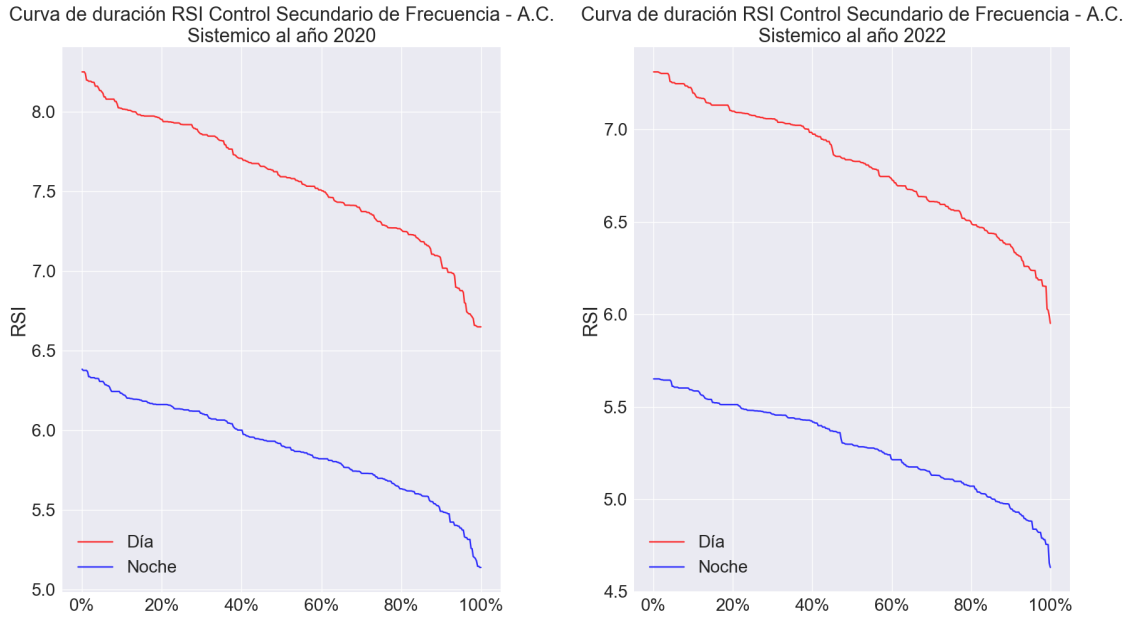

Figura 46. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

La Figura 46 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF - Aumento de Carga a nivel sistémico, considerando un período de un año (730 instantes temporales considerando día y noche) y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para los años 2020 y 2022. Es posible apreciar que tanto para el año 2020 como

para el año 2022, los valores del índice son mayores a 4.5, reflejando una gran cantidad disponible de oferentes. La existencia de un requerimiento diferenciado para dia y noche se refleja en una diferenciación para el indicador RSI para el día y la noche en el rango de aproximadamente 8.5 a 6.5 y 6.5 a 5.2 al año 2020; y 7.2 a 6.0 y 5.7 a 4.8 al año 2022. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que, tal como en el caso de CPF, se hace necesario analizar el resultado de los Tests 3 y 4.

CSF - Aumento de Carga: Test 2 Años 2020 y 2022

Zona al Norte de S/E Pan de Azúcar

Las figuras 47 y 48 muestran la capacidad de oferta en la zona al Norte de la S/E Pan de Azúcar para el CSF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta. Se incluyen en el Anexo C versiones de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

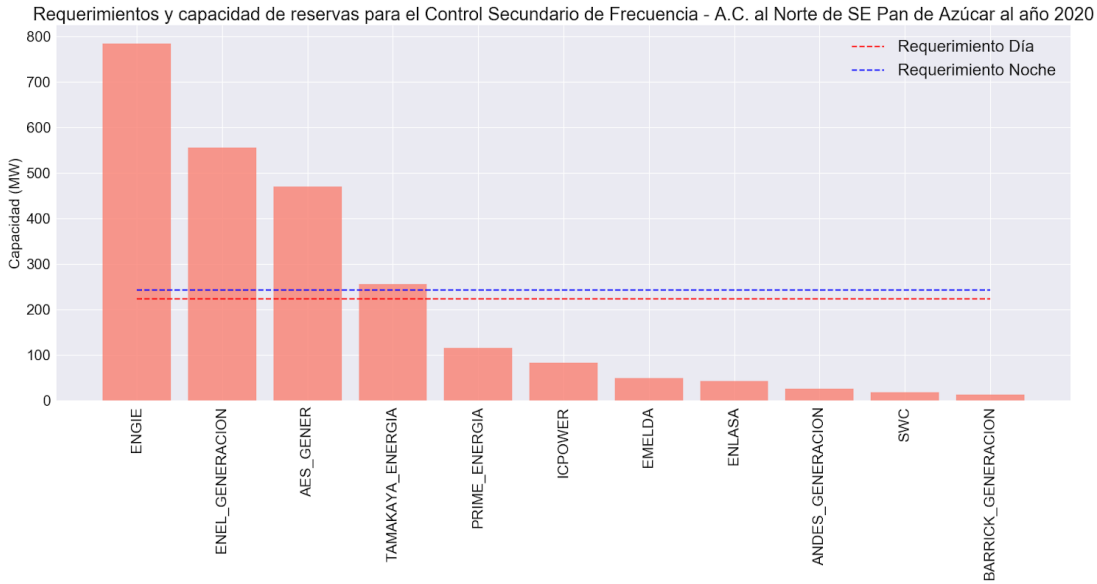

Figura 47. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

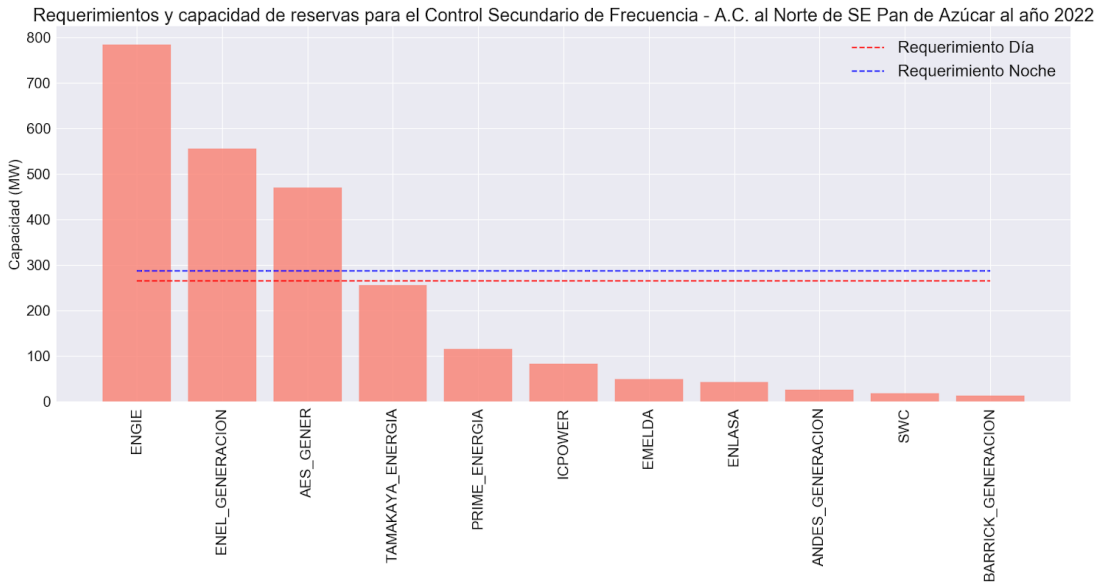

Figura 48. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2022

Es posible observar que las cuatro empresas con mayor capacidad son, por sí solas, capaces de satisfacer los requerimientos de CSF-Aumento de Carga en la zona al norte de la S/E Pan de Azúcar para el SEN para el año 2020. El aumento de requerimiento al año 2022 reduce un poco la holgura de la oferta pues ya la cuarta empresa más grande por sí sola no es capaz de satisfacer los requerimientos. No obstante lo anterior, las condiciones, analizando solamente la oferta potencial, siguen siendo favorables para la competencia al año 2022 haciendo relevante el análisis de otros indicadores y tests.

La Figura 49 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF - Aumento de Carga en la zona al norte de la S/E Pan de Azúcar, considerando un período de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para los años 2020 y 2022. Es posible apreciar que tanto para el año 2020 como para el año 2022, los valores del índice son mayores a 1.1 y 60% del tiempo son mayores a 2.2, reflejando una cantidad importante de oferentes, incluso cuando las tres empresas más grandes son retiradas. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que, tal como en el caso de CPF, se hace necesario analizar el resultado de los Tests 3 y 4.

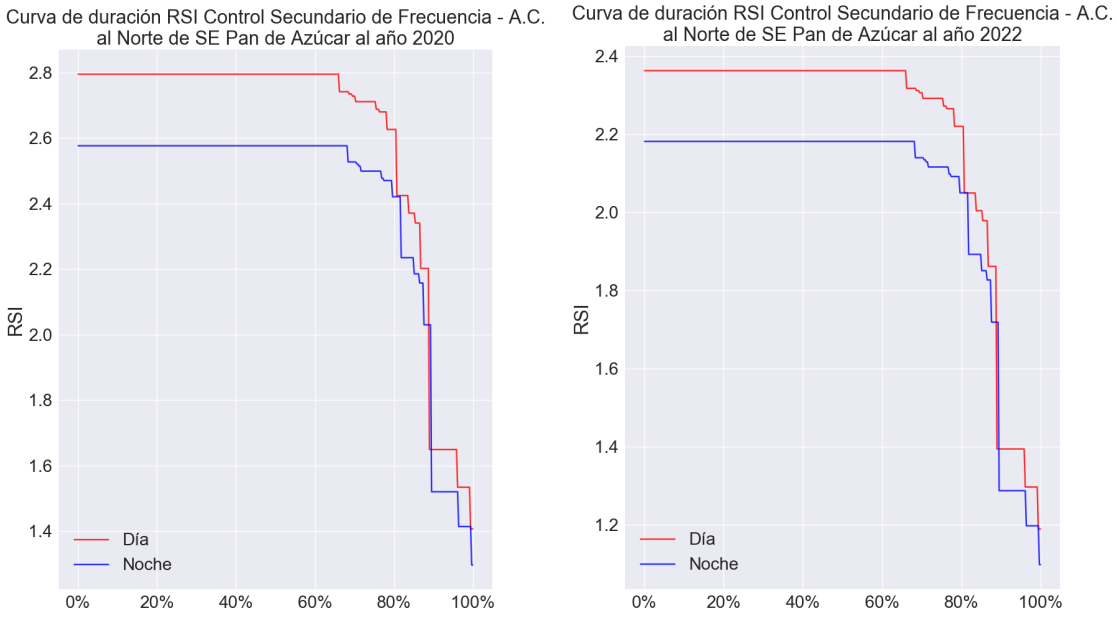

Figura 49. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

Zona al Sur de S/E Nogales

Las figuras 50 y 51 muestran la capacidad de oferta en la zona al Sur de la S/E Nogales para el CSF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta. Se incluyen en el Anexo C versiones de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

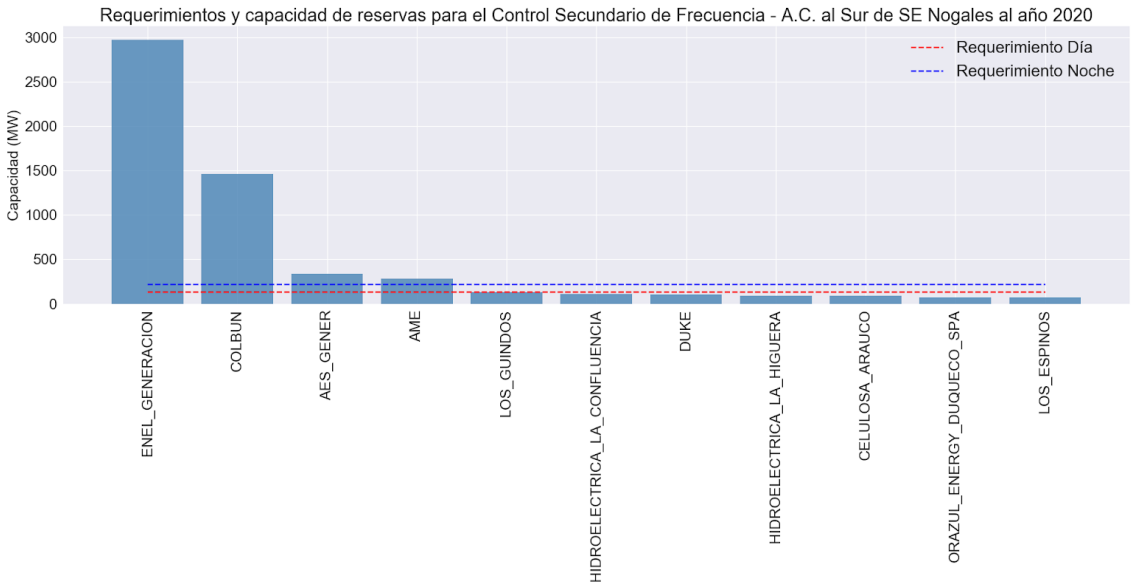

Figura 50. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

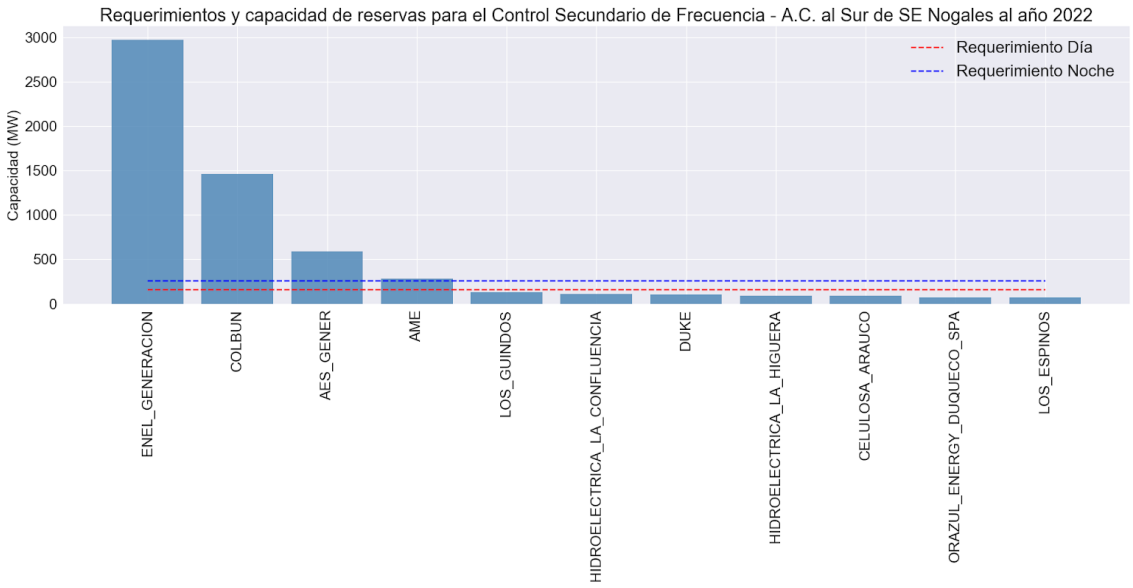

Figura 51. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2022

Es posible observar que las cuatro empresas con mayor capacidad son, por sí solas, capaces de satisfacer los requerimientos de CSF-Aumento de Carga en la zona al sur de la S/E Nogales para el SEN tanto para el año 2020 como para el 2022. Por lo tanto, las condiciones, analizando solamente la oferta potencial, siguen siendo favorables para la competencia al año 2022.

La Figura 52 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF - Aumento de Carga en la zona al sur de la S/E Nogales, considerando un período de un año (730 instantes temporales considerando día y noche) y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para los años 2020 y 2022. Es posible apreciar que tanto para el año 2020 como para el año 2022, los valores del índice incluso para los períodos más exigentes son mayores a 5, reflejando una cantidad importante de oferta incluso frente al retiro de las 3 unidades más grandes. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que, tal como en el caso de CPF, se hace necesario analizar el resultado de los Tests 3 y 4.

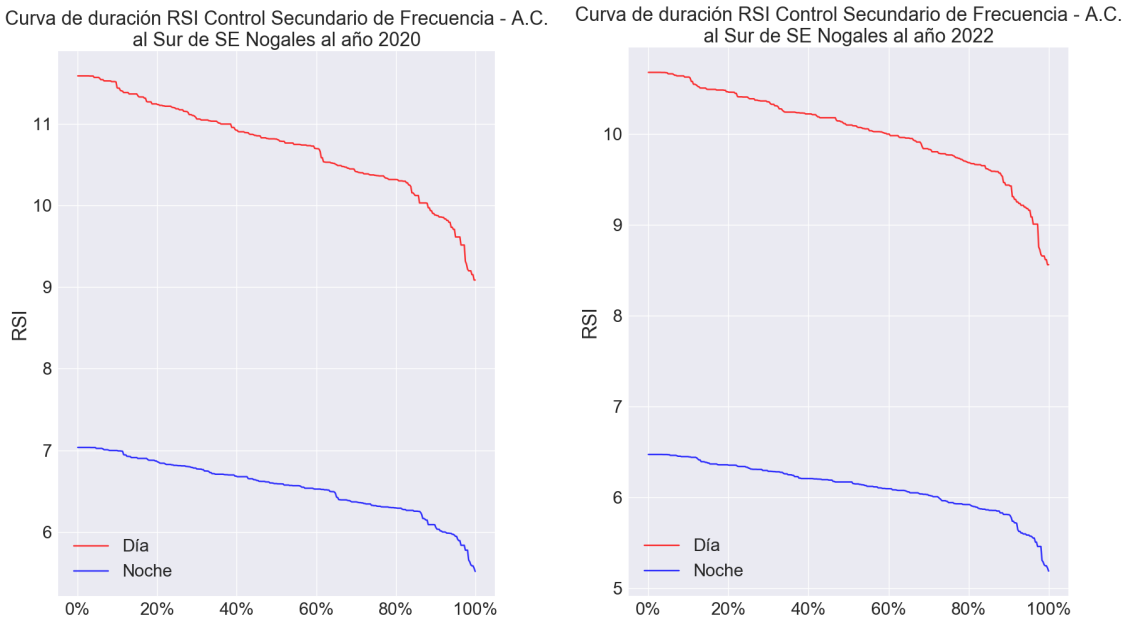

Figura 52. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

CSF - Aumento de Carga: Test 3 Años 2020 y 2022

La aplicación de la metodología de rentas pivotales para el caso sistémico considera la resolución del problema de operación relajado presentado en la metodología. De esta forma, aspectos relevantes de costos y operacionales permiten refinar las conclusiones respecto al potencial nivel de competencia del mercado.

En la Figura 53 se aprecia el cálculo de rentas pivotales para las 5 empresas de mayor capacidad en un horizonte de 4 semanas representativas. Se presenta tanto la renta pivotal como la renta de eficiencia resaltando el hecho de que todas las rentas son de naturaleza eficiente, no existiendo rentas de poder de mercado.

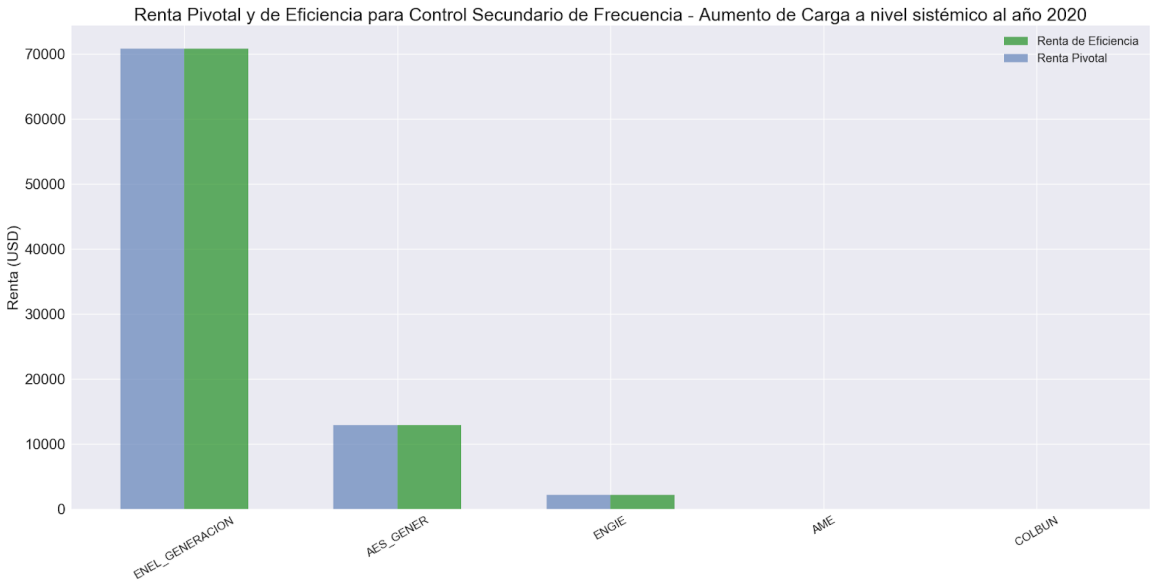

Figura 53. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico al año 2020

Tabla 18. Índice RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico al año 2020

Índice RPT	Índice RPPMT
0.336	0.0

El cálculo de rentas pivotales para el año 2022 entrega similares resultados como puede ser apreciado en las Figura 54, en donde nuevamente existen rentas pivotales pero en su totalidad son de naturaleza eficiente.

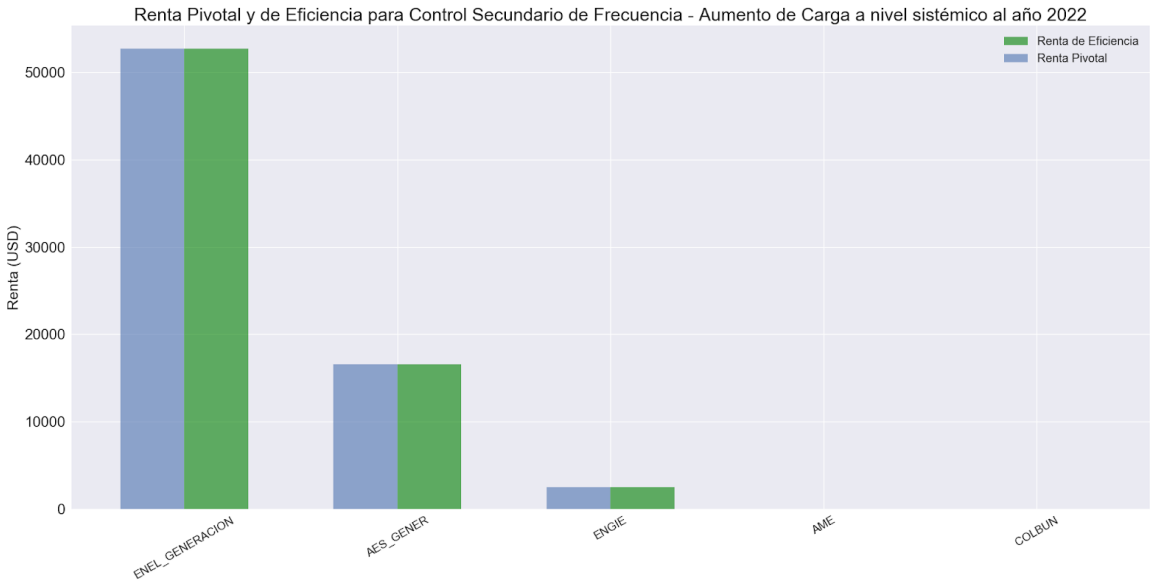

Figura 54. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico al año 2022

Tabla 19. Índice RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico al año 2022

Índice RPT	Índice RPPMT
0.249	0.0

Estos resultados confirman el **no descarte de condiciones de competencia** para CSF - Aumento de Carga tanto para el año 2020 como para el 2022. Existe una empresa con rentas pivotales de orden del 34% y 25% sobre los costos totales de operación, sin embargo la totalidad de dichas rentas son de naturaleza eficiente lo que no haría descartar las condiciones de competencia en este mercado. Se hace por lo tanto relevante analizar qué ocurre al desacoplar el sistema en el Test 4.

CSF - Aumento de Carga: Test 4 Años 2020 y 2022

El Test 4 considera requerimientos zonales diferenciados entre zonas Norte y Sur del sistema, impactando la asignación de energía y reservas en cada una de estas zonas y, por ende, las rentas pivotales. En la Figura 55 se presentan las rentas pivotales y de eficiencia para las empresas relevantes el año 2020 en un horizonte de 4 semanas representativas. El gráfico presenta las rentas totales por empresa sin diferenciar entre Norte y Sur dado que algunas empresas tienen unidades de generación distribuidas a lo largo del país. Se aprecian una proporción pequeña de rentas de naturaleza no eficiente.

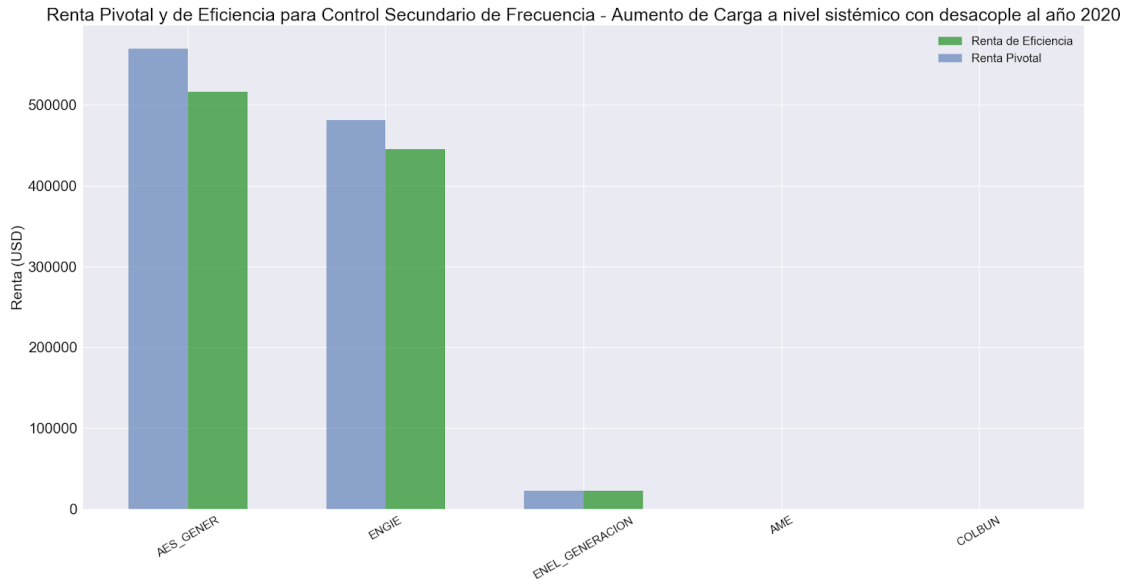

Figura 55. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2020

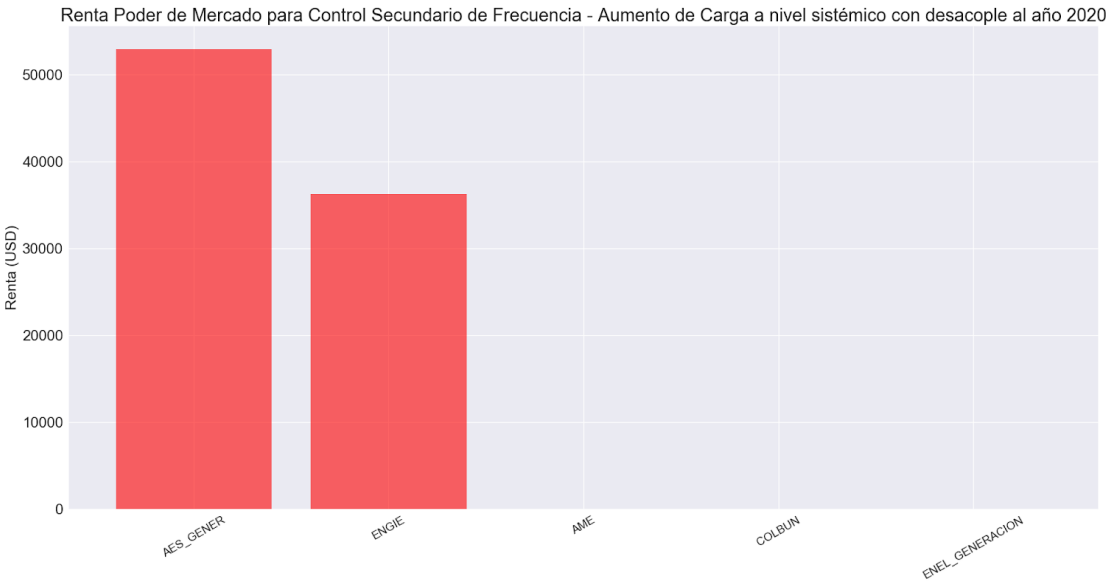

Figura 56. Renta Poder de Mercado para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2020

Tabla 20. Índice RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2020

Índice RPT	Índice RPPMT
1.572	0.131

El cálculo de rentas pivotales para el año 2022 entrega resultados diferentes y relevantes para las condiciones de competencia. Aparecen dos empresas con rentas pivotales relevantes. Sin embargo estas rentas son de naturaleza eficiente.

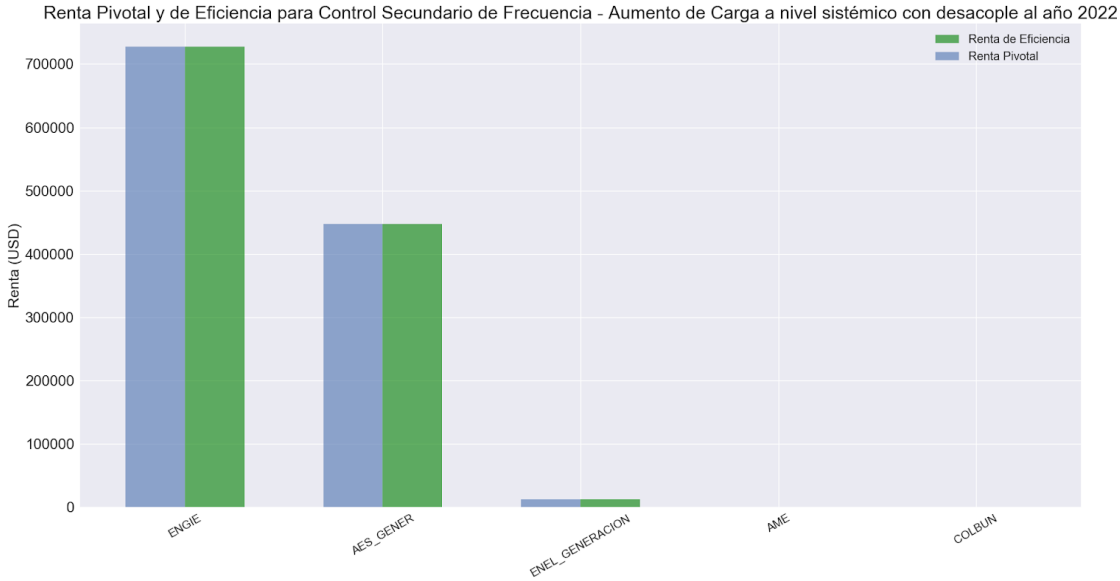

Figura 57. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2022

Tabla 21. Índice RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2022

Índice RPT	Índice RPPMT
1.313	0.0

Los resultados de este test permiten concluir que al año 2020 no se pueden descartar condiciones de competencia, pero debe monitorearse muy de cerca la situación. Existen rentas de poder de mercado equivalentes al 13% de los costos, por lo tanto se hace relevante el análisis del Estudio 2. Para el año 2022, y basado en los supuestos del requerimiento proyectado, no aparecen rentas de poder de mercado por lo tanto no se descartan las condiciones de competencia. La mejora de los resultados respecto al año 2020 se puede explicar por la entrada de nuevas unidades hidráulicas (817 MW) con la capacidad para entregar reserva secundaria (160 MW).

6.3.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CSF - Aumento de Carga

En base a los resultados de los tests de competitividad **no se descartan** las condiciones de competencia en el sistema eléctrico Chileno para el servicio complementario asociado a Control Secundario de Frecuencia – Aumento de Carga para el **año 2020 pero la existencia de rentas pivotales no eficientes** hacen relevante los análisis en detalle considerando aspectos operaciones del SEN para refinar esta conclusión. Los resultados para el año **2022**, basados en el supuesto del requerimiento proyectado, **no descartarían condiciones de competencia** para este servicio. Ciertamente estos resultados para el año 2022 son altamente dependientes del supuesto de proyección del requerimiento lo que será analizado en las sensibilidades realizadas. Estos resultados confirman la necesidad de realizar de manera periódica y sistemática análisis de condiciones de competencia, una práctica habitual en sistemas eléctricos internacionales.

Asumiendo que las condiciones de competencia se vieran comprometidas para el año 2022 en función del requerimiento y condiciones operacionales, y que esta condición fuese persistente, es relevante analizar las alternativas disponibles para mejorar dichas condiciones de competencia. En primer lugar, y como medida de corto plazo, se sugiere re-evaluar la forma de calcular el requerimiento para analizar posibles sobreestimaciones del mismo; esto es, introducir elasticidad al requerimiento para evitar sobrecostos producto de ejercicio de poder de mercado. Adicionalmente, se sugiere revisar la naturaleza fija y anual del requerimiento (solamente diferenciado para el día y la noche) y analizar la implementación de requerimientos variables dentro del día en función de las condiciones de operación. El desarrollo y masificación de plantas renovables que puedan entregar servicios de CSF – Aumento de Carga también aumentaría el nivel de oferentes con costos competitivos lo que mejoraría las condiciones de competencia. Por lo tanto, se hace relevante desde el punto de vista de la competencia del mercado de SSCC que la mayor cantidad posible de plantas renovables puedan participar en este mercado.

Otra medida, que está más allá del ámbito del Coordinador, pero que tendrá un impacto en mejorar las condiciones de competencia para más allá del año 2022, es reducir las barreras de entrada a nuevas tecnologías. Desde un punto de vista técnico tecnologías como generación distribuida, almacenamiento, agregación de vehículos eléctricos y respuesta de demanda tienen todas las capacidades para ser proveedores del servicio CSF – Aumento de Carga. De hecho, ya existen sistemas en donde respuesta de demanda es un proveedor de servicios de regulación secundaria de frecuencia, como es el caso de CAISO. Permitir la integración de nuevas tecnologías necesariamente mejoraría las condiciones de competencia lo que reforzaría las condiciones de competencia para la materialización del SSCC mediante subastas.

Esta conclusión, respecto a las condiciones de competencia de este servicio, requiere ser refinada en los estudios integrando más aspectos operacionales en el Estudio 2.

Resumen Elementos Relevantes Análisis Condiciones Competencia CSF - Aumento de Carga

Definición SSCC CSF Up (CNE, 2018)

Mercado relevante Producto está definido según la CNE y requerimientos, que imponen definición geográfica (Norte y Sur), según estudios del CEN. Eventuales oferentes han sido históricamente generadores síncronos y existe una incipiente incorporación de plantas fotovoltaicas y otras tecnologías como almacenamiento o respuesta de demanda. La potencial oferta por zona y tecnologías asociadas se encuentra en la Figura 58.

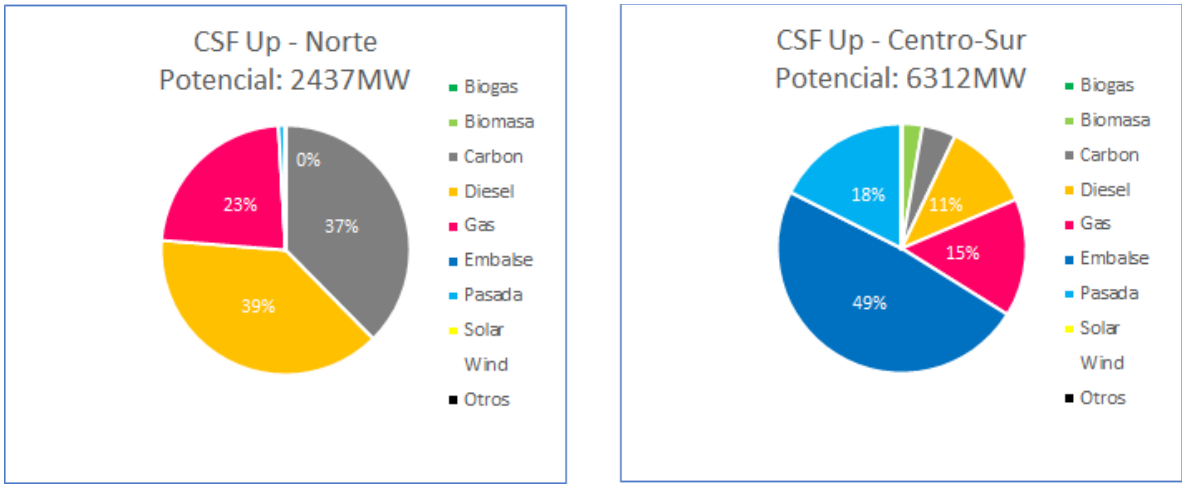

Figura 58. Potencial oferta CSF - Aumento de Carga por zona y mix tecnológico

Tabla 22. Resumen indicadores para Reserva Secundaria de Frecuencia - Aumento de Carga

HHI	C4	Rentas Pivotales
2106	75.29%	No existen rentas relevantes de poder de mercado

Condiciones de Entrada

- Tecnologías como generación distribuida, almacenamiento, agregación de vehículos eléctricos y respuesta de demanda tienen las capacidades técnicas para ser proveedores del servicio.
- El continuo descenso en los costos de plantas fotovoltaicas, sumado a la aplicación de licitaciones con sistema de bloques horario y un sistema de cuota, permiten pronosticar escenarios de elevada penetración de este tipo de tecnología.

Barreras de Entrada

- Legislación actual impone restricciones a tecnologías “No convencionales”, en particular la legislación establece como condición mínimo costo, lo que en el caso de tecnologías disruptivas por lo general no se cumple dicha condición, transformándose en una barrera para su incorporación en el mercado. En dicho contexto, la regulación no considera la posibilidad de aplicar compensaciones para nuevas tecnologías que permitan sustentar una operación económica rentable.
- Adicionalmente existen barreras asociadas a las limitaciones de capacidad de los sistemas de transmisión eléctrica, lo cual podría condicionar el desarrollo de proyectos del tipo fotovoltaico.
- Los sistemas de medición tradicionales no permiten que los prosumidores reciban las señales de precio que los incentive a actuar como tales. Un elemento clave será la implementación de sistemas de medición (bidireccional) que proporcionen la información necesaria para incentivar la participación de otros actores.

Conclusión No se descartan condiciones de competencia para este servicio dado el conjunto potencial de oferentes. Se hace necesario refinar esta conclusión analizando condiciones operacionales y sensibilidades en el Estudio 2.

6.5. Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Reducción de Carga

El requerimiento de Reducción de Carga para la provisión del CSF se ha definido a partir de la reserva mínima requerida para dicho control, según el informe IDPSSCC. Los requerimientos actuales de Reducción de Carga para el CSF han sido proyectados al año 2020 y 2022 de la misma forma que los requerimientos de reservas para el Aumento de Carga.

Tabla 23. Requerimientos de reserva para el CSF - Reducción de Carga.

	Requerimiento de Reservas para el CSF - Reducción de Carga del SEN		**Req. de Reservas para el CSF - Reducción de Carga al Norte de S/E Pan de Azúcar**		**Req. de Reservas para el CSF - Reducción de Carga al Sur de S/E Nogales**	
Hora	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)
2018	-440	-501	-327	-315	-113	-186
2020	-519.21	-591.19	-385.87	-371.71	-133.34	-219.48
2022	-612.7	-697.64	-455.35	-438.64	-157.35	-259.00

Para la definición de los oferentes capaces de proveer y suplir dichos requerimientos zonales, se ha realizado un análisis y auditoría de las bases de datos presentadas en las planillas de entrada a PLEXOS y el informe IDPSSCC.

6.5.1. Test de Competitividad para CSF - Reducción de Carga

CSF - Reducción de Carga: Test 1 Años 2020 y 2022

Las figuras 59 y 60 muestran la capacidad de oferta para el CSF - Reducción de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico. Se incluyen en el Anexo C versiones de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

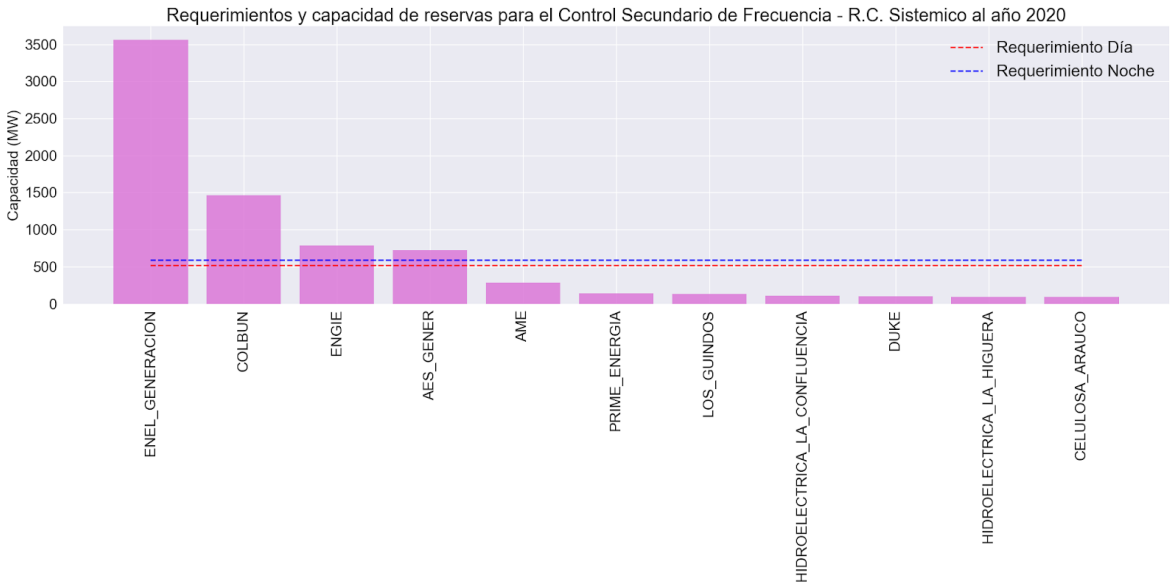

Figura 59. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistémico al año 2020

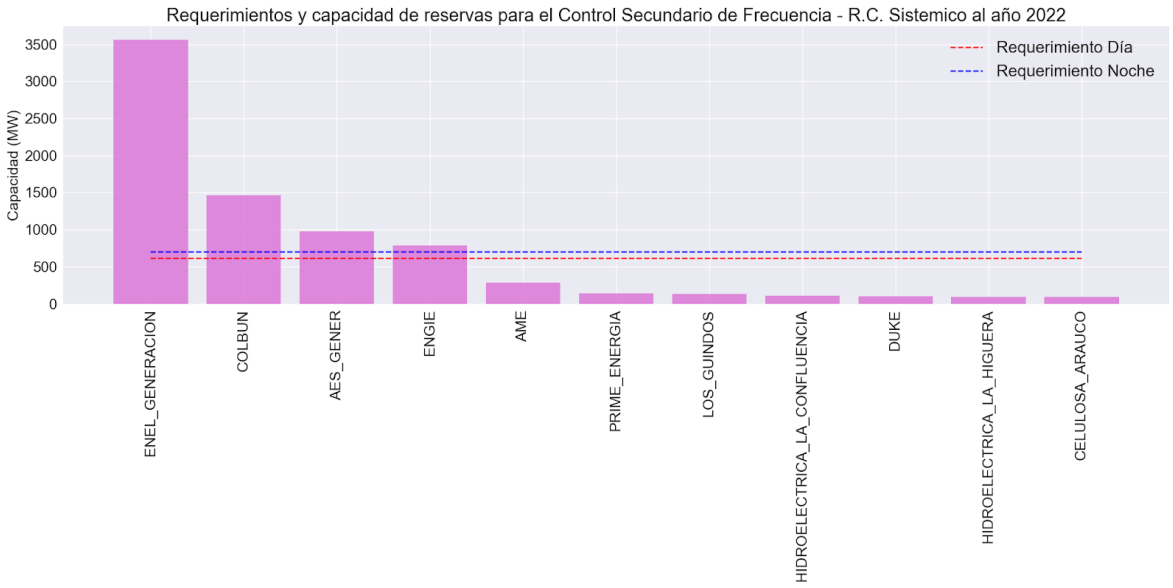

Figura 60. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistémico al año 2022

Es posible observar que tanto para el año 2020 como para el año 2022, las cuatro empresas con mayor capacidad son, por sí solas, capaces de satisfacer los requerimientos de CSF - Reducción de Carga para el SEN. De igual manera, descartando las cuatro compañías más grandes, con dos compañías es posible satisfacer los requerimientos.

La Figura 61 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF - Reducción de Carga a nivel sistémico, considerando un período de un año (730 instantes temporales considerando día y noche) y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para los años 2020 y 2022. Es posible apreciar que tanto para el año 2020 como para el año 2022, los valores del índice son mayores a 3.3, reflejando una gran cantidad disponible de oferentes. La existencia de un requerimiento diferenciado para dia y noche se refleja en una diferenciación para el indicador RSI para el día y la noche en el rango de aproximadamente 5.2 a 4.2 y 4.6 a 3.6 al año 2020; y 4.7 a 3.7 y 4.1 a 3.3 al año 2022. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que, tal como en el caso de CPF, se hace necesario analizar el resultado de los Tests 3 y 4.

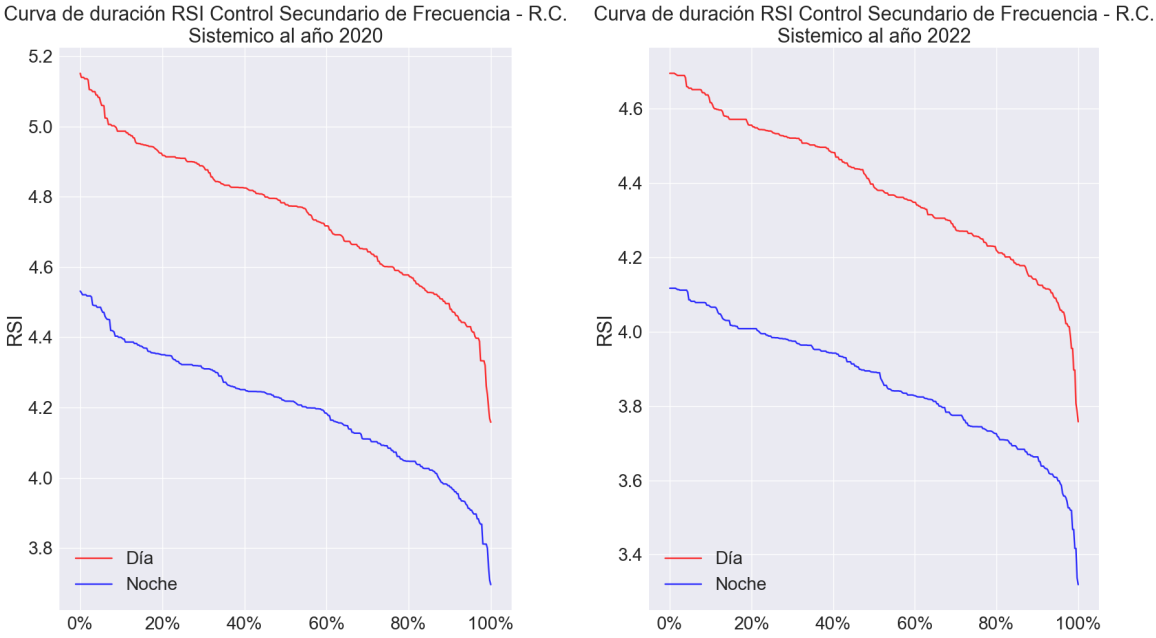

Figura 61. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistémico al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

CSF - Reducción de Carga: Test 2 Años 2020 y 2022

Zona al Norte de S/E Pan de Azúcar

Las figuras 62 y 63 muestran la capacidad de oferta en la zona al Norte de la S/E Pan de Azúcar para el CSF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta. Se incluyen en el Anexo C versiones de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

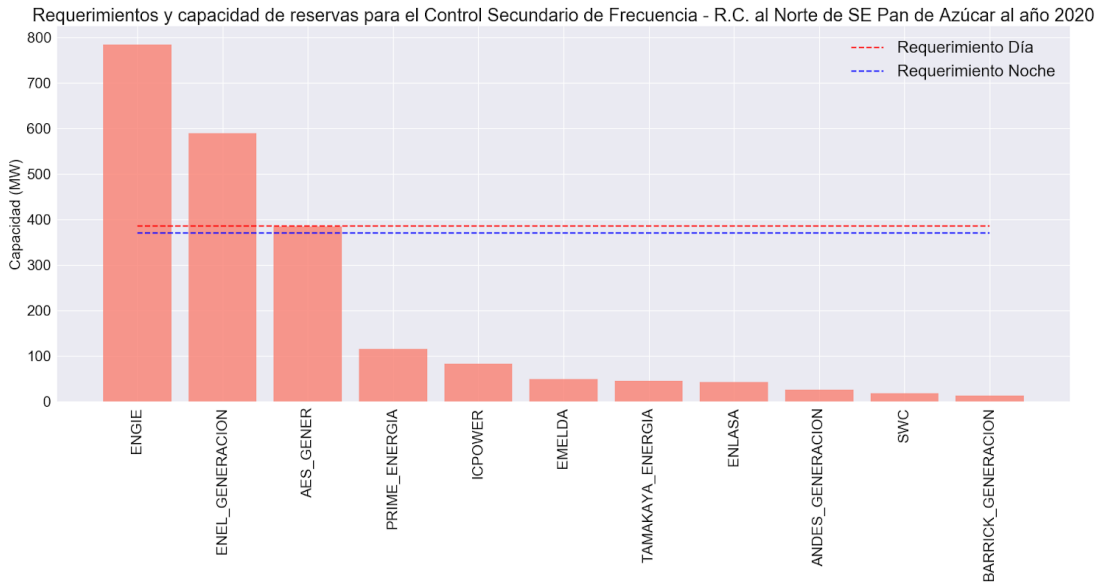

Figura 62. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

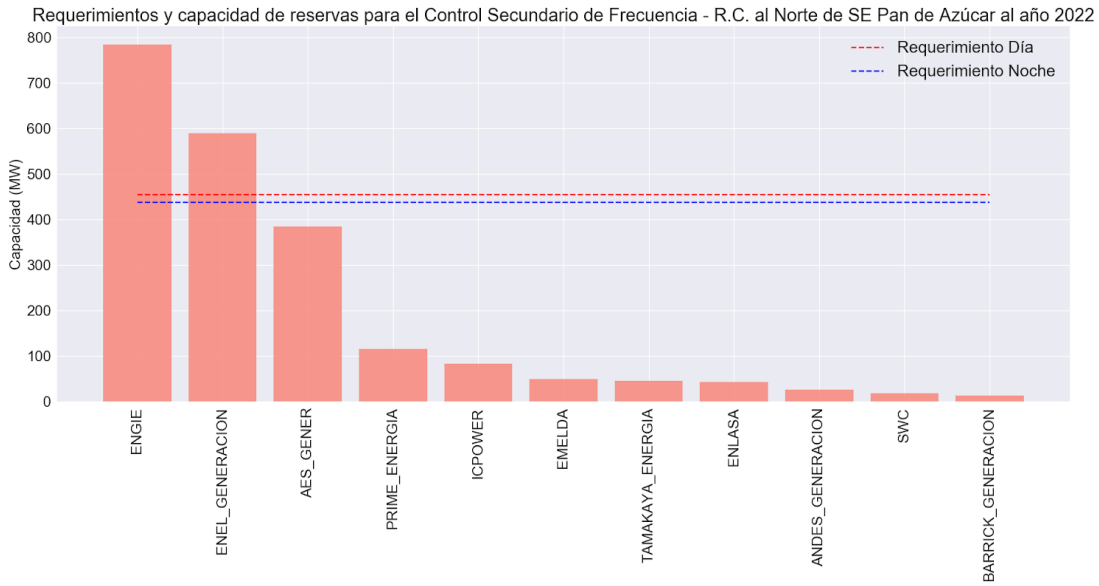

Figura 63. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2022

Es posible observar que a diferencia del CSF - Aumento de Carga en este caso de reducción de carga la oferta potencial no es tan holgada. De todas formas el requerimiento puede ser satisfecho por cada una de las dos empresas más grandes por sí solas.

La Figura 64 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF - Reducción de Carga en la zona al norte de la S/E Pan de Azúcar, considerando un período de un año (730 instantes temporales considerando día y noche) y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para los años 2020 y 2022. Es posible apreciar que tanto para el año 2020 como para el año 2022, los valores del índice podrían ser menores a 1 , lo cual se considera preocupante. Sin embargo, el análisis no es concluyente, y sólo indica que una acción concertada de las 3 empresas más grandes podría entregarles un enorme poder de mercado.

Esto hace necesario analizar el resultado de los Tests 3 y 4, donde se considera la acción estratégica pero independiente de cada una de las empresas.

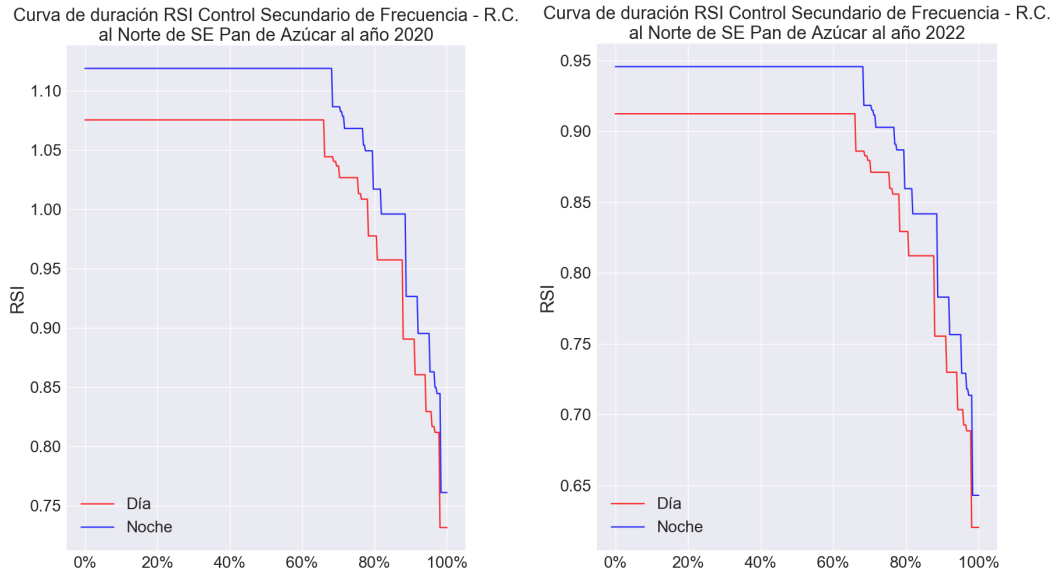

Figura 64. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

Zona al Sur de S/E Nogales

Las figuras 65 y 66 muestran la capacidad de oferta en la zona al Sur de la S/E Nogales para el CSF - Reducción de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta. Se incluyen en el Anexo C versiones de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

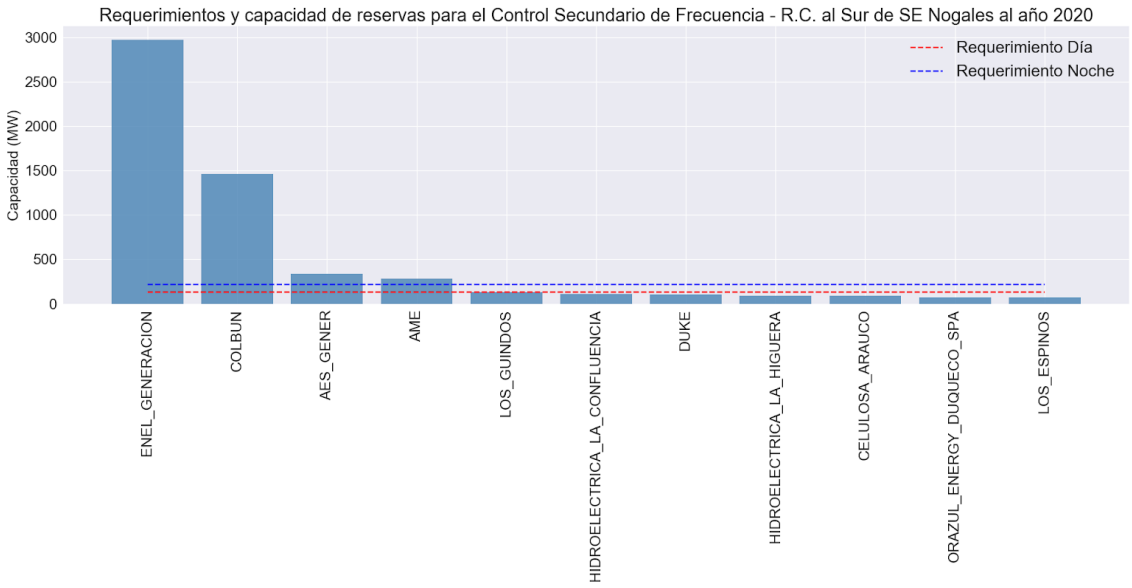

Figura 65. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales de Azúcar al año 2020

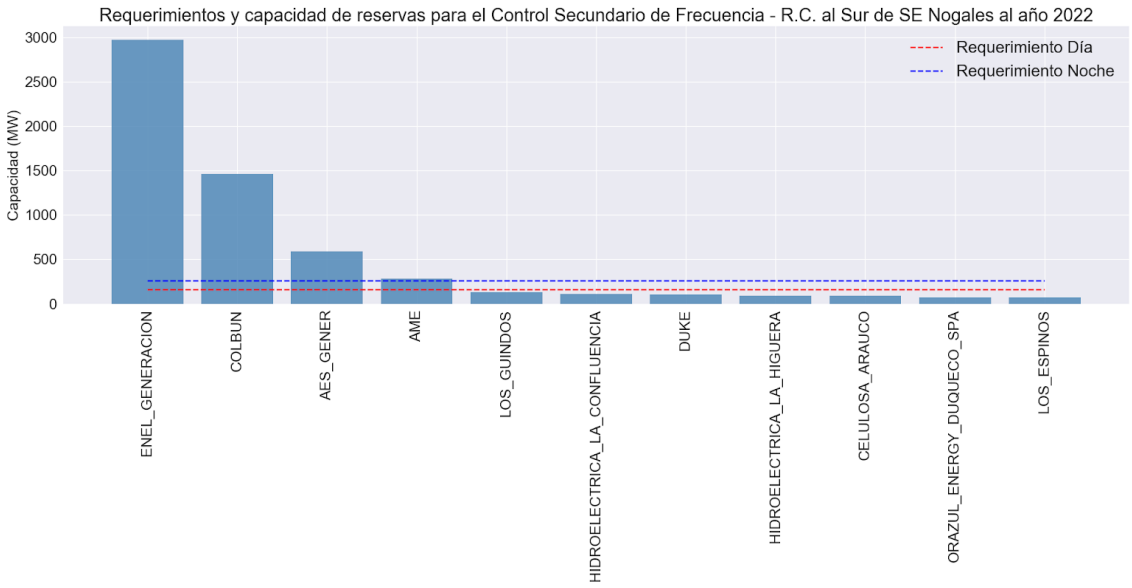

Figura 66. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales de Azúcar al año 2020

Es posible observar que las cuatro empresas con mayor capacidad son, por sí solas, capaces de satisfacer los requerimientos de CSF-Reducción de Carga en la zona al sur de la S/E Nogales para el SEN para los años 2020 y 2022. De igual manera, descartando las cuatro compañías más grandes, con dos compañías es posible satisfacer los requerimientos.

La Figura 67 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF - Reducción de Carga en la zona al sur de la S/E Nogales, considerando un período de un año (730 instantes temporales considerando día y noche) y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para los años 2020 y 2022. Es posible apreciar que tanto para el año 2020 como para el año 2022, los valores del índice son mayores a 5.5, reflejando una cantidad importante de oferentes, incluso cuando las tres empresas más grandes son retiradas. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que, tal como en el resto de los SSCC, se hace necesario analizar el resultado de los Tests 3 y 4.

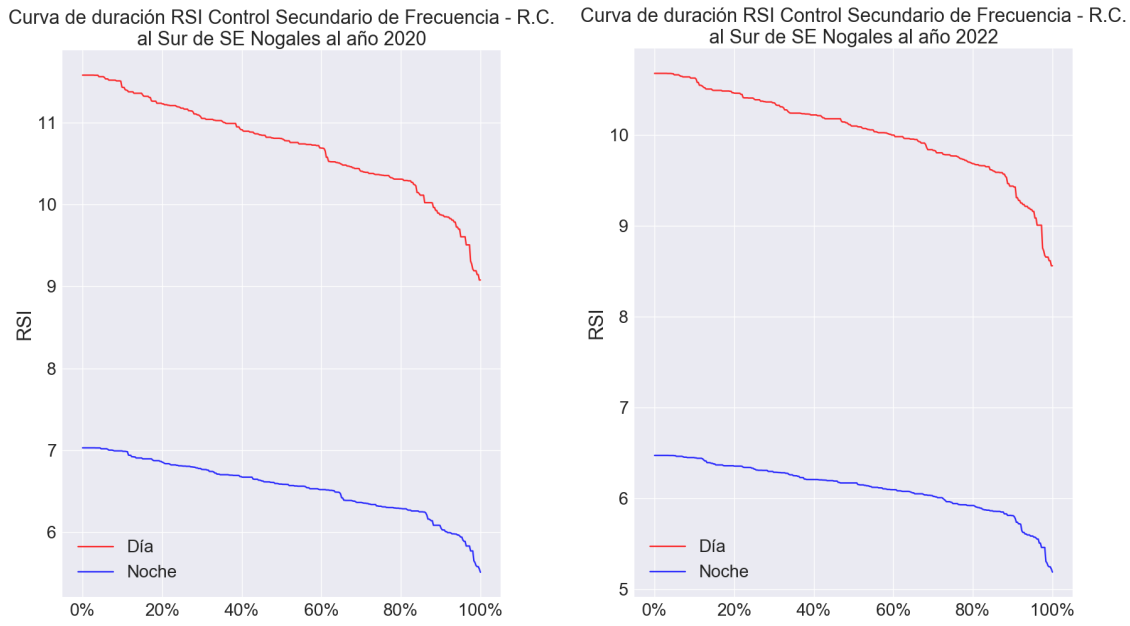

Figura 67. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

CSF - Reducción de Carga: Test 3 Años 2020 y 2022

En este caso no existen rentas pivotales tanto para el año 2020 como para el año 2022. Lo anterior se explica por la gran cantidad de oferentes que tienen costos similares asociados a la provisión de este servicio (que para unidades despachadas sobre su mínimo técnico es cero). Este resultado no descartaría las condiciones de competencia para CSF - Reducción de Carga por lo que se hace relevante analizar el resultado del Test 4.

Tabla 24. Índices RPT y RPPMT para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel sistémico al año 2020

Índice RPT	Índice RPPMT
0.0	0.0

Tabla 25. Índices RPT y RPPMT para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel sistémico al año 2022

Índice RPT	Índice RPPMT
0.0	0.0

CSF - Reducción de Carga: Test 4 Años 2020 y 2022

En la Figura 68 se aprecia el cálculo de rentas pivotales para las CSF - Reducción de Carga para el caso en donde el sistema está desacoplado zonas Norte y Sur en un horizonte de 4 semanas representativas. Para el año 2020, se aprecian la existencia de rentas pivotales para 3 empresas pero en todos las empresas dichas rentas pivotales son de naturaleza eficiente.

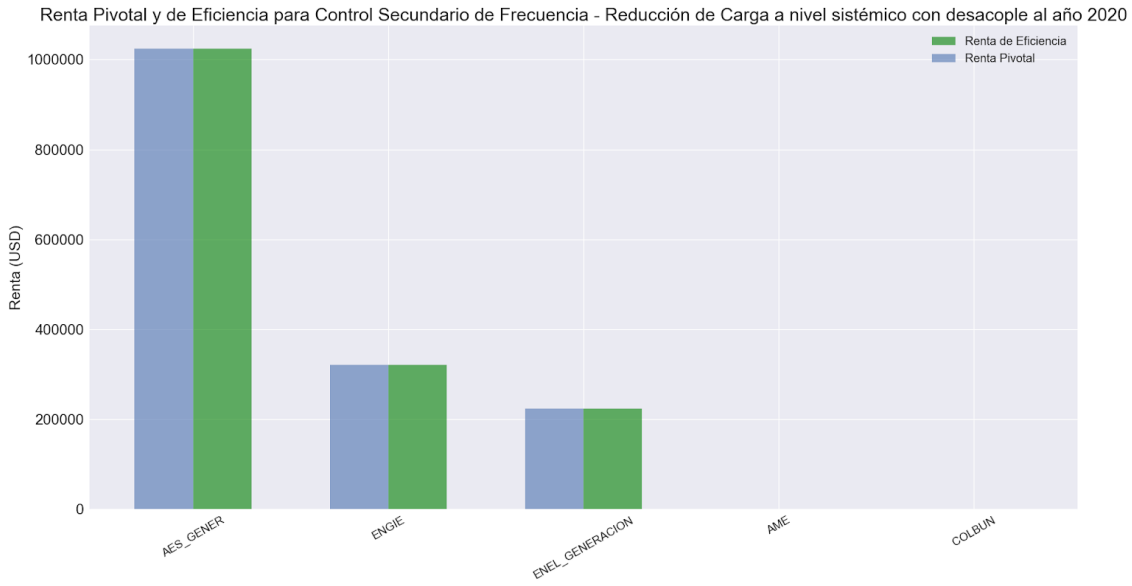

Figura 68. Renta Pivotal y de Eficiencia para Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2020

Tabla 26. Índices RPT y RPPMT para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2020

Índice RPT	Índice RPPMT
0.727	0.0

La situación no cambia en el año 2022 donde 3 empresas tienen rentas pivotales pero dichas rentas pivotales son de naturaleza eficiente.

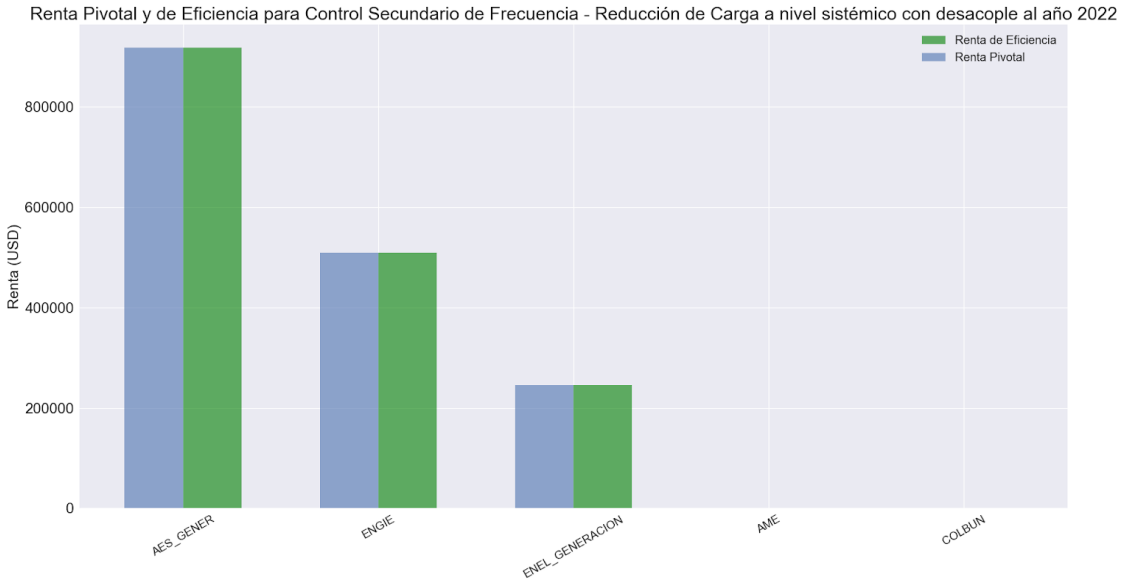

Figura 69. Renta Pivotal y de Eficiencia para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2022

Tabla 27. Índices RPT y RPPMT para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel sistémico con desacople al año 2022

Índice RPT	Índice RPPMT
0.6518	0.0

Es posible observar como los desacoples tienen un impacto relevante en la existencia de rentas pivotales pero dichas rentas son de naturaleza eficiente. En base a los resultados **no es posible descartar condiciones de competencia para el año 2020 y 2022**. Sin embargo, en caso de existir desacoples aparecen algunos fenómenos que deben monitorearse de cerca. Por un lado, aparecen incentivos a comportarse de forma coordinada para las firmas más grandes. Por otro, aparecen rentas debido a las asimetrías de costos de las empresas, que son relevantes cuando el escenario base es asignado centralizadamente con un pago administrativo.

6.5.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CSF - Reducción de Carga

En base a los resultados de los tests de competitividad **no se descartan** las condiciones de competencia en el sistema eléctrico Chileno para el servicio complementario asociado a Control Secundario de Frecuencia – Reducción de Carga para los **años 2020 y 2022**. Sin embargo, los bajos valores de RSI sugieren la necesidad de monitorear el comportamiento de las firmas más grandes cuando hay desacoples.

Al igual que en el caso de CSF - Aumento de carga, si las condiciones de competencia se vieran comprometidas para el año 2022, es relevante analizar qué opciones se pueden implementar para mejorar dichas condiciones de competencia. En primer lugar, y como medida de corto plazo, se sugiere re-evaluar la forma de calcular el requerimiento para analizar posibles sobre estimaciones del mismo. Similarmente, se sugiere reconsiderar la operación con un requerimiento fijo (solamente diferenciado para el día y la noche) para todo un año. Plantas renovables, particularmente de energía solar, podrían entregar el servicio de regulación secundaria con reducción de carga lo que necesariamente mejoraría las condiciones de competencia. Por lo tanto, al igual que en el otro servicio de CSF, se hace relevante desde el punto de vista de la competencia del mercado de SSCC que la mayor cantidad posible de plantas renovables puedan participar en este mercado.

Similarmente, reducir las barreras de entrada a nuevas tecnologías como almacenamiento, respuesta de demanda y agregadores de generación distribuida para su desarrollo además de permitir su participación en mercados de SSCC naturalmente mejorará las condiciones de competencia.

Esta conclusión requiere ser refinada en los estudios integrando más aspectos operacionales del Estudio 2.

Resumen Elementos Relevantes Análisis Condiciones Competencia CSF - Reducción de Carga

Definición SSCC CSF Down (CNE, 2018)

Mercado relevante Producto está definido según la CNE y requerimientos, que imponen definición geográfica (Norte y Sur), según estudios del CEN.Eventuales oferentes han sido históricamente generadores síncronos y existe una incipiente incorporación de plantas fotovoltaicas y otras tecnologías como almacenamiento o respuesta de demanda. La potencial oferta por zona y tecnologías asociadas se encuentra en la Figura 70.

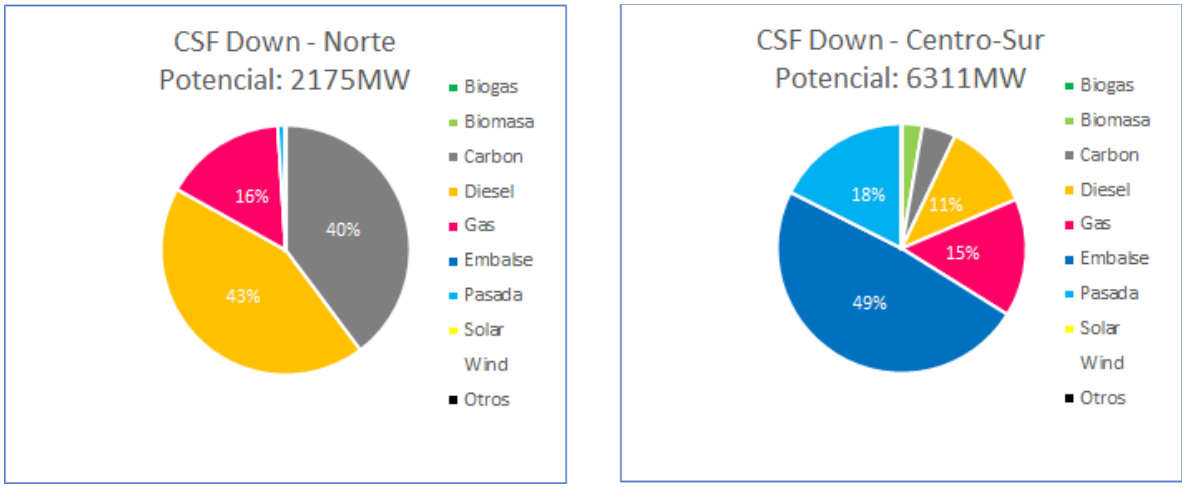

Figura 70. Potencial oferta CSF - Reducción de Carga por zona y mix tecnológico

Tabla 28. Resumen indicadores para Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga

HHI	C4	Rentas Pivotales
2244	77.02%	No existen rentas relevantes de poder de mercado

Condiciones de Entrada

- Tecnologías como generación distribuida, almacenamiento, agregación de vehículos eléctricos y respuesta de demanda tienen las capacidades técnicas para ser proveedores del servicio.
- El continuo descenso en los costos de plantas fotovoltaicas, sumado a la aplicación de licitaciones con sistema de bloques horario y un sistema de cuota, permiten pronosticar escenarios de elevada penetración de este tipo de tecnología.

Barreras de Entrada

- Legislación actual impone restricciones a tecnologías “No convencionales”, en particular la legislación establece como condición mínimo costo, lo que en el caso de tecnologías disruptivas por lo general no se cumple dicha condición, transformándose en una barrera para su incorporación en el mercado. En dicho contexto, la regulación no considera la posibilidad de aplicar compensaciones para nuevas tecnologías que permitan sustentar una operación económica rentable.
- Adicionalmente existen barreras asociadas a las limitaciones de capacidad de los sistemas de transmisión eléctrica, lo cual podría condicionar el desarrollo de proyectos del tipo fotovoltaico.

- Los sistemas de medición tradicionales no permiten que los prosumidores reciban las señales de precio que los incentive a actuar como tales. Un elemento clave será la implementación de sistemas de medición (bidireccional) que proporcionen la información necesaria para incentivar la participación de otros actores.

Conclusión No se descartan condiciones de competencia para este servicio dado el conjunto potencial de oferentes. Se hace necesario refinar esta conclusión analizando condiciones operacionales y sensibilidades en el Estudio 2.

6.6. Control Terciario de Frecuencia (CTF)

El requerimiento actual y proyectado de reservas para el CTF se ha definido igual a aquel para el CSF - Aumento de Carga. Esto, en consideración de que la activación de este tipo de servicio busca la recuperación de los niveles de reserva confiables para el CSF en cuestión, con el fin de retornar a un punto de operación económico y seguro del sistema.

Tabla 29. Requerimientos de reserva para el CTF

	Requerimiento de Reservas para el CTF del SEN		Req. de Reservas para el CTF al Norte de S/E Pan de Azúcar		Req. de Reservas para el CTF al Sur de S/E Nogales	
Hora	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)	01:00-18:00 (Día)	18:00-01:00 (Noche)
2018	+303	+392	+190	+206	+113	+186
2020	+357.54	+462.56	+224.20	+243.08	+133.34	+219.48
2022	+421.92	+545.58	+264.57	+286.85	+157.35	+259.00

Para la definición de los oferentes capaces de proveer y suplir dichos requerimientos zonales, se ha realizado un análisis y auditoría de las bases de datos presentadas en las planillas de entrada a PLEXOS y el informe IDPSSCC. A partir de lo anterior, se ha considerado que la capacidad disponible de cada una de las unidades para la provisión de CTF es igual al doble de la capacidad de toma de carga para el caso de CSF - Aumento de Carga, siendo esta capacidad limitada por la máxima capacidad de generación de las unidades. El supuesto base del cálculo es que para la provisión de CTF los generadores tendrán el doble de tiempo para desplegar sus recursos comparado con CSF. Luego, un generador con una tasa de toma de carga dada podrá desplegar el doble de recursos en CTF con respecto a CSF.

6.6.1. Test de Competitividad para CTF

Las figuras 71 y 72 muestran la capacidad de oferta para el CTF según compañía en relación al requerimiento de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico, al año 2020 y 2022. La capacidad ofertada por cada participante corresponde al doble de la menor capacidad de reserva secundaria (hacia abajo o hacia arriba), limitada por la capacidad de generación máxima de cada unidad. Se incluye en el Anexo C una versión de esta figura considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

CTF: Test 1 Años 2020 y 2022

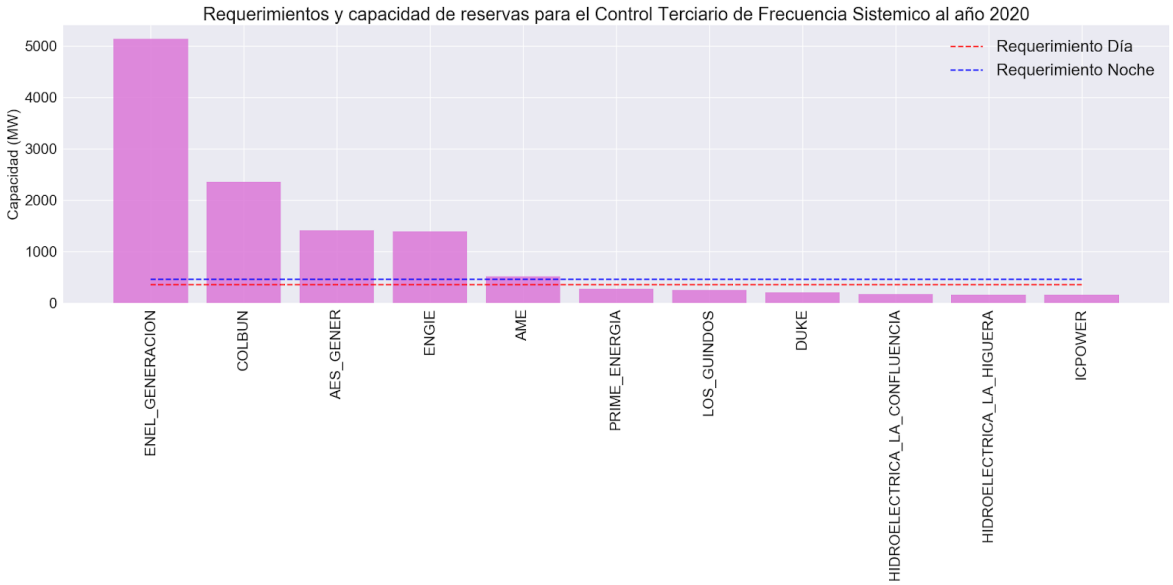

Figura 71. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020

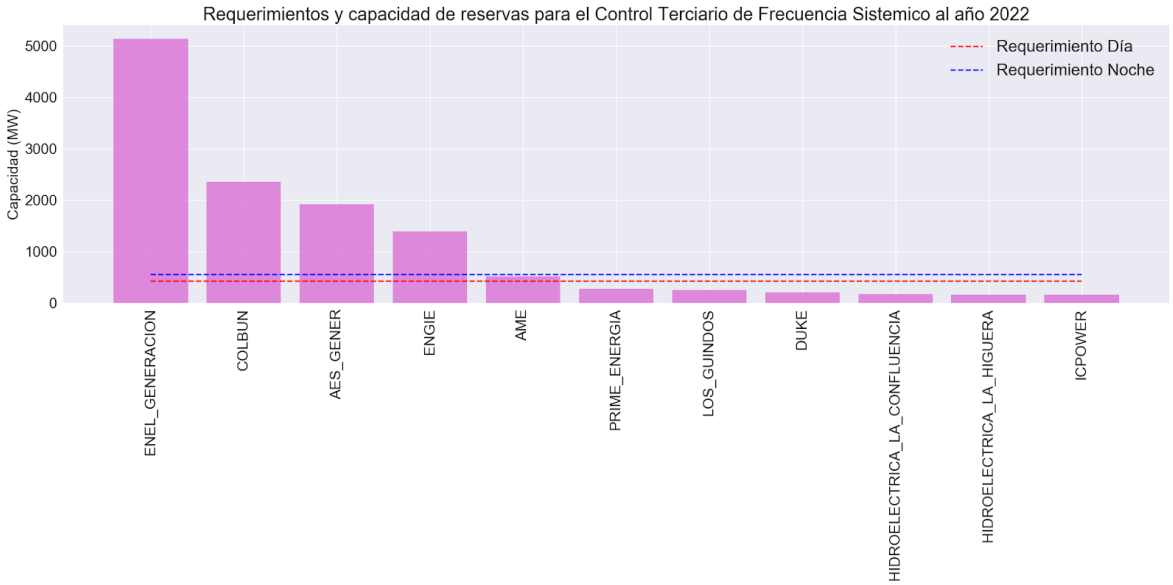

Figura 72. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2022

Es posible observar, en el año 2020, que tanto de día como de noche las cinco compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CTF del SEN. Continuando con el año 2020, descartando a las cinco empresas más

grandes, tanto en el día como en la noche, con tres compañías ya es posible suplir el requerimiento. En el año 2022, se produce un cambio respecto del año 2020, ahora en el día sólo las cuatro compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CTF del SEN, y para la situación de noche esto ocurre para cinco empresas. En el año 2022, si en el día se descartan las cuatro empresas más grandes, con tres compañías ya es posible suplir el requerimiento, y en la noche si se descartan las cinco empresas más grandes, con dos compañías es posible suplir el requerimiento.

La figura 73 muestra la curva de duración para el índice RSI asociado al mercado de CTF a nivel sistémico, considerando un periodo de un año (730 instantes temporales considerando día y noche) y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo, para los años 2020 y 2022. Es posible notar que, considerando los peores días, el indicador llegaría a tomar valores mayores a 8.5, los cuales son valores bastante holgados para el indicador tanto para el año 2020 como para el año 2022. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que se hace relevante analizar los resultados de los Tests 3 y 4 para poder refinar esta conclusión.

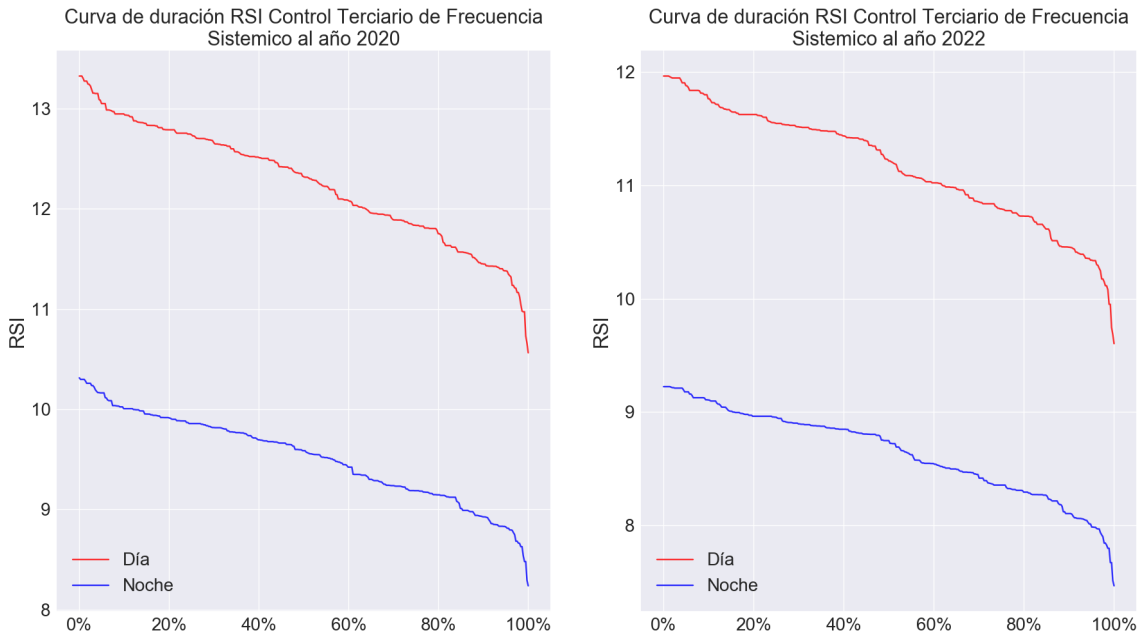

Figura 73. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

CTF: Test 2 Años 2020 y 2022

Zona al Norte de S/E Pan de Azúcar

Las figuras 74 y 75 muestran la capacidad de oferta en la zona al Norte de la S/E Pan de Azúcar para el CTF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta. Se incluyen en el Anexo C versiones de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

Es posible observar, en el año 2020, que en la noche las cuatro compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CTF - Aumento de Carga en la zona al norte de la S/E Pan de Azúcar para el SEN. En horario de día, el número de empresas disminuye a tres, en el mismo año 2020. Continuando con el año 2020, si se descartan las cuatro empresas más grandes, en la noche, con dos compañías ya es posible suplir el requerimiento, y en el día si se descartan las tres empresas, con las dos empresas siguientes en el listado de capacidad se puede cumplir con el requerimiento. En el año 2022, se produce un cambio respecto del año 2020, ahora en el día y en la noche sólo las tres compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CTF del SEN. En el año 2022, para día y noche, si se descartan las tres empresas más grandes, con dos compañías ya es posible suplir el requerimiento.

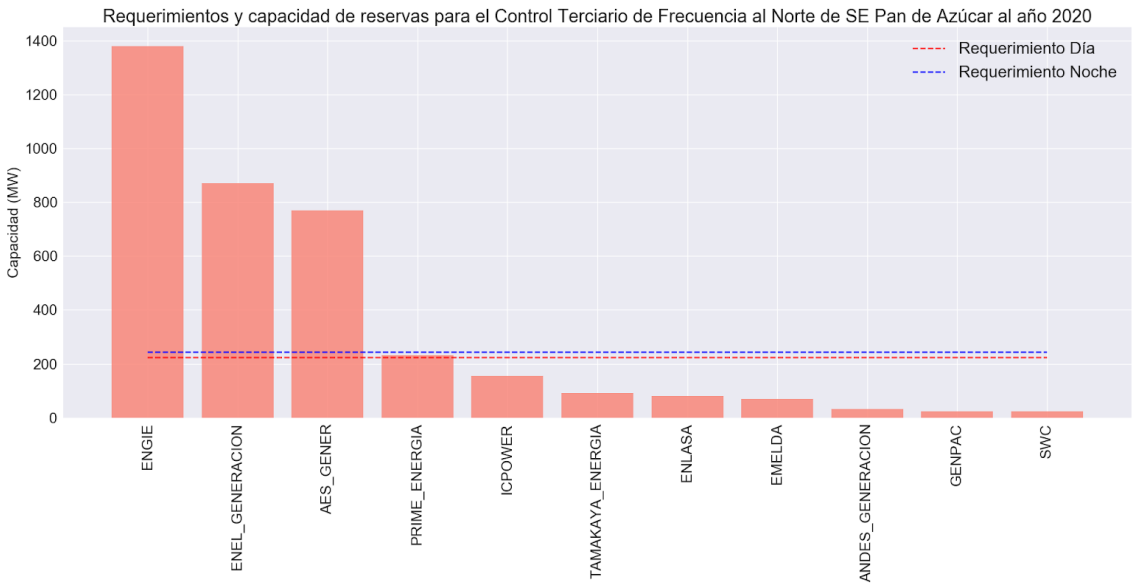

Figura 74. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control Terciario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

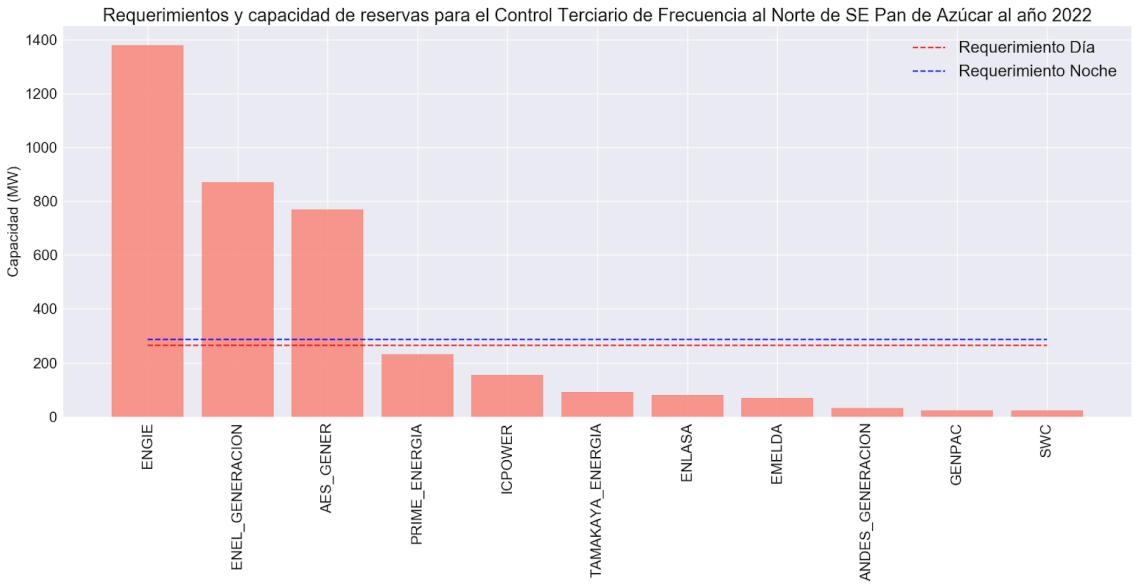

Figura 75. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control Terciario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2022

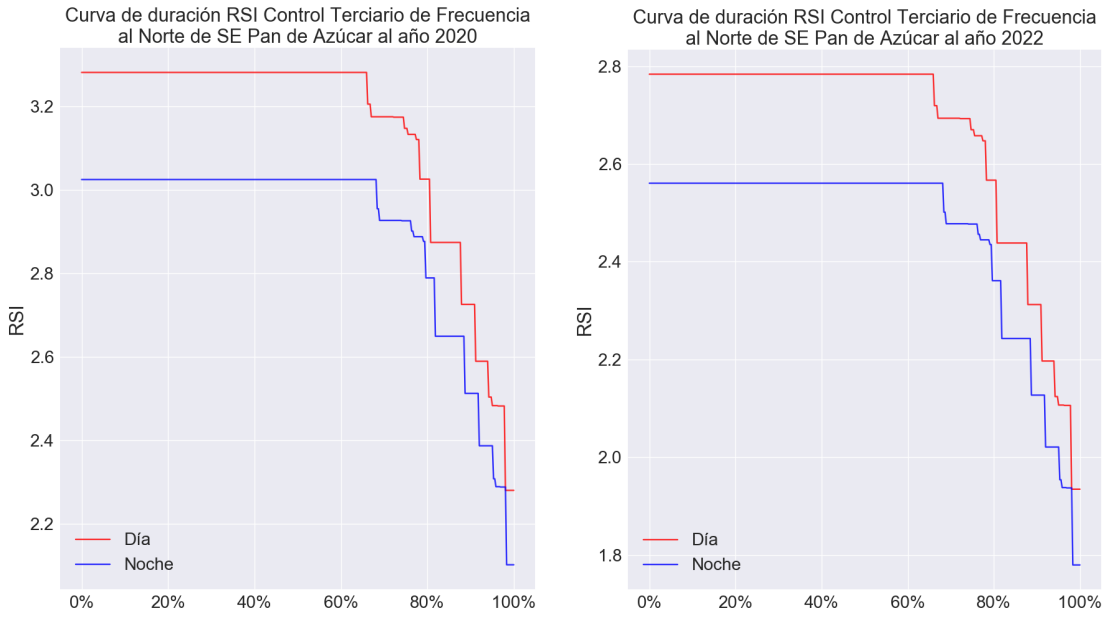

Figura 76. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia
al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

La Figura 76 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CTF - Aumento de Carga en la zona al norte de la S/E Pan de Azúcar, considerando un período de un año (730 instantes temporales considerando día y noche) y la mantención programada de unidades de

generación asociadas a dicho período, para los años 2020 y 2022. Es posible notar que, considerando los peores días, el indicador llegaría a tomar valores en el mayores a 1.8, los cuales son valores bastante holgados para el indicador tanto para el año 2020 como para el año 2022. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que se hace relevante analizar los resultados de los Tests 3 y 4 para poder refinar esta conclusión.

Zona al Sur de S/E Nogales

Las figuras 77 y 78 muestran la capacidad de oferta en la zona al Sur de la S/E Nogales para el CTF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representado en dichas figuras por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta. Se incluyen en el Anexo C versiones de estas figuras considerando todas las compañías capaces de ofertar en dicho mercado.

Es posible observar, en el año 2020, en el día cinco compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CTF - Aumento de Carga en la zona al sur de la S/E Nogales para el SEN. En horario de noche, el número de empresas podría aumentar a seis, en el mismo año 2020. Continuando con el año 2020, si se descartan las cinco empresas más grandes, en el día, con dos compañías ya es posible suplir el requerimiento y en la noche si se descartan las seis empresas, con las dos empresas siguientes en el listado de capacidad se puede cumplir con el requerimiento. En el año 2022, se mantiene la misma situación respecto del año 2020.

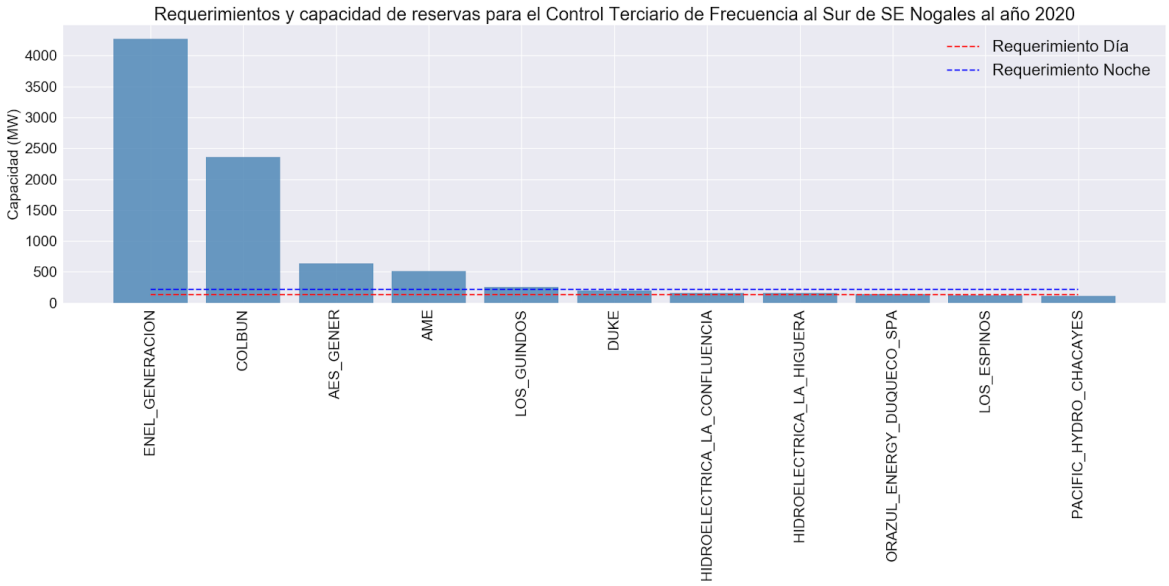

Figura 77. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020

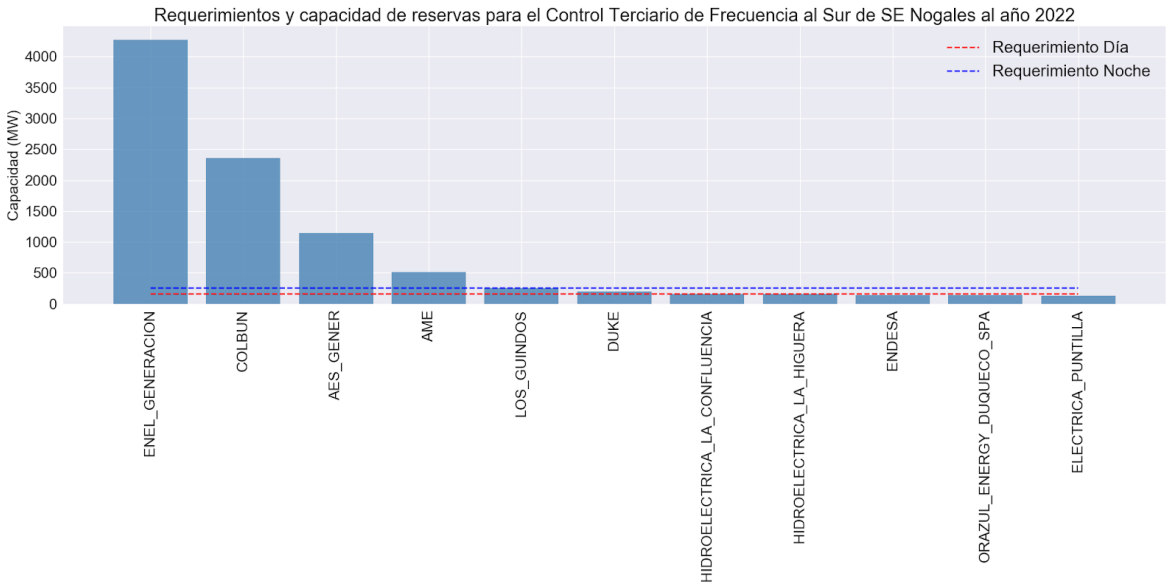

Figura 78. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2022

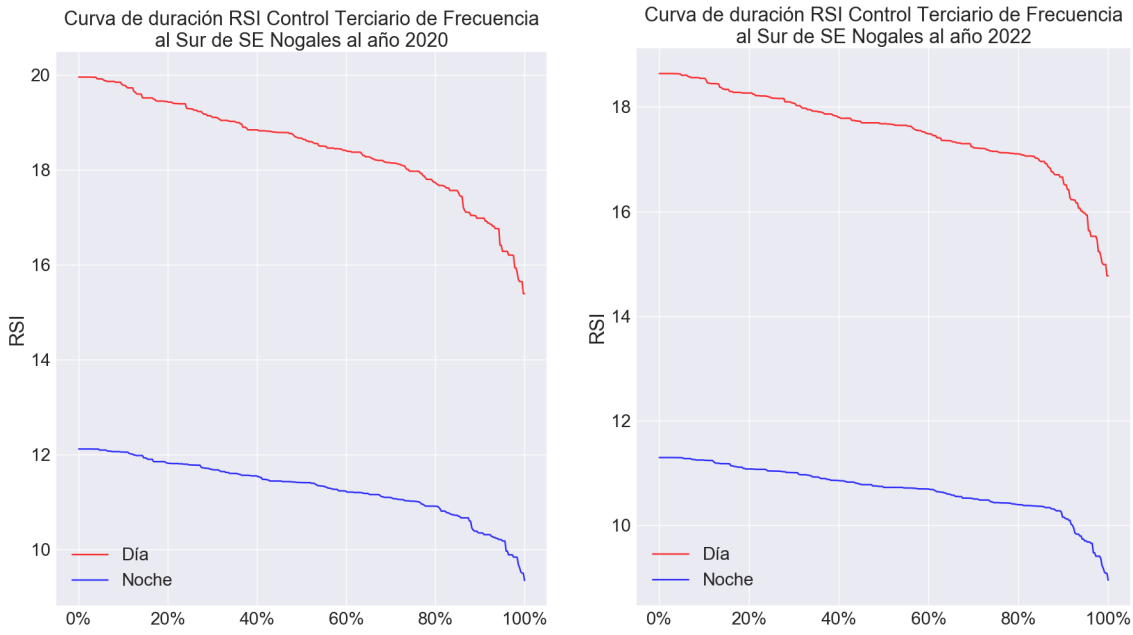

Figura 79. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020 (izquierda) y 2022 (derecha)

La Figura 79 muestra las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CTF - Aumento de Carga en la zona al sur de la S/E Nogales, considerando un período de un año (730 instantes temporales considerando día y noche) y la mantención programada de unidades de

generación asociadas a dicho período, para los años 2020 y 2022. Es posible notar que, considerando los peores días, el indicador llegaría a tomar valores mayores a 9.0, los cuales son valores bastante holgados para el indicador tanto para el año 2020 como para el año 2022. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que se hace relevante analizar los resultados de los Tests 3 y 4 para poder refinar esta conclusión.

CTF: Test 3 Años 2020 y 2022

La aplicación de la metodología de rentas pivotales para el caso sistémico considera la resolución del problema de operación relajado presentado en la metodología. De esta forma, aspectos relevantes de costos y operacionales permiten refinar las conclusiones respecto al potencial nivel de competencia del mercado.

En la Figura 80 se aprecia el cálculo de rentas pivotales para las cinco empresas de mayor capacidad en un horizonte de 4 semanas representativas. Se presenta tanto la renta pivotal como la renta de eficiencia resaltando el hecho que todas las empresas que presentan renta pivotal está asociada a renta de eficiencia.

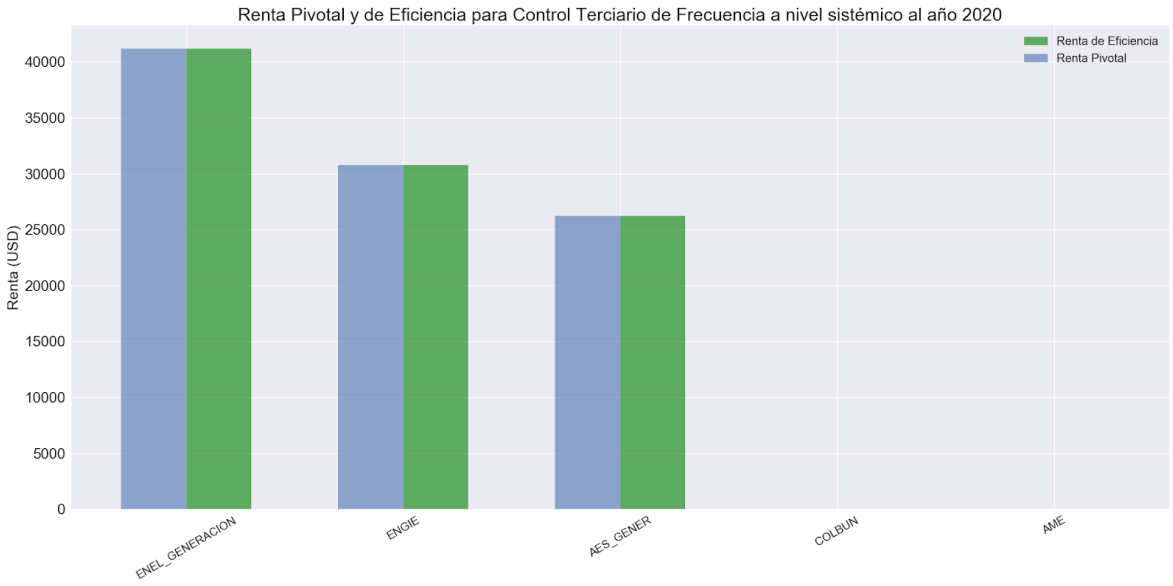

Figura 80. Renta Pivotal y de Eficiencia para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2020

Tabla 30. Índice RPT y RPPMT para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2020

Índice RPT	Índice RPPMT
0.423	0.0

El cálculo de rentas pivotales para el año 2022, respecto del año 2020, entrega similares resultados como puede ser apreciado en la Figura 81, es decir, todas las empresas que presentan renta pivotal está asociada a renta de eficiencia.

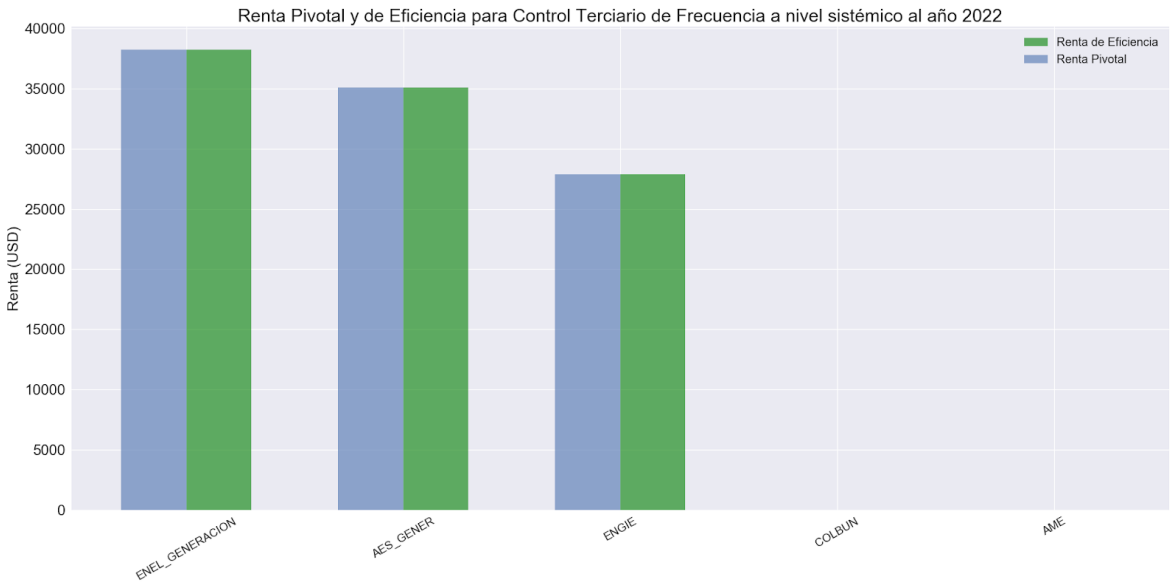

Figura 81. Renta Pivotal y de Eficiencia para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2022

Tabla 31. Índice RPT y RPPMT para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico al año 2022

Índice RPT	Índice RPPMT
0.401	0.0

Estos resultados permiten concluir que no se pueden descartar condiciones de competencia. Los indicadores RPT y RPPMT, tanto para el año 2020 como 2022, muestran valores muy cercanos a cero, lo que confirma la conclusión acerca de las condiciones de competencia en este caso.

CTF: Test 4 Años 2020 y 2022

El Test 4 considera requerimientos zonales diferenciados entre zonas Norte y Sur del sistema, impactando la asignación de energía y reservas en cada una de estas zonas y, por ende, las rentas pivotales. En la Figura 82 se presentan las rentas pivotales y de eficiencia para las empresas relevantes el año 2020 en un horizonte de 4 semanas representativas. El gráfico presenta las rentas por empresa sin diferenciar entre Norte y Sur dado que algunas empresas tienen unidades de generación distribuidas a lo largo del país. En este caso, a diferencia del Test 3 se aprecia una empresa con rentas pivotales no eficientes, lo que se refleja en la Figura 83. No obstante que el indicador RPT pone una luz de alerta respecto de las condiciones de competencia, del análisis del

índice de renta de poder de mercado (RPPMT) se puede concluir que no descartan las condiciones de competencia dado que su valor es cercano a cero.

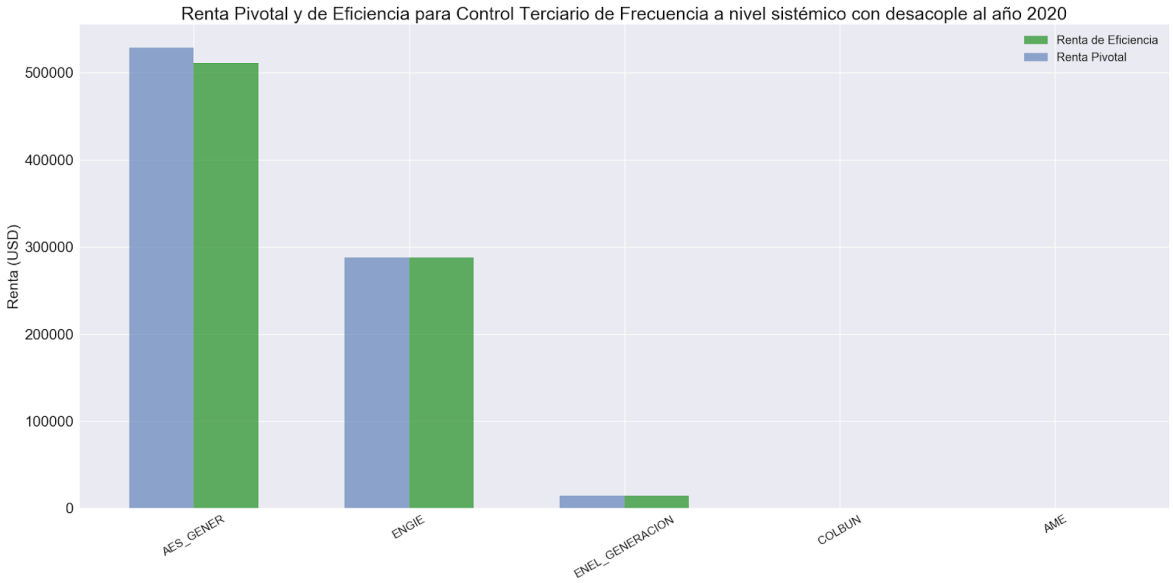

Figura 82. Renta Pivotal y de Eficiencia para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2020

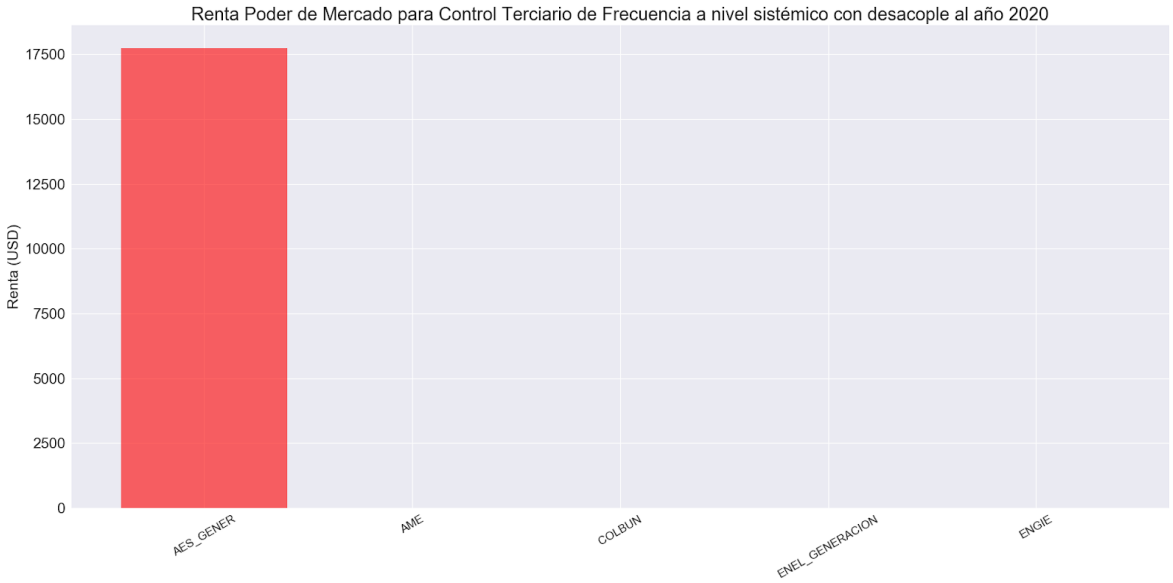

Figura 83. Renta Poder de Mercado para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2020

Tabla 32. Índice RPT y RPPMT para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2020

Índice RPT	Índice RPPMT
1.805	0.039

El cálculo de rentas pivotales para el año 2022 muestra que no existen rentas pivotales no eficientes. De los indicadores RPT y RPPMT se puede concluir que no se descartan condiciones de competencia para dicho año.

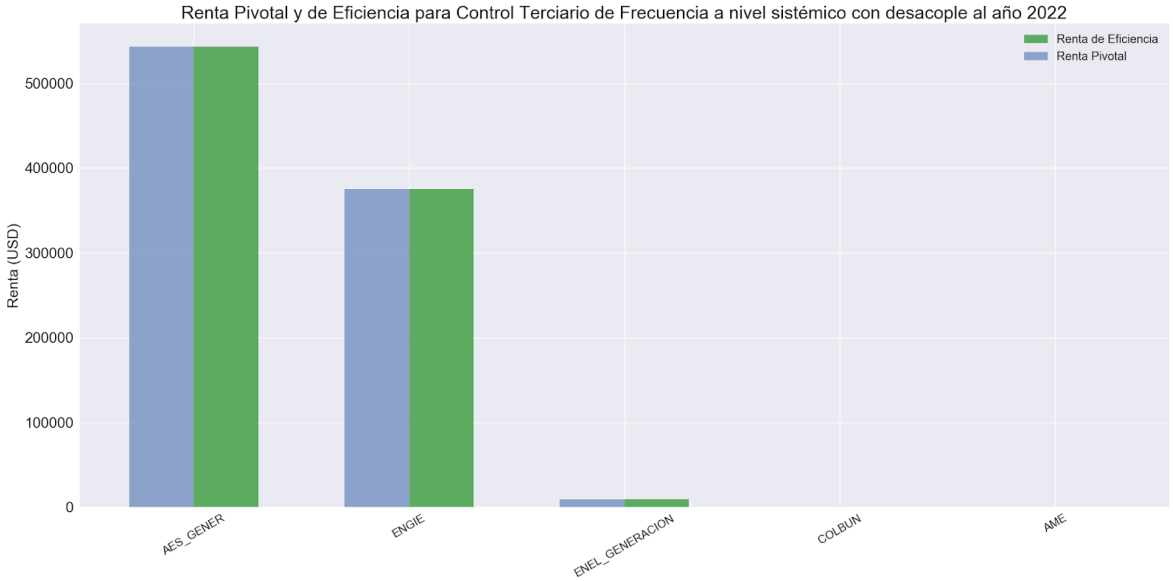

Figura 84. Renta Pivotal y de Eficiencia para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2022

Tabla 33. Índice RPT y RPPMT para Control Terciario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2022

Índice RPT	Índice RPPMT
1.454	0.0

Tanto para el año 2020 como para el año 2022 se ratifica la conclusión del Test 3 respecto a la no existencia de rentas de poder de mercado. Por lo tanto, los resultados de este test no permiten descartar condiciones de competencia asociadas a CTF.

6.6.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CTF

Tomando en consideración los resultados de los tests de competitividad, las conclusiones son las mismas para los años 2020 y 2022. En ambos casos, **no se descartan las condiciones de competencia** en el sistema eléctrico Chileno para el servicio complementario asociado a Control Terciario de Frecuencia.

Sin embargo, la existencia de rentas pivotales de eficiencia indica que un sistema de mercado podría resultar caro. La solución a esto viene dada por la entrada de nuevos oferentes de bajo costo al sistema. El nivel de rentabilidad inducido por una subasta debiera inducir la entrada de nuevos oferentes de bajo costo, puesto que transmite de forma correcta las señales de precio. Debe notarse que las inversiones necesarias pueden implicar costos fijos importantes (embalses), cuya ejecución dependa principalmente del mercado de energía, y no de reserva.

No obstante lo anterior, es importante indicar que siempre será necesario incorporar el detalle de aspectos operacionales de la operación del SEN para refinar estas conclusiones. El análisis de condiciones de competencia, para este tipo de servicio, al igual que el resto de los SSCC, requiere ser una práctica habitual en el sistema eléctrico.

Resumen Elementos Relevantes Análisis Condiciones Competencia CTF

Definición SSCC CTF (CNE, 2018)

Mercado relevante Producto ha sido recientemente definido por la CNE y sus requerimientos se encuentran actualmente en estudio. Como supuesto, se ha considerado que la capacidad disponible de cada una de las unidades para la provisión de CTF es igual al doble de la capacidad de toma de carga para el caso de CSF - Aumento de Carga, siendo esta capacidad limitada por la máxima capacidad de generación de las unidades. Así, la potencial oferta por zona y tecnologías asociadas se encuentra en la Figura 85.

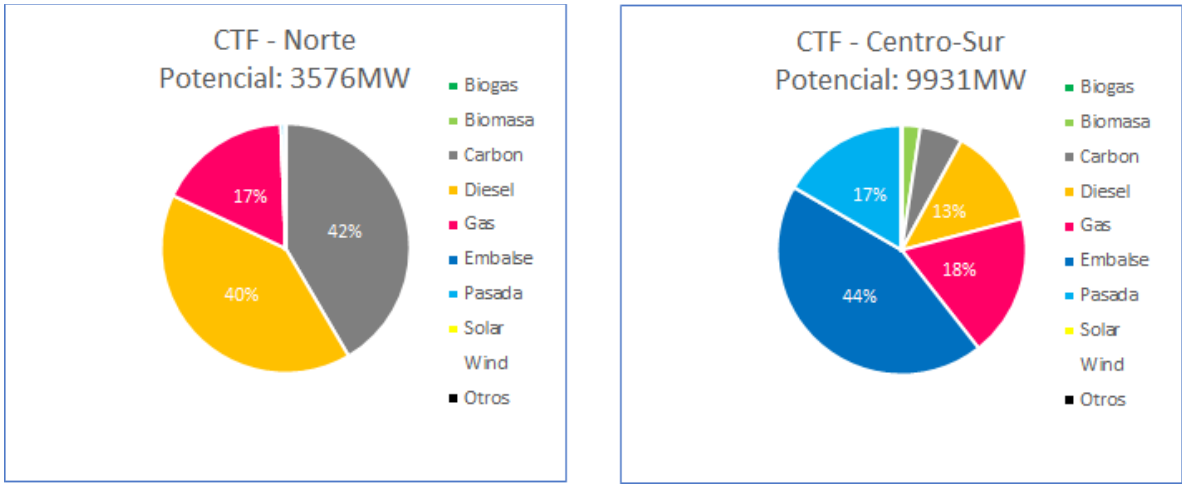

Figura 85. Potencial oferta CTF por zona y mix tecnológico

Tabla 34. Resumen indicadores para Control Terciario de Frecuencia

HHI	C4	Rentas Pivotales
1953	76.32%	No existen rentas relevantes de poder de mercado

Condiciones de Entrada

- Respuesta de demanda es un potencial proveedor de este tipo de servicio. Sin embargo en el mercado chileno no se vislumbra una participación activa de la demanda en el corto plazo.

Barreras de Entrada

- Las inversiones necesarias para proveer este servicio pueden implicar costos fijos muy altos, cuya ejecución dependa principalmente del mercado de energía, y no de reserva.
- La normativa técnica "NTSyCS" de Chile no reconoce explícitamente el control de frecuencia terciario.
- El control de frecuencia terciaria se activa por orden del operador en forma manual, para cuyo efecto se requiere tener claridad en cuanto al criterio de asignación para evitar la aplicación de criterios diferentes y/o discrecionales.

Conclusión No se descartan condiciones de competencia para este servicio dado el conjunto potencial de oferentes. Se hace necesario refinar esta conclusión analizando condiciones operacionales y sensibilidades en el Estudio 2.

6.7. Sensibilidades respecto a Hidrología

Se presentan a continuación los resultados de los Tests 3 y 4 para cada servicio de reserva diferenciados por hidrologías: seca, media-seca, media-húmeda y húmeda. Los resultados muestran que las conclusiones respecto a las condiciones de competencia presentadas en la discusión anterior no cambian.

CPF: No presenta condiciones de competencia
CSF (Aumento y Reducción): No se descartan condiciones de competencia
CTF: No se descartan condiciones de competencia

Tabla 35. Sensibilidad de hidrologías sobre CPF

Control Primario de Frecuencia		Seca		Media-seca		Media-húmeda		Húmeda	
		RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Test 3	**2020**	1.410	0.456	0.755	0.142	0.892	0.122	0.918	0.135
Test 3	**2022**	1.165	0.311	1.134	0.203	0.890	0.161	0.779	0.109
Test 4	**2020**	2.772	1.458	2.484	1.158	2.303	1.000	2.015	0.809
Test 4	**2022**	1.978	0.743	2.117	0.901	1.837	0.611	1.678	0.425

Tabla 36. Sensibilidad de hidrologías sobre CSF Reducción de Carga

CSF - Reducción de Carga		Seca		Media-seca		Media-húmeda		Húmeda	
		RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Test 3	**2020**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Test 3	**2022**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Test 4	**2020**	0.728	0.0	0.728	0.0	0.728	0.0	0.728	0.0
Test 4	**2022**	0.652	0.0	0.652	0.0	0.652	0.0	0.652	0.0

Tabla 37. Sensibilidad de hidrologías sobre CSF Aumento de Carga

CSF - Aumento de Carga		Seca		Media-seca		Media-húmeda		Húmeda	
		RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Test 3	**2020**	0.336	0.0	0.194	0.0	0.191	0.0	0.232	0.0
Test 3	**2022**	0.249	0.0	0.274	0.0	0.211	0.0	0.194	0.0
Test 4	**2020**	1.572	0.131	1.564	0.134	1.554	0.126	1.401	0.091
Test 4	**2022**	1.314	0.0	1.319	0.0	1.288	0.0	1.267	0.0

Tabla 38. Sensibilidad de hidrologías sobre CTF

Control Terciario de Frecuencia		Seca		Media-seca		Media-húmeda		Húmeda	
		RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Test 3	**2020**	0.423	0.0	0.475	0.0	0.573	0.0	0.602	0.0
Test 3	**2022**	0.402	0.0	0.451	0.0	0.535	0.0	0.581	0.0
Test 4	**2020**	1.805	0.039	1.798	0.031	1.755	0.025	1.565	0.0
Test 4	**2022**	1.454	0.0	1.457	0.0	1.424	0.0	1.395	0.0

6.8. Sensibilidades respecto a Requerimiento

Se presentan a continuación los resultados de los Tests 3 y 4 para cada servicio de reserva diferenciados por nivel de requerimiento: 90% base, base, 110% base y 120% base. Los resultados muestran que las conclusiones respecto a las condiciones de competencia presentadas en la discusión anterior no cambian.

CPF: No presenta condiciones de competencia
CSF (Aumento y Reducción): No se descartan condiciones de competencia
CTF: No se descartan condiciones de competencia

Tabla 39. Sensibilidad de requerimiento sobre CPF

Control Primario de Frecuencia		0.9		1.0		1.1		1.2	
		RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Test 3	2020	1.431	0.534	1.410	0.456	1.402	0.409	1.345	0.313
Test 3	2022	1.356	0.497	1.165	0.311	1.028	0.232	0.919	0.143
Test 4	2020	2.888	1.466	2.772	1.458	2.594	1.305	2.372	1.210
Test 4	2022	2.341	1.137	1.978	0.743	1.766	0.707	1.823	0.820

Tabla 40. Sensibilidad de requerimiento sobre CSF Down

CSF - Reducción de Carga		0.9		1.0		1.1		1.2	
		RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Test 3	2020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Test 3	2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Test 4	2020	0.740	0.0	0.728	0.0	0.690	0.0	0.636	0.0
Test 4	2022	0.705	0.0	0.652	0.0	0.620	0.0	0.669	0.0

Tabla 41. Sensibilidad de requerimiento sobre CSF Up

CSF - Aumento de Carga		0.9		1.0		1.1		1.2	
		RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Test 3	2020	0.360	0.021	0.336	0.0	0.326	0.0	0.317	0.0
Test 3	2022	0.246	0.0	0.249	0.0	0.245	0.0	0.226	0.0
Test 4	2020	1.774	0.198	1.572	0.131	1.341	0.042	1.112	0.0
Test 4	2022	1.641	0.189	1.314	0.0	1.172	0.0	1.202	0.064

Tabla 42. Sensibilidad de requerimiento sobre CTF

Control Terciario de Frecuencia		0.9		1.0		1.1		1.2	
		RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Test 3	**2020**	0.422	0.0	0.423	0.0	0.435	0.0	0.444	0.0
Test 3	**2022**	0.388	0.0	0.402	0.0	0.405	0.0	0.400	0.0
Test 4	**2020**	1.993	0.0	1.805	0.039	1.534	0.0	1.205	0.0
Test 4	**2022**	1.857	0.060	1.454	0.0	1.166	0.0	1.107	0.104

Es interesante notar que para algunos escenarios como por ejemplo CSF-Aumento de Carga con requerimiento 90% base y CTF con requerimiento 120% base aparecen rentas pivotales del orden del 10% y 20%, respectivamente lo que no descarta las condiciones de competencia pero si entrega indicios de la necesidad de un monitoreo del comportamiento de los agentes periódico y sistemático para detectar posibles comportamientos estratégicos.

6.9. Control de Tensión (CT)

Los requerimientos y oferentes capaces de proveer reservas de inyección y absorción de reactivos para el CT han sido definidos a partir del informe IDPSSCC. A diferencia de los requerimientos de reservas relacionadas con el control de frecuencia, los requerimientos de absorción e inyección de reactivos se subdividen en un número mayor de zonas más pequeñas a lo largo del SEN, debido a las restricciones físicas que conlleva el control de tensión entre dos nodos dentro de la red de transmisión. Los requerimientos de reservas para el CT correspondientes a cada una de las zonas del SEN se presentan en la Tabla 43 a continuación, donde los requerimientos y capacidad de oferentes correspondientes a la Zona Sur incluyen los requerimientos de la Zona de Concepción presentados en el informe, mientras que la proyección de los requerimientos al año 2020 se basa en la tasa de crecimiento promedio anual proyectada de la demanda del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 [CNE 2017] de un 2.63%.

Tabla 43. Requerimientos de reserva para el CT.

	Año	2018	2020
Requerimiento de Reservas mínimas de potencia reactiva para el CT	**Zona**	**Absorción de Reactivos**	
	SEN	-593	-624.60
	Norte Grande	-200	-210.66
	Norte	-195	-205.39
	V Región	-20	-21.07
	Centro	-142	-149.57
	Sur	-36	-37.92
	Zona	**Inyección de Reactivos**	
	SEN	821	864.75
	Norte Grande	170	179.06
	Norte	95	100.06
	V Región	75	79.00
	Centro	346	364.44
	Sur	135	142.19

6.9.1. Test de Competitividad para CT

CT: Test 1 Año 2020

Las Figuras 86 y 87 muestran la capacidad de oferta para la Inyección y Absorción (respectivamente) de Reactivos para el CT según compañía en relación al requerimiento, representado en dicha figura por una línea punteada, para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico. Es posible observar que, para el año 2020, las cuatro compañías con mayor capacidad de oferta son capaces de suplir toda la demanda proyectada asociada a la Inyección de Reactivos para el CT del SEN, mientras que para el requerimiento de Absorción de Reactivos puede ser suplido por cinco compañías por sí solas.

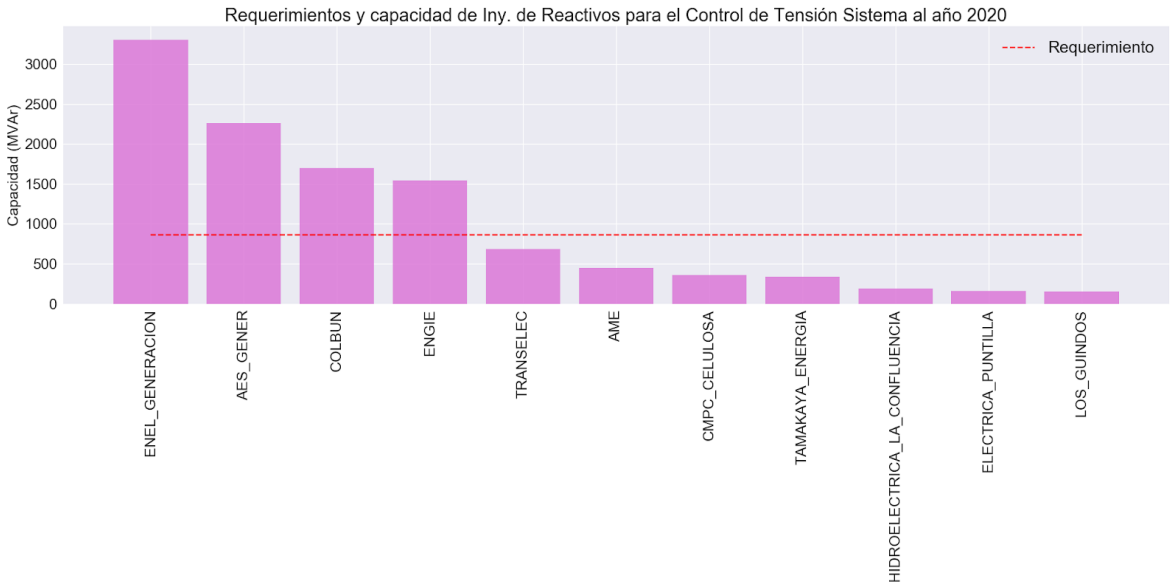

Figura 86. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control de Tensión - Inyección de Reactivos a nivel Sistémico al año 2020

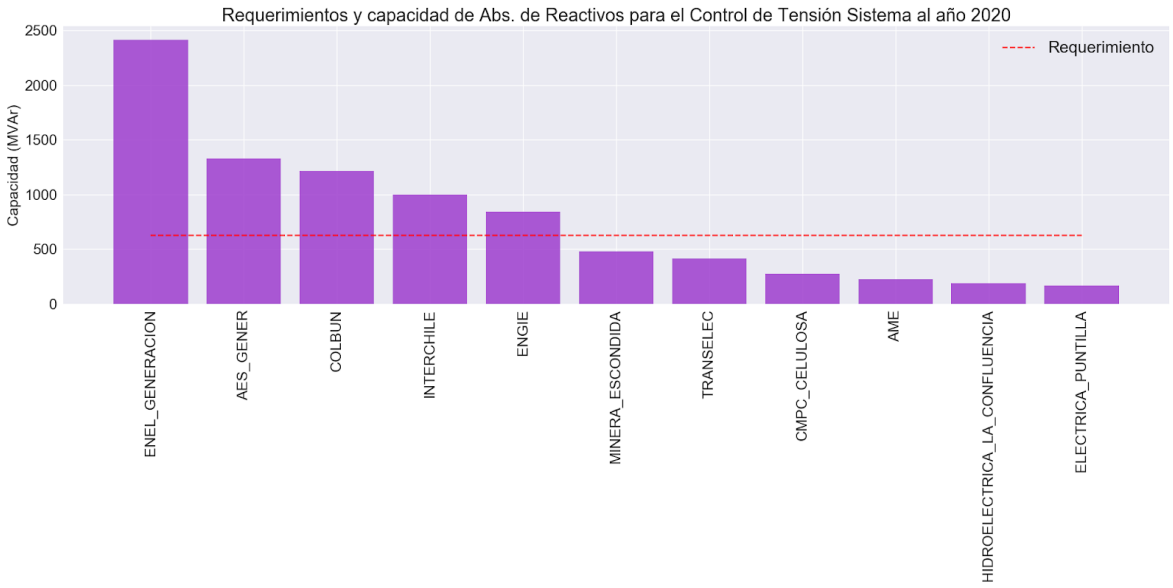

Figura 87. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control de Tensión - Absorción de Reactivos a nivel Sistémico al año 2020

Por otro lado, en la Figura 88 se presentan las curva de duración para el índice RSI asociado al mercado de Inyección y Absorción de Reactivos para el CT a nivel sistémico, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho

periodo, al año 2020. Es posible notar que, considerando los peores casos, el indicador llegaría a tomar valores cercanos a 5.

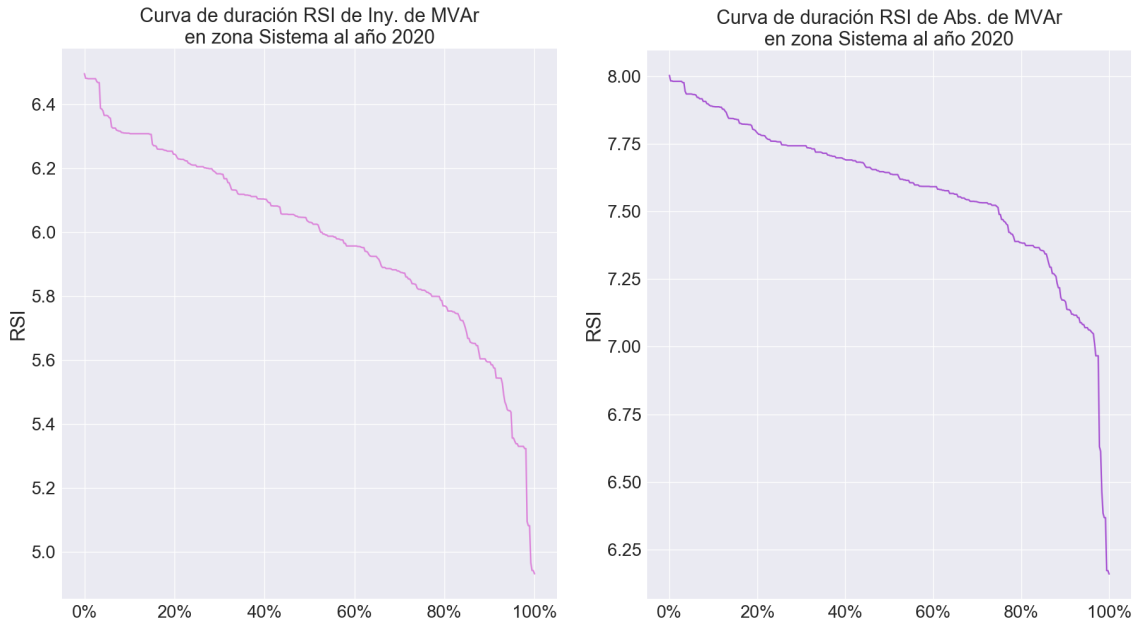

Figura 88. Curva de duración RSI para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos (izquierda) y Absorción de Reactivos (derecha) a nivel Sistémico al año 2020

A partir del análisis producto de los indicadores del Test 1, no se puede descartar las condiciones de competencia para la provisión de reservas para el CT.

CT: Test 2 Año 2020

Las Figuras 89 a 103 muestran la capacidad de oferta para el CT según compañía en relación a los requerimientos de Absorción e Inyección, representados en dicha figura por líneas punteadas, y las curvas de duración para el RSI anual, excluyendo las tres mayores firmas en cuanto a capacidad de reserva en las zonas Norte Grande, Norte, V Región, Centro y Sur.

Zona Norte Grande

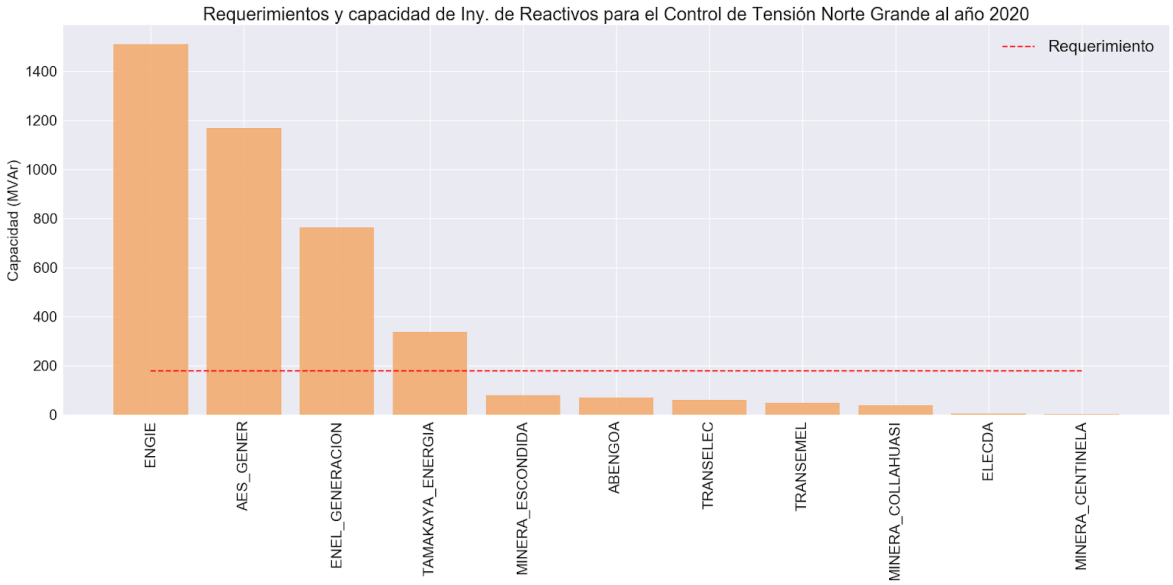

Figura 89. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control de Tensión - Inyección de Reactivos en zona Norte Grande al año 2020

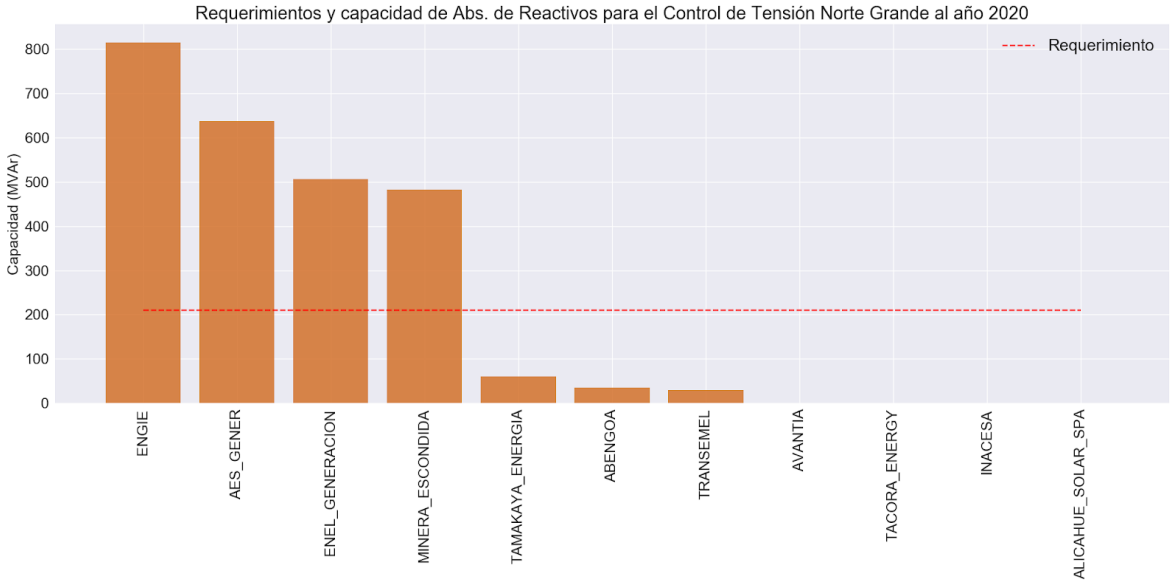

Figura 90. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control de Tensión - Absorción de Reactivos en zona Norte Grande al año 2020

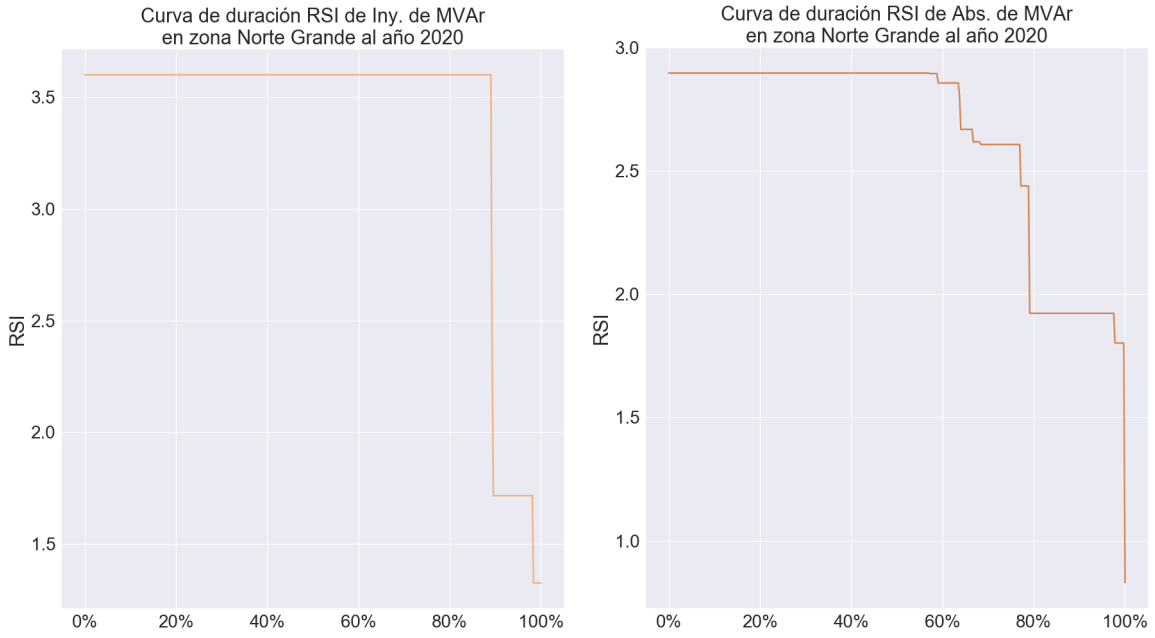

Figura 91. Curva de duración RSI para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos (izquierda) y Absorción de Reactivos (derecha) en zona Norte Grande al año 2020

Zona Norte

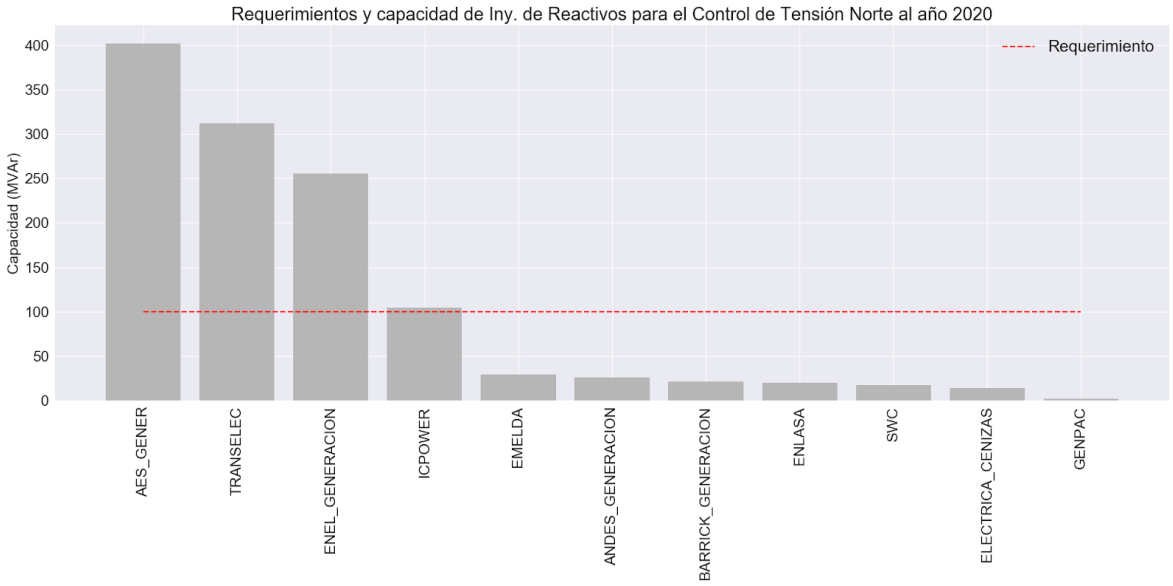

Figura 92. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos en zona Norte al año 2020

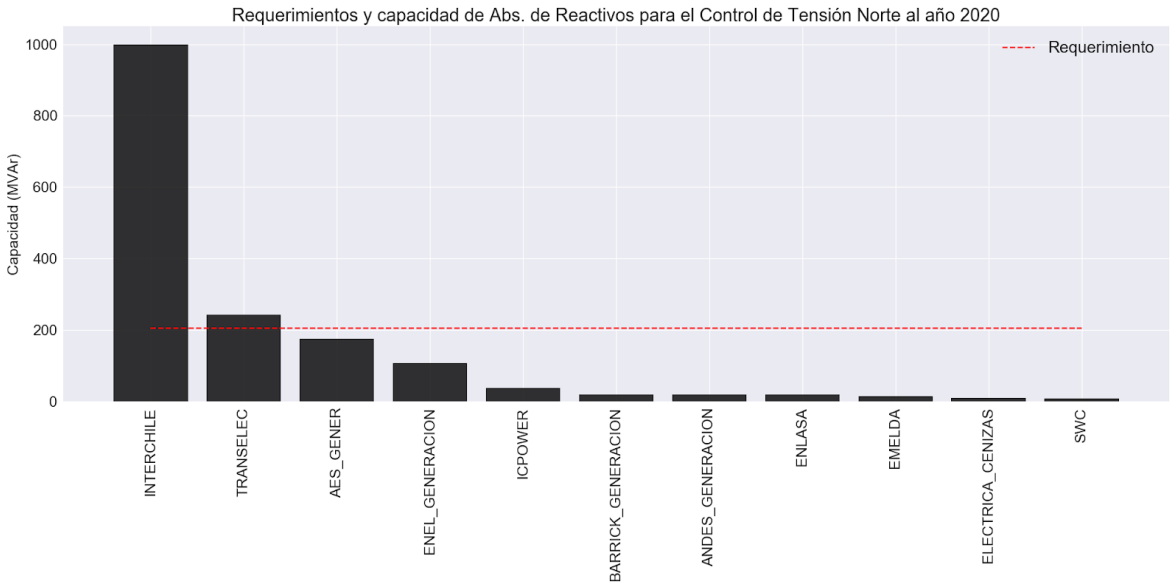

Figura 93. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control de Tensión - Absorción de Reactivos en zona Norte al año 2020

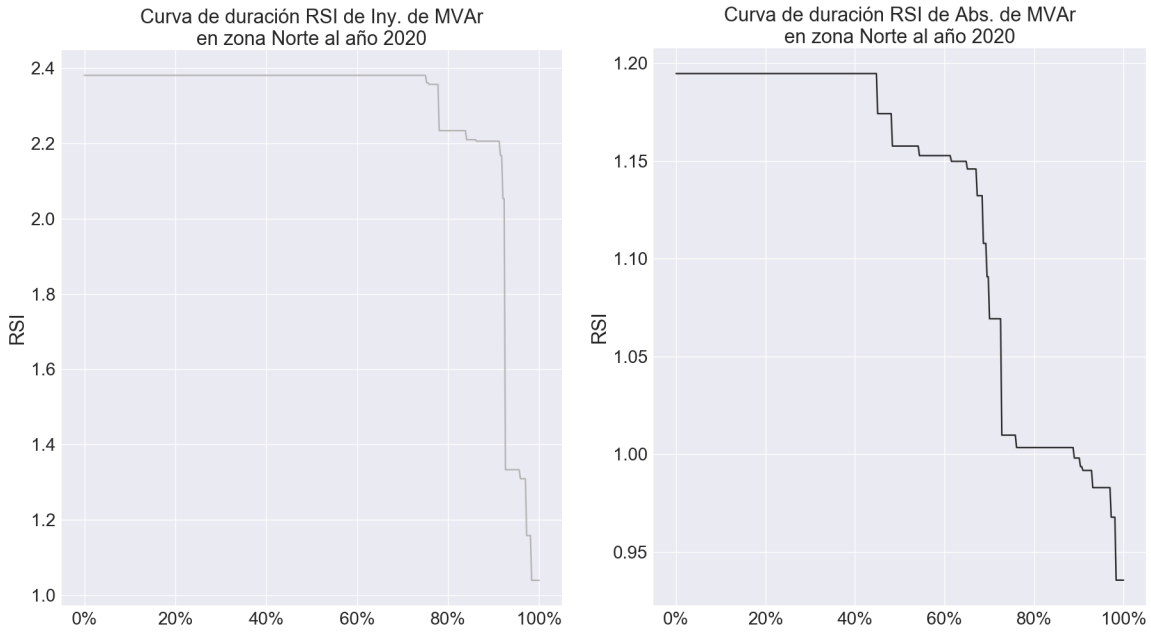

Figura 94. Curva de duración RSI para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos (izquierda) y Absorción de Reactivos (derecha) en zona Norte al año 2020

Zona V Región

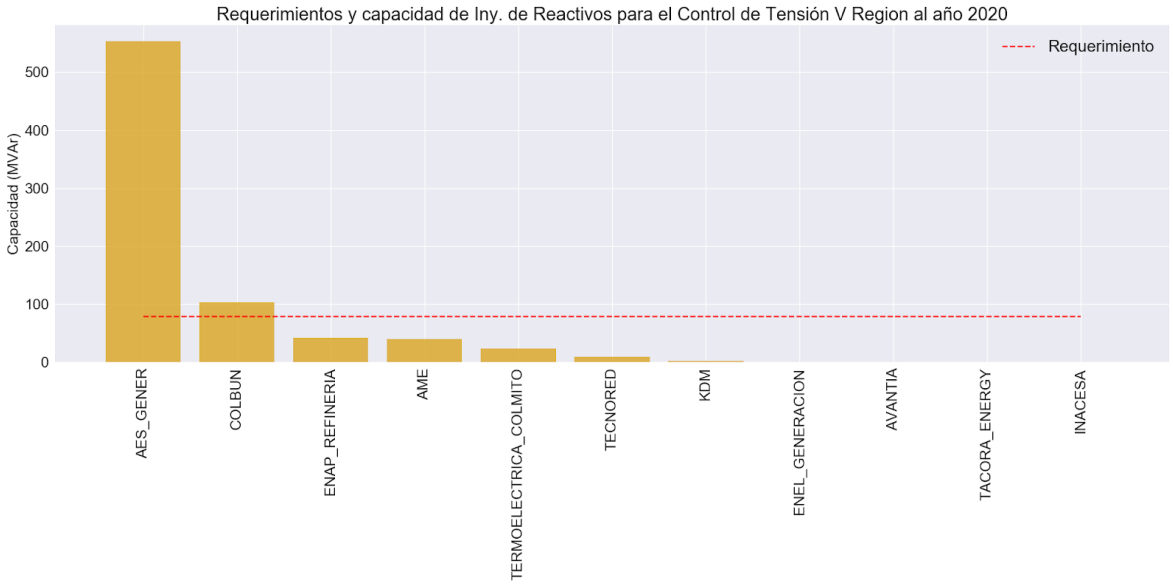

Figura 95. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control de Tensión - Inyección de Reactivos en zona V Región al año 2020

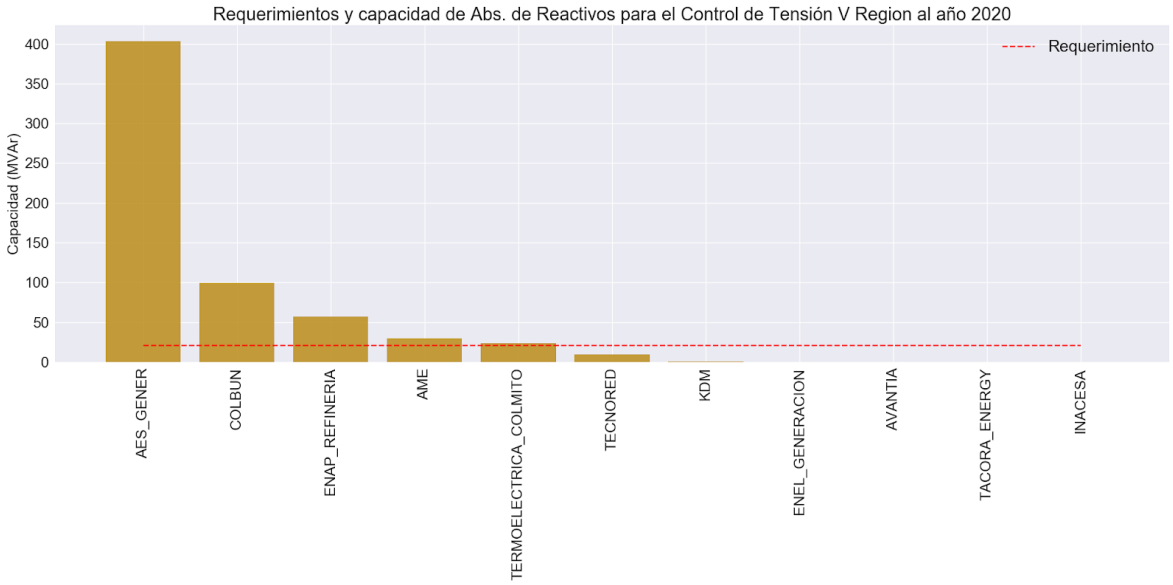

Figura 96. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control de Tensión - Absorción de Reactivos en zona V Región al año 2020

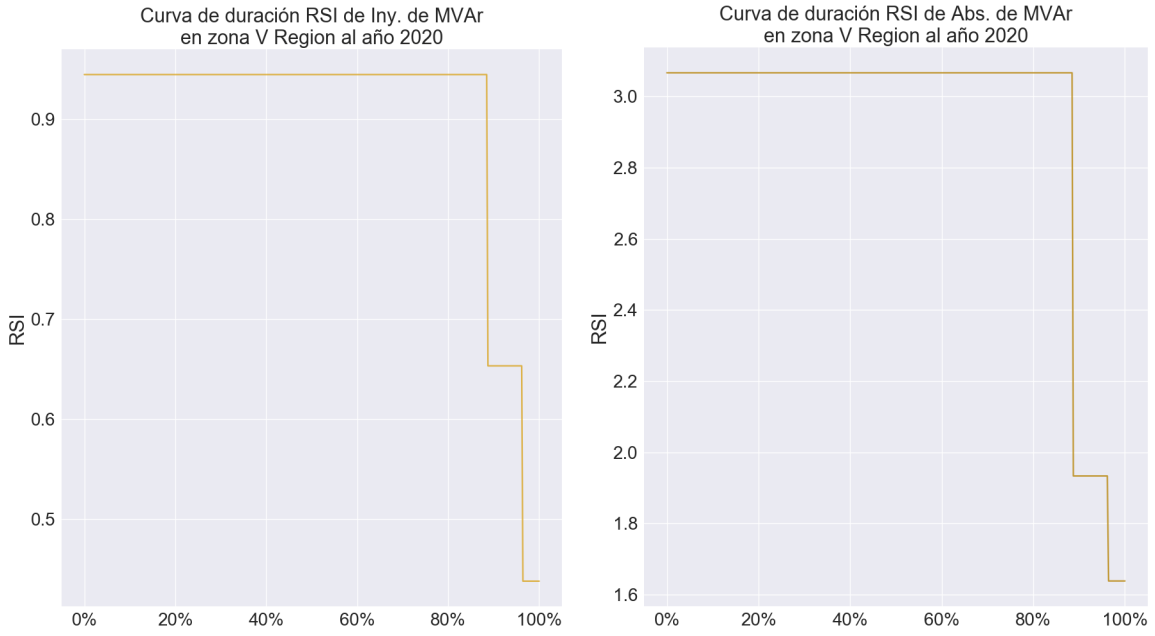

Figura 97. Curva de duración RSI para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos (izquierda) y Absorción de Reactivos (derecha) en zona V Región al año 2020

Zona Centro

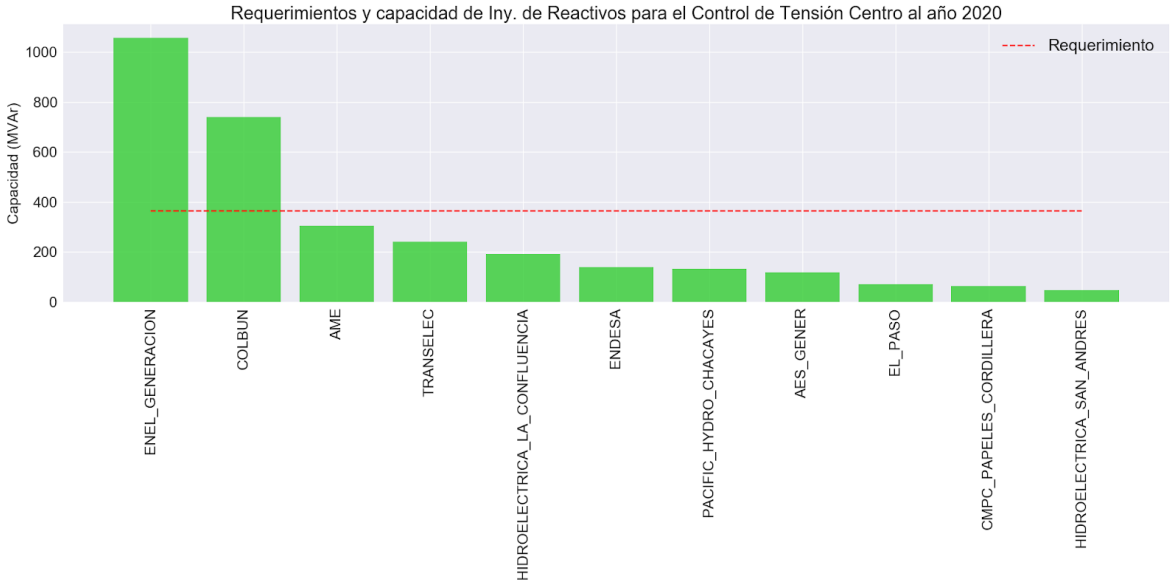

Figura 98. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos en zona Centro al año 2020

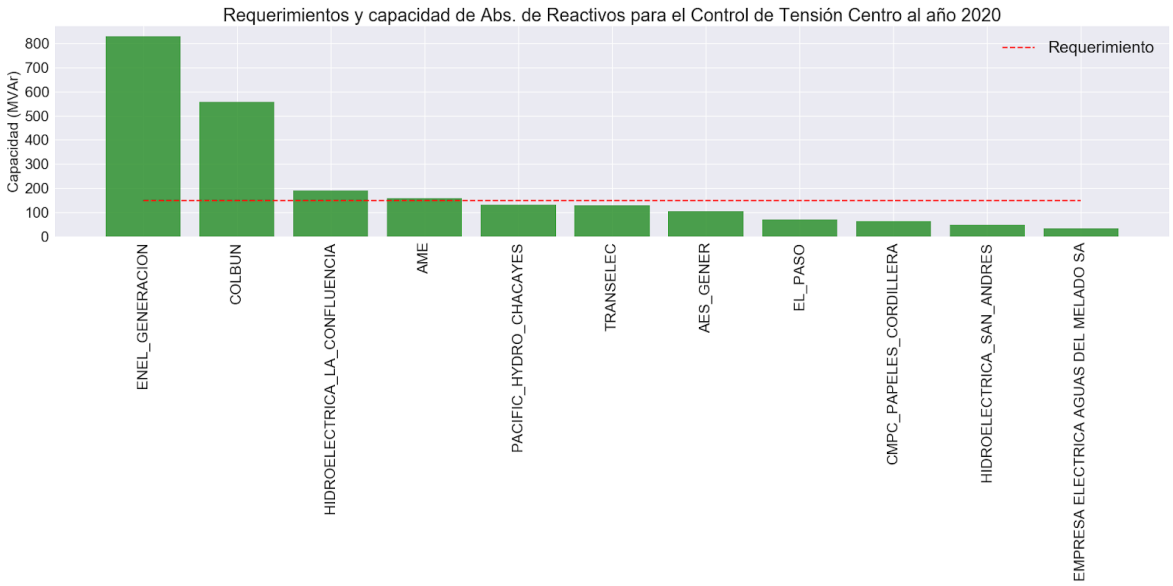

Figura 99. Requerimientos y capacidad de reservas para el
Control de Tensión - Absorción de Reactivos en zona Centro al año 2020

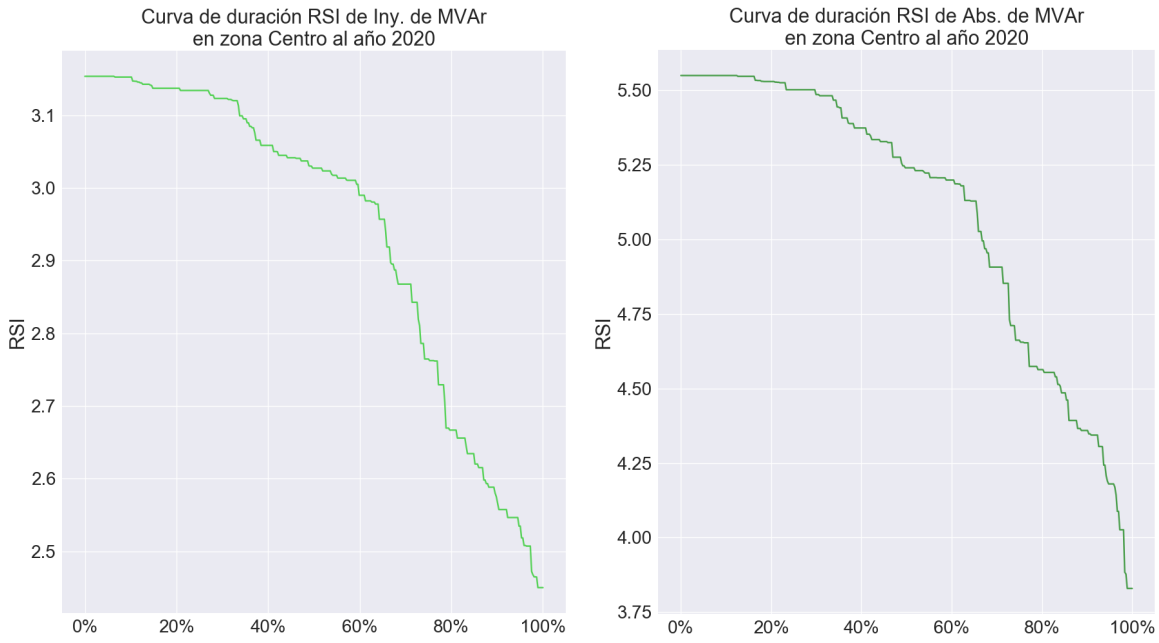

Figura 100. Curva de duración RSI para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos (izquierda) y Absorción de Reactivos (derecha) en zona Centro al año 2020

Zona Sur

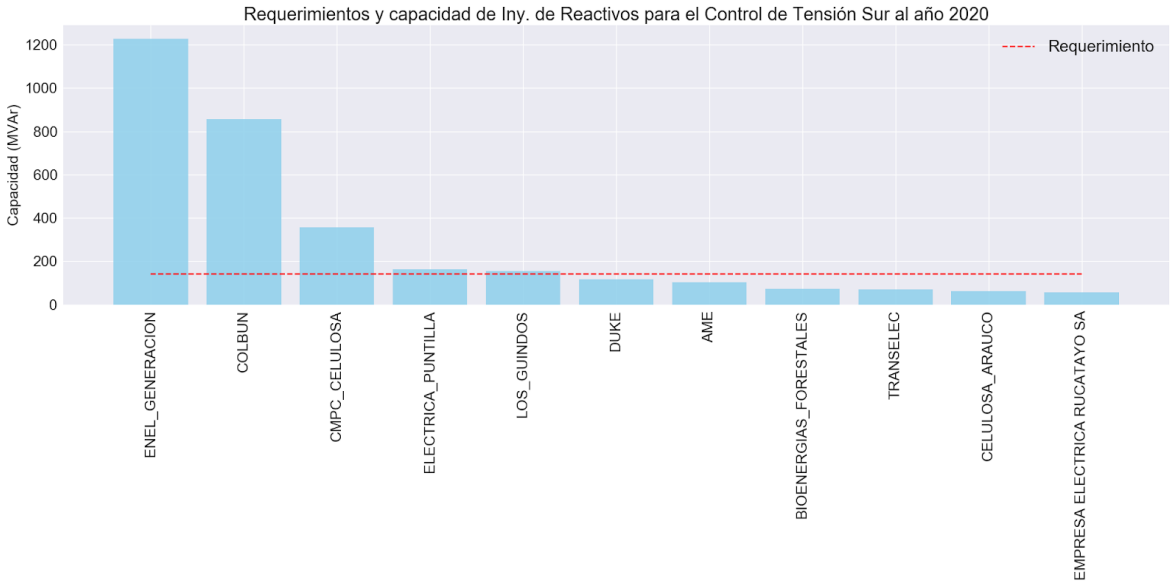

Figura 101. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos en zona Sur al año 2020

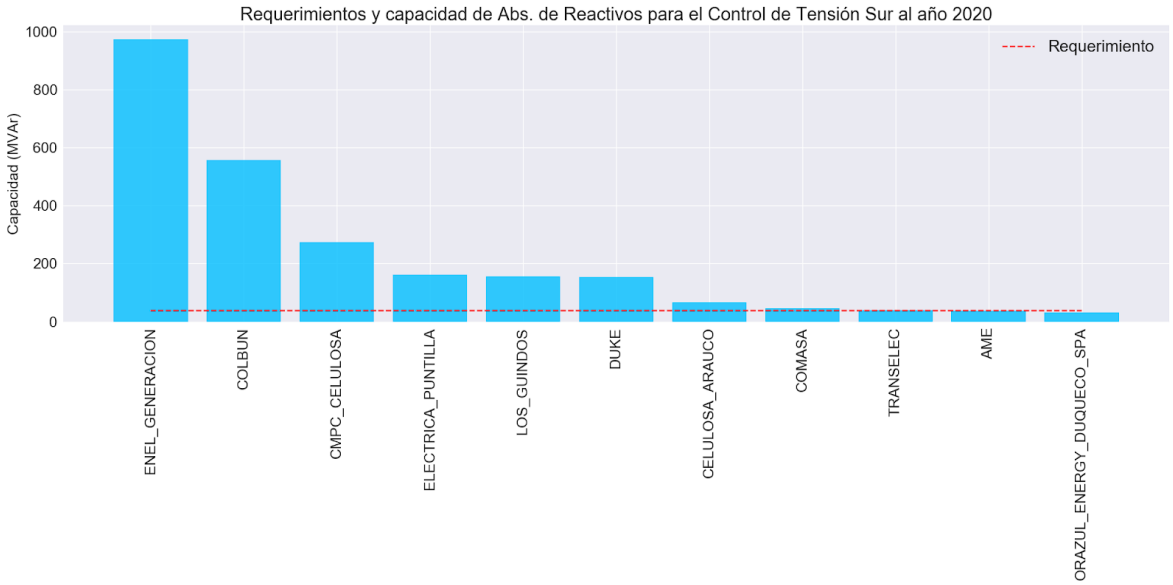

Figura 102. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control de Tensión - Absorción de Reactivos en zona Sur al año 2020

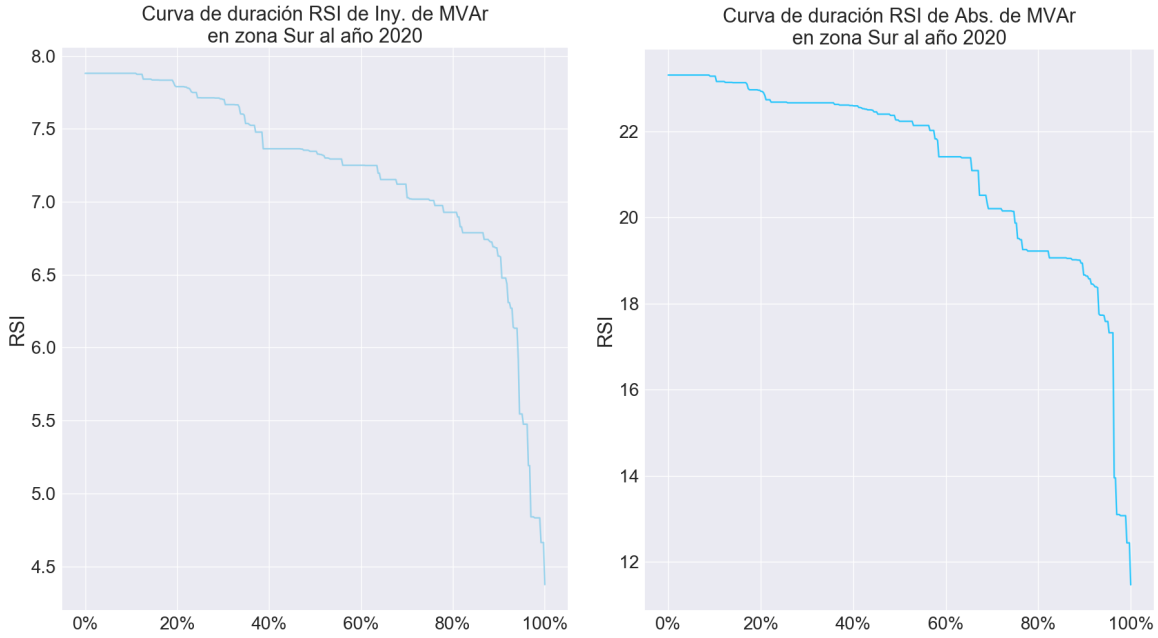

Figura 103. Curva de duración RSI para el Control de Tensión - Inyección de Reactivos (izquierda) y Absorción de Reactivos (derecha) en zona Sur al año 2020

6.9.2. Análisis y Discusión Condiciones de Competencia para CT

Como se puede observar en Figuras presentadas con anterioridad, existen zonas del SEN en las que la provisión de este servicio puede estar comprometida debida a la ausencia de oferentes, como es el caso de las zonas Norte Grande, Norte y V Región, donde el índice RSI al alcanza un valor menor a uno para ciertos instantes en el año. Esto obviamente hace sospechar sobre la existencia de condiciones de competencia.

Sin embargo, para las unidades de generación, la inyección o absorción de reactivos no tiene un costo asociado cuando éstas se encuentran conectadas a la red y su disponibilidad de potencia activa no se ve afectada (no sería económicamente eficiente utilizar de manera persistente generación en vez de instalar algún equipo de compensación reactiva dedicado), así como en el caso de equipos existentes de compensación de reactivos, como bancos de capacitores y reactores. Adicionalmente, a partir de la comparación entre los volúmenes de capacidad de oferta y el requerimiento se puede destacar la sobrecapacidad de provisión de este tipo de reservas a lo largo del sistema. Estos factores implican que las rentas pivotales asociadas a los Tests 3 y 4 serán iguales a cero para todas las empresas asociadas. Luego, en base al análisis anterior sustentado en oferentes y zonas definidas actualmente no es posible descartar las condiciones de competencia para el escenario 2020. Mientras que para el año 2022, se esperan condiciones similares de competencia toda vez que la proyección del aumento de los requerimientos es reducido.

A pesar de lo anterior, es de suma importancia considerar que **no necesariamente** todos los recursos disponibles para el control de las **zonas actualmente definidas** por el IDPSSCC son capaces de corregir las caídas o sobre niveles de tensión, dado que la provisión de reactivos es más bien de carácter localizado, reducido a la vecindad de barras cercanas. En base a la experiencia del Coordinador, no es posible definir de forma inequívoca el mercado relevante geográfico, dado que en la práctica el control de tensión es realizado por los recursos que cuentan con el mejor desempeño técnico y económico, respecto a la barra donde se desea controlar los niveles de tensión. Dicho desempeño, a su vez, depende de la ubicación de los recursos, topología del SEN y de las condiciones de operación del SEN, las que a su vez son dinámicas, con lo que el mercado del producto suele ser definido de forma directa por el Coordinador.

En consecuencia, y ante la ausencia de una definición detallada del mercado geográfico del CT, no es posible determinar la existencia o no de condiciones de competencia estructurales para este servicio, y se vuelve necesario el desarrollo de análisis técnicos adicionales con el fin de analizar en más detalle las condiciones de competencia y una adecuada definición del mercado geográfico para este SSCC.

La naturaleza local y dinámica del producto sí hacen descartar la implementación de subastas de corto plazo, pues sería particularmente desafiante de implementar el análisis de las condiciones de competencia de manera dinámica en dichas escalas de tiempo. Es por esta razón que en caso de redefinir áreas más representativas y de confirmar la existencia de condiciones de competencia, el mecanismo de mercado a utilizar podría ser licitaciones de largo plazo, siguiendo la experiencia internacional.

Resumen Elementos Relevantes Análisis Condiciones Competencia CT

Definición SSCC CT (CNE, 2018)

Mercado relevante Producto está definido según la CNE y requerimientos, que imponen definición geográfica (Norte, Norte Grande, V Región, Centro y Sur), según estudios del CEN. Geográfico a nivel nacional y el producto está definido según la CNE. Eventuales oferentes han sido históricamente generadores síncronos y bancos de condensadores.

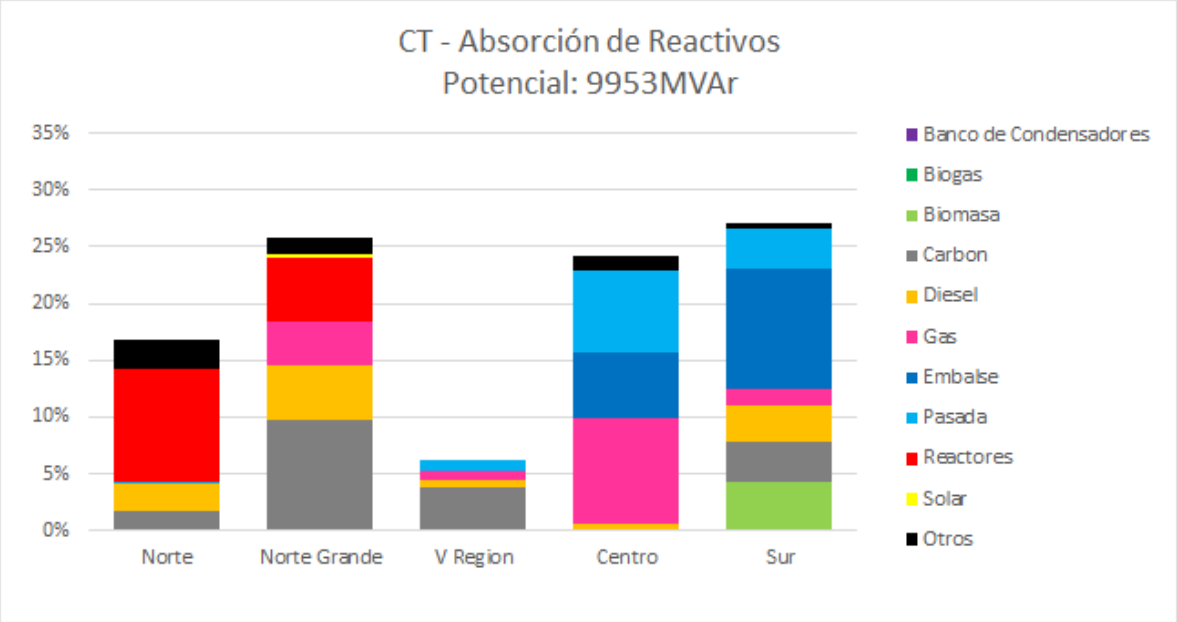

Figura 104. Potencial oferta CT - Absorción de Reactivos por zona y mix tecnológico

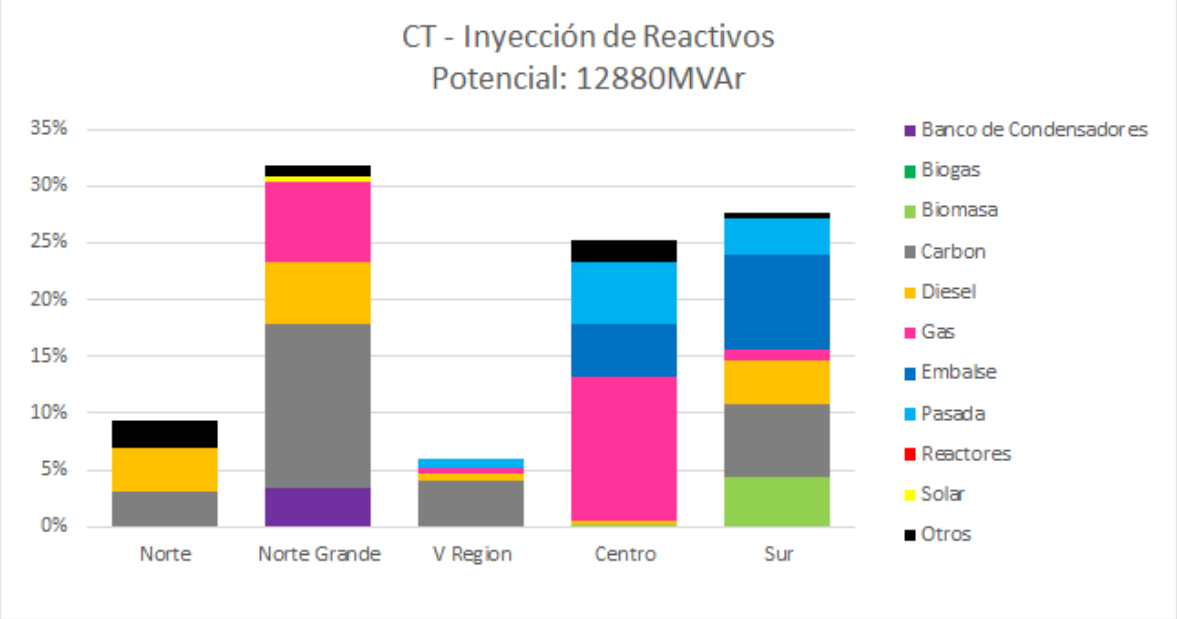

Figura 105. Potencial oferta CT - Inyección de Reactivos por zona y mix tecnológico

Conclusión Se recomienda revisar la definición de las áreas de CT del IDPSSCC para poder realizar un análisis en mayor detalle de las condiciones de competencia. En base a las zonas y oferentes actuales no es posible determinar la existencia o no de condiciones de competencia, y por lo tanto, su mecanismo de materialización debiese corresponder a la instrucción directa mientras no exista una definición precisa del mercado geográfico del servicio. Sin embargo, hacemos notar que la

experiencia internacional muestra que este tipo de SSCC no se materializa a través de subastas de corto plazo.

6.10. Plan de Recuperación de Servicio (PRS)

Dada la naturaleza del servicio no es plausible la implementación de esquemas de mercado de corto plazo tipo subastas para este tipo de servicios. El plan de recuperación de servicio es dependiente del conjunto de unidades específicas disponibles para la provisión del servicio, tanto de sus características técnicas como su ubicación geográfica, y de la topología del sistema. Con un conjunto de unidades dado, se determina un procedimiento de recuperación del servicio específico para cada zona; por lo tanto, una vez fijado el plan de recuperación, no es posible reasignar la responsabilidad de una o varias unidades del plan a otros potenciales competidores sin tener que reevaluar y adecuar el plan de recuperación en su totalidad. En otras palabras, el producto es tan específico que, para un plan de recuperación dado, la oferta potencial es equivalente al requerimiento. Dada esta condición, los indicadores de concentración del mercado mostrarían valores tales que descartarían condiciones de competencia, y el análisis de rentas pivotales no sería factible dado que el requerimiento no podría ser provisto sin la presencia de las unidades que forman parte del plan. En consecuencia, se descartan las condiciones de competencia para el plan de recuperación de servicio.

Un esquema de mercado posible de implementar para Plan de Recuperación de Servicio (PRS), aunque no libre de complicaciones, corresponde a licitaciones de largo plazo vinculantes. Esto, cuando se considera la inversión en nueva infraestructura, o cuando el requerimiento no es de cortísimo plazo, según se establece en el Reglamento de SSCC. En dicho esquema el Coordinador podría, en base a necesidades específicas de alguna zona, licitar las tecnologías o capacidades necesarias para la implementación de un plan de recuperación de servicio que se ajuste a las normas de seguridad requeridas. Sin embargo, esto requeriría analizar la factibilidad técnica de que los potenciales oferentes puedan efectivamente proveer el servicio dentro de los plazos de la licitación, lo que sería la principal barrera de entrada para este servicio. Para efectos de dar cumplimiento a los objetivos de eficiencia económica (criterio de competitividad), la CNE podrá establecer precios máximos en las licitaciones. En el caso que las licitaciones sean declaradas desiertas, el coordinador podrá recurrir de un criterio de obligatoriedad aplicado sobre aquellos oferentes que cumplan con las condiciones técnicas, aplicando los criterios de precios máximos definidos en la licitación u otro precio que permita remunerar a dichos oferentes, siempre bajo el criterio de eficiencia económica (competitividad).

6.11. Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC)

El Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC) tiene por objeto el subsanar las posibles desviaciones en la frecuencia de operación del sistema ante eventos de pérdida de generación o

líneas de transmisión. Actualmente el requerimiento está determinado como un porcentaje de la demanda y los oferentes disponibles actualmente fueron determinados para cumplir de manera ajustada el requerimiento. Sin embargo, se estima que toda la demanda es un potencial oferente, de ser habilitada con los automatismos y comunicación necesarios. Bajo este supuesto, y de manera cualitativa, no es posible descartar las condiciones de competencia. En particular, asumiendo que toda la demanda está habilitada para proveer el servicio, que el requerimiento es definido como un porcentaje de la oferta potencial, y tomando en consideración la heterogeneidad de consumos, tanto los tests 1 y 2 de concentración y RSI, como lo Tests 3 y 4 de rentas pivotales, no descartarían las condiciones de competencia en un mercado prospectivo para EDAC. Sin embargo para poder cuantificar el valor de los indicadores en cada uno de los tests es necesario tener **información adicional sobre oferentes y costos asociados a la provisión del servicio**, los cuales no estaban disponibles durante la realización de este estudio.

En este contexto, dada la **naturaleza del servicio** (se conoce el requerimiento con mucha antelación, y no resulta práctico reconfigurar oferentes con frecuencia), se sugiere hacer ya sea licitaciones anuales, o subastas cada seis meses. La alternativa de la licitación anual es más apropiada en escenarios donde no existen suficientes oferentes habilitados, de manera de dar tiempo suficiente para la instalación de automatismos necesarios y habilitación por parte del Coordinador (principal barrera de entrada al mercado). Es decir, estas licitaciones consideran la inversión en nueva infraestructura, o cuando el requerimiento no es de cortísimo plazo, según se establece en el Reglamento de SSCC. Por otro lado, de haber suficiente demanda habilitada para prestar el servicio, lo que implica bajas barreras de entrada para el mercado, se recomienda la provisión del servicio mediante subastas cada 6 meses.

7. Bandas de Precio

Para estimar posibles bandas de precio en base al análisis realizado, se consideró una estimación en base al costo de oportunidad y la pivotalidad de cada compañía, según la siguiente ecuación

$$b_{i,t}^{j} = \max(\lambda_{t,z(i)} - C_{i,t}^{OV} + x_{i,t}^{j}, 0) + \theta_{i}^{j}$$

donde $\lambda_{t,z(i)}$ representa el costo marginal que percibe la unidad de generación *i* al inyectar energía en la zona *z*, $C_{i,t}^{OV}$ representa el costo variable de la unidad de generación *i* en la hora *t*, $x_{i,t}^{j}$ corresponde al *Markup* de la firma propietaria de la unidad de generación *i*, estimada en base a su pivotalidad según la siguiente fórmula:

$$x_{i,t}^{j} = \frac{\Pi_{f(i)}^{j}}{R_{f(i)}^{j}}$$

Aquí, $\Pi_{f(i)}^{j}$ corresponde a la pivotalidad total de la firma *f(i)*, y $R_{f(i)}^{j}$ corresponde a la totalidad de reservas asignadas a dicha firma, en el problema de co-optimización de reservas y energía considerando requerimientos de SSCC, y θ_{i}^{j} son costos adicionales directos por dar reserva de la unidad j de la firma i estimados, por ejemplo, a partir del estudio de costos de SSCC. La expresión de costos de oportunidad, que pudiera tomar valores negativos para unidades supramarginales, se encuentra acotada inferiormente por cero para prevenir la consideración de *bids* negativos.

Finalmente, para reservas de bajada, se considera que el costo de oportunidad relacionado es cero, con lo que la expresión para el *bid* se reduce a la siguiente ecuación:

$$b_{i,t}^{j} = x_{i,t}^{j} + \theta_{i}^{j}$$

En el Anexo D se muestran las ofertas promedio para cada unidad generadora utilizando los resultados de la operación del sistema considerando θ_{i}^{j} igual a cero. Los costos de oportunidad se estimaron a partir de las simulaciones realizadas. La consideración de θ_{i}^{j} es directa utilizando valores del estudio de costos de SSCC.

A continuación se presentan algunos resultados para el mercado de CPF, a modo de ejemplo, agrupados por tecnología, zona y semana representativa. En estos gráficos, las distintas series corresponden a distintas unidades de generación que comparten tecnología y zona. Es relevante considerar que la tecnología *Hidro A*, de acuerdo a la base de datos de Plexos, corresponde a centrales de embalse.

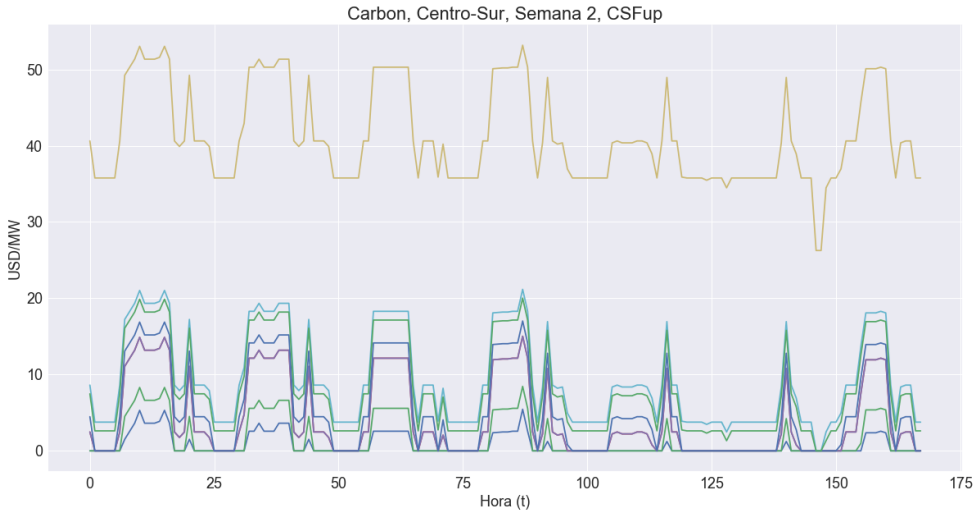

Figura 106. Banda de Precios de Reserva Secundaria - Aumento de Carga para unidades de Carbón en zona Centro-Sur para la segunda semana representativa.

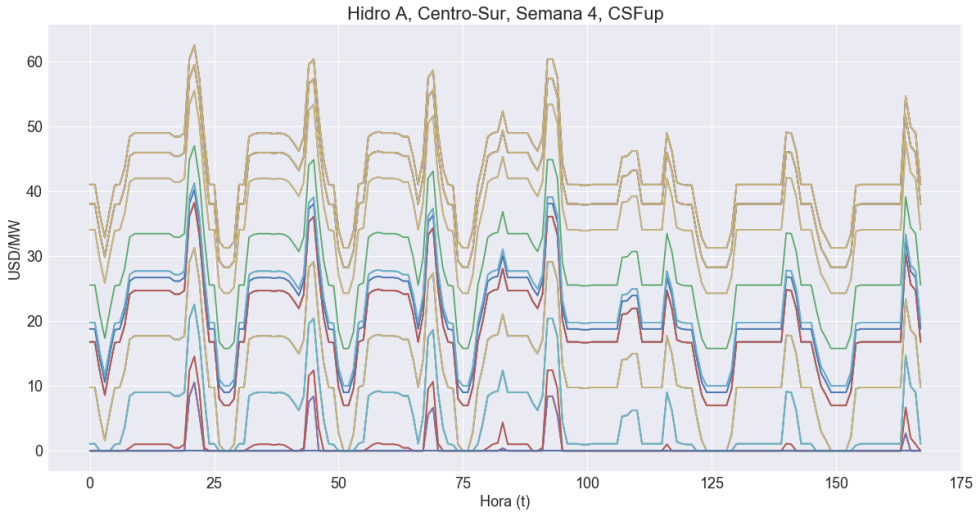

Figura 107. Banda de Precios de Reserva Secundaria - Aumento de Carga para unidades de Hidro A en zona Centro-Sur para la cuarta semana representativa.

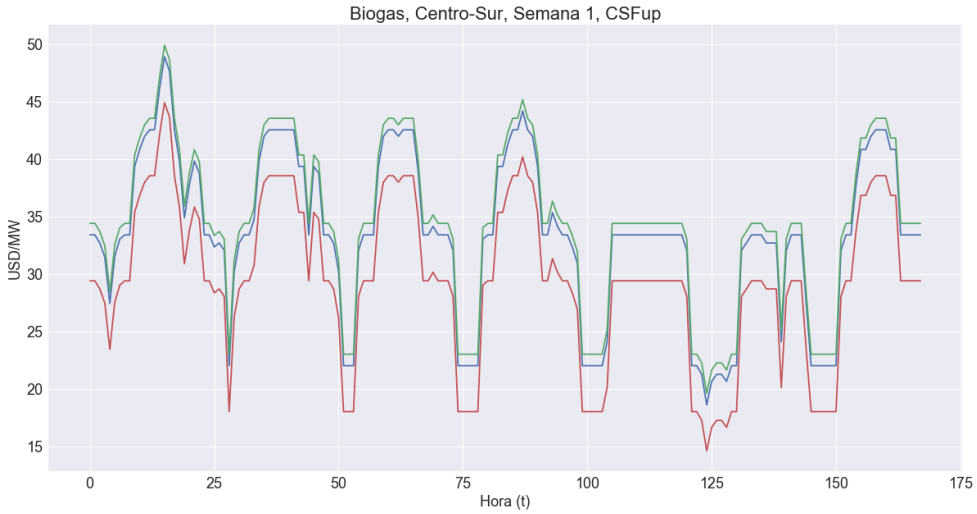

Figura 108. Banda de Precios de Reserva Secundaria - Aumento de Carga para unidades de Biogás en zona Centro-Sur para la primera semana representativa.

En base a estos resultados, y teniendo en cuenta las reglas de cada subasta en términos de granularidad temporal, frecuencia y otras características, es posible generar bandas de precio para sensibilizar sobre los distintos mercados de SSCC.

Se recalca que estas bandas de precio no deben interpretarse como predicciones de lo que los agentes ofertarían en una implementación práctica de estos mercados de SSCC. Sirven como referencia para estimar órdenes de magnitud y ser un insumo para los análisis del Estudio 2.

8. Conclusiones

El presente informe presenta una revisión internacional de aspectos técnicos y económicos asociados a la provisión de servicios complementarios en 14 sistemas eléctricos, una revisión de metodologías para el análisis de competencia y una propuesta de metodología para ser aplicada en el caso Chileno.

La revisión internacional de aspectos técnicos y económicos de SSCC evidencia una heterogeneidad entre los sistemas tanto en las definiciones técnicas como en los mecanismos de materialización de los SSCC. En consideración a los mercados para SSCC, los diseños son generalmente nuevos y no existe un diseño único; sin embargo, existen elementos de diseño comunes importantes a considerar en una implementación en el caso Chileno. Una diferencia relevante en los diseños de mercado observados en Europa y Estados Unidos corresponde al tratamiento de los SSCC asociados a reservas en relación a los mercados de energía. En específico en Europa el esquema predominante es secuencial, donde reservas y energía son tratados como mercados independientes o desacoplados, lo que facilita el proceso de asignación de ofertas de energía y reserva por parte del operador del sistema, pero complejiza la toma de decisión de los actores, particularmente por la necesidad de estimar los costos de oportunidad asociados a su participación en los mercados de energía. En Estados Unidos el esquema predominante es el de co-optimización, en el cual energía y reservas son asignados conjuntamente a partir de un problema de despacho, generalmente realizado el día anterior. En este último esquema los costos de oportunidad son directamente compensados cuando los pagos por reserva se asocian a las variables duales de las restricciones de reserva. Respecto a los mecanismos de materialización la experiencia internacional muestra que, en general, SSCC de reservas secundarias y terciarias son materializados a través de mercados de corto-plazo. El resto de reservas y otros SSCC son predominantemente de naturaleza obligatoria o asignados a través de contratos bilaterales o licitaciones.

En la dimensión de monitoreo y análisis de competencia, la presencia de unidades internas y externas de análisis en la mayoría de los sistemas evidencia la relevancia de evaluar continuamente el comportamiento de los mercados eléctricos, dada la complejidad de los mismos. La implementación de herramientas y metodologías para este análisis y monitoreo de mercado es también altamente desafiante, y requiere un proceso de aprendizaje y mejora continuo. Un elemento clave a destacar es que no existe una herramienta cuantitativa única, por lo que el análisis debe basarse en una serie de indicadores, metodologías cualitativas y cuantitativas, y análisis experto.

Respecto a las metodologías para el análisis de competencia, los índices de concentración, por su simplicidad de cálculo, son la familia de indicadores más utilizada en unidades de monitoreo de mercados eléctricos. Esta familia de indicadores, a pesar de sus deficiencias, son utilizados como

primera barrera de screening, ya que pueden catalogar acertadamente mercados como no competitivos, produciendo errores sólo por considerar que mercados son competitivos cuando no lo son; es decir, producen falsos positivos. Lo anterior permite utilizarlos como un índice preliminar, que descarta la existencia de competencia en ciertos mercados. Otra metodología utilizada es la simulación del mercado asumiendo un mecanismo en particular (e.g., Cournot, Bertrand o SFE); esta metodología tiene como principal deficiencia la alta dependencia en parámetros y supuestos. Incluso cuando el modelo resulta ser una buena aproximación de la realidad, pequeñas diferencias en la estimación de parámetros clave lleva a soluciones que difieren en órdenes de magnitud. Con lo anterior, el aprendizaje que se puede obtener a partir de dichas metodologías es principalmente de carácter cualitativo. La tercera herramienta presentada es un análisis de rentas pivotales, donde se define como índice de competencia el nivel relativo de las rentas de cada agente. Este procedimiento tiene como ventaja ser independiente del mecanismo de interacción entre los agentes, pero tiene como desafío que solamente se entrega una cota inferior a las rentas esperadas para cada agente, la que puede o no ser realizada en la práctica en función del mecanismo de mercado específico.

Se propone una metodología para el análisis de competencia en este tipo de mercados que toma en consideración el cálculo de indicadores y el cálculo de rentas pivotales. Los tests 1 y 2 corresponden a una metodología frecuentemente usada internacionalmente. El análisis de la oferta potencial de cada una de las firmas, y el uso del indicador RSI, que indica la capacidad de abastecer el mercado cuando las tres firmas más grandes no existen, da luces respecto al potencial de competencia existente. Sin embargo, como se puede ver en el análisis, estos tests están lejos de ser concluyentes. Esto se debe a que el análisis no incluye las estructuras de costos de las firmas, y tampoco incluye los impactos potenciales en los costos de energía, que están relacionados a través del problema de despacho. Para solucionar esta deficiencia, se desarrolló una metodología que explícitamente considera los costos asociados a la ausencia de una firma. En un mecanismo competitivo, esto corresponde a las rentas que podría obtener esta firma si oferta maximizando sus ganancias. Esto corresponde a los tests 3 y 4, de nuestra metodología. Además, en caso de existir rentas para una o más firmas, se analiza si esto corresponde a una mayor eficiencia o a la posibilidad de afectar los precios.

Los resultados muestran con claridad la necesidad de considerar, al menos de manera aproximada, aspectos operacionales de los sistemas eléctricos para el análisis de condiciones de competencia. Se debe señalar que el generar un mercado competitivo en SSCC puede llevar a generación de poder de mercado desde este mercado al de energía, tema que va a ser analizado en detalle en el Estudio 2.

Los resultados muestran que en los SSCC asociados a regulación de frecuencia secundario y terciario no se descartan condiciones de competencia. Los resultados llevan a concluir que dichas condiciones de competencia podrían existir pero es crítico considerar más detalles técnicos del sistema eléctrico para confirmar dicha conclusión en el Estudio 2. En el SSCC asociado a Control Primario de Frecuencia si se descartan las condiciones de competencia para realizar subastas de corto plazo debido a las rentas pivotales dominantes de un par de firmas. Todos estos resultados se confirman en diversas sensibilidades realizadas. Para el SSCC asociado Control Rápido de Frecuencia no se descartan las condiciones de competencia pero por razones de índole práctica se sugiere evaluar si acaso es realmente necesario la aplicación de subastas. Para el servicio de Control de Tensión se sugieren realizar análisis técnicos para una adecuada definición del mercado geográfico y refinar el análisis de condiciones de competencia, con lo que se recomienda la instrucción directa de los recursos, mientras no se desarrollen dichos estudios ni se definan los mercados geográficos adecuados. Para el SSCC asociado a EDAC no se descartan las condiciones de competencia pero se sugiere la aplicación de subastas /licitaciones de largo plazo. Finalmente, para el SSCC asociado a plan de recuperación de servicio se descartan las condiciones de competencia por la naturaleza del requerimiento.

Tabla 45. Cuadro resumen análisis de competencia SSCC.

SSCC	Condiciones de competencia	Mecanismo de materialización	Comentarios adicionales
CRF	No se descartan para 2020 y 2022	Subastas (ver comentario)	Se recomienda evaluar el costo administrativo de una subasta o licitación con respecto a los beneficios adicionales de implementar un esquema de mercado, pues el requerimiento es muy reducido y los generadores del requerimiento son los principales proveedores.
CPF	Se descartan para 2020 y 2022	Asignación directa	Se recomienda que renovables puedan proveer el servicio para aumentar la cantidad de oferentes y así mejorar las condiciones de competencia
CSF - Aumento de carga	No se descartan para 2020 y 2022	Subastas	Se recomienda afinar detalles con resultados de Estudio 2
CSF - Reducción de carga	No se descartan para 2020 y 2022	Subastas	Se recomienda refinar conclusiones con resultados de Estudio 2.
CTF	No se descartan para 2020 y 2022	Subastas	Se recomienda refinar conclusiones con resultados de Estudio 2
CT	No se descartan para 2020 y 2022	Instrucción directa o Licitaciones (ver	Se considera que las zonas definidas para CT son **demasiado grandes y no toman en**

	dada la información disponibles para la realización del estudio (ver comentario)	comentario)	**cuenta la naturaleza local del producto**. Se recomienda revisar la definición de las zonas para poder refinar el análisis de condiciones de competencia. La naturaleza dinámica y local del producto pueden hacer muy compleja la metodología de análisis de condiciones de competencia necesaria para una posible implementación de subastas. Es por lo mismo que en el caso de confirmar condiciones de competencia después de refinar la zonas el mecanismo de materialización debiese ser a través de licitaciones, siguiendo las prácticas internacionales.
PRS	Se descartan condiciones de competencia	Licitaciones si aplica (ver comentarios)	No existen condiciones de competencia debido a la naturaleza del servicio. Licitaciones para requerimientos adicionales dependerán de estudios técnicos del Coordinador
EDAC	No se descartan para 2020 y 2022 pero se requiere información adicional para poder cuantificar indicadores.	Subastas/Licitaciones	Se recomiendan subastas cada 6 meses o licitaciones anuales para permitir la habilitación técnica de automatismos en la demanda.

9. Referencias

[AER, 2018] Australian Energy Regulator, “Wholesale electricity market performance monitoring”, 2018.

[ACER - MMR, 2017] Agency of the Cooperation of Energy Regulators, “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016 - Electricity Wholesale Markets volume”, 2017.

[AEMO - AS P&R, 2015] Australian Electricity Market Operator, “Settlements guide to Ancillary Services Payment and Recovery”, 2015.

[AEMO - Guide AS, 2015] Australian Electricity Market Operator, “Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market”, 2015.

[AEMO - PSOP D, 2017] Australian Electricity Market Operator, “Power System Operation Procedure: Dispatch”, 2017.

[Arellano, 2003] Arellano, M.S., “Diagnosing and mitigating market power in Chile’s electricity industry”, 2003.

[ARGONNE - AS survey, 2016] Argonne National Laboratory, “Survey of U.S. Ancillary Services Markets”, 2016.

[Baldick et. al., 2004] Baldick, R., Grant, R. & Kahn, E., “Theory and Application of Linear Supply Function Equilibrium in Electricity Markets”, 2004.

[Biggar, Hesamzadeh 2014] D. Biggar y R. Hesamzadeh, "The Economics of Electricity Markets," Wiley 2014.

[BOE, 2015] Secretaría del Estado de Energía, “Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.”, 2015.

[Borenstein, 1998] S. Borenstein, J. Bushnell & C. R. Knittel, “Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures”, 1998.

[BUNDESNETZAGENTUR - MR, 2017] Bundesnetzagentur, “Monitoring Report 2017”, 2017.

[Bushnell, Mansur y Saravia, 2004] Bushnell, J., Mansur, E. & Saravia, C., “Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured U.S. Electricity Markets”, 2007.

[CAISO - 2017 AR on MI&P, 2018] California ISO, “2017 Annual Report on Market Issues & Performance”, 2018.

[CAISO - BPM MO, 2018] California ISO, “CAISO Business Practice Manual for Market Operations”, 2018.

[CAISO - BPM EIC, 2018] California ISO, “CAISO Business Practice Manual for the Energy Imbalance Market”, 2018.

[CAISO - EIM O, 2016] California ISO, “Energy Imbalance Market Overview (Presentation)”, 2016.

[CAISO - OATT, 2018] California ISO, “CAISO Open Access Transmission Tariff”, 2018.

[CCEE, 2012] Cámara de Comercialização de Energia Elétrica, “Building a Smart Brazilian Electricity Market”, 2012.

[Chakrabarti, B. & Goodwin, D., 2008] Chakrabarti, B. & Goodwin, D., “Monitoring and Measuring Market Power in the New Zealand Electricity Market”, 2008.

[CMA - EMI, 2016] Competition & Markets Authority, “Energy market investigation - Final report”, 2016.

[CNE, 2018] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta Nº683”, 2018.

[CNMC, 2017] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “Spanish Energy Regulatior’s National Report to the European Commision 2017”, 2017.

[COES - Estadística, 2018] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estadística relevante del sistema eléctrico interconectado nacional”, 2018.

[COES - NTDE16, 2018] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Nota Técnica: Metodología a utilizar para realizar la asignación el despacho económico y la reserva para regulación secundaria de frecuencia”, 2018.

[COES - PR01, 2014] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Programación de la operación de corto plazo”, 2014.

[COES - PR06, 2014] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Reprogramación de la operación diaria”, 2014.

[COES - PR09, 2017] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Coordinación de la operación en tiempo real del SEIN”, 2017.

[COES - PR10, 2017] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Liquidación de la valorización de las transferencias de energía activa y de la valorización de servicios complementarios e inflexibilidades operativas”, 2017.

[COES - PR15, 2017] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Valorización de transferencias de energía reactiva”, 2017.

[COES - PR21, 2016] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Reserva rotante para regulación primaria de frecuencia”, 2016.

[COES - PR22, 2017] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia”, 2017.

[Crampton & Stoft, 2008] P. Crampton y S. Stoft, "Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency, " Utilities Policy, 16, 194-201, 2008.

[Crampton et Al., 2013] P. Crampton, A. Ockenfels y S. Stoft, "Capacity Market Fundamentals," Economics of Energy and Environmental Policy, 2:2, 2013.

[DERA, 2017] Danish Energy Regulation Authority, “National Report - Status for 2016”, 2017.

[EA, 2011] Electricity Authority, “Industry and market monitoring: Competition”, 2011.

[Egheosa Onaiwu, 2009] Egheosa Onaiwu, “How does bilateral trading differ from electricity pooling?”, 2009

[ENERGYUK - AS Report, 2017] Energy UK, “Ancillary Services report 2017”, 2017.

[ENTSOE - AS Survey, 2017] European Network of Transmission System Operators for Electricity, “Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2016”, 2017.

[ERA - MPMP, 2017] Economic Regulation Authority, “Market Procedure Monitoring Protocol”, 2017.

[ERCOT - QF, 2018] Electric Reliability Council of Texas, “ERCOT Quick Facts”, 2018.

[ERCOT - NP, 2018] Electric Reliability Council of Texas, “ERCOT Nodal Protocols”, 2018.

[ERCOT - RI, 2017] Electric Reliability Council of Texas, “ERCOT Renewable Integration (Presentation)”, 2017.

[ERCOT - Wind, 2018] Potomac Economics, “Wind Integration in ERCOT (Presentation)”, 2018.

arrel y Shapiro "Antitrust evaluation of horizontal mergers: An Economic Alternative to Market Definition,"

[Farrel y Shapiro, 2010] J. Farrell, y C. Shapiro, “Antitrust Evaluation of Horizontal Mergers: An Economic Alternative to Market Definition”, 2010.

[Feng - MRI, 2008] D. Feng, J. Zhong y D. Gan, “Reactive Market Power Analysis Using Must-Run Indices”, 2008.

[GME, 2013] Gestore Mercati Energetici, “Annual Report 2013”, 2013.

[Green, 1996] R. Green, “Increasing Competition in the British Electricity Spot Market”, 1996.

[Green & Newbery, 1992] R. Green y D. Newbery, “Competition in the British Electric Spot Market,” Journal of Political Economy, 100, 1992, p. 929-953.

[Herrero et Al., 2015] I. Herrero, P. Rodilla y C. Batlle, "Enhancing Intraday Price Signals in U.S. ISO Markets," MITEI, 2015.

[IRENA, 2017] IRENA, "Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030," www.irena.org.

[IADB - MP, 2017] Inter-American Development Bank, “Market Power in Electricity Generation Sector: A review of Methods and Applications”, 2017.

[Joskow & Schmalensee, 1983] P. Joskow y R. Schmalensee, "Markets for Power," MIT 1983.

[Kirschen & Strbac, 2004] D. Kirschen y G. Strbac, "Fundamental of Power System Economics," Wiley 2004.

[Klemperer & Meyer, 1989] P. Klemperer y M. Meyer, “Supply Function Equilibria,” Econometrica, 57, p. 1243-1277.

[Krishna 2010] V. Krishna, “Auction Theory,” Academic Press, 2010.

[L.M. Freire et. al., 2012] L.M. Freire et. al., “Liquidity in the Brazilian Electricity Market”, 2012.

[MIT - MMP, 2005] Massachusetts Institute of Technology, “A review of the Monitoring of Market Power: The possible roles of Transmission System Operators in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems”, 2005.

[MSA - MGMP, 2012] Market Surveillance Administrator, “Measuring Generation Market Power”, 2012.

[NERC - BAL-003-1] North American Electric Reliability Corporation, “Frequency Response and Frequency Bias Setting”, 2014.

[NORDREG - NMR, 2014] Nordic Energy Regulators, “Nordic Market Report 2014 - Development in the Nordic Electricity Market”, 2014.

[NYISO - AS, 2018] New York ISO, “NYISO Ancillary Services Manual”, 2018.

[NYISO - MPUG, 2018] New York ISO, “NYISO Market Participants User’s Guide”, 2018.

[NYISO - OATT, 2018] New York ISO, “NYISO Open Access Transmission Tariff”, 2018.

[OFGEM, 2017] Office of Gas and Electricity Markets, “State of the Energy Market - 2017 report”, 2017.

[Orfanogianni & Gross, 2007] T. Organogianni y G. Gross, "A general formulation for LMP evaluation," IEEE Transactions on Power Systems 22 (3), 1163-1173, 2007.

[PJM - BO, 2018] PJM, “PJM Manual 12: Balancing Operations”, 2018.

[PJM - E&AS MO, 2018] PJM, “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations”, 2018.

[PJM - OATT, 2018] PJM, “PJM Open Access Transmission Tariff”, 2018.

[POTOMAC - ERCOT, 2018] Potomac Economics, “2017 State of the Market Report for the ERCOT Markets”, 2018.

[POTOMAC - ISONE, 2018] Potomac Economics, “2017 Assessment of the ISO New England Electricity Markets”, 2018.

[POTOMAC - MISO, 2018] Potomac Economics, “2017 State of the Market Report for the MISO Markets”, 2018.

[POTOMAC - NYISO, 2018] Potomac Economics, “2017 State of the Market Report for the New York ISO Markets”, 2018.

[REISHUS - AS P, 2017] Reishus Consulting LLC, “Electricity Ancillary Services Primer”, 2017.

[Rudkevich, 2002] “Supply Function Equilibrium: Theory and Applications,” Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences (HICCS 03), 2002.

[SMARTNET, 2016] SmartNet, “Ancillary Services provision by RES and DSM connected at distribution level in the future power system”, 2016.

[Stoft, 2002] S. Stoft, "Power System Economics", Wiley Interscience 2002.

[Twomey et Al. 2005] P. Twomey, R. Green, K. Neuhoff y D. Newbery, “A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems”, MIT CEEPR, 2005.

[Willems et. al., 2009] Willems, B., Rumiantseva, I. & Weigt, H., “Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us?”, 2009.

10. Anexos

10.1. Anexo A

A continuación se presentan algunos ejemplos que ilustran de manera simple la aplicación e interpretación de las rentas pivotales. En estos, se ha considerado que existen ofertas no nulas con el fin de exponer teóricamente el concepto de rentas pivotales, a diferencia de las simulaciones presentadas en el cuerpo de este Informe, en las que no se consideraron ofertas (c=0) por la prestación de reservas para la provisión de SSCC, y por lo tanto, las rentas que surgen para cada empresa corresponden a diferencias en los costos de operación del sistema, producto de los cambios en el despacho resultantes del *withholding* de capacidad.

Ejemplo 1: Considere una demanda *D*=10 [MW]. La oferta se compone de 10 generadores pequeños e independientes, de capacidad 1 [MW] y costo 0 [USD]. Además, existen infinitos generadores de costo 100 [USD].

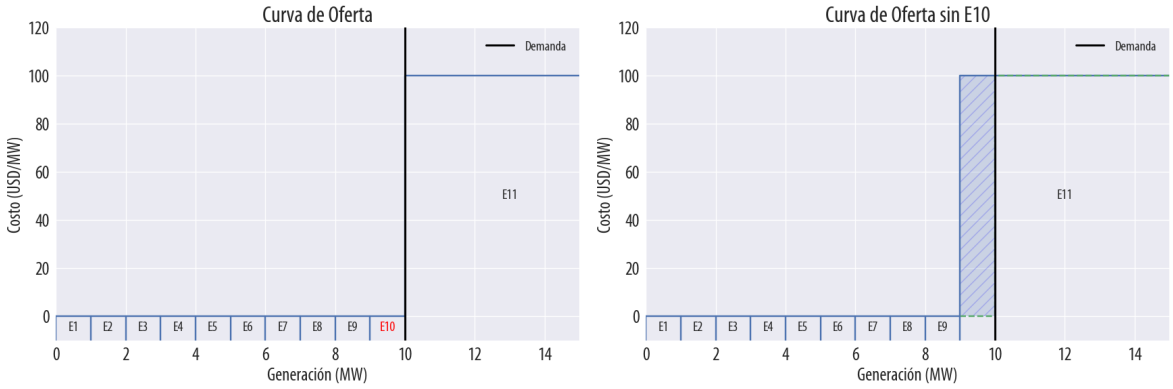

Figura A1. Curva de oferta del Ejemplo 1 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

En este caso la demanda puede ser satisfecha a un costo total de 0 [USD], con un costo marginal de 100[USD/MW] para proveer un MW adicional de demanda. Así, la renta de eficiencia de cada una de estas 10 firmas se calcula de la remuneración que obtiene menos sus costos de producción:

Renta de eficiencia = 100 * 1 - 0 *1 =100 [USD]

Por otro lado, si una de las firmas decidiera hacer *withholding* de su capacidad de proveer la demanda, el costo total del sistema sería 100 [USD], 9 unidades de costo 0 y una de costo 100. De este modo, la Renta Pivotal para cada una de estas firmas será de 100 [USD] y, en consecuencia, no existirán rentas de poder de mercado.

Para el caso de los infinitos generadores de costo 100 [USD], tanto las rentas pivotales como como de eficiencia serán 0, ya que no participan del despacho de referencia y, por lo tanto, al restar su capacidad no afectan en él.

Ejemplo 2: Considere una demanda *D*=10 [MW]. La oferta se compone de 10 generadores pequeños de capacidad 1 [MW] y costo 0 [USD], todos ellos propiedad de la misma firma. Además, existen infinitos generadores de costo 100 [USD].

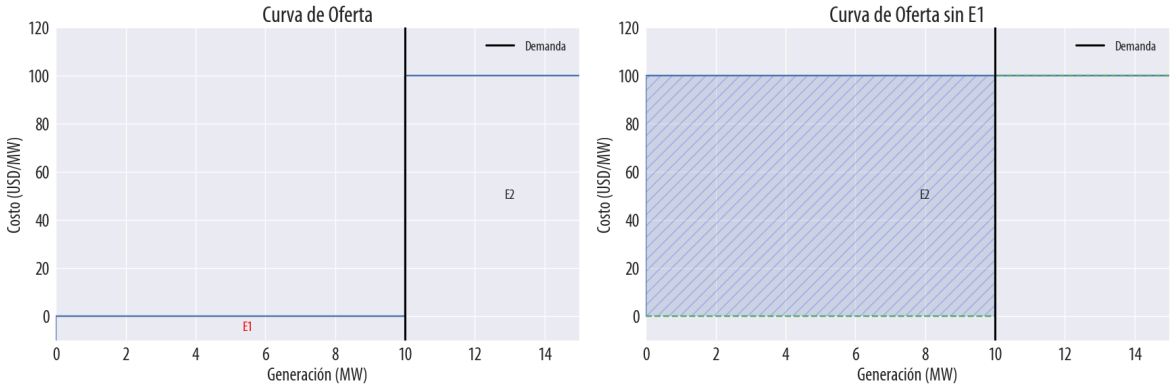

Figura A2. Curva de oferta del Ejemplo 2 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

Al igual que en el caso anterior, la demanda puede ser satisfecha a un costo total de 0 [USD], con un costo marginal de 100 [USD/MW] para proveer un MW adicional de demanda. Así, la renta de eficiencia de la firma dueña de los 10 generadores se calcula de la siguiente forma:

Renta de eficiencia = 100 * 10 - 0 *10 =1000 [USD]

Si esta firma decidiera hacer *withholding* de su capacidad de proveer la demanda, el costo total del sistema sería 1000 [USD], al utilizar unidades de costo 100 para proveer el total de la demanda. De este modo, la Renta Pivotal para esta firma será de 1000 [USD] y, en consecuencia, no existirán rentas de poder de mercado.

Para el caso de los infinitos generadores de costo 100 [USD], tanto las rentas pivotales como de eficiencia serán 0, ya que no participan del despacho de referencia y, por lo tanto, al restar su capacidad no afectan en él.

Ejemplo 3: Considere una demanda *D*=9 [MW]. La oferta se compone de 10 generadores pequeños e independientes, de capacidad 1 [MW] y costo 0 [USD]. Además, existen infinitos generadores de costo 100 [USD].

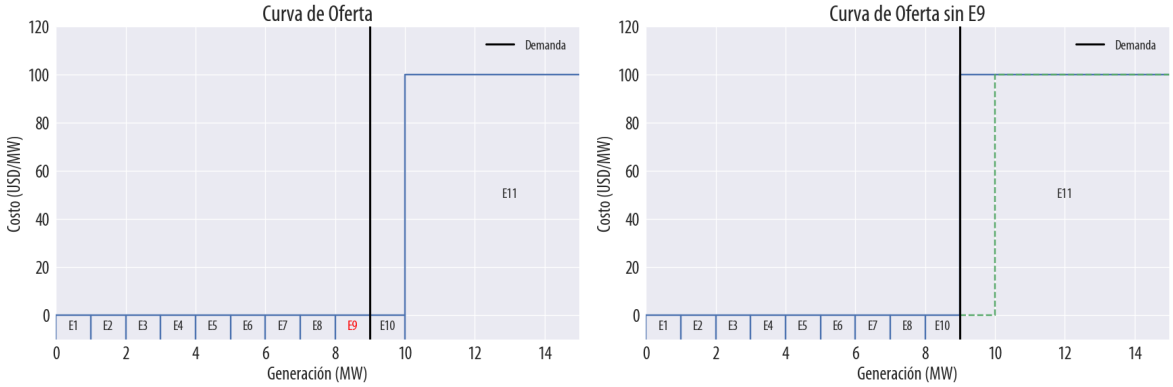

Figura A3. Curva de oferta del Ejemplo 3 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

En este caso la demanda puede ser satisfecha a un costo total de 0 [USD], con un costo marginal de 0 [USD/MW] para proveer un MW adicional de demanda, ya que aún queda disponible un generador de costo cero por ser despachado. Así, la renta de eficiencia de cada una de estas 10 firmas se calcula de la remuneración que obtiene menos sus costos de producción:

Renta de eficiencia = 0 * 1 - 0 *1 = 0 [USD]

Por otro lado, si una de las firmas decidiera hacer *withholding* de su capacidad de proveer la demanda, el costo total del sistema seguiría siendo 0 [USD], ya que el despacho seguirá consistiendo en 9 unidades de costo 0. De este modo, tanto las rentas pivotales como de eficiencia serán 0, ya que al igual que los infinitos generadores de costo 100 [USD], no se producen cambios en la asignación de esta demanda.

Ejemplo 4: Considere una demanda *D*=9 [MW]. La oferta se compone de 2 firmas, cada una con 5 generadores pequeños de capacidad 1 [MW] y costo 0 [USD]. Además, existen infinitos generadores de costo 100 [USD].

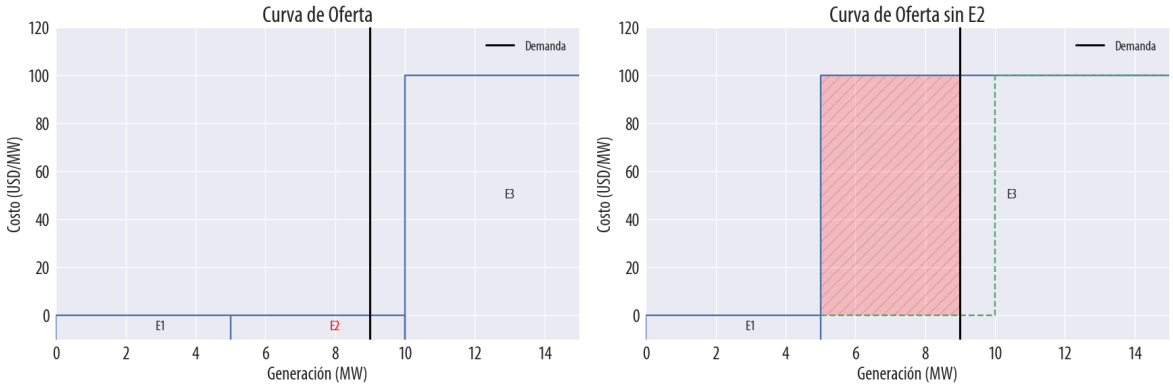

Figura A4. Curva de oferta del Ejemplo 4 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

Al igual que en el caso anterior, la demanda puede ser satisfecha a un costo total de 0 [USD], con un costo marginal de 0 [USD/MW] para proveer un MW adicional de demanda. Así, la renta de eficiencia de la firma dueña de los 10 generadores se calcula de la siguiente forma:

Renta de eficiencia = 0 * 10 - 0 *10 =0 [USD]

Si algunas de las 2 firmas decidiera hacer *withholding* de su capacidad de proveer la demanda, el costo total del sistema sería 400 [USD], ya que sería necesario utilizar 4 [MW] provenientes de unidades de costo 100 para proveer el total de la demanda. De este modo, la Renta Pivotal para cada una de estas 2 firmas será de 400 [USD], que corresponden en su totalidad a rentas de poder de mercado.

Para el caso de los infinitos generadores de costo 100 [USD], tanto las rentas pivotales como de eficiencia serán 0, ya que no participan del despacho de referencia y, por lo tanto, al restar su capacidad no afectan en él.

10.2. Anexo B

A continuación se presentan las tablas resumiendo las características técnicas y económicas de la revisión de los 13 sistemas eléctricos revisados.

	Alemania	Australia	Dinamarca	España	Italia	Noruega	Nueva Zelanda	Perú	U.S.A.	UK
Definición del Servicio	Estabiliza la frecuencia del sistema ante contingencias	Contrarresta un desvío mayor en frecuencia debido a contingencia	Contrarresta desvíos de frecuencia, menores y mayores	Contención obligatoria de desvíos en corta escala de tiempo	Contención obligatoria de desvíos en corta escala de tiempo	Contención de frecuencia para operación normal y contingencias	Producto diferenciado para sobre y bajo frecuencia	Governor response	TODOS: Respuesta automática de governor	Varios productos según capacidad y propósito
Regulación, Contingencia o Ambos	Contingencia	Contingencia	Contingencia (DK1), Ambos (DK2)	Contingencia	Ambos	Ambos	Contingencia	Ambos	TODOS: Contingencia	Ambos
Tiempo de Activación	15s -> 50% 30s -> 100%	6s: 100%	DK1 15s -> 50% 30s -> 100%// DK2 (conting.) 5s -> 50% 25s -> 100%// DK2 (normal) 150s	15s -> 100% conting. es < 1500MW// 15s -> 50% 30s -> 100% en otro caso	15s -> 50% 30s -> 100%	Normal 2-3min Contingencia 5s -> 50% 30s -> 100%	6s:100%	5s 30s: 100%	TODOS: Automatic (seconds)	Contingency 1s Load 10s Gen Balancing 4min -> 100%
Tiempo Mantención	>= 15min	60s	Indefinido	15min	15min	1hr	60s	10min	TODOS: Siempre disponible	20s a 15min (B)
Capacidad Mínima para Participar	1MW	–	0.3MW	–	10MVA	1MW	–	10MW	TODOS: 0.1MW	De 1MW a 50MW segun servicio
Posibles Proveedores	Gen, Load, Storage	Gen, Load	Gen, Load	Gen	Gen (excluye renovables)	Gen, Load	Gen, Load	Gen	TODOS: Gen	Gen, Load

Tabla A1. Control de Frecuencia Primario

	Alemania	Australia	Dinamarca	España	Italia	Noruega	Perú	Nueva Zelanda	U.S.A.	UK
Definición del Servicio	Mantiene balance en cada área	Devuelve frecuencia a E.Normal	aFRR: Libera la reserva primaria	Define bandas de reserva hacia arriba y hacia abajo	Control frecuencia y balance	Restauración de Frecuencia automática	Control de frecuencia AGC	Reserva instantánea sostenida y servicio de balance (FK)	PJM:Regulación (tipo A y tipo D) ER,CA: Reg Up/Down	Varios productos según capacidad y propósito
Regulación, Contingencia o Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos
Tiempo de Activación	30s -> 100%	60s	15min	30sec	<15min	120s - 210s	20s 10min: 100%	10sec (SIR)	PJM,CA,ER: 4s NY: 6s	30s - 20min
Tiempo Mantención	<= 15min	No definido	Indefinido	15min	2hr (c) 15 min (b)	Indefinido	30min	15 min (SIR)	PJM: 1hr CA: 15 min	30min - 2hr
Capacidad Minima para Participar	1MW to 5 MW	-	min 1MW max 50MW	10MW	10MVA	min: 5MW max: 335MW	40MW	Requiere rampa MFK: 0.4MW/m SFK: 10MW/m	PJM: 0.1MW	3MW - 10MW // 10MW, 30MW, 100MW
Posibles Proveedores	Gen, Load, Storage	Gen, Load	Gen, Load	Gen	Gen (excluye renovables)	Gen	Gen	Gen, Load	Gen	Gen, Load

Tabla A2. Control de Frecuencia Secundario

	Alemania	Australia	Dinamarca	España	Italia	Noruega	Perú	Nueva Zelanda	U.S.A.	UK
Definición del Servicio	Para recuperar servicio primario y secundario: mFRR y MR	Secundaria retardada y servicio de regulación	mFRR: Releva a las unidades de aFRR para que estén disponibles	Reserva obligatoria de reemplazo	Balance y recuperación servicio secundario	mFRR - frequency restoration	-	Servicios no clasifican como CTF por menor tiempo de respuesta	Recursos de la red que se puedan usar como reserva	Servicios no clasifican como CTF por menor tiempo de respuesta
Regulación, Contingencia o Ambos	Regulación	Contingencia	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	-	–	Ambos	–
Tiempo de Activación	mFRR 5min - 15min	>=5min (delayed FR)	15min	15min	15min	15min	-	–	PJM,NY,ER:10-30 min CA: 10 min	–
Tiempo Mantención	1hr	10min (delayed FR)	Indefinido	2hr	Indefinido (c) 60 min (b)	1hr	-	–	30min	–
Capacidad Minima para Participar	1MW - 5MW	–	min 10MW max 50MW	10MW	–	10MW	-	–	0.1MW	–
Posibles Proveedores	Gen, Load, Storage	Gen, Load	Gen, Load	Gen, Load	Gen (excluye renovables)	Gen, Load	-	–	Gen, Load	–

Tabla A3. Control de Frecuencia Terciario

Tabla A4. Control de Voltaje

	Alemania	Australia	Dinamarca	España	Italia	Noruega	Perú	Nueva Zelanda	U.S.A.	UK
Definición del Servicio	Control de reactivos para mantener estabilidad de voltaje	Control de reactivos para mantener estabilidad de voltaje	Control de voltaje	Control reactivos en Transmisión y Distribución	Control primario // secundario de voltaje	Control de voltaje	Control de Voltaje	Control de voltaje	Control de voltaje	Control de voltaje obligatorio // mejorado
Caract. Técnicas	Especificaciones de características técnicas como curvas P-Q y equipos directamente en las normas técnicas de las respectivas regiones									
Posibles Proveedores	Gen (include Wind), HVDC, Transmission	Gen	Gen	Gen (>30MW), CoGen (>15MW)	Gen // Gen específicos	Gen >25MVA	Gen	Gen, Transmisión	Gen. Transmisión	Gen

Tabla A5. Plan de Recuperación de Servicio

	Alemania	Australia	España	Italia	Nueva Zelanda	U.S.A.	UK	Dinamarca	Noruega	Perú
Definición del Servicio	Recuperación del servicio	Servicios de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	No detallan servicio		
Caract. Técnicas	Requerimientos específicos de equipos y calidad de operación durante la entrega del servicio están en las respectivas normas técnicas para cada región.									
Posibles Proveedores	Generadores con partida autónoma	Generadores con partida autónoma o desconección rápida para seguir operando en isla	Generadores con partida autónoma, generadores hidráulicos van primero	Generadores con partida autónoma	Generadores con partida autónoma (al menos 2 por isla)	Generadores con capacidad de partida autónoma	Generadores con capacidad de partida autónoma. 3 horas mínimo			

10.3. Anexo C

A continuación se presentan las figuras referentes a los Tests de Competitividad de los Servicios Complementarios estudiados.

10.3.1. Control Primario de Frecuencia

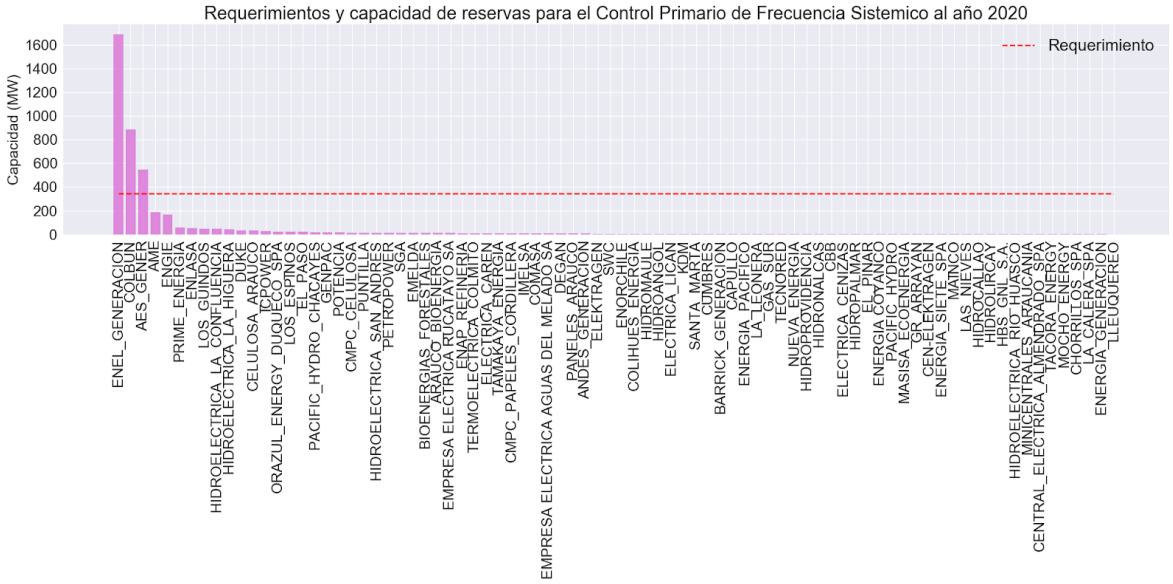

Figura A5. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020

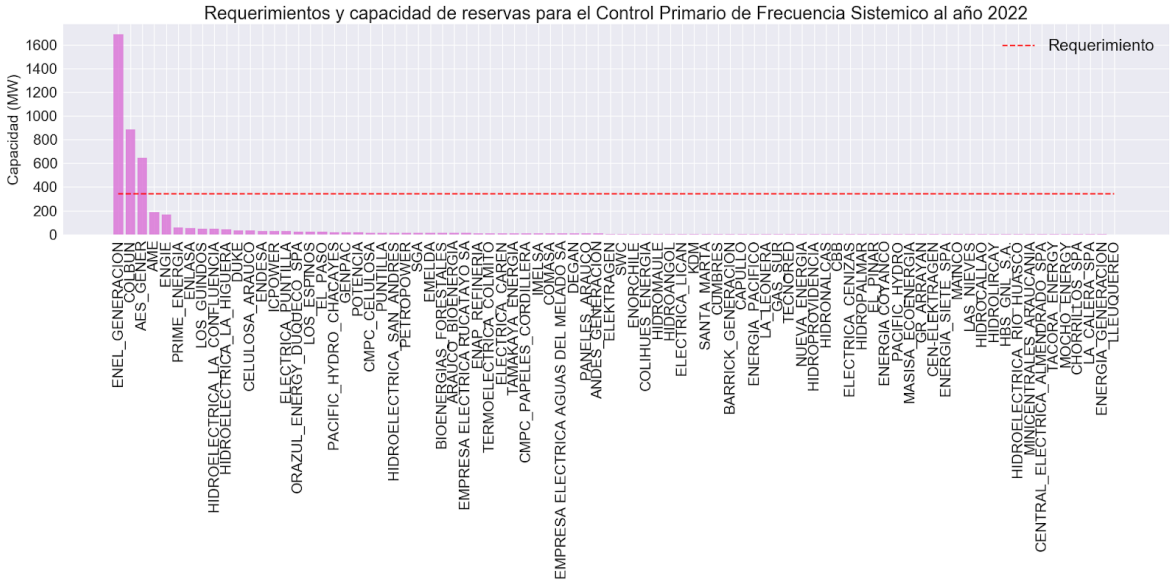

Figura A6. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2022

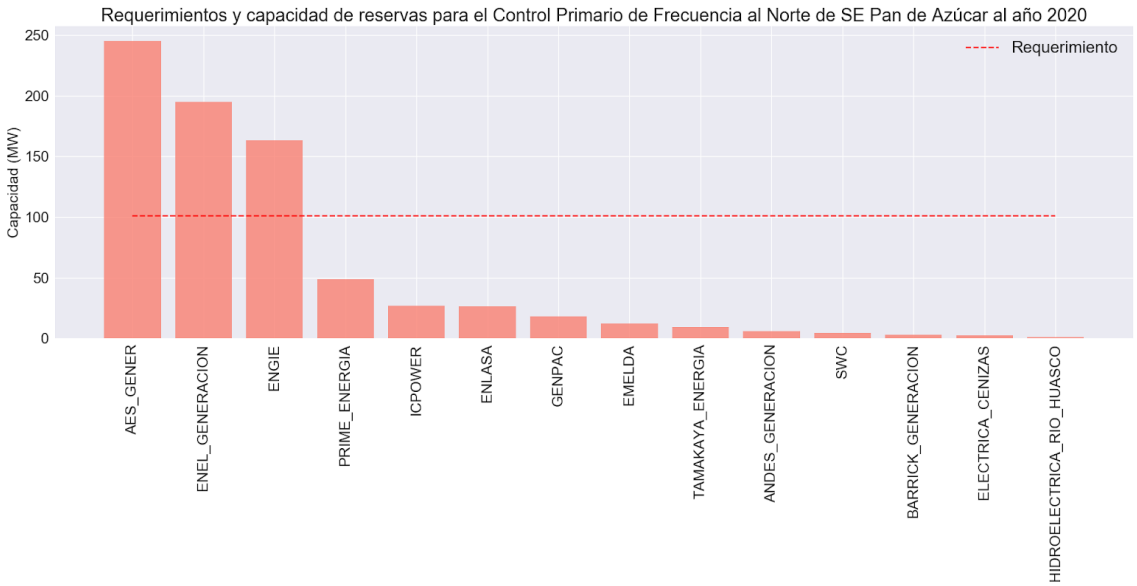

Figura A7. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

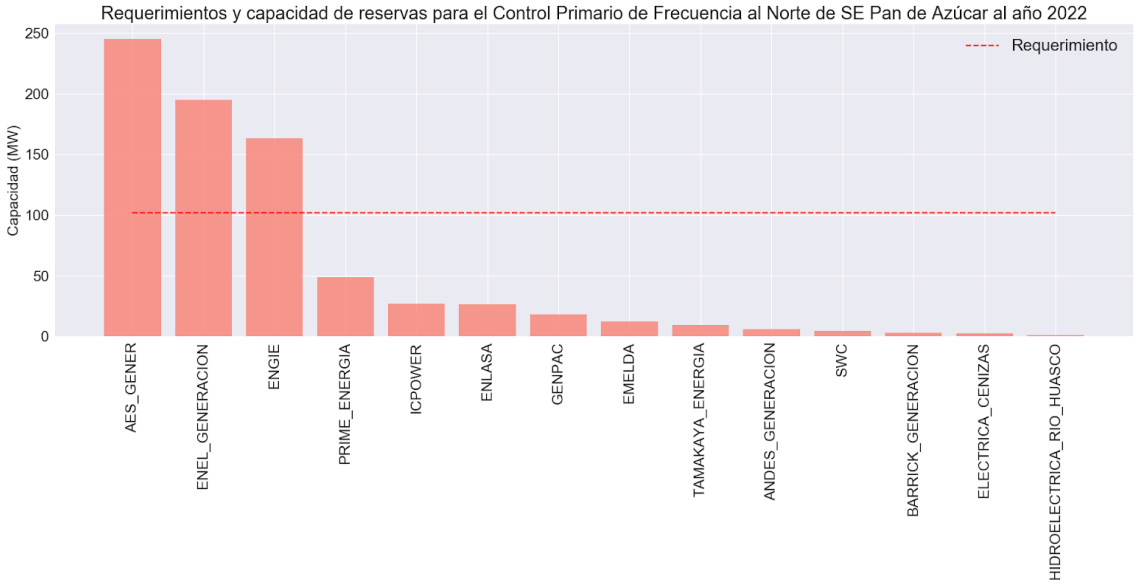

Figura A8. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2022

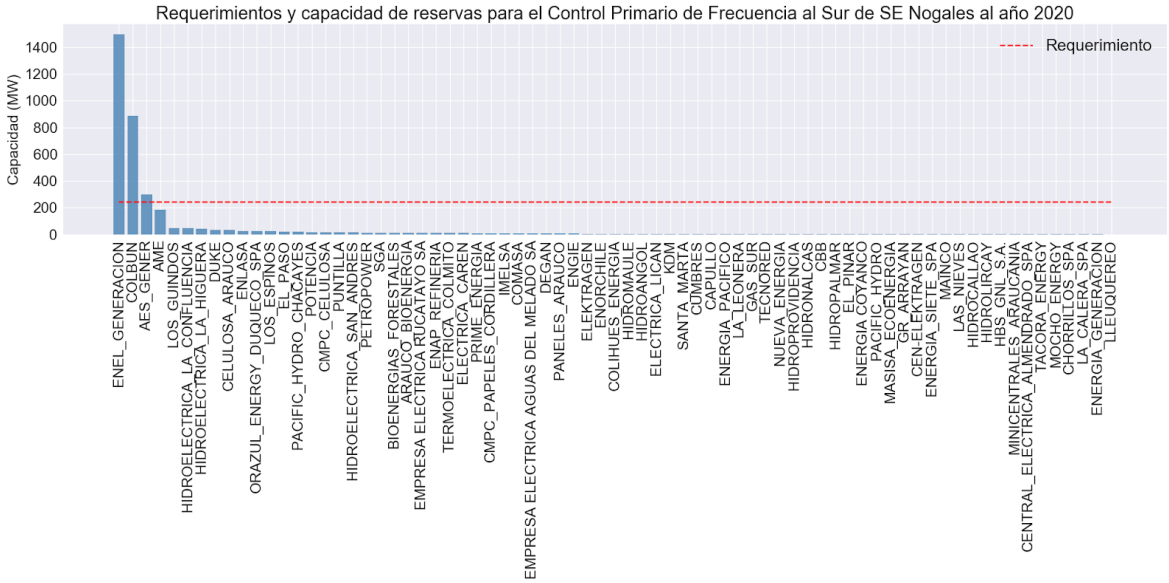

Figura A9. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020

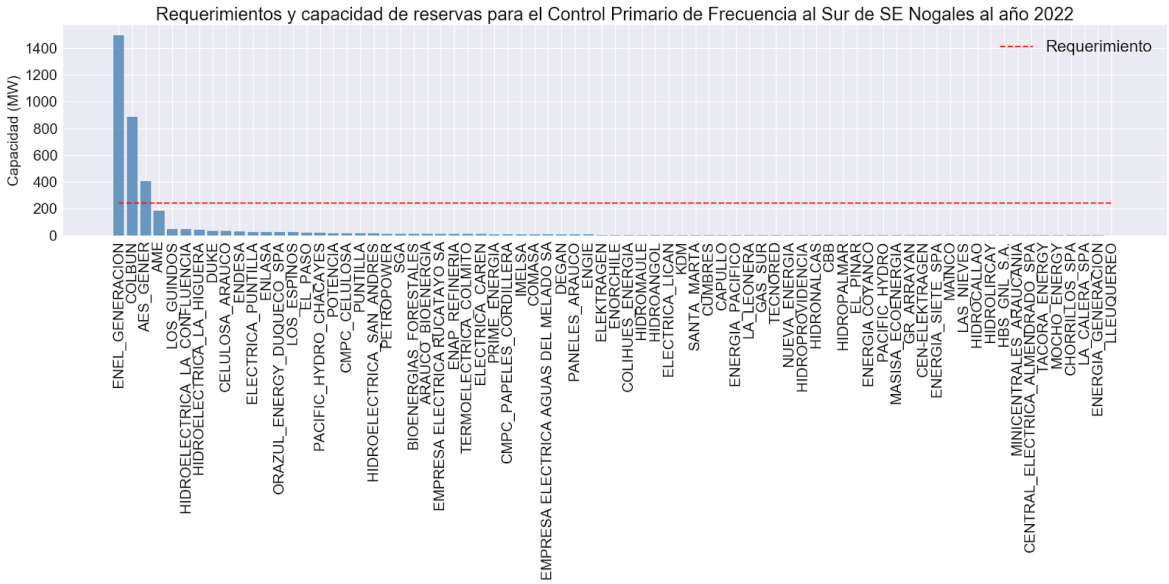

Figura A10. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2022

10.3.2. Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga

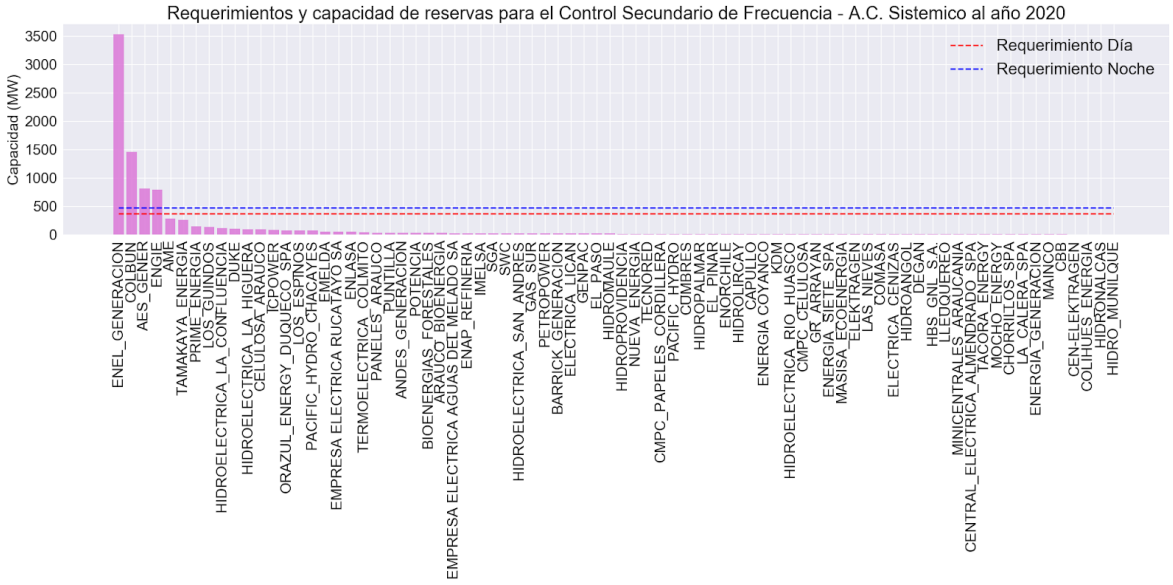

Figura A11. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2020

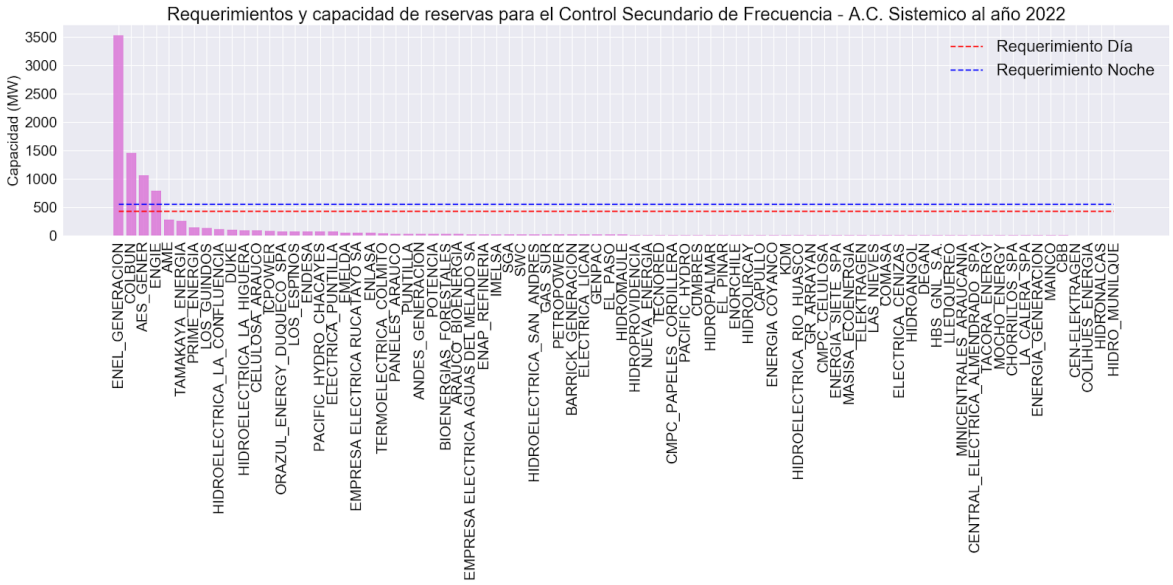

Figura A12. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2022

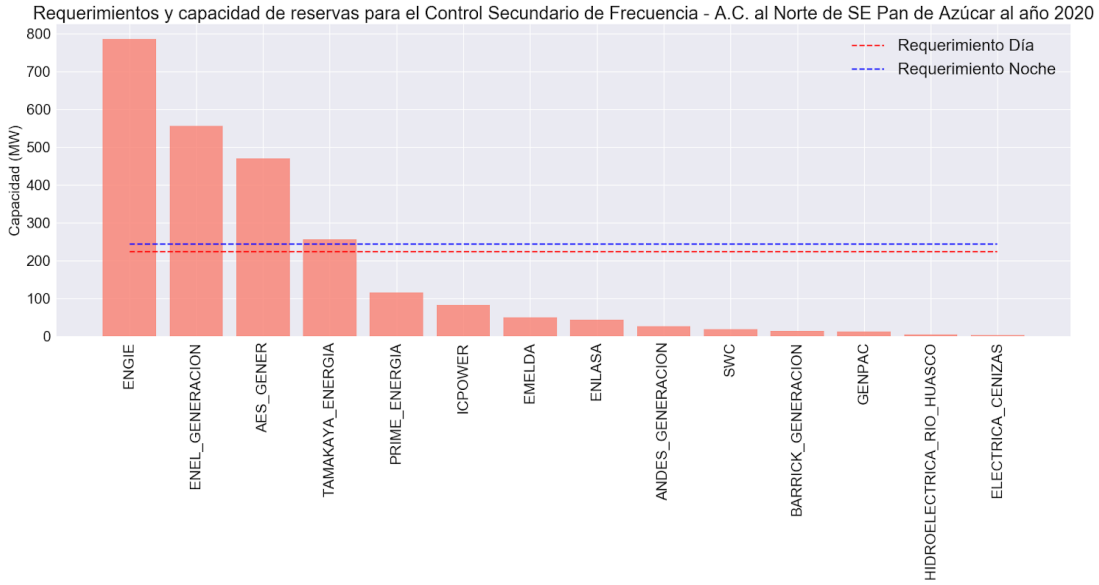

Figura A13. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

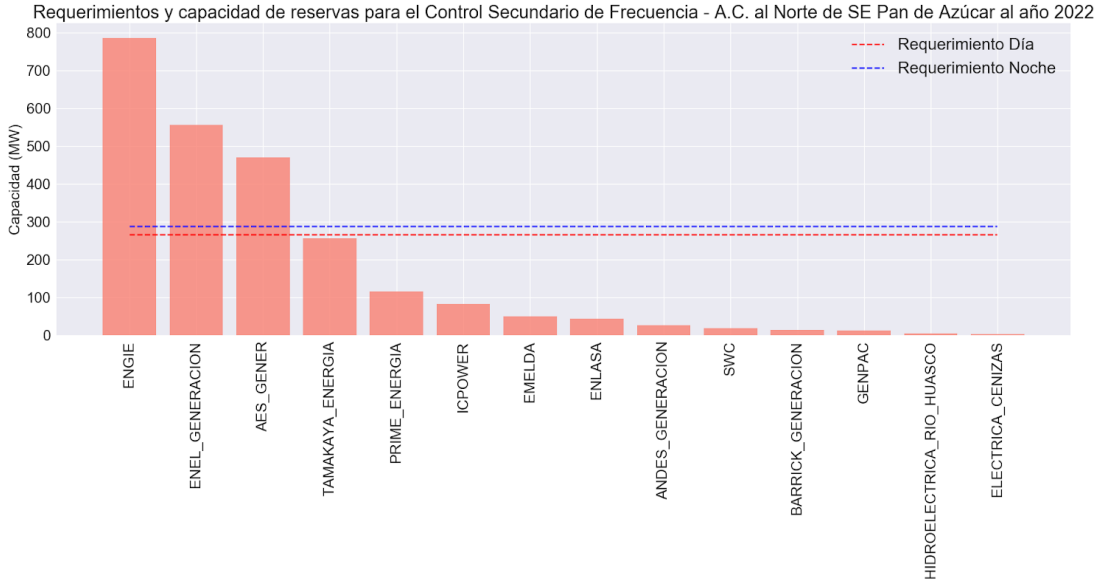

Figura A14. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2022

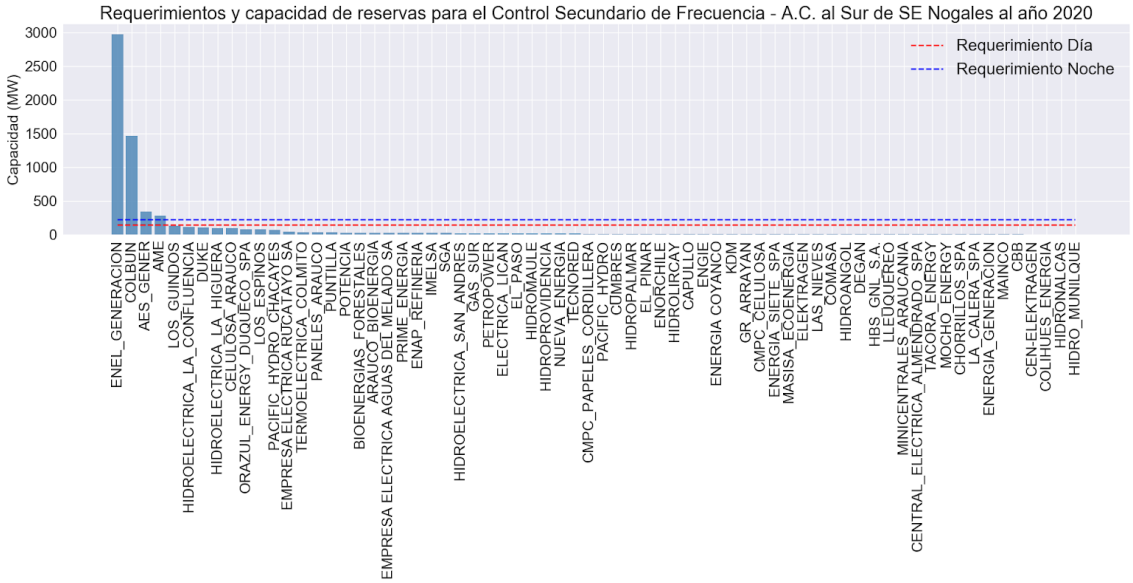

Figura A15. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

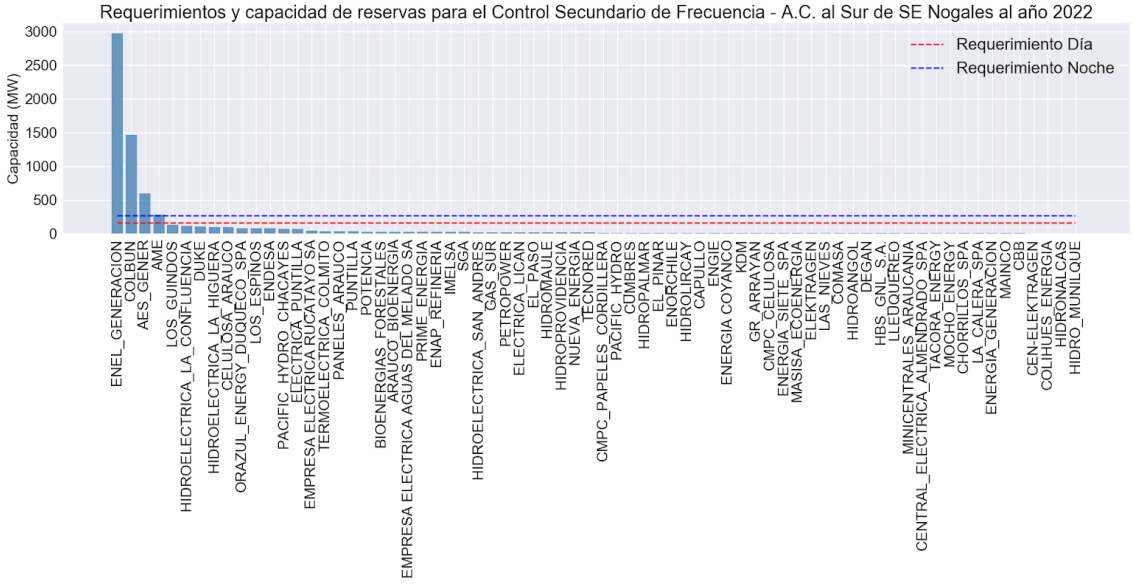

Figura A16. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2022

10.3.3. Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga

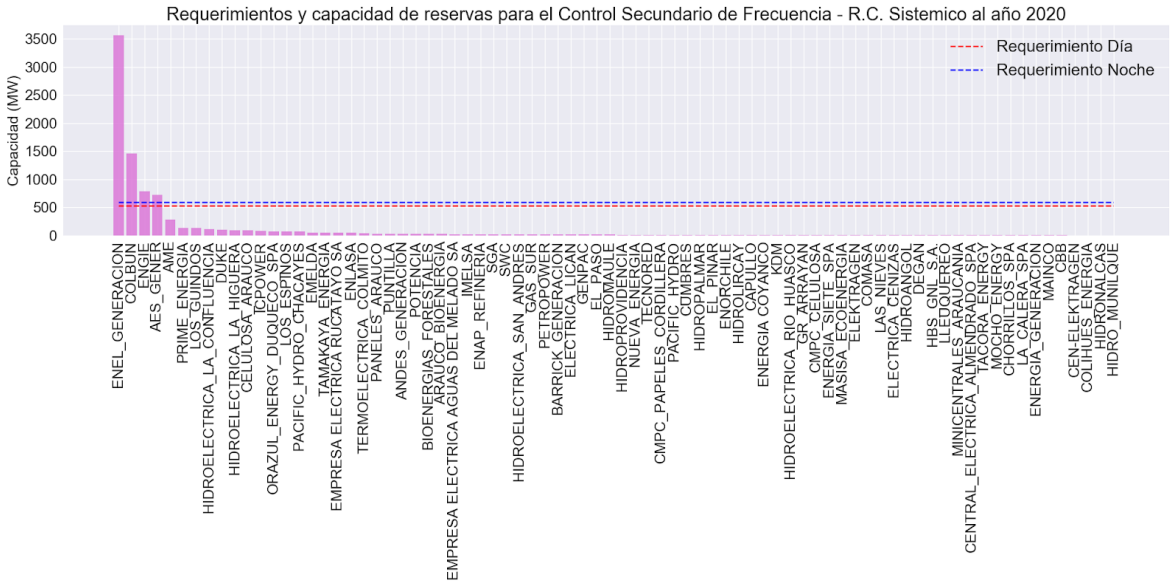

Figura A17. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistémico al año 2020

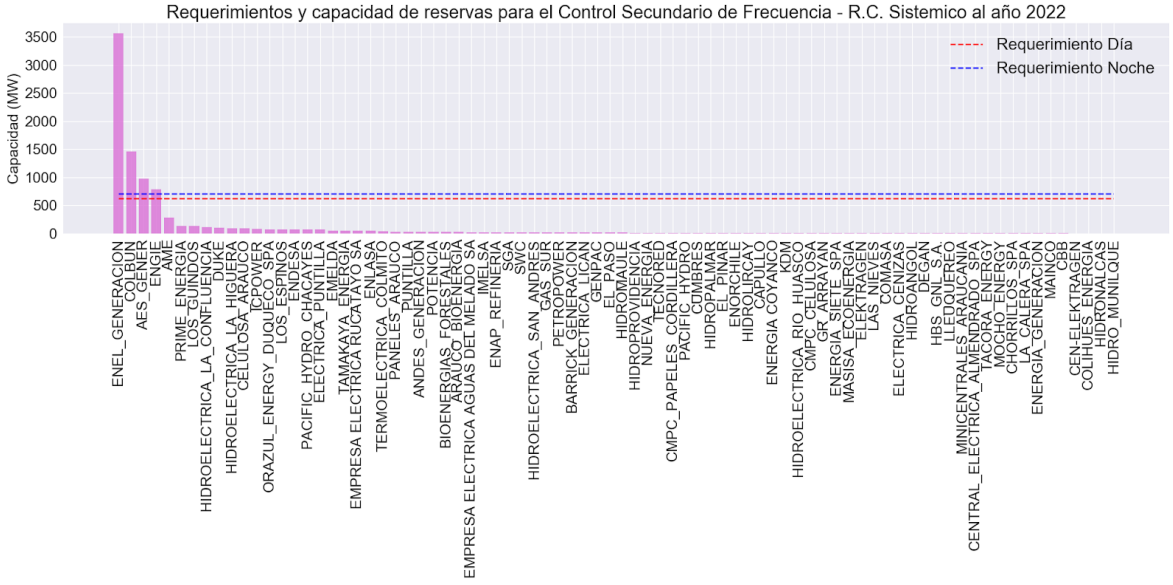

Figura A18. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistémico al año 2022

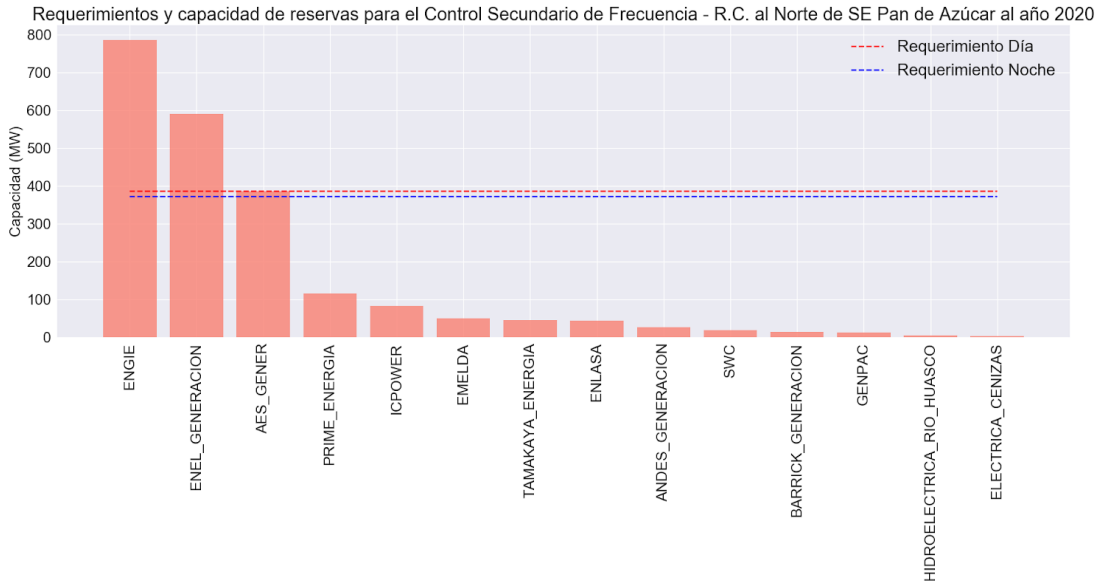

Figura A19. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

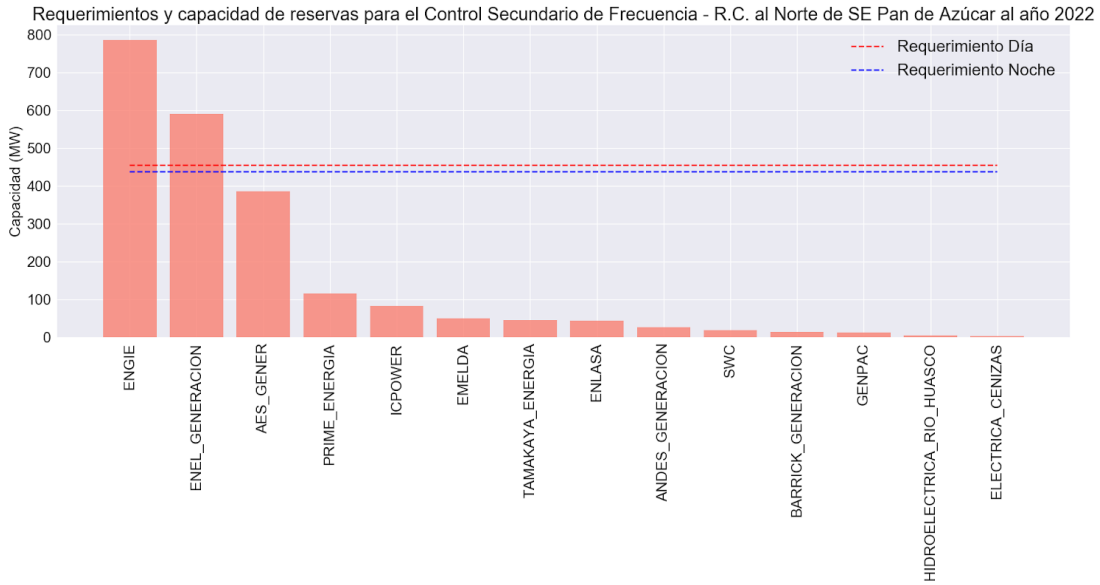

Figura A20. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2022

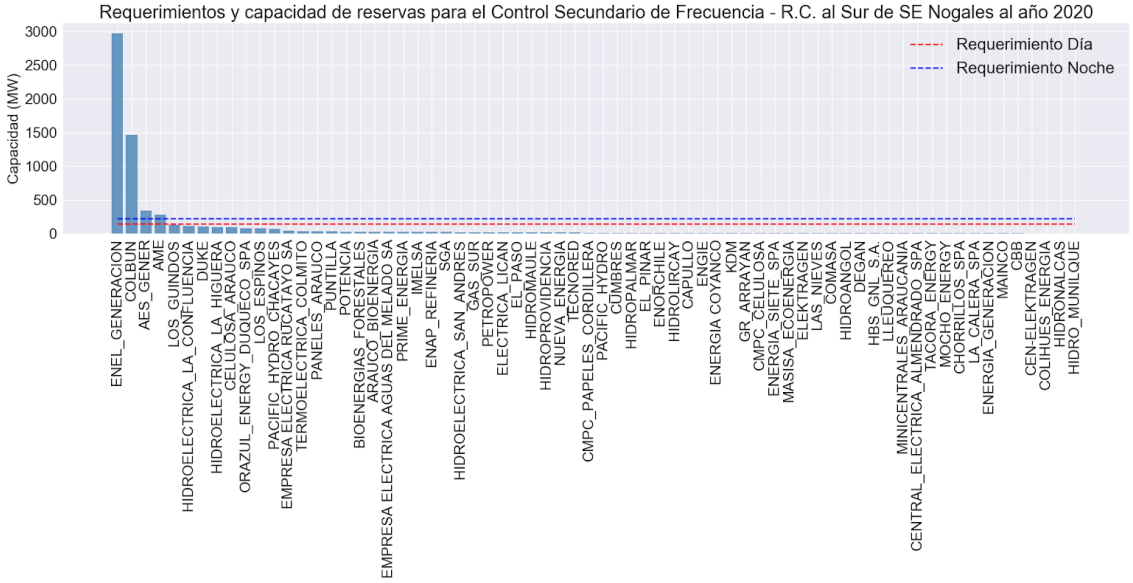

Figura A21. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

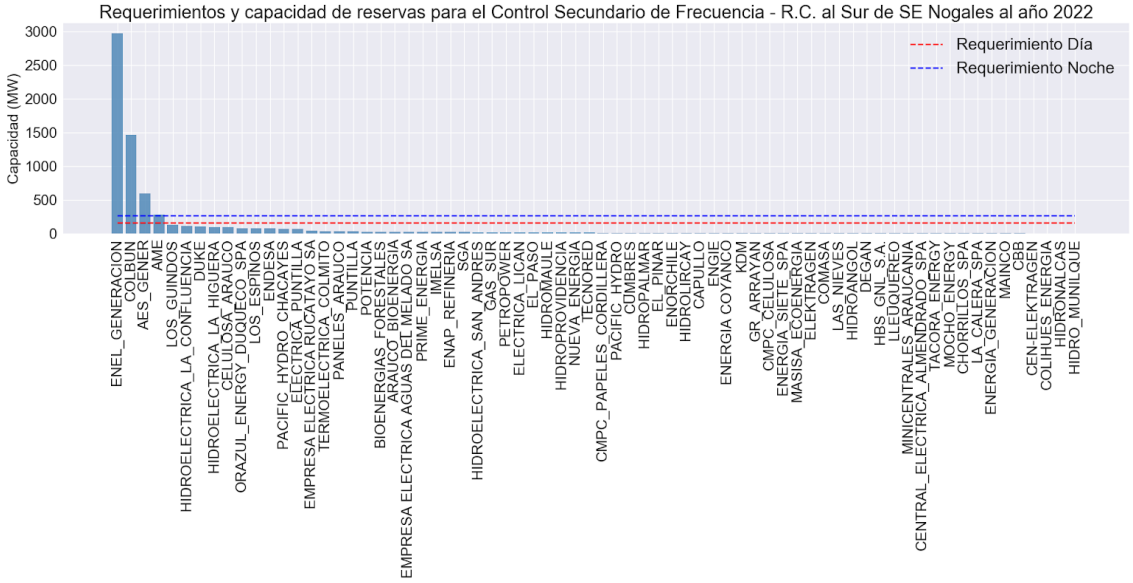

Figura A22. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2022

10.3.4. Control Terciario de Frecuencia

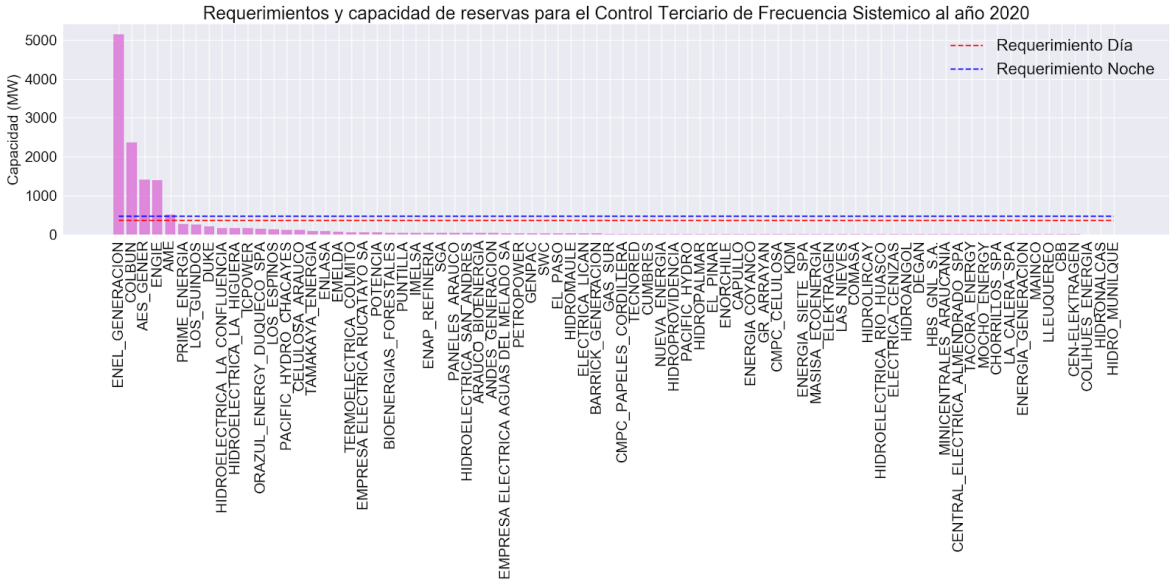

Figura A23. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020

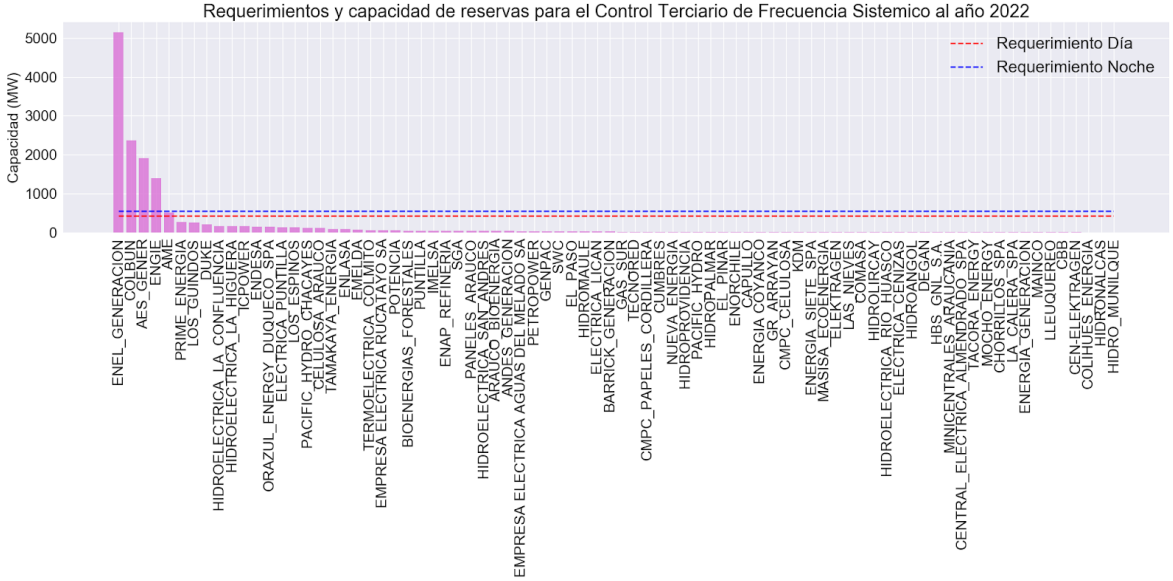

Figura A24. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2022

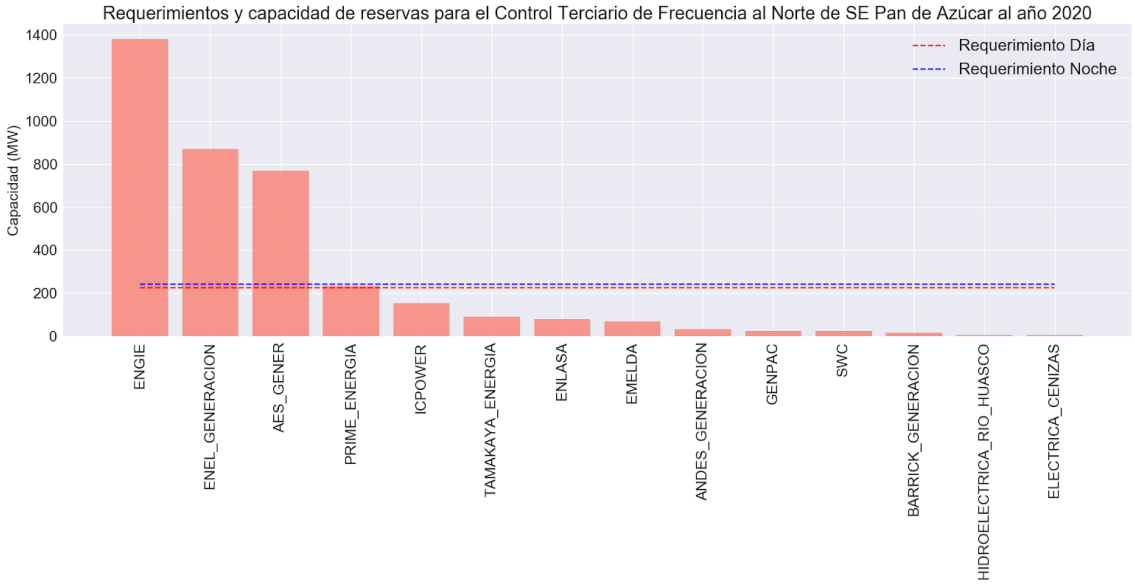

Figura A25. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

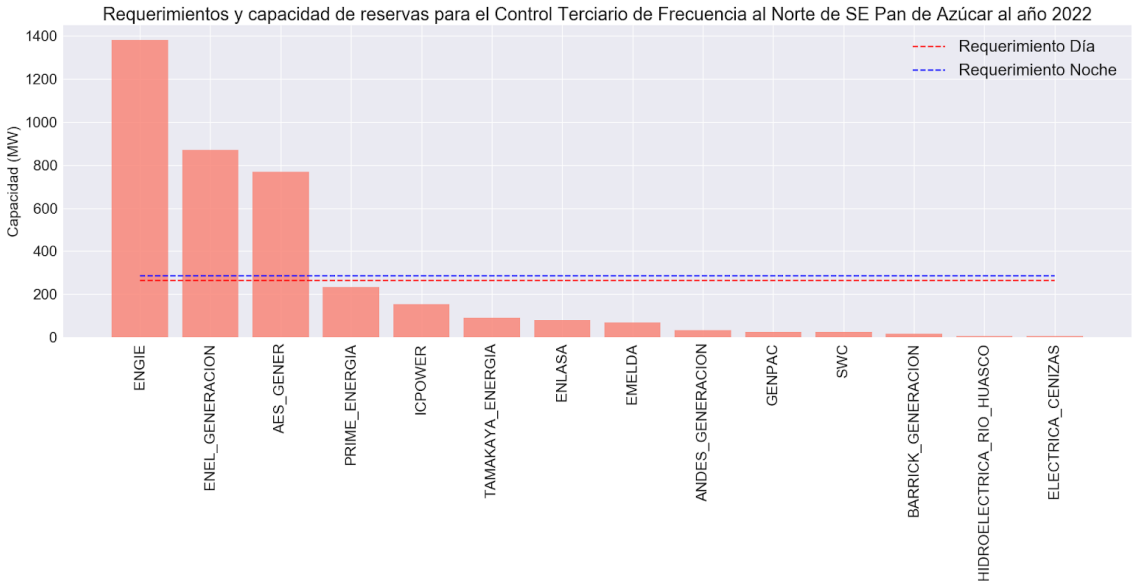

Figura A26. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2022

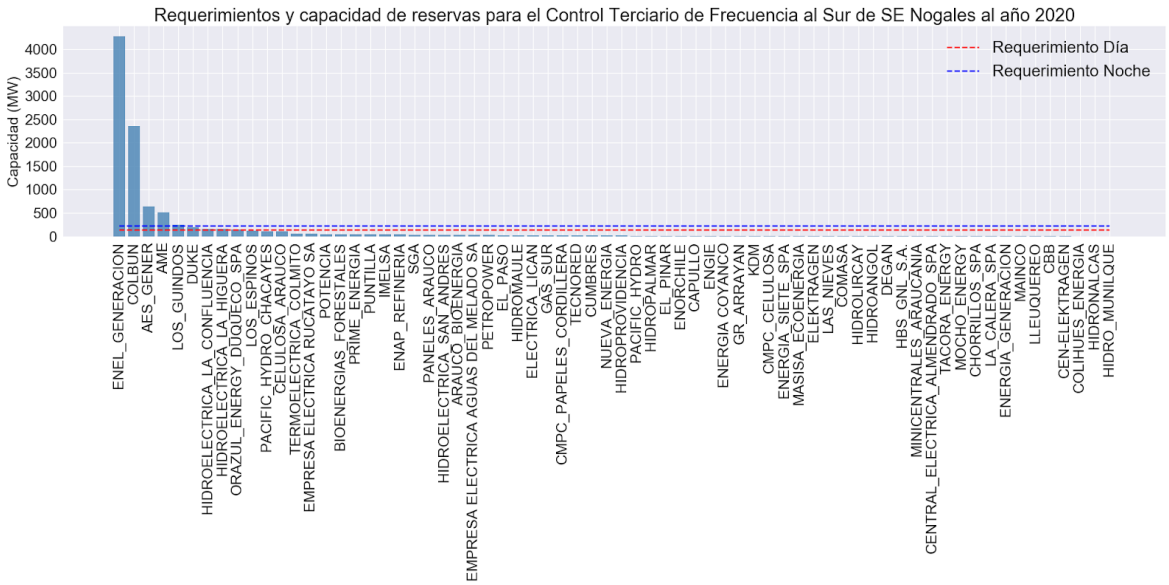

Figura A27. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020

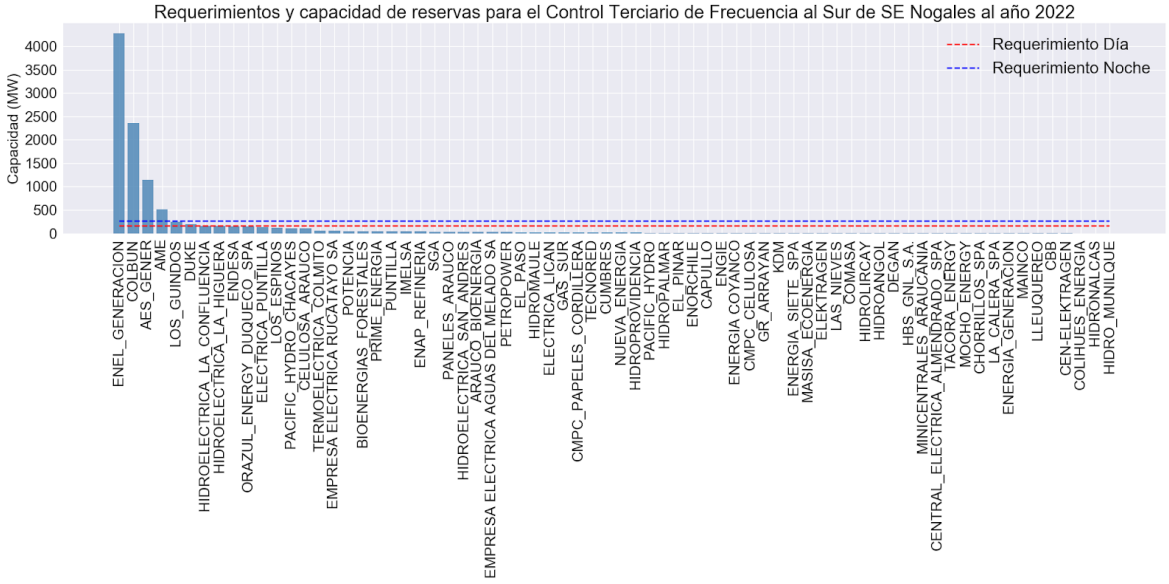

Figura A28. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2022

10.4. Anexo D

A continuación se presenta una tabla con los *bids* promedio para cada unidad generadora del SEN en los productos de reserva en donde no se descartan condiciones de competencia, considerando hidrología seca. Se hace relevante tener en cuenta que los *bids* en la práctica tienen resolución horaria y el promedio que se muestra a continuación considera todas las horas de cada semana.

Unidad Generadora	CSF Aumento de Carga	CSF Reducción de carga	CTF
LOMA_LOS_COLORADOS_1	$ 34,4	$ 0,0	$ 34,4
LOMA_LOS_COLORADOS_2	$ 35,4	$ 0,0	$ 35,4
SANTA_MARTA	$ 30,4	$ 0,0	$ 30,4
ARAUCO	$ 23,4	$ 0,0	$ 23,4
CELCO_BL1	$ 20,4	$ 0,0	$ 20,4
CELCO_BL2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CHOLGUAN_BL1	$ 6,3	$ 0,0	$ 6,3
CHOLGUAN_BL2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CMPC_LAJA_BL1	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CMPC_LAJA_BL2	$ 18,7	$ 0,0	$ 18,7
CMPC_LAJA_BL3	$ 14,7	$ 0,0	$ 14,7
CMPC_PACIFICO_BL1	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CMPC_PACIFICO_BL2	$ 20,4	$ 0,0	$ 20,4
CMPC_PACIFICO_BL3	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CMPC_SANTA_FE	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ENERGIA_PACIFICO	$ 0,2	$ 0,0	$ 0,2
ESCUADRON	$ 2,2	$ 0,0	$ 2,2

LAJA-EVE_1	$ 6,7	$ 5,5	$ 7,8
LAJA-EVE_2	$ 52,2	$ 5,5	$ 53,7
LAUTARO_1_BL1	$ 4,5	$ 0,0	$ 4,5
LAUTARO_1_BL2	$ 0,6	$ 0,0	$ 0,6
LAUTARO_2	$ 1,3	$ 0,0	$ 1,3
LICANTEN	$ 6,6	$ 0,0	$ 6,6
MASISA	$ 4,1	$ 0,0	$ 4,1
NUEVA_ALDEA_1_BL1	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
NUEVA_ALDEA_3	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SANTA_FE_BL1	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
SANTA_FE_BL2	$ 13,4	$ 0,0	$ 13,4
SANTA_FE_BL3	$ 4,9	$ 0,0	$ 4,9
SANTA_FE_BL4	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
VALDIVIA_BL1_PINO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
VALDIVIA_BL2_PINO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
VALDIVIA_BL3_PINO	$ 26,9	$ 0,0	$ 26,9
VALDIVIA_BL4_PINO	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
VINALES_BL1	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
VINALES_BL2	$ 19,9	$ 0,0	$ 19,9
ANDINA	$ 4,8	$ 17,0	$ 3,0
ANGAMOS_1	$ 6,8	$ 5,5	$ 7,7
ANGAMOS_2	$ 7,1	$ 5,5	$ 8,0
BOCAMINA_1	$ 1,3	$ 1,4	$ 1,3
BOCAMINA_2	$ 2,4	$ 1,4	$ 2,4

CAMPICHE	$ 5,2	$ 5,5	$ 6,2
COCHRANE_1	$ 5,8	$ 5,5	$ 6,7
COCHRANE_2	$ 5,8	$ 5,5	$ 6,7
GUACOLDA_1	$ 7,4	$ 5,5	$ 8,4
GUACOLDA_2	$ 7,4	$ 5,5	$ 8,4
GUACOLDA_3	$ 8,4	$ 5,5	$ 9,4
GUACOLDA_4	$ 7,6	$ 5,5	$ 8,6
GUACOLDA_5	$ 8,2	$ 5,5	$ 9,1
HORNITOS	$ 5,0	$ 17,0	$ 3,3
IE_MEJILLONES	$ 2,8	$ 17,0	$ 1,4
MEJILLONES_1	$ 0,4	$ 17,0	$ 0,2
MEJILLONES_2	$ 2,1	$ 17,0	$ 1,3
NUEVA_TOCOPILLA_1	$ 4,7	$ 5,5	$ 5,7
NUEVA_TOCOPILLA_2	$ 5,6	$ 5,5	$ 6,5
NUEVA_VENTANAS	$ 5,2	$ 5,5	$ 6,2
PETROPOWER	$ 42,4	$ 0,0	$ 42,4
SANTA_MARIA	$ 10,7	$ 0,0	$ 10,7
TARAPACA-CT	$ 2,9	$ 1,4	$ 2,8
TOCOPILLA_U12	$ 0,1	$ 17,0	$ 0,0
TOCOPILLA_U13	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
TOCOPILLA_U14	$ 0,7	$ 17,0	$ 0,4
TOCOPILLA_U15	$ 1,3	$ 17,0	$ 0,8
VENTANAS_1	$ 5,6	$ 5,5	$ 6,6
VENTANAS_2	$ 8,8	$ 5,5	$ 10,0

ALMENDRADO	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CENTRAL_AGNI	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CENTRAL_CORTES	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CHORRILLOS	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
COMBARBALA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
DONA_CARMEN	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LOS_CONDORES_DIESEL	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LOS_GUINDOS_AMPL	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
PAJONALES	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
QUELLON	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
RAMADILLA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
SAN_JAVIER	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
SEPULTURA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
AGUAS_BLANCAS	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ANDES_U1_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ANDES_U2_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ANDES_U3_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ANDES_U4_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ANTILHUE_U1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ANTILHUE_U2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ARICA_GM	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
ARICA_M1	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
ARICA_M2	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_DIE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0

ATA-TG2A+TG2B+TV2C_DIE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
CALLECALLE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CARDONES	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CENIZAS	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CHILOE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CHUYACA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
COLIHUES_U1_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
COLIHUES_U2_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CONCON	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CONSTITUCION-EGEN	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CUMMINS	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
DEGAN	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
DEGAN_2_NAVE4	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
DEUTZ	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
DIEGO_DE_ALMAGRO	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
EL_PENON	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
EL_SALVADOR	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
EL_TOTORAL	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
EMELDA_U1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
EMELDA_U2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ESPERANZA_TG1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ESPINOS_BL1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ESPINOS_BL2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0

HORCONES_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
HUASCO-TG_U1_DIE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
HUASCO-TG_U2_DIE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
HUASCO-TG_U3_DIE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
INACAL	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LA_PORTADA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LAGUNA_VERDE_TG	$ 0,0	$ 5,5	$ 0,0
LAGUNA_VERDE_TV	$ 0,0	$ 5,5	$ 0,0
LAS_VEGAS	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LINARES	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LOS_GUINDOS	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LOS_PINOS	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LOS_VIENTOS	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
MANTOS_BLANCOS	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
MAULE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
NUEVA_ALDEA_2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
OLIVOS_BL1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
OLIVOS_BL2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
PLACILLA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
PUNTA_COLORADA_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
QUELLON_2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
QUINTAY	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
RENCA_U1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
RENCA_U2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0

SAN_GREGORIO	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
SAN_LORENZO_U1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
SAN_LORENZO_U2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
SAN_LORENZO_U3	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
SANTA_LIDIA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
TALTAL_1_DIE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
TALTAL_2_DIE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
TARAPACA-TG_DIE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
TENO	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
TERMOPACIFICO	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
TOCOPILLA-TG1	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
TOCOPILLA-TG2	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
TRAPEN	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
YUNGAY_U4_DIE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ZOFRI_1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ZOFRI_13	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ZOFRI_2-5	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ZOFRI_6	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ZOFRI_7-12	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
TAMAYA	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0
UJINA_U1	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
UJINA_U2	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
UJINA_U3	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
UJINA_U4	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0

UJINA_U5	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
UJINA_U6	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
COGENERADORA_ACONCAGUA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
HBS_GNL	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CANDELARIA_1_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CANDELARIA_2_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CMPC_CORDILLERA_BL1	$ 44,4	$ 0,0	$ 44,4
CMPC_CORDILLERA_BL2	$ 5,1	$ 0,0	$ 5,1
CMPC_CORDILLERA_BL3	$ 0,5	$ 0,0	$ 0,5
COLMITO_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CORONEL_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	$ 5,5	$ 17,0	$ 3,7
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_A	$ 0,4	$ 0,0	$ 0,4
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_A	$ 0,9	$ 0,0	$ 0,9
NEHUENCO_9B_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
NEWEN_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_A	$ 0,2	$ 0,0	$ 0,2
QUINTERO_1A_GNL_A	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
QUINTERO_1B_GNL_A	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_A	$ 0,3	$ 1,4	$ 0,3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_A	$ 0,1	$ 1,4	$ 0,1
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	$ 7,7	$ 17,0	$ 5,8
TOCOPILLA-TG3_GNL_A	$ 0,0	$ 17,0	$ 0,0

YUNGAY_U1_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
YUNGAY_U2_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
YUNGAY_U3_GNL_A	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
ANGOSTURA_U1	$ 18,4	$ 0,0	$ 18,4
ANGOSTURA_U2	$ 18,4	$ 0,0	$ 18,4
ANGOSTURA_U3	$ 18,4	$ 0,0	$ 18,4
ANTUCO_U1	$ 31,7	$ 1,4	$ 31,6
ANTUCO_U2	$ 31,7	$ 1,4	$ 31,6
CANUTILLAR_U1	$ 22,4	$ 0,0	$ 22,4
CANUTILLAR_U2	$ 22,4	$ 0,0	$ 22,4
CIPRESES_U1	$ 1,9	$ 1,4	$ 1,8
CIPRESES_U2	$ 1,9	$ 1,4	$ 1,8
CIPRESES_U3	$ 1,9	$ 1,4	$ 1,8
COLBUN_U1	$ 12,6	$ 0,0	$ 12,6
COLBUN_U2	$ 12,6	$ 0,0	$ 12,6
CURILLINQUE	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
EL_TORO_U1	$ 38,7	$ 1,4	$ 38,6
EL_TORO_U2	$ 38,7	$ 1,4	$ 38,6
EL_TORO_U3	$ 38,7	$ 1,4	$ 38,6
EL_TORO_U4	$ 38,7	$ 1,4	$ 38,6
ISLA	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
LA_MINA	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
LAJA_I	$ 22,6	$ 17,0	$ 19,9
LOMA_ALTA	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0

MACHICURA_U1	$ 12,6	$ 0,0	$ 12,6
MACHICURA_U2	$ 12,6	$ 0,0	$ 12,6
PANGUE_U1	$ 5,8	$ 1,4	$ 5,8
PANGUE_U2	$ 5,8	$ 1,4	$ 5,8
PEHUENCHE_U1	$ 1,9	$ 1,4	$ 1,9
PEHUENCHE_U2	$ 1,9	$ 1,4	$ 1,9
QUILLECO	$ 16,9	$ 0,0	$ 16,9
RALCO_U1	$ 5,8	$ 1,4	$ 5,8
RALCO_U2	$ 5,8	$ 1,4	$ 5,8
RAPEL_U1	$ 36,9	$ 1,4	$ 36,8
RAPEL_U2	$ 36,9	$ 1,4	$ 36,8
RAPEL_U3	$ 36,9	$ 1,4	$ 36,8
RAPEL_U4	$ 36,9	$ 1,4	$ 36,8
RAPEL_U5	$ 36,9	$ 1,4	$ 36,8
RUCUE	$ 16,9	$ 0,0	$ 16,9
SAN_IGNACIO	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
CUMBRES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_PINAR	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
HIDROPALMAR	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LAS_NIEVES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_LIBERTADORES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MCH_EL_BRINCO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MSA-1	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ALFALFAL	$ 52,2	$ 5,5	$ 53,7

ANCOA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
BLANCO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CAPULLO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CARENA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CARILAFQUEN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CHACABUQUITO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CHACAYES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CHAPIQUINA	$ 36,9	$ 17,0	$ 34,2
CHIBURGO	$ 12,6	$ 0,0	$ 12,6
COYA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_PASO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
HORNITOS_CH	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ITATA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
JUNCAL	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
JUNCALITO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LA_CONFLUENCIA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LA_HIGUERA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LICAN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LIRCAY	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_HIERROS	$ 1,8	$ 0,0	$ 1,8
LOS_HIERROS_2	$ 1,8	$ 0,0	$ 1,8
LOS_QUILOS	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MAITENES	$ 19,5	$ 5,5	$ 20,9
MALALCAHUELLO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4

MAMPIL	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MARIPOSAS	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PEUCHEN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PILMAIQUEN	$ 45,7	$ 1,4	$ 45,6
PROVIDENCIA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PULELFU	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PULLINQUE	$ 45,7	$ 1,4	$ 45,6
QUELTEHUES	$ 52,2	$ 5,5	$ 53,7
RIO_COLORADO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
RIO_PICOIQUEN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
RUCATAYO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SAN_ANDRES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SAN_CLEMENTE	$ 0,0	$ 0,0	$ 0,0
SANTA_ELENA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
VOLCAN	$ 52,2	$ 5,5	$ 53,7
ABANICO	$ 17,2	$ 1,4	$ 17,1
ALLIPEN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ALTO_HOSPICIO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
AUX_DEL_MAIPO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
BOQUIAMARGO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
BUREO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CALLAO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CAVANCHA	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CHANLEUFU	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4

COLLIL	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CUMPEO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
DON_WALTERIO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
DONA_HILDA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
DONGO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_AGRIO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_CANELO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_COLORADO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_DIUTO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_GALPON	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_LLANO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_MANZANO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_MIRADOR	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_RINCON	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_TARTARO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_TORO_N2	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
ENSENADA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EYZAGUIRRE	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
FLORIDA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
GUAYACAN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
HIDRO_BONITO_MC1	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
HIDRO_BONITO_MC2	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LA_ARENA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LA_MONTANA_1	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4

LA_PALOMA	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LA_VINA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LAS_FLORES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LAS_VERTIENTES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LLAUQUEREO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_BAJOS	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_CORRALES_1	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_CORRALES_2	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_MOLLES	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
LOS_MORROS	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_PADRES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MAISAN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MALLARAUCO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MARIA_ELENA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MOLINERA_VILLARRICA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MUCHI	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MULCHEN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
NALCAS	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
OJOS_DE_AGUA	$ 0,0	$ 1,4	$ 0,0
PALMUCHO	$ 5,8	$ 1,4	$ 5,8
PEHUI	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PICHILONCO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PUCLARO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
PUNTILLA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4

PURISIMA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
QUILLAILEO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
RECA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
RENAICO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
RIO_HUASCO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
RIO_TRUENO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ROBLERIA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SANTA_ROSA	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
SAUCEANDES	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SAUZAL	$ 45,7	$ 1,4	$ 45,6
SAUZALITO	$ 45,7	$ 1,4	$ 45,6
TRAILELFU	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
TRANQUIL	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
TRUFUL-TRUFUL	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CERRO_PABELLON_U1	$ 30,6	$ 1,4	$ 30,6
CERRO_PABELLON_U2	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
PAS_MEJILLONES	$ 30,9	$ 0,0	$ 30,9
ABASOL	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
ALICAHUE	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ARICA_SOLAR_I	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
ARICA_SOLAR_II	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
BLUE_SKY_1	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
BLUE_SKY_2	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CABILDO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4

CACHIYUYO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CATAN_SOLAR	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CERRO_DOMINADOR_CSP	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CHAKA_I	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CHAKA_II	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
DIVISADERO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
EL_CHINCOL	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_MANZANO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_OLIVILLO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_PICURIO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_PIQUERO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
GUANACO_SOLAR	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
HUATACONDO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LAS_PALOMAS	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LASCAR_I	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LASCAR_II	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
MALAQUITA_SOLAR	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
MALGARIDA	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
MARIN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
OCOA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PARUMA	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
PULAR	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
PV_CERRO_DOMINADOR	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
QUEULE	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4

QUILLAGUA_I	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
QUILLAGUA_II	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
QUILLAGUA_III	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
RODEO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
USYA	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
VALLE_SOLAR	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
VALLE_SOLAR_ESTE	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
VALLE_SOLAR_OESTE	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
VALLELAND	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
VILLA_PRAT	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ALTOS_DEL_PAICO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ALTURAS_DE_OVALLE_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
AMPARO_DEL_SOL_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
ANDES_FV	$ 38,0	$ 5,5	$ 39,4
ANTAY_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
BELLAVISTA_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
BOLERO_1_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CALAMA_1_FV	$ 38,0	$ 5,5	$ 39,4
CARRERA_PINTO_FV	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
CASAS_BLANCAS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CERRO_DOMINADOR_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CHANARES_FV	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
CHANCON_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CHUCHINI_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1

CONEJO_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CORDILLERILLA_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CUZCUZ_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
DIEGO_DE_ALMAGRO_FV	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
DON_EUGENIO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
DONA_CARMEN_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_AGUILA_FV	$ 36,9	$ 17,0	$ 34,2
EL_BOCO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_DIVISADERO_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
EL_PELICANO_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
EL_PILPEN_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_PITIO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_QUELTEHUE_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_ROBLE_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_ROMERO_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
EL_SAUCE_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
ESPERANZA_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
FINIS_TERRAE_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
FRANCISCO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
HOMERO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
HORMIGA_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
HORNITOS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
JAMA_1_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
JAMA_2_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1

JAVIERA_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LA_ACACIA_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LA_CHAPEANA_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LA_HUAYCA_2_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LA_QUINTA_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LA_SILLA_FV	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
LAGUNILLA_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LALACKAMA_2_FV	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
LALACKAMA_FV	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
LAS_ARAUCARIAS_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LAS_MOLLACAS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LAS_TERRAZAS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LAS_TURCAS_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LLANO_DE_LLAMPOS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LOMA_LOS_COLORADOS_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOMAS_COLORADAS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LOS_GORRIONES_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_LOROS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LOS_PUQUIOS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LUDERS_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LUNA_DEL_NORTE_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
LUZ_DEL_NORTE_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
MARCHIGUE_2_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
MARIA_ELENA_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1

MOSTAZAL_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
NILHUE_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
OVEJERIA_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PAMPA_CAMARONES_FV	$ 36,9	$ 17,0	$ 34,2
PAMPA_SOLAR_NORTE_FV	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
PERALILLO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PICA_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
PILAR_LOS_AMARILLOS_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
PILOTO_CARDONES_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
POZO_ALMONTE_1_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
POZO_ALMONTE_2_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
POZO_ALMONTE_3_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
PUERTO_SECO_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
QUILAPILUN_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SALVADOR_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
SAN_ANDRES_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
SAN_FRANCISCO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SAN_PEDRO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SANTA_CECILIA_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
SANTA_JULIA_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SANTIAGO_SOLAR_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SANTUARIO_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SDGX01_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
SOL_DEL_NORTE_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1

TAMBO_REAL_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
TECHOS_DE_ALTAMIRA_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
TIL_TIL_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
URIBE_SOLAR_FV	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
VALLE_DE_LA_LUNA_2_FV	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
AURORA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
CABO_LEONES_I	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
EL_MAITEN	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LA_FLOR	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
PUNTA_SIERRA	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SAN_GABRIEL	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SAN_PEDRO_II	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SARCO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CABO_LEONES_1_EO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
CANELA_2_EO	$ 45,7	$ 1,4	$ 45,6
CANELA_EO	$ 45,7	$ 1,4	$ 45,6
CUEL_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
EL_ARRAYAN_EO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
HUAJACHE_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LA_ESPERANZA_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LAS_PENAS_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LEBU_3_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LEBU_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
LOS_BUENOS_AIRES_EO	$ 45,7	$ 1,4	$ 45,6

LOS_CURUROS_EO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
MONTE_REDONDO_EO	$ 36,9	$ 17,0	$ 34,2
PUNTA_COLORADA_EO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
PUNTA_PALMERAS_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
RAKI_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
RENAICO_EO	$ 45,7	$ 1,4	$ 45,6
SAN_JUAN_EO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
SAN_PEDRO_2_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SAN_PEDRO_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
SIERRA_GORDA_EO	$ 31,1	$ 0,0	$ 31,1
TALINAY_ORIENTE_EO	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
TALINAY_PONIENTE_EO	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
TALTAL_EO	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3
TOTORAL_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
UCUQUER_2_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
UCUQUER_EO	$ 45,4	$ 0,0	$ 45,4
VALLE_DE_LOS_VIENTOS_EO	$ 31,4	$ 1,4	$ 31,3