

Informe Final:

“Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia”

Preparado por Dictuc para el Coordinador Eléctrico Nacional

Santiago, 27 de Septiembre de 2019

Informe Final

Título del Proyecto: *"Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia"*

Datos Mandante

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

Contraparte técnica

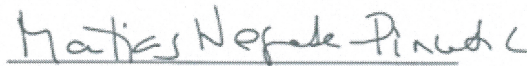
Nombre	Paulo Oyanedel
Cargo	Jefe Unidad de Monitoreo de la Competencia
E-mail	paulo.oyanedel@coordinador.cl

Información Contractual

Contrato Dictuc	
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.

Tabla de Contenidos

Equipo de Trabajo	5
Resumen Ejecutivo	6
1. Introducción	7
2. Modelamiento del SEN	8
2.1 Caracterización de los SSCC	9
2.1.1 Control Rápido de Frecuencia	9
2.1.2 Control Primario de Frecuencia	11
2.1.3 Control Secundario de Frecuencia	14
2.1.4 Control Terciario de Frecuencia	15
2.2 Modelo de Pre-despacho	18
2.2.1 Problema de Pre-despacho	18
2.2.2 Conectividad Hidráulica	20
2.2.3 Reservas en el Problema de Pre-despacho	22
2.2.4 Modificaciones del Problema de Pre-despacho Para el Caso Alternativo	24
2.3 Base de Datos del SEN	25
2.3.1 Semanas Representativas	25
2.3.2 Unidades de Generación	25
2.3.3 Líneas de Transmisión	26
2.3.4 Condiciones Operacionales	27
3. Metodología	28
3.1 Test 1	29
3.2 Test 2	30
3.3 Simulaciones Técnico-Económicas	34
3.4 Consideraciones Respecto a la Metodología del Estudio	36
4. Análisis de Condiciones de Competencia	38
4.1 Test 1: Indicadores de Concentración	39
4.1.1 Control Primario de Frecuencia	39
4.1.2 Control Secundario de Frecuencia	41
4.1.3 Control Terciario de Frecuencia	43
4.1.4 Comentarios Sobre Indicadores de Concentración	47
4.2 Test 2: Indicadores de Rentas Pivotaes	48
4.2.1 Simulaciones Base (RE801)	48
4.2.2 Sensibilidad CEN	50
4.2.3 Sensibilidad de Hidrología	51

4.2.4 Sensibilidad de Requerimiento	52
4.2.5 Sensibilidad de Potenciales Oferentes de CPF	54
4.2.6 Sensibilidad de Potenciales Oferentes ERNC	55
4.3 Simulaciones Técnico-Económicas	56
4.3.1 Simulaciones Base (RE801)	56
4.3.2 Sensibilidad CEN	60
4.3.3 Sensibilidades Bid Colusivo	63
4.3.4 Sensibilidades Bid Doble	70
4.3.5 Sensibilidades Bid Cero	74
5. Conclusiones	78
6. Referencias	80
7. Anexos	81

Equipo de Trabajo

A continuación se lista el equipo de trabajo que participó en el desarrollo del estudio.

Equipo Ejecutivo

- Nicolás Figueroa, Instituto de Economía UC, ISCI.
- Álvaro Lorca, OCM-Lab, Dpto. Ing. Eléctrica UC, Dpto. Ing. Industrial y de Sistemas UC.
- Matías Negrete Pincetic, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, ISCI.
- Daniel Olivares, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, ISCI.

Equipo Profesional

- Nicolás Lobos, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.
- Felipe Verástegui, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.
- Cristian Villalobos, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.

Resumen Ejecutivo

El presente Informe es una actualización del análisis de las condiciones de competencia para los productos de servicios complementarios (SSCC) asociados al control primario (CPF) y secundario de frecuencia (CSF). Lo anterior, en base a la información actualizada de oferentes y requerimientos para cada producto asociado. Para el control terciario (CTF) no hubo cambios respecto al Informe Base (Dictuc, 2019a). De manera adicional, se presentan una serie de sensibilidades tanto en la definición de los productos como en los potenciales oferentes y los requerimientos asociados. La metodología utilizada se basa en aquella desarrollada y presentada en el Informe Base (Dictuc, 2019a). Toda la información sobre requerimientos y recursos disponibles para cada SSCC fue proporcionada y/o validada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Los resultados de los análisis permiten descartar condiciones de competencia para el Control Primario de Frecuencia (CPF), de manera similar al resultado obtenido en los informes anteriores. Para el caso del Control Secundario de Frecuencia (CSF), tanto para el caso CSF-Up y CSG-Down, los análisis no permiten descartar las condiciones de competencia, lo cual difiere de las conclusiones de la actualización previa. La principal razón que explica el cambio en las conclusiones corresponde a la modificación en los requerimientos asociados al CSF. Tal como lo reflejan los resultados de la presente actualización, cambios en la definición de los productos y sus requerimientos pueden tener impactos en las condiciones de competencia del producto asociado. Luego, es crítico que para la determinación de la definición y los requerimientos de SSCC el factor principal para seleccionar diversas alternativas deba ser el funcionamiento seguro del sistema y, de existir alternativas igualmente factibles desde un punto de vista técnico sin comprometer la seguridad del sistema, entonces se deba optar por la que se estime resulte en la operación más económica. Lo anterior se traduce en seleccionar la opción que resulte en mayor competencia por la prestación de los servicios en cuestión. Por lo tanto, si dichas definiciones y requerimientos cambian, se hace necesario re-analizar el impacto en las condiciones de competencia.

Dado que no es posible descartar condiciones de competencia para CSF y CTF, se recomienda la realización de subastas para estos productos. Lograr los beneficios asociados al uso de subastas requerirá un diseño adecuado de las reglas de la subastas, así como la implementación de un monitoreo de competencia de corto plazo. Lo anterior es particularmente relevante dado que las condiciones de competencia en mercados eléctricos pueden ser altamente dependientes de condiciones operacionales de corto plazo.

1. Introducción

En el presente documento se da cuenta del apoyo técnico de DICTUC S.A. al Coordinador Eléctrico Nacional en el marco de la prestación del servicio ***“Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia”*** del Coordinador Eléctrico Nacional (“Coordinador”).

En particular este Informe se organiza de la siguiente manera: En la Sección 2 se presenta la modelación del SEN, la caracterización de los SSCC considerados, el modelo de pre-despacho que será utilizado en las simulaciones y la base de datos del SEN considerada para este Estudio. La Sección 3 da cuenta de la metodología utilizada en el presente estudio, mientras que los análisis y sensibilidades son presentados en la Sección 4. Finalmente, las conclusiones del Informe se presentan en la Sección 5, mientras que las Secciones 6 y 7 contienen las referencias utilizadas en este Informe y los Anexos disponibles en documentos adjuntos.

2. Modelamiento del SEN

La Sección 2.1 presenta la caracterización de los SSCC considerados en el presente Estudio, en función de las definiciones presentadas por la Comisión Nacional de Energía en la Resolución Exenta N°801, el 18 de diciembre de 2018, y aquellas propuestas por el Coordinador en su Informe Propuesta de Servicios Complementarios, en agosto de 2019. Luego, en la Sección 2.2, se presenta la formulación matemática del problema de pre-despacho utilizado en el presente Estudio, y que considera la co-optimización de energía y productos de reserva para el control de frecuencia. Finalmente, en la Sección 2.3 se presentan los datos utilizados en la modelación, simulación y sensibilidades sobre el SEN.

2.1 Caracterización de los SSCC

Esta Sección presenta las definiciones de los productos, capacidades de provisión de reservas, esquemas de remuneración y requerimientos de los servicios de Control Rápido, Primario, Secundario y Terciario de Frecuencia, tanto para el **Caso Base** (en base a la Resolución Exenta N°801) como **Caso Alternativo** (en base al Informe de Propuesta de SSCC) del presente Estudio. Con todo esto, se contempla el impacto en la modelación y/o uso de datos en el contexto del posterior análisis económico y técnico económico.

2.1.1 Control Rápido de Frecuencia

Definición del Producto

La **Resolución Exenta N°801** definió el Control Rápido de Frecuencia de la siguiente manera.

“Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.”

Las instalaciones que participen del CRF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 [min].

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.”

Por otro lado, el **Informe de Propuesta de SSCC Agosto 2019**, propone la siguiente definición.

“Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+) y de Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-).”

Las instalaciones que participen del CRF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 2 [min].”

Con todo esto, el cambio en la definición del producto radica en la reducción del tiempo de mantención del aporte de 5 a 2 minutos, y en la definición no simétrica del producto.

Esquema de Remuneración del Producto

La **Resolución Exenta N°801** consideró el siguiente esquema de remuneraciones para el CRF.

“Los componentes que se considerarán para efectos de la remuneración del servicio de CRF corresponden a la disponibilidad y activación.”

El componente de disponibilidad del CRF, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, corresponderá al intervalo de la banda de subfrecuencia por el valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación del CRF, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección.”

Por otro lado, el **Informe de Propuesta de SSCC Agosto 2019**, propone el siguiente esquema de remuneraciones.

“i. Remuneración CRF+

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CRF+ corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio.

El componente de disponibilidad de CRF+, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación de CRF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección.

ii. Remuneración CRF-

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CRF-corresponde al de activación de dicho servicio.

El componente de activación de CRF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.”

Con todo esto, el cambio en la definición del esquema de remuneración del producto se basa en el cambio de definición no simétrica del producto.

Requerimiento del Producto

En la pasada “*Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios*”. La capacidad y requerimiento por la provisión del servicio se encontraba alineado con la capacidad actual de BESS en el SEN, según fue definido por el Coordinador en base a los análisis disponibles a la fecha de emisión del Informe de SSCC.

Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Informe Final

Página 10 de 81

www.dictuc.cl

En base al cambio propuesto a la definición del producto, y en vista de que se espera que el requerimiento por este SSCC para el año 2020 sea igual a 0 MW, no se contemplará la modelación de este producto en el problema de predespacho utilizado en este Estudio.

2.1.2 Control Primario de Frecuencia

Definición del Producto

La **Resolución Exenta N°801** definió el Control Primario de Frecuencia de la siguiente manera.

“Corresponde a acciones de control orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

El CPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 [min].

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.”

Por otro lado, el **Informe de Propuesta de SSCC Agosto 2019**, propone la siguiente definición.

“Corresponde a acciones de control orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-).

El CPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CPF deberán activar su participación en el servicio dentro de un tiempo de 10 [s], y su aporte deberá ser desplegado en un tiempo máximo de 2 [min]. El Coordinador podrá solicitar el despliegue de reserva en un tiempo inferior a los 2 [min], consistentemente con los tiempos de establecimientos asociados a la tecnología correspondiente.”

Con todo esto, el cambio en la definición del producto modifica la simetría, el tiempo de despliegue y el tiempo que se debe sostener la prestación del servicio.

De esta forma, el **Caso Base** del Estudio contempla la definición de la Comisión. Respecto a las capacidades de provisión de reserva de los participantes del servicio, estas fueron definidas a partir del archivo “EE-ES-2019-0792-RA_Anexo CF 2 - Evaluación de equipos existentes para CF.xlsx” provisto por el Coordinador. En específico, se obtuvieron de la Tabla 1 (reserva) de la pestaña “3. CPF” de dicho archivo. Se consideró un nivel de despacho de 80% para unidades hidroeléctricas y de 90% en el caso de

unidades térmicas. Finalmente, y dado que el servicio se define como simétrico, el valor a utilizar para el Estudio corresponde al mínimo entre la capacidad de subida (correspondiente a una respuesta al escalón de frecuencia de -0,7 [Hz]) y bajada (correspondiente a una respuesta al escalón de frecuencia de +0,7 [Hz]).

Por otro lado, el **Caso Alternativo** del Estudio contempla la definición propuesta por el Coordinador, mientras que las capacidades de provisión de reserva de los participantes del servicio, estas fueron definidas a partir del archivo “P@10s_Pprom@30s@120s.xlsx” provisto por el Coordinador. En específico, se obtuvieron de la Tabla 2 (potencia promedio) de la pestaña 1 de dicho archivo. Se consideró un nivel de despacho de 80% para unidades hidroeléctricas y de 90% en el caso de unidades térmicas. Finalmente, y dado que la propuesta del Coordinador considera el servicio como asimétrico, se consideró una respuesta al escalón de frecuencia de -0,7 [Hz] para la definición de las capacidades de subida, y una respuesta al escalón de frecuencia de +0,7 [Hz] para la definición de las capacidades de bajada.

Esquema de Remuneración del Producto

La **Resolución Exenta N°801** consideró el siguiente esquema de remuneraciones para el CPF.

“Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CPF corresponden a la disponibilidad y activación.

El componente de disponibilidad del CPF, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, corresponderá al intervalo de la banda de subfrecuencia por el valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación del CPF, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección, mientras que en el segundo se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.”

Por otro lado, el **Informe de Propuesta de SSCC Agosto 2019**, propone el siguiente esquema de remuneraciones.

“i. Remuneración CPF+

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CPF+ corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio.

El componente de disponibilidad de CPF+, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Informe Final

Página 12 de 81

www.dictuc.cl

El componente de activación de CPF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección.

ii. Remuneración CPF-

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CPF- corresponde al de activación de dicho servicio.

El componente de activación de CPF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.”

Con esto, el cambio en la definición del esquema de remuneración del producto se basa en el cambio de definición no simétrica del producto, razón por la cual el modelo de pre-despacho considerado en el **Caso Alternativo** considerará modificaciones respecto a aquel correspondiente al **Caso Base** (correspondiente a aquel presentado en el Informe de “*Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios*”), según se señala a continuación.

1. La nueva definición hace necesaria la distinción de CPF+ y CPF-, debido a que previamente dicho servicio se consideraba como simétrico. Para esto se incorporan nuevas variables al modelo, idénticas en términos matemáticos a las variables de CSF (CSF+ y CSF-), bajo los parámetros correspondientes al presente servicio. Las restricciones asociadas al comportamiento de dichas variables también fueron incorporadas de manera equivalente al caso de CSF.
2. Respecto a la función objetivo, se hace necesario estimar la activación de CPF- para permitir la valorización de dicho servicio en base a las *bids* recibidas. Para esto, se introdujo un ponderador multiplicando la variable de reserva asignada, correspondiente al concepto de probabilidad de activación.

Requerimiento del Producto

El **Caso Base** del Estudio contempla el siguiente nivel de requerimientos para el CPF, provistos por el Coordinador.

Tabla 2.1. Requerimiento de reservas para el CPF en el **Caso Base**.

Bloque Horario	Requerimiento Total (CPF+/CPF-)
Diario	+315 MW / -315 MW

El **Caso Alternativo** del Estudio considera el mismo nivel de requerimientos para el CPF que el **Caso Base**, según la información provista por el Coordinador.

2.1.3 Control Secundario de Frecuencia

Definición del Producto

La **Resolución Exenta N°801** definió el Control Secundario de Frecuencia de la siguiente manera.

“Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CSF-).”

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. Las instalaciones que participen del CSF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].”

Por otro lado, el **Informe de Propuesta de SSCC Agosto 2019**, propone la siguiente definición.

“Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CSF-).”

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. Las instalaciones que participen del CSF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 2 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].”

Con todo esto, el cambio en la definición del producto radica en la reducción del tiempo de despliegue con el que cuenta el servicio de 5 a 2 minutos.

De esta forma, el **Caso Base** del Estudio contempla la definición de la Comisión. Respecto a las capacidades de provisión de reserva de los participantes del servicio, estas fueron calculadas en base a la información disponible en el *“Informe de Servicios Complementarios Año 2020”*. En específico, la información respecto a los oferentes y capacidades de provisión de reserva se obtienen a partir del Anexo 2 de dicho Informe. De esta forma, la capacidad total corresponde al mínimo entre la *tasa de*

Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Informe Final

Página 14 de 81

www.dictuc.cl

toma de carga correspondiente $[MW/min] \cdot 5[min]$ y el rango de regulación correspondiente, entendido como la diferencia entre el límite de regulación superior e inferior de la unidad, donde para el caso de las unidades con más de una configuración, se consideró su máxima capacidad de provisión del servicio.

Por otro lado, el **Caso Alternativo** del Estudio contempla la definición propuesta por el Coordinador, mientras que la capacidad de provisión de reserva de los participantes del servicio contempla la misma metodología utilizada en el Caso Base, reemplazando el factor de despliegue del servicio por $2[min]$.

Esquema de Remuneración del Producto

Respecto a la definición de la **Resolución Exenta N°801**, el **Informe de Propuesta de SSCC Agosto 2019** no propone ningún cambio en el esquema de remuneraciones de los servicios de CSF+ o CSF-.

Requerimiento del Producto

El **Caso Base** del Estudio contempla el siguiente nivel de requerimientos para el CSF, provistos por el Coordinador.

Tabla 2.2. Requerimiento de reservas para el CSF en el **Caso Base**.

Bloque Horario	Requerimiento Total (CSF+/CSF-)
Diario	+120 MW / -120 MW

El **Caso Alternativo** del Estudio considera el mismo nivel de requerimientos para el CSF que el **Caso Base**, según la información provista por el Coordinador.

2.1.4 Control Terciario de Frecuencia

Definición del Producto

La **Resolución Exenta N°801** definió el Control Terciario de Frecuencia de la siguiente manera.

“Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean suficientes. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobre frecuencia (CTF-).”

El CTF operará de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse, o iniciar la prestación del servicio, dentro de un tiempo de 5 [min], luego de la instrucción del Coordinador y el tiempo máximo de entrega del servicio será de 1 [hr] medido desde la activación.”

Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Informe Final

Página 15 de 81

www.dictuc.cl

Por otro lado, el **Informe de Propuesta de SSCC Agosto 2019**, propone la siguiente definición.

“Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobre frecuencia (CTF-).”

El CTF operará de forma centralizada y manual. Las instalaciones que participen del CTF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 15 [min] desde la activación.”

Con todo esto, el cambio en la definición del producto explicita el tiempo de despliegue del servicio en 15 minutos. Por otro lado, el análisis expuesto en el Informe *“Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios”*, y que consideraba la definición de la Comisión, ya contemplaba que el despliegue máximo considerado para la prestación de reservas para este producto sería de 15 minutos, por lo que la propuesta del Coordinador ratifica dicha suposición inicial.

De esta forma, tanto el **Caso Base** como el **Caso Alternativo** del Estudio contemplan las mismas capacidades de provisión de reserva de los participantes del servicio, las que serán definidas en base a la información disponible en el *“Informe de Servicios Complementarios Año 2020”*. En específico, la información respecto a los oferentes y capacidades de provisión de reserva se obtienen a partir de las pestañas *“CTF en giro”* y *“CTF en frío”* Anexo 2 de dicho Informe.

Esquema de Remuneración del Producto

Respecto a la definición de la **Resolución Exenta N°801**, el **Informe de Propuesta de SSCC Agosto 2019** no propone ningún cambio en el esquema de remuneraciones de los servicios de CTF+ o CTF-.

Requerimiento del Producto

El **Caso Base** del Estudio contempla el siguiente nivel de requerimientos para el CTF, provistos por el Coordinador.

Tabla 2.3. Requerimiento de reservas para el CTF en el **Caso Base**.

Bloque Horario	Requerimiento Total (CTF+/CTF-)
Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	+226 MW / -220 MW
Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	+263 MW / -295 MW
Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	+208 MW / -223 MW
Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	+334 MW / -289 MW

El **Caso Alternativo** del Estudio considera el mismo nivel de requerimientos para el CTF que el **Caso Base**, según la información provista por el **Coordinador**.

2.2 Modelo de Pre-despacho

Esta Sección presenta el modelo matemático usado para resolver el problema de pre-despacho considerado en las simulaciones para estudiar la asignación de SSCC y las condiciones de competencia. Este corresponde a la formulación considerada en la plataforma NEWEN, desarrollada por el OCM-Lab, que será utilizada para el presente Estudio.

En las Secciones a continuación, se presentan las componentes del modelo de pre-despacho, la modelación de la conectividad hidráulica y la incorporación de las reservas dentro del problema correspondiente al **Caso Base** del Estudio (en base a la Resolución Exenta N°801). Finalmente, se presentarán las modificaciones realizadas para la extensión del modelo al **Caso Alternativo** (en base al Informe de Propuesta de SSCC), el cual define el CPF como un producto no simétrico.

2.2.1 Problema de Pre-despacho

Conjuntos, variables y parámetros

Los índices y conjuntos considerados en el modelo base de pre-despacho son los siguientes.

- $z \in \mathcal{Z}$: Índice y conjunto de barras o zonas de carga.
- $t \in \mathcal{T}$: Índice y conjunto de instantes temporales.
- $i \in \mathcal{G}$: Índice y conjunto de unidades de generación.
- $j \in \mathcal{L}$: Índice y conjunto de líneas de transmisión.
- $i \in \mathcal{G}^V$: Índice y conjunto de unidades de generación con capacidad variable.
- $i \in \mathcal{G}^W$: Índice y conjunto de generadores sujetos al costo del agua.
- $i \in \mathcal{G}(z)$: Índice y conjunto de generadores en la barra z .

Las variables del modelo son las siguientes.

- x_{it} : Estado *on/off* del generador i en el instante t .
- u_{it} : Encendido del generador i en el instante t .
- v_{it} : Apagado del generador i en el instante t .
- p_{it} : Generación programada del generador i en el instante t .
- f_{jt} : Flujo de potencia a través de la línea j en el instante t .
- θ_{zt} : Ángulo de voltaje en la zona z en el instante t .
- p_{zt}^{OG} : Exceso de generación en la zona z en el instante t .
- p_{zt}^{LS} : Desprendimiento de carga en la zona z en el instante t .

Los parámetros del modelo son los siguientes.

- x_i^0 : Estado *on/off* inicial del generador i .
- p_i^0 : Punto de generación inicial del generador i .

- C_z^{OG} : Costo por exceso de generación en la zona z .
- C_z^{LS} : Costo por desprendimiento de carga en la zona z .
- C_i^C : Costo base de operación del generador i .
- C_i^{SU} : Costo de encendido del generador i .
- C_i^{SD} : Costo de apagado del generador i .
- C_{it}^G : Costo variable del generador i en el instante t .
- T_i^U : Tiempo mínimo de encendido del generador i .
- T_i^D : Tiempo mínimo de apagado del generador i .
- $\overline{p}_{it}$: Capacidad máxima de generación del generador i en el instante t .
- $\underline{p}_{it}$: Capacidad mínima de generación del generador i en el instante t .
- B_j : Susceptancia de la línea de transmisión j .
- $\overline{f}_j$: Capacidad de la línea de transmisión j .
- $s(j)$: Barra de retiro de la línea de transmisión j .
- $r(j)$: Barra de inyección de la línea de transmisión j .
- p_{zt}^D : Demanda de energía en la zona z en el instante t .
- η_{it} : Perfil de generación del generador renovable variable i en el instante t .

Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones base del modelo de predespacho consideradas para las simulaciones.

- Restricciones de comisionamiento.

$$x_{it} - x_i^0 = u_{it} - v_{it} \quad \forall t = 1, i \in \mathcal{G}$$

$$x_{it} - x_{i,t-1} = u_{it} - v_{it} \quad \forall t > 1, i \in \mathcal{G}$$

- Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado.

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^U]} (x_{i\tau}) \geq T_i^U u_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (x_{i\tau} - u_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^D]} (1 - x_{i\tau}) \geq T_i^D v_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (1 - x_{i\tau} - v_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

- Mínimos y máximos de generación.

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \eta_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}^V, t \in \mathcal{T}$$

- Ecuación de balance de demanda.

$$p_{zt}^{LS} + \sum_{i \in \mathcal{G}(z)} p_{it} + \sum_{j, r(j)=z} f_{jt} = p_{zt}^D + p_{zt}^{OS} + \sum_{j, s(j)=z} f_{jt} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

- Flujo DC.

$$f_{jt} = B_j (\theta_{s(j),t} - \theta_{r(j),t}) \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

$$-\bar{f}_j \leq f_{jt} \leq \bar{f}_j \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

Con esto, la función objetivo del modelo base de predespacho se presenta a continuación.

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{i \in \mathcal{G}} (C_i^C x_{it} + C_i^{SU} u_{it} + C_i^{SD} v_{it} + C_{it}^G p_{it}) \right) + \sum_{z \in \mathcal{Z}} (C_z^{OG} p_{it}^{OG} + C_z^{LS} p_{it}^{LS})$$

2.2.2 Conectividad Hidráulica

Esta Sección presenta los componentes para la modelación de la conectividad hidráulica, la conexión entre nodos hidráulicos, las restricciones de convenios y caudales, y la relación entre generación y agua turbinada de las centrales hidráulicas.

Conjuntos, variables y parámetros

Los índices y conjuntos considerados en la extensión del modelo son los siguientes.

- $n \in \mathcal{N}$: Índice y conjunto de nodos hidro.
- $(u, v) \in \mathcal{D}$: Índice y conjunto de pares de nodos hidro conectados (corredores de agua).
- $g \in \mathcal{G}_{HC}$: Índice y conjunto de generadores hidro con conectividad hidro.
- $(u, n) \in \mathcal{D}_{in}(n)$: Corredores de agua que inyectan un flujo de agua al nodo n .
- $(n, u) \in \mathcal{D}_{out}(n)$: Corredores de agua que extraen un flujo de agua desde el nodo n .
- $n \in \mathcal{N}_R$: Conjunto de nodos hidro asociados a algún embalse.
- $(u, v) \in \mathcal{D}_G$: Conjunto de corredores de agua asociados a la generación de alguna central eléctrica.

Las variables añadidas al problema son las siguientes.

- $w_{(u,v),t}$: Flujo de agua a través del corredor de agua regular (u, v) , en el instante t .
- $q_{n,t}$: Extracción de agua en el embalse n , en el instante t .

Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Informe Final

Página 20 de 81

www.dictuc.cl

- $P_{g(u,v),t}$: Generación eléctrica en MW del generador eléctrico $g \in \mathcal{G}_{HC}$, asociado al corredor de agua regular (u, v) , en el instante t .
- $e_{n,t}$: Agua almacenada en el embalse n , en el instante t .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes.

- $W_{(u,v),t}$: Flujo de agua forzado a través del corredor de agua (u, v) , en el instante t .
- $D_{n,t}$: Demanda de riego para el nodo hidro n en el instante t .
- $I_{n,t}$: Afluente entrante al nodo hidro n en el instante t .
- C_n^W : Costo del agua (valor estratégico) en $\frac{USD}{dm^3}$ para el embalse n .
- $\eta_{(u,v)}$: Eficiencia en $\frac{MW}{m^3/s}$ del corredor de agua $(u, v) \in \mathcal{D}_G$ asociado a un generador eléctrico.
- $\underline{E}_n$: Nivel mínimo de almacenamiento del embalse n .
- $\overline{E}_n$: Nivel máximo de almacenamiento del embalse n .

Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones de conectividad hidráulica incorporadas al modelo base de pre-despacho que será utilizado en las simulaciones del Estudio.

- Restricciones para los corredores de agua, los cuales se diferencian según si los nodos hidro están o no asociados a embalses.

$$\sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} + q_{n,t} \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N} \setminus \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T}$$

- Restricciones que permiten el almacenamiento intra-semanal.

$$e_{n,t} - e_{n,t-1} \leq \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} - D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{E}_n \leq e_{n,t} \leq \overline{E}_n \quad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T}$$

- Acople entre la red hidráulica y el sistema de potencia.

Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Informe Final

Página 21 de 81

www.dictuc.cl

$$p_{g(u,v),t} = \eta_{(u,v)} w_{(u,v),t} \quad \forall (u,v) \in \mathcal{D}_G, \forall t \in \mathcal{T}$$

Con esto, el componente de costo a incorporar en la función objetivo para considerar costos del agua (valor estratégico) está dado por la siguiente ecuación, donde $3,6 = 3.000/1.000$, siendo $1/1.000$ la conversión de dm^3 a m^3 , y 3.600 representa la conversión de m^3/s a m^3 .

$$CW = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}_R} 3,6 C_n^W q_{n,t}$$

2.2.3 Reservas en el Problema de Pre-despacho

Esta Sección presenta las restricciones que extienden el modelo de predespacho para la consideración de reservas. Se describen tanto la formulación matemática del modelo como las fuentes de información consideradas para determinar los parámetros relevantes.

Conjuntos, variables y parámetros

Los índices y conjuntos considerados en la extensión del modelo son los siguientes.

- $j \in \mathcal{J}$: Índice y conjunto de productos de reserva.
- $j \in \mathcal{G}_{TH}$: Unidades de generación térmicas e hidro.
- $j \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}$: Unidades de generación térmicas e hidro que pueden proveer CTF no en giro.
- $j \in \mathcal{G}_{WS}$: Unidades de generación eólicas y solares.

Las variables añadidas al problema son las siguientes.

- r_{it}^{1+}, r_{it}^{1-} : Capacidad asignada para CPF Up y Down de la unidad de generación i en el instante t .
- r_{it}^{2+}, r_{it}^{2-} : Capacidad asignada para CSF Up y Down de la unidad de generación i en el instante t .
- $r_{it}^{3S+}, r_{it}^{3NS}$: Capacidad asignada para CTF Up en giro y no en giro de la unidad de generación i en el instante t .
- r_{it}^{3S-} : Capacidad asignada para CTF Down en giro y no en giro de la unidad de generación i en el instante t .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes.

- R_i^{1+}, R_i^{1-} : Máximo técnico para dar CPF Up y Down de la unidad de generación i en el instante t .
- R_i^{2+}, R_i^{2-} : Máximo técnico para dar CSF Up y Down de la unidad de generación i en el instante t .
- R_i^{3S+}, R_i^{3S-} : Máximo técnico para dar CTF en giro de la unidad de generación i en el instante t .

Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Informe Final

Página 22 de 81

www.dictuc.cl

- R_i^{3NS} : Máximo técnico para dar CTF no en giro de la unidad de generación i en el instante t .
- $\underline{P}_{it}, \overline{P}_{it}$: Mínimos y máximos técnicos de generación de la unidad de generación i en el instante t .
- DR_{zt}^j : Requerimiento del producto de reserva j en la zona z en el instante t .
- C_{it}^j : Oferta de la unidad de generación i para dar el producto de reserva j en el instante t .

Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones añadidas al modelo base de pre-despacho para la consideración de productos de reserva.

- Máximos técnicos para la asignación de reserva en relación al comisionamiento.

$$\begin{aligned}
 0 \leq r_{it}^{1-} &\leq R_i^{1-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 \leq r_{it}^{1+} &\leq R_i^{1+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 \leq r_{it}^{2+} &\leq R_i^{2+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 \leq r_{it}^{2-} &\leq R_i^{2-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 \leq r_{it}^{3S+} &\leq R_i^{3S+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 \leq r_{it}^{3S-} &\leq R_i^{3S-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 \leq r_{it}^{3NS} &\leq R_i^{3NS} (1 - x_{it}) \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

Notar que se toma el supuesto que las unidades pueden ofrecer reserva terciaria (no en giro) por debajo de su mínimo técnico. Debido a la linealidad del modelo la mayoría de las unidades que entreguen reserva no en giro debieran entregar su capacidad al máximo.

- Interacción entre distintos productos en términos de capacidad.

$$\begin{aligned}
 \underline{P}_{it} x_{it} &\leq p_{it} + r_{it}^{1+} + r_{it}^{2+} + r_{it}^{3S+} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 \underline{P}_{it} x_{it} &\leq p_{it} - r_{it}^{1-} - r_{it}^{2-} - r_{it}^{3S-} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- Requerimientos de reserva por zona y producto.

$$\begin{aligned}
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1+} &\geq DR_{zt}^{1+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1-} &\geq DR_{zt}^{1-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2+} &\geq DR_{zt}^{2+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2-} &\geq DR_{zt}^{2-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\ \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S+} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}(z)} r_{it}^{3NS} &\geq DR_{zt}^{3+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\ \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S-} &\geq DR_{zt}^{3-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}\end{aligned}$$

Finalmente, con esto, es necesario sumar las siguientes componentes de costo a la función objetivo para considerar los costos de proveer reservas y co-optimizar esta asignación junto con el despacho de energía:

$$\begin{aligned}CR^1 &= \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^1 (r_{it}^{1+} + r_{it}^{1-}) \\ CR^2 &= \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^{2+} r_{it}^{2+} + w_t^{2-} C_{it}^{2-} r_{it}^{2-} \\ CR^3 &= \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^{3+} r_{it}^{3S+} + w_t^{3-} C_{it}^{3-} r_{it}^{3S-} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}} C_{it}^{3+} r_{it}^{3NS} \right)\end{aligned}$$

Donde w_t^j representa la probabilidad de activación a nivel sistémico para el producto de reserva j en el instante t . La necesidad de definición de este factor surge de la definición de las ofertas que se reciben por cada producto, donde los servicios de reserva hacia abajo reciben ofertas por activación y no por capacidad. De este modo, el término da cuenta del monto esperado de activación de la reserva y el costo que esto implica. Además, se recalca que corresponde a un valor sistémico, igual para todas las unidades del sistema, ya que representa la posibilidad de que, debido a algún desvío en el sistema, se incurra en la necesidad de activar el servicio, por lo que no representa en ningún caso la probabilidad de activación específica de una unidad, la cual cada agente interiorizará dentro su *bid*.

2.2.4 Modificaciones del Problema de Pre-despacho Para el Caso Alternativo

Dado el cambio en la definición del esquema de remuneraciones del servicio de CPF, propuesto por el Coordinador, la formulación del problema de pre-despacho anterior ve modificada su función objetivo en el siguiente término, dando cuenta de la remuneración diferenciada por el pago por capacidad por reservas hacia arriba y de activación de reservas hacia abajo, a través de la probabilidad de activación a nivel sistémico w_t^j .

$$CR^1 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^{1+} r_{it}^{1+} + w_t^{1-} C_{it}^{1-} r_{it}^{1-}$$

2.3 Base de Datos del SEN

Esta Sección presenta las fuentes de información y supuestos utilizados para construir una base de datos representativa del SEN, a ser considerada en el problema de pre-despacho con co-optimización de energía y reservas bajo una proyección del SEN al año 2020.

2.3.1 Semanas Representativas

Para representar distintas condiciones de operación que se presentan durante un año, se utilizaron cuatro semanas representativas, que utilizan un valor del agua construido en base a probabilidades de excedencia de energía hidráulica de 90%, especificadas a continuación.

Tabla 2.4. Semanas representativas consideradas.

Estación	Período
Verano	Semana del 9 al 15 de Enero
Otoño	Semana del 10 al 16 de Abril
Invierno	Semana del 10 al 16 de Julio
Primavera	Semana del 9 al 15 de Octubre

En términos de las instancias del modelo, estas semanas se diferencian entre sí mediante los costos de combustible y perfiles de demanda y disponibilidad del recurso renovable, lo que permite analizar distintas condiciones de operación que se generan a lo largo de un año.

2.3.2 Unidades de Generación

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

1. Parque de generación actual.
2. Características técnicas de cada unidad de generación (capacidad máxima, tecnología, tiempos mínimos 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 aquellas centrales que presentan más de una configuración posible.

1. Se considera que las centrales de ciclo combinado operan en configuración "TG+TG+TV".
2. Para dichas centrales, se privilegia el uso de combustible "Gas_A".

Actualización Informe Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Informe Final

Página 25 de 81

www.dictuc.cl

3. Se considera que la central Kelar opera en base a gas, no diesel.

Respecto a las capacidades y requerimientos de SSCC, estos fueron obtenidos y/o validados desde archivos facilitados por el Coordinador y el Informe Propuesta de Servicios Complementarios (CEN, 2019a). En particular, se considera lo siguiente.

1. Capacidades de provisión de reserva primaria fueron obtenidas a partir del archivo “*Aportes 2min_5min_050919_SAO.xlsx*”, provisto por el Coordinador.
2. Capacidades de provisión de reserva secundaria y terciaria fueron obtenidos en base al Informe de Servicios Complementarios 2020 publicado en junio del 2019 (CEN, 2019b).
3. Requerimientos de reserva para los distintos servicios de control de frecuencia fueron provistos por el Coordinador.
4. 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.

Finalmente, para construir el parque generador al año 2020, se consideró la información proporcionada por el Coordinador en el archivo “Centrales - Lineas 01-06-2020.xlsx”. Esta información se complementa con los datos técnicos disponibles en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC) Año 2018 (CEN, 2018) y la Resolución Exenta N°449 (CNE, 2016) sobre la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisión en construcción. Para los equipos sin información técnica disponible los parámetros fueron estimados en función de equipos ya instalados de características similares.

2.3.3 Líneas de Transmisión

Para la modelación de líneas de transmisión se consideró la información proporcionada por el Coordinador en el archivo “Centrales - Lineas 01-06-2020.xlsx”, complementada con la información técnica disponible en la base de datos de PLEXOS utilizada por el Coordinador el año 2019 para la programación de corto plazo. Desde dicha base de datos, se obtuvo la siguiente información.

1. Sistema de transmisión actual.
2. Características técnicas de cada línea de transmisión (capacidad máxima, tecnología, mínimos tiempos de encendido y apagado, etc).
3. Barras de inyección y retiro de cada línea de transmisión en el SEN.

Finalmente, se consideró la entrada de equipos indicados en la Resolución Exenta N°449 (CNE, 2016) sobre la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisiones en construcción para el año 2020. Los parámetros técnicos de dichos equipos fueron estimados en función de líneas ya instaladas de características similares.

2.3.4 Condiciones Operacionales

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

Tabla 2.5. Definición de parámetros.

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 (CNE, 2018a). Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos (CNE, 2017).
Perfiles de disponibilidad renovable	Semanas representativas con resolución horaria.	Estudio <i>"The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile"</i> (OCM-UC, 2018).
Costos variables	Semanas representativas con resolución semanal.	Base de Datos y Resultados PLEXOS.
Valor del agua	Semanas representativas con resolución semanal.	Simulación PLP entregada por el Coordinador. Hidrologías con probabilidad de excedencia 20%, 50%, 90% y 95%.

Finalmente, los perfiles de disponibilidad renovable para las centrales con capacidad variable fueron definidos en base al reporte *"The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile"* (OCM-UC, 2018), en 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.

3. Metodología

El presente estudio analiza las condiciones de competencia para potenciales mercados (no implementados) de SSCC. De esta manera, el enfoque de los análisis se centra mayoritariamente en aspectos estructurales representativos de competitividad. En particular, la metodología utilizada será la misma que aquella desarrollada y presentada en los Informes de *“Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC”* (Dictuc, 2019a) y *“Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones”* (Dictuc, 2019b), teniendo como principal consideración el hecho de que las definiciones de SSCC evaluadas en este estudio contemplan requerimientos a nivel sistémico del SEN, sin hacer distinción en los requerimientos de zonas geográficas particulares.

3.1 Test 1

El primer conjunto de *tests* no considera simulaciones de la operación, pues se construyen solamente en base a información de capacidad y disponibilidad de los oferentes, así como de los requerimientos por cada SSCC. Así, el análisis 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.

En particular, el Test 1 consiste 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 correspondiente, a nivel sistémico¹. 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. Dadas las características del problema, el indicador RSI-3 es el más relevante y potencialmente informativo de los índices al considerar la oferta residual.

¹ La metodología inicial presentada en el Informe de “*Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC*” (Dictuc, 2019a) contemplaba un Test 1, a nivel sistémico, y un Test 2, a nivel zonal. Producto de que las definiciones de los productos contempladas en este estudio suponen requerimientos sistémicos y no zonales, se ha omitido el Test 2 contemplado en la metodología inicial.

3.2 Test 2

El Test 1, al considerar sólo la cantidad de oferta residual, y no la estructura de costos, puede subestimar el poder de mercado de una firma si las firmas que tendrían que reemplazarla son más caras. Para evitar este problema, el Test 2 utiliza la metodología de rentas pivotaes. Ésta considera el costo para el sistema de la no-participación de un agente para un subconjunto de días representativos, y que toma en cuenta tanto la cantidad que debe ser reemplazada como el costo que tendrá este reemplazo.

La aplicación de la metodología de rentas pivotaes 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 pivotaes, que incluye energía y reservas, definidas de la siguiente forma:

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

Por simplicidad, se considerará una versión donde los costos de producción son separables y sujetos a una restricción de capacidad. Esto se refleja en la ecuación a continuación, donde la función $c_{j,P}(P_j)$ se considera conocida de antemano (dado que los costos son auditados), mientras que la función $c_{j,R}(R_j)$, para efectos de este análisis de rentas pivotaes, será considerada idénticamente cero.

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

Sobre las rentas pivotaes 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 Pivotaes en Rentas Pivotaes de Eficiencia y **Rentas Pivotaes de Poder de Mercado** $\pi_{i,PM}$.

Nótese que el análisis de rentas pivotaes 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 pivotaes, se está comparando con un Operador que puede mandar 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 $C(*)^2$, es decir, indica cuántas veces ese costo deberá pagar el Operador en forma adicional por ese servicio.

- Índice de Rentas Pivotaes Totales (**RPT**): $RPT = \frac{\sum_i \pi_i}{C(*)}$
- Índice de Rentas Pivotaes de Poder de Mercado Totales (**RPPMT**): $RPPMT = \frac{\sum_i \pi_{i,PM}}{C(*)}$

El indicador de rentas pivotaes 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.

Con todo lo anterior, el Test 2 consiste en el cálculo de rentas pivotaes para cada empresa y cada producto de reserva en base a la metodología descrita, utilizando para esto el conjunto de oferentes para cada producto, sus respectivas capacidades y costos, junto al requerimiento correspondiente, a nivel sistémico³. 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).

² 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.

³ La metodología inicial presentada en el Informe de "Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SCCC" (Dictuc, 2019a) contemplaba un Test 3, a nivel sistémico, y un Test 4, a nivel zonal. Producto de que las definiciones de los productos contempladas en este estudio suponen requerimientos sistémicos y no zonales, se ha omitido el Test 4 contemplado en la metodología inicial.

- 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 2.2. 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 perfil de generación 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.

De este modo, para calcular las rentas pivotaes de una empresa i dentro de un producto k , se deberán seguir los siguientes pasos:

- Calcular el **costo de la asignación eficiente**, correspondiente a la solución óptima del caso base.
- Retirar a la empresa i del producto k , es decir, igualar a cero su capacidad de proveer ese producto y obtener la nueva solución óptima. Esto representa el **costo de la asignación con capacidad cero** para esta empresa.
- La resta entre el costo de la asignación con capacidad cero y la asignación eficiente da como resultado la **renta pivotal** de la empresa i en el producto k .
- Adicionalmente, la **renta de eficiencia** es calculada de la forma descrita en este capítulo utilizando las variables obtenidas para las unidades de esta empresa i en la solución óptima de la asignación eficiente.
- Finalmente, la **renta pivotal de poder de mercado** se calcula restando la renta pivotal con la renta de eficiencia obtenidas para esta empresa i .

Adicionalmente, es posible construir los índices RPT y RPPMT para un producto cuando el proceso anterior es realizado para varias empresas, para lo cual se deben seguir los siguientes pasos:

- Calcular el **costo del producto k** para el sistema, el cual se obtiene de la resta entre el costo de la asignación sin el requerimiento y el costo de la asignación eficiente. Para obtener el costo de la asignación sin el requerimiento es necesario igualar a cero este valor y encontrar la nueva solución óptima.
- Calcular el **índice RPT** como la fracción entre la suma de las rentas pivotaes de las empresas y el costo del producto.
- Calcular el **índice RPPMT** como la fracción entre la suma de las rentas pivotaes de poder de mercado de las empresas y el costo del producto.

La generalización de este proceso para varias empresas se muestra en los diagramas de flujo representados en las Figuras 3.1 y 3.2.

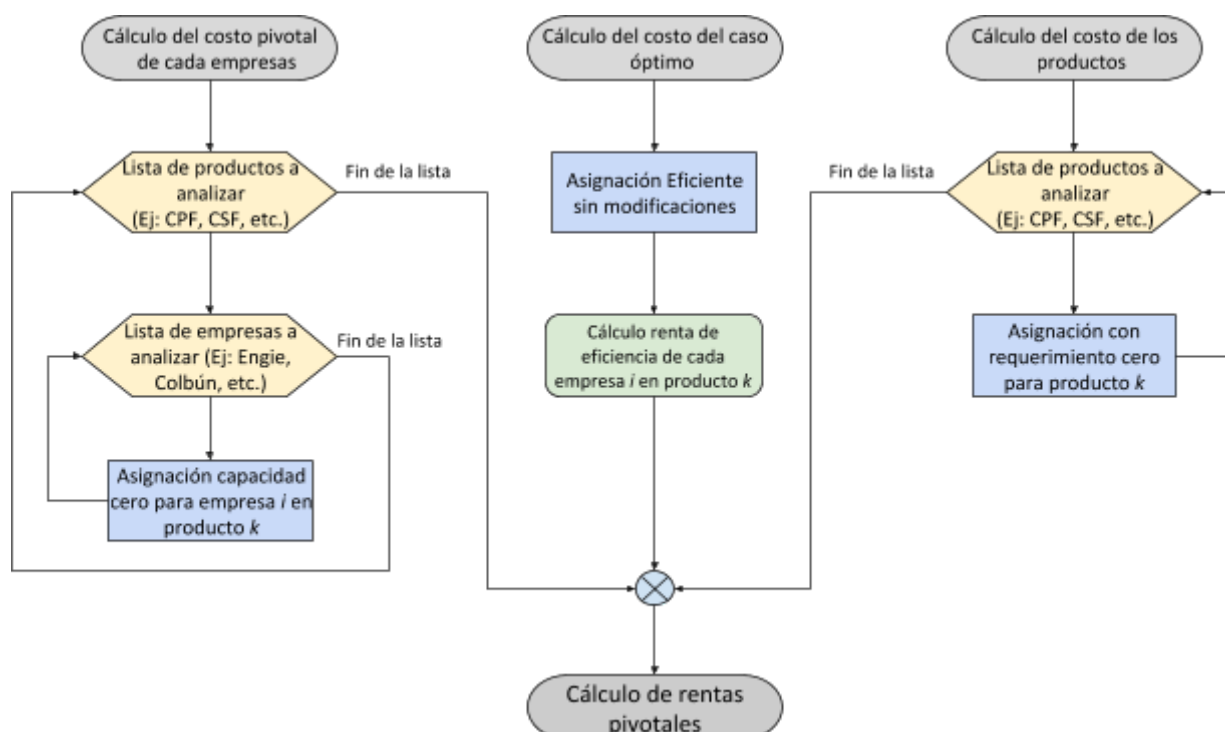


Figura 3.1. Resumen ilustrativo de las simulaciones realizadas para el cálculo de rentas pivotaes.

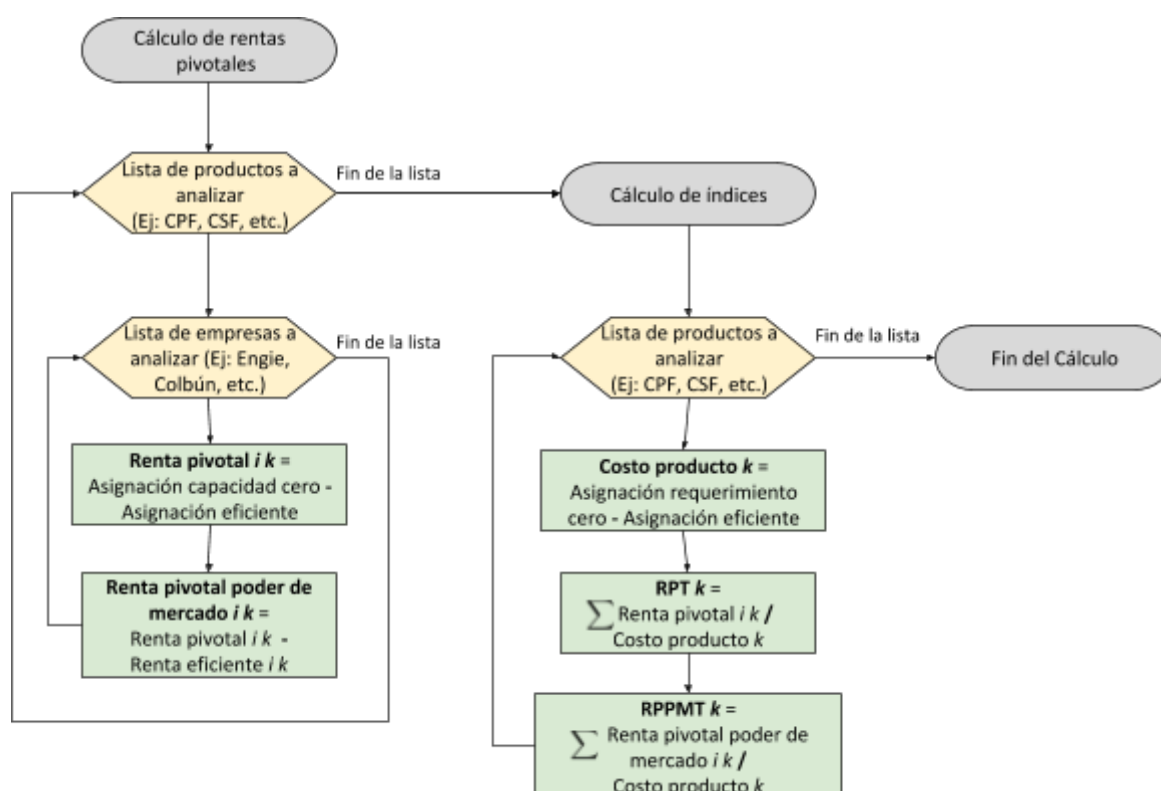


Figura 3.2. Resumen ilustrativo de la metodología utilizada para el cálculo de rentas pivotaes y de los indicadores correspondientes.

3.3 Simulaciones Técnico-Económicas

De forma adicional a la aplicación de los *tests* anteriormente descritos, se realizan simulaciones técnico-económicas de la operación del sistema eléctrico basadas en la co-optimización de energía y reservas. Estas simulaciones consideran todos los elementos operacionales relevantes y una estimación de potenciales *bids* de los oferentes, así como la sensibilidad de los resultados ante modificaciones de las ofertas de los agentes frente a escenarios estratégicos y colusivos. Si bien el objetivo de estas simulaciones no es pronosticar el comportamiento de los agentes, el cuantificar el impacto en la operación del sistema eléctrico de ofertas en servicios complementarios asociados a reservas puede dar noción de los incentivos con los que cuentan los diferentes actores del sistema para modificar su comportamiento al ofertar.

Para estimar posibles bandas de precio para las ofertas en base al análisis realizado, se consideró una estimación en base al costo de oportunidad y la pivotalidad de cada compañía, según las siguientes expresiones:

- Para servicios de subida:
 - Para unidades inframarginales: $b_{i,t}^j = \lambda_{t,z(i)} - C_{i,t}^{OV} + x_{i,t}^j + \theta_i^j$
 - Para unidades supramarginales y marginales: $b_{i,t}^j = (C_{i,t}^{OV} - \lambda_{t,z(i)}) * \pi + \theta_i^j$
- Para servicios de bajada:
 - Para unidades inframarginales: $b_{i,t}^j = \lambda_{t,z(i)} - C_{i,t}^{OV} + x_{i,t}^j + \theta_i^j / \pi$
 - Para unidades supramarginales y marginales: $b_{i,t}^j = (C_{i,t}^{OV} - \lambda_{t,z(i)}) / \pi + \theta_i^j / \pi$

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 , π corresponde a la probabilidad de activación sistémica, y $x_{i,t}^j$ corresponde al *Markup* de la firma propietaria de la unidad de generación i , estimada en base a su pivotalidad según la siguiente fórmula.

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

En esta, $\Pi_{f(i)}^j$ 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. Finalmente, θ_i^j corresponde a los costos adicionales directos por dar capacidad de reserva del tipo j de la firma i (i.e., costos de *wear-and-tear*), los que son prorrateados por el inverso de la probabilidad de activación sistémica π , dando cuenta de que dichos costos de capacidad deben ser recuperados ante el despliegue del servicio (i.e., su activación).

Finalmente, para el caso de CPF, se considera que el bid general para el producto de cada unidad corresponde al máximo entre lo que sería su bid teórico de subida y de bajada, expresado en la siguiente ecuación:

$$b_{i,t}^j = \max(b_{i,t}^{jUp}, b_{i,t}^{jDn})$$

3.4 Consideraciones Respecto a la Metodología del Estudio

Respecto a la metodología utilizada es necesario notar los siguientes puntos.

1. El análisis se realiza tomando en consideración un **mercado no implementado** y donde además **no existe un diseño de subastas y licitaciones**. Por lo tanto, la metodología utilizada se construyó tomando en consideración estos dos hechos.
2. Foco de la metodología se basa en indicadores que consideren costos sistémicos, elementos de la operación de los sistemas eléctricos y que sean **independiente** del mecanismo (reglas de mercado) utilizado.
3. La competitividad de las ofertas, y las rentas de las firmas, no dependen solamente de la concentración del mercado y cantidad de oferentes. Dependen, fuertemente, de la estructura de costos de toda la industria. Es por esta razón que indicadores de concentración (e.g., HHI) **no son una buena herramienta** lo cual se describe en detalle en los informes previos desarrollados por DICTUC (Dictuc 2019a, Dictuc 2019b). Lo anterior es particularmente relevante en sistemas eléctricos y SSCC donde **los costos son altamente dependientes del conjunto de oferentes** y condiciones operacionales particulares del sistema.
4. Indicadores estáticos del tipo HHI **nunca son utilizados** para descartar condiciones de competencia.
5. En cualquier mecanismo que asigne de manera eficiente, las rentas de los agentes están acotadas inferiormente por las rentas obtenidas en un mecanismo VCG (Vickrey-Clarkes-Groves): la diferencia en los costos del sistema cuando una firma está o no presente. Estas rentas son las llamadas rentas pivotales. Este resultado **no depende** del mecanismo utilizado, lo cual es relevante en el contexto del presente estudio donde dicho mecanismo **no se encuentra definido**.
6. La propuesta metodológica se construye en base a un esquema de Tests de Competitividad aplicados para cada tipo de producto asociado a los SSCC de interés. El primer conjunto de indicadores no consideran aspectos de costos y calculan indicadores estáticos como RSI-3. El segundo conjunto se basa en el 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 tests** puede ser: No existen condiciones de competencia o No se descartan condiciones de competencia.
7. Adicionalmente a la aplicación de los tests, se realizan **simulaciones técnico-económicas de la operación del sistema eléctrico** basado en la co-optimización de energía y reservas. Estas simulaciones estiman potenciales bids de los oferentes, sensibilidades respecto a estas bids

frente a escenarios estratégicos y colusivos, y tienen como objetivo cuantificar el impacto en la operación del sistema eléctrico de ofertas en servicios complementarios asociados a reservas. El objetivo de estas simulaciones **no es pronosticar** el comportamiento de los agentes.

8. Impactos de colusión o comportamiento estratégico se analizaron para dar **robustez** a las conclusiones del estudio. Es de esperar que en aquellos mercados con rentas pivotaes bajas, el impacto de dichos comportamientos en la asignación y costos de operación sea menor que en aquellos mercados donde dichas rentas pivotaes sean altas. Lo cual se confirma en las simulaciones realizadas de la operación del sistema. Sin embargo, **no son utilizados** para el descarte de las condiciones de competencia.
9. Problemas estructurales del mercado no pueden solucionarse con diseño de subastas (e.g., uso de precios máximos). Las subastas y licitaciones aportan valor en la medida que sus resultados **se acerquen a los de un mercado competitivo**. Esto porque sólo en ese caso la asignación será eficiente y los precios reflejaran la escasez del recurso, generando las señales correctas de inversión. En otro caso, incluso con sus problemas al generar malas señales de inversión, puede ser mejor utilizar mecanismos de **asignación directa**.
10. Diseños de subastas donde se considere la aplicación de precios máximos tienen como fin solamente el **hacerse cargo** de la naturaleza dinámica de las condiciones de competencia en los sistemas eléctricos, altamente dependiente de condiciones operacionales. Sin embargo, si dicho precio máximo se activara de manera frecuente podría ser un reflejo de la **no existencia de condiciones** de competencia en el mercado lo que no justificaría el uso de una subasta.

4. Análisis de Condiciones de Competencia

Esta Sección presenta el análisis de las condiciones de competencia de diferentes SSCC de control de frecuencia, considerando la metodología descrita en la Sección 3 del presente Informe. En lo que sigue, la Sección 4.1 presenta un análisis de las condiciones estructurales de mercado que presentaría la prestación de los diferentes SSCC estudiados. La Sección 4.2 presenta el cálculo de indicadores de rentas pivotaes en base a la metodología descrita en la Sección 3.2. Finalmente, la Sección 4.3 presenta el análisis técnico-económico detallado en base a simulaciones de pre-despacho para el SEN.

4.1 Test 1: Indicadores de Concentración

Esta Sección presenta la actualización de los resultados del análisis económico en base a las definiciones de producto según la Resolución Exenta N°801. Se incluyen resultados estructurales en base a el parque de oferentes y los requerimientos para cada uno de los productos.

4.1.1 Control Primario de Frecuencia

El requerimiento de reserva para la provisión del Control Primario de Frecuencia se definió en base a los datos suministrados por el Coordinador. Con esto, se definió la reserva requerida a nivel sistémico según los montos indicados en la siguiente tabla:

Tabla 4.1. Requerimientos de reserva para el CPF.

Bloque horario	Requerimiento de Reservas para el CPF del SEN
Diario	±315

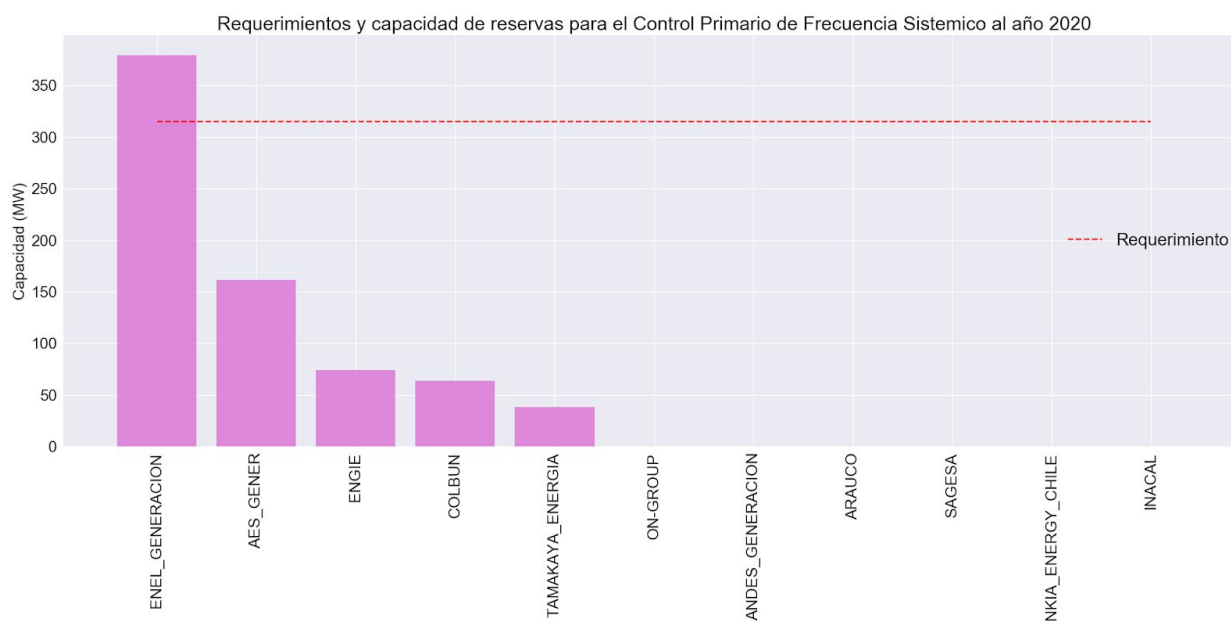


Figura 4.1. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020.

La Figura 4.1 muestra 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 a nivel sistémico.

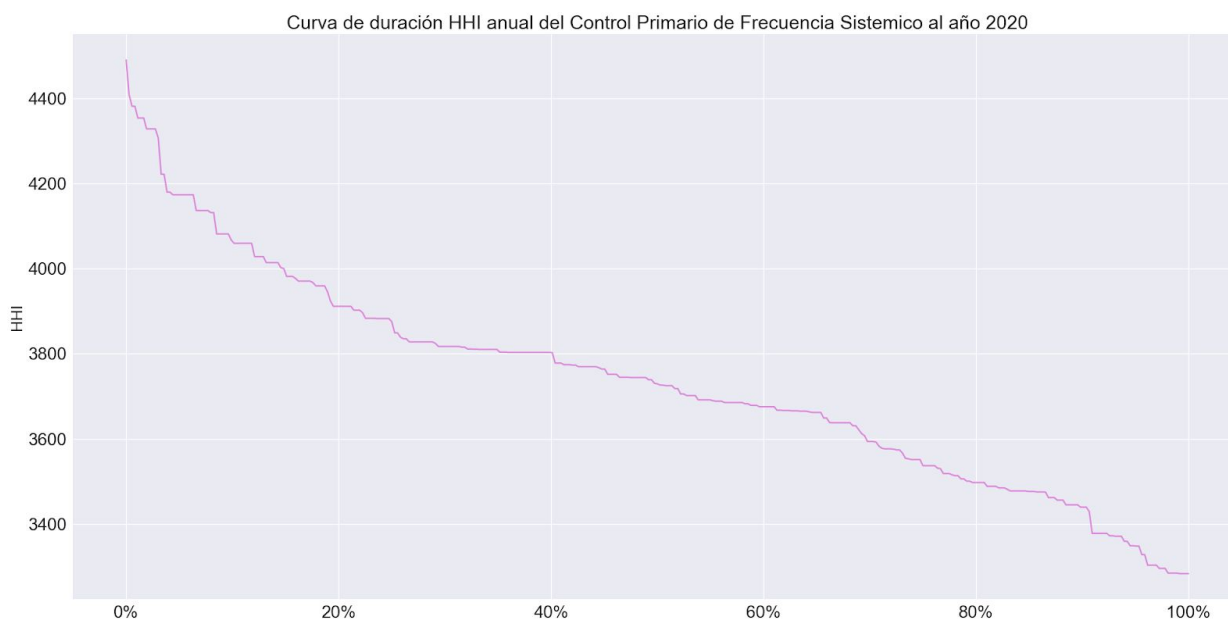


Figura 4.2. Curva de duración HHI del Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020.

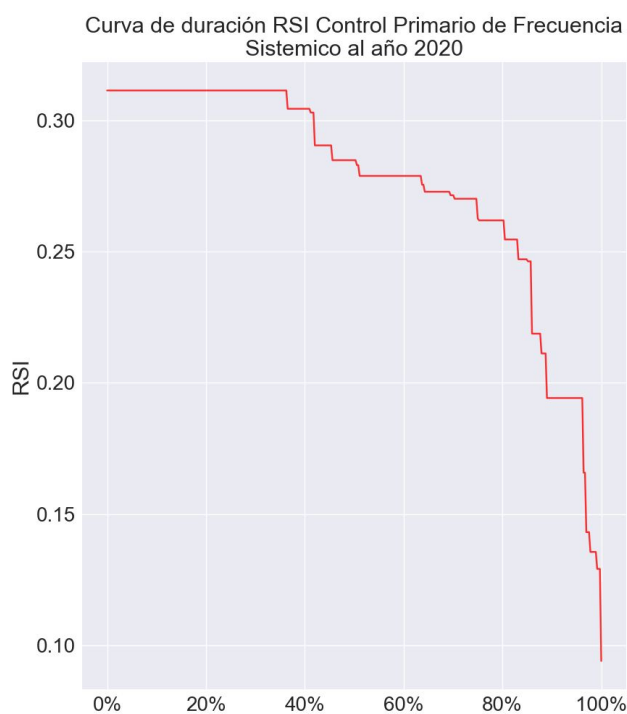


Figura 4.3. Curva de duración RSI del Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020.

Las Figuras 4.2 y 4.3 muestran respectivamente la curva de duración para el índice HHI y RSI asociado al mercado de CPF a nivel sistémico, considerando un período de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para el año 2020. Es posible notar que al no

considerar las tres mayores firmas el indicador podría llegar a tomar valores de 0.31 e incluso menores, lo que muestra gran importancia de estas tres firmas en el producto de CPF.

4.1.2 Control Secundario de Frecuencia

El requerimiento de reserva para la provisión del Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga y Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga se definió en base a los datos suministrados por el Coordinador, en función de la capacidad de provisión de este tipo de reserva en base al Control Automático de Generación (AGC). Con esto, se definió la reserva requerida a nivel sistémico según los montos indicados en la siguiente tabla:

Tabla 4.2. Requerimientos de reserva para el CSF.

Bloque horario	Requerimiento de Reservas para el CSF del SEN
Diario	± 120

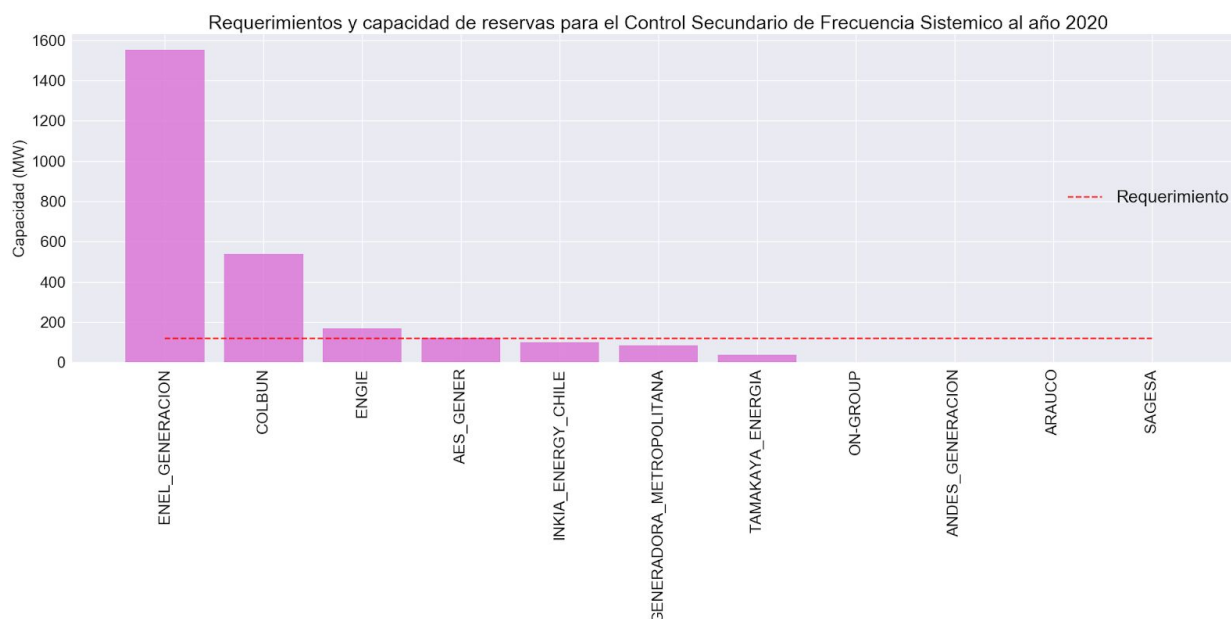


Figura 4.4. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020.

La Figura 4.4 muestra la capacidad de oferta para el CSF 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.

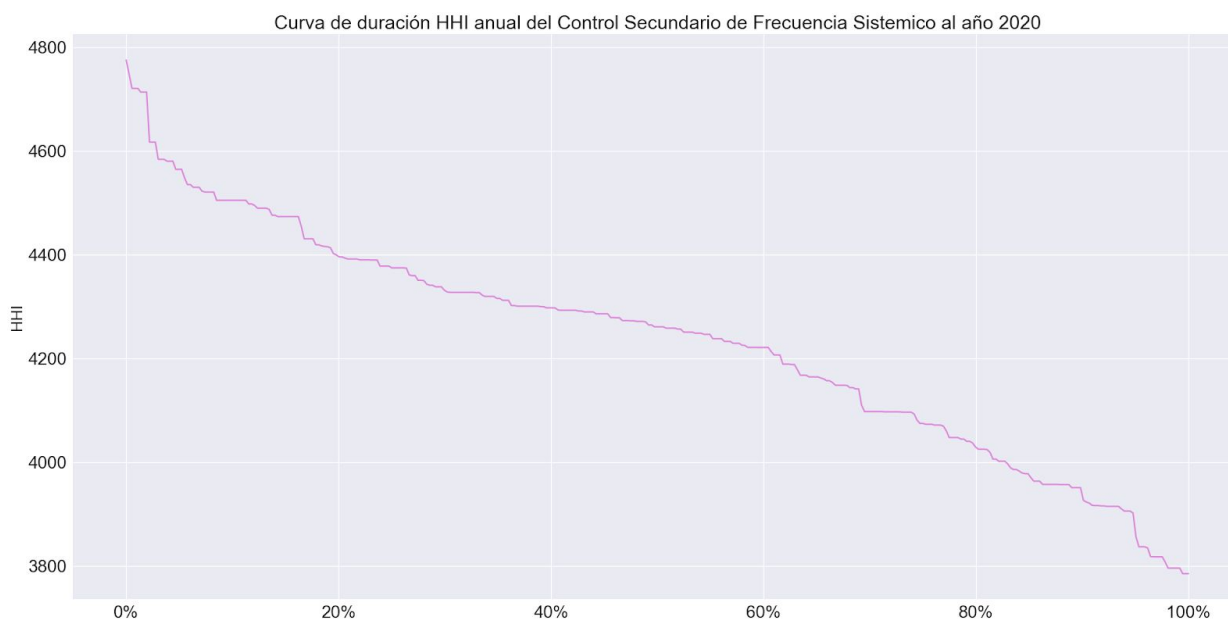


Figura 4.5. Curva de duración HHI del Control Secundario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020.

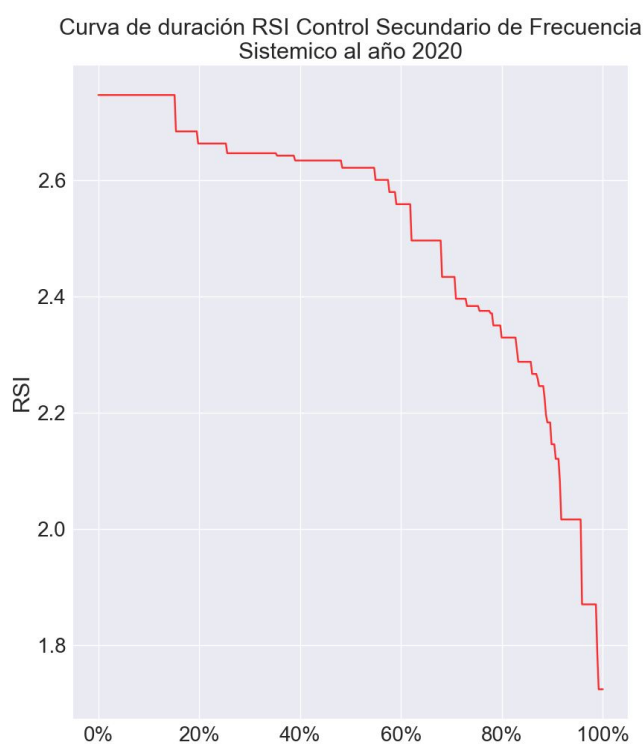


Figura 4.6. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020.

Las Figuras 4.5 y 4.6 muestran respectivamente la curva de duración para el índice HHI y RSI asociado al mercado de CSF a nivel sistémico, considerando un período de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para el año 2020. Es posible notar que al no

considerar las tres mayores firmas, durante los peores días el indicador podría llegar a tomar valores cercanos a 1.7, lo que representa un cierto nivel de holgura respecto al requerimiento del producto.

4.1.3 Control Terciario de Frecuencia

El requerimiento de reserva para la provisión del Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga y Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga se definió en base a los datos suministrados por el Coordinador, en función de la capacidad de provisión de este tipo de reserva, considerando tanto la capacidad en giro como la reserva en frío para el caso de CTF Up. Con esto, se definió la reserva requerida a nivel sistémico según los montos indicados en la siguiente tabla:

Tabla 4.2. Requerimientos de reserva para el CTF.

Bloque Horario	Requerimiento Total (CTF+/CTF-)
Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	+226 MW / -220 MW
Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	+263 MW / -295 MW
Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	+208 MW / -223 MW
Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	+334 MW / -289 MW

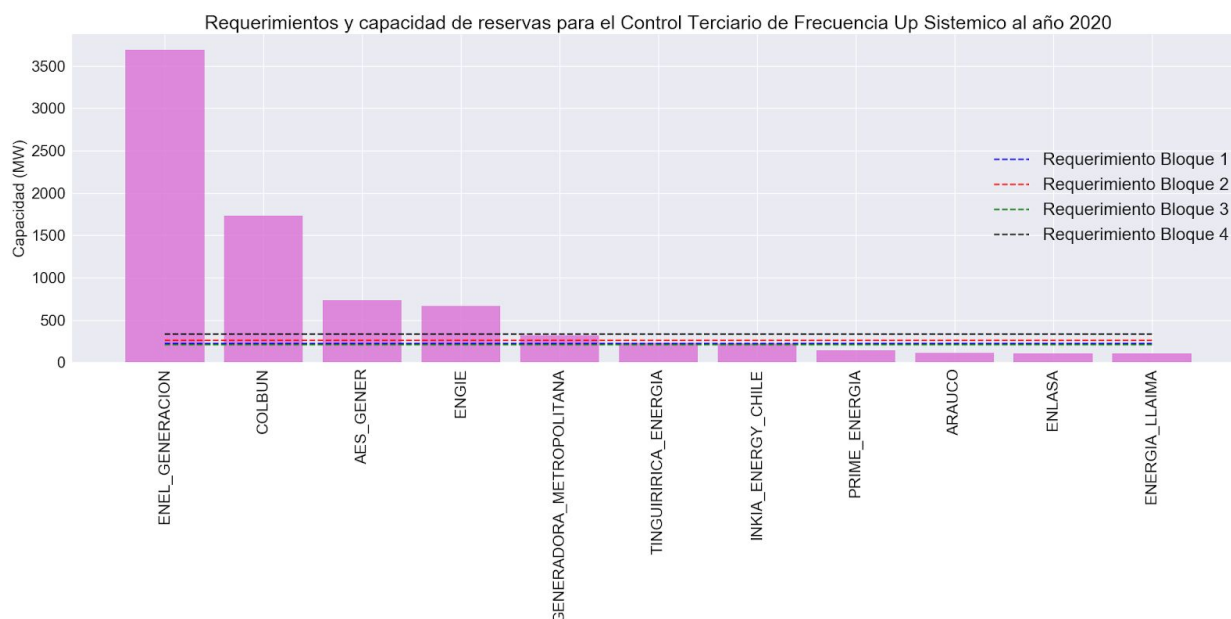


Figura 4.7. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia Up a nivel Sistémico al año 2020.

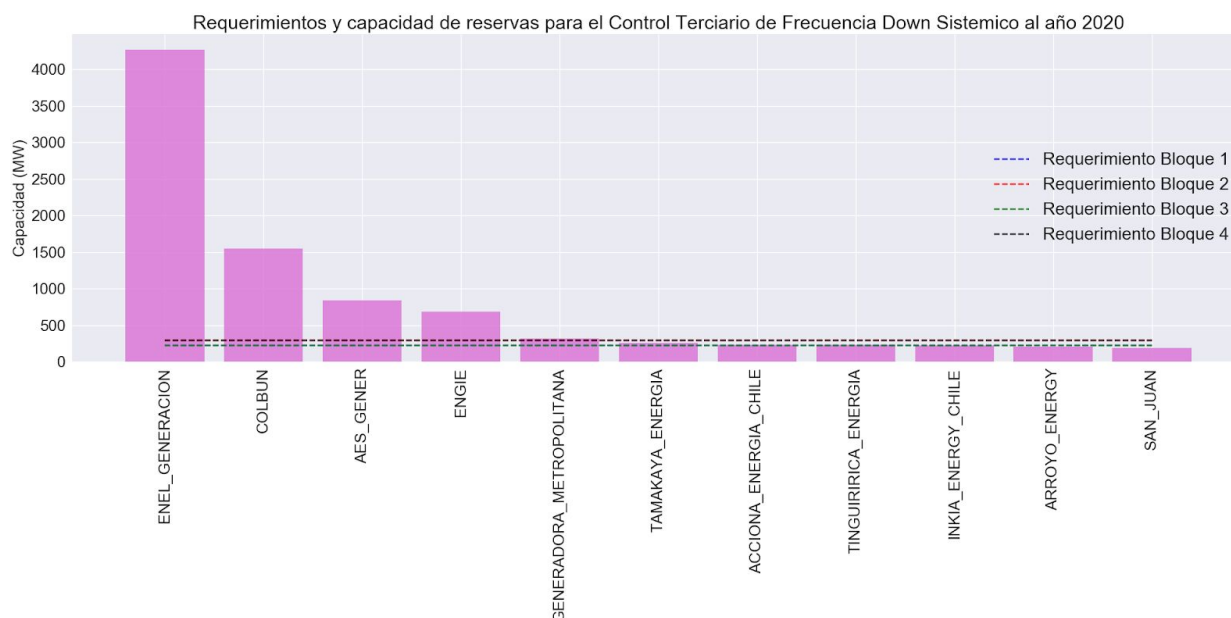


Figura 4.8. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia Down a nivel Sistémico al año 2020.

Las figuras 4.7 y 4.8 muestra la capacidad de oferta para el CTF Up y CTD Down, respectivamente, 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.

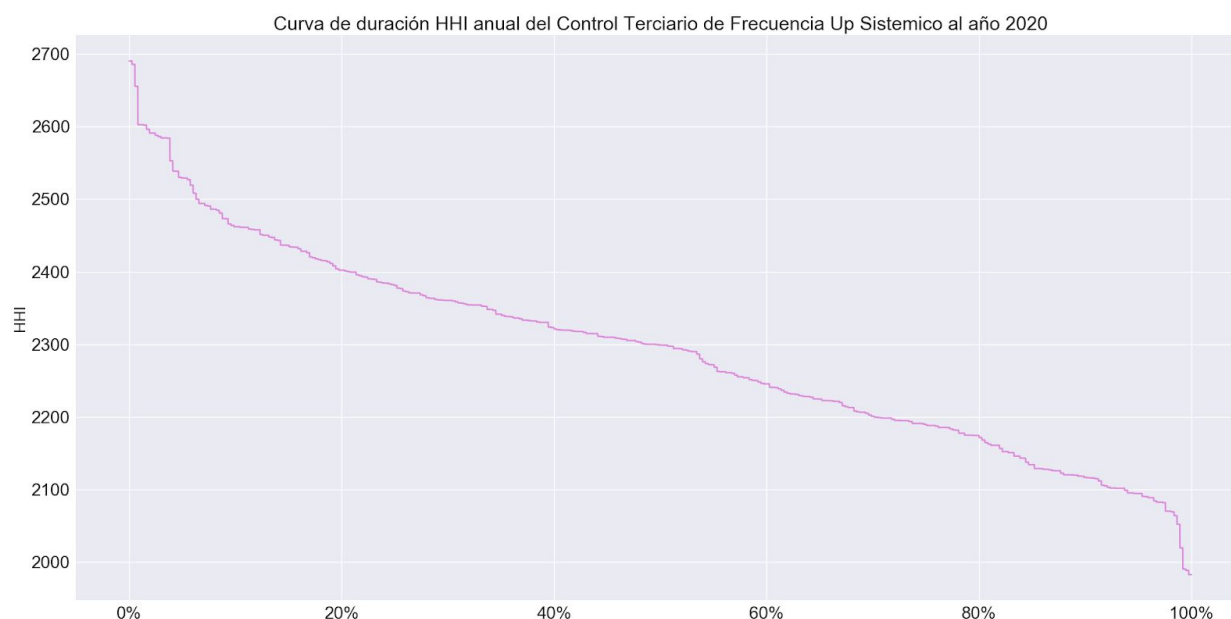


Figura 4.9. Curva de duración HHI del Control Terciario de Frecuencia Up a nivel Sistémico al año 2020.

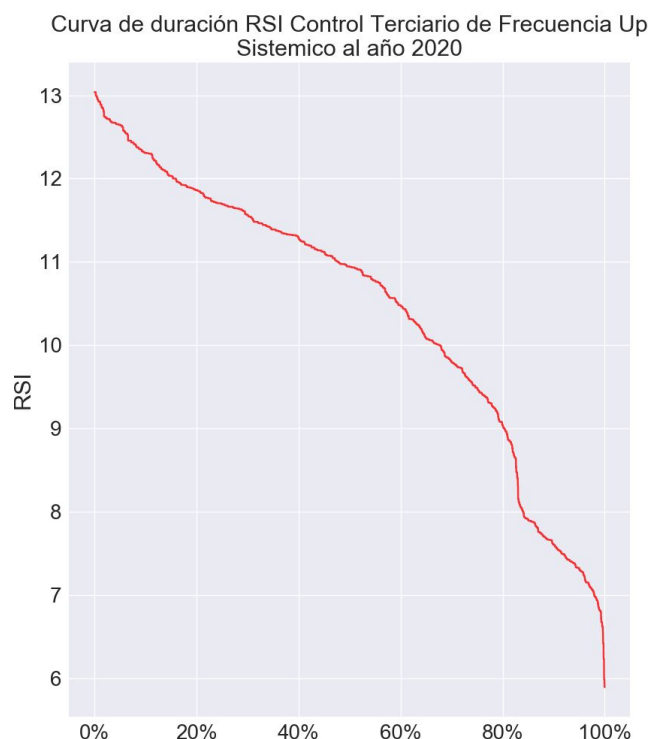


Figura 4.10. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia Up a nivel Sistémico al año 2020.

Las Figuras 4.9 y 4.10 muestran respectivamente la curva de duración para el índice HHI y RSI asociado al mercado de CTF Up a nivel sistémico, considerando un período de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período, para el año 2020. Por otro lado, los mismos indicadores se muestran en las Figuras 4.11 y 4.12 pero esta vez asociados al mercado de CTF Down a nivel sistémico, tomando en cuenta las mismas consideraciones. Es posible notar que al no considerar las tres mayores firmas, durante los peores días el indicador podría llegar a tomar valores cercanos a 6 y 16 para CTF Up y CTF Down, respectivamente, lo que en ambos casos representa la existencia de suficiente holgura respecto al requerimiento del producto.

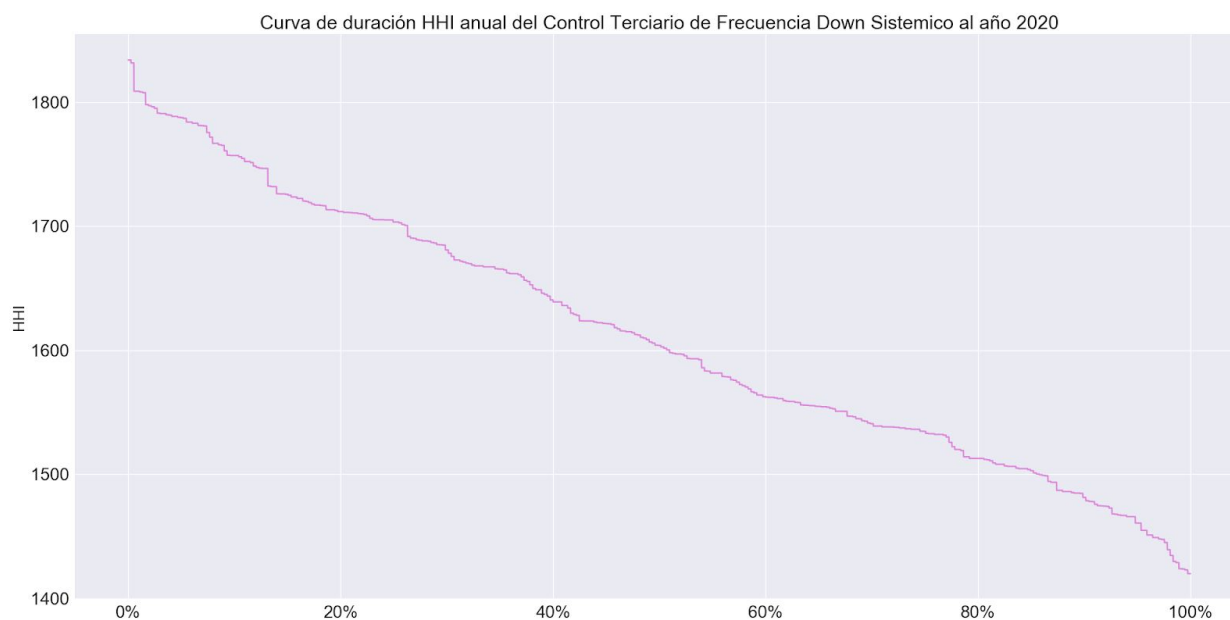


Figura 4.11. Curva de duración HHI del Control Terciario de Frecuencia Down a nivel Sistémico al año 2020.

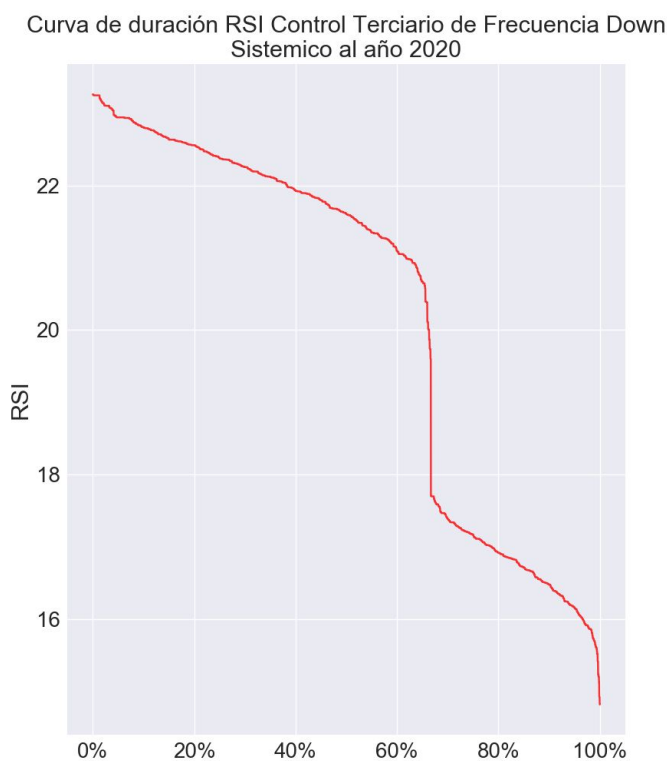


Figura 4.12. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia Down a nivel Sistémico al año 2020.

4.1.4 Comentarios Sobre Indicadores de Concentración

Los indicadores de concentración son el primer conjunto de herramientas que permiten analizar elementos estructurales de un potencial mercado. En la metodología desarrollada corresponden al Test 1 donde se calcularon indicadores de concentración para la capacidad de entregar CPF y CSF. Tal como fue discutido en el Informe Base (Dictuc, 2019a) estos indicadores tienen una serie de deficiencias, las cuales son particularmente relevante en el caso de los mercados eléctricos. La concentración es solamente una variable de interés, siendo igualmente relevante la estructura de costos de los agentes. Es por esta razón que, en general, no se descartan las condiciones de competencia utilizando solamente estos indicadores y en la metodología planteada los resultados de estos indicadores de concentración se deben complementar con otro tipo de indicadores, como los asociados a rentas pivotaes, que sí consideran elementos operacionales y de costos del sistema eléctrico.

Dentro del resultado más interesante del cálculo de estos indicadores de concentración está el valor que se obtiene para CPF del indicador RSI. Dicho valor entrega luces de una potencial alta concentración en este mercado. Es importante recalcar que el indicador RSI sólo arroja falsos positivos, por lo tanto es un indicador apropiado 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. Por lo tanto, como se mencionó, se hace crítico evaluar el impacto de estos niveles de concentración utilizando indicadores que sí consideran la estructura de costos.

4.2 Test 2: Indicadores de Rentas Pivotales

Esta Sección presenta la actualización de los resultados del análisis técnico económico en base a las definiciones de producto según la Resolución Exenta N°801. Se incluyen los resultados de las simulaciones para cuatro semanas base, junto con el análisis en base a la metodología de rentas pivotaes. Adicionalmente, se incluyen los resultados de simulaciones y rentas pivotaes para distintas sensibilidades respecto al Caso Base.

4.2.1 Simulaciones Base (RE801)

Esta Sección presenta los resultados para cuatro semanas del año para una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% (Media Seca). En particular, se presentan un análisis de índices pivotaes, las asignaciones de reserva e índices de concentración de mercado. Para la asignación de reservas, se presentan las firmas con una mayor participación de forma individual, mientras que las demás empresas con participaciones menores se agrupan en la categoría “Otros”.

I. Índices Pivotaes

Para el estudio de condiciones de competencia, los índices asociados al cálculo de rentas pivotaes entregan información sobre el potencial para el ejercicio de poder de mercado. Estos indicadores tienen la ventaja de no depender de la estimación de *bids*, sino que toman en consideración los impactos de la estructura de costos intrínseca del sistema conjunto de energía y reservas así como restricciones operacionales relevantes.

Esta Sección presenta los índices asociados a rentas pivotaes a nivel sistémico en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas con la consideración del sistema hídrico y de transmisión en detalle. La metodología de análisis de rentas pivotaes corresponde a la presentada en la Sección 3.2. Cabe destacar que para este cálculo de rentas pivotaes no se consideran las *bids* de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva.

A continuación se presenta un resumen de las rentas pivotaes discutidas previamente a través de los indicadores Rentas Pivotaes Totales (RPT) y Rentas Pivotaes de Poder de Mercado totales (RPPMT) para cada semana representativa considerando los recursos del sistema según la definición del producto del Caso Base.

Tabla 4.3. Índice RPT para cuatro semanas.

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CPF	9.271	7.322	8.149	11.296
CSF-Down	1.893	0.004	1.013	0.535
CSF-Up	0.555	1.113	1.637	0.856

Tabla 4.4. Índice RPPMT para cuatro semanas.

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CPF	8.107	6.332	6.933	9.688
CSF-Down	1.893	0.004	1.013	0.535
CSF-Up	0.490	0.377	1.338	0.529

Finalmente, la Tabla 4.5 muestra el resumen de las rentas pivotaes para cada uno de los productos considerando todo el conjunto de semanas representativas. Los indicadores en general muestran valores que permitirían descartar condiciones de competencia para el mercado de CPF. Por otro lado, los valores obtenidos para los mercados de CSF resultan significativamente menores, por lo que no se descartan condiciones de competencia en dichos mercados. Sin embargo, se hace relevante en una futura implementación de estas subastas, reglas de subastas y monitoreo de condiciones de competencia que permitan hacerse cargo de la naturaleza dinámica, y altamente dependiente de condiciones operacionales, de dichas condiciones de competencia.

Tabla 4.5. Resumen índices para Caso Base.

	RPM	RPPMT
CPF	9.11	7.84
CSF-Down	0.86	0.86
CSF-Up	1.04	0.65

4.2.2 Sensibilidad CEN

En este escenario se analiza la sensibilidad a la definición de los productos de CPF y CSF propuesta por el Coordinador Eléctrico Nacional. Los resultados muestran cómo la definición propuesta empeora las condiciones de competencia para CSF y las mejora para el caso de CPF. Estos resultados muestran el impacto de la definición de los productos en las condiciones de competencia. Por lo tanto al definir productos para estos mercados se hace necesario ponderar las necesidades operacionales de las definiciones, que permitan una operación segura, y su impacto en las condiciones de competencia.

I. Índices Pivotales

Tabla 4.6. Resumen índices para Caso Base y sensibilidad CEN.

Definición RE801			Propuesta CEN		
Producto	RPM	RPPMT	Producto	RPM	RPPMT
CPF	9.11	7.84	CPF-Down	1.98	1.98
			CPF-Up	1.45	0.41
CSF-Down	0.86	0.86	CSF-Down	1.33	1.33
CSF-Up	1.04	0.65	CSF-Up	1.21	0.54

4.2.3 Sensibilidad de Hidrología

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para los productos de CPF y CSF, en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas, modelación detallada del SEN considerando transmisión y sistema hídricos y la metodología de rentas pivotaes. Cabe destacar que para este cálculo no se consideran las bids de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva.

En particular, se realizaron simulaciones considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre bajo distintos niveles de probabilidad de excedencia para el valor del recurso hídrico. Para esto se consideró el valor del agua embalsada para escenarios de hidrología Húmeda (PE20), Media-Húmeda (PE50), Media-Seca (PE90) y Seca (PE95). Esta sensibilidad modifica directamente el costo variable de los oferentes que componen la red hídrica, al variar el valor del agua disponible en los embalses correspondientes.

Los resultados muestran el impacto de las condiciones hidrológicas en las condiciones de competencia, particularmente para CSF donde en años con hidrología PE20 los indicadores de rentas pivotaes son mucho más bajos que para años con hidrología PE95.

I. Índices Pivotaes

Tabla 4.7. Resumen índices para sensibilidad de hidrología

	PE20		PE50	
Producto	RPM	RPPMT	RPM	RPPMT
CPF	7.96	6.83	8.01	6.85
CSF-Down	0.05	0.05	0.22	0.22
CSF-Up	1.36	0.50	1.39	0.67

	PE90		PE95	
Producto	RPM	RPPMT	RPM	RPPMT
CPF	9.11	7.84	7.21	6.01
CSF-Down	0.86	0.86	1.91	1.91
CSF-Up	1.04	0.65	1.20	0.82

4.2.4 Sensibilidad de Requerimiento

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para los productos de CPF y CSF, en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas, modelación detallada del SEN considerando transmisión y sistema hídricos y la metodología de rentas pivotaes. Cabe destacar que para este cálculo no se consideran las *bids* de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva.

En particular, se realizaron simulaciones para una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre bajo distintos niveles de requerimiento para los productos de SSCC. Esta sensibilidad solo modifica los requerimientos de los productos de CSF y CTF, por lo que el requerimiento de CPF, los oferentes y capacidades se mantienen intactos respecto al Caso Base. A continuación se detallan los requerimientos provistos por el coordinador y utilizados en esta sensibilidad.

Tabla 4.8. Requerimientos de reserva para el CSF y CTF

Bloque	Requerimiento de Reservas para el CSF del SEN	Requerimiento de Reservas para el CTF del SEN
Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	+124 MW / -122 MW	+158 MW / -154 MW
Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	+159 MW / -169 MW	+184 MW / -207 MW
Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	+120 MW / -122 MW	+143 MW / -156 MW
Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	+202 MW / -189 MW	+234 MW / -202 MW

I. Índices Pivotaes

Los resultados muestran el impacto en las condiciones de competencia al cambiar el requerimiento. Por lo tanto, al igual para el caso de nuevas definiciones de productos que impactan la capacidad de los oferentes, nuevos requerimientos deben ponderar las necesidades técnicas que aseguren una operación segura y confiable con el impacto en la condiciones de competencia.

Tabla 4.9. Resumen índices para sensibilidad de requerimiento.

Producto	RE801 Requerimiento base		RE801 Requerimiento 1	
	RPM	RPPMT	RPM	RPPMT
CPF	9.11	7.84	9.07	7.81

CSF-Down	0.86	0.86	1.02	1.02
CSF-Up	1.04	0.65	1.25	0.69

Adicionalmente se realizó una segunda sensibilidad de requerimiento, donde se utilizaron otros valores provistos por el coordinador y que se muestran a continuación.

Tabla 4.10. Requerimientos de reserva para el CSF y CTF.

Bloque	Requerimiento de Reservas para el CSF del SEN	Requerimiento de Reservas para el CTF del SEN
Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	±180 MW	+102 MW / -96 MW
Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	±180 MW	+163 MW / -196 MW
Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	±180 MW	+83 MW / -98 MW
Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	±180 MW	+256 MW / -211 MW

Tabla 4.11. Resumen índices para sensibilidad de requerimiento adicional.

Producto	RE801 Requerimiento base		RE801 Requerimiento 2	
	RPM	RPPMT	RPM	RPPMT
CPF	9.11	7.84	9.04	7.80
CSF-Down	0.86	0.86	1.53	1.53
CSF-Up	1.04	0.65	1.56	0.91

4.2.5 Sensibilidad de Potenciales Oferentes de CPF

Esta sensibilidad modifica los oferentes y capacidades para proveer el producto de CPF, considerando los potenciales oferentes de este servicio disponibles en el archivo “Aportes 2min_5min_050919_SAO.xlsx” proporcionado por el Coordinador.

Los resultados muestran el impacto que tiene al aumentar los potenciales oferentes en CPF en las condiciones de competencia del producto, tanto para la definición de la RE801 como para la definición propuesta por el CEN.

I. Índices Pivotales

Tabla 4.12. Resumen índices para sensibilidad de potenciales oferentes para CPF

Producto	RE801 CPF habilitado		RE801 CPF potencial	
	RPM	RPPMT	RPM	RPPMT
CPF	9.11	7.84	2.23	1.27
CSF-Down	0.86	0.86	0.74	0.74
CSF-Up	1.04	0.65	1.01	0.61

Tabla 4.13. Resumen índices para sensibilidad de potenciales oferentes para CPF

Producto	CEN CPF habilitado		CEN CPF potencial	
	RPM	RPPMT	RPM	RPPMT
CPF-Down	1.98	1.98	0.67	0.67
CPF-Up	1.45	0.41	1.41	0.60
CSF-Down	1.33	1.33	1.29	1.29
CSF-Up	1.21	0.54	1.08	0.46

4.2.6 Sensibilidad de Potenciales Oferentes ERNC

Esta sensibilidad considera los oferentes ERNC para CSF según información provista por el Coordinador considerando una rampa para AGC de 20 MW/min. Para el caso de CPF se utilizó como supuesto el uso de los mismos oferentes que CSF pero con una capacidad de 0%, 5% y 10% de sus respectivas potencias máximas.

Los resultados muestran el impacto que pueden tener tecnologías ERNC en la provisión de SSCC mejorando los indicadores de rentas pivotaes tanto para CPF como para CSF. Estos resultados reafirman la necesidad de que todas las tecnologías disponibles puedan participar en estos mercados.

I. Índices Pivotaes

Tabla 4.14. Resumen índices para sensibilidad de potenciales oferentes ERNC para CPF y CSF

	RE801 Caso Base		RE801 participación ERNC CSF y 0% CPF	
Producto	RPM	RPPMT	RPM	RPPMT
CPF	9.11	7.84	9.11	7.84
CSF-Down	0.86	0.86	0.24	0.24
CSF-Up	1.04	0.65	1.01	0.62

	RE801 participación ERNC CSF y 5% CPF		RE801 participación ERNC CSF y 10% CPF	
Producto	RPM	RPPMT	RPM	RPPMT
CPF	4.13	2.84	3.26	1.97
CSF-Down	0.28	0.28	0.27	0.27
CSF-Up	0.93	0.55	0.93	0.55

4.3 Simulaciones Técnico-Económicas

Se realizan simulaciones técnico-económicas de la operación del sistema eléctrico bajo un esquema de co-optimización de energía y reservas. La operación del sistema eléctrico es representado usando el modelo de predespacho presentado en la Sección 2.2. Adicionalmente, para poder simular la operación se requiere una estimación de los bids de los oferentes, descrita en la Sección 3.3. Es importante recalcar que el objetivo de estas simulaciones no es predecir el comportamiento de los agentes sino que entender los posibles impactos en la operación del sistema eléctrico al utilizar un esquema de co-optimización con ofertas para los SSCC. Adicionalmente, mediante sensibilidades de estos bids, se analizan posibles impactos de escenarios colusivos o estratégicos los cuales entregan robustez a las conclusiones del estudio. En particular, es de esperar que en aquellos mercados con rentas pivotaes bajas, el impacto de dichos comportamientos en la asignación y costos de operación sea menor que en aquellos mercados donde dichas rentas pivotaes sean altas. Lo cual se confirma en las simulaciones realizadas de la operación del sistema. Sin embargo, dichos incentivos, **no son utilizados como elemento central** para el descarte de las condiciones de competencia. Son solamente utilizados para analizar la robustez de los resultados.

4.3.1 Simulaciones Base (RE801)

I. Asignación Porcentual de Reservas

Los siguientes resultados muestran distintas asignaciones para las semanas consideradas, en base a una realización específica de los *bids* de cada agente y con una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% para el Caso Base bajo estudio. Estos indicadores permiten tener una noción aproximada, sujeta a los supuestos realizados para la construcción de los bids de los agentes, del impacto del mercado de SSCC. Se recalca que estos resultados representan un ejercicio teórico y su objetivo no es pronosticar el comportamiento de los agentes ni el resultado del proceso.

a. CPF-Up

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CPF-Up a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho para la provisión de SSCC.

Tabla 4.15. Asignación porcentual total de CPF - Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	AES GENER	45.75	AES GENER	48.59	AES GENER	45.93	AES GENER	48.73
2	ENEL GENERACION	26.54	ENEL GENERACION	19.09	ENEL GENERACION	22.15	ENEL GENERACION	25.37
3	ENGIE	17.19	ENGIE	18.64	ENGIE	18.95	ENGIE	20.24
4	COLBUN	10.38	COLBUN	13.68	COLBUN	12.96	COLBUN	5.67
5	TAMAKAYA ENERGIA	0.14	TAMAKAYA ENERGIA	0	TAMAKAYA ENERGIA	0	TAMAKAYA ENERGIA	0
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0	Otros	0

Se observa que para este servicio y para este escenario de ofertas, las tres compañías con mayor asignación se mantienen a través de casi la totalidad del año (AES Gener, Enel Generación y Engie). Además, la participación conjunta de las tres compañías con mayor asignación varía entre el 85% y 94% del total de requerimiento. Se destaca de forma particular que para estas simulaciones la empresa AES Gener se adjudica sobre el 45% de la totalidad del producto en todas las semanas consideradas. Este resultado entrega señales sobre la posible concentración existente dada la estructura y las ofertas estimadas, lo que refuerza la necesidad de un monitoreo de corto plazo.

b. CPF-Down

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CPF-Down a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho para la provisión de SSCC.

Tabla 4.16. Asignación porcentual total de CPF - Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	AES GENER	47.36	AES GENER	49.04	AES GENER	48.49	AES GENER	48.81
2	ENEL GENERACION	26.44	ENEL GENERACION	18.75	ENEL GENERACION	19.06	ENEL GENERACION	24.78
3	ENGIE	17.19	ENGIE	18.59	ENGIE	18.88	ENGIE	20.2
4	COLBUN	8.89	COLBUN	13.62	COLBUN	13.57	COLBUN	6.21
5	TAMAKAYA ENERGIA	0.12	TAMAKAYA ENERGIA	0	TAMAKAYA ENERGIA	0	TAMAKAYA ENERGIA	0
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0	Otros	0

Al igual que en CPF-Up, se observa que para este servicio y para este escenario de ofertas, las tres compañías con mayor asignación se mantienen a través de casi la totalidad del año (AES Gener, Enel

Generación y Engie). Además, la participación conjunta de las tres compañías con mayor asignación y Colbún supera para todos los meses el 99%. Se destaca de forma particular que para estas simulaciones la empresa AES Gener se adjudica sobre el 47% de la totalidad del producto en todas las semanas consideradas.

c. CSF-Up

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CSF-Up a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho para la provisión de SSCC.

Tabla 4.17. Asignación porcentual total de CSF - Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	ENGIE	60.99	ENGIE	45.24	COLBUN	84.2	COLBUN	52.79
2	ENEL GENERACION	21.32	COLBUN	38.49	ENEL GENERACION	9.84	ENGIE	32.54
3	COLBUN	17.49	ENEL GENERACION	14.81	ENGIE	5.06	ENEL GENERACION	14.51
4	AES GENER	0.19	AES GENER	1.46	GENERADORA METROPOLITANA	0.89	GENERADORA METROPOLITANA	0.1
5	GENERADORA METROPOLITANA	0	GENERADORA METROPOLITANA	0	AES GENER	0	AES GENER	0.06
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0	Otros	0

Para este servicio se observa que la asignación conjunta de las tres principales compañías (Engie, Enel Generación y Colbún) supera un 98% para todas las semanas simuladas. A diferencia de los casos anteriores, se observa que la participación de una cuarta empresa es prácticamente nula y varía entre AES Gener y Generadora Metropolitana según la semana representativa considerada. También resulta relevante destacar que existen escenarios donde la participación de una sola empresa supera ampliamente el 50% del total del requerimiento.

d. CSF-Down

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CSF-Down a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho para la provisión de SSCC.

Tabla 4.18. Asignación porcentual total de CSF - Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	ENEL GENERACION	62.75	COLBUN	51.89	ENEL GENERACION	82.3	ENEL GENERACION	71.74
2	COLBUN	32.45	ENEL GENERACION	30.32	COLBUN	16.95	COLBUN	26.87
3	ENGIE	4.43	ENGIE	17.79	GENERADORA METROPOLITANA	0.6	ENGIE	0.88
4	AES GENER	0.37	AES GENER	0	ENGIE	0.15	AES GENER	0.26
5	GENERADORA METROPOLITANA	0	GENERADORA METROPOLITANA	0	AES GENER	0	GENERADORA METROPOLITANA	0.25
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0	Otros	0

Para este servicio se observa que la asignación conjunta de las tres principales compañías (Engie, Enel Generación y Colbún) supera un 99% para todas las semanas simuladas. A diferencia de los casos anteriores, se observa que la participación de Engie presenta mayor variación entre las semanas representativas y la aparición de hasta 5 empresas asignadas para el producto para la semana de Octubre. Pese a lo anterior, aún se observa una gran concentración de la asignación en las empresas más grandes, existiendo escenarios donde la participación de una sola empresa supera ampliamente el 50% del total del requerimiento.

II. Índice HHI

A continuación, y por completitud, se presenta el índice HHI de concentración de mercado a nivel sistémico para la provisión de SSCC a través de las semanas representativas utilizadas. En este caso el indicador se calcula en base al despacho esperado. Recalcamos el hecho que el indicador HHI tiene grandes deficiencias para analizar condiciones de competencia en mercados con la complejidad del eléctrico.

Tabla 4.19. Índice HHI por producto y semana representativa.

Producto	Enero	Abril	Julio	Octubre
CPF-Up	3200.58	3260.01	3127.79	3459.74
CPF-Dn	3316.54	3287.64	3255.17	3442.8
CSF-Dn	5010.31	3928.28	7061.48	5870.27
CSF-Up	4481.05	3749.6	7213.58	4055.99

4.3.2 Sensibilidad CEN

I. Asignación Porcentual de Reservas

Los siguientes resultados muestran distintas asignaciones para las semanas consideradas, en base a una realización específica de los *bids* de cada agente y con una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% para el Caso Base bajo estudio. Adicionalmente, en este escenario se analiza la sensibilidad a la definición de los productos de CPF y CSF propuesta por el Coordinador Eléctrico Nacional. Estos indicadores permiten tener una noción aproximada, sujeta a los supuestos realizados para la construcción de los bids de los agentes, del impacto del mercado de SSCC. Se recalca que estos resultados representan un ejercicio teórico y su objetivo no es pronosticar el comportamiento de los agentes ni el resultado del proceso.

a. CPF-Up

Tabla 4.20. Asignación porcentual total de CPF - Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	ENEL GENERACION	55.53	ENEL GENERACION	32.3	ENEL GENERACION	32.91	ENEL GENERACION	32.41
2	COLBUN	21.9	AES GENER	24.13	COLBUN	29.41	AES GENER	30.95
3	ENGIE	16.1	COLBUN	23.4	AES GENER	27.6	COLBUN	22.51
4	AES GENER	6.48	ENGIE	20.17	ENGIE	10.08	ENGIE	14.13
5	Otros	0	Otros	0	Otros	0	Otros	0

b. CPF-Down

Tabla 4.21. Asignación porcentual total de CPF - Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	ENEL GENERACION	72.15	ENEL GENERACION	71.4	ENEL GENERACION	84.65	ENEL GENERACION	79.89
2	AES GENER	12.08	COLBUN	19.94	COLBUN	13.01	COLBUN	8.83
3	COLBUN	11.1	ENGIE	8.41	ENGIE	2.35	ENGIE	5.81
4	ENGIE	4.67	AES GENER	0.25	ON-GROUP	0	AES GENER	5.46
5	Otros	0	Otros	0	Otros	0	Otros	0

c. CSF-Up

Tabla 4.22. Asignación porcentual total de CSF -Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	COLBUN	54.21	COLBUN	61.17	COLBUN	73.4	COLBUN	57.45
2	ENEL GENERACION	21.27	ENGIE	22.53	ENEL GENERACION	13.32	ENEL GENERACION	17.62
3	ENGIE	16.68	ENEL GENERACION	8.82	ENGIE	7.83	ENGIE	16.77
4	AES GENER	7.84	AES GENER	7.48	AES GENER	4.4	AES GENER	7.8
5	GENERADORA METROPOLITANA	0	GENERADORA METROPOLITANA	0	GENERADORA METROPOLITANA	1.06	GENERADORA METROPOLITANA	0.36
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0	Otros	0

d. CSF-Down

Tabla 4.23. Asignación porcentual total de CSF - Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	ENEL GENERACION	72.8	ENEL GENERACION	68.35	ENEL GENERACION	75.16	ENEL GENERACION	73.35
2	COLBUN	23.09	COLBUN	27.95	COLBUN	23.68	COLBUN	19.14
3	AES GENER	2.08	ENGIE	3.66	ENGIE	0.92	ENGIE	5.66
4	ENGIE	2.03	AES GENER	0.03	GENERADORA METROPOLITANA	0.24	AES GENER	1.38
5	GENERADORA METROPOLITANA	0	GENERADORA METROPOLITANA	0	AES GENER	0	GENERADORA METROPOLITANA	0.48
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0	Otros	0

II. Índice HHI

A continuación, y por completitud, se presenta el índice HHI de concentración de mercado a nivel sistémico para la provisión de SSCC a través de las semanas representativas utilizadas. En este caso el indicador se calcula en base al despacho esperado. Recalcamos el hecho que el indicador HHI tiene grandes deficiencias para analizar condiciones de competencia en mercados con la complejidad del eléctrico.

Tabla 4.24. Índice HHI por producto y semana representativa.

Producto	Enero	Abril	Julio	Oct
CPF-Up	3864.2	2579.9	2811.26	2714.68
CPF-Dn	5497.15	5566.03	7340.03	6524.7
CSF-Dn	5841.61	5467.2	6210.23	5780.67
CSF-Up	3731.08	4382.9	5646.83	3952.98

4.3.3 Sensibilidades Bid Colusivo

Esta sensibilidad intenta analizar las consecuencias de un comportamiento colusivo. La metodología empleada en estas sensibilidades consistió en identificar para cada escenario base y cada servicio (CPF y CSF-Down/Up) las tres compañías con mayor participación porcentual, y luego volver a resolver el problema de predespacho, considerando esta vez que dichas compañías hacen un *bid* cuyo valor es el doble del valor original.

Los resultados muestran que existen incentivos para que se generen comportamientos colusivos en CPF, donde la mayor parte del cartel observa un aumento en sus rentas bajo este comportamiento debido a una prácticamente nula variación en la asignación. Este incentivo se reduce para el caso de CSF, ya que en este caso solo algunas empresas del cartel perciben un aumento en sus rentas, debido a que ante el comportamiento colusivo se observa una fuerte entrada de otras empresas en la asignación de este mercado. Así, en estos casos la aparición de comportamientos colusivos dependerá de la forma en que los agentes del cartel distribuyan los aumentos en las rentas, existiendo fuertes incentivos a salirse del cartel.

De las Figuras 7 a 18 se incluyen las asignaciones de energía y reservas frente a las sensibilidades de *bids* colusivos para CPF y CSF para las semana representativas de Enero y Julio. Se recalca que estos resultados representan un ejercicio teórico y su objetivo no es pronosticar el comportamiento de los agentes ni el resultado del proceso.

I. CPF

a. Enero

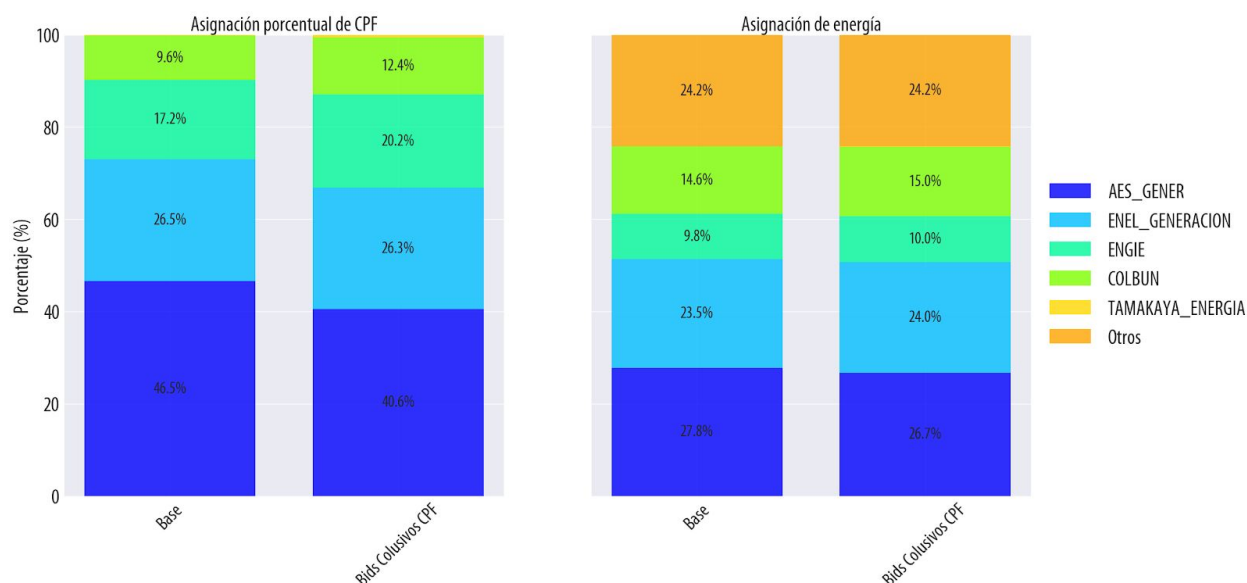


Figura 4.13. Enero - Asignación de CPF y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo.

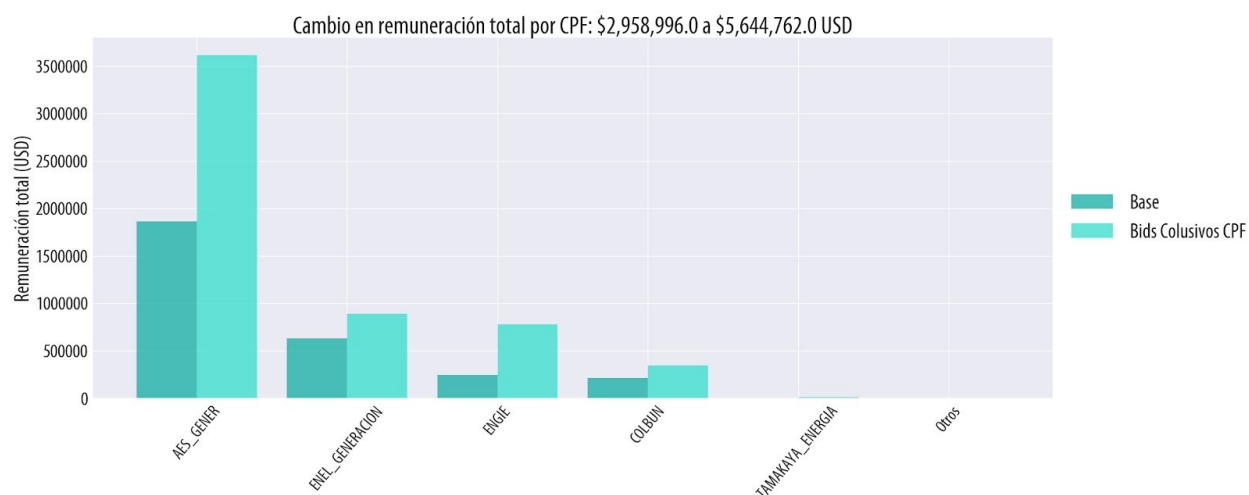


Figura 4.14. Enero - Cambio en la remuneración por CPF para la sensibilidad de doble bid colusivo.

b. Julio

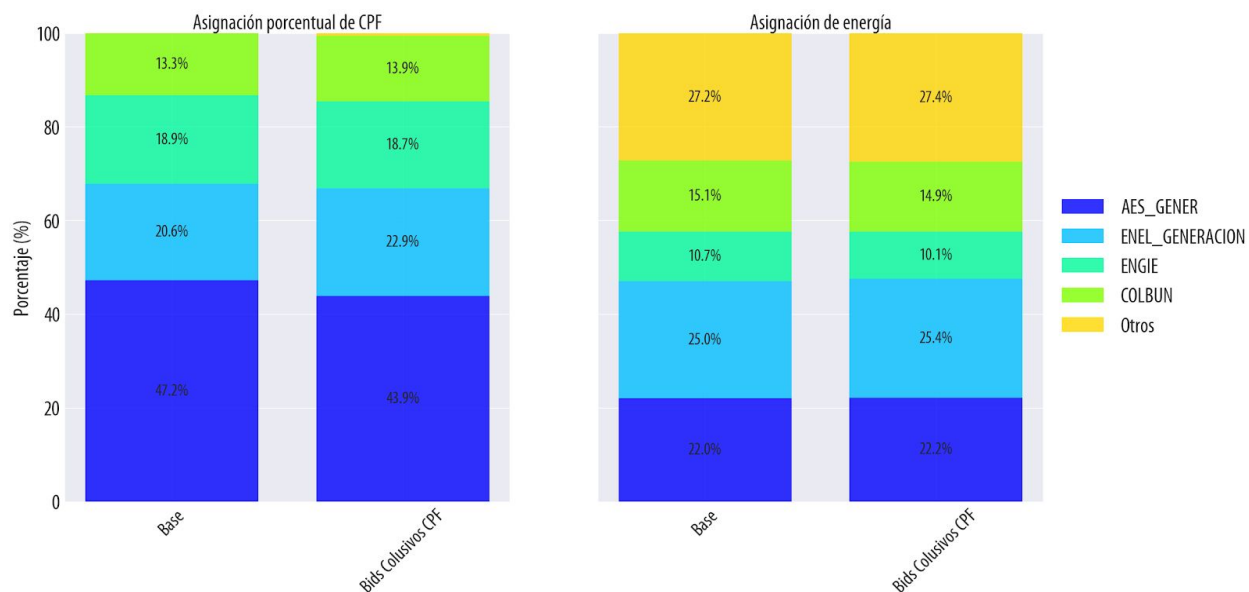


Figura 4.15. Julio - Asignación de CPF y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo.

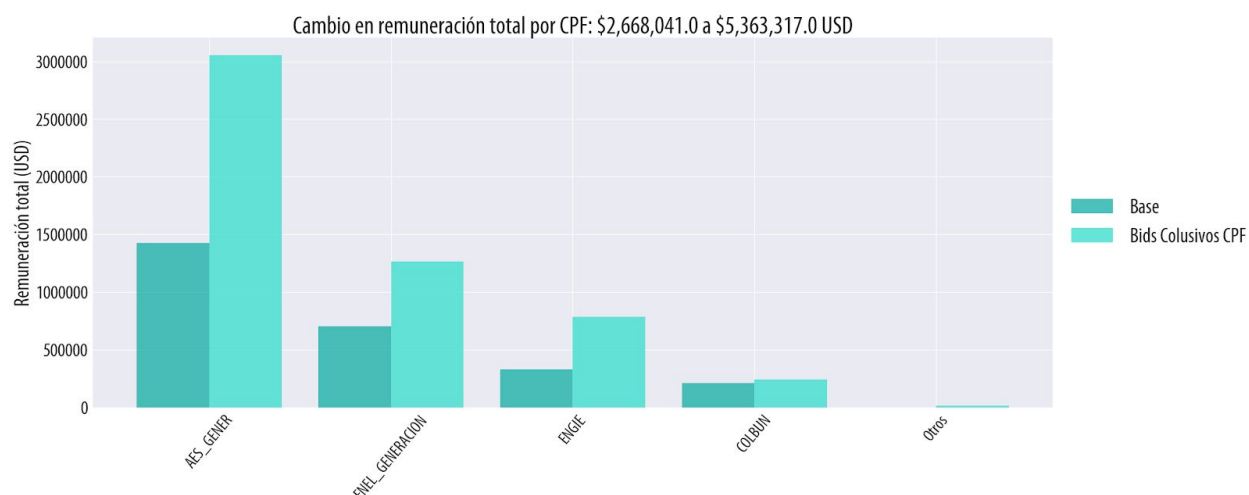


Figura 4.16. Julio - Cambio en la remuneración por CPF para la sensibilidad de doble bid colusivo.

II. CSF-Up

a. Enero

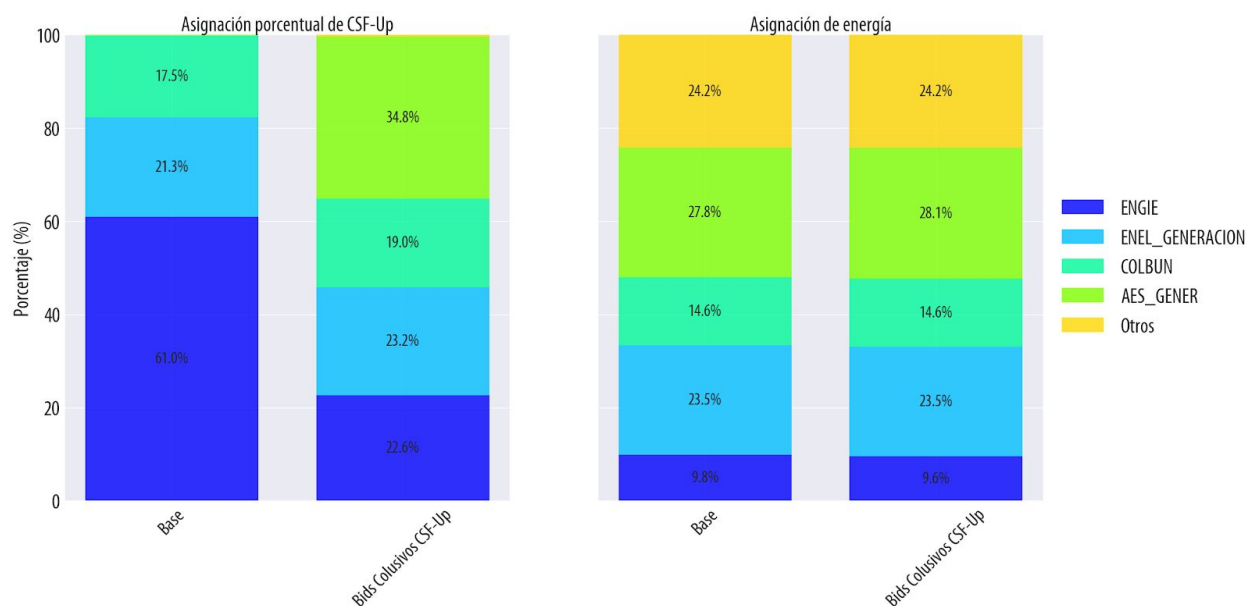


Figura 4.17. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo.

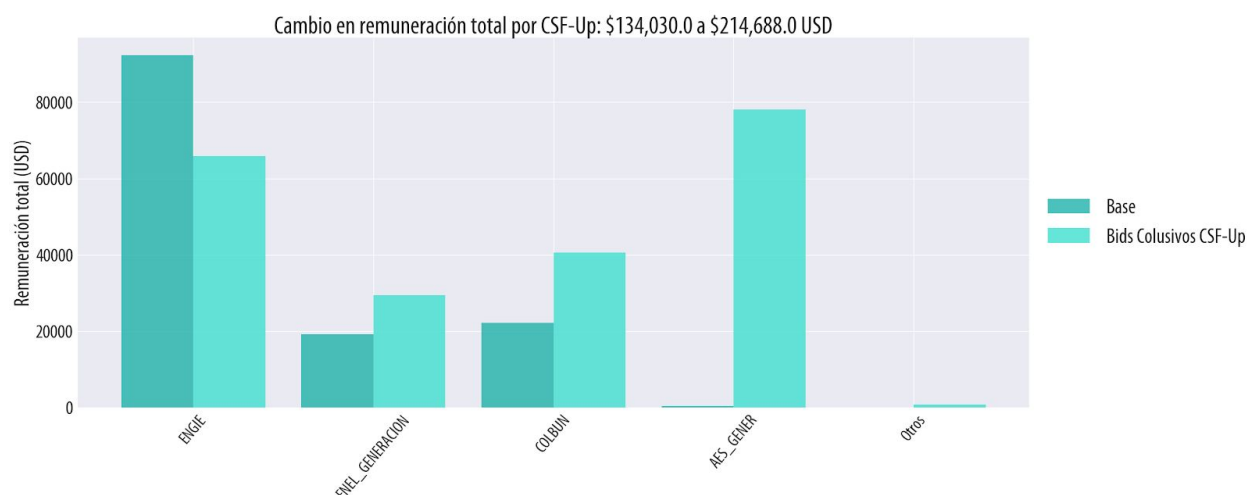


Figura 4.18. Enero - Cambio en la remuneración por CSF-Up para la sensibilidad de doble bid colusivo.

b. Julio

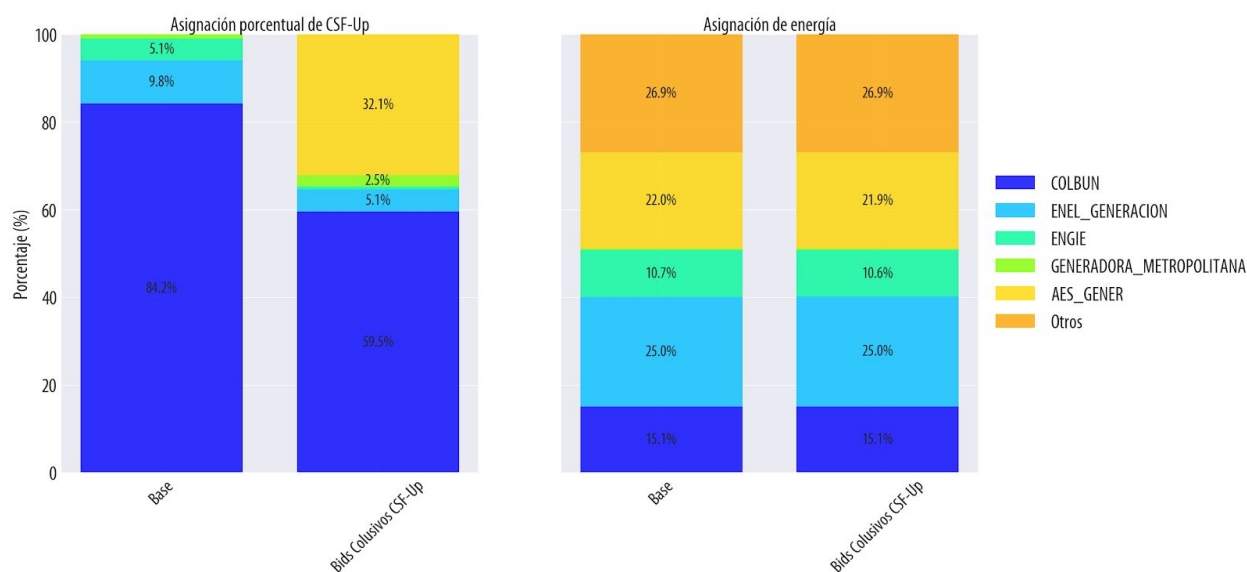


Figura 4.19. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo.

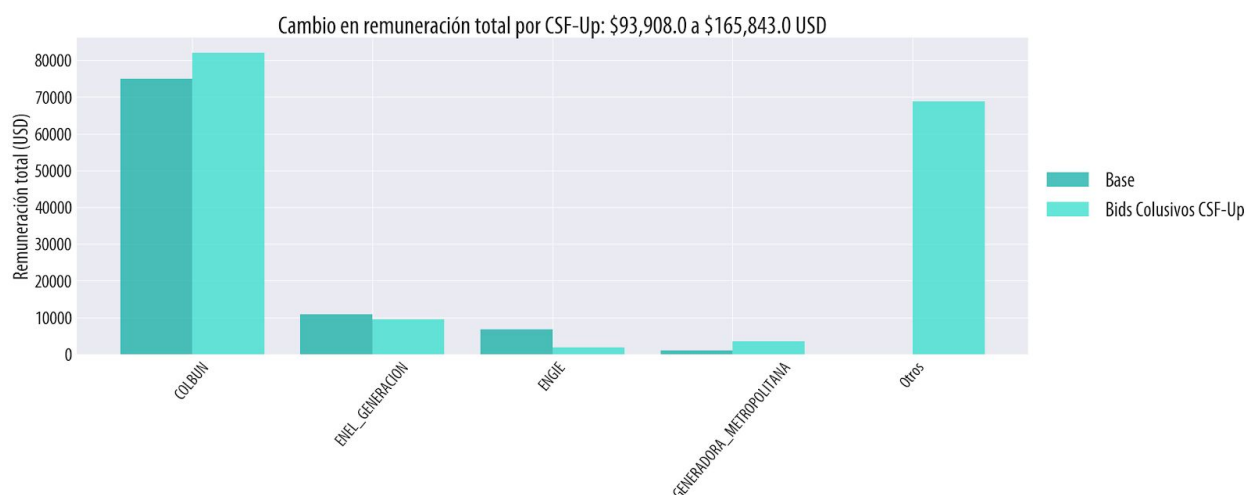


Figura 4.20. Julio - Cambio en la remuneración por CSF-Up para la sensibilidad de doble bid colusivo.

III. CSF-Dn

a. Enero

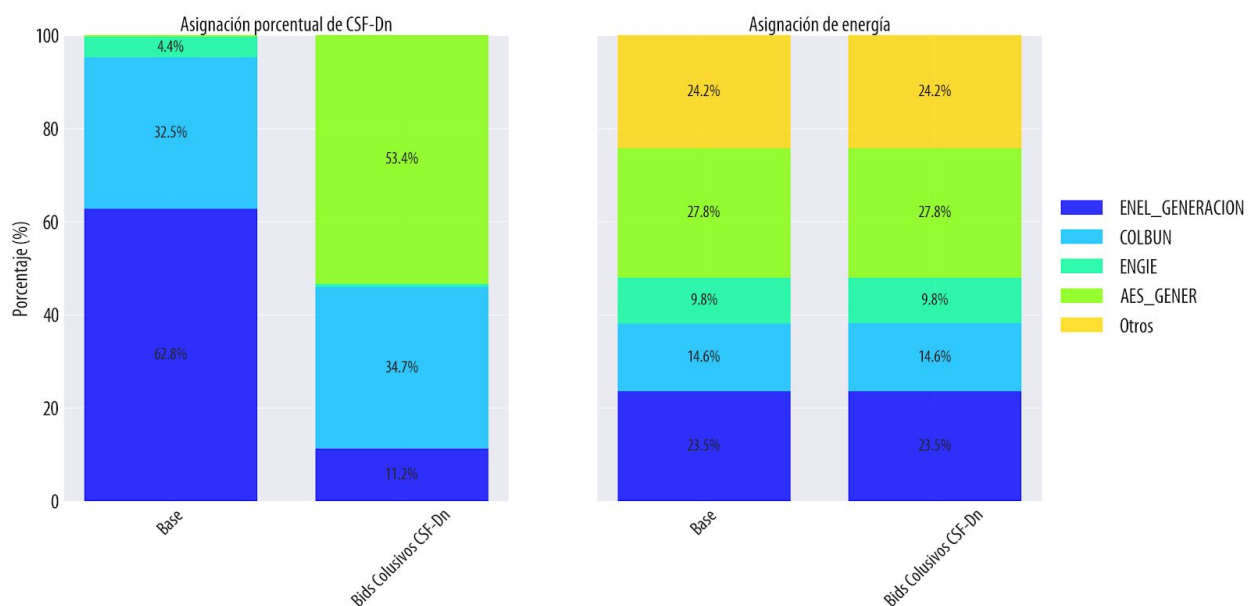


Figura 4.21. Enero - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo.

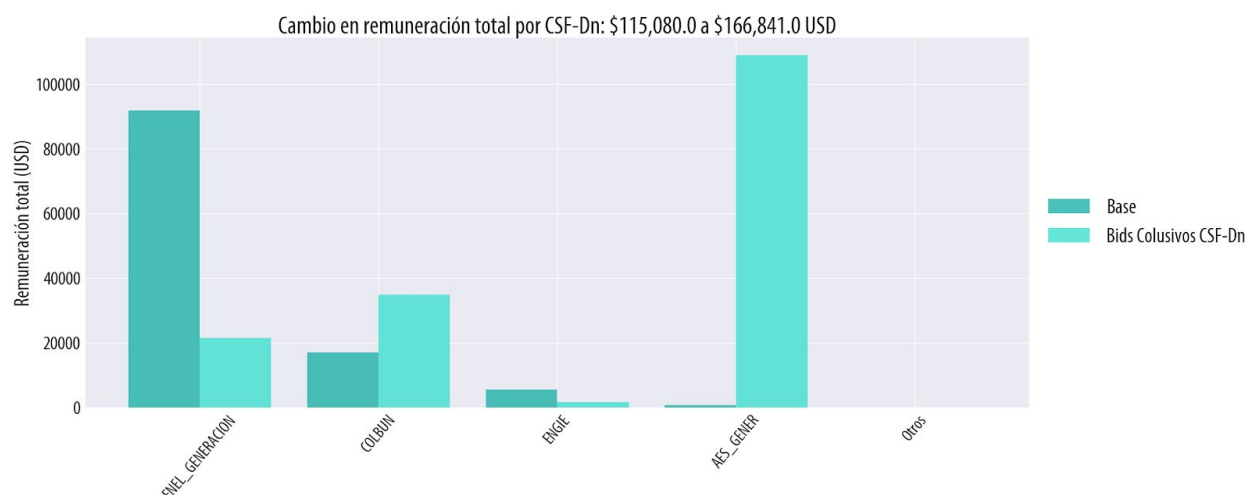


Figura 4.22. Enero - Cambio en la remuneración por CSF-Dn para la sensibilidad de doble bid colusivo.

b. Julio

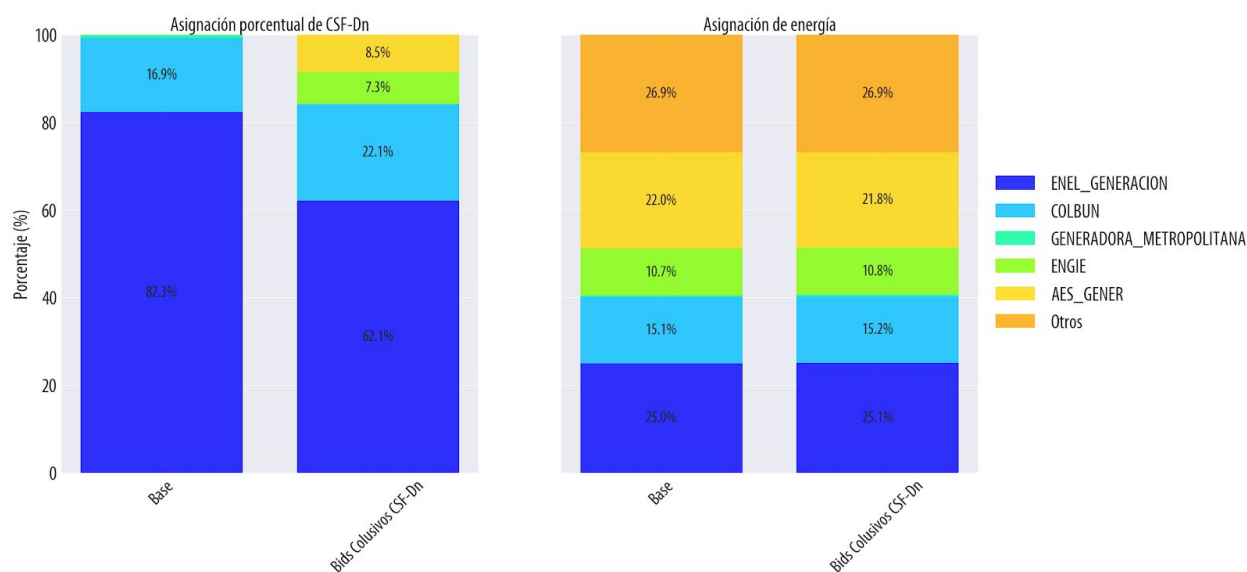


Figura 4.23. Julio - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo.

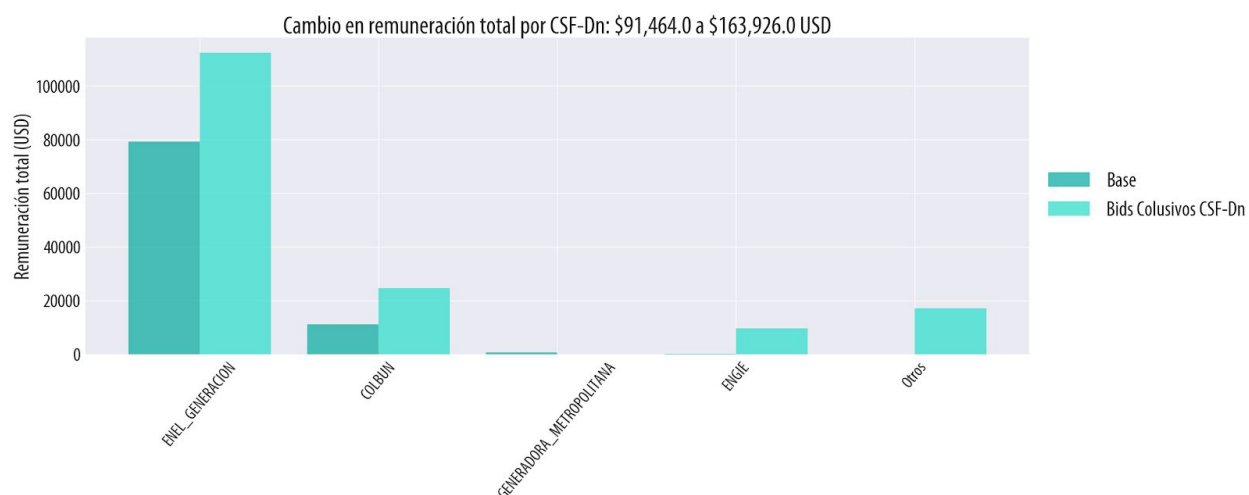


Figura 4.24. Julio - Cambio en la remuneración por CSF-Dn para la sensibilidad de doble bid colusivo.

4.3.4 Sensibilidades Bid Doble

Los resultados de las sensibilidades al comportamiento colusivo muestran que si las empresas principales en el mercado de SSCC realizan *bids* de forma coordinada el sistema puede enfrentarse a elevados costos por los distintos servicios en análisis. Sin embargo, la conclusión de este experimento es la esperada en un mercado con niveles de concentración como los observados en el caso chileno. Es por eso que el próximo experimento es menos extremo y considera sensibilidades individuales.

En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en duplicar el bid para cada una de las empresas más relevantes, por separado. De esta manera es posible analizar los incentivos para las empresas de capturar rentas no eficientes.

La conclusión es que en general no existen suficientes incentivos para que las empresas de mayor participación dupliquen sus bids en los mercados de CSF, pues al hacerlo se observa una reducción considerable en su asignación. Por otro lado, para CPF la asignación de las empresas varía levemente al realizar este ejercicio, por lo que si existirían incentivos por parte de las empresas para duplicar sus respectivas *bids*. Estos resultados se alinean con el cálculo de rentas pivotaes pues en CPF existen rentas pivotaes de poder de mercado relevantes.

De las Figuras 19 a 24 se incluyen las asignaciones de energía y reservas frente a las sensibilidades de *bids* duplicados para CPF y CSF para las semana representativas de Enero y Julio. Se recalca que estos resultados representan un ejercicio teórico y su objetivo no es pronosticar el comportamiento de los agentes ni el resultado del proceso.

I. CPF

a. Enero

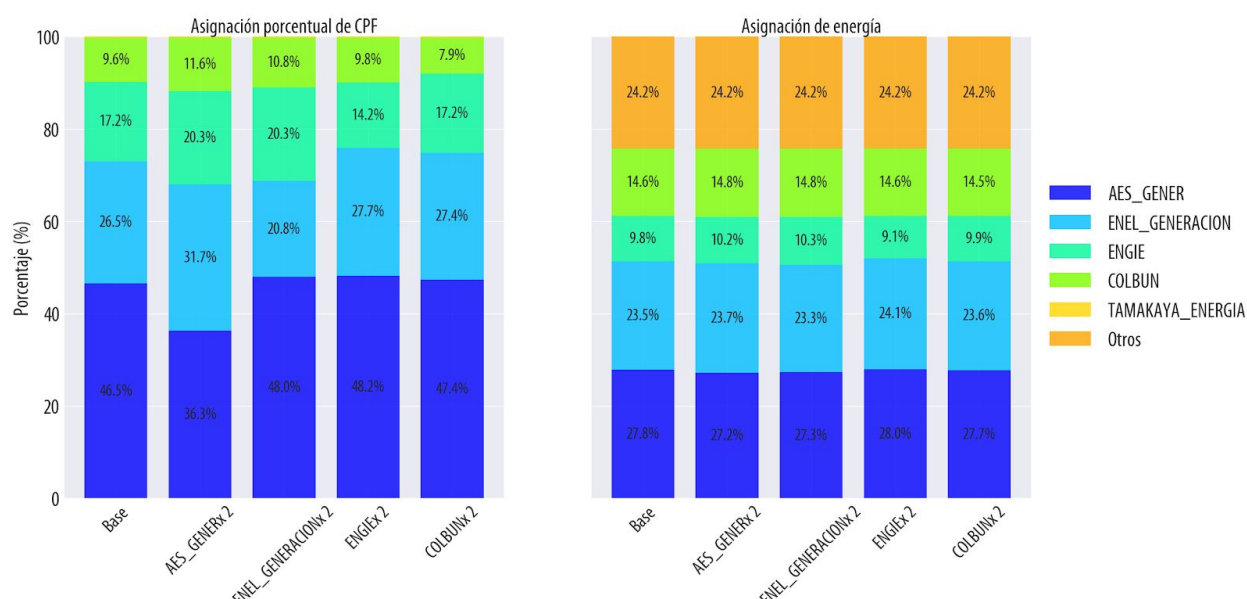


Figura 4.25. Enero - Asignación de CPF y energía para la sensibilidad de doble bid.

b. Julio

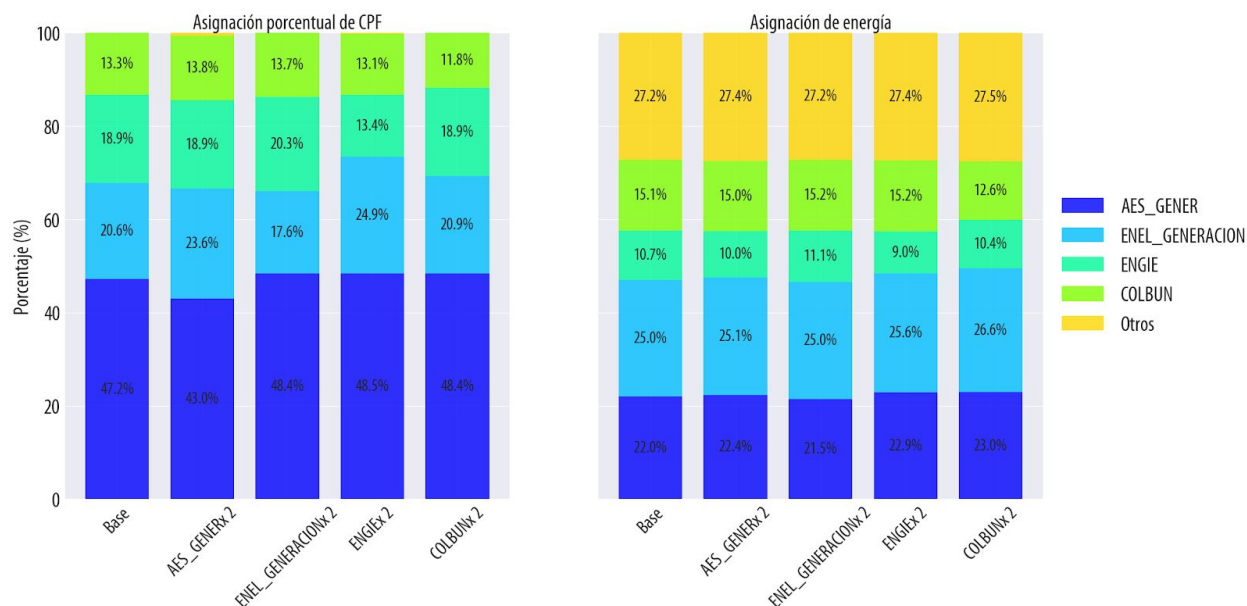


Figura 4.26. Julio - Asignación de CPF y energía para la sensibilidad de doble bid.

II. CSF-Up

a. Enero

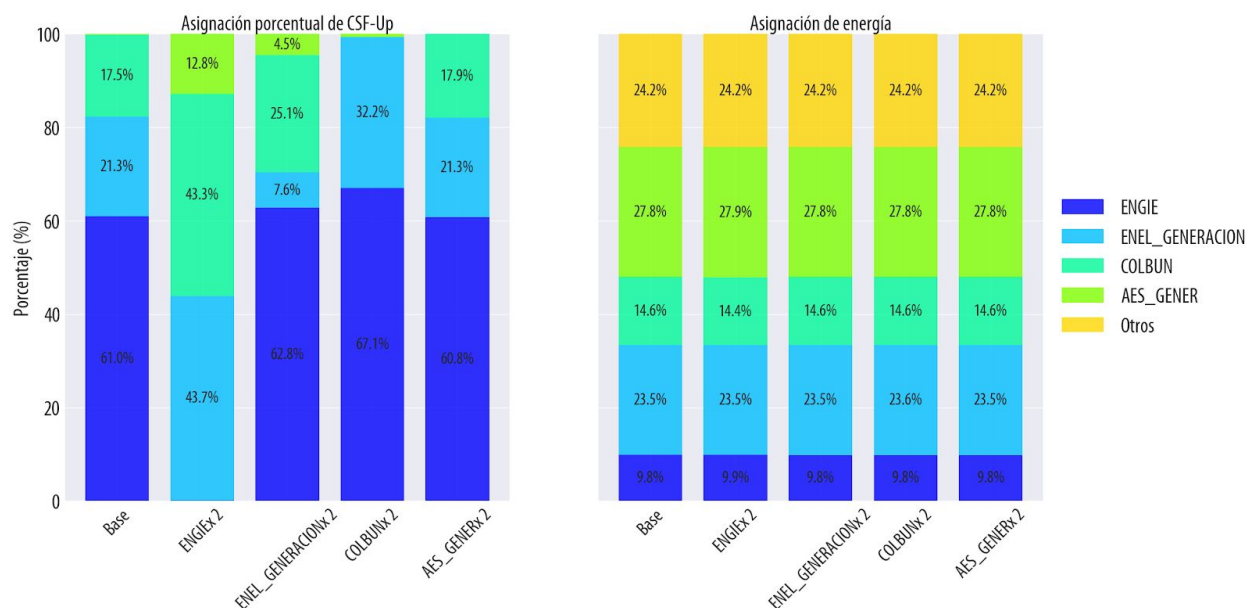


Figura 4.27. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid.

b. Julio

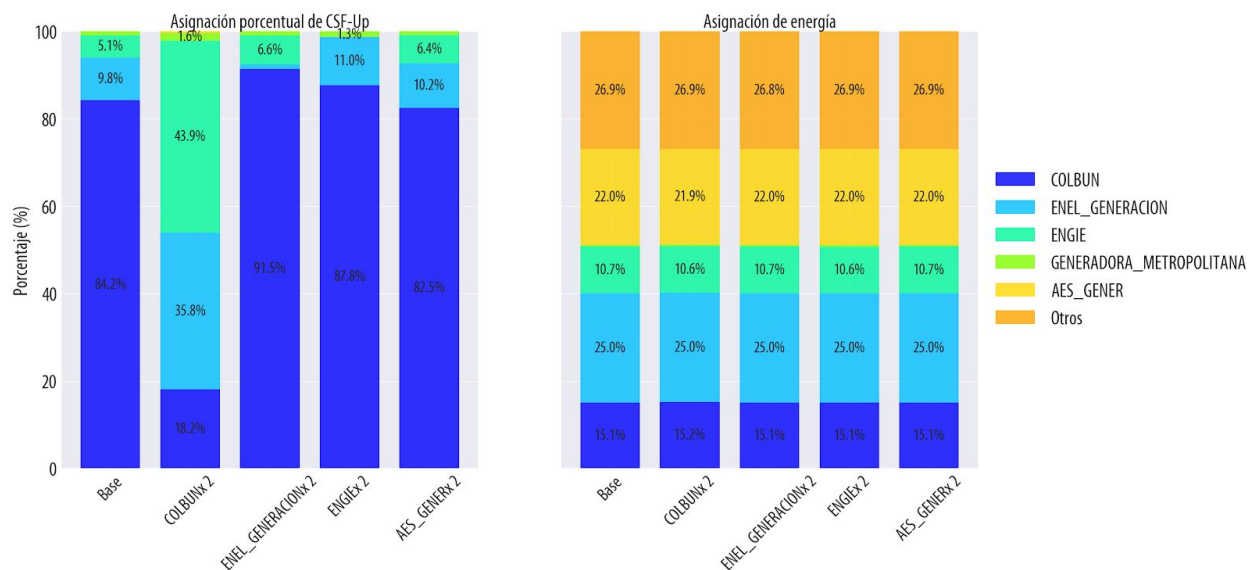


Figura 4.28. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid.

III. CSF-Dn

a. Enero

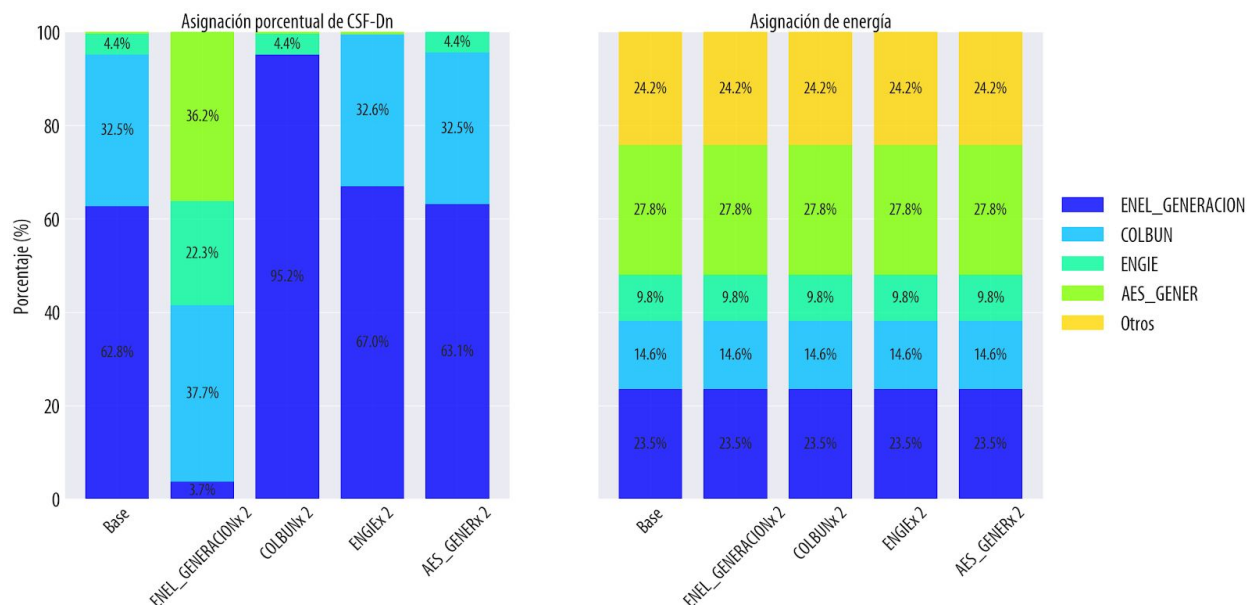


Figura 4.29. Enero - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de doble bid.

b. Julio

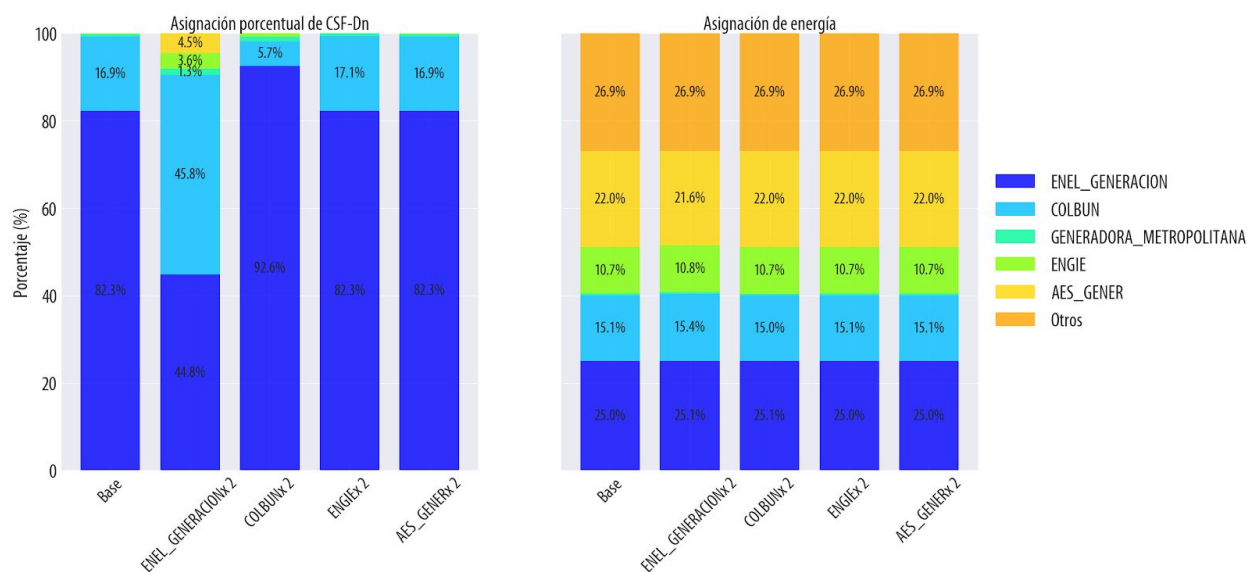


Figura 4.30. Julio - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de doble bid.

4.3.5 Sensibilidades Bid Cero

De forma adicional a la sensibilidad anterior, se presenta a continuación una sensibilidad donde se considera un *bid* nulo o de valor cero para los agentes más relevantes, por separado, a través de las distintas simulaciones. El principal interés para realizar este análisis es cuantificar el potencial impacto de este tipo de *bids* sobre la asignación de energía. De esta forma poder tener elementos para comprender el potencial impacto sobre el mercado de energía, basado en costos auditados, que pudiese tener la implementación de un mercado de SSCC con un esquema de co-optimización de energía y reservas basado en ofertas. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en llevar a un valor de cero el *bid* para cada una de las empresas más relevantes, por separado.

Las conclusiones muestran que dado el tamaño del mercado de SSCC el impacto en la asignación de energía es relativamente menor, pues las empresas consideradas aumentan su participación en el mercado de energía en menos del 1% al llevar a cero su bid. Estos resultados confirman que el impacto del mercado de SSCC en el mercado de energía es todavía marginal, principalmente debido al tamaño relativo de este mercado respecto al mercado de energía.

De las Figuras 25 a 30 se incluyen las asignaciones de energía y reservas frente a las sensibilidades de *bids* con valor cero para CPF y CSF para las semana representativas de Enero y Julio. Se recalca que estos resultados representan un ejercicio teórico y su objetivo no es pronosticar el comportamiento de los agentes ni el resultado del proceso.

I. CPF

a. Enero

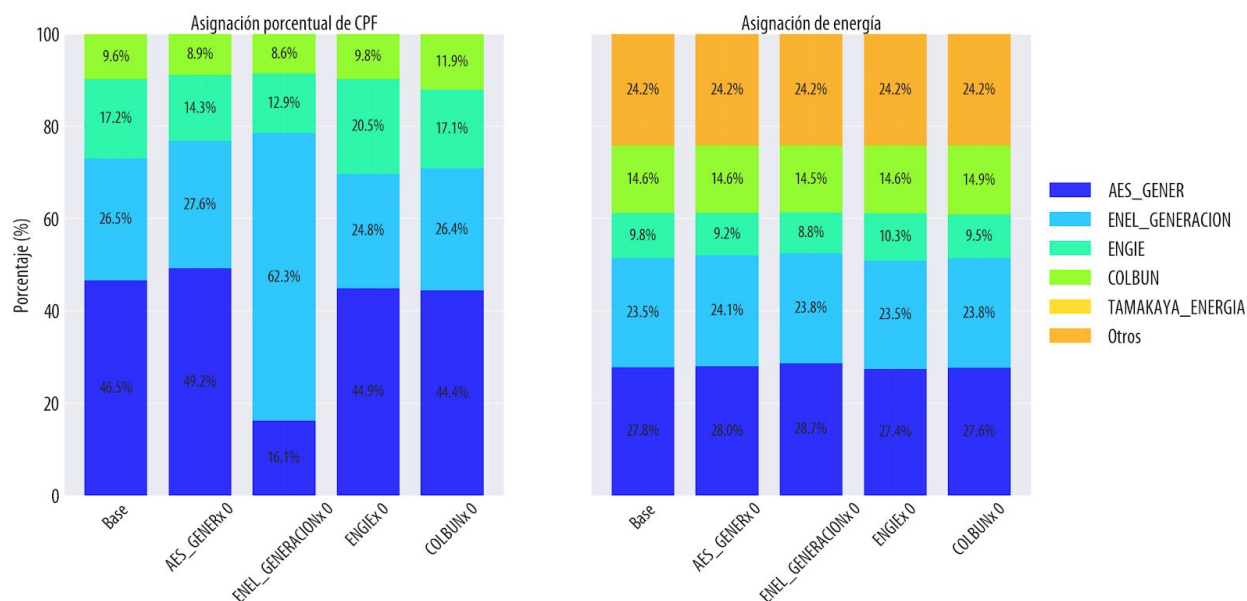


Figura 4.31. Enero - Asignación de CPF y energía para la sensibilidad de bid cero.

b. Julio

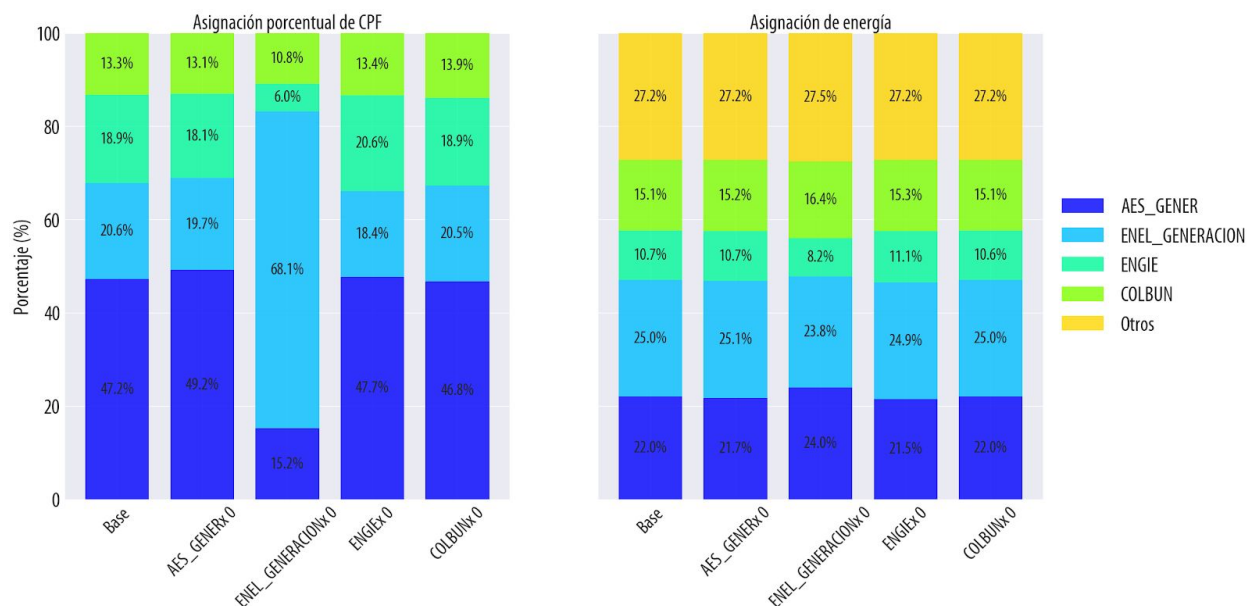


Figura 4.32. Julio - Asignación de CPF y energía para la sensibilidad de bid cero.

II. CSF-Up

a. Enero

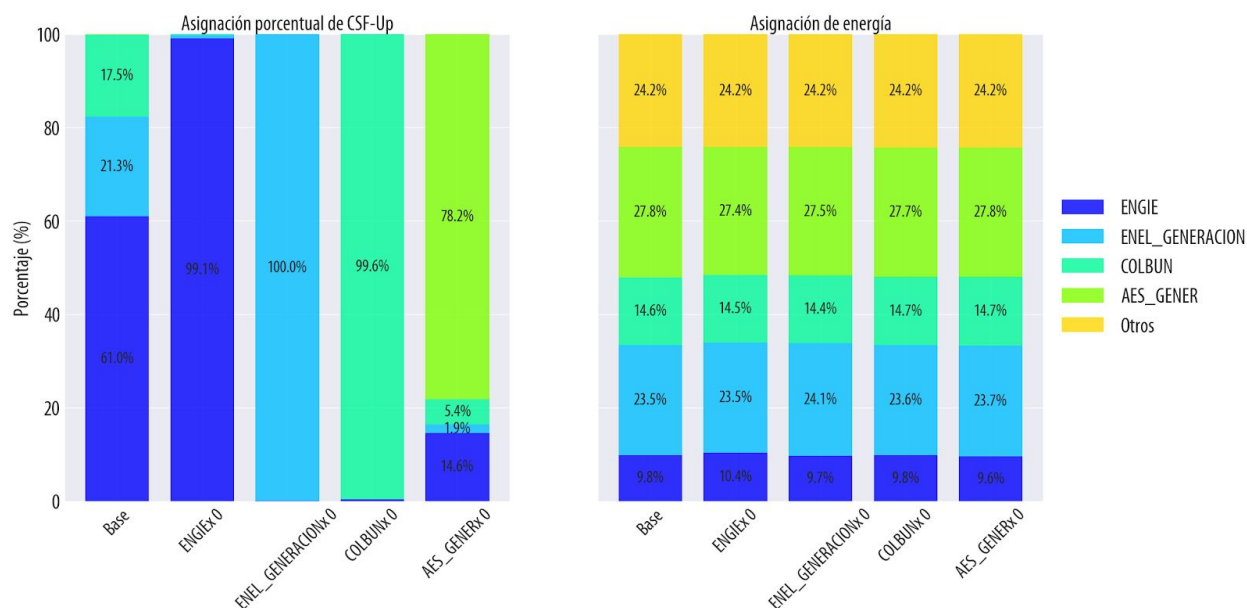


Figura 4.33. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bid cero.

b. Julio

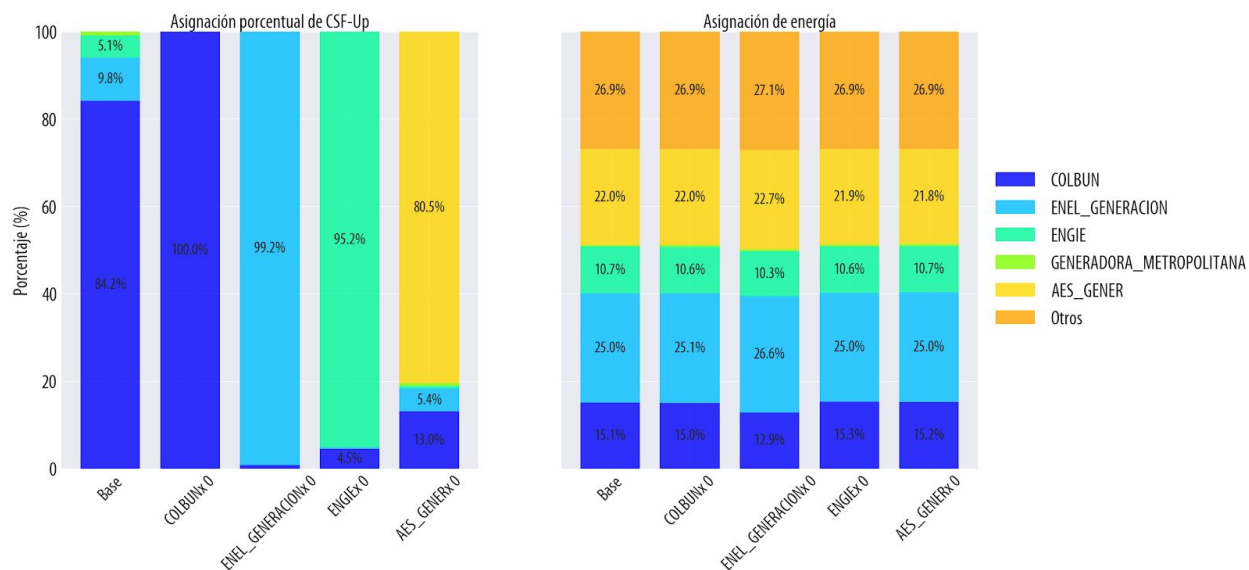


Figura 4.34. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bid cero.

III. CSF-Dn

a. Enero

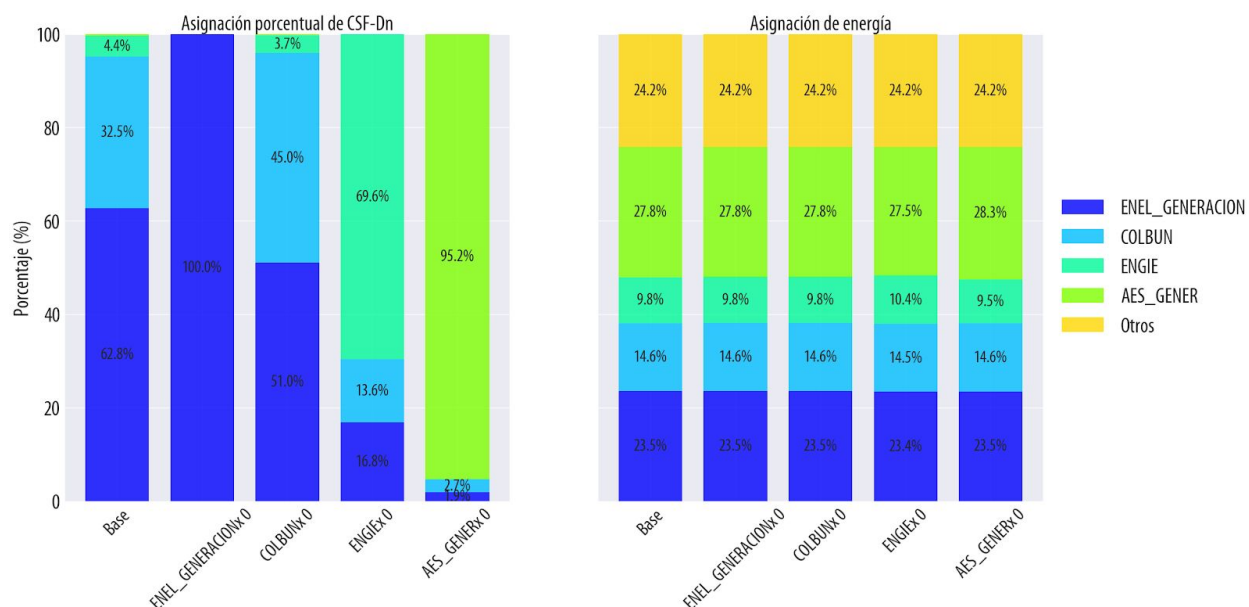


Figura 4.35. Enero - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de bid cero.

b. Julio

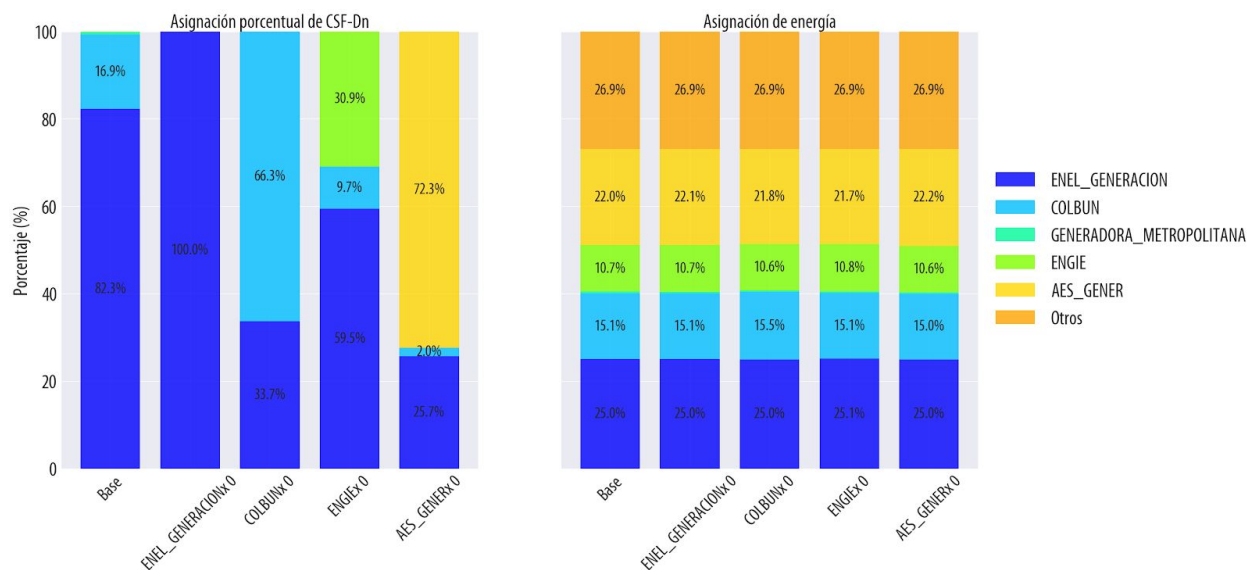


Figura 4.36. Enero - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de bid cero.

5. Conclusiones

El presente Informe es una actualización del análisis de las condiciones de competencia para los productos de servicios complementarios (SSCC) asociados al control primario (CPF) y secundario de frecuencia (CSF). Lo anterior, en base a la información actualizada de oferentes y requerimientos para cada producto asociado. Para el control terciario (CTF) no hubo cambios respecto al Informe Base (Dictuc, 2019a). De manera adicional, se presentan una serie de sensibilidades tanto en la definición de los productos como en los potenciales oferentes y los requerimientos asociados. La metodología utilizada se basa en aquella desarrollada y presentada en el Informe Base (Dictuc, 2019a). Toda la información sobre requerimientos y recursos disponibles para cada SSCC fue proporcionada y/o validada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Los resultados de los análisis permiten descartar condiciones de competencia para el Control Primario de Frecuencia (CPF), de manera similar al resultado obtenido en los informes anteriores. Para el caso del Control Secundario de Frecuencia (CSF), tanto para el caso CSF-Up y CSG-Down, los análisis no permiten descartar las condiciones de competencia, lo cual difiere de las conclusiones de la actualización previa. La principal razón que explica el cambio en las conclusiones corresponde a la modificación en los requerimientos asociados al CSF. Tal como lo reflejan los resultados de la presente actualización, cambios en la definición de los productos y sus requerimientos pueden tener impactos en las condiciones de competencia del producto asociado. Luego, es crítico que para la determinación de la definición y los requerimientos de SSCC el factor principal para seleccionar diversas alternativas deba ser el funcionamiento seguro del sistema y, de existir alternativas igualmente factibles desde un punto de vista técnico sin comprometer la seguridad del sistema, entonces se deba optar por la que se estime resulte en la operación más económica. Lo anterior se traduce en seleccionar la opción que resulte en mayor competencia por la prestación de los servicios en cuestión. Por lo tanto, si dichas definiciones y requerimientos cambian, se hace necesario re-analizar el impacto en las condiciones de competencia.

Las sensibilidades realizadas entregan resultados esperados donde, en aquellos casos donde el parque de oferentes aumenta, las condiciones de competencia en general mejoran. Es particularmente relevante la participación de nuevas tecnologías, como Energías Renovables Variables (ERV) en la provisión de SSCC. De igual manera, es de esperar que nuevas tecnologías, como la respuesta de demanda y almacenamiento, puedan tener un impacto importante en asegurar las condiciones de competencia para el funcionamiento apropiado del mercado de servicios complementarios. Similarmente, las diversas sensibilidad muestran el impacto de condiciones operacionales (e.g., cambio de requerimientos) o climáticas (e.g., hidrologías) en las condiciones de competencia.

Los resultados reafirman, al igual que en los informes anteriores, la necesidad del desarrollo de herramientas como la presentada y utilizada en estos estudios, que puedan capturar la complejidad operacional de los sistemas eléctricos, en el análisis de las condiciones de competencia. Análisis convencionales de competencia, basados principalmente en elementos cualitativos o métricas de concentración, no son apropiados por sí solos para analizar las condiciones de competencia en mercados eléctricos, con productos acoplados en una co-optimización de energía y múltiples tipos de reservas.

Finalmente, dado que no es posible descartar condiciones de competencia para CSF y CTF, se recomienda la realización de subastas para estos productos. Lograr los beneficios asociados al uso de subastas requerirá un diseño adecuado de las reglas de la subastas, así como la implementación de un monitoreo de competencia de corto plazo. Lo anterior es particularmente relevante dado que las condiciones de competencia en mercados eléctricos pueden ser altamente dependientes de condiciones operacionales de corto plazo. Con todo lo anterior, las conclusiones respecto al análisis de las condiciones de competencia, y mecanismos de materialización para la prestación de cada uno de los SSCC estudiados, se pueden sintetizar en la siguiente tabla resumen.

Tabla 5.1. Cuadro resumen análisis de competencia SSCC.

SSCC	Condiciones de competencia	Mecanismo de materialización	Comentarios adicionales
CRF	No Aplica	No Aplica	El requerimiento de este servicio para el año 2020 es igual a cero.
CPF	Se descartan	Asignación directa	En base a los resultados de las sensibilidades, la consideración de nuevos oferentes mejora las condiciones de competencia de este producto.
CSF - Aumento de carga	No se descartan	Subastas	Diseño de reglas de subastas es crítico para el correcto desempeño del mercado. Es necesario implementar monitoreo de corto plazo.
CSF - Reducción de carga	No se descartan	Subastas	Diseño de reglas de subastas es crítico para el correcto desempeño del mercado. Es necesario implementar monitoreo de corto plazo.
CTF - Aumento de carga	No se descartan	Subastas	Resultados no cambian respecto a Informe Base.
CTF - Reducción de carga	No se descartan	Subastas	Resultados no cambian respecto a Informe Base.

6. Referencias

(OCM-UC, 2018) Laboratorio de Optimización, Control y Mercados en Energía de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2018. The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile.

(CEN, 2018) Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2018. Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC) Año 2018.

(CEN, 2019a) Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2019. Informe Propuesta de Servicios Complementarios.

(CEN, 2019b) Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2019. Informe de Servicios Complementarios Año 2020.

(CNE, 2016) Comisión Nacional de Energía (CNE), 2016. Resolución Exenta N°449.

(CNE, 2017) Comisión Nacional de Energía (CNE), 2017. Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos.

(CNE, 2018a) Comisión Nacional de Energía (CNE), Julio 2018. Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

(CNE, 2018b) Comisión Nacional de Energía (CNE), 2018. Resolución Exenta N°801.

(Dictuc, 2019a) Dictuc, 2019. Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC.

(Dictuc, 2019b) Dictuc, 2019. Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones.

(Dictuc, 2019c) Dictuc, 2019. Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios.

7. Anexos

En archivo adjunto formato Excel se presenta el Anexo A del presente Informe donde se detallan los oferentes, capacidades y requerimientos a utilizar en cada uno de los servicios complementarios considerados en las simulaciones del estudio.