



## Informe Final

# “Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios”

para Coordinador Eléctrico Nacional

Santiago, 28 de Mayo de 2019

**Título del Proyecto:** *“Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios”*

**Datos Mandante**

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

**Contraparte técnica**

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

**Información Contractual**

Contrato Dictuc  
Orden de Compra                    Por definir  
Propuesta                              Aprobada

**Autores**

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

Matías Negrete Pinuel

Sr. Matías Negrete  
Profesor Responsable  
**Dictuc S.A.**

Sr. Felipe Bahamondes  
Gerente General  
**Dictuc S.A.**

## Índice de Contenidos

<b>1. Resumen Ejecutivo</b>	<b>5</b>
<b>2. Objetivos</b>	<b>6</b>
<b>3. Caracterización de los SSCC</b>	<b>7</b>
3.1. Control Primario de Frecuencia	7
3.2. Control Secundario de Frecuencia	7
3.2.1. Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga (CSF+)	8
3.2.2. Control Secundario de Frecuencia - Disminución de Carga (CSF-)	9
3.3. Control Terciario de Frecuencia	9
3.3.1. Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga (CTF+)	10
3.3.2. Control Terciario de Frecuencia - Disminución de Carga (CTF-)	11
3.3. Modelamiento del SEN	11
3.3.1. Base de datos del SEN	12
3.3.1.1 Escenario Base	12
3.3.1.2 Unidades de generación	12
3.3.1.3 Líneas de transmisión	13
3.3.1.4 Condiciones operacionales	14
3.3.2. Modelo de pre-despacho	15
3.3.2.1 Problema de pre-despacho	15
3.3.2.2 Conectividad hidráulica	18
3.3.3. Modelo de reservas	20
3.3.3.1 Reservas en el problema de predespacho	20
<b>4. Actualización de Análisis de Condiciones de Competencia</b>	<b>24</b>
4.1. Actualización de Análisis Económico	24
4.1.1. Control Primario de Frecuencia	24
4.1.2. Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga (CSF+)	30
4.1.3. Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga (CSF-)	34
4.1.4. Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga (CTF+)	39
4.1.5. Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga (CTF-)	44
4.2. Actualización de Análisis Técnico Económico	48
4.2.1. Simulaciones Base	48
4.2.1.1. Índice HHI	53
4.2.1.2. Proporción de remuneraciones	55
4.2.1.3. Índices de pivotalidad	56
4.2.2 Sensibilidad de participación de unidades con CSF Manual para indicadores pivotaes	66
4.2.3 Sensibilidad de participación de energías renovables para indicadores pivotaes	68
4.2.4 Sensibilidad de definición de producto para indicadores pivotaes	70
4.2.5 Sensibilidad a comportamiento colusivo	73
<b>Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios</b>	
Informe Final	

4.2.6 Sensibilidad a comportamiento colusivo para cuatro compañías	92
4.2.7 Sensibilidad de bids duplicados	101
4.2.8 Sensibilidad de bids con valor cero	112
<b>5. Conclusión</b>	<b>124</b>
<b>6. Referencias</b>	<b>125</b>

## 1. Resumen Ejecutivo

El presente informe presenta los resultados de la actualización del Estudio Base de análisis de condiciones de competencia para subastas y licitaciones de servicios complementarios, tomando en consideración las modificaciones a la definición de productos de Diciembre del 2018. Los resultados preliminares basados en indicadores de diversa naturaleza descartan condiciones de competencia tanto para Control Secundario de Frecuencia (CSF) como para Control Terciario de Frecuencia (CTF), con la salvedad de que en este último caso dependerá del tiempo de despliegue que el Coordinador utilice. La principal causa de estos resultados, en relación a los obtenidos en el Estudio Base, dice relación con la fuerte disminución del parque de oferentes y su capacidad de entregar reserva para dichos servicios producto de la redefinición de los productos. Sensibilidades respecto a tiempos de despliegue en la definición de productos muestran cómo la consideración de tiempos de despliegue mayores mejorarían las condiciones de competencia. Sensibilidades respecto a *bids* muestran incentivos a comportamientos colusivos por parte de los principales oferentes del mercado, con una fuerte posición de mercado de algunas empresas. En base a estos resultados, se recomienda evaluar las definiciones de los productos, o en caso de mantenerse la definición actual, no implementar esquemas de subastas para los mercados analizados hasta que no exista un aumento considerable en la oferta de estos productos. Nuevamente se destaca la importancia del análisis continuo de las condiciones de competencia en los diferentes mercados de SSCC, en base a la directa relación existente entre dichas condiciones, las condiciones de operación y las características de cada producto.

## 2. Objetivos

Durante el último trimestre del año pasado, el Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”) contrató la consultoría *“ESTUDIO DE COMPETENCIA Y REGLAS DE SUBASTAS Y LICITACIONES PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS”* (también llamado “Informe Base”), la cual finalizó a principios de Marzo del presente año 2019.

En el intertanto, y mediante Res. Exenta N°801, de 18 de Diciembre de 2018, la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) (CNE, 2018), definió una serie de servicios complementarios (“SSCC”), algunos de los cuales no estaban inicialmente contemplados en el Informe Base anteriormente señalado.

### 3. Caracterización de los SSCC

Este capítulo presenta los principales cambios, en base a la Resolución Exenta N°801, con impacto en la modelación y/o uso de datos en el contexto del posterior análisis económico y técnico económico.

#### 3.1. Control Primario de Frecuencia

Si bien el Control Primario de Frecuencia no sufrió modificaciones en su definición, el requerimiento de reservas para la provisión de este tipo de control ha sido modificado según la información facilitada por el Coordinador para el desarrollo del presente estudio.

#### 3.2. Control Secundario de Frecuencia

A partir de la Resolución Exenta N°801, se tiene la siguiente definición del Control Secundario de Frecuencia.

*“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 Sobrefrecuencia (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].”*

A partir de esta definición, se consideraron como oferentes todas aquellas unidades de generación o equipos existentes y previstas a entrar al año 2020 dentro del Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC) (CEN, 2018). Dado que el estudio considera análisis de condiciones de competencia para el año 2020, se consideró como caso base el conjunto de oferentes potenciales descritos en el Capítulo 5 del IDPSSCC. Este caso base es optimista desde el punto de vista del potencial de oferentes, lo cual se justifica por el hecho que descartar condiciones de competencia en este escenario implica descartarlas en escenarios menos favorables. No descartar condiciones de competencia en este escenario requiere análisis adicionales que considera una operación mucho más detallada del SEN, utilizando el conjunto de oferentes habilitados al 2018, el cual sería una cota inferior de oferentes que impondría condiciones más exigentes desde el punto de vista de la competencia de posibles mercados de SSCC.

A partir de la capacidad de provisión de reservas para el CSF presentes en el IDPSSCC, el cual consideraba una definición diferente de este tipo de servicio<sup>1</sup>, el presente Estudio define la capacidad de provisión de reserva para el CSF en función de un despliegue de 5 minutos, asumiendo la capacidad de activación de las unidades dentro de dicho intervalo de tiempo, y asumiendo la capacidad de mantención del aporte por 15 minutos.

Finalmente, los requerimientos de reserva para la provisión de este servicio han sido definidos de acuerdo a los datos dispuestos por el Coordinador.

### 3.2.1. Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga (CSF+)

A partir de la Resolución Exenta N°801, se define la remuneración del CSF+ de la siguiente manera.

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

*El componente de disponibilidad de CSF+, 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 CSF+, 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.”*

Adicionalmente, se tiene que *“La activación del servicio CSF+ se realizará en orden creciente de costos variables de las instalaciones que resultaron adjudicadas.”*

A partir de esta definición de las remuneraciones para el caso del CSF+, el modelo de predespacho implementado en el Informe Base de este Estudio no fue modificado para CSF+, debido a que las condiciones estructurales del producto son similares en términos matemáticos. En particular, se tiene lo siguiente:

- La nueva definición no afecta la función objetivo, donde originalmente la provisión de CSF+ se valoriza según los bids por capacidad y no se considera el costo de activación.

---

<sup>1</sup> En el Informe Base se consideró la como *“Reserva secundaria para el CSF: Reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF, destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.”* (IDPSSCC, 2018) No se contó con especificación del tiempo mínimo de mantención del aporte.

- La nueva definición no afecta las restricciones de provisión de reserva.

### 3.2.2. Control Secundario de Frecuencia - Disminución de Carga (CSF-)

A partir de la Resolución Exenta N°801, se define la remuneración del CSF- de la siguiente manera.

*“El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CSF- corresponde al de activación de dicho servicio.”*

*El componente de activación de CSF-, 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.”*

Adicionalmente, se tiene que *“La activación del servicio CSF- se realizará en orden creciente de los valores ofertados de las instalaciones que resultaron adjudicadas.”*

A partir de esta definición de las remuneraciones para el caso del CSF-, el modelo de predespacho implementado en el Informe Base de este Estudio fue modificado de la siguiente manera.

- Respecto a la función objetivo, se hace necesario estimar la activación de CSF- para permitir la valorización de dicho servicio en base a los *bids* recibidos. Para esto, se introdujo un ponderador multiplicando la variable de reserva asignada, correspondiente al concepto de probabilidad de activación.
- La nueva definición no afecta las restricciones de provisión de reserva.

### 3.3. Control Terciario de Frecuencia

A partir de la Resolución Exenta N°801, se tiene la siguiente definición del Control Terciario de Frecuencia.

*“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 Sobrefrecuencia (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 del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

A partir de esta definición, se consideraron como oferentes todas aquellas unidades de generación o equipos existentes y previstas a entrar al año 2020 dentro del Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC) (CEN, 2018).

El Informe Base consideraba una estimación<sup>2</sup> de la capacidad de provisión de reservas para el CTF en función de los datos presentes en el IDPSSCC, la cual ya no resulta válida de acuerdo a la reciente definición del producto. Luego, el

Finalmente, los requerimientos de reserva para la provisión de este servicio han sido definidos de acuerdo a los datos dispuestos por el Coordinador.

### 3.3.1. Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga (CTF+)

A partir de la Resolución Exenta N°801, se define la remuneración del CTF+ de la siguiente manera.

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

*El componente de disponibilidad de CTF+, 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 CTF+, 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.”*

Adicionalmente, se tiene que *“La activación del servicio CTF+ se realizará en orden creciente de costos variables de las instalaciones que resultaron adjudicadas.”*

A partir de esta definición de las remuneraciones para el caso del CTF+, el modelo de predespacho implementado en el Informe Base de este Estudio no fue modificado para CTF+, debido a que las condiciones estructurales del producto son similares en términos matemáticos. En particular, se tiene lo siguiente:

- La nueva definición no afecta la función objetivo, donde originalmente la provisión de CTF+ se valoriza según los bids por capacidad y no se considera el costo de activación.

---

<sup>2</sup> En el Informe Base *“se ha considerado que la capacidad disponible de cada una de las unidades para la provisión de CTF es igual al doble de la capacidad de toma de carga para el caso de CSF - Aumento de Carga, siendo esta capacidad limitada por la máxima capacidad de generación de las unidades.”* Por lo demás, no se contó con especificación del tiempo mínimo de mantención del aporte, y se asumió simétrico.

- La nueva definición no afecta las restricciones de provisión de reserva.

### 3.3.2. Control Terciario de Frecuencia - Disminución de Carga (CTF-)

A partir de la Resolución Exenta N°801, se define la remuneración del CTF- de la siguiente manera.

*“El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CTF- corresponde a la activación de dicho servicio.”*

*El componente de activación de CTF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta.”*

Adicionalmente, se tiene que *“La activación del servicio CTF- se realizará en orden creciente de los valores ofertados de las instalaciones que resultaron adjudicadas.”*

A partir de esta definición de las remuneraciones para el caso del CTF-, el modelo de predespacho implementado en el Informe Base de este Estudio fue modificado de la siguiente manera.

- Respecto a la función objetivo, se hace necesario estimar la activación de CTF- para permitir la valorización de dicho servicio en base a los *bids* recibidos. Para esto, se introdujo un ponderador multiplicando la variable de reserva asignada, correspondiente al concepto de probabilidad de activación.
- La nueva definición hace necesaria la introducción de CTF-, debido a que dicho servicio no fue considerado en el Informe Base de este Estudio. Para esto se incorporó una nueva variable al modelo, idéntica en términos matemáticos a la variable de CSF-, bajo los parámetros correspondientes al presente servicio. Las restricciones asociadas al comportamiento de dicha variable también fueron incorporadas de manera equivalente a CSF-.

### 3.3. Modelamiento del SEN

A continuación se presentan los datos y modelos matemáticos utilizados para representar el problema de predespacho en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), considerando la co-optimización de energía y productos de reserva para el control de frecuencia.

La metodología de modelación contempla la resolución de dicho problema de predespacho considerando un horizonte semanal y una resolución horaria, para determinar los despachos de

energía y asignación de SSCC en un día cualquiera que representa el primer día del horizonte semanal.

El modelamiento del SEN se presenta de acuerdo a la siguiente estructura: En la sección 3.3.1 presentamos la base de datos utilizada para representar el sistema; en la sección 3.3.2 presentamos la formulación matemática del problema de predespacho; y finalmente en la sección 3.3.3 presentamos la modelación específica de los SSCC considerados.

### 3.3.1. 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 predespacho con co-optimización de energía y reservas bajo una proyección del SEN al año 2020

#### 3.3.1.1 Escenario Base

Para representar distintas condiciones de operación que se presentan durante un año, se utilizaron cuatro semanas representativas, construidas en base a probabilidades de excedencia de energía hidráulica de 90%, especificadas a continuación:

Tabla 3.1. Semanas representativas consideradas

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

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.

#### 3.3.1.2 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. De dicha base de datos, 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”.
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 de los informes IDPSSCC [CEN, 2018], Precio Nudo [CNE, 2018a], y Res. Exenta 449 [CNE, 2018b]; sumado a algunos supuestos adicionales y las actualizaciones discutidas al principio de este capítulo. En particular, se tiene que:

1. Capacidades y requerimientos de reserva primaria y secundaria fueron obtenidos del informe IDPSSCC.
2. 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 entrada de equipos indicados en el IDPSSCC y Res. Exenta 449 sobre la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisiones en construcción. Los parámetros técnicos de dichos equipos fueron estimados en función de equipos ya instalados de características similares.

### **3.3.1.3 Líneas de transmisión**

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

1. 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 Res. Exenta 449 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.

### 3.3.1.4 Condiciones operacionales

Para la realización del análisis de condiciones de competencia en el mercado de SSSC, 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 3.2:

Tabla 3.2. 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, Julio 2018 [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> ”, 2018 [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 CEN. 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 estudio “*The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile*” [OCM-UC, 2018], de donde se consideró un perfil renovable para distintas zonas geográficas del SEN, las cuales fueron relacionadas según su ubicación geográfica a las centrales de capacidad variable consideradas en el parque de generación.

### 3.3.2. Modelo de pre-despacho

Esta sección presenta el modelo matemático usado para resolver el problema de predespacho considerado en las simulaciones para estudiar la asignación de SSCC y las condiciones de competencia.

El modelo descrito a continuación corresponde a la formulación considerada en la plataforma NEWEN, desarrollada por el OCM-Lab, que será utilizada para el presente estudio. Se presentan en primer lugar los componentes del modelo base de predespacho, y luego la modelación de la conectividad hidráulica.

#### 3.3.2.1 Problema de pre-despacho

##### Sets, variables y parámetros

Los índices y sets considerados en el modelo base de predespacho son los siguientes:

- $z \in \mathcal{Z}$ : índice y set de barras o zonas de carga
- $t \in \mathcal{T}$ : índice y set de instantes temporales
- $i \in \mathcal{G}$ : índice y set de unidades de generación
- $j \in \mathcal{L}$ : índice y set de líneas de transmisión
- $i \in \mathcal{G}^V$ : índice y set de unidades de generación con capacidad variable
- $i \in \mathcal{G}^W$ : índice y set de de generadores sujetos al costo del agua
- $i \in \mathcal{G}(z)$ : índice y set 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  $t$
- $\theta_{zt}$ : 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  $i$
- $\bar{p}_{it}$ : 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  $j$
- $\bar{f}_j$ : 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  $t$

### 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:

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

### 3.3.2.2 Conectividad hidráulica

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

#### Sets, variables y parámetros

Los índices y sets considerados en la extensión del modelo son los siguientes:

- $n \in \mathcal{N}$ : Índice y set de nodos hidro
- $(u, v) \in \mathcal{D}$ : Índice y set de pares de nodos hidro conectados (corredores de agua).
- $g \in \mathcal{G}_{HC}$ : Índice y set 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  $n$ .
- $n \in \mathcal{N}_R$ : Set de nodos hidro asociados a algún embalse.
- $(u, v) \in \mathcal{D}_G$  Set 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  $t$ .
- $p_{g(u,v),t}$ : 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:

#### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

- $W_{(u,v),t}$ : 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  $n$ .
- $\bar{E}_n$ : 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 predespacho que será utilizado en las simulaciones del estudio.

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

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

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

- Restricciones que permiten el almacenamiento intra-semanal.

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

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

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

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

Con esto, el componente de costo a incorporar en la función objetivo para considerar costos del agua (valor estratégico) está dado por:

$$CW = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}_R} 3.6 C_n^W q_{n,t}$$

donde  $3.6 = \frac{3600}{1000}$ , en donde  $\frac{1}{1000}$  representa la conversión de  $dm^3$  a  $m^3$ , y 3600 representa la conversión de  $m^3/s$  a  $m^3$ .

### 3.3.3. Modelo de reservas

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.

#### 3.3.3.1 Reservas en el problema de predespacho

##### Sets, variables y parámetros

Los índices y sets considerados en la extensión del modelo son los siguientes:

- $j \in \mathcal{J}$ : Índice y set 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:

- $r_{it}^{1N+}, r_{it}^{1N-}$ : Capacidad asignada para CPF Normal Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $r_{it}^{1C+}, r_{it}^{1C-}$ : Capacidad asignada para CPF Contingencia 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:

- $R_i^{1N+}, R_i^{1N-}$  : Máximo técnico para dar CPF Normal Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $R_i^{1C+}, R_i^{1C-}$  : Máximo técnico para dar CPF Contingencia 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  $t$
- $R_i^{3NS}$  : 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 predespacho para la consideración de productos de reserva.

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

$$0 \leq \frac{r_{it}^{1N-}}{R_i^{1N-}} + \frac{r_{it}^{1C-}}{R_i^{1C-}} \leq x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

$$0 \leq r_{it}^{1N-} \leq R_i^{1N-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{1N+} \leq R_i^{1N+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{1C-} \leq R_i^{1C-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{1C+} \leq R_i^{1C+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2+} \leq R_i^{2+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2-} \leq R_i^{2-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{3S+} \leq R_i^{3S+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{3S-} \leq R_i^{3S-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

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

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; por lo tanto se espera que este supuesto tenga un efecto poco significativo en los resultados.

- Interacción entre distintos productos en términos de capacidad

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

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

- Requerimientos de reserva por zona y producto

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

$$CR^2 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^{2+} r_{it}^{2+} + w_t^{2-} C_{it}^{2-} r_{it}^{2-}$$

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

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 este cambio surge de la nueva 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 nuevo 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*.

#### 4. Actualización de Análisis de Condiciones de Competencia

Este capítulo presenta la actualización del análisis económico y del análisis técnico económico realizados según la metodología descrita en el Informe Base del presente estudio, según los cambios en la definición de SSCC introducidos por la Resolución Exenta N°801.

##### 4.1. Actualización de Análisis Económico

Esta sección presenta la actualización de los resultados del análisis económico en base a las nuevas 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, de forma análoga al Informe Base del presente estudio. En particular, se presentan los resultados correspondientes a los Tests 1 y 2. Por otro lado, los Tests 3 y 4 fueron llevados a cabo para la determinación de las *bids* utilizadas en la sección 4.2.1. Simulaciones Base. Sin embargo, no son reportados, toda vez que el mismo análisis de rentas pivotaes se realizan en la sección 4.2.1., en función de una modelación detallada y más realista del sistema de transmisión del SEN.

##### 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 todo esto, se definió la reserva requerida como la suma del requerimiento para la provisión del Control Primario de Frecuencia (Hidráulico + Térmico), de 200 MW; la consideración de variaciones aleatorias, de 40 MW; y la reserva requerida para el Control Rápido de Frecuencia, la que si bien aún no se encuentra definida, se considerará como la capacidad de aporte primario que es atribuible a los diferentes medios *Battery Energy Storage System* (BESS) con los que cuenta el SEN, de 50 MW. Por lo demás, la asignación de este tipo de reservas en las zonas al norte de S/E Pan de Azúcar y al sur de S/E Nogales sigue la misma proporción que aquella definida en el IDPSSCC (CEN, 2018).

Tabla 4.1.1. Requerimientos de reserva para el CPF

Año	Requerimiento de Reservas para el CPF del SEN	Req. de Reservas para el CPF al Norte de S/E Pan de Azúcar	Req. de Reservas para el CPF al Sur de S/E Nogales
2020	±290	±80.74	±209.26

Tests de Competitividad para CPF

CPF: Test 1 Año 2020

La Figura 4.1.1 muestra la capacidad de oferta para el CPF según compañía en relación al requerimiento (representado en la figura por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico, al año 2020. Es posible observar que las tres compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CPF del SEN. De igual manera, descartando las tres compañías más grandes, con dos compañías ya es posible suplir el requerimiento.

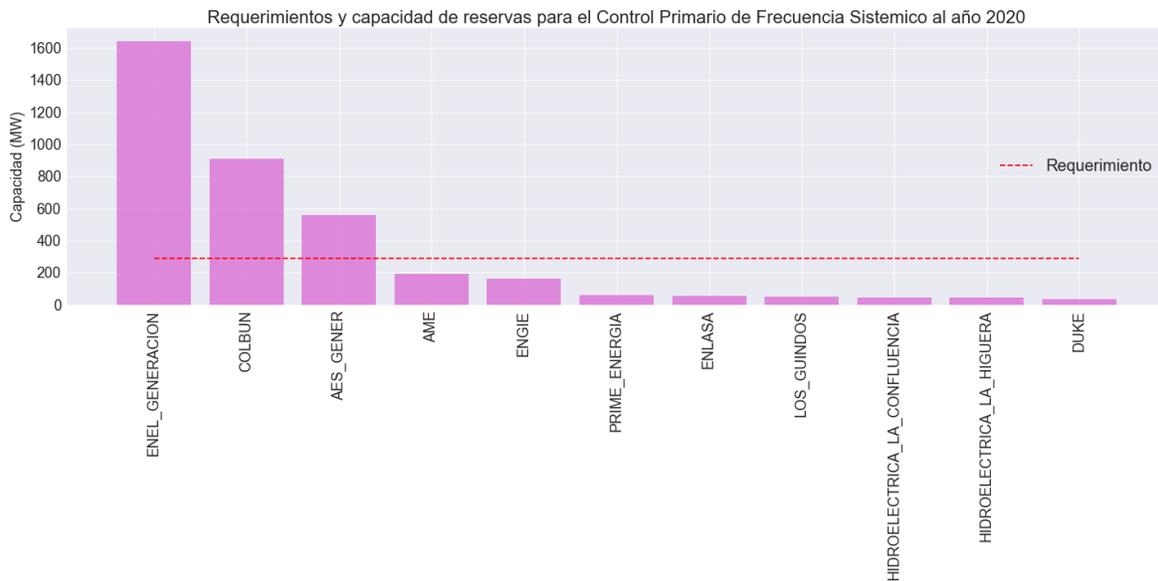


Figura 4.1.1. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020

La Figura 4.1.2 muestra la curva de duración para el índice RSI asociado al mercado de CPF a nivel sistémico, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo. Al no considerar las tres mayores firmas, considerando los peores días, el indicador llegaría a tomar valores mayores a 3.1, lo cual es un valor bastante holgado y da cuenta de la gran disponibilidad de recursos a nivel sistémico. Estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia por lo que se hace relevante continuar con el análisis.

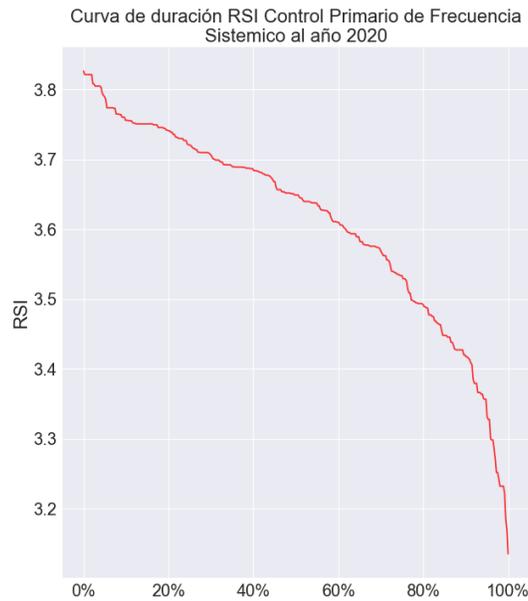


Figura 4.1.2. Curva de duración RSI del Control Primario de Frecuencia a nivel Sistémico al año 2020

**CPF: Test 2 Año 2020**

Las Figuras 4.1.3 y 4.1.4 muestran la capacidad de oferta para el CPF según compañía en relación al requerimiento (representado en dicha figura por una línea punteada) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta asociadas a la zona al Norte de la S/E Pan de Azúcar y al Rur de la S/E Nogales, respectivamente. En estas es posible observar que, para ambos casos las tres compañías con mayor capacidad de oferta son capaces, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CPF.

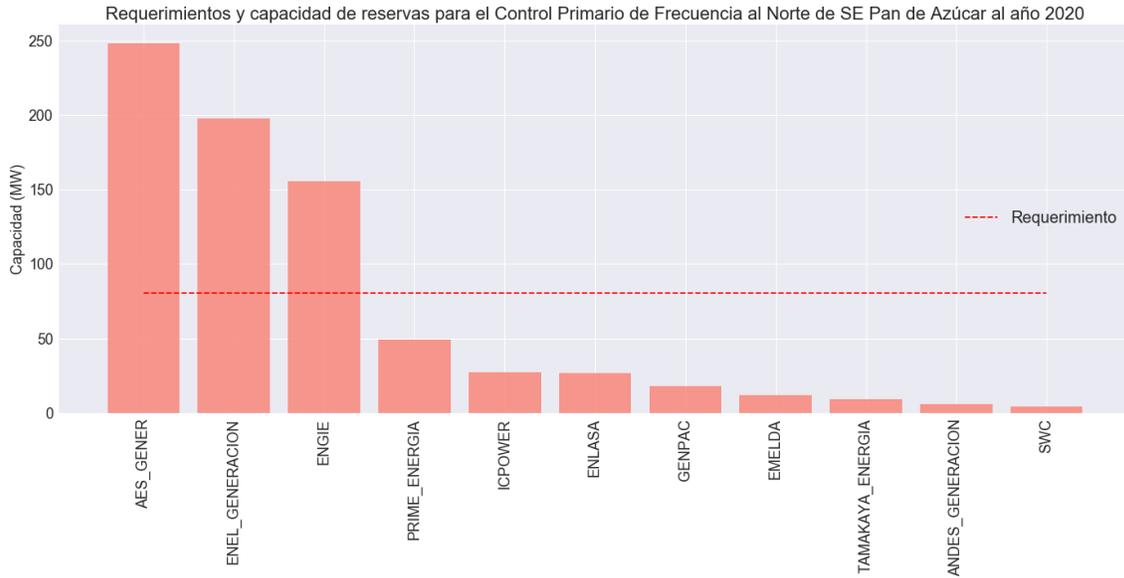


Figura 4.1.3. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

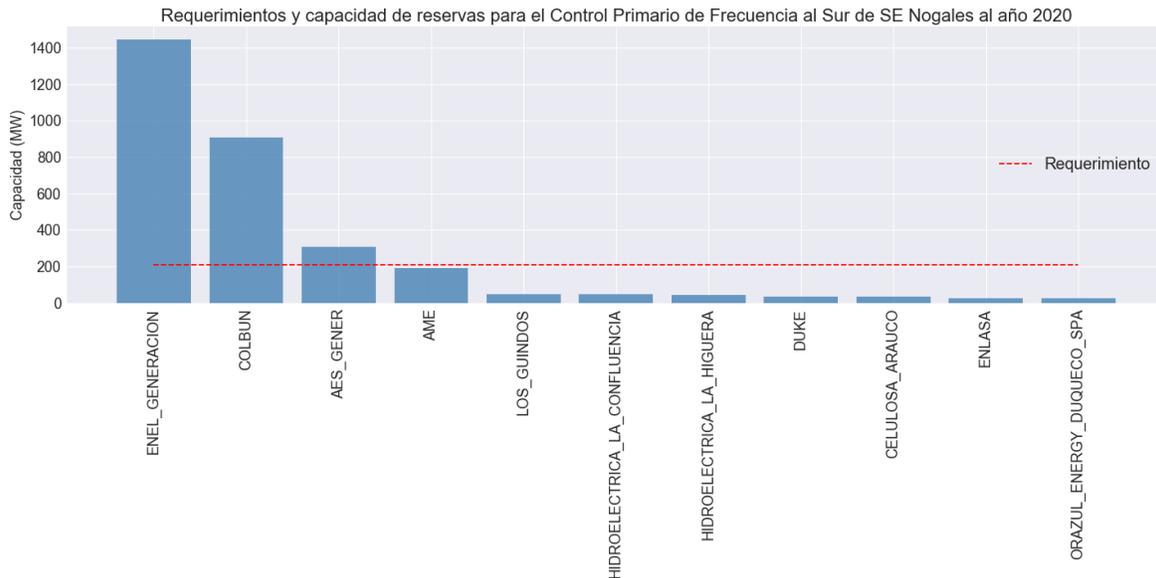


Figura 4.1.4. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Primario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020

Por otro lado, las Figuras 4.1.5 y 4.1.6 muestran las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CPF al Norte de la S/E Pan de Azúcar y Sur de S/E Nogales, respectivamente, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dichos periodos. En estas se observa el impacto del desacople en la reducción de los

valores del indicador, respecto al caso sistémico. Para el caso de la zona Norte, incluso en aquellos días donde el sistema se encuentra más restringido, el índice toma un valor un igual o mayor a 1.4, lo que desde el punto de vista de la competencia es holgado. Mientras que, en la zona Sur, se observa ligeramente el efecto del desacople, llegando a tomar un valor menor a 3.0, pero que desde el punto de vista de la competencia sigue siendo considerado holgado. Así, estos resultados no permitirían descartar condiciones de competencia, por lo que se hace relevante continuar con el análisis.

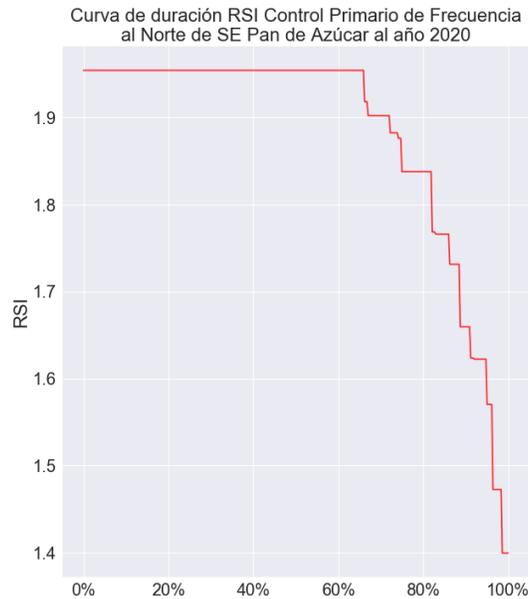


Figura 4.1.5. Curva de duración RSI del Control Primario de Frecuencia al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

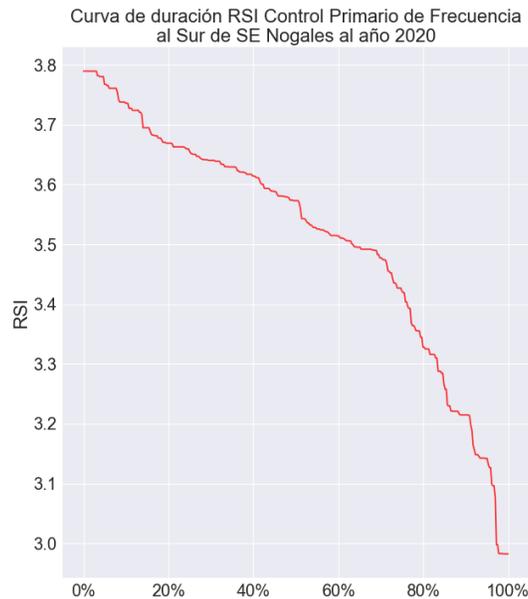


Figura 4.1.6. Curva de duración RSI del Control Primario de Frecuencia al Sur de la S/E Nogales al año 2020

Como se puede apreciar, los índices RSI no varían en forma considerable respecto de aquellos presentados en el Informe Base de este Estudio, y debido a que la definición de este servicio no cambió en la Resolución Exenta N°801, se reafirma el descarte de las condiciones de competencia para el CPF, al igual que en el Informe Base.

Respecto a la provisión de reservas para el CRF, cabe destacar que si bien su requerimiento aún no se encuentra definido, se espera que este considere la capacidad de aporte que es atribuible a los diferentes medios BESS con los que cuenta el SEN, por un total de 50 MW. Por otro lado, debido al reducido nivel del requerimiento en la actualidad, se estima que este nivel de requerimiento puede ser agregado a aquel por reservas para el CPF. Y por lo tanto, no existirían condiciones de competencia para este servicio. Sin embargo, una vez que el requerimiento aumente, la provisión de este servicio debería resultar en un mercado independiente al resto de los servicios de control de frecuencia.

En el caso de que la provisión de este tipo de servicio fuera de forma diferenciada del CPF, no se observarían condiciones de competencia para este producto, toda vez que el requerimiento tiene directa relación con la capacidad disponible en el SEN por los agentes capaces de proveer el servicio específico del CRF, lo que por consiguiente vuelve altamente pivotal a cada uno de los agentes participantes, sin los cuales el requerimiento no podría ser satisfecho.

Licitaciones podrían ser una alternativa para incentivar inversiones en tecnologías que pueden entregar este producto. Particularmente tomando en consideración la expectativa a la baja en los costos de almacenamiento.

#### 4.1.2. Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga (CSF+)

El requerimiento de reserva para la provisión del Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga (CSF+) 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). Por lo demás, la asignación de este tipo de reservas en las zonas al norte de S/E Pan de Azúcar y al sur de S/E Nogales sigue la misma proporción que aquella definida en el IDPSSCC (CEN, 2018), según los bloques de mayor y menor requerimiento.

Tabla 4.1.2. Requerimientos de reserva para el CSF - Aumento de Carga.

Horas	Requerimiento de Reservas para el CSF - Aumento de Carga del SEN		Req. de Reservas para el CSF - Aumento de Carga al Norte de S/E Pan de Azúcar		Req. de Reservas para el CSF - Aumento de Carga al Sur de S/E Nogales	
	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)
2020	+226	+285	+141.7	+149.8	+84.3	+135.2

#### Tests de Competitividad para CSF+

##### CSF+: Test 1 Año 2020

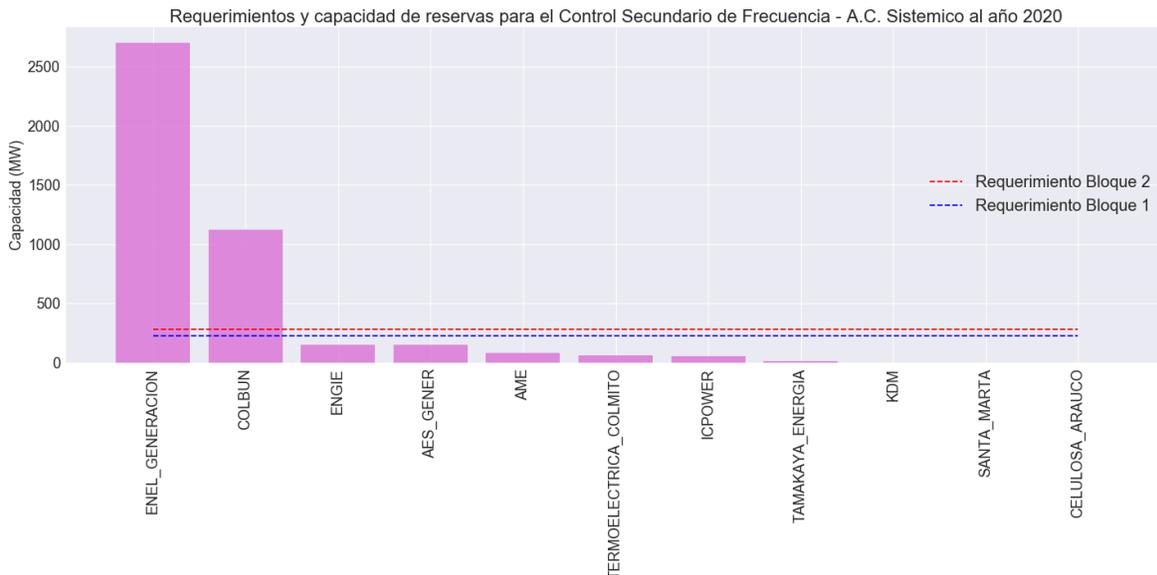


Figura 4.1.7. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2020

La Figura 4.1.7 muestra la capacidad de oferta para el CSF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representados por líneas punteadas) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico. En esta es posible observar que para el año 2020, las dos empresas con mayor capacidad son, por sí solas, capaces de satisfacer los requerimientos de CSF-Aumento de Carga para el SEN. De igual manera, se observa una mayor concentración de reservas en comparación al caso del CPF.

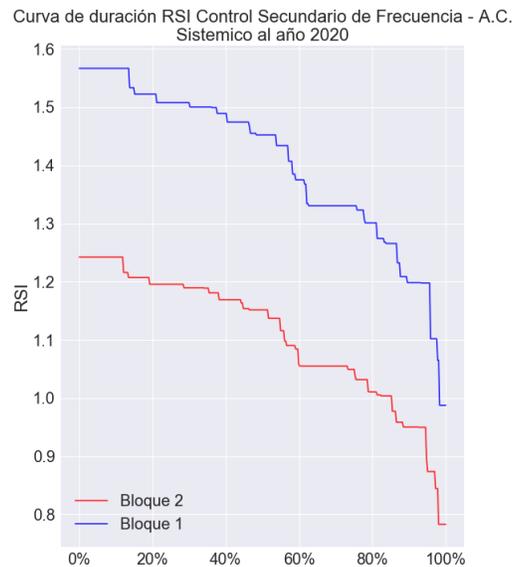


Figura 4.1.8. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2020

La Figura 4.1.8 muestra la curva de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF+ a nivel sistémico, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo, para el año 2020. Es posible notar que al no considerar las tres mayores firmas, considerando los peores días, el indicador llegaría a tomar valores cercanos a 0.8, lo que si bien no resulta particularmente holgado, no permitiría descartar condiciones de competencia por lo que se hace relevante continuar con el análisis.

**CSF+: Test 2 Año 2020**

Las Figuras 4.1.9 y 4.1.10 muestran la capacidad de oferta para el CSF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representados por líneas punteadas) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta al Norte de la S/E Pan de Azúcar y al Sur de la S/E Nogales, al año 2020. En el caso de la zona Norte, se puede observar cómo el requerimiento no logra ser satisfecho por la mayor firma. Fuera de esta, hacen falta la capacidad conjunta de las

tres mayores firmas siguientes para dar respuesta a los requerimientos de la zona norte del país. Por otro lado, en la zona Sur, se puede observar que las dos firmas que de forma independiente pueden suplir el requerimiento son las mismas que en el caso sistémico concentran la mayor capacidad de provisión de este tipo de reserva.

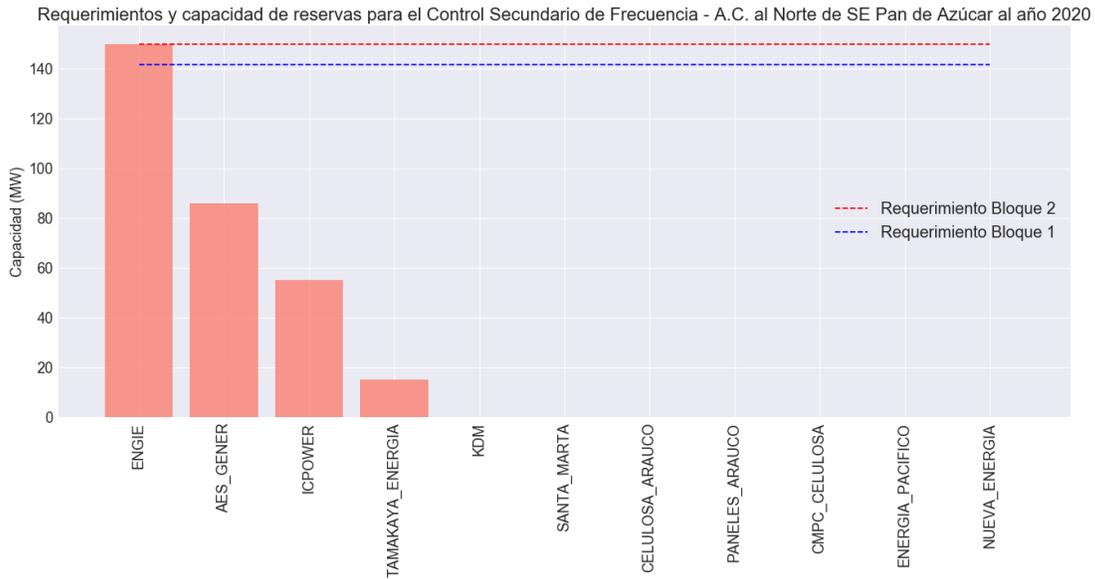


Figura 4.1.9. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

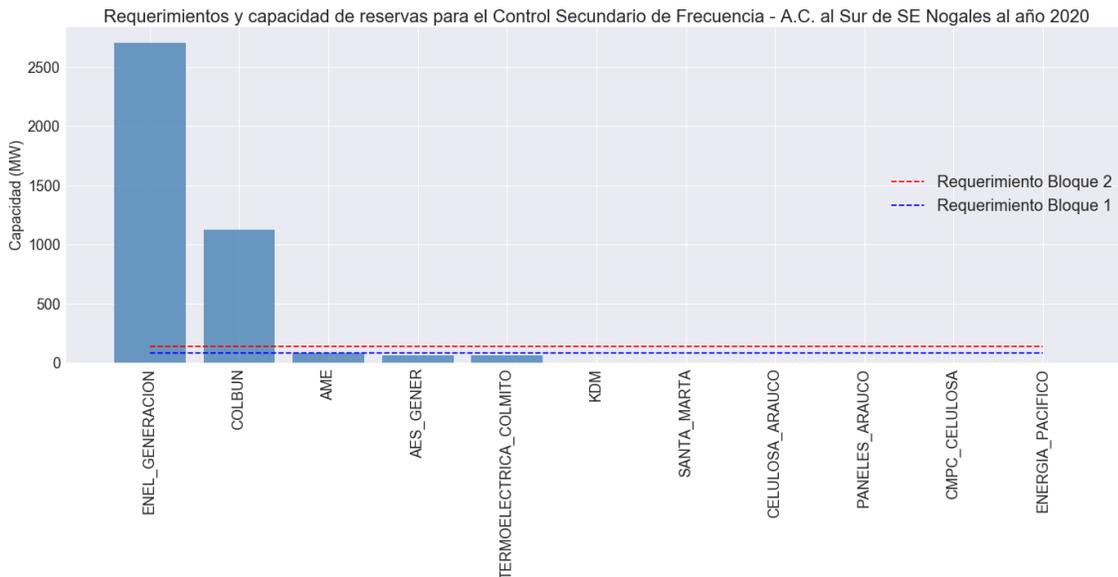


Figura 4.1.10. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

Las Figuras 4.1.11 y 4.1.12 muestran las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF+ al Norte de la S/E Pan de Azúcar y al Sur de la S/E Nogales, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo, para el año 2020. En la zona Norte, es posible notar que al no considerar las tres mayores firmas, considerando los días en los que se encuentra más restringido el parque generador, el indicador llegaría 0.0, lo que se debe a que solo 4 firmas poseen capacidad de provisión de este tipo de reservas. De la misma forma, en la zona Sur el indicador alcanza valores muy por debajo de 1.0 (cercano a 0.4), producto de la concentración de este tipo de recursos en solo cinco actores. Por lo demás, si bien este indicador nos presentaría una falta de condiciones de competencia para el servicio, se continuará con el análisis para descartar o no efectivamente las condiciones de competencia de este.

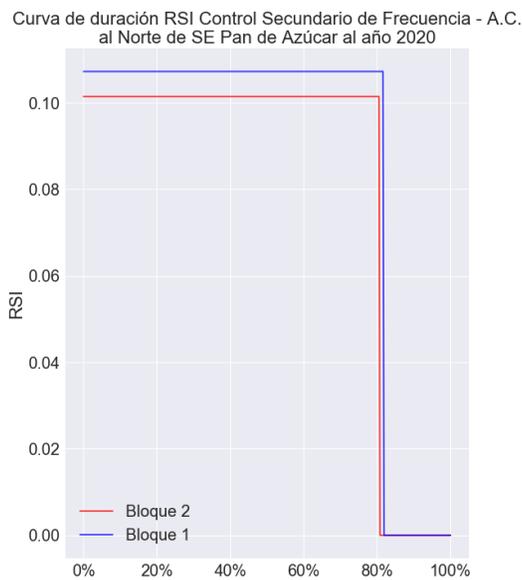


Figura 4.1.11. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

Curva de duración RSI Control Secundario de Frecuencia - A.C. al Sur de SE Nogales al año 2020

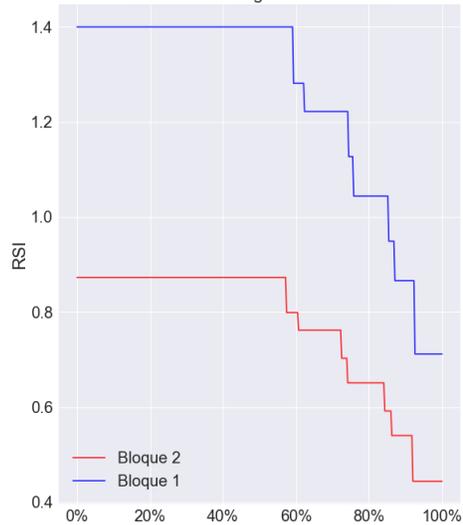


Figura 4.1.12. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

#### 4.1.3. Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga (CSF-)

El requerimiento de reserva para la provisión del Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga (CSF-) se definió en base a los datos suministrados por el Coordinador. Por lo demás, la asignación de este tipo de reservas en las zonas al norte de S/E Pan de Azúcar y al sur de S/E Nogales sigue la misma proporción que aquella definida en el IDPSSCC (CEN, 2018), según los bloques de mayor y menor requerimiento.

Tabla 4.1.3. Requerimientos de reserva para el CSF - Reducción de Carga.

	Requerimiento de Reservas para el CSF - Reducción de Carga del SEN		Req. de Reservas para el CSF - Reducción de Carga al Norte de S/E Pan de Azúcar		Req. de Reservas para el CSF - Reducción de Carga al Sur de S/E Nogales	
	Horas	Horas	Horas	Horas	Horas	Horas
	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)
2020	-236	-265	-175.4	-166.6	-60.6	-98.4

Tests de Competitividad para CSF-

CSF-: Test 1 Año 2020

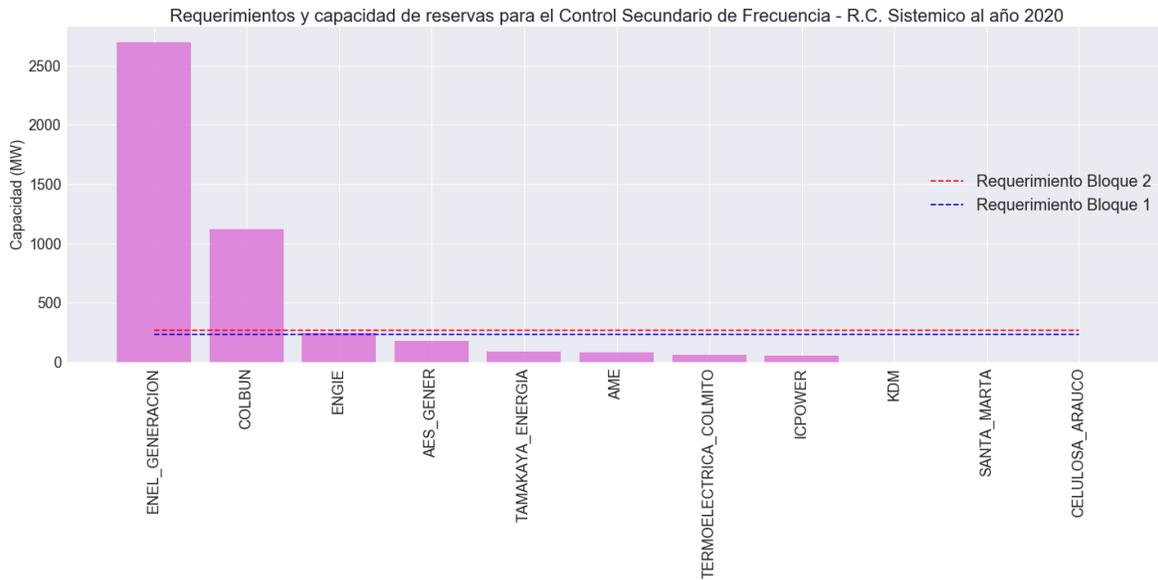


Figura 4.1.13. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistémico al año 2020

La Figura 4.1.13 muestra la capacidad de oferta para el CSF - Reducción de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representados por líneas punteadas) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico. En la Figura se observa que el requerimiento puede ser satisfecho por las dos principales firmas, o por la tercera y cuarta en conjunto.

Curva de duración RSI Control Secundario de Frecuencia - R.C. Sistemico al año 2020

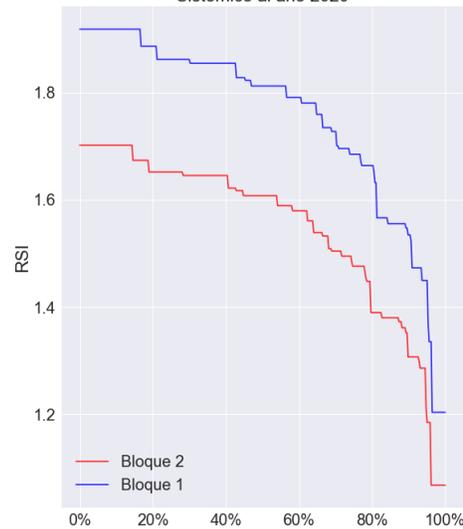


Figura 4.1.14. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistemico al año 2020

La Figura 4.1.14 muestra la curva de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF- a nivel sistémico, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo, para el año 2020. Al no considerar las tres mayores firmas, el indicador llegaría a tomar valores cercanos a 1.0, aún en los días más restringidos, lo que se puede considerar holgado, y por lo tanto no permitiría descartar condiciones de competencia, por lo que se hace relevante continuar con los análisis.

**CSF-: Test 2 Año 2020**

Las Figuras 4.1.15 y 4.1.16 muestran la capacidad de oferta para el CSF - Reducción de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representados por líneas punteadas) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta al Norte de la S/E Pan de Azúcar y al Sur de la S/E Nogales, al año 2020. En la zona Norte se muestra la concentración de la capacidad de provisión de reservas en 4 firmas en particular, donde la primera, o la segunda y tercera mayores firmas en conjunto pueden satisfacer los requerimientos. Mientras que en la zona Sur, se puede observar que las dos firmas que de forma independiente pueden suplir el requerimiento son las mismas que en el caso sistémico concentran la mayor capacidad de provisión de este tipo de reserva.

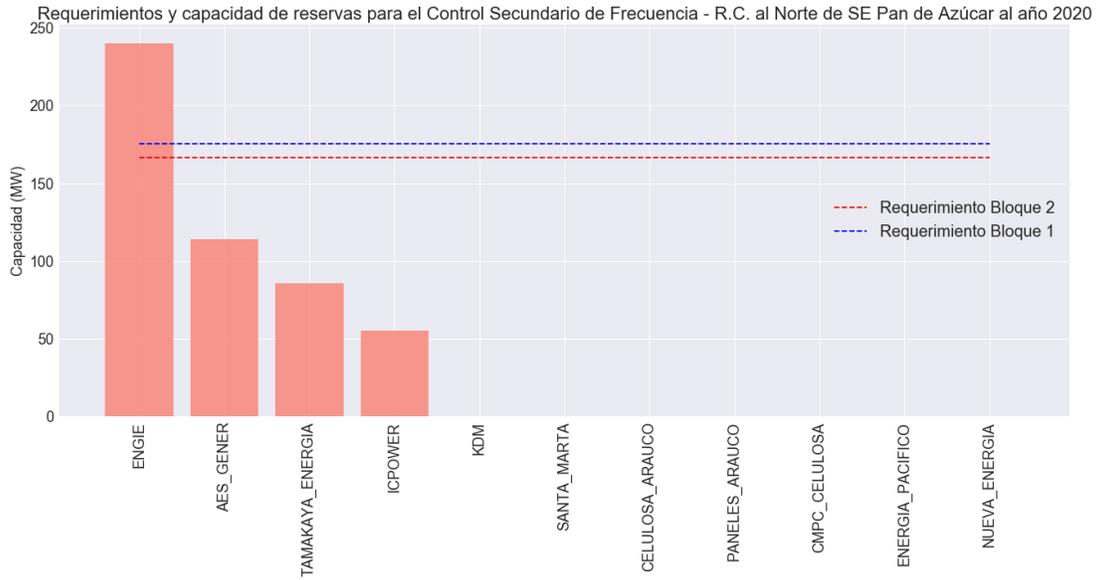


Figura 4.1.15. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

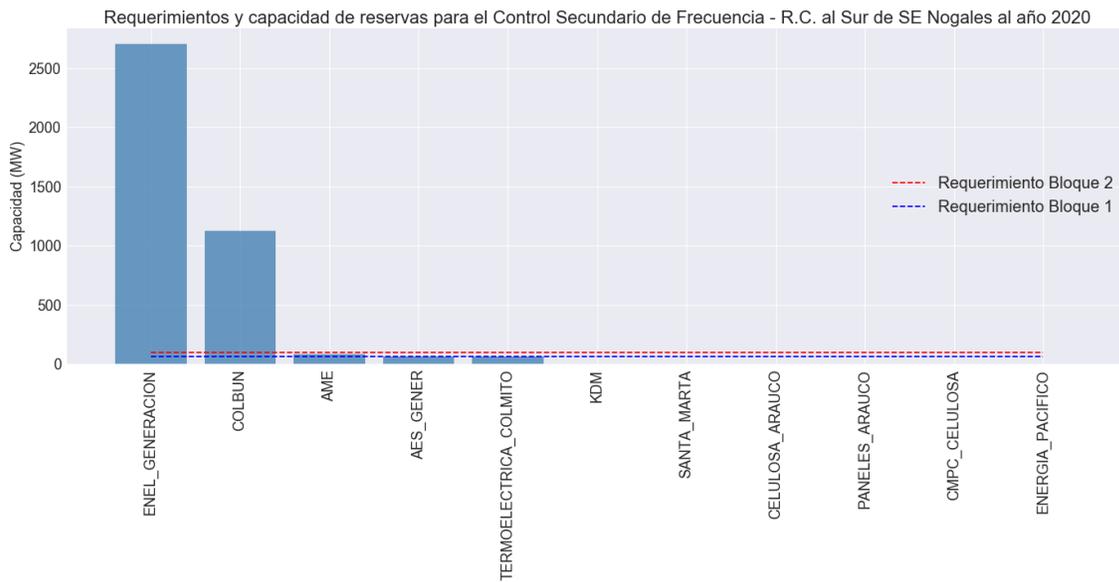


Figura 4.1.16. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

Luego, las Figura 4.1.17 y 4.1.18 muestran las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CSF- al Norte de S/E Pan de Azúcar Año y al Sur de la S/E Nogales, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo. Es posible notar que al no considerar las tres mayores firmas, considerando los días en los que se encuentra más restringido el parque generador, el indicador llegaría 0.0 en la zona Norte del país, lo que se debe a que solo 4 firmas poseen capacidad de provisión de este tipo de reservas. Mientras que en la zona Sur, el indicador alcanza valores cercanos a 0.6, producto de la concentración de este tipo de recursos en solo 5 actores en la zona. Por lo demás, si bien este indicador nos presentaría una falta de condiciones de competencia para el servicio, se continuará con el análisis para descartar o no efectivamente las condiciones de competencia de este.

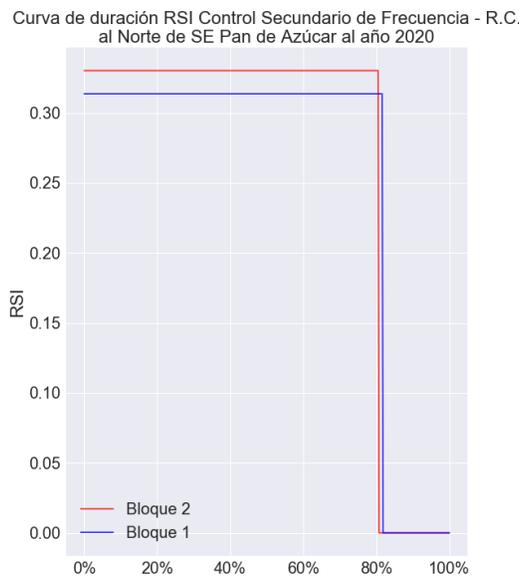


Figura 4.1.17. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

Curva de duración RSI Control Secundario de Frecuencia - R.C. al Sur de SE Nogales al año 2020

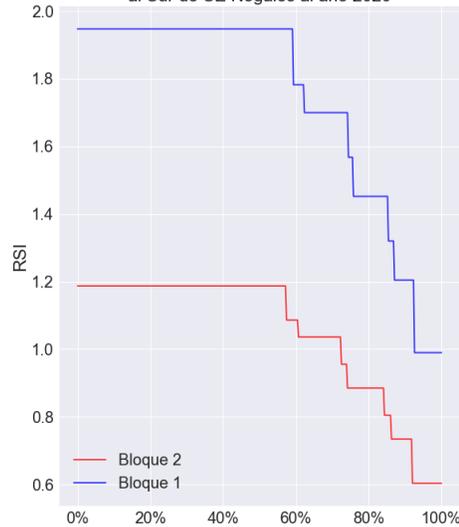


Figura 4.1.18. Curva de duración RSI del Control Secundario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

#### 4.1.4. Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga (CTF+)

El requerimiento de reserva para la provisión del Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga (CTF+) se definió en base a los datos suministrados por el Coordinador. Por lo demás, la asignación de este tipo de reservas en las zonas al norte de S/E Pan de Azúcar y al sur de S/E Nogales sigue la misma proporción que aquella definida en el IDPSSCC (CEN, 2018), según los bloques de mayor y menor requerimiento.

Tabla 4.1.4. Requerimientos de reserva para el CTF - Aumento de Carga

	Requerimiento de Reservas para el CTF - Aumento de Carga del SEN		Req. de Reservas para el CTF - Aumento de Carga al Norte de S/E Pan de Azúcar		Req. de Reservas para el CTF - Aumento de Carga al Sur de S/E Nogales	
Horas	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)
2020	+261	+400	+163.6	+210.2	+97.4	+189.8

Tests de Competitividad para CTF+

CTF+: Test 1 Año 2020

La Figura 4.1.19 muestra la capacidad de oferta para el CTF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representados por líneas punteadas) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico al año 2020. Se puede observar que las dos principales firmas del mercado pueden satisfacer por sí mismas los requerimientos de reserva a nivel sistémico por este servicio.

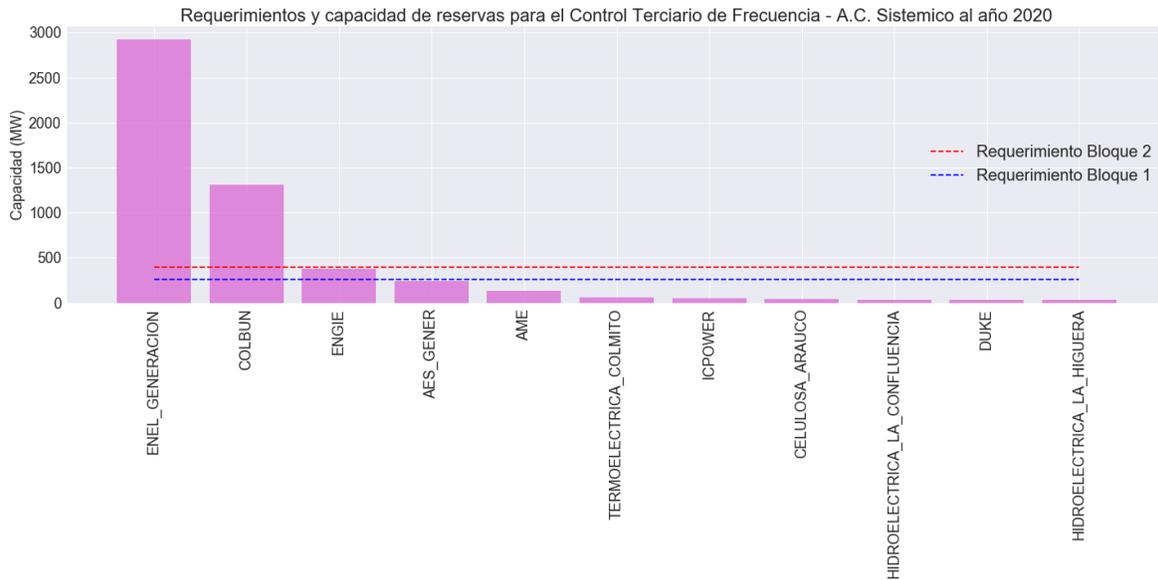


Figura 4.1.19. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2020

Luego, la Figura 4.1.20 muestra la curva de duración para el índice RSI asociado al mercado de CTF+ a nivel sistémico, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo. Al igual que en el caso del CPF, la curva presenta escalones menos abruptos, producto de un mayor número de unidades capaces de proveer el recurso, a diferencia del caso del CSF. Por lo demás, el índice alcanza valores mayores a 1.75, lo que podría ser considerado como holgado, y por tanto, el descarte o no de condiciones de competencia de largo plazo requiere de mayores análisis.

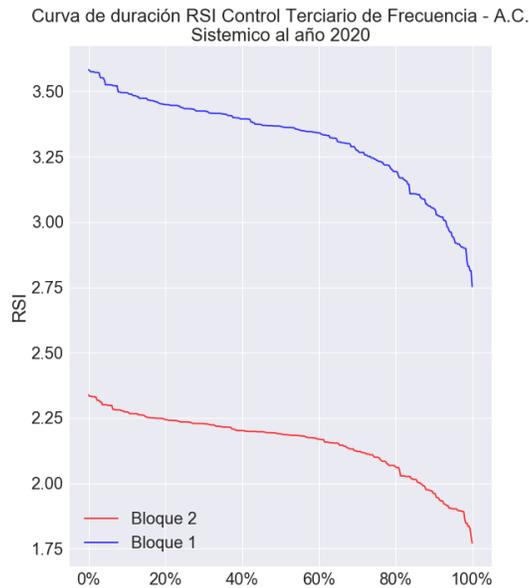


Figura 4.1.20. Curva de duración RSI del Control Terciario ndario de Frecuencia - Aumento de Carga a nivel Sistémico al año 2020

**CTF+: Test 2 Año 2020**

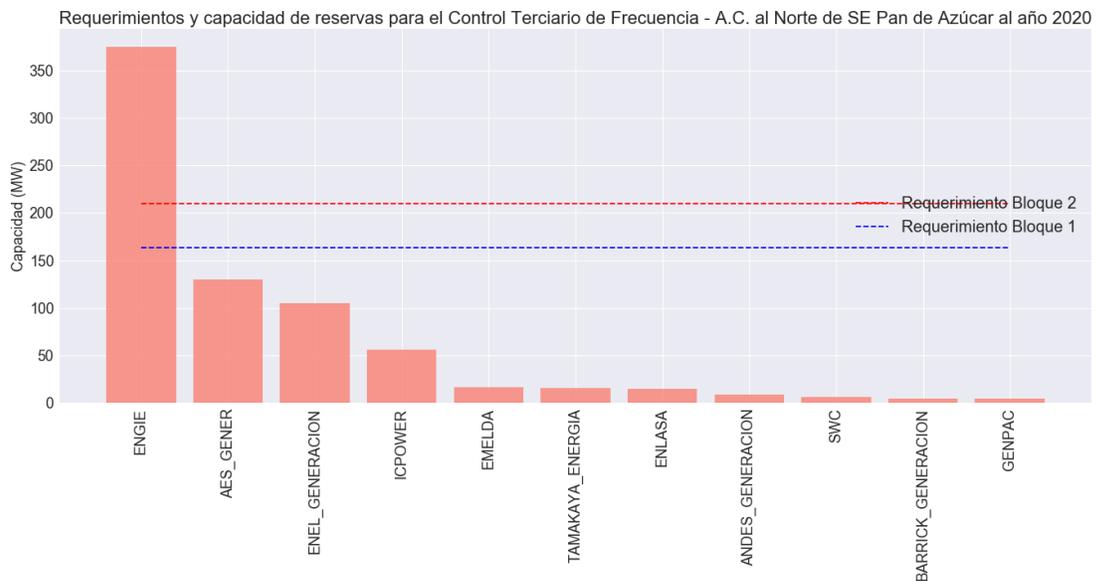


Figura 4.1.21. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

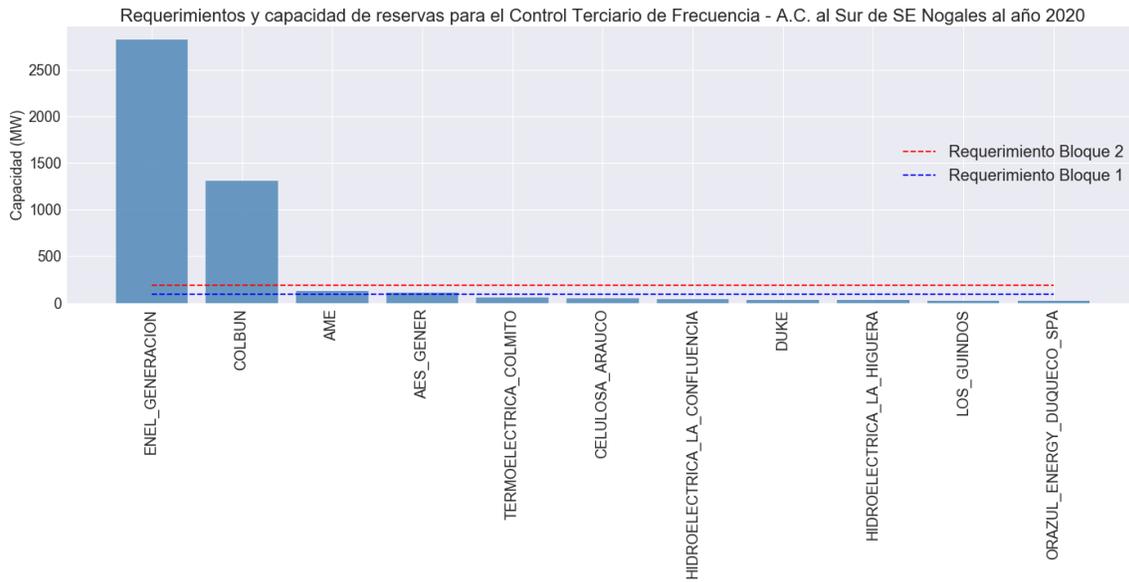


Figura 4.1.22. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

Las Figuras 4.1.21 y 4.1.22 muestran la capacidad de oferta para el CTF - Aumento de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representados por líneas punteadas) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta al Norte de la S/E Pan de Azúcar y al Sur de la S/E Nogales. En ambas figuras se observa que las principales firmas cuentan con capacidades de provisión de reservas muy superiores al resto.

Luego, las Figuras 4.1.23 y 4.1.24 muestran las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CTF+ al Norte de la S/E Pan de Azúcar y al Sur de la S/E Nogales, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo. En estas se observa el efecto de la concentración de los recursos, principalmente en la zona Norte, donde el índice alcanza valores inferiores a 0.3, lo que si bien reflejaría una falta de condiciones de competencia, se continuará con el análisis para reafirmar dicho supuesto.

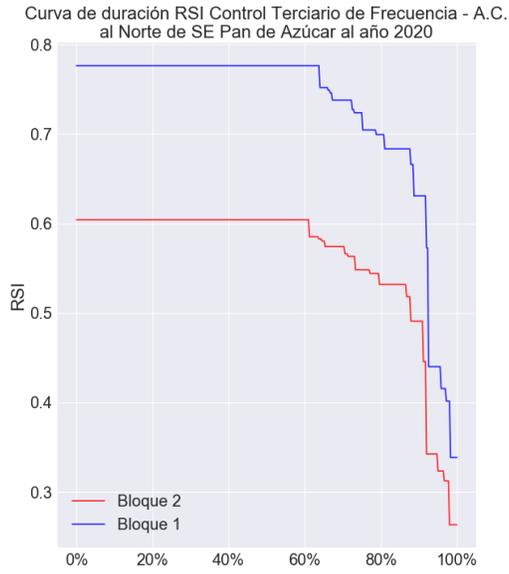


Figura 4.1.23. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

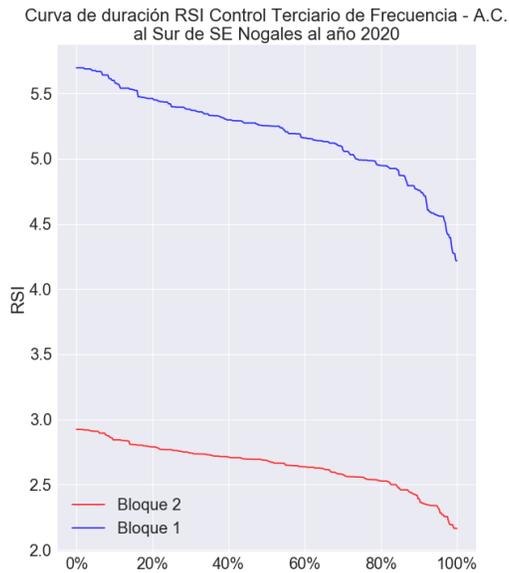


Figura 4.1.24. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia - Aumento de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

#### 4.1.5. Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga (CTF-)

El requerimiento de reserva para la provisión del Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga (CTF-) se definió en base a los datos suministrados por el Coordinador. Por lo demás, la asignación de este tipo de reservas en las zonas al norte de S/E Pan de Azúcar y al sur de S/E Nogales sigue la misma proporción que aquella definida en el IDPSSCC (CEN, 2018), según los bloques de mayor y menor requerimiento.

Tabla 4.1.5. Requerimientos de reserva para el CTF - Reducción de Carga

Horas	Requerimiento de Reservas para el CTF - Reducción de Carga del SEN		Req. de Reservas para el CTF - Reducción de Carga al Norte de S/E Pan de Azúcar		Req. de Reservas para el CTF - Reducción de Carga al Sur de S/E Nogales	
	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)	10:00-16:59 y 21:00-5:59 (Bloque 1)	17:00-20:59 y 6:00-9:59 (Bloque 2)
2020	-269	-386	-199.9	-242.7	-69.1	-143.3

#### Tests de Competitividad para CTF-

##### CTF-: Test 1 Año 2020

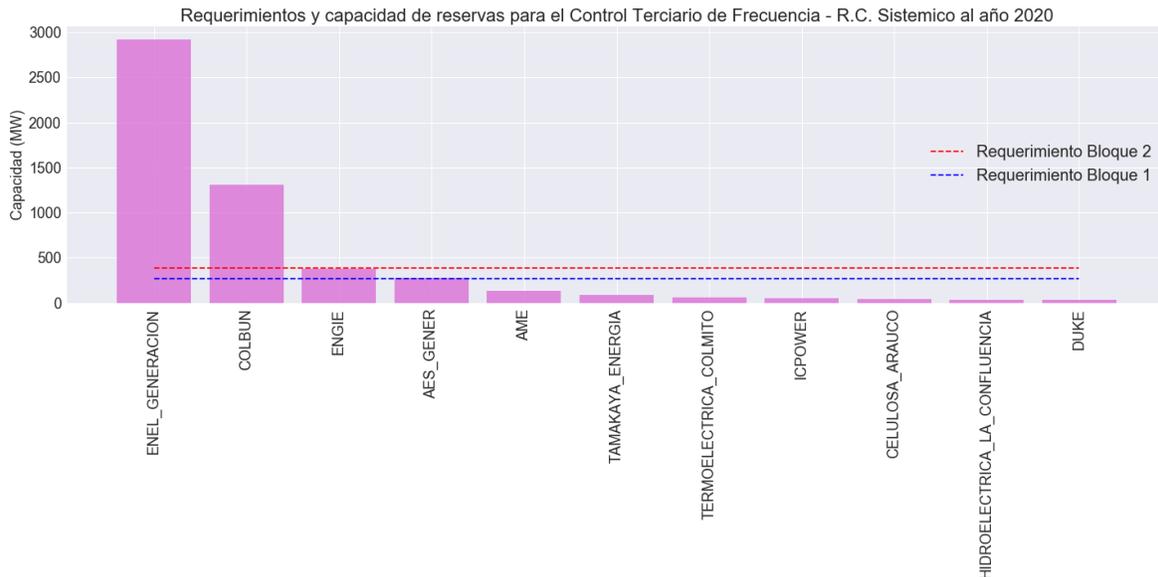


Figura 4.1.25. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistémico al año 2020

La Figura 4.1.25 muestra la capacidad de oferta para el CTF - Reducción de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representados por líneas punteadas) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta a nivel sistémico al año 2020. En esta se puede apreciar la concentración de recursos en las dos principales firmas del sistema.

La Figura 4.1.26 muestra la curva de duración para el índice RSI asociado al mercado de CTF- a nivel sistémico, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo. La curva presenta escalones menos abruptos, producto de un mayor número de unidades capaces de proveer el recurso, donde el índice decaea paulatinamente hasta alcanzar valores cercanos a 2.0, lo que podría ser considerado como holgado, y por tanto, el descartar o no de condiciones de competencia de largo plazo requiere de mayores análisis.

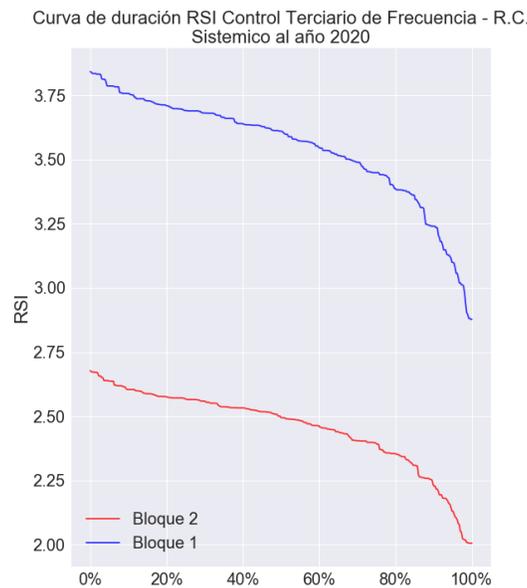


Figura 4.1.26. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga a nivel Sistémico al año 2020

**CTF-: Test 2 Año 2020**

Las Figuras 4.1.27 y 4.1.28 muestran la capacidad de oferta para el CTF - Reducción de Carga según compañía en relación a los requerimientos de día y noche (representados por líneas punteadas) para las 11 compañías con mayor capacidad de oferta al Norte de la S/E Pan de Azúcar y al Sur de la S/E Nogales. Al igual que para el caso del CTF+, en ambas figuras se observa que las principales firmas cuentan con capacidades de provisión de reservas muy superiores al resto.

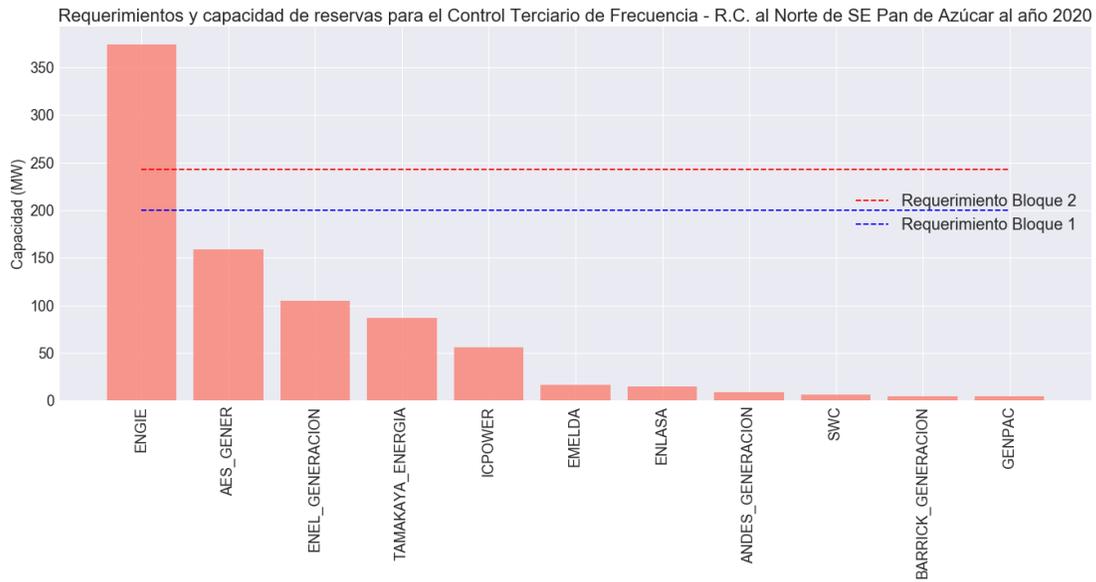


Figura 4.1.27. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

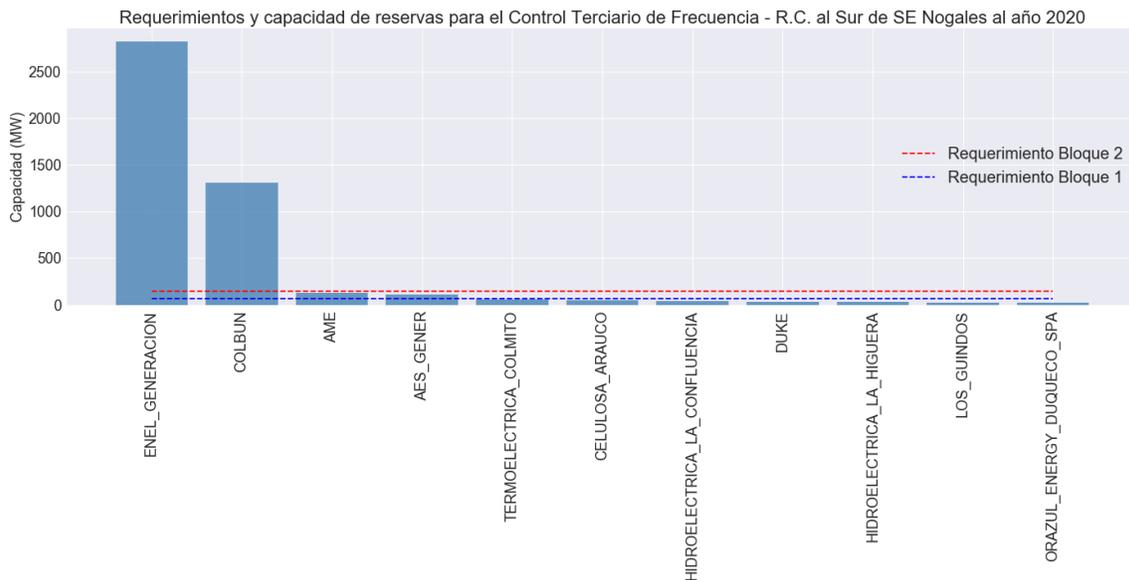


Figura 4.1.28. Requerimientos y capacidad de reservas para el Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

Las Figuras 4.1.29 y 4.1.30 muestran las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de CTF- al Norte de la S/E Pan de Azúcar y al Sur de la S/E Nogales, considerando un periodo de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho periodo. Al igual que para el caso del CTF+, en estas se observa el efecto de la concentración de los recursos,

principalmente en la zona Norte, donde el índice alcanza valores inferiores a 0.4, lo que si bien reflejaría una falta de condiciones de competencia, se continuará con el análisis para reafirmar dicho supuesto.

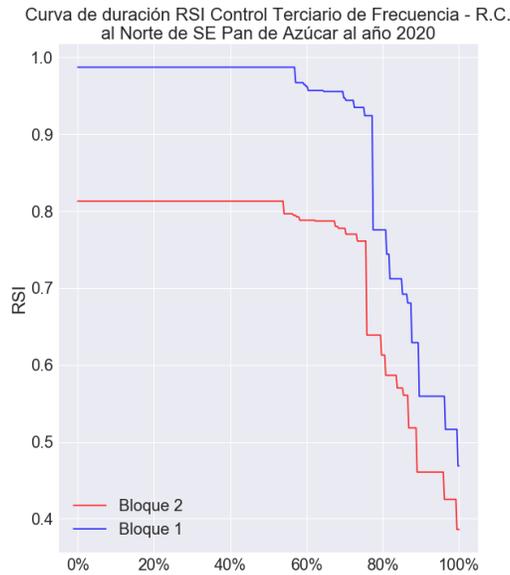


Figura 4.1.29. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga al Norte de la S/E Pan de Azúcar al año 2020

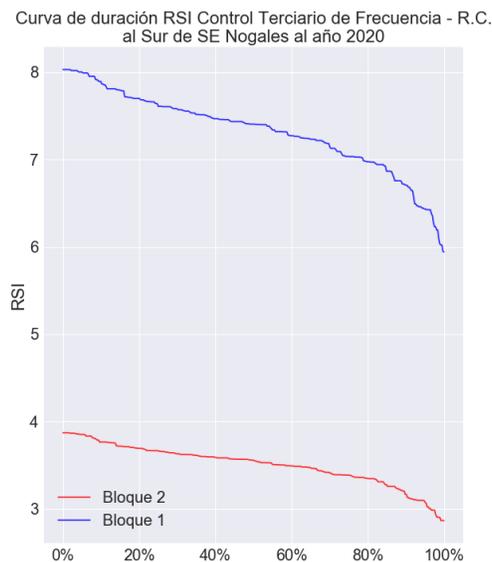


Figura 4.1.30. Curva de duración RSI del Control Terciario de Frecuencia - Reducción de Carga al Sur de la S/E Nogales al año 2020

## 4.2. Actualización de Análisis Técnico Económico

Esta sección presenta la actualización de los resultados del análisis técnico económico en base a las nuevas definiciones de producto según la Resolución Exenta N°801. Se incluyen los resultados preliminares de las simulaciones para cuatro semanas base bajo capacidad habilitada y disponible, junto con el análisis en base a las metodología de rentas pivotaes.

### 4.2.1. Simulaciones Base

Esta sección presenta los resultados para cuatro semanas del año para una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% (media seca). En particular, se presentan las asignaciones de reserva, índices de concentración de mercado, indicadores de remuneración total, y un análisis de índices pivotaes. Para la asignación de reservas, se presentan las cinco firmas con una mayor participación de forma individual, mientras que las demás empresas con participaciones menores a dichas cinco se agrupan en la categoría “Otros”.

#### 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, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

#### Capacidad disponible

Tabla 4.2.1. Asignación porcentual total de CSF-Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	AES GENER	46.45	AES GENER	46.45	AES GENER	46.45	AES GENER	46.45
2	ENGIE	23.21	ENEL GENERACION	28.71	ENGIE	19.92	ENGIE	19.5
3	ENEL GENERACION	23.13	ENGIE	22.44	ENEL GENERACIÓN	15.96	COLBUN	16.95
4	COLBUN	6.67	TAMAKAYA ENERGÍA	1.31	COLBUN	13.73	ENEL GENERACIÓN	12.77
5	TAMAKAYA ENERGIA	0.55	COLBUN	1.09	TAMAKAYA ENERGÍA	3.84	TAMAKAYA ENERGÍA	4.26
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0.1	Otros	0.07

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) con la excepción de Octubre donde Colbún tiene la tercera mayor asignación. Además, la

#### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

participación conjunta de las tres compañías con mayor asignación supera para todos los meses el 80%. Se destaca de forma particular que para estas simulaciones la empresa AES Gener se adjudica sobre el 46% de la totalidad del producto en todas las semanas consideradas. Lo anterior no implica necesariamente riesgos de poder de mercado, pero sí entrega nuevamente señales sobre la concentración existente dada la estructura y las ofertas estimadas, lo que refuerza la necesidad de un monitoreo de corto plazo.

### Capacidad habilitada

Tabla 4.2.2 Asignación porcentual total de CSF-Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	AES GENER	46.45						
2	ENEL GENERACIÓN	29.38	ENEL GENERACIÓN	26.91	ENGIE	19.03	ENEL GENERACION	25.65
3	ENGIE	20.83	ENGIE	20.03	ENEL GENERACION	17.69	ENGIE	18.18
4	TAMAKAYA ENERGIA	2.93	TAMAKAYA ENERGIA	3.73	COLBUN	12.03	TAMAKAYA ENERGIA	5.58
5	COLBUN	0.42	COLBUN	2.89	TAMAKAYA ENERGIA	4.73	COLBUN	4.07
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0.07	Otros	0.07

Al considerar sólo la capacidad habilitada reportada en el Capítulo 7 del IDPSSCC, se observa que el mercado para CSF-Down presenta una concentración similar, con las tres principales empresas (AES Gener, Enel Generación y Engie) obteniendo más de un 80% en todas las semanas simuladas. Estos resultados responden al hecho de que, bajo la nueva definición de CSF, los oferentes disponibles corresponden a oferentes habilitados para otorgar AGC y la asignación no cambia mayormente para este producto bajo este escenario.

### 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, considerando separadamente los recursos disponibles y recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Capacidad disponible

## Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

Tabla 4.2.3. Asignación porcentual total de CSF-Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	AES GENER	<b>34.88</b>	AES GENER	<b>34.88</b>	EDEL GENERACION	<b>36.29</b>	EDEL GENERACION	<b>37.68</b>
2	COLBUN	<b>29.44</b>	EDEL GENERACION	<b>34.76</b>	AES GENER	<b>34.7</b>	AES GENER	<b>34.41</b>
3	ICPOWER	<b>22.36</b>	ICPOWER	<b>22.27</b>	ICPOWER	<b>22.05</b>	ICPOWER	<b>22.16</b>
4	EDEL GENERACION	<b>11.78</b>	COLBUN	<b>6.46</b>	COLBUN	<b>3.75</b>	COLBUN	<b>2.67</b>
5	ENGIE	<b>1.4</b>	ENGIE	<b>1.27</b>	AME	<b>1.18</b>	TAMAKAYA ENERGIA	<b>1.14</b>
6	Otros	<b>0.15</b>	Otros	<b>0.37</b>	Otros	<b>2.02</b>	Otros	<b>1.94</b>

Se observa que para este servicio y escenario de ofertas, las tres compañías con mayor asignación muestran una participación conjunta superior al 85% del requerimiento. En particular, se observa que las dos empresas con mayor asignación (AES Gener y Colbún en Enero, y AES Gener y Enel el resto de las semanas simuladas) presentan una participación conjunta que varía entre el 65% y el 75% del total del requerimiento. La empresa IC Power ocupa el tercer lugar en la asignación de reserva con una participación cercana al 22%. Al igual que en el producto anterior, los niveles de concentración observados según este escenario de ofertas refuerzan la necesidad de monitoreo de mercado.

### Capacidad habilitada

Tabla 4.2.4. Asignación porcentual total de CSF-Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	AES GENER	<b>34.53</b>	EDEL GENERACION	<b>40.85</b>	AES GENER	<b>34.49</b>	AES GENER	<b>34.35</b>
2	COLBUN	<b>29</b>	AES GENER	<b>34.67</b>	EDEL GENERACION	<b>33.69</b>	EDEL GENERACION	<b>33.36</b>
3	ICPOWER	<b>22.25</b>	ICPOWER	<b>22.09</b>	ICPOWER	<b>22.05</b>	ICPOWER	<b>22.02</b>
4	EDEL GENERACION	<b>12.22</b>	TAMAKAYA ENERGIA	<b>1.03</b>	COLBUN	<b>6.5</b>	COLBUN	<b>6.99</b>
5	ENGIE	<b>1.23</b>	ENGIE	<b>0.99</b>	TAMAKAYA ENERGIA	<b>1.29</b>	TAMAKAYA ENERGIA	<b>1.51</b>
6	Otros	<b>0.77</b>	Otros	<b>0.37</b>	Otros	<b>1.98</b>	Otros	<b>1.76</b>

### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

#### Informe Final

Nuevamente, al considerar sólo la capacidad habilitada se observan niveles de concentración y asignaciones similares en relación al caso de capacidad disponible, manteniéndose las principales empresas en términos de asignación de reserva. Al igual que en CSF-Down, esto responde a la nueva definición de producto.

### CTF - Up

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CTF - Up a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Capacidad disponible

Tabla 4.2.5. Asignación porcentual total de CTF - Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	Company	Value	Company	Value	Company	Value	Company	Value
1	AES GENER	39	AES GENER	39.49	AES GENER	39.38	AES GENER	41.79
2	ENEL GENERACION	29.72	ENEL GENERACION	31.12	ENEL GENERACION	31.05	ENEL GENERACION	29.74
3	ICPOWER	13.02	ICPOWER	13.09	ICPOWER	13.26	ICPOWER	13.18
4	COLBUN	5.52	ENGIE	3.52	ENGIE	3.07	ARAUCO BIOENERGIA	3.23
5	ENGIE	3.7	ARAUCO BIOENERGIA	3.22	ARAUCO BIOENERGIA	3.04	ENGIE	2.93
6	Otros	9.04	Otros	9.55	Otros	10.21	Otros	9.13

Para este servicio se observa que la asignación conjunta de las tres principales compañías (AES Gener, Enel Generación e IC Power) supera un 80% para todas las semanas simuladas. A diferencia de los casos anteriores, se observa una mayor participación bajo el concepto "Otros", en el orden del 10% del total del requerimiento. A pesar de esto, el nivel de concentración observado en el mercado de CTF-Up bajo el presente escenario de ofertas es relevante.

## Capacidad habilitada

Tabla 4.2.6. Asignación porcentual total de CTF-Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	1	COLBUN	<b>40.89</b>	AES GENER	<b>40.51</b>	AES GENER	<b>40.36</b>	AES GENER
2	AES GENER	<b>40.39</b>	ENEL GENERACION	<b>32.28</b>	ENEL GENERACION	<b>21.62</b>	ENEL GENERACION	<b>24.98</b>
3	ICPOWER	<b>13.11</b>	ICPOWER	<b>13.24</b>	COLBUN	<b>20.01</b>	COLBUN	<b>16.81</b>
4	ENGIE	<b>2.89</b>	COLBUN	<b>10.75</b>	ICPOWER	<b>13.26</b>	ICPOWER	<b>13.29</b>
5	ENEL GENERACION	<b>2.1</b>	ENGIE	<b>2.4</b>	ENGIE	<b>2.84</b>	ENGIE	<b>2.5</b>
6	Otros	<b>0.62</b>	Otros	<b>0.82</b>	Otros	<b>1.91</b>	Otros	<b>1.9</b>

Al considerar sólo la capacidad habilitada, se observan niveles de concentración mayores con una fuerte disminución en la participación bajo el concepto de “Otros”. La asignación conjunta de las tres empresas con mayor participación en reserva representa sobre un 80% en todas las semanas, llegando hasta un 94% para el mes de Enero. A diferencia del caso anterior, se observa una mayor participación de Colbún en el mercado de CTF-Up, debido a una menor cantidad de oferentes en la zona sur del sistema.

## CTF - Down

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CTF - Down a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

## Capacidad disponible

Tabla 4.2.7. Asignación porcentual total de CTF - Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	1	AES GENER	<b>50.87</b>	AES GENER	<b>50.84</b>	AES GENER	<b>50.84</b>	AES GENER
2	ENEL GENERACION	<b>25.5</b>	ENEL GENERACION	<b>29.86</b>	ENEL GENERACION	<b>24.15</b>	ENEL GENERACION	<b>25.12</b>
3	COLBUN	<b>12.18</b>	ENGIE	<b>9.3</b>	COLBUN	<b>13.3</b>	COLBUN	<b>12.77</b>

## Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

4	ENGIE	9.41	COLBUN	7.12	ENGIE	6.76	ENGIE	7.22
5	AGUAS DEL MELADO SA	1.25	AGUAS DEL MELADO SA	1.39	TAMAKAYA ENERGIA	2.36	TAMAKAYA ENERGIA	1.88
6	Otros	0.79	Otros	1.49	Otros	2.59	Otros	2.17

Para este servicio y bajo este escenario de ofertas, se observa que la asignación conjunta de las tres compañías más relevantes varía entre un 87% y un 90%. Estas compañías corresponden a AES Gener, Enel Generación y Colbún, con excepción del mes de Abril, donde Engie ocupa el tercer puesto en lugar de Colbún. De forma particular, se observa que la compañía AES Gener concentra sobre un 50% de la provisión del servicio para todas las semanas simuladas.

### Capacidad habilitada

Tabla 4.2.8. Asignación porcentual total de CTF - Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	AES GENER	50.84	AES GENER	50.84	AES GENER	50.84	AES GENER	50.79
2	ENEL GENERACION	24.25	ENEL GENERACION	23.68	COLBUN	17.84	ENEL GENERACION	20.96
3	ENGIE	16.2	ENGIE	14.71	ENGIE	13.97	ENGIE	13.3
4	COLBUN	6.21	COLBUN	6.79	ENEL GENERACION	12.41	COLBUN	9.5
5	TAMAKAYA ENERGIA	2.49	TAMAKAYA ENERGIA	3.98	TAMAKAYA ENERGIA	4.73	TAMAKAYA ENERGIA	5.44
6	Otros	0	Otros	0	Otros	0.22	Otros	0

Al considerar sólo la capacidad habilitada, se observan niveles de concentración similar al caso anterior, con la participación conjunta de las tres compañías más importantes en asignación oscilando entre un 82% y un 92% del total del requerimiento. Al igual que el caso anterior, AES Gener concentra sobre un 50% de la provisión del servicio para todas las semanas simuladas. También se observa una disminución en la participación de otras compañías.

#### 4.2.1.1. Índice HHI

A continuación se presenta el índice HHI de concentración de mercado, para las zonas Norte y Centro-Sur definidas por el IDPSSCC 2018, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC. Recalamos el hecho que el indicador HHI debe ser

### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

interpretado con cuidado pues presenta grandes deficiencias como indicador efectivo para analizar condiciones de competencia en mercados con la complejidad del eléctrico.

### Capacidad disponible

#### Norte

Tabla 4.2.9. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Norte.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Down	5470.21	5402.41	5211.88	5184.87
CSF-Up	4973.13	4960.72	4899.41	4855.44
CTF - Up	5025.48	5137.55	5115.88	4935.04
CTF - Down	5682.58	5658.85	5625.06	5634.85

#### Centro-Sur

Tabla 4.2.10. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Centro-Sur.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Down	6526.96	9297.22	4993.84	5073.92
CSF-Up	5917.66	7356.2	7841.67	8402.78
CTF - Up	4817.08	5354.3	5347.55	4651.54
CTF - Down	4702.15	5733.86	4365.25	4533.47

A partir de estos resultados, se observa que en CSF-Down la zona Norte presenta menor índice HHI, variando entre 4900 y 5700, mientras que en la zona Centro Sur se observa un mínimo de 5000 en Julio y un máximo de 9300 en Abril. Para CSF-Up, se observan oscilaciones entre 4900 y 5000 en la zona Norte, y entre 5900 y 8400 en la zona Centro Sur. Para CTF-Up, el índice de concentración varía entre 4900 y 5100 en la zona Norte, y entre 4700 y 5400 en la zona Centro Sur. Finalmente, se tiene que para CTF-Down se observan concentraciones similares, presentando valores de índice alrededor de 5600 para la zona Norte y variaciones entre 4400 y 5700 en la zona Centro Sur. Estos resultados muestran que las mayores concentraciones se observan para los servicios de CSF, especialmente en la zona Centro Sur.

## Capacidad habilitada

### Norte

Tabla 4.2.11. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Norte.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Down	5274.7	5218.83	5156.94	5110.62
CSF-Up	4889.96	4896.3	4859.06	4829
CTF - Up	5338.25	5370.13	5341.61	5312.79
CTF - Down	5902.14	5827.12	5796.17	5763.14

### Sur

Tabla 4.2.12. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Centro-Sur.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Down	9722.04	8248.82	5156.87	7598.72
CSF-Up	5828.94	9821.37	6932.88	6840.48
CTF - Up	9613.72	6174.22	4797.44	4920.44
CTF - Down	6753.13	6537.5	5087.21	5707.2

Al considerar la capacidad habilitada se observan niveles de concentración en general mayores que para el caso anterior, especialmente en la zona Centro Sur. Para CSF-Down, en dicha zona se observan índices superiores a 7600, con excepción de Julio donde el índice es de 5200. El servicio CSF-Up también presenta valores elevados en la zona Centro Sur, alcanzando un máximo de 9800. De forma similar, el índice para CTF-Up alcanza un máximo de 9600. Estos indicadores HHI altos no implican necesariamente la existencia de poder de mercado, sin embargo, como se ha indicado anteriormente, los niveles de concentración observados refuerzan la necesidad de un cuidadoso monitoreo de condiciones de competencia en caso de implementarse un sistema de subastas.

#### 4.2.1.2. Proporción de remuneraciones

A continuación se presenta la proporción porcentual de remuneraciones en reserva, calculados mediante pay-as-bid, en relación a remuneraciones en energía, estimados mediante pay-as-clear, usando las variables duales de las simulaciones realizadas para cada semana representativa. Se presentan resultados considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Tabla 4.2.13. Porcentaje de remuneraciones de reserva en relación a energía.

	Enero	Abril	Julio	Oct
C. Disponible	5.55	5.82	5.33	5.18
C. Habilitada	5.98	6.47	6.35	5.6

Se observa que los pagos por reserva representan alrededor de un 5%-6% de los pagos en energía para todos los escenarios simulados, siendo la reserva levemente más costosa para las simulaciones que consideran la capacidad habilitada respecto a la disponible.

#### 4.2.1.3. Índices de pivotalidad

Los resultados anteriores muestran distintas asignaciones, niveles de concentración y remuneraciones para las semanas consideradas, en base a una realización específica de los *bids* de cada agente. Estos indicadores permiten tener una noción del comportamiento del mercado una vez que ya esté implementado. Sin embargo, para el estudio de condiciones de competencia, los índices asociados al cálculo de rentas pivotaes entregan mayor 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 es la presentada en el Capítulo 5 del Estudio “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC”, considerando el análisis separadamente tanto los recursos disponibles como los recursos habilitados para la provisión de SSCC. 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.

**CSF-Down**

A continuación se presenta la composición de rentas pivotales para las empresas más relevantes en la provisión de CSF-Down, para las semanas base, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

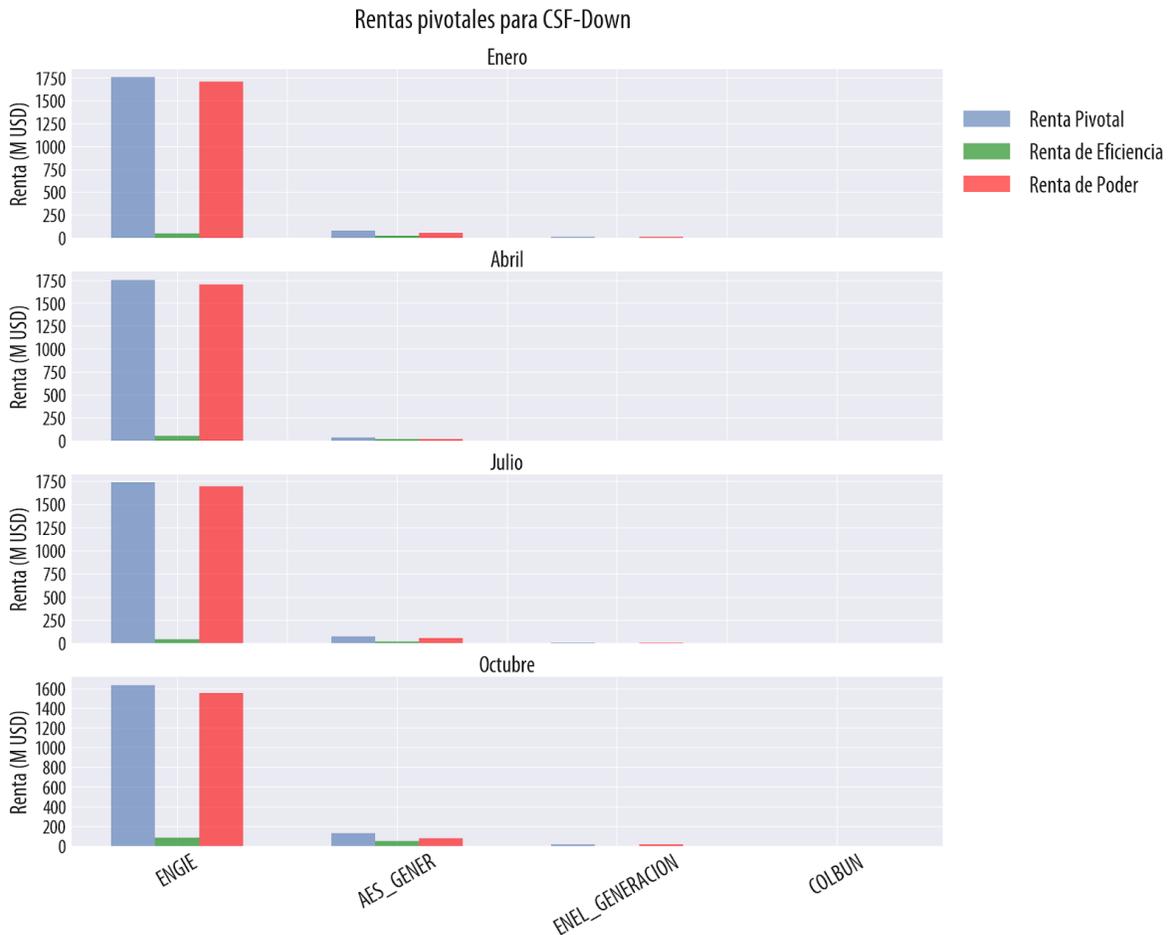


Figura 4.2.1 Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CSF-Down.

Se puede observar la existencia de rentas pivotales para las empresas AES Gener y Engie a través de todas las semanas simuladas, a las cuales se añade en menor medida la empresa Enel Generación para algunas semanas. En general se observa que las rentas pivotales de estas 3 empresas provienen principalmente de rentas de poder de mercado y se destaca el alto nivel de pivotalidad que posee la empresa Engie. Además, resulta importante destacar que pese a que existen empresas que presentan asignaciones de reserva similares a las de Engie, como es el caso de Enel Generación y Colbún, e incluso con mayor asignación como en el caso de AES Gener, éstas no presentan rentas pivotales significativas, de lo cual se puede extraer que estas empresas no

[Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios](#)

Informe Final

tienen capacidad de ejercer poder de mercado al ser sustituible desde el punto de vista del sistema.

### Capacidad Habilitada

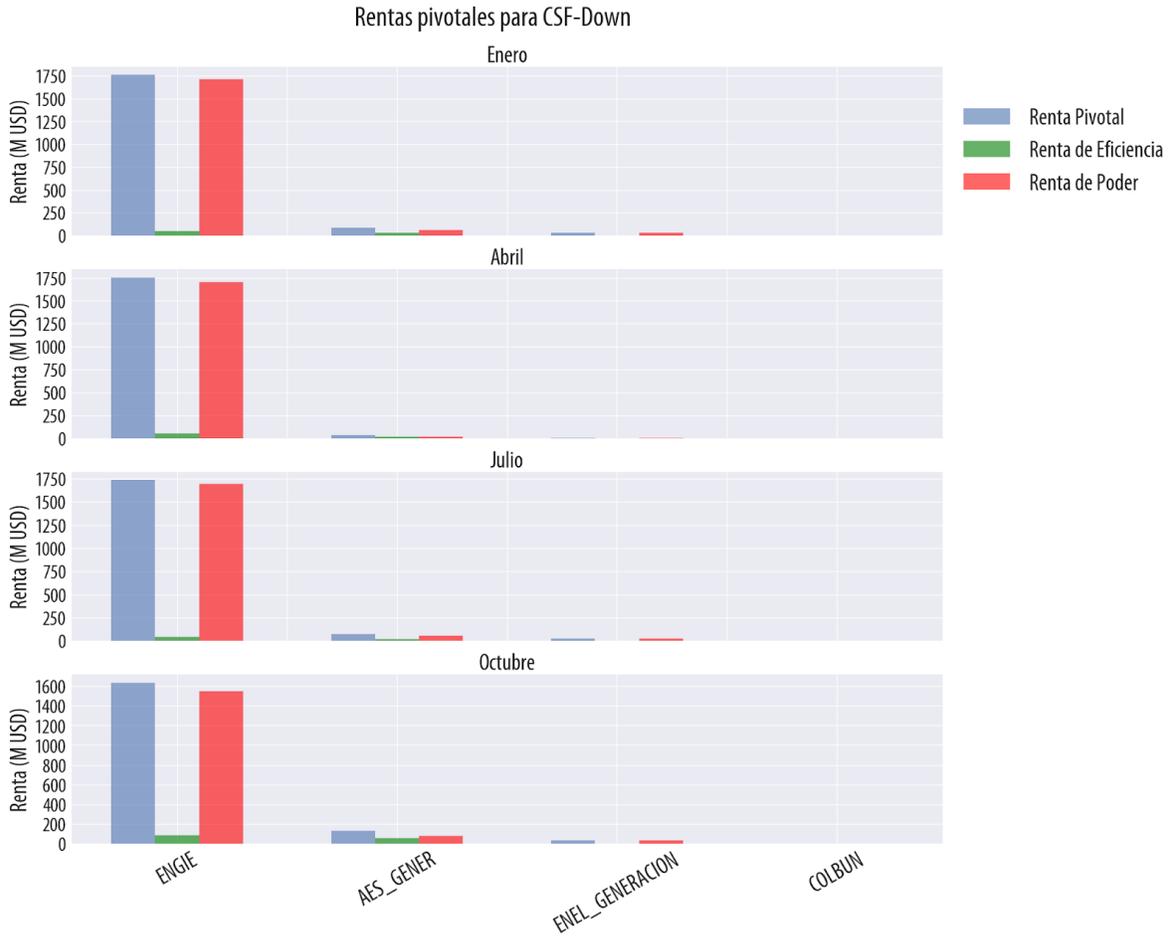


Figura 4.2.2. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CSF-Down.

Al considerar la capacidad habilitada, se puede observar que persiste la existencia de rentas pivotales para las empresas AES Gener, Engie y Enel Generación a través de las semanas simuladas. En general se observa que las rentas pivotales de todas las empresas provienen en gran parte de rentas de poder de mercado y que persiste el alto nivel de pivotalidad por parte de la empresa Engie.

### CSF-Up

A continuación se presenta la composición de rentas pivotales para las empresas más relevantes en la provisión de CSF-Up, para las semanas base, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

#### Capacidad Disponible

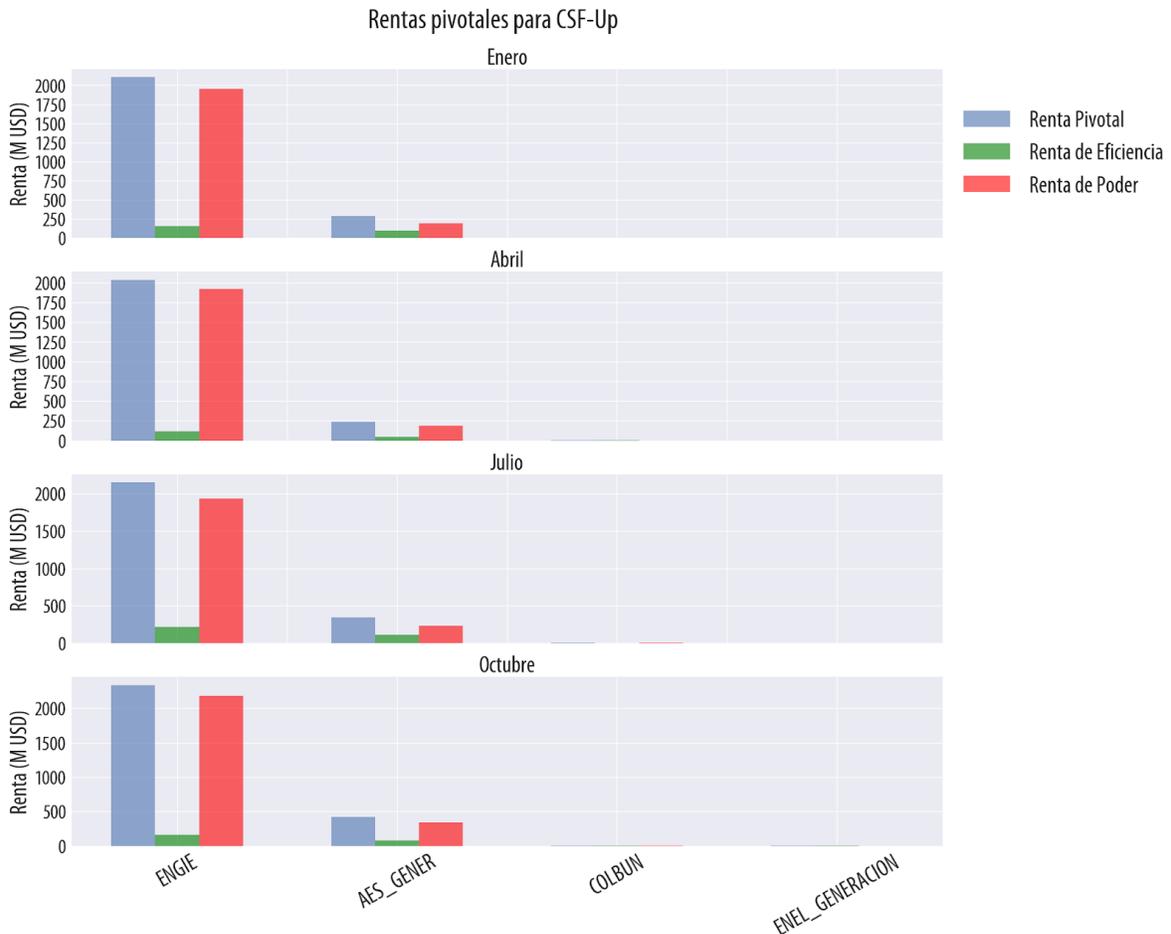


Figura 4.2.3. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CSF-Up.

Se puede observar que para CSF-Up las rentas pivotales provienen principalmente de rentas de poder de mercado. En particular se observa que la empresa Engie presenta mayor renta pivotal que el resto de las empresas bajo análisis. Las empresas que presentan rentas de poder de mercado continúan siendo AES Gener y Engie, en una proporción mayor a las rentas observadas para CSF-Down. Además, se destaca que Enel Generación reduce sus rentas pivotales y Colbún presenta una cantidad pequeña de rentas pivotales.

Capacidad Habilitada

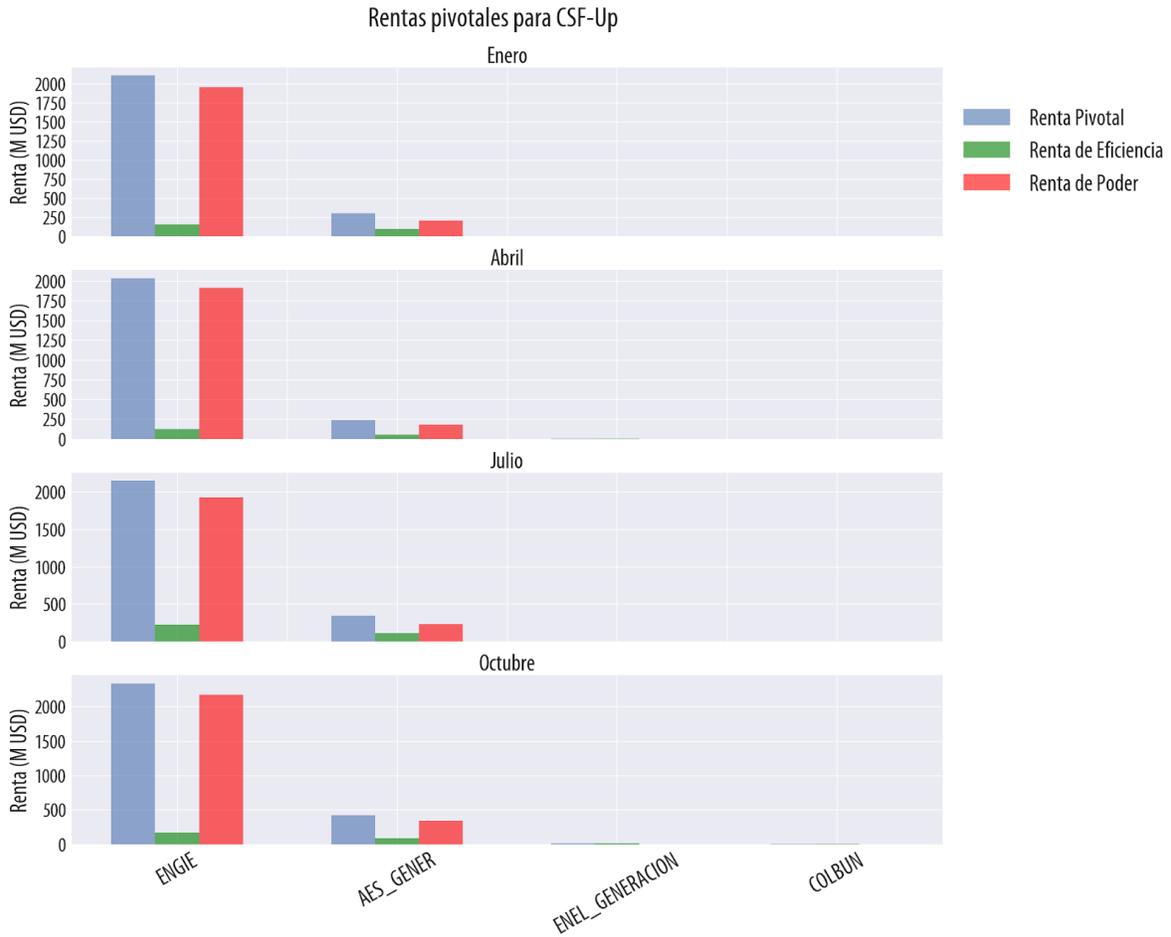


Figura 4.2.4. Rentas pivotaes para las principales empresas participantes del mercado de CSF-Up.

Al considerar sólo los recursos habilitados, es posible apreciar que no existen cambios significativos en la magnitud y composición de las rentas pivotaes respecto al caso con recursos disponibles. En particular se destaca prácticamente solo Engie y AES Gener presentan rentas pivotaes, compuestas casi en su totalidad por rentas de poder de mercado.

**CTF-Down**

A continuación se presenta la composición de rentas pivotales para las empresas más relevantes en la provisión de CTF, para las semanas base, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

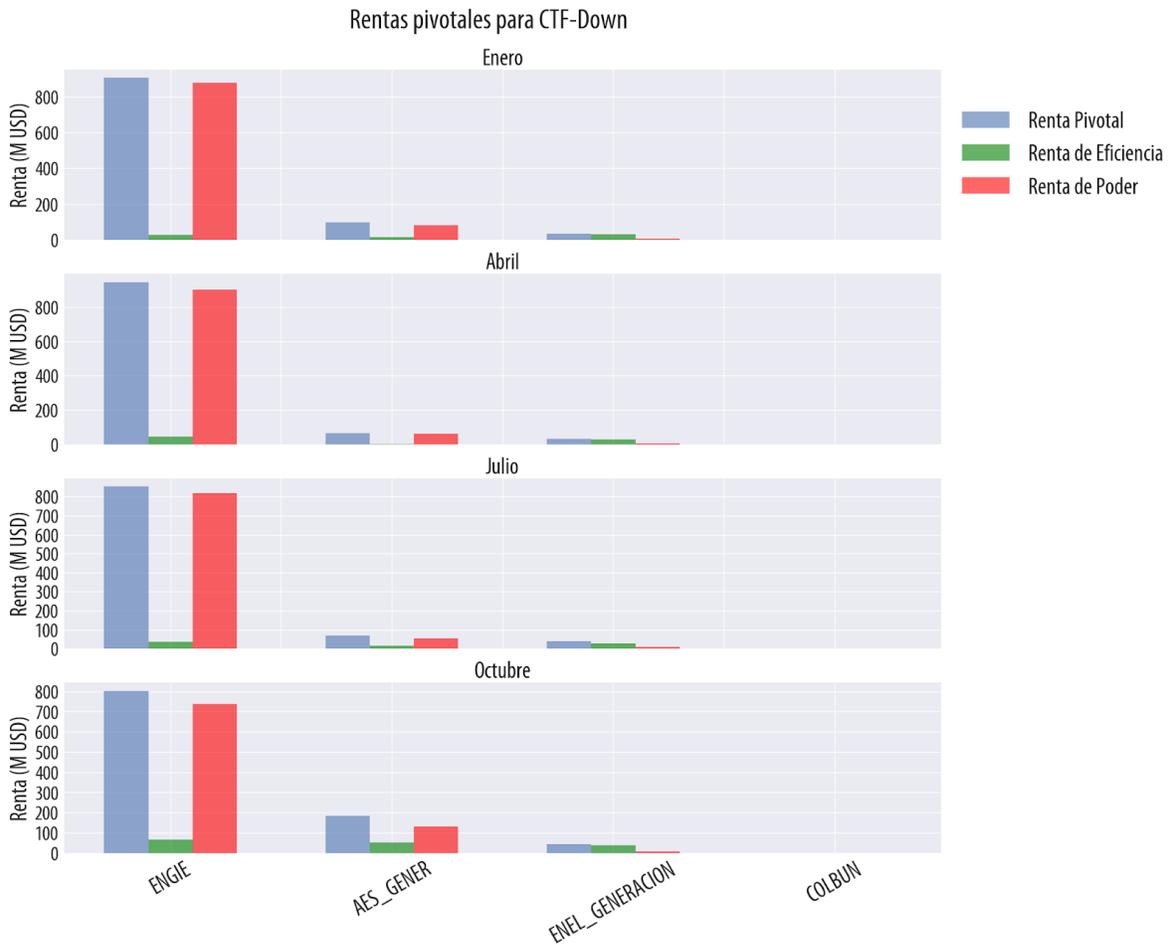


Figura 4.2.5. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CTF-Down.

Se puede observar que para CTF las rentas pivotales provienen principalmente de rentas de poder de mercado para las empresas Engie y AES Gener. En menor medida, la empresa Enel Generación presenta rentas pivotales, compuesta principalmente de rentas de eficiencia. Se destaca el alto nivel de pivotalidad presentado por la empresa Engie y que persiste en el resto de los mercados analizados.

Capacidad Habilitada

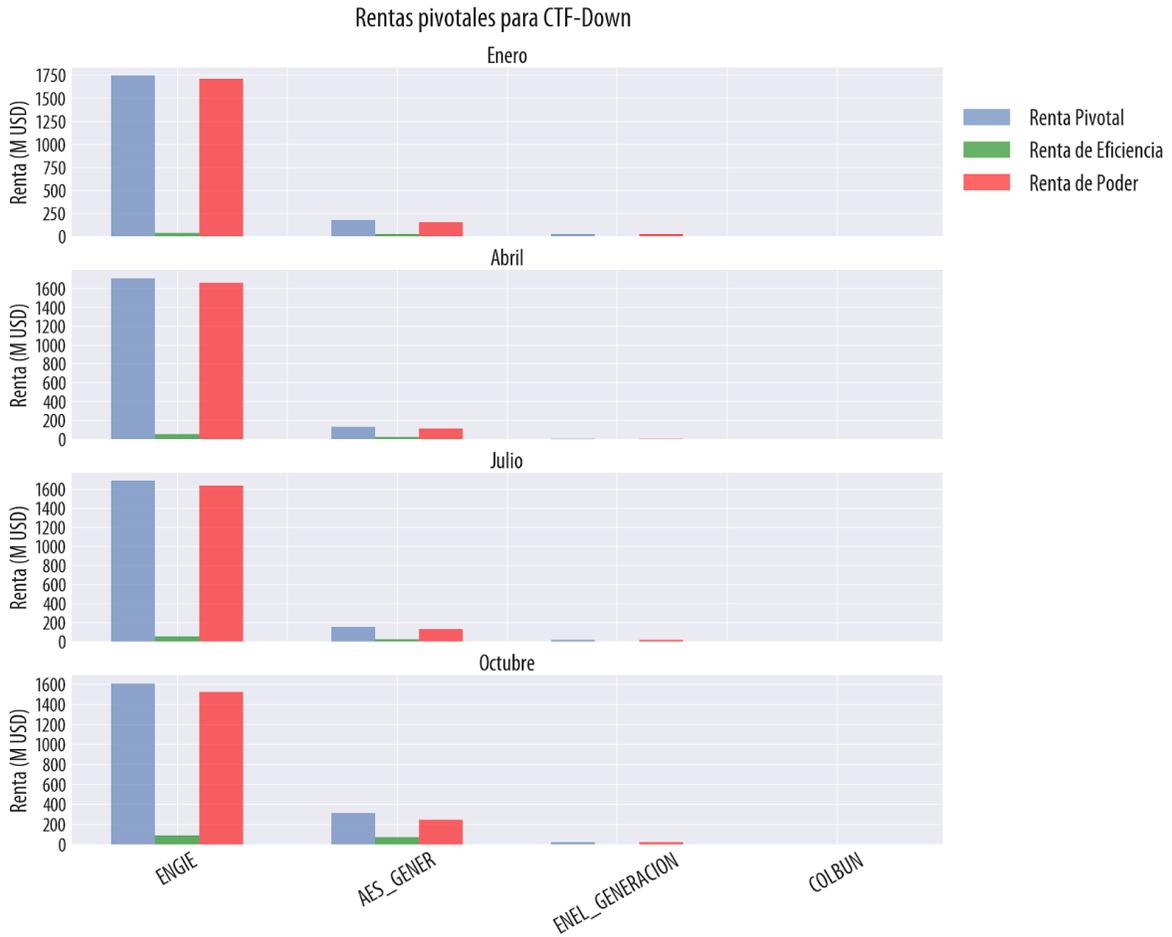


Figura 4.2.6. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CTF-Down.

Al considerar sólo la capacidad habilitada, se observa un aumento en las rentas pivotales, principalmente concentradas en la empresa Engie y que provienen principalmente por rentas de poder de mercado.

### CTF-Up

A continuación se presenta la composición de rentas pivotales para las empresas más relevantes en la provisión de CTF, para las semanas base, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

#### Capacidad Disponible

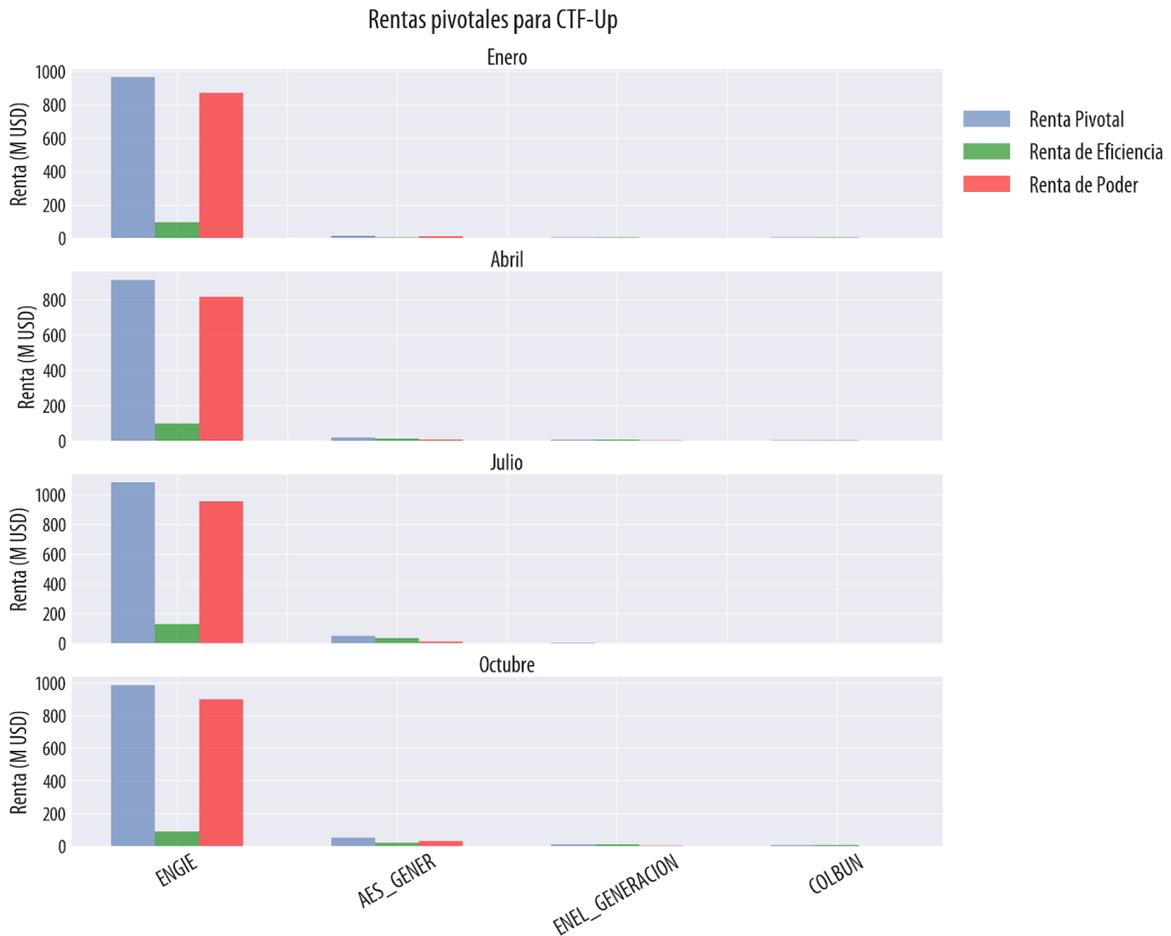


Figura 4.2.7. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CTF-Up.

Se puede observar que para CTF las rentas pivotales provienen principalmente de rentas de poder de mercado. En particular se observa que la empresa Engie presenta mayor renta pivotal que el resto de las empresas bajo análisis. Si bien se observa la existencia de rentas de poder de mercado para AES Gener, la magnitud de estas no se considera relevante para el análisis.

### Capacidad Habilitada

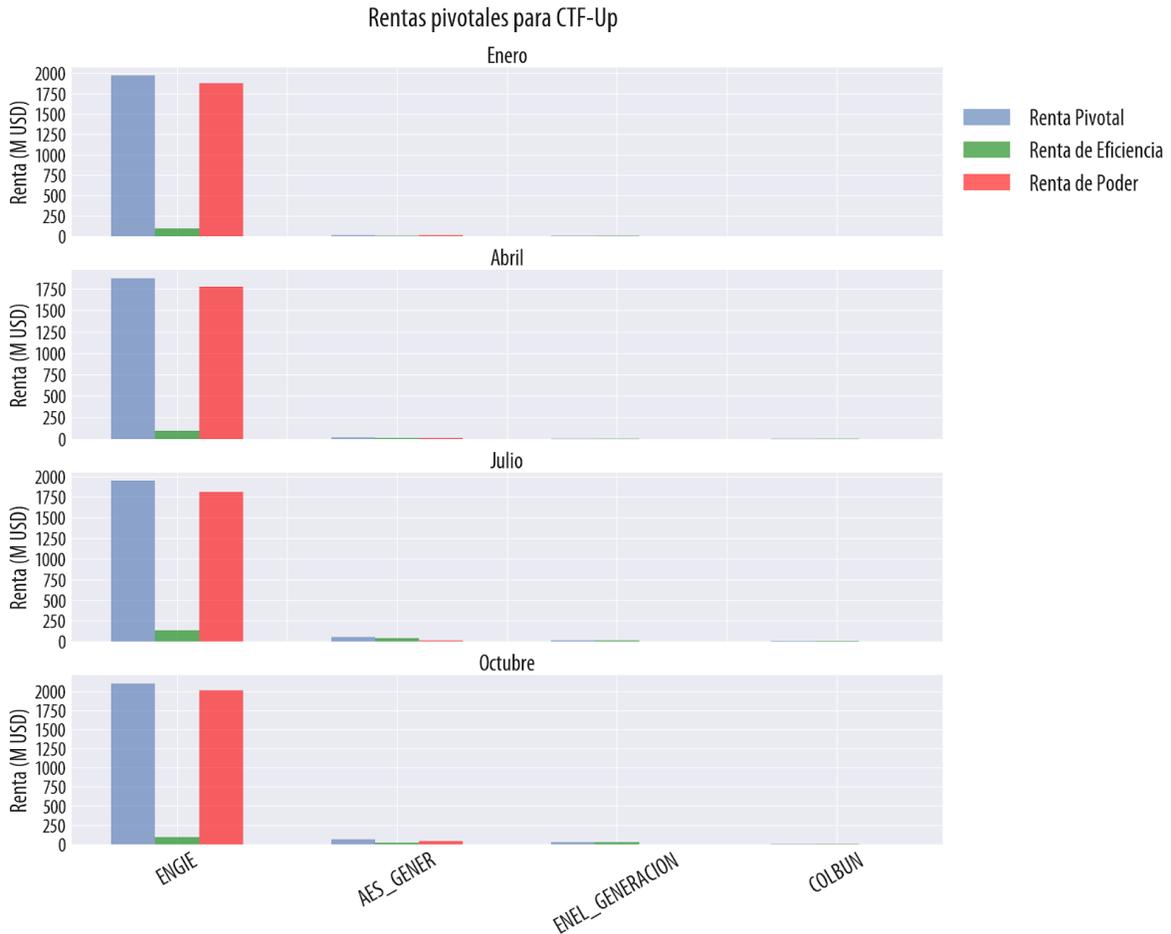


Figura 4.2.8. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CTF-Up.

Al considerar sólo la capacidad habilitada, no se observan grandes cambios respecto al caso anterior, ya que casi la totalidad de las rentas pivotales se concentra en la empresa Engie y con un gran porcentaje proveniente de rentas de poder de mercado.

### Resumen de indicadores pivotales

#### Capacidad Disponible

A continuación se presenta un resumen de las rentas pivotales discutidas previamente a través de los indicadores Rentas Pivotal totales (RPT) y Rentas Pivotal de Poder de Mercado totales (RPPMT) considerando los **recursos disponibles** del sistema.

#### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

Tabla 4.2.14. Resumen índice RPT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	6.1006	6.1147	5.6478	5.2063
CSF-Up	7.2751	7.7272	7.1019	8.5459
CTF-Down	3.0288	3.1476	2.6379	2.7301
CTF-Up	2.8906	2.6301	2.9756	2.9071

Tabla 4.2.15. Resumen índice RPPMT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	5.8649	5.8775	5.4664	4.8171
CSF-Up	6.4919	7.1487	6.1726	7.782
CTF-Down	2.8172	2.9215	2.4208	2.3178
CTF-Up	2.5926	2.3157	2.5427	2.5713

Los indicadores en general muestran valores que permitirían descartar condiciones de competencia para todas las semanas en el escenario optimista donde se considera la capacidad disponible. Si bien los valores obtenidos para los mercados de CTF resultan menores que el resto, no son suficientes para no descartar condiciones de competencia en dichos mercados.

### Capacidad Habilitada

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) considerando los **recursos habilitados** en el sistema.

Tabla 4.2.16. Resumen índice RPT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	6.1386	6.1067	5.6523	5.1983
CSF-Up	7.1994	7.4349	6.9152	8.1747
CTF-Down	5.0881	5.0045	4.557	4.5345
CTF-Up	5.6525	5.0724	5.0725	5.6877

Tabla 4.2.17. Resumen índice RPPMT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	5.8868	5.8696	5.4609	4.7925
CSF-Up	6.4417	6.8487	5.9544	7.387
CTF-Down	4.9202	4.8145	4.3734	4.1732
CTF-Up	5.3481	4.7676	4.596	5.3049

Los indicadores asociados a rentas pivotaes no muestran grandes cambios al considerar el conjunto de oferentes habilitados. Aparecen niveles mayores de rentas pivotaes de poder de mercado para CTF y, en general, los indicadores varían marginalmente de valor respecto al caso de oferta disponible en el resto de los mercados. Esto permite concluir que desde el punto de vista del análisis de rentas pivotaes las conclusiones se mantienen tanto para el caso con capacidad habilitada como disponible.

#### 4.2.2 Sensibilidad de participación de unidades con CSF Manual para indicadores pivotaes

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para el producto de CSF-Up y CSF-Down, 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, considerando separadamente los recursos disponibles y recursos habilitados para la provisión de SSCC. 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 con una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre, evaluando la posibilidad de que las centrales capaces de proveer CSF manual pasen a CSF AGC. Para esto se consideró la capacidad de proveer el producto de CSF como el máximo entre su capacidad manual y de AGC, manteniendo el producto de CTF con tiempos de activación y despliegue de 5 y 15 minutos, respectivamente. De este modo, se contrasta este escenario con el escenario base donde solo pueden participar en aquellos mercados de CSF los oferentes que cuentan con AGC. Cabe señalar que esta sensibilidad aumenta directamente la cantidad de oferentes capaces de entregar el servicio de CSF-Down y, por lo tanto, la oferta total del producto..

## Capacidad Disponible

Tabla 4.2.18. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para ampliación de oferta CSF AGC

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
Escenario	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Solo AGC	6.1006	5.8649	6.1147	5.8775	5.6478	5.4664	5.2063	4.8171
AGC+Manual	0.1332	0.0955	0.1296	0.0567	0.2691	0.1829	0.2563	0.0463

Tabla 4.2.19. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up para ampliación de oferta CSF AGC

CSF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
Escenario	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Solo AGC	7.2751	6.4919	7.7272	7.1487	7.1019	6.1726	8.5459	7.782
AGC+Manual	0.6558	0.4365	0.5174	0.2863	0.8273	0.4972	0.5709	0.288

## Capacidad Habilitada

Tabla 4.2.20. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para ampliación de oferta CSF AGC

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
Escenario	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Solo AGC	6.1386	5.8868	6.1067	5.8696	5.6523	5.4609	5.1983	4.7925
AGC+Manual	1.6958	1.6016	1.6772	1.5303	1.7903	1.6725	1.6946	1.3772

Tabla 4.2.21. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up para ampliación de oferta CSF AGC

CSF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
Escenario	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Solo AGC	7.1994	6.4417	7.4349	6.8487	6.9152	5.9544	8.1747	7.387
AGC+Manual	1.6125	1.3917	1.3474	1.1215	1.6368	1.3011	1.6335	1.3224

Tal como se podría esperar al aumentar la cantidad de oferentes capaces de entregar el servicio de CSF, las condiciones de competencia mejoran drásticamente cuando se considera que las unidades con CSF manual pasan a CSF AGC. El mejor escenario se observa para el escenario de capacidad

## Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

### Informe Final

disponible, donde existe un bajo nivel de rentas pivotales, las cuales aumentan al considerar sólo la capacidad habilitada debido a la restricción de oferentes que ese escenario implica.

#### 4.2.3 Sensibilidad de participación de energías renovables para indicadores pivotales

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para el producto de CSF Down, 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 pivotales, considerando separadamente los recursos disponibles y recursos habilitados para la provisión de SSCC. 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 con una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre bajo distintos niveles de participación de energía solar en la provisión de CSF-Down y manteniendo el producto de CTF con tiempos de activación y despliegue de 5 y 15 minutos, respectivamente. Para esto se consideró que las unidades de tecnología solar son capaces de proveer el producto mientras se encuentre encendida y su potencia instantánea entregada al sistema lo permita. De este modo, se sensibilizó el monto en que pueden participar estas tecnologías como un porcentaje de su respectiva potencia máxima, en específico utilizando un 5, 10, 15 y 20% de su respectivo máximo. Esta sensibilidad modifica directamente la capacidad que poseen los oferentes para entregar el servicio de CSF-Down, al aumentar la cantidad de oferentes pero con capacidad que usualmente se utiliza de forma directa en el mercado de energía.

#### Capacidad Disponible

Tabla 4.2.22. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintos niveles de participación ERNC

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 %	4.3581	4.1389	4.6054	4.4136	4.4026	4.2671	4.0143	3.7254
10 %	4.8928	4.7248	5.2545	5.1239	5.0436	4.9539	4.6006	4.3618
15 %	4.9771	4.8050	5.3470	5.2195	5.1455	5.0591	4.6618	4.4196
20 %	5.0047	4.8324	5.3655	5.2384	5.1664	5.0785	4.6822	4.4394

## Capacidad Habilitada

Tabla 4.2.23. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintos niveles de participación ERNC

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
Capacidad	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 %	4.4448	4.218	4.5703	4.3826	4.4312	4.2986	4.012	3.7287
10 %	4.9815	4.8034	5.2084	5.0828	5.0798	4.996	4.5813	4.3519
15 %	5.0602	4.8784	5.2988	5.1768	5.177	5.0941	4.6313	4.3992
20 %	5.0855	4.9031	5.317	5.1952	5.1963	5.1155	4.648	4.4155

En contrario a lo esperado, existe un aumento en los indicadores asociados a rentas pivotaes a medida que se permite una mayor participación de ERNC en la provisión de CSF-Down. Si bien la sensibilidad pone a prueba un posible aumento en la cantidad de oferentes capaces de entregar el producto de CSF-Down, para el caso de las unidades de energía solar se debe considerar que el hecho de entregar este producto implica directamente una disminución en su participación del mercado de energía, provocando efectos conjuntos más difíciles de prever. De este modo, tal como se observa en la Tabla 4.2.20, el aumento en el índice de pivotalidad proviene de que, pese a que la pivotalidad de cada empresa se mantiene o disminuye, existe una disminución en el costo eficiente del producto cuando se aumenta la participación de ERNC, resultando de este modo en un mayor índice de pivotalidad.

Tabla 4.2.24. Detalle de índices RPT y RPPMT en CSF-Down para el mes de Enero con PE 90%

Participación ERNC 05%						
Company	Pivotalidad	Renta Eficiente	Renta PM	Costo Eficiente	RPT	RPPMT
AES Gener	32126.2	4994.8	27131.5	188272.5	0.1706	0.1441
Colbun	79.5	79.5	0.0	188272.5	0.0004	0.0000
Enel Gen.	21458.6	12972.8	8485.8	188272.5	0.1140	0.0451
Engie	766860.6	23239.9	743620.7	188272.5	4.0731	3.9497
Participación ERNC 20%						
Company	Pivotalidad	Renta Eficiente	Renta PM	Costo Eficiente	RPT	RPPMT
AES Gener	26721.3	4038.8	22682.5	159898.6	0.1671	0.1419
Colbun	104.9	104.9	0.0	159898.6	0.0007	0.0000
Enel Gen.	6892.1	1586.1	5306.0	159898.6	0.0431	0.0332
Engie	766526.4	21828.5	744697.9	159898.6	4.7938	4.6573

#### 4.2.4 Sensibilidad de definición de producto para indicadores pivotaes

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para los productos de CSF Down, CSF-Up, CTF-Down y CTF-Up, 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, considerando separadamente los recursos disponibles y recursos habilitados para la provisión de SSCC. 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 con una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre bajo distintos tiempos de despliegue para las definiciones de los productos de CSF y CTF. Para el servicio de CTF se consideraron escenarios con un tiempo de activación de 5 minutos para todos los casos y un tiempo de despliegue de 15, 10, 7 y 5 minutos, éste último correspondiente al caso base. Para el servicio de CSF se consideró un tiempo de despliegue de 15, 10, 7 y 5 minutos, correspondiente al tiempo en que se debe entregar el 100% de la reserva comprometida. Esta sensibilidad modifica directamente la capacidad que poseen los oferentes para entregar su servicio en base a los tiempos de despliegue de dichas unidades.

#### Capacidad Disponible

Tabla 4.2.25. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintos tiempos de despliegue

CSF-Down Requerimiento	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 min	6.1006	5.8649	6.1147	5.8775	5.6478	5.4664	5.2063	4.8171
7 min	1.1478	0.9900	1.0825	0.8701	1.2431	1.1443	1.1020	0.7605
10 min	0.2564	0.2562	0.1330	0.0509	0.2183	0.1336	0.3224	0.1372
15 min	0.2667	0.2665	0.1272	0.0705	0.1894	0.1499	0.3351	0.2868

Tabla 4.2.26. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up para distintos tiempos de despliegue

CSF-Up Requerimiento	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 min	7.2751	6.4919	7.7272	7.1487	7.1019	6.1726	8.5459	7.782
7 min	2.1904	1.5537	1.9009	1.5753	2.4180	1.9254	2.6111	2.1577
10 min	0.5285	0.0574	0.1911	0.0232	0.4643	0.0791	0.4521	0.1316

#### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

15 min	0.3896	0.0000	0.1346	0.0156	0.2688	0.0140	0.2562	0.0059
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Tabla 4.2.27. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF-Down para distintos tiempos de despliegue

CTF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre		
	Requerimiento	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 min		3.0288	2.8172	3.1476	2.9215	2.6379	2.4208	2.7301	2.3178
7 min		0.3088	0.1728	0.3046	0.0972	0.3597	0.1613	0.4846	0.1937
10 min		0.2484	0.1488	0.2735	0.0858	0.2222	0.0684	0.3570	0.2029
15 min		0.2245	0.1411	0.2984	0.0922	0.2156	0.0838	0.3539	0.2335

Tabla 4.2.28. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF-Up para distintos tiempos de despliegue

CTF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre		
	Requerimiento	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 min		2.8906	2.5926	2.6301	2.3157	2.9756	2.5427	2.9071	2.5713
7 min		0.7371	0.4516	0.5352	0.2313	0.7515	0.3780	0.6070	0.2661
10 min		0.4231	0.1067	0.2378	0.0265	0.3324	0.0071	0.3065	0.0094
15 min		0.3467	0.0533	0.2103	0.0497	0.3088	0.0286	0.2944	0.0110

### Capacidad Habilitada

Tabla 4.2.29. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintos tiempos de despliegue

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre		
	Requerimiento	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 min		6.1386	5.8868	6.1067	5.8696	5.6523	5.4609	5.1983	4.7925
7 min		1.2108	1.0458	1.0633	0.8537	1.2893	1.1887	1.1258	0.7789
10 min		0.3207	0.3205	0.1248	0.0249	0.2695	0.1856	0.3631	0.1756
15 min		0.3273	0.3270	0.1190	0.0715	0.2334	0.1832	0.3758	0.3084

Tabla 4.2.30. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up para distintos tiempos de despliegue

CSF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 min	7.1994	6.4417	7.4349	6.8487	6.9152	5.9544	8.1747	7.387
7 min	2.1596	1.5501	1.7823	1.4727	2.3321	1.8280	2.4681	1.9992
10 min	0.5153	0.0669	0.1677	0.0191	0.4431	0.0568	0.4324	0.1143
15 min	0.3681	0.0000	0.1180	0.0076	0.2497	0.0000	0.2397	0.0000

Tabla 4.2.31. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF-Down para distintos tiempos de despliegue

CTF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 min	5.0881	4.9202	5.0045	4.8145	4.557	4.3734	4.5345	4.1732
7 min	0.7990	0.7302	0.7073	0.5730	0.7403	0.6121	0.9349	0.6504
10 min	0.2003	0.1803	0.1728	0.0840	0.1368	0.0283	0.3238	0.2291
15 min	0.1642	0.1575	0.1845	0.0822	0.1181	0.0653	0.2818	0.2298

Tabla 4.2.32. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF-Up para distintos tiempos de despliegue

CTF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
5 min	5.6525	5.3481	5.0724	4.7676	5.0725	4.596	5.6877	5.3049
7 min	1.2415	0.9514	0.9495	0.6380	1.1752	0.7602	1.1987	0.8213
10 min	0.4315	0.1121	0.2230	0.0017	0.3634	0.0103	0.3388	0.0045
15 min	0.3558	0.0347	0.1942	0.0113	0.3439	0.0134	0.3193	0.0000

Es posible observar que las condiciones de competencia para todos los productos analizados se ven particularmente comprometidas frente a la disminución del tiempo de despliegue en que por definición deben ser prestados, ya que aparecen rentas pivotaes de poder de mercado significativamente altas cuando este tiempo de despliegue es de 5 minutos. Al incrementar este

tiempo en CSF, los generadores ven directamente aumentada su capacidad de proveer cada uno de los servicios, aumentando de esta forma la oferta total disponible en cada mercado. Es por el motivo anterior que estos cambios en la definición del producto generan un impacto relevante en las condiciones de competencia de cada mercado, mejorando notablemente. Lo mismo sucede cuando se aumenta el tiempo de despliegue para CTF.

#### 4.2.5 Sensibilidad a comportamiento 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 (CSF-Down/Up y CTF) 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 cuando la capacidad disponible es considerada, principalmente en CTF, donde la mayor parte del cartel observa un aumento en sus rentas bajo este comportamiento y, en menor medida, para el servicio de CSF. Este incentivo se reduce cuando se considera solo la capacidad habilitada, ya que en estos casos generalmente es solo una la empresa que percibe 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.

En las Figura 4.2.9 a 4.2.40 se incluyen las asignaciones de energía, reservas y remuneraciones frente a las sensibilidades en el bid para CSF-Down, CSF-Up, CTF-Up y CTF-Down para las semanas representativas de Enero y Julio.

#### **CSF-Down**

##### **Enero**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Down en el mes de Enero, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Capacidad Disponible

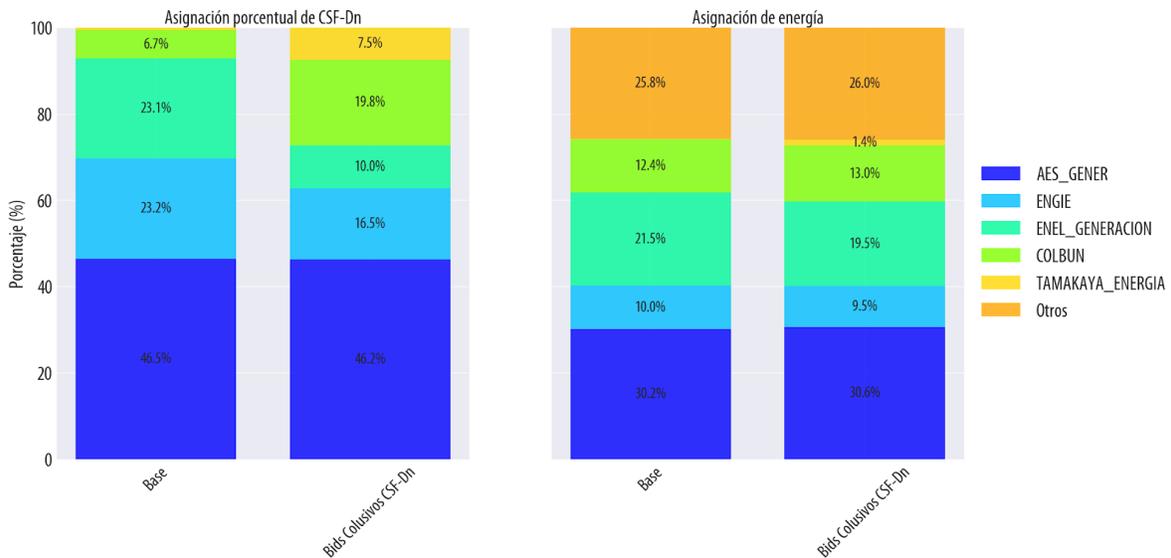


Figura 4.2.9. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos

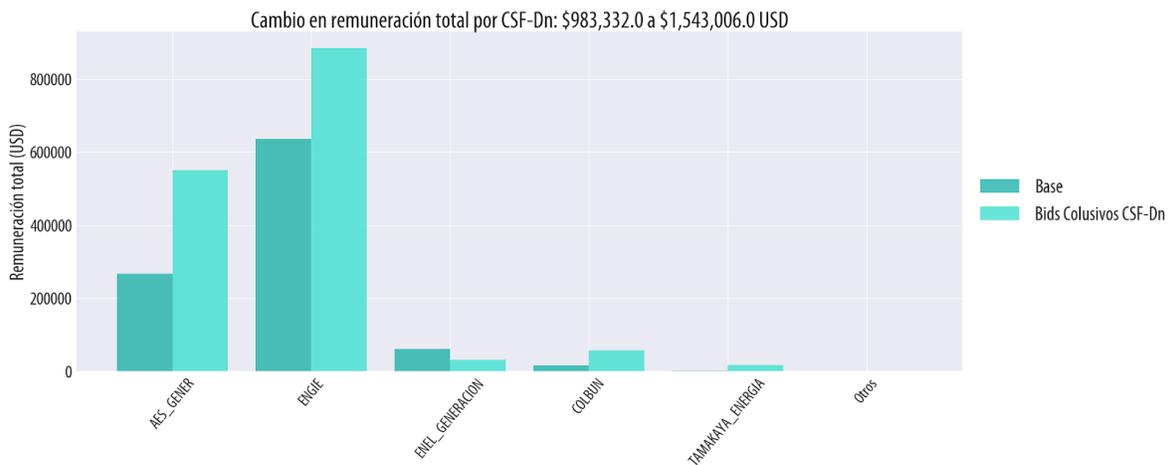


Figura 4.2.10. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Engie y Enel Generación presentan un *bid* al doble del valor original. A partir de esto, es posible observar que el grupo reduce su participación en el mercado de reserva en el orden de un 20%, pero que en el caso particular de AES Gener, su participación prácticamente no sufre modificaciones. Se destaca además, que tanto AES Gener como Engie logran elevar sus rentas totales y aumentar en forma considerable el costo total del servicio, como era esperado para este comportamiento.

### Capacidad Habilitada

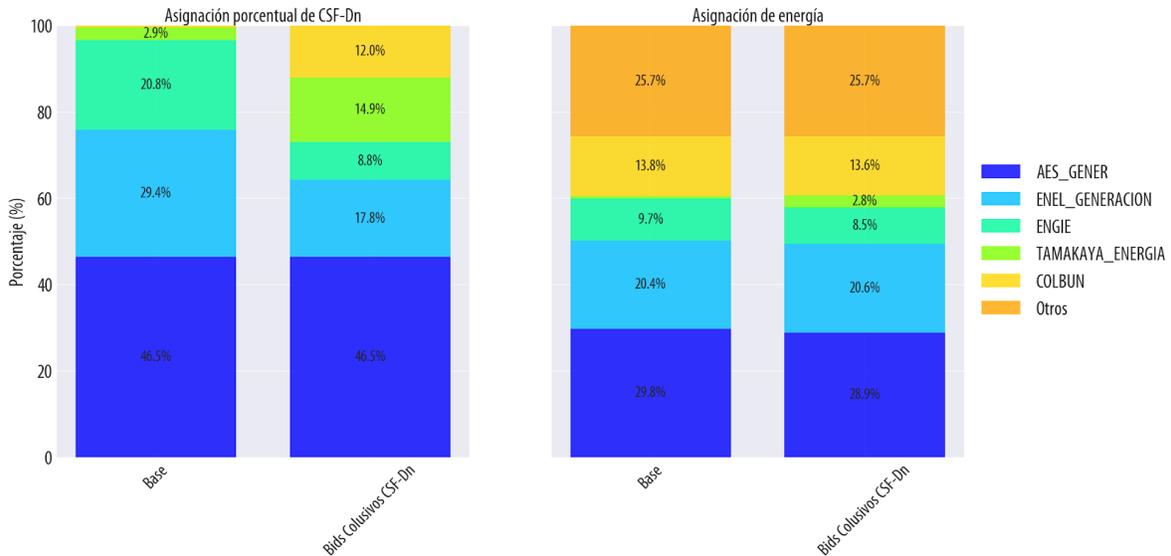


Figura 4.2.11. Enero - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

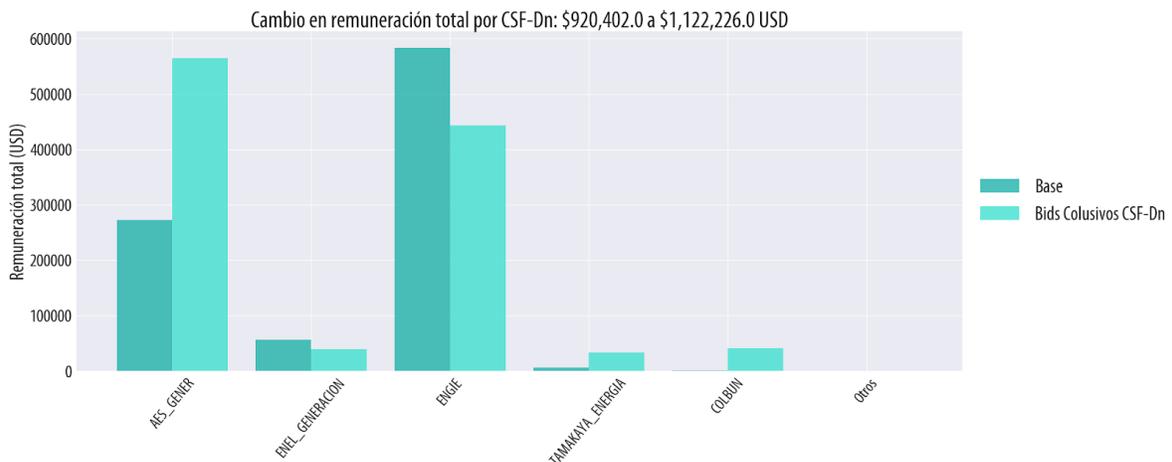


Figura 4.2.12. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Dn considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada para la provisión de los SSCC, se observa un efecto similar al caso anterior en la asignación de reservas, donde las empresas Colbún y Tamakaya entran a competir con el cartel. Además, se observa que solo AES Gener logra elevar sus rentas totales, mientras que las rentas disminuyen para el resto de las empresas del grupo, lo anterior provoca un aumento cercano al 20% en el costo total del servicio.

Julio

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Down en el mes de Julio, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SCCC.

Capacidad Disponible

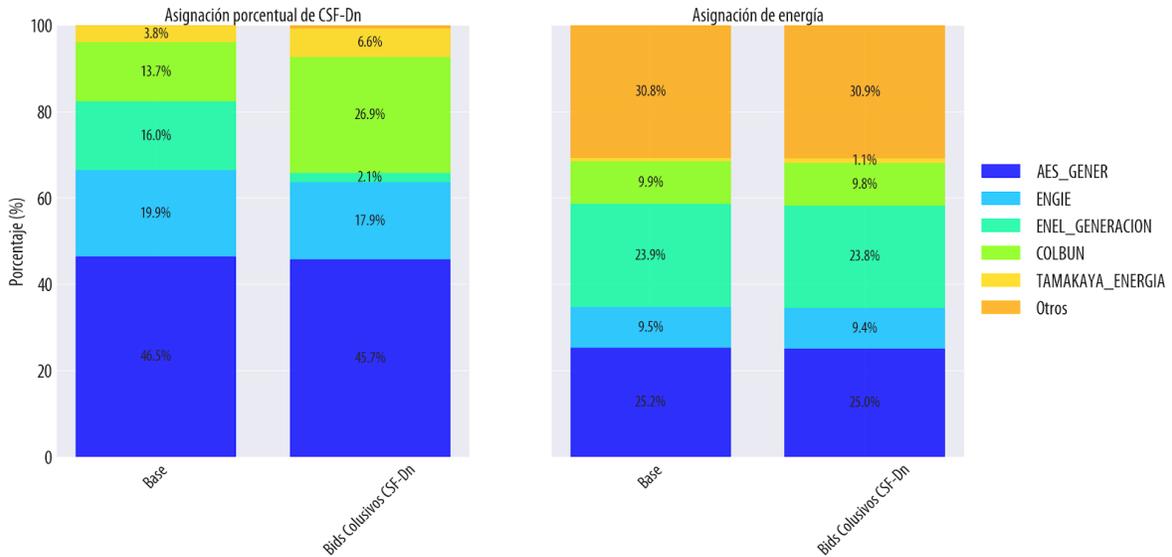


Figura 4.2.13. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos

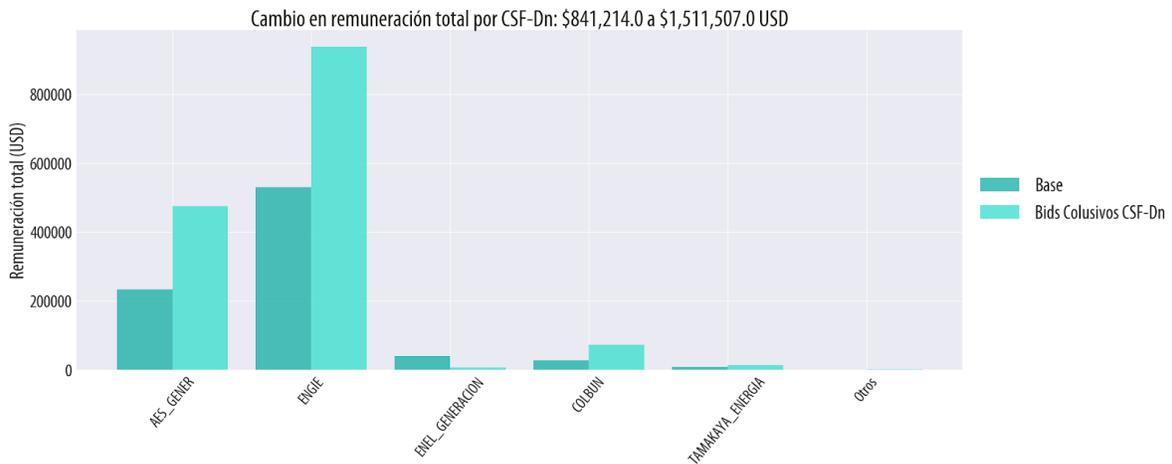


Figura 4.2.14. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Engie y Enel Generación presentan un *bid* al doble del valor original. Para este escenario es posible observar que las empresas AES Gener y

Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

Engie prácticamente mantienen su participación, mientras el resto del cartel disminuye drásticamente, entrando a competir con la empresa Colbún. Se destaca que las empresas del cartel que mantienen su participación logran elevar sus rentas totales y prácticamente duplicar el costo total del servicio.

### Capacidad Habilitada

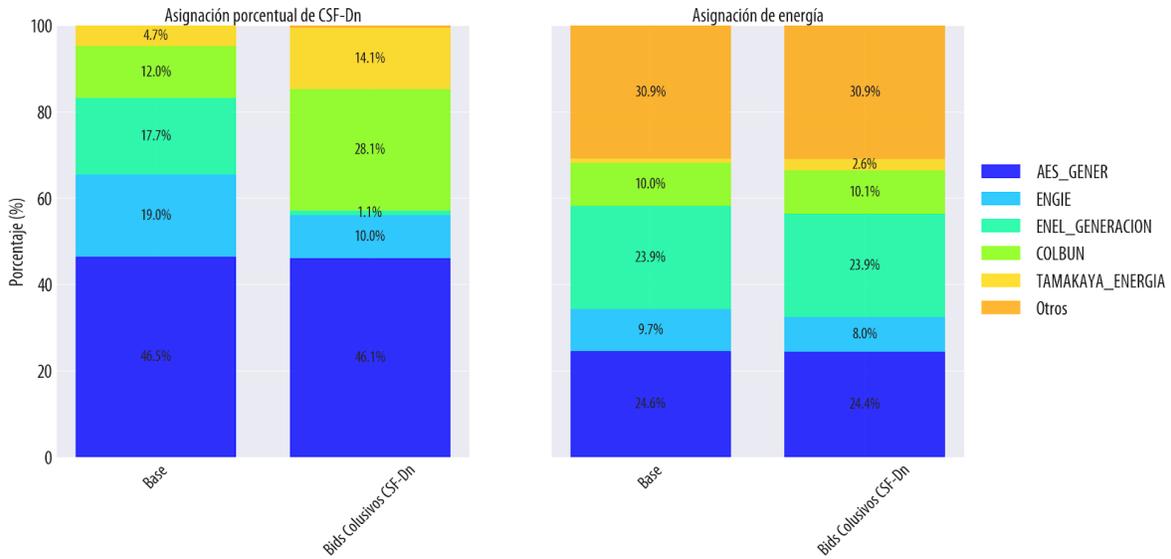


Figura 4.2.15. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

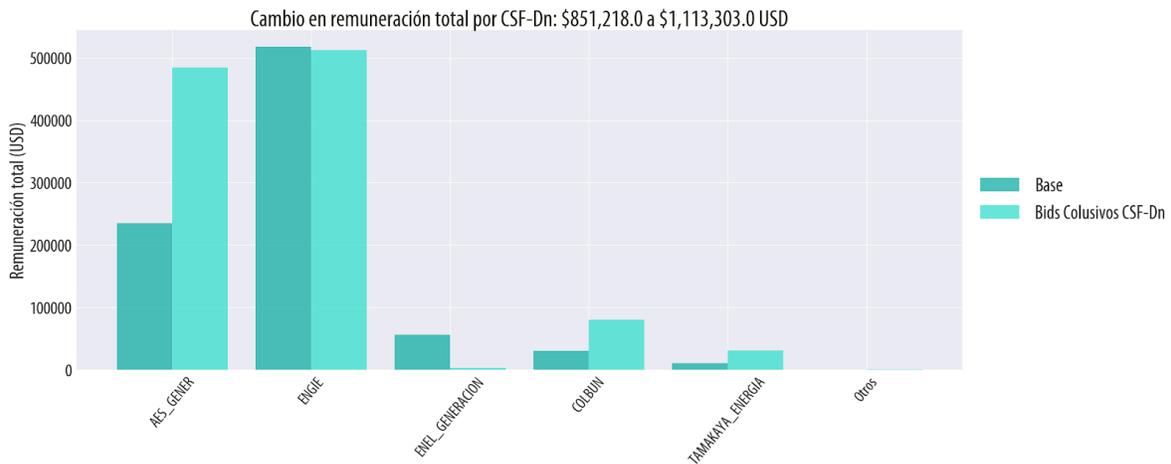


Figura 4.2.16. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Down considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada para la provisión de los SSCC, se tiene que el cartel ve disminuida en mayor medida su participación, debido a una fuerte entrada de las empresas Colbún y Tamakaya, que pasan de un 16% a un 42% en conjunto. Pese a esto, aún se observa que la empresa AES Gener mantiene su participación, logrando elevar sus rentas y aumentando el costo total del servicio en un 30% aproximadamente.

**CSF-Up**

**Enero**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Up en el mes de Enero, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

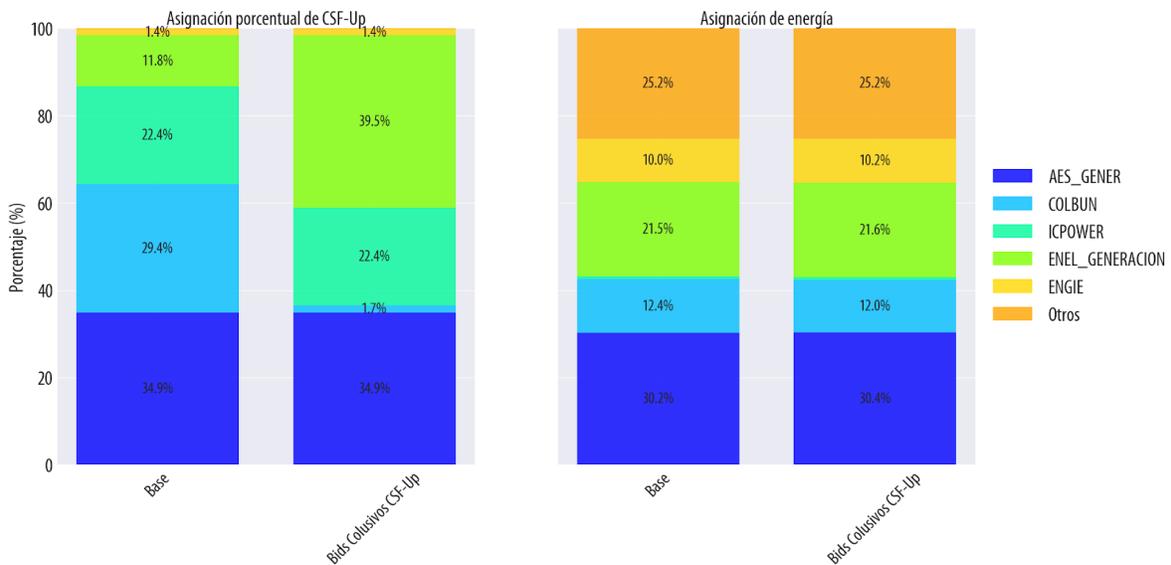


Figura 4.2.17. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos

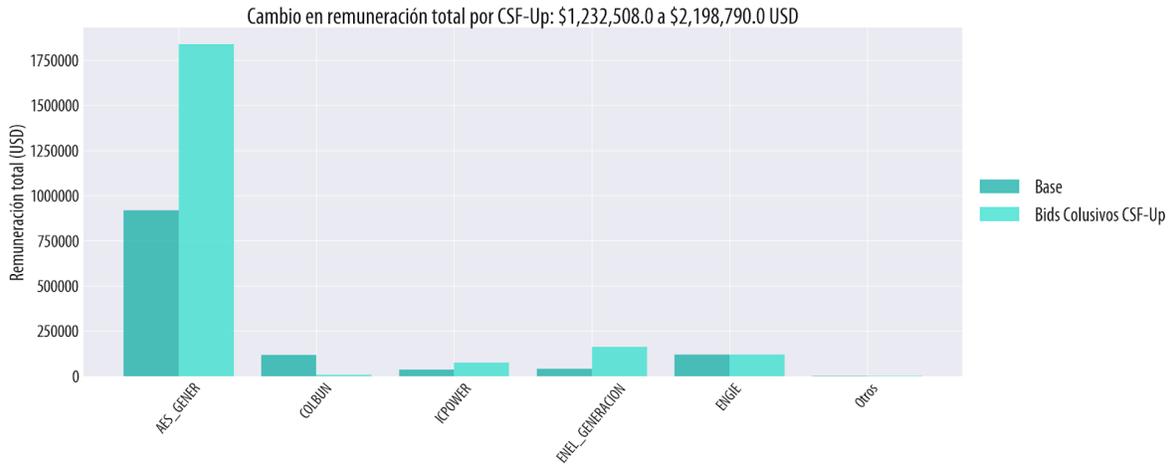


Figura 4.2.18. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, IC Power y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. A partir de esto, es posible observar que en el escenario sensibilizado, la última empresa del cartel pierde su participación a manos de Enel Generación, mientras que el resto del cartel mantiene su participación. A partir de esto se observa un aumento en las rentas totales percibidas por el resto del cartel y un aumento cercano al 80% en el costo total del servicio.

### Capacidad Habilitada

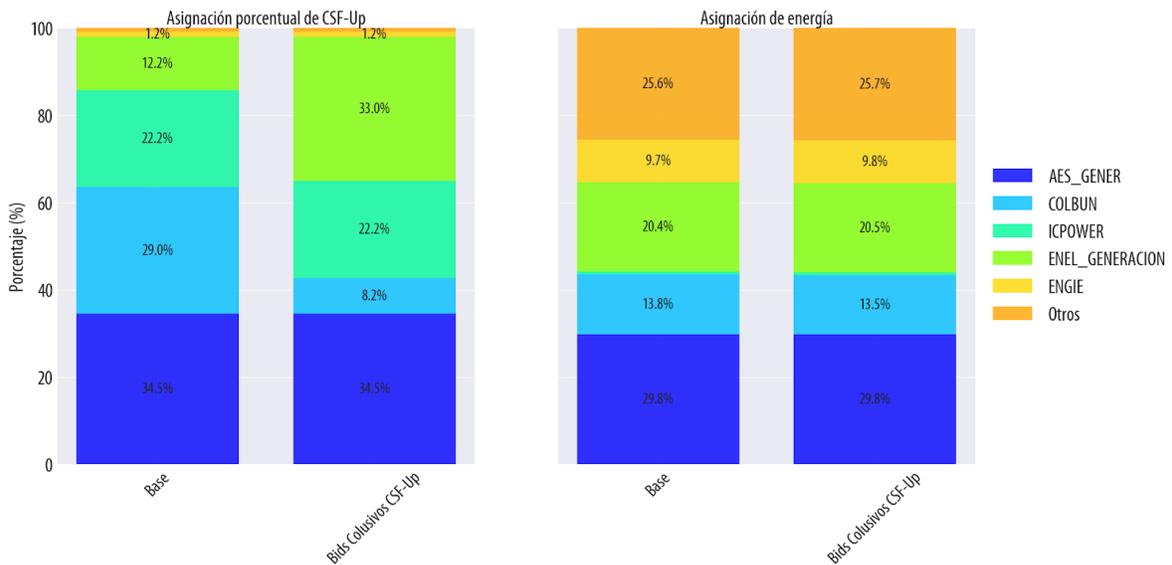


Figura 4.2.19. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

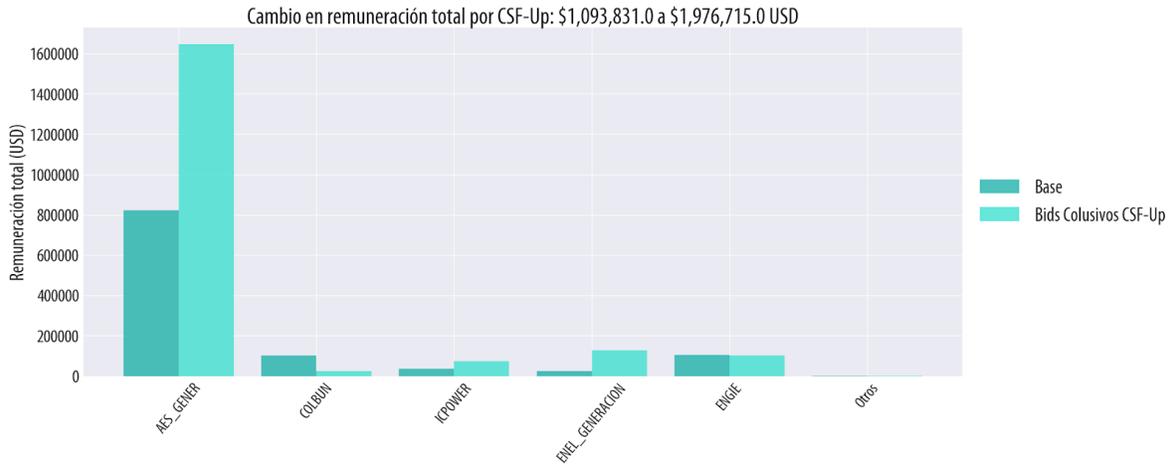


Figura 4.2.20. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada para la provisión de los SSCC, se observa el mismo efecto que en el caso anterior, donde Colbún pierde participación debido a la entrada de Enel Generación, mientras que el resto de las empresas del cartel no observa cambios en su asignación, aumentan sus rentas totales y producen un gran aumento en el costo total del servicio.

### Julio

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Up en el mes de Julio, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Capacidad Disponible

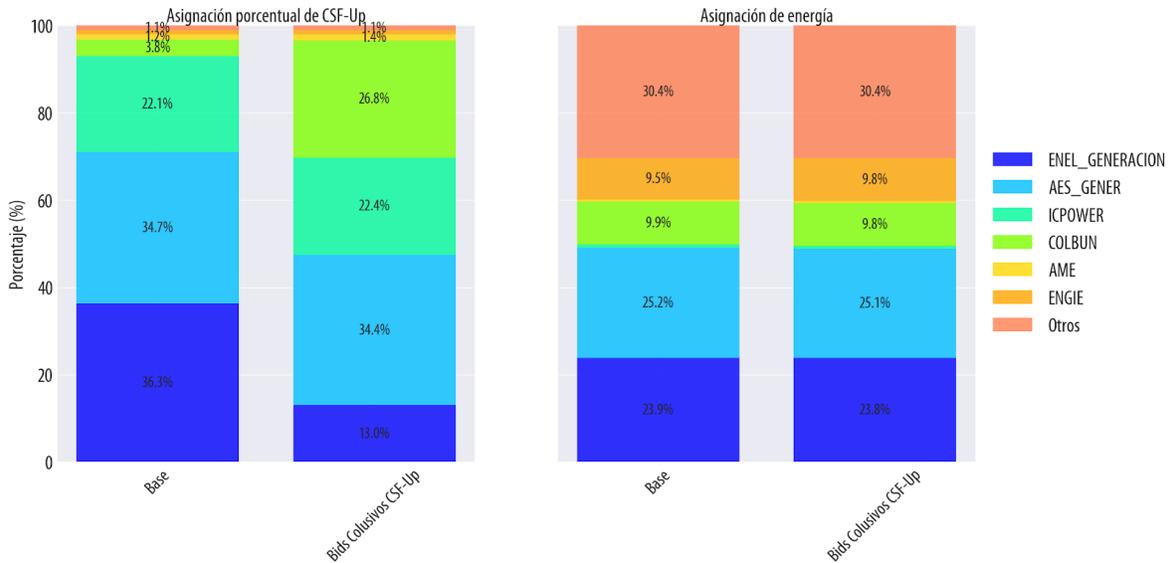


Figura 4.2.21. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos

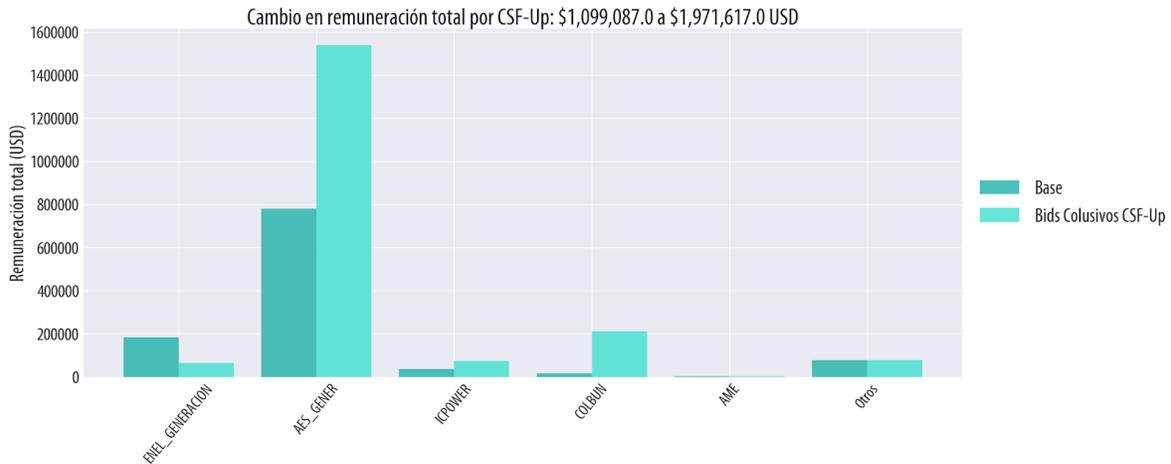


Figura 4.2.22. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas Enel Generación, IC Power y AES Gener presentan un *bid* al doble del valor original. Es posible observar que ante este escenario, las últimas dos empresas del cartel no ven modificada su asignación de reservas, mientras que gran parte de la asignación de Enel Generación es asignada a la empresa Colbún. A pesar de lo anterior, se observa un aumento considerable en las rentas totales que perciben 2 de las empresas pertenecientes al cartel, lo que provoca un aumento cercano al 80% en el costo total del servicio.

Capacidad Habilitada

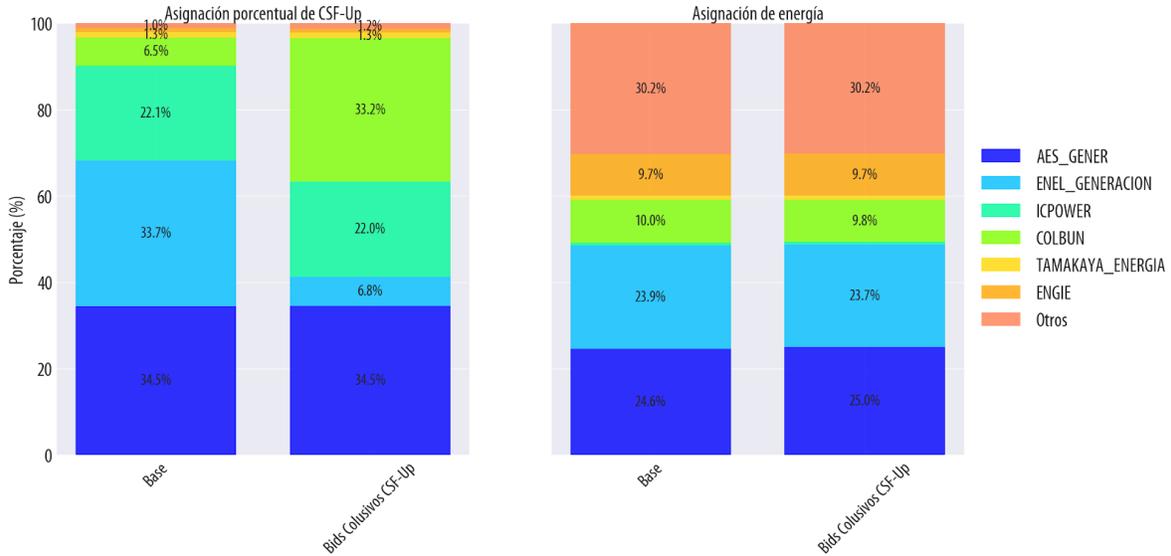


Figura 4.2.23. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

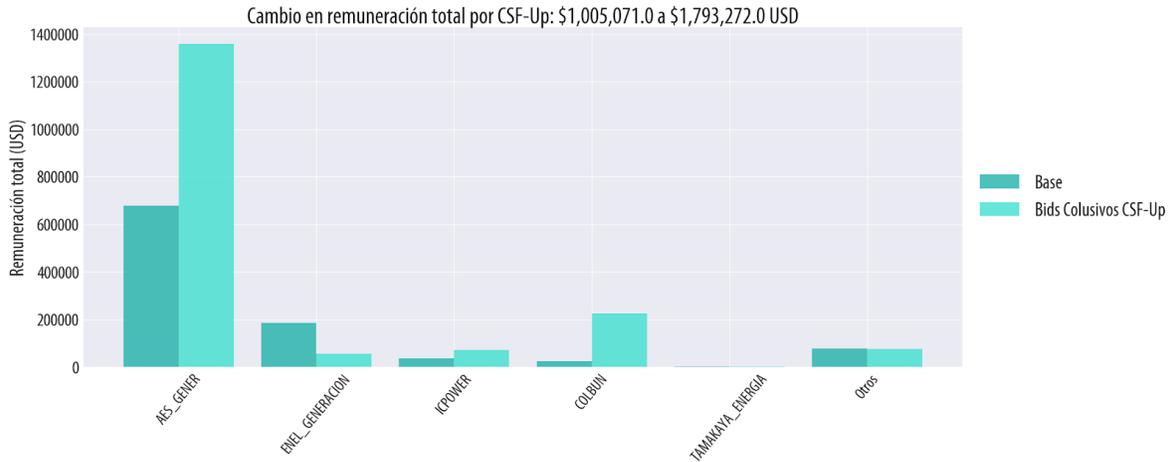


Figura 4.2.24. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar únicamente la capacidad habilitada para la provisión de SSCC se observa el mismo comportamiento que en el caso anterior, donde Colbún reduce su participación ante la entrada de Enel Generación, mientras que AES Gener e IC Power mantienen sus asignaciones de reserva, aumentando sus rentas totales y el costo total del servicio.

## CTF-Up

### Enero

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CTF-Up en el mes de Enero, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Capacidad Disponible

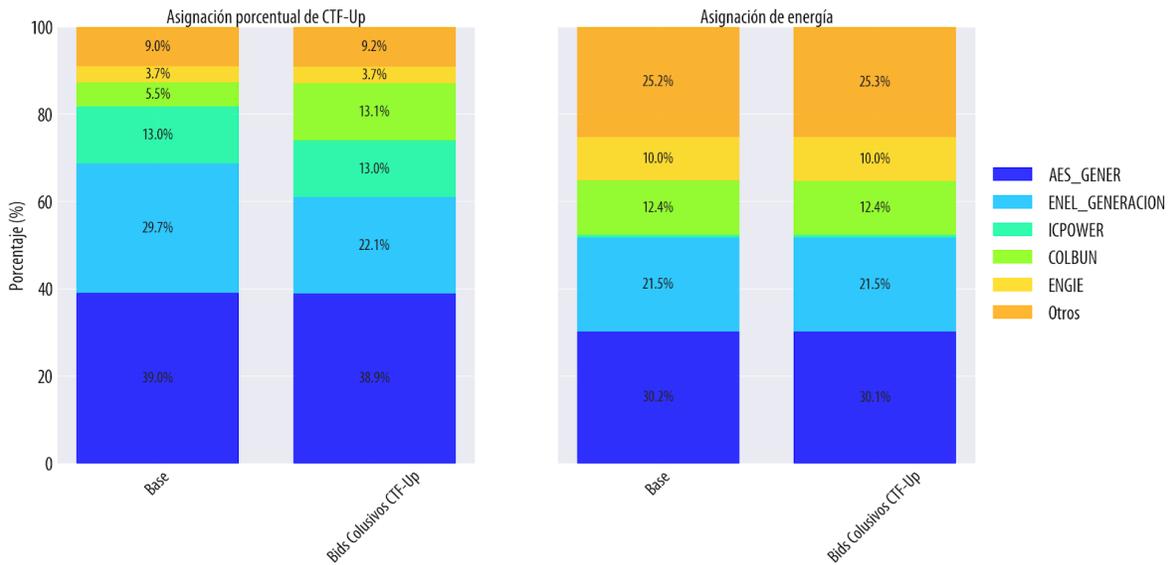


Figura 4.2.25. Enero - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos

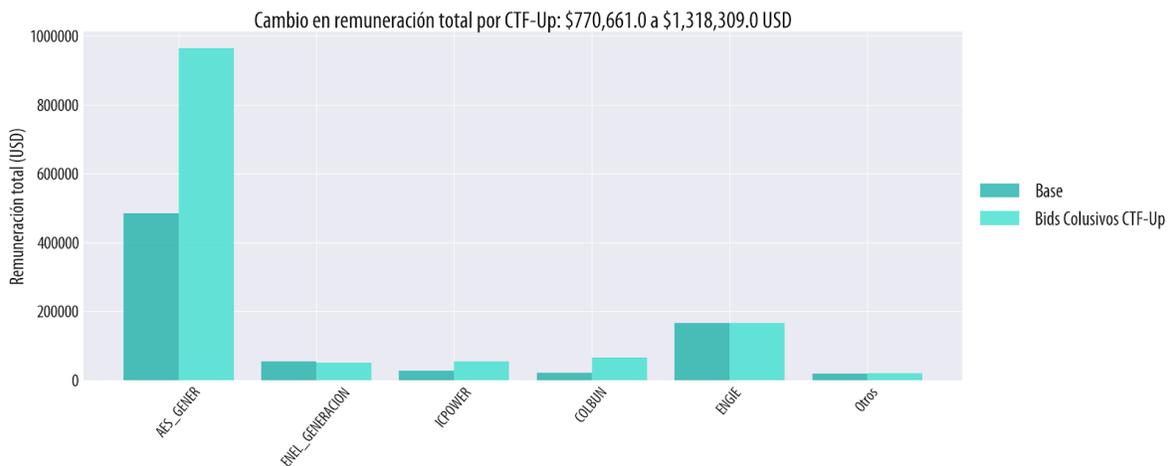


Figura 4.2.26. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, IC Power y Enel Generación presentan un *bid* al doble del valor original. Es posible observar que al considerar el escenario sensibilizado, una de las empresas del cartel reduce su participación debido a la entrada de Colbún en la asignación. Sin embargo, ante este cambio las rentas percibidas por esta empresa no presentan grandes variaciones y el resto de las empresas del cartel aumentan sus rentas pivotaes, produciendo un gran aumento en el costo total del servicio.

### Capacidad Habilitada

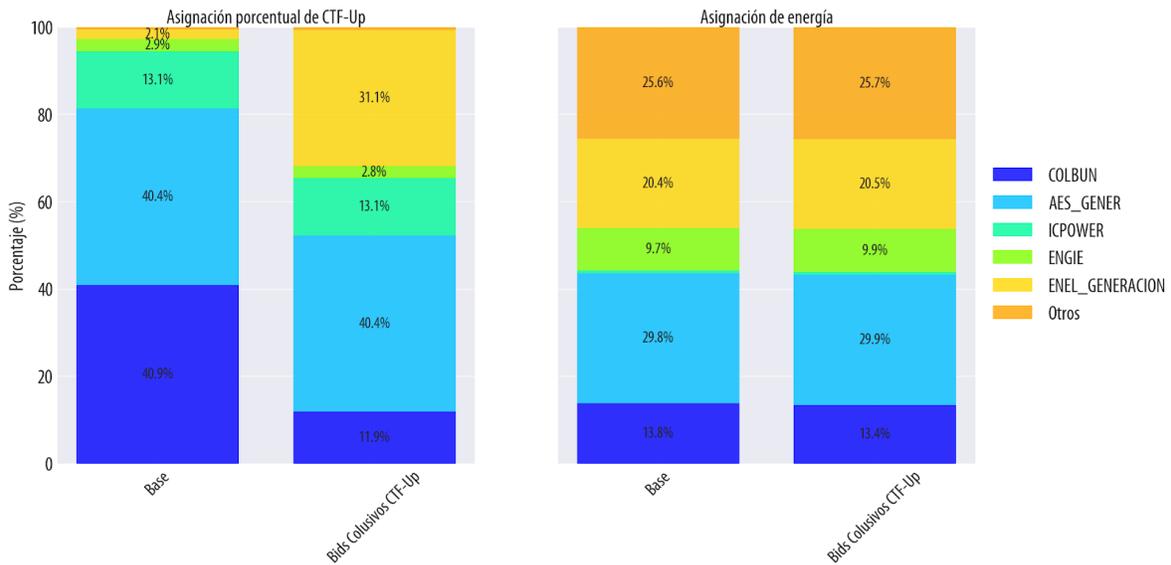


Figura 4.2.27. Enero - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

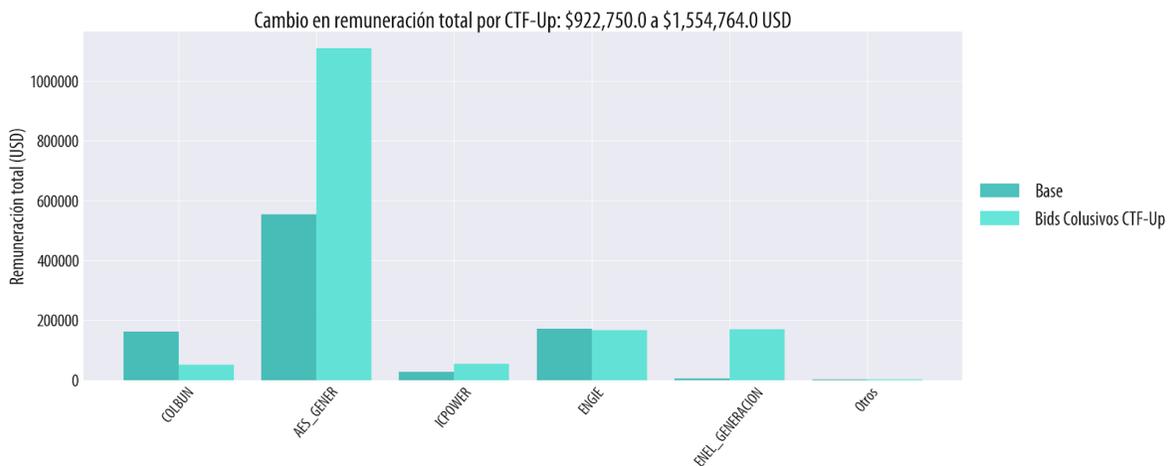


Figura 4.2.28. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, IC Power y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. Se observa que ante este cambio solo la empresa Colbún ve reducida su participación debido a la entrada de otras empresas en la asignación, en particular la empresa Enel Generación. Pese a esto, el resto de las empresas del cartel presentan un notable aumento en sus rentas totales, lo que provoca mayor costo total del servicio.

**Julio**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CTF-Up en el mes de Julio, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

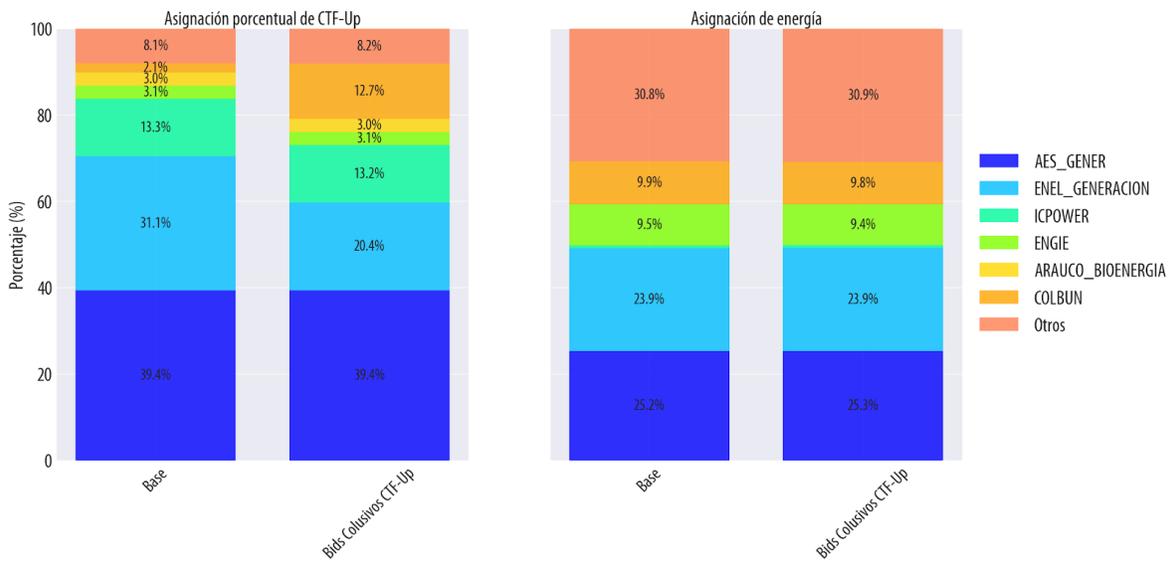


Figura 4.2.29. Julio - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos

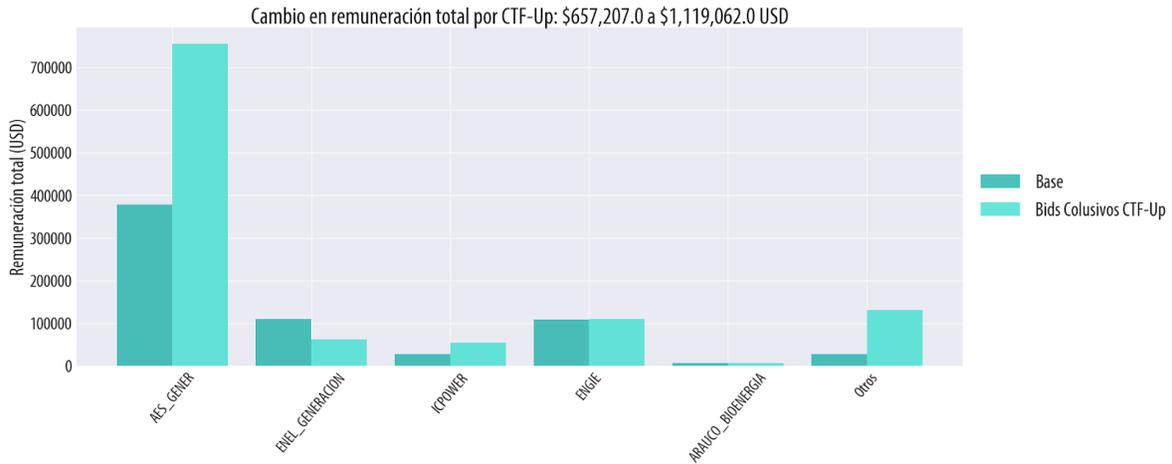


Figura 4.2.30. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación e IC Power presentan un *bid* al doble del valor original. Nuevamente es posible observar que al considerar este escenario que las empresas Colbún y Enel Generación compiten por la asignación, mientras que 2 empresas del cartel mantienen su asignación, aumentando sus respectivas rentas y el costo total del servicio, por lo que de todas formas les resulta rentable tener un comportamiento colusivo.

### Capacidad Habilitada

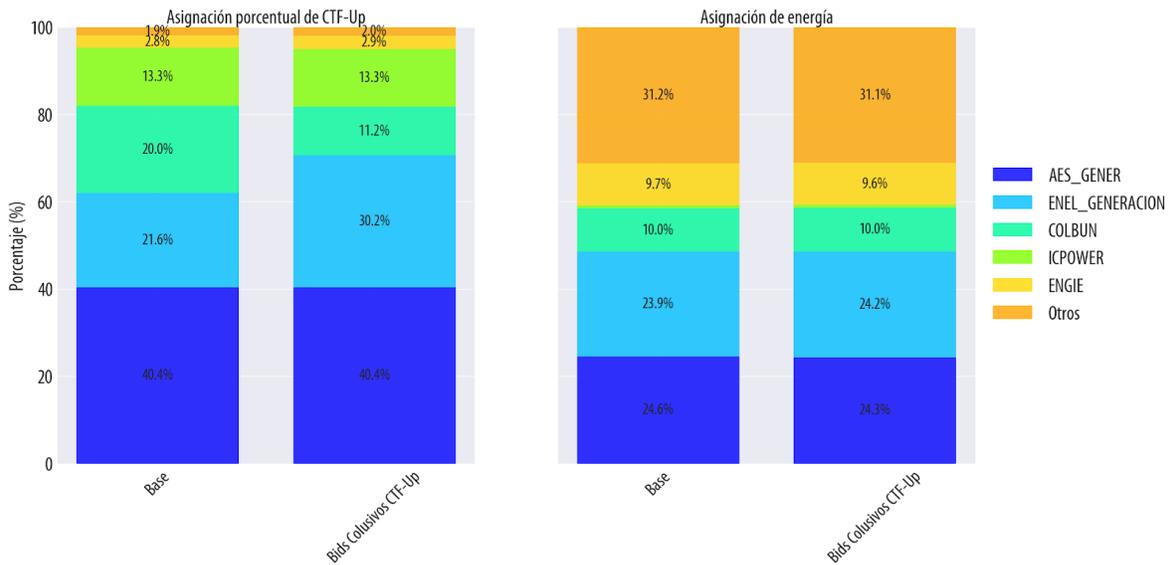


Figura 4.2.31. Julio - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

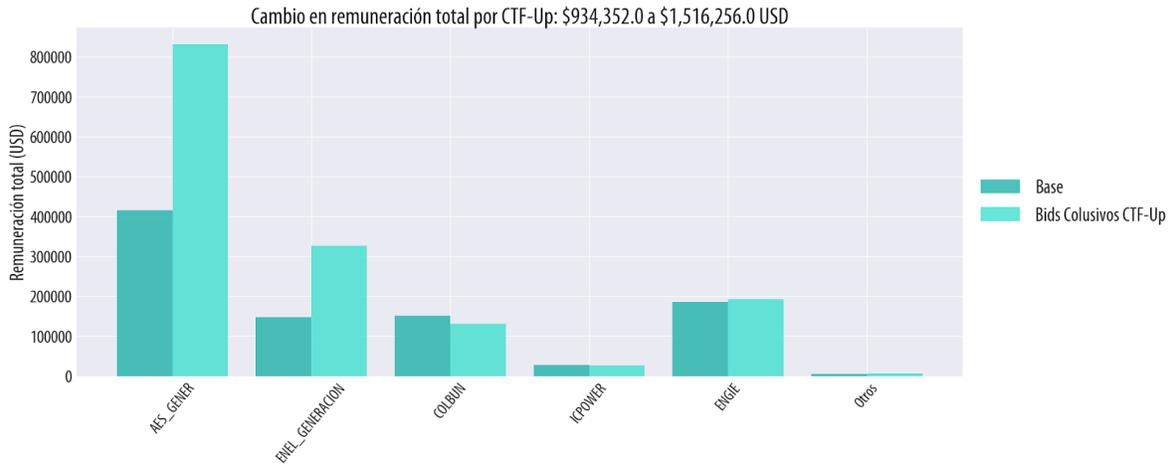


Figura 4.2.32. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. Se observa que pese a existir cambios en la asignación entre las empresas que componen el cartel, se mantiene el monto total asignado a este grupo de empresas. Se desprende de lo anterior que al presentar un comportamiento colusivo, las empresas son capaces de aumentar sus rentas y el costo total del servicio sin ver perjudicada su asignación total.

### CTF-Down

#### Enero

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CTF-Down en el mes de Enero, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Capacidad Disponible

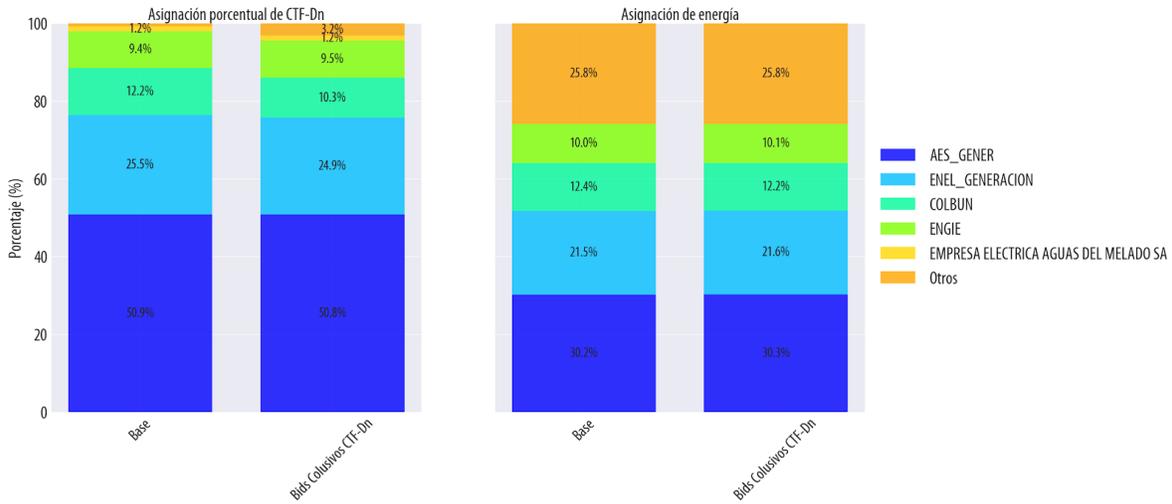


Figura 4.2.33. Enero - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos

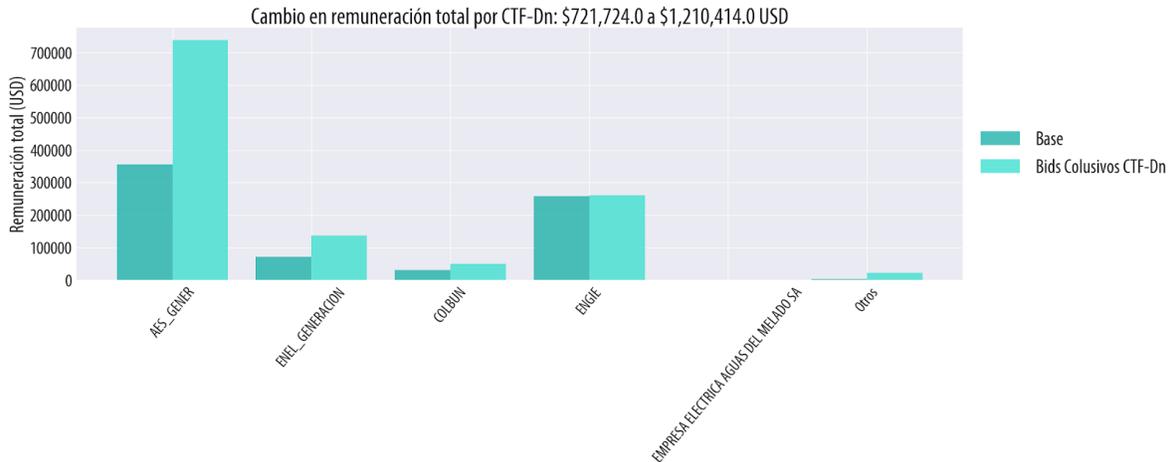


Figura 4.2.34. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. Es posible observar que al considerar el escenario sensibilizado no existen grandes modificaciones en la asignación del mercado de reservas, por lo que las empresas del cartel se ven incentivadas a aumentar su bid al mejorar las rentas que reciben, aumentando el costo total del servicio.

### Capacidad Habilitada

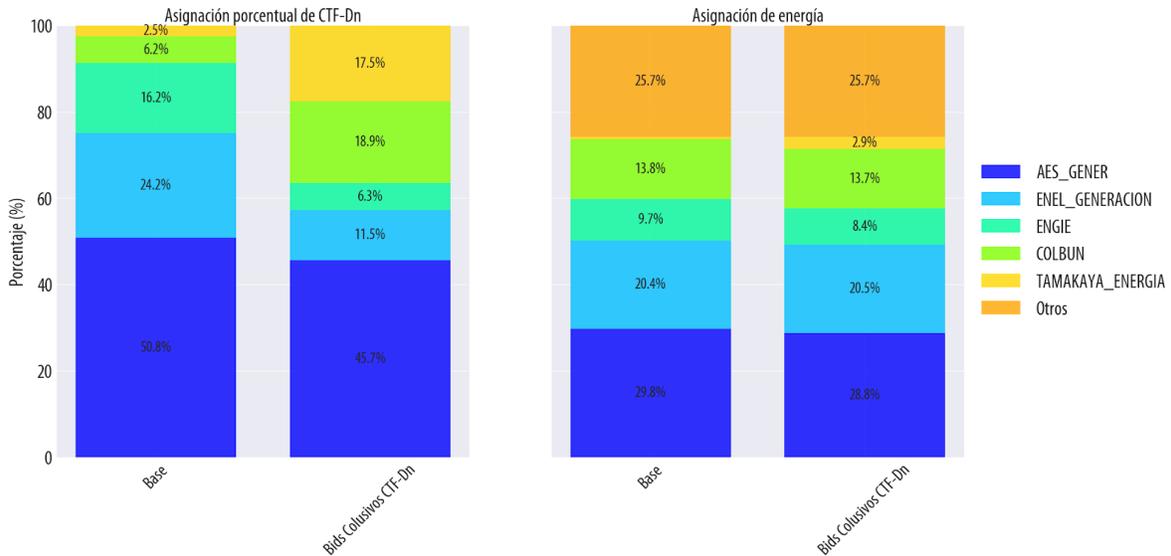


Figura 4.2.35. Enero - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

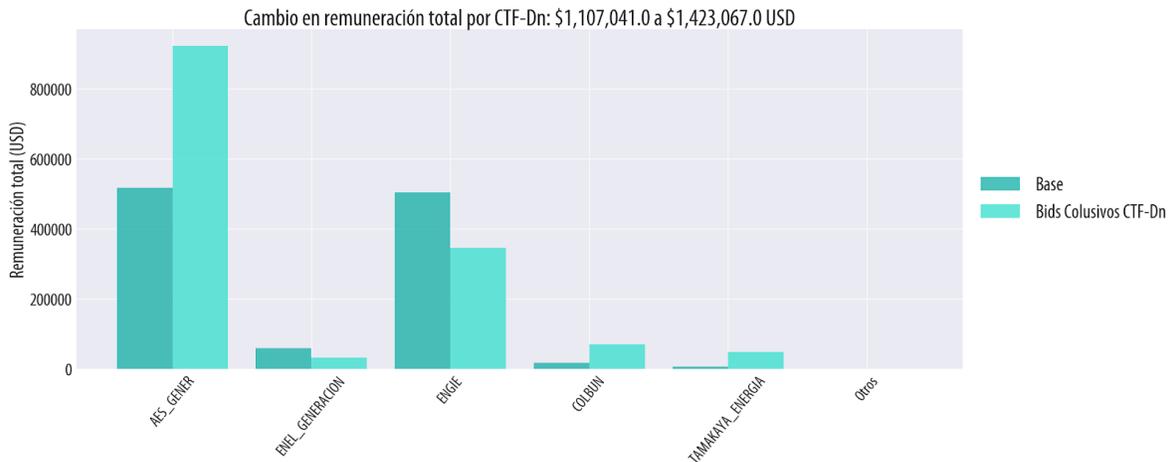


Figura 4.2.36. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF-Down considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación y Engie presentan un *bid* al doble del valor original. Se observa una relevante disminución en la asignación de reservas por parte de las empresas que componen el cartel, de este modo solo una de estas empresas observa un aumento en sus rentas totales, por lo que existirían menos incentivos a un comportamiento colusivo entre estas empresas debido a la fuerte entrada de otras empresas en la asignación del

producto. De todas formas, se observa un aumento en el costo total del servicio en este nuevo escenario.

**Julio**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CTF en el mes de Julio, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

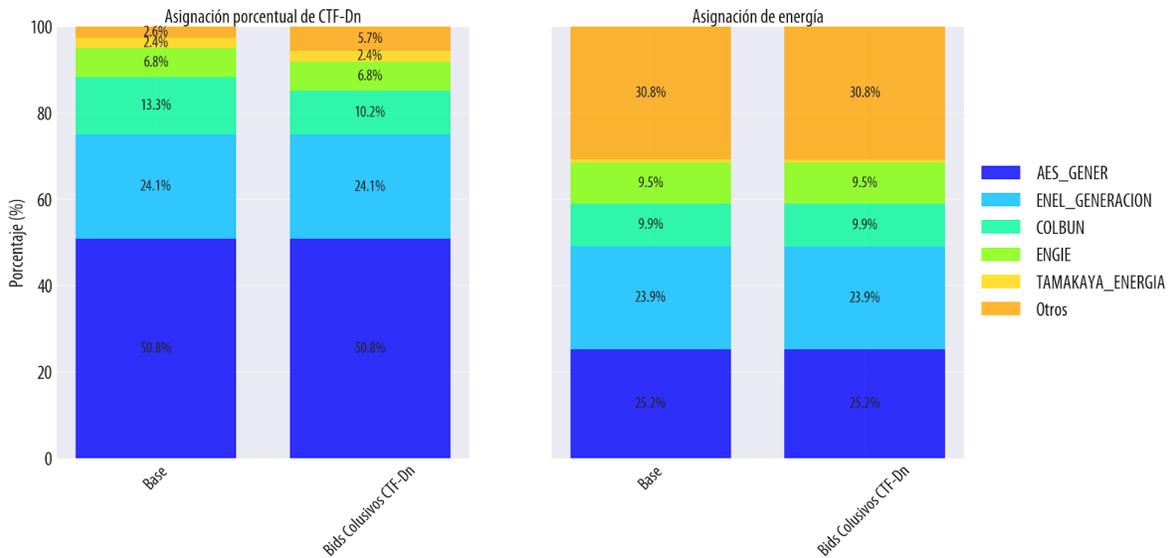


Figura 4.2.37. Julio - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos

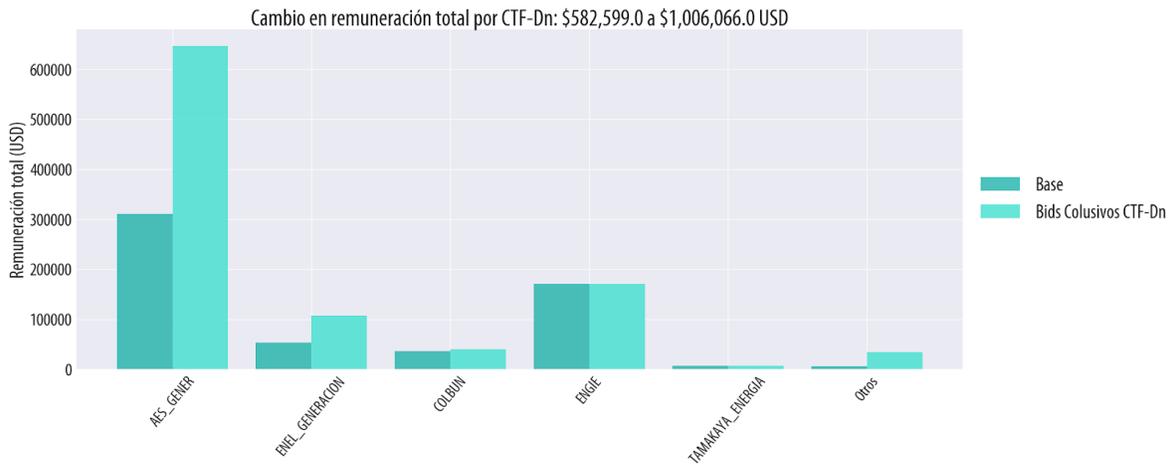


Figura 4.2.38. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. Nuevamente es posible observar que al considerar el escenario sensibilizado, todas las empresas pertenecientes mantienen gran porcentaje de su asignación respecto al caso inicial, con lo que obtienen una mayor renta total y prácticamente se duplica el costo total del servicio.

### Capacidad Habilitada

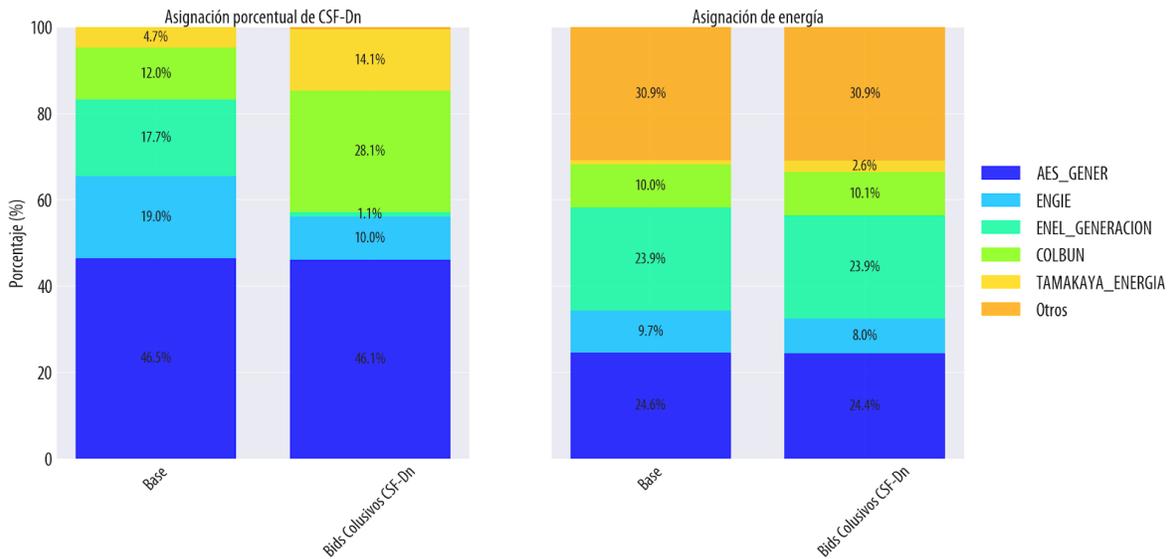


Figura 4.2.39. Julio - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de bids colosivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

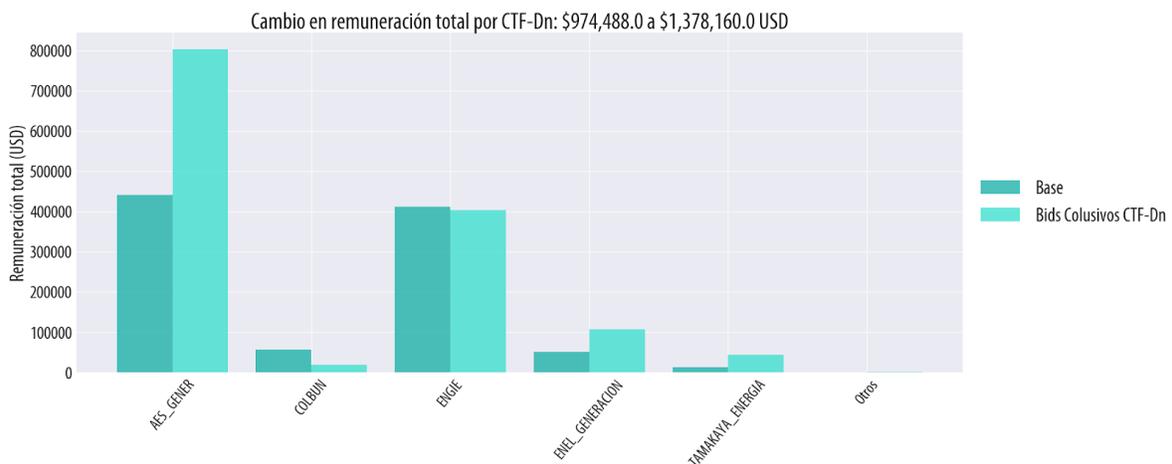


Figura 4.2.40. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colosivos de CTF-Down considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Colbún y Engie presentan un *bid* al doble del valor original. Se observa que solo una de las empresas del cartel mantiene su asignación y aumenta su renta total, mientras que el resto disminuye considerablemente su participación en el mercado debido a la entrada de otras empresas. Por lo que si bien se produce un aumento en el costo total de servicio, no existirían suficientes incentivos para un comportamiento colusivo.

Los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo muestran que al hacer el ejercicio de tomar las tres principales empresas por mercado en términos de asignación, se ve que existen incentivos para que se generen comportamientos colusivos cuando la capacidad disponible es considerada, tanto en CSF como CTF, donde la mayor parte del cartel observa un aumento en sus rentas bajo este comportamiento. Este incentivo se reduce cuando se considera solo la capacidad habilitada, ya que en estos casos generalmente es solo una la empresa que percibe 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.

#### 4.2.6 Sensibilidad a comportamiento colusivo para cuatro compañías

La presente sensibilidad intenta analizar las consecuencias de un comportamiento colusivo más grave. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en volver a resolver el problema de predespacho, considerando esta vez que las cuatro compañías más importantes a lo largo de todas las simulaciones (Enel Generación, Engie, AES Gener y Colbún) hacen un *bid* del doble del valor original, para los productos de CSF-Down, CSF-Up, CTF-Down o CTF-Up separadamente, independiente de su asignación en el caso base.

En las Figuras 4.2.41 a 4.2.56 se incluyen las asignaciones de energía, reservas y remuneraciones frente a las sensibilidades al comportamiento colusivo para CSF y CTF para la semana representativas de Enero. Los resultados de las sensibilidades al comportamiento colusivo muestran que una colusión de las 4 empresas más relevantes en participación sí resulta en importantes ganancias para el cartel. Al duplicar las *bids* con las que estas ofertan dentro de los mercados de reservas para el CSF y CTF, el cartel ve reducida su participación dentro del mercado de reservas y de energía de forma reducida o nula, provocando un aumento considerable en los costos de provisión de cada uno de los servicios, entre un 20% y un 95%, según si se considera la capacidad de provisión de reservas habilitada o disponible. Ciertamente este es un escenario extremo de comportamiento anti competitivo pero reafirma la necesidad de tener impuestas medidas de monitoreo de mercado, particularmente para analizar el comportamiento de las firmas más relevantes.

Enero

CSF-Down

Capacidad Disponible

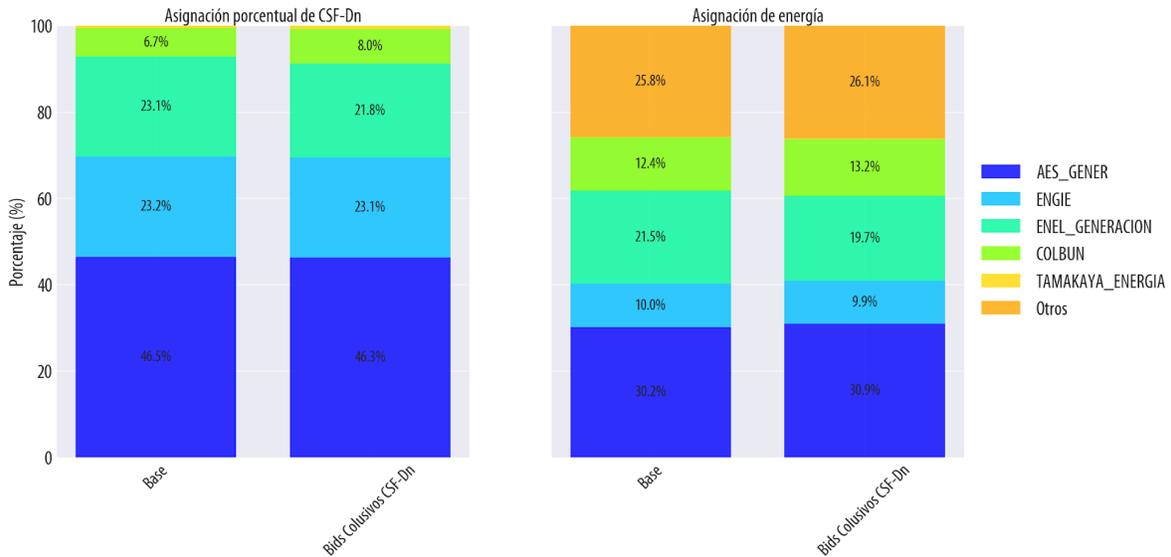


Figura 4.2.41. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo

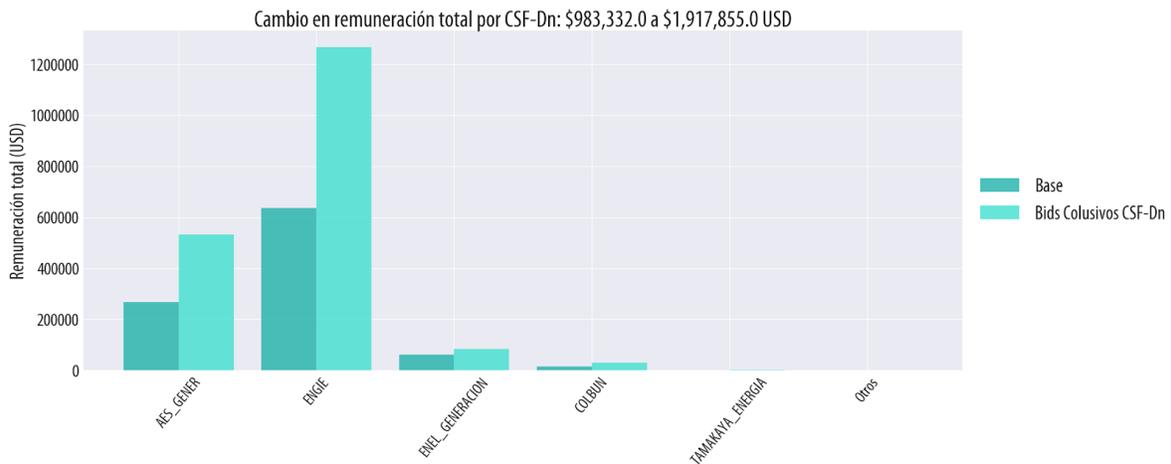


Figura 4.2.42. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CSF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Engie, Enel Generación y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. Es posible observar que el cartel apenas ve afectada su participación en el mercado de reserva, produciéndose una variación menor en la participación de

Enel Generación, a favor de Colbún. Con todo esto, el cartel logra elevar sus rentas totales y prácticamente duplicar el costo total del servicio, como era esperado para este comportamiento.

### Capacidad Habilitada

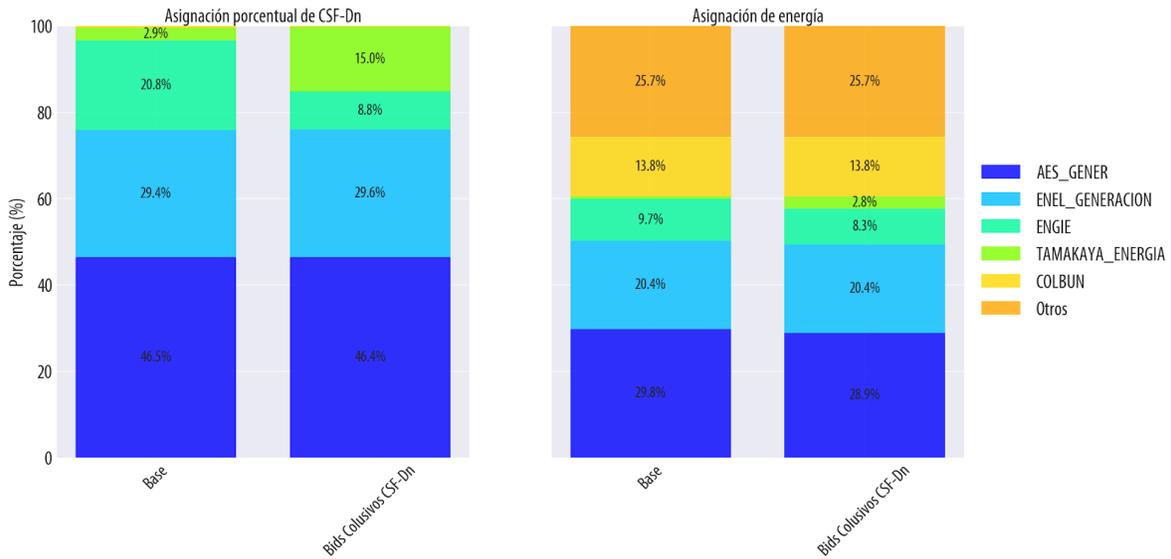


Figura 4.2.43. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

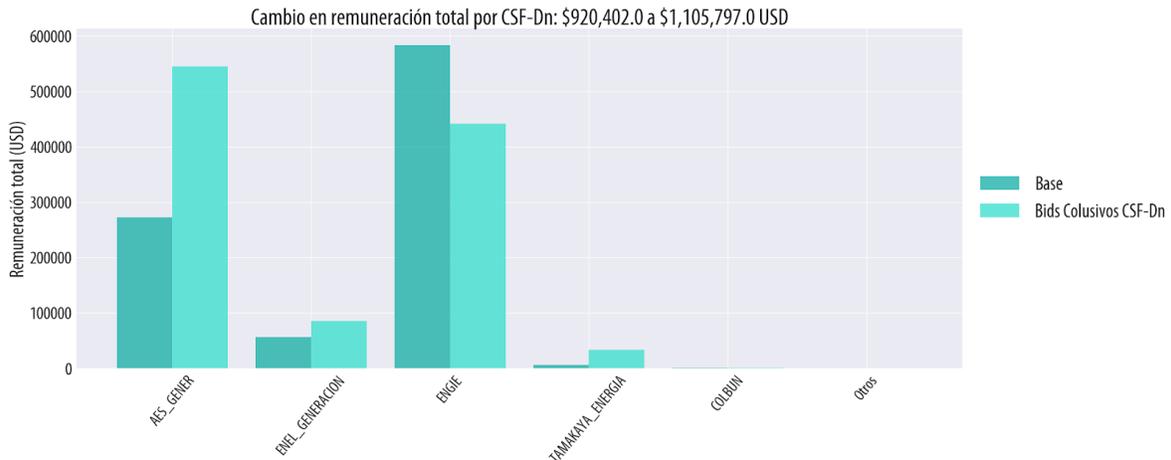


Figura 4.2.44. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CSF-Down considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada, Colbún ya no encuentra participe de la asignación de reservas para la provisión del CSF-Down, situándose Tamakaya Energía en el cuarto lugar de asignación. Así, al duplicar sus bids, el cartel ve reducida su participación en el mercado de

### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

reservas y en su asignación de energía, produciéndose una reasignación en la participación de Engie y Tamakaya Energía, a favor de esta última, la que, encontrándose fuera del cartel, quintuplica su participación dentro del mercado de reservas y aumenta su asignación de energía a un 2.8%.

**CSF-Up**

**Capacidad Disponible**

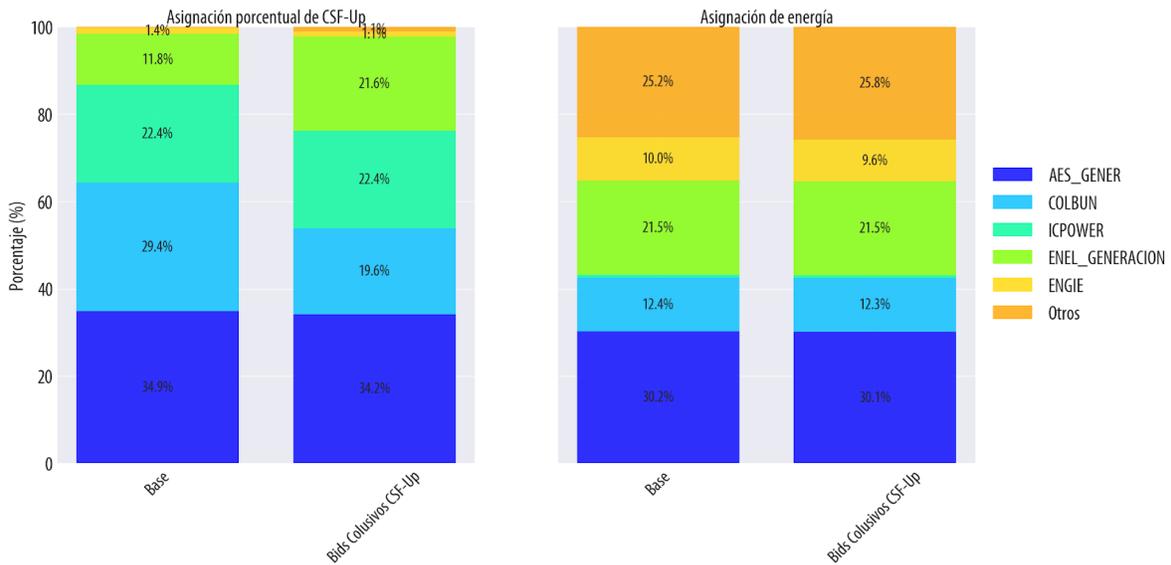


Figura 4.2.45. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo

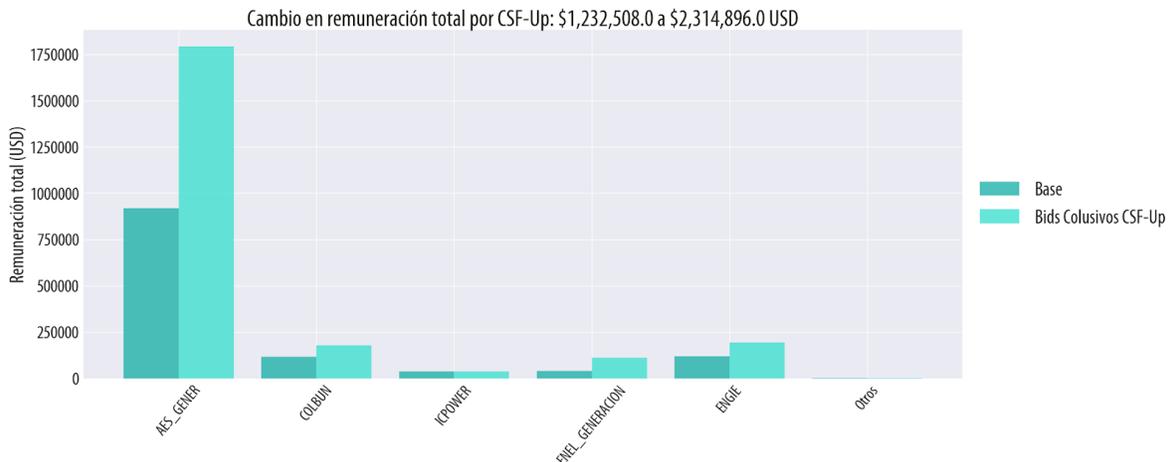


Figura 4.2.46. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CSF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Engie, Enel Generación y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original para la provisión de reservas de CSF-Up. Bajo este escenario, es posible observar que el cartel apenas ve afectada su participación en el mercado de reserva, produciéndose un aumento en la participación de Enel Generación a cerca de un 22%, en desmedro de Colbún. Con todo esto, el cartel logra elevar sus rentas totales y aumentar el costo total del servicio a cerca del doble de los costos en el Caso Base. Por lo demás, se observa una importante participación de ICPower dentro del mercado de reservas, con un 22.4%, que no varía ante la duplicación de las *bids* por parte de los miembros del cartel.

### Capacidad Habilitada

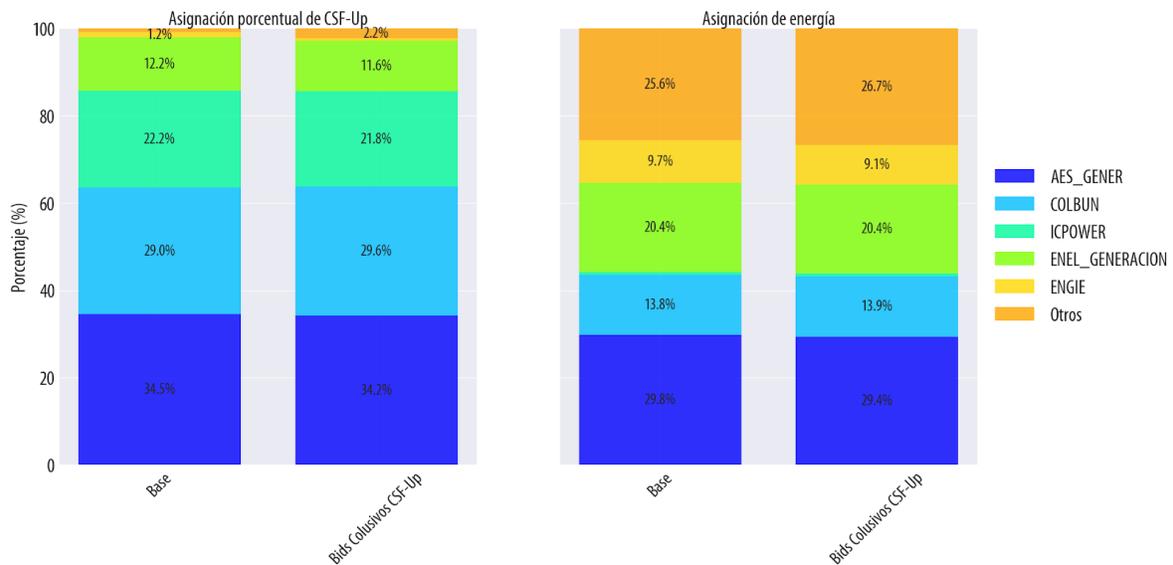


Figura 4.2.47. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

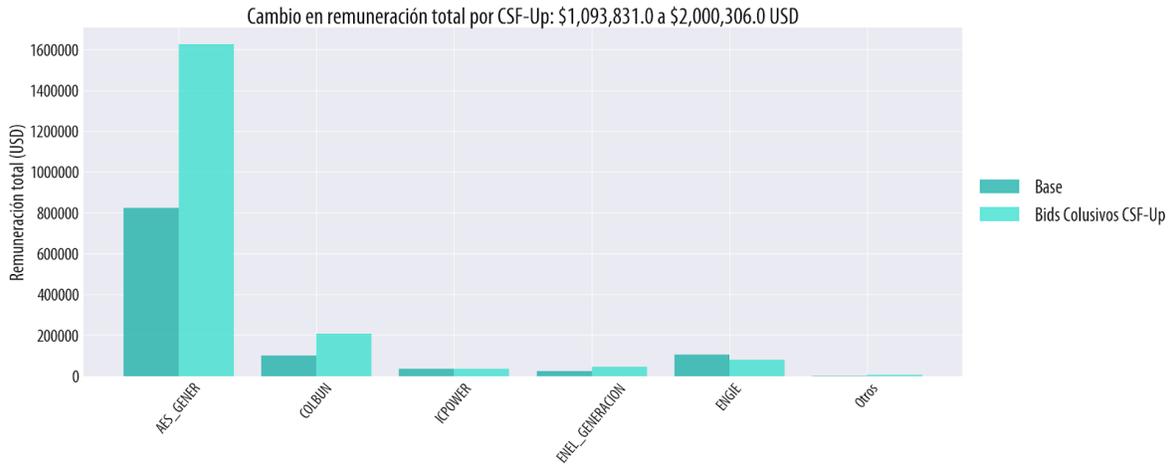


Figura 4.2.48. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CSF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSC

En un escenario en que solo se considera la capacidad habilitada para la provisión de reservas para el control de frecuencia, es posible observar que el cartel en su conjunto, y de forma individual, apenas ve afectada su participación en el mercado de reservas al duplicar sus *bids*. Con todo esto, el cartel logra elevar sus rentas totales y aumentar el costo total del servicio a cerca del doble de los costos en el Caso Base.

### CTF-Down

#### Capacidad Disponible

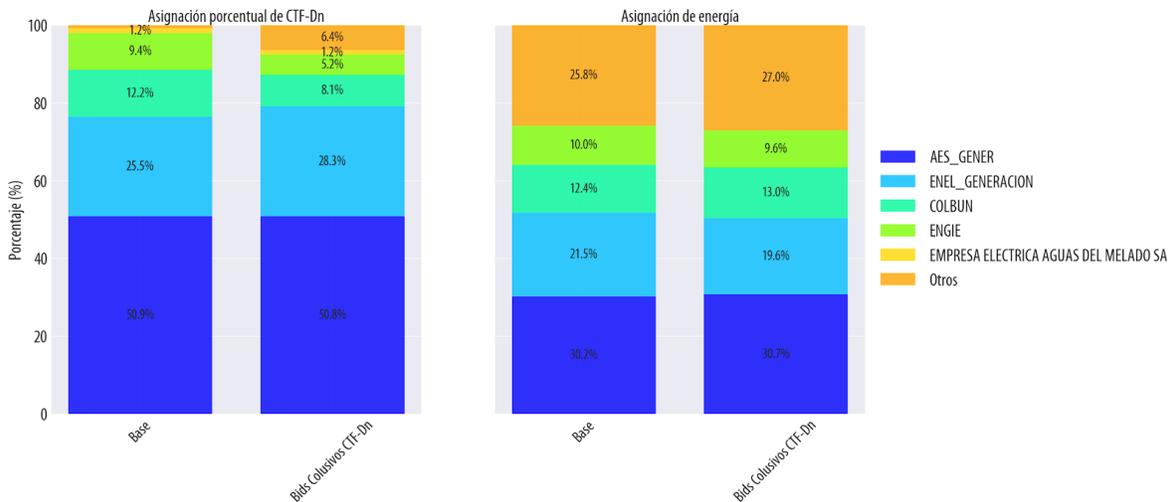


Figura 4.2.49. Enero - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo

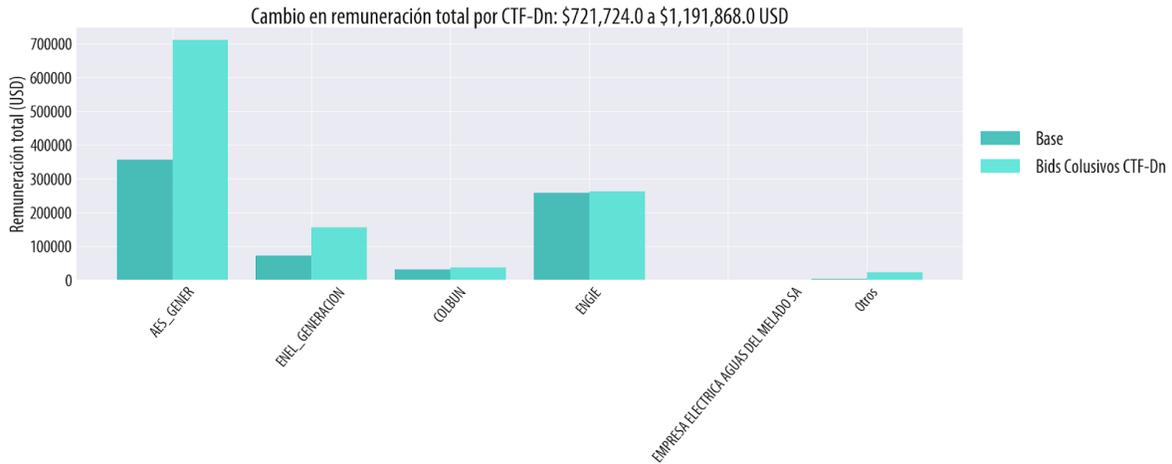


Figura 4.2.50. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colosivo de CTF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación, Engie y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original para la provisión de reservas de CTF-Down. Es posible observar que el cartel apenas ve afectada su participación en el mercado de reserva, produciéndose una reducción en la participación de Colbún y Engie, a favor de Enel y otros actores del sistema. Con todo esto, el cartel logra elevar sus rentas totales y el costo total del servicio en cerca de un 65%.

### Capacidad Habilitada

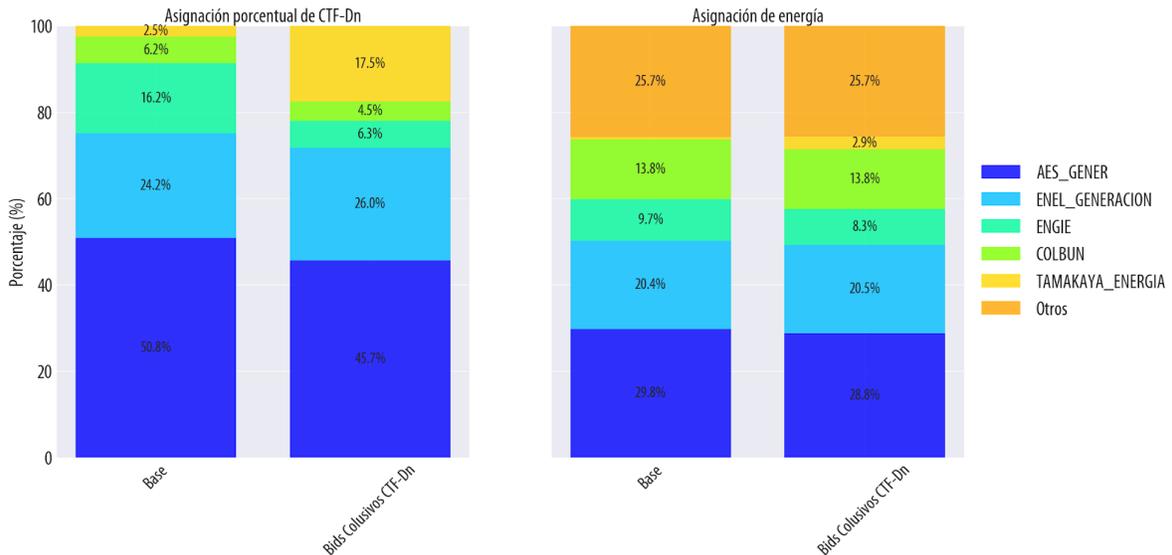


Figura 4.2.51. Enero - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid colosivo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSC

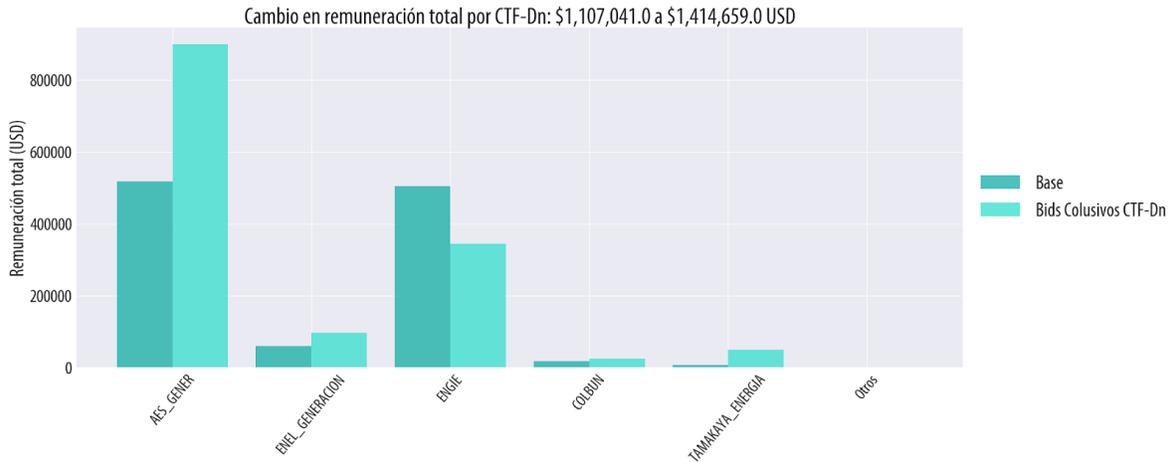


Figura 4.2.52. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CTF-Down considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada, es posible observar que el cartel ve reducida su participación en su asignación de energía, en cerca de un 3% a favor de Tamakaya Energía, y en el mercado de reservas para la provisión de CTF-Down en un 15%, produciéndose una reducción en la participación de AES Gener, Engie y Colbún, a favor de Tamakaya Energía. Con todo esto, el cartel logra elevar sus rentas totales y el costo total del servicio.

### CTF-Up

#### Capacidad Disponible

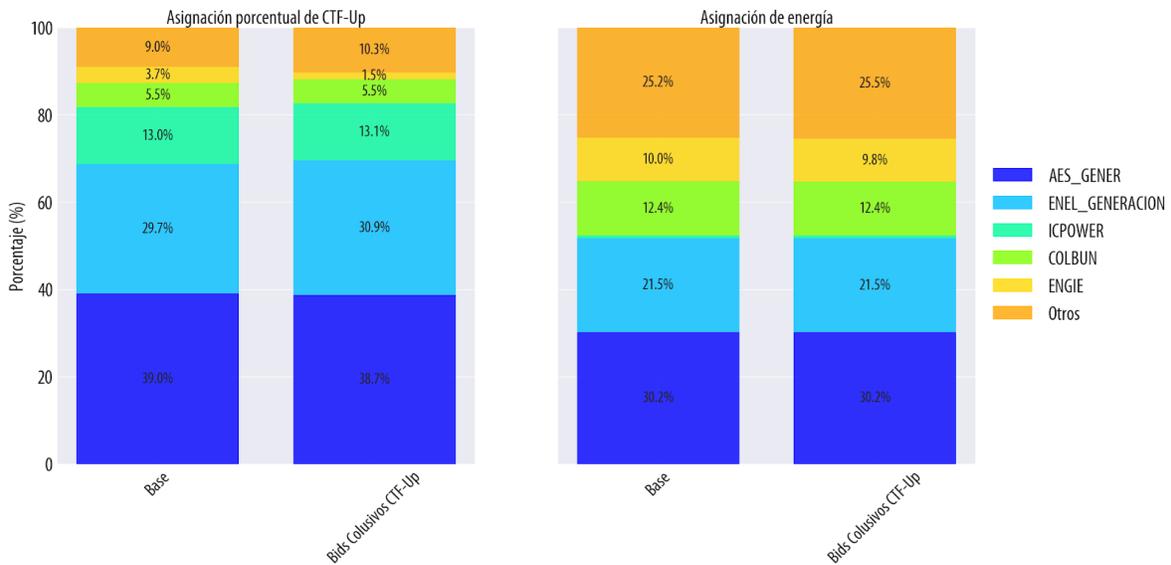


Figura 4.2.53. Enero - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo

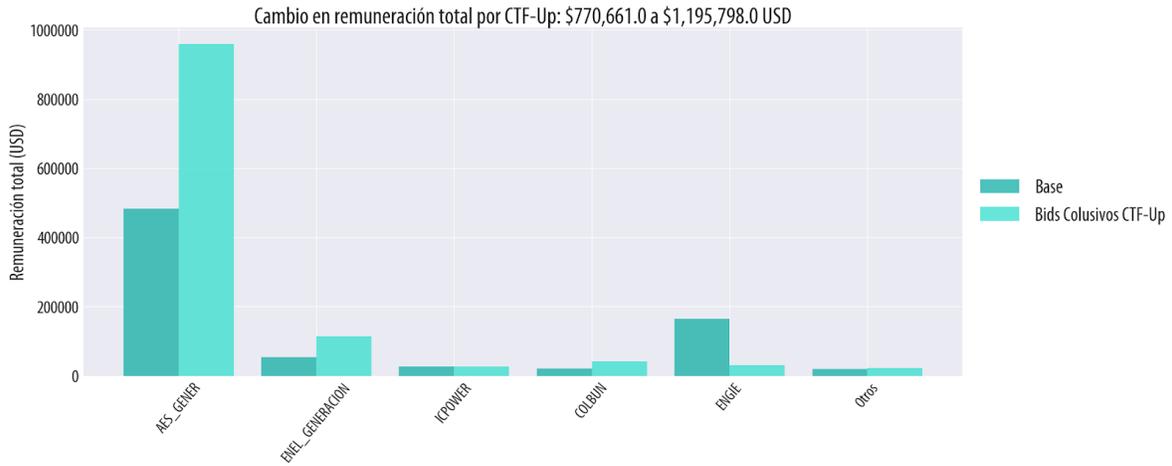


Figura 4.2.54. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CTF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación, Engie y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original para la provisión de reservas para el CTF-Up. Es posible observar que el cartel apenas ve afectada su participación en el mercado de reservas y energía, con lo que logra elevar sus rentas totales, a excepción de Engie, y el costo total del servicio en cerca de un 55%.

### Capacidad Habilitada

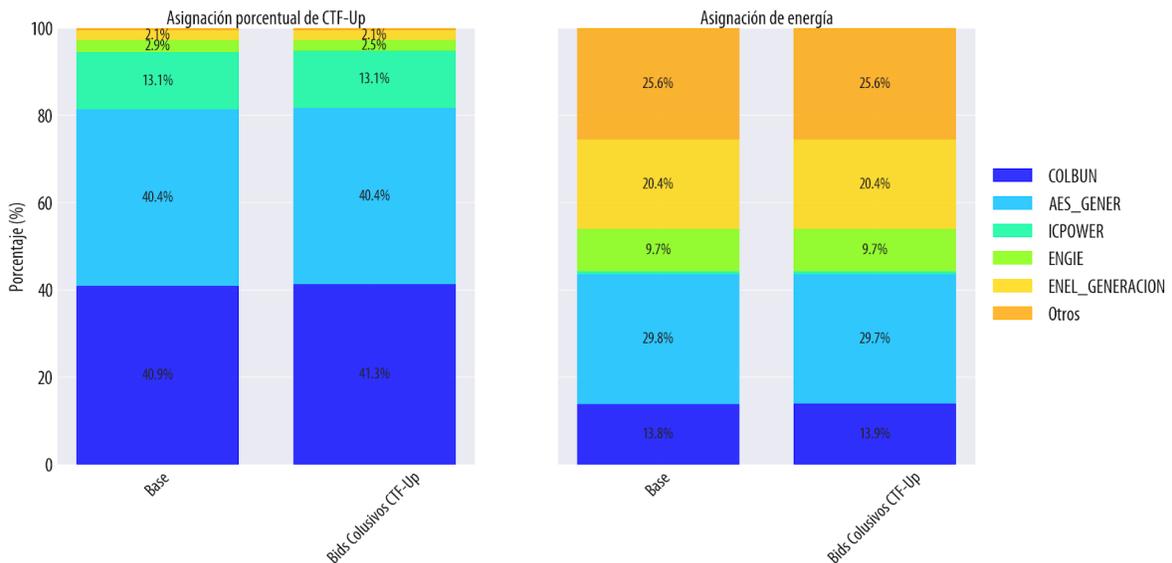


Figura 4.2.55. Enero - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

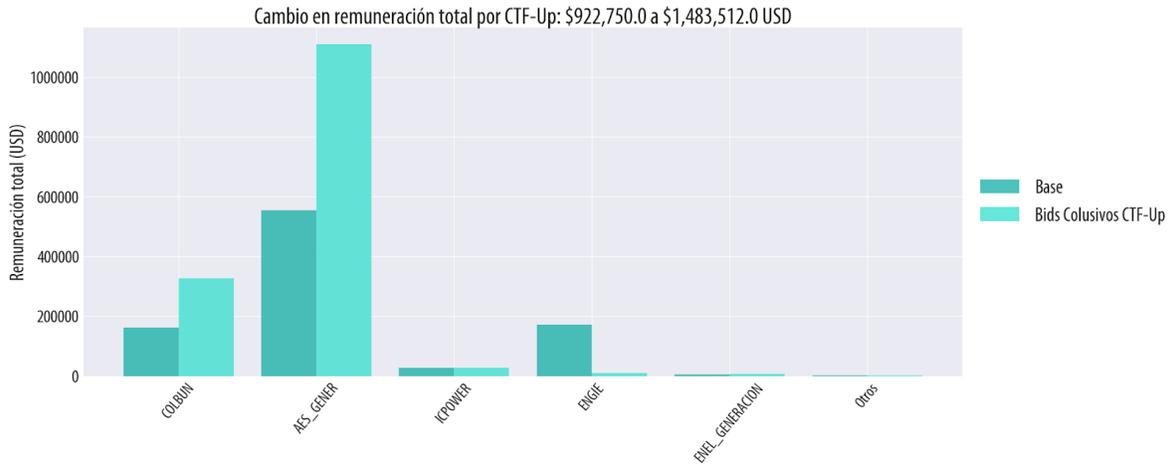


Figura 4.2.56. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CTF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En este caso, la sola consideración de la capacidad habilitada permite observar que el cartel no ve afectada su participación en el mercado de reservas ni de energía, con lo que logra elevar sus rentas totales, a excepción de Engie, y el costo total del servicio en cerca de un 61%.

#### 4.2.7 Sensibilidad de bids duplicados

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 no existen suficientes incentivos para que las empresas de mayor participación dupliquen sus bids, pues el hacerlo la mayor parte del cartel reduce considerablemente su participación. De todas formas, existen empresas como AES Gener y Engie, con alta y poca participación respectivamente, para las cuales si existen incentivos de duplicar su *bid* en forma individual, ya que su participación solo sufre leves modificaciones, o bien, se mantiene. Estos resultados se alinean con el cálculo de rentas pivotaes pues en general para todos estos productos existen rentas pivotaes de poder de mercado relevantes.

En las Figuras 4.2.57 a 4.2.72 se incluyen las asignaciones de energía y reservas frente a las sensibilidades de *bids* duplicados para CSF y CTF para las semana representativas de Enero y Julio.

**CSF-Down**

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* duplicados para CSF-Down por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

**Enero**

**Capacidad Disponible**

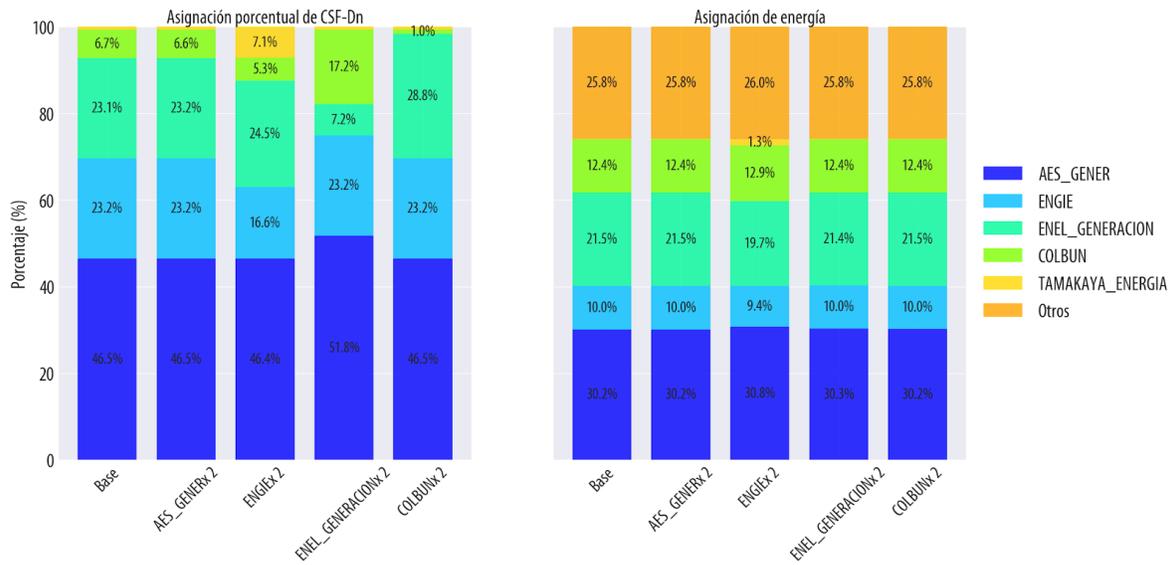


Figura 4.2.57. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid

### Capacidad Habilitada

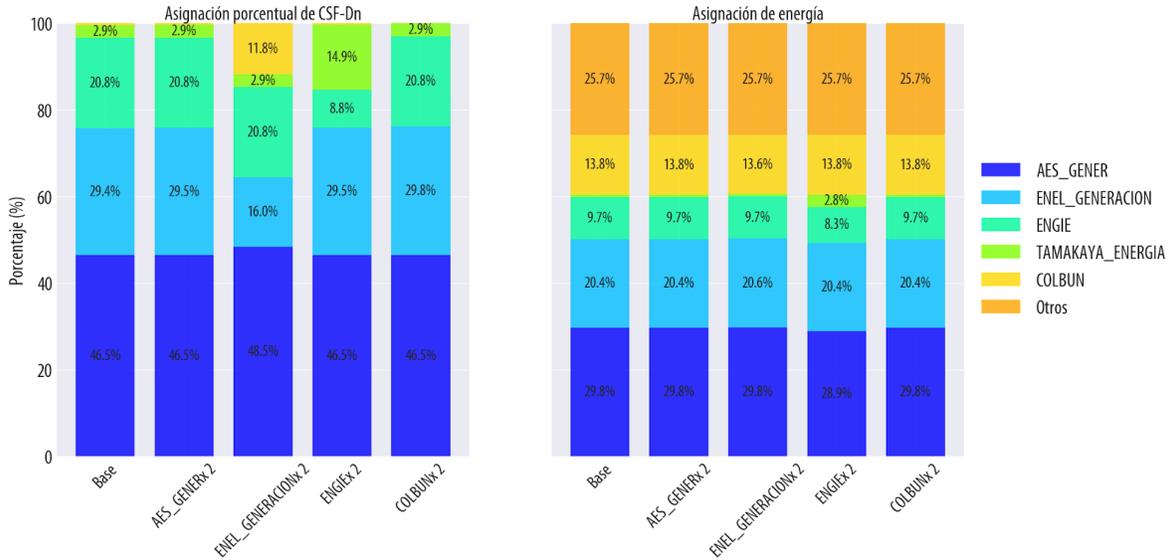


Figura 4.2.58. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

### Julio

#### Capacidad Disponible

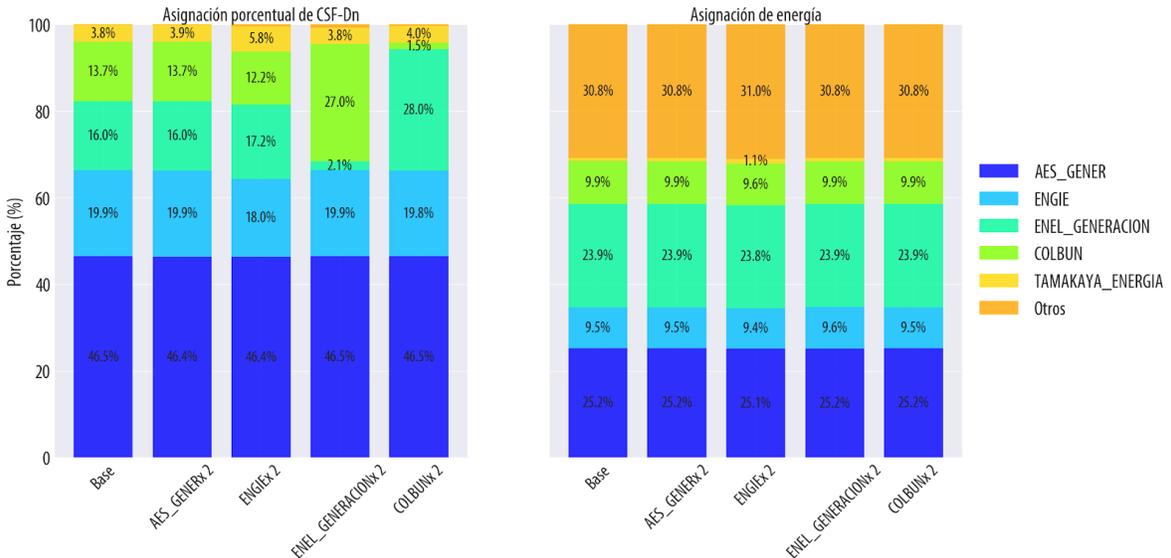


Figura 4.2.59. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid

### Capacidad Habilitada

#### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

#### Informe Final

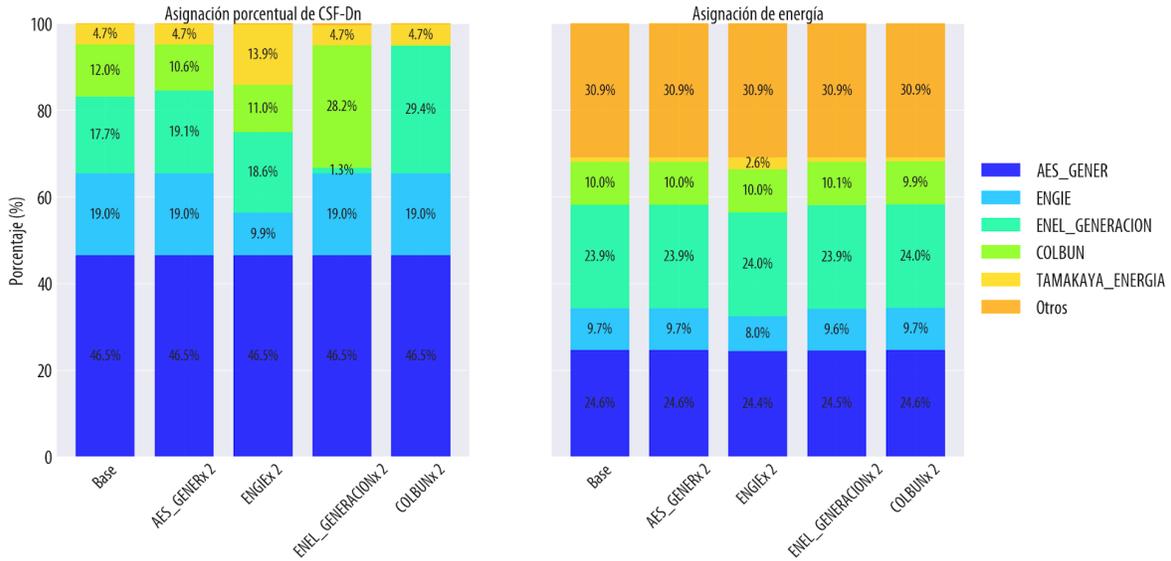


Figura 4.2.60. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas dobla su *bid* reduce considerablemente su participación en el mercado de CSF-Down, a excepción de las empresa Engie cuya reducción es menor y la empresa AES Gener, la cual mantiene su participación en todos los escenarios. De forma particular, es importante destacar que si bien Tamakaya tiene una reducida participación en la asignación del caso base, adquiere un rol especialmente relevante cuando Engie dobla su *bid*. De la misma forma, se aprecia que en general Enel Generación adquiere un rol especialmente relevante cuando Colbún dobla su propio *bid* y viceversa. Estos pares de competencia dicen relación con las tecnologías y zonas en las que dominan dichas empresas, siendo Tamakaya y Engie especialmente relevantes para el mercado en la zona Norte, a través de tecnologías en base a carbón, y Enel y Colbún especialmente relevantes para el mercado en la zona Centro sur, a través de generación hidro. Existen leves variaciones en el mercado de energía, de acuerdo a la entrada o salida de los distintos agentes en el mercado de reserva. Finalmente es importante destacar que si bien la consideración de la capacidad disponible permite la entrada de otras empresas menores, la sola consideración de la capacidad habilitada no cambia las principales conclusiones frente a la sensibilidad planteada al duplicar el *bid* de cada agente por separado.

### CSF-Up

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* duplicados para CSF-Up por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

Enero

Capacidad Disponible

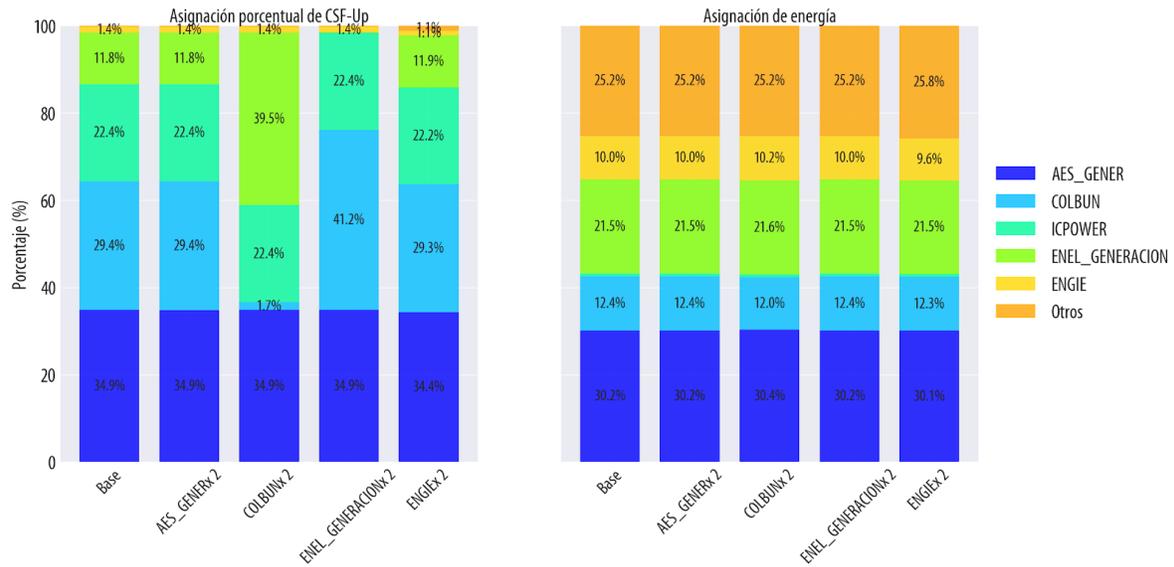


Figura 4.2.61. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid

Capacidad Habilitada

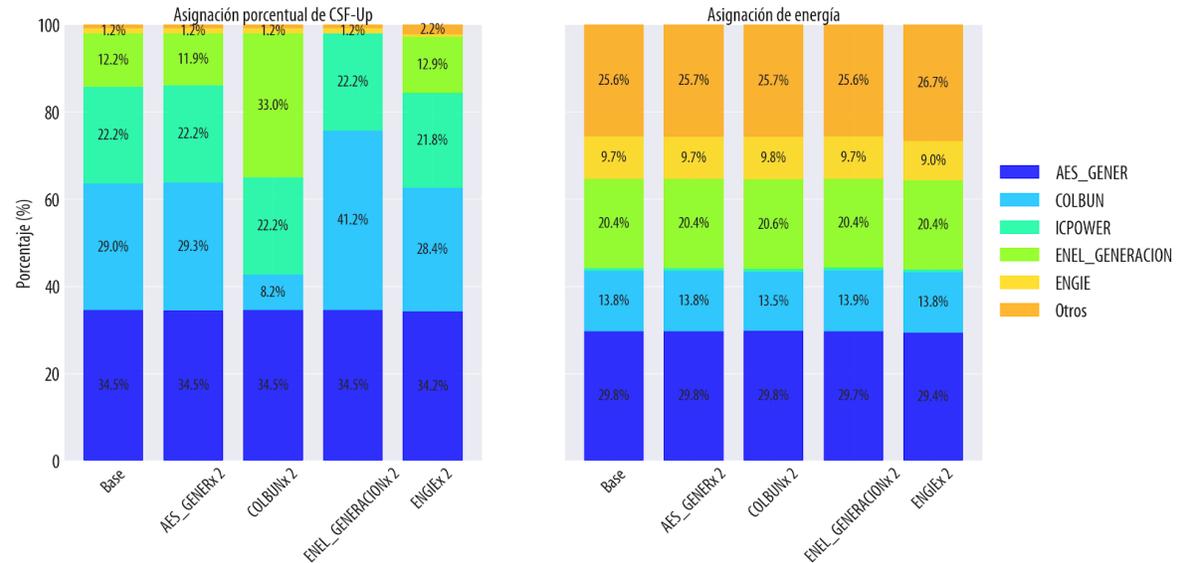


Figura 4.2.62. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Julio

Capacidad Disponible

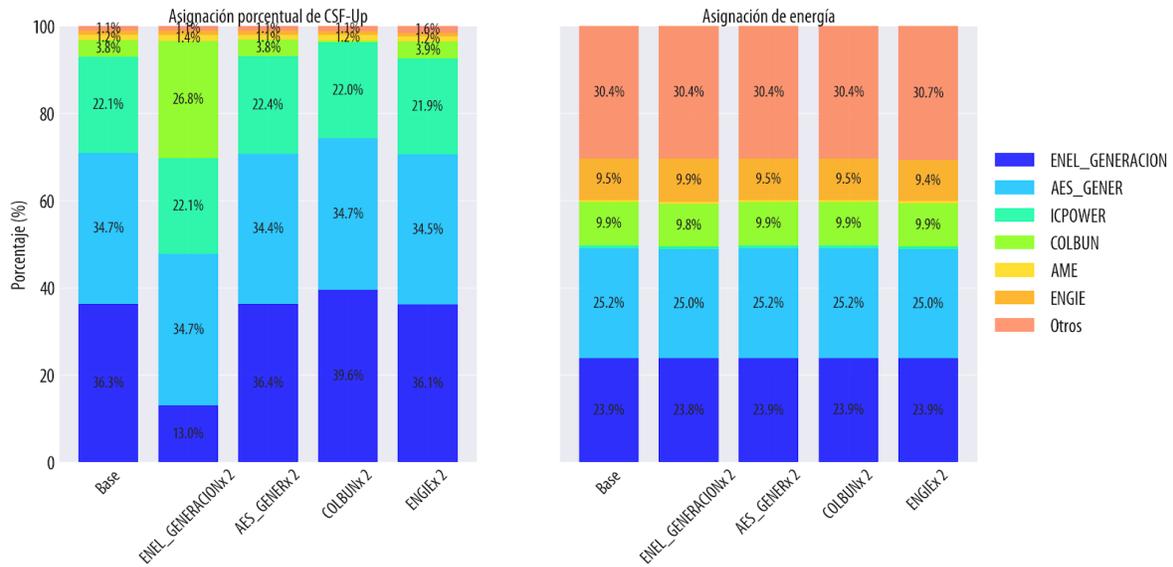


Figura 4.2.63. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid

Capacidad Habilitada

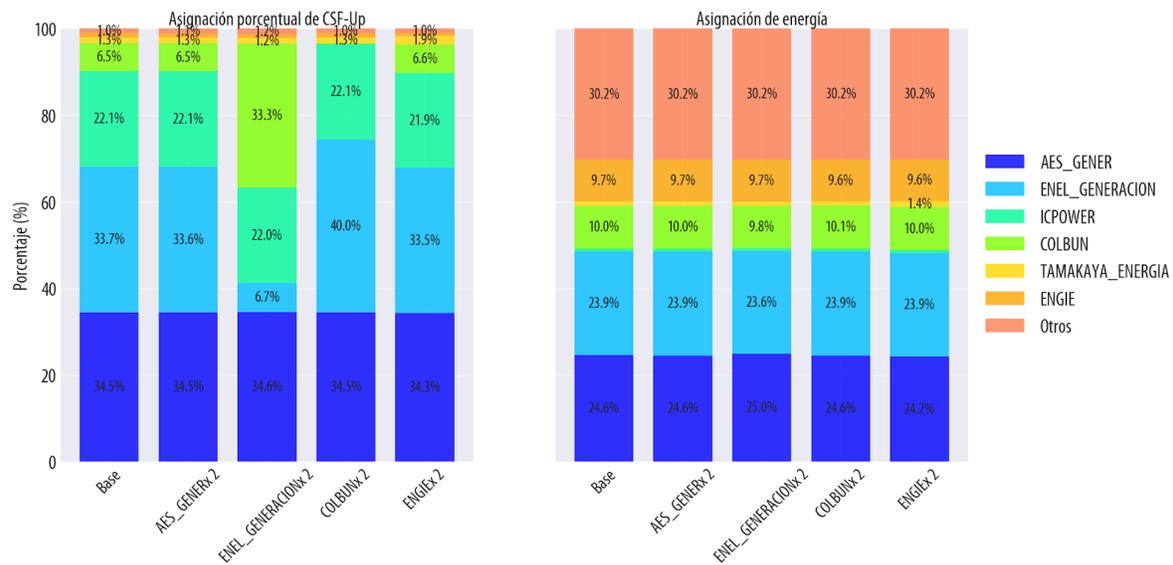


Figura 4.2.64. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, nuevamente es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas dobla su *bid* reduce su participación en el mercado de CSF-Up, a excepción de la empresa AES Gener que mantiene su participación. Para el mes de Enero, se observa de forma análoga a la sensibilidad anterior que si bien Colbún presenta una escasa participación en la asignación del caso base, adquiere un rol especialmente relevante cuando Enel Generación dobla su *bid*. Existen leves variaciones en el mercado de energía, de acuerdo a la entrada o salida de los distintos agentes en el mercado de reserva. Se observa que la consideración de los recursos disponibles permite un leve aumento participación de otras empresas, sin embargo las principales conclusiones del análisis se mantienen cuando el número de oferentes se limita a la capacidad habilitada.

### CTF-Down

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* duplicados para CTF-Down por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

### Enero

#### Capacidad Disponible

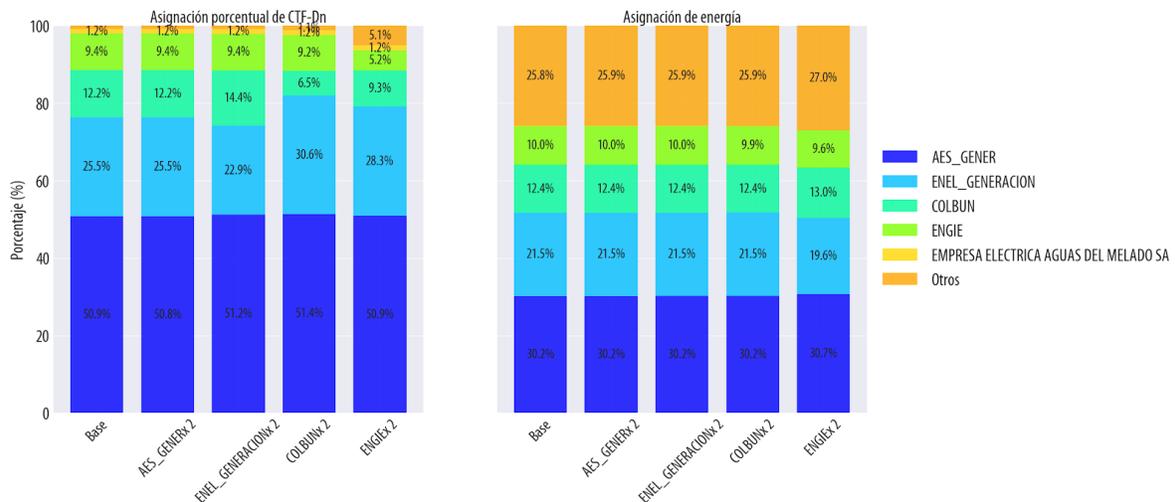


Figura 4.2.65. Enero - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid

### Capacidad Habilitada

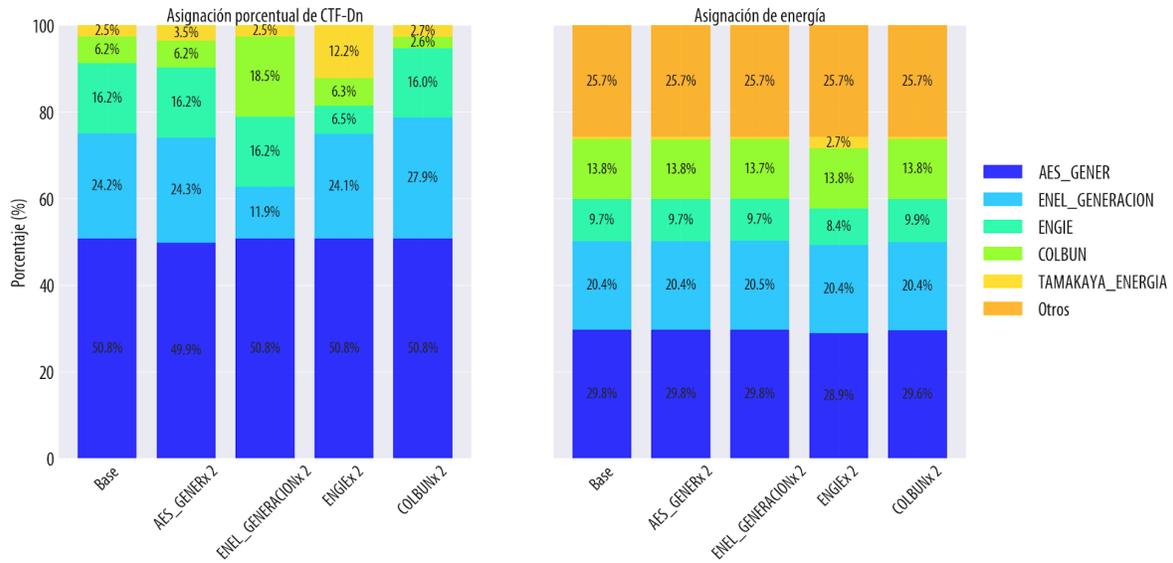


Figura 4.2.66. Enero - Asignación de CTF-Dn y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

### Julio

#### Capacidad Disponible

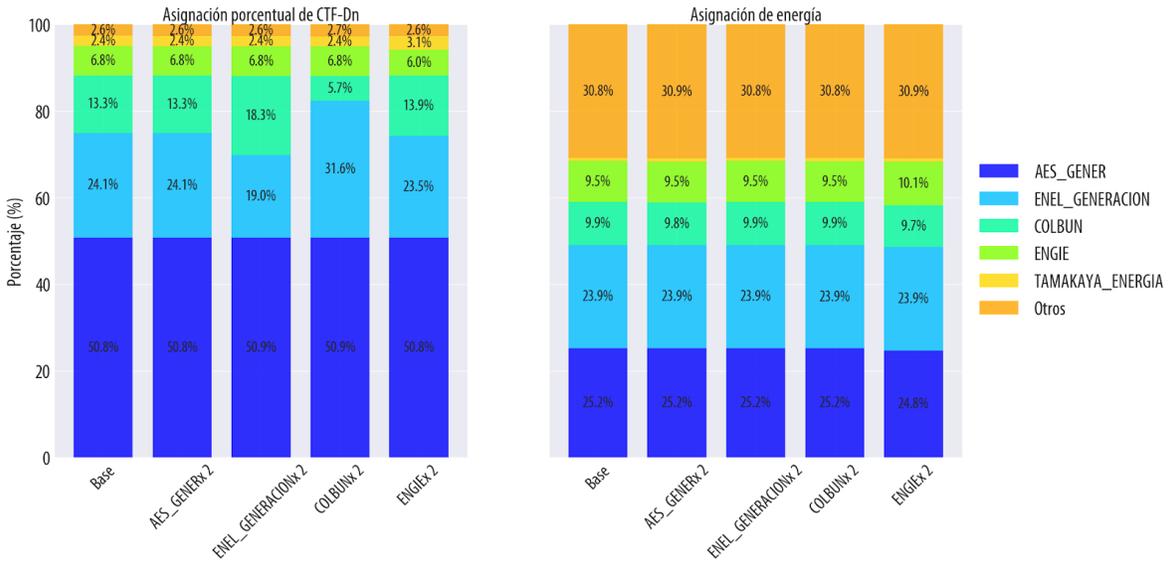


Figura 4.2.67. Julio - Asignación de CTF-Dn y energía para la sensibilidad de doble bid

### Capacidad Habilitada

#### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

#### Informe Final

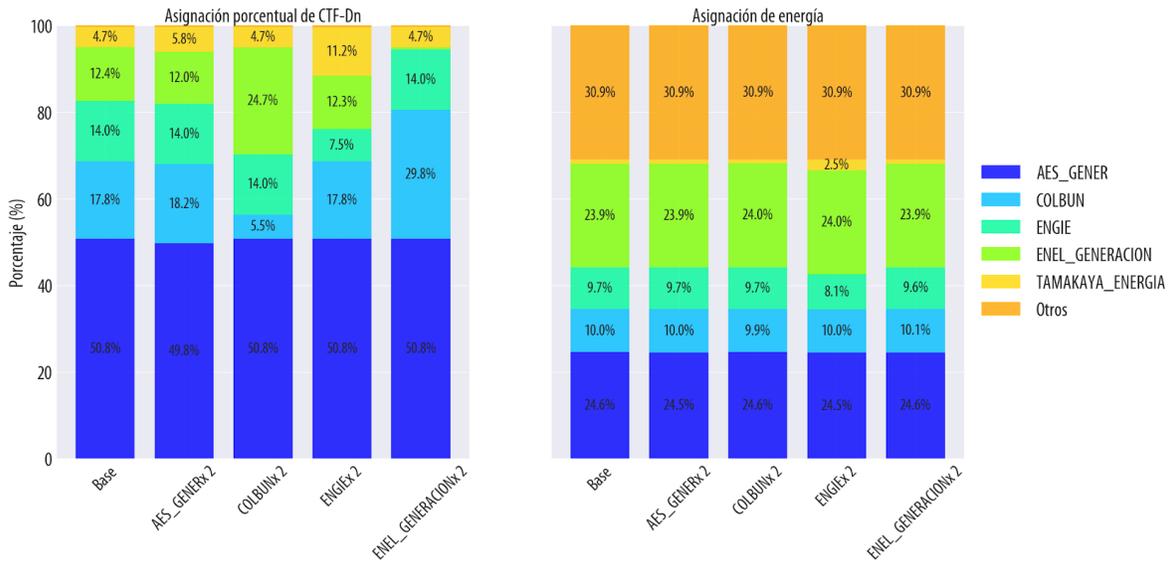


Figura 4.2.68. Julio - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, para capacidad disponible es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas dobla su *bid* no se observan modificaciones en su participación en el mercado de CTF-Down, a excepción de las empresas Enel Generación y Colbún que enfrentan una leve disminución en su asignación al realizar esta acción. Cuando se considera solo capacidad habilitada, es posible observar que las empresas si reducen considerablemente su participación cuando doblan su *bid*, a excepción de AES Gener, cuya participación se mantiene en todos los escenarios.

De forma particular, es importante destacar que si bien Tamakaya tiene una reducida participación en la asignación del caso base, adquiere un rol relevante cuando Engie dobla su *bid*. De la misma forma, se aprecia que Enel Generación adquiere un rol relevante cuando Colbún dobla su propio *bid* y viceversa. Estos pares de competencia dicen relación con las tecnologías y zonas en las que dominan dichas empresas, demostrando que no enfrentarían suficientes incentivos para doblar su *bid* en forma individual. Existen leves variaciones en el mercado de energía, de acuerdo a la entrada o salida de los distintos agentes en el mercado de reserva.

### CTF-Up

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* duplicados para CTF-Up por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

Enero

Capacidad Disponible

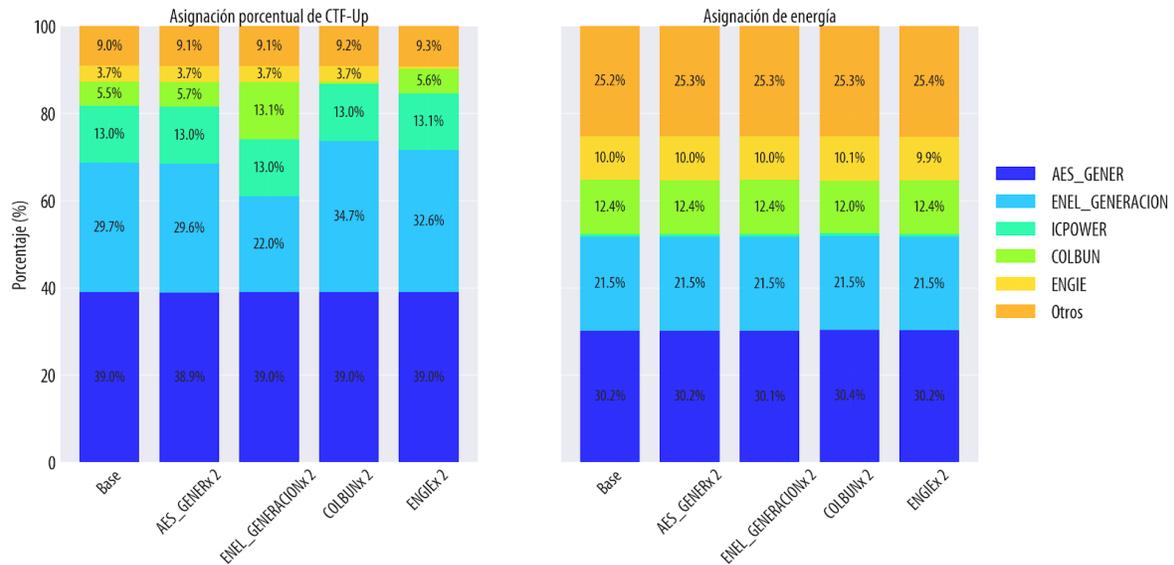


Figura 4.2.69. Enero - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid

Capacidad Habilitada

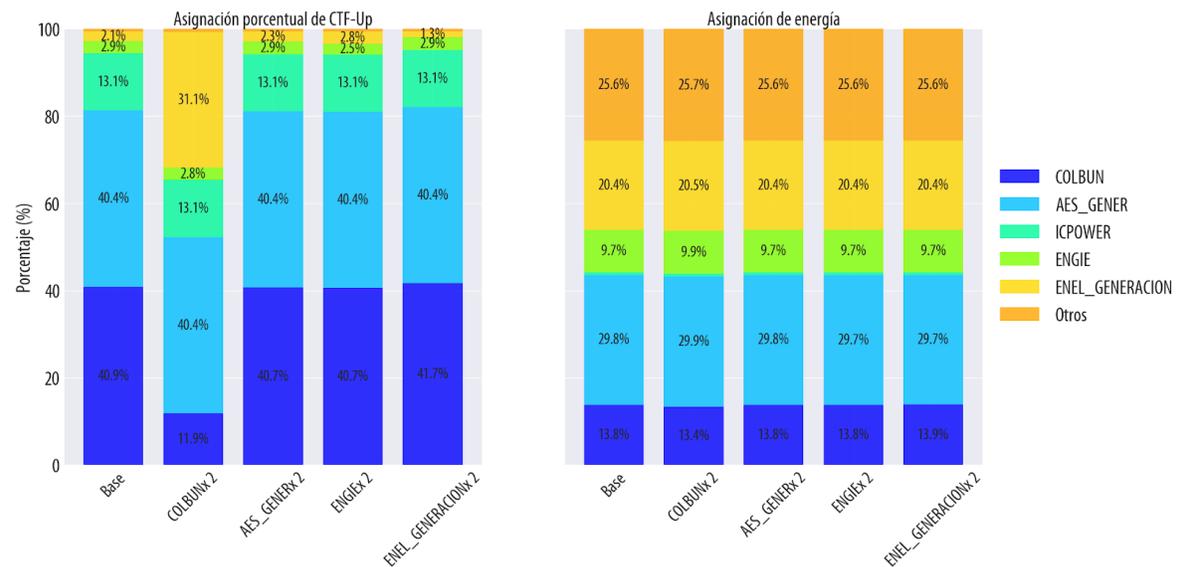


Figura 4.2.70. Enero - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Julio

Capacidad Disponible

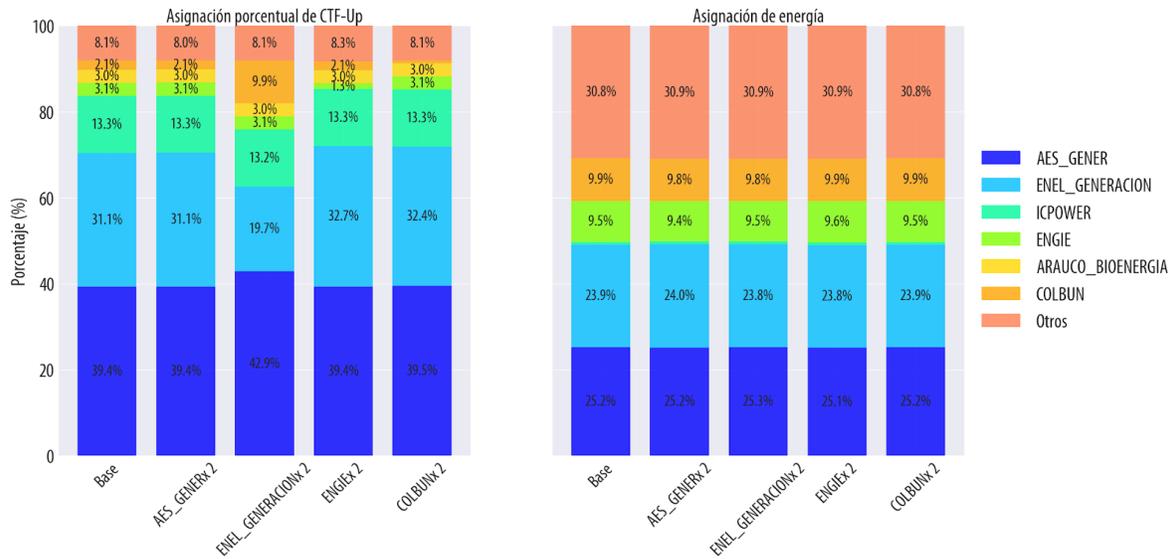


Figura 4.2.71. Julio - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid

Capacidad Habilitada

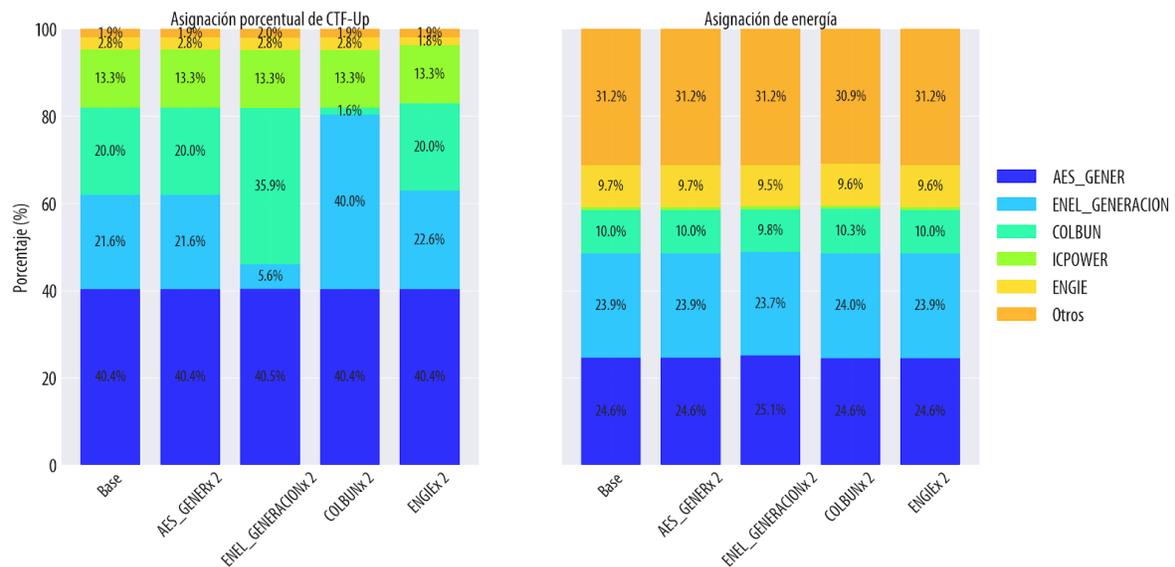


Figura 4.2.72. Julio - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, para capacidad disponible es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas dobla su *bid* se reduce levemente su participación en el mercado de CTF-Up, a excepción de la empresa AES Gener que mantiene su asignación al realizar esta acción. Cuando se considera solo capacidad habilitada, es posible observar que las empresas si reducen considerablemente su participación cuando doblan su *bid*, a excepción de AES Gener nuevamente, cuya participación se mantiene en todos los escenarios. Se observa de forma análoga a la sensibilidad anterior que Colbún adquiere un rol especialmente relevante cuando Enel Generación dobla su *bid* y viceversa, reduciendo los incentivos que tienen ambas empresas para doblar su *bid*. Existen leves variaciones en el mercado de energía, de acuerdo a la entrada o salida de los distintos agentes en el mercado de reserva.

#### 4.2.8 Sensibilidad de bids con valor 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. Solamente una de las cuatro empresas consideradas aumentan su participación en alrededor un 1% en el mercado de energía al llevar a cero su bid de CSF-Up. 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.

En las Figuras 4.2.73 a 4.2.88 se incluyen las asignaciones de energía y reservas frente a las sensibilidades de *bids* con valor cero para CSF y CTF para las semana representativas de Enero y Julio.

**CSF-Down**

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* de valor cero para CSF-Down por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SCCC.

**Enero**

**Capacidad Disponible**

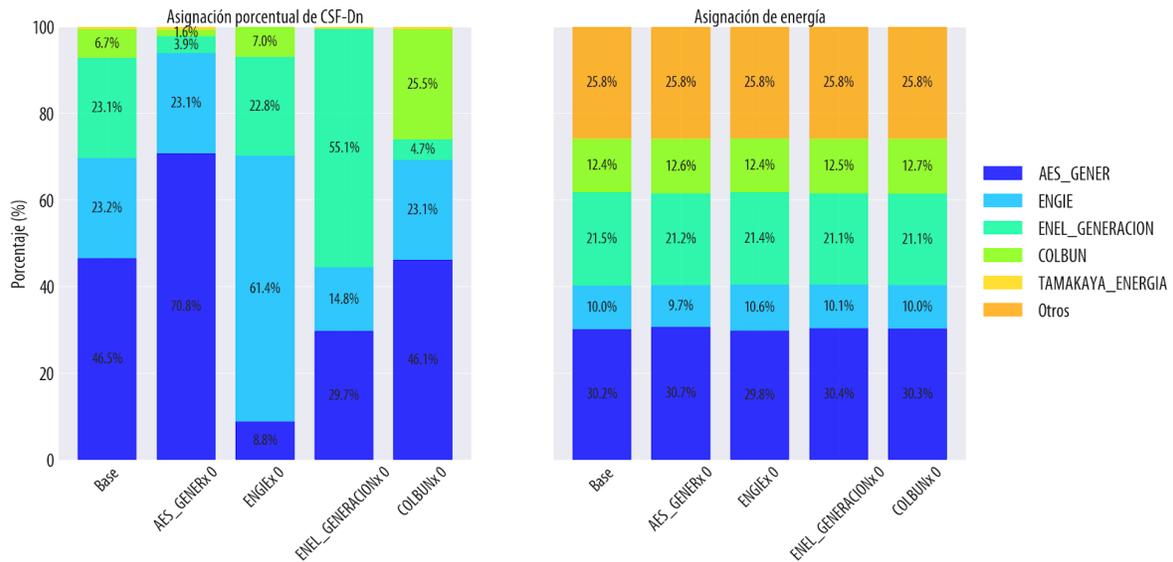


Figura 4.2.73. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bid nulo

### Capacidad Habilitada

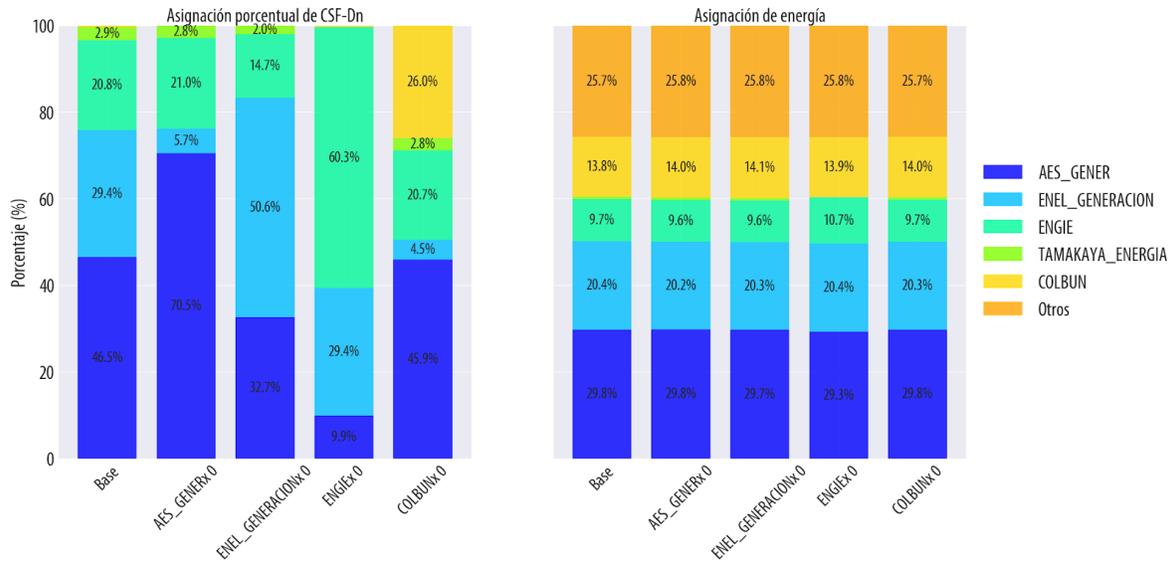


Figura 4.2.74. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bid nulo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

### Julio

#### Capacidad Disponible

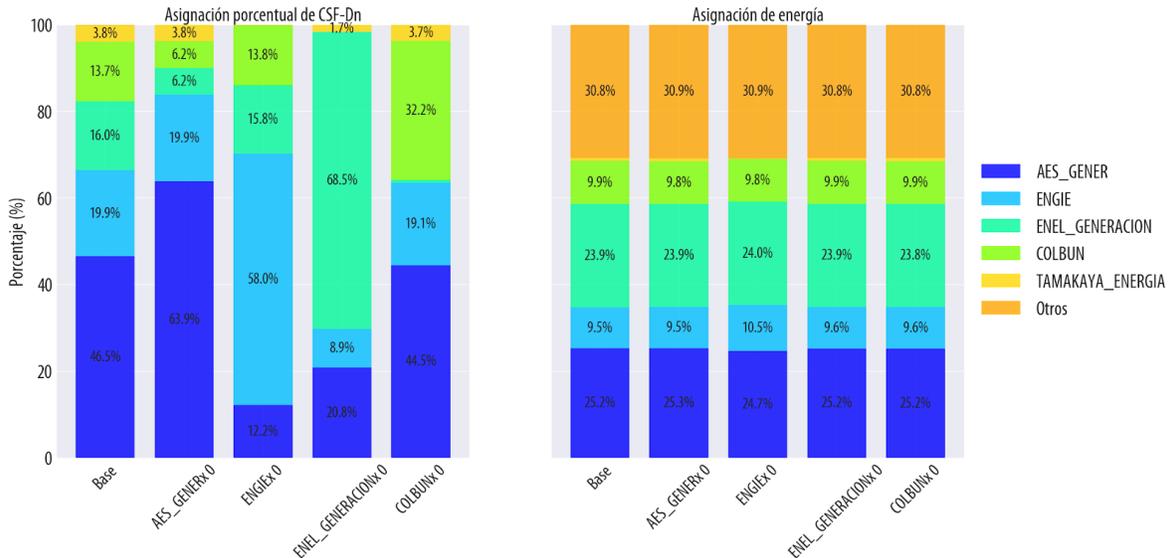


Figura 4.2.75. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bid nulo

### Capacidad Habilitada

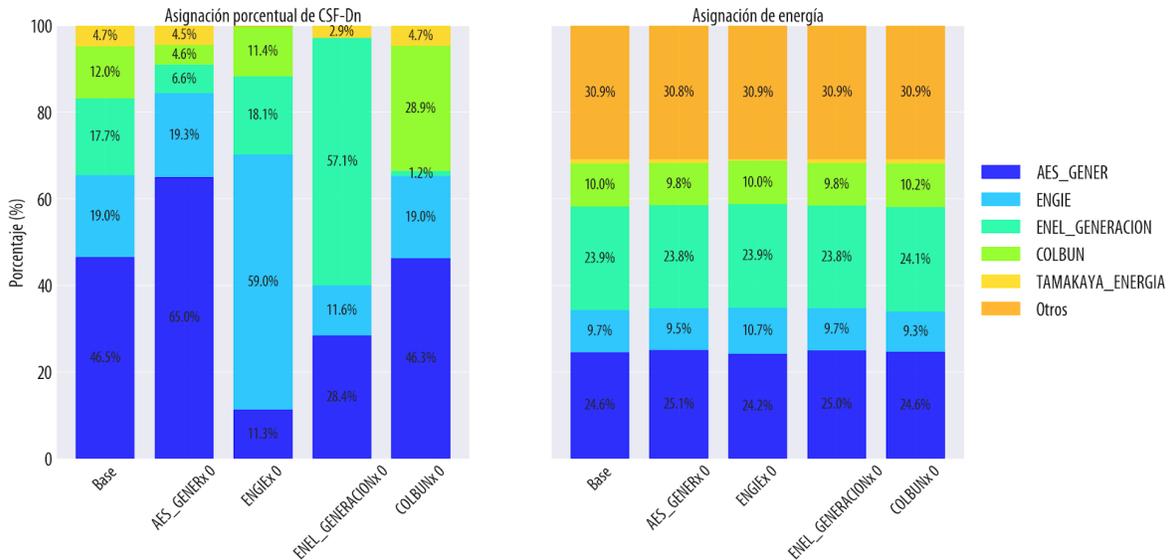


Figura 4.2.76. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bid nulo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas lleva su *bid* a cero, se observa un aumento importante en su participación en el mercado de CSF-Down. Nuevamente se observa que si bien Colbún tiene escasa participación en la asignación del caso base, adquiere un rol especialmente relevante cuando lleva su *bid* a cero, reforzando la observación de la importancia de esta firma en la competencia dentro del servicio.

### CSF-Up

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* de valor cero para CSF-Up por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

Enero

Capacidad Disponible

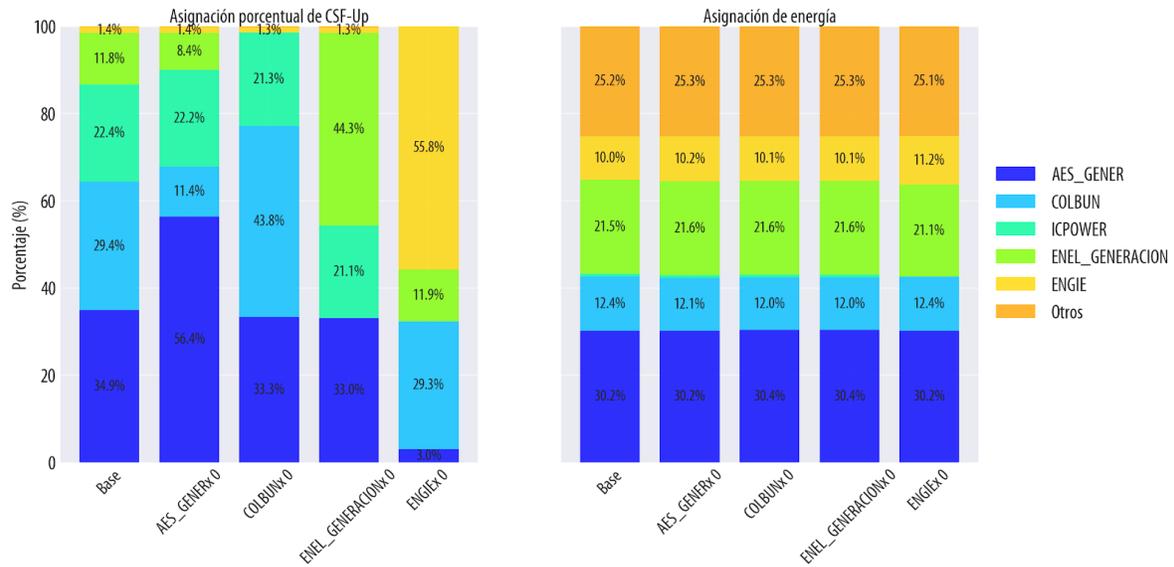


Figura 4.2.77. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bid nulo

Capacidad Habilitada

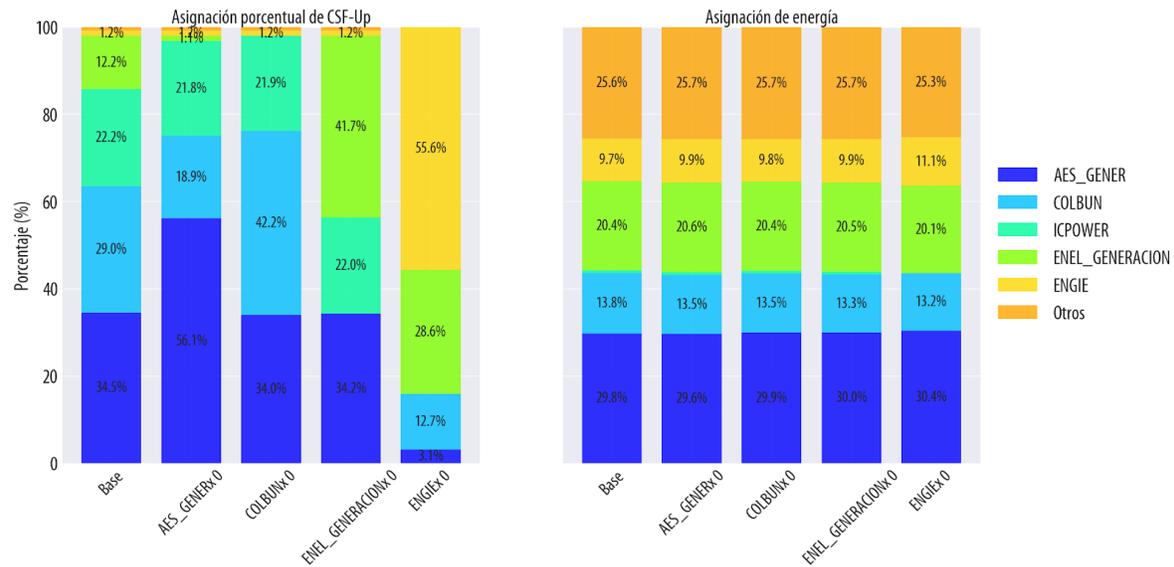


Figura 4.2.78. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bid nulo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Julio

Capacidad Disponible

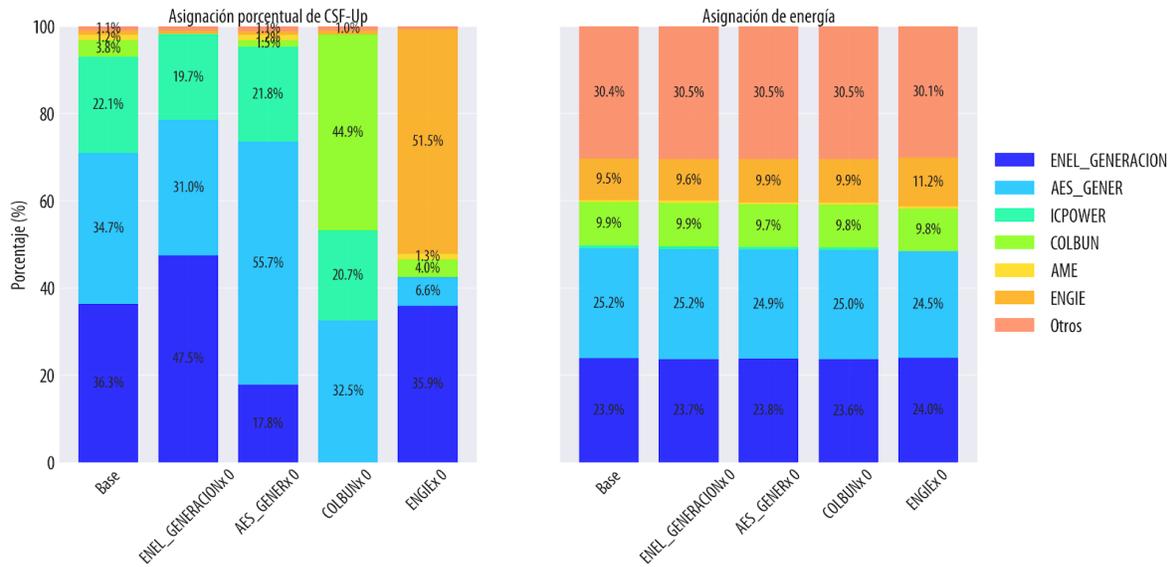


Figura 4.2.79. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bid nulo

Capacidad Habilitada

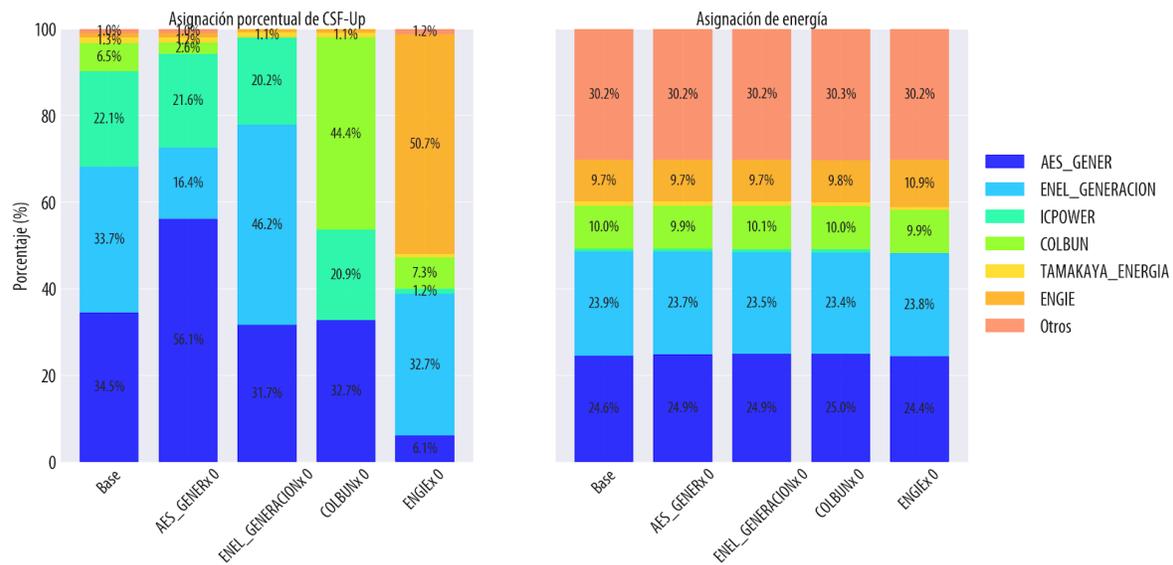


Figura 4.2.80. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bid nulo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, es posible observar que nuevamente tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas lleva su *bid* a cero, se observa un aumento importante en su participación en el mercado de CSF-Up. En particular, y para ambos meses, se observa que si bien Engie tiene escasa participación en la asignación del caso base, adquiere un rol relevante cuando lleva su *bid* a cero, aumentando su participación dentro del mercado de energía en más de un 1%.

**CTF-Down**

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* de valor cero para CTF-Down por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

**Enero**

**Capacidad Disponible**

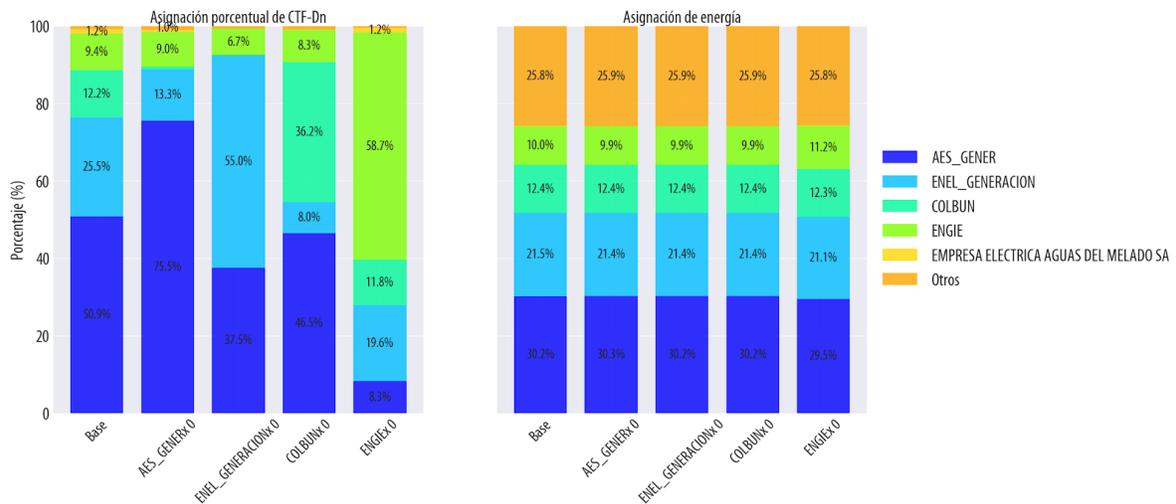


Figura 4.2.81. Enero - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de bid nulo

### Capacidad Habilitada

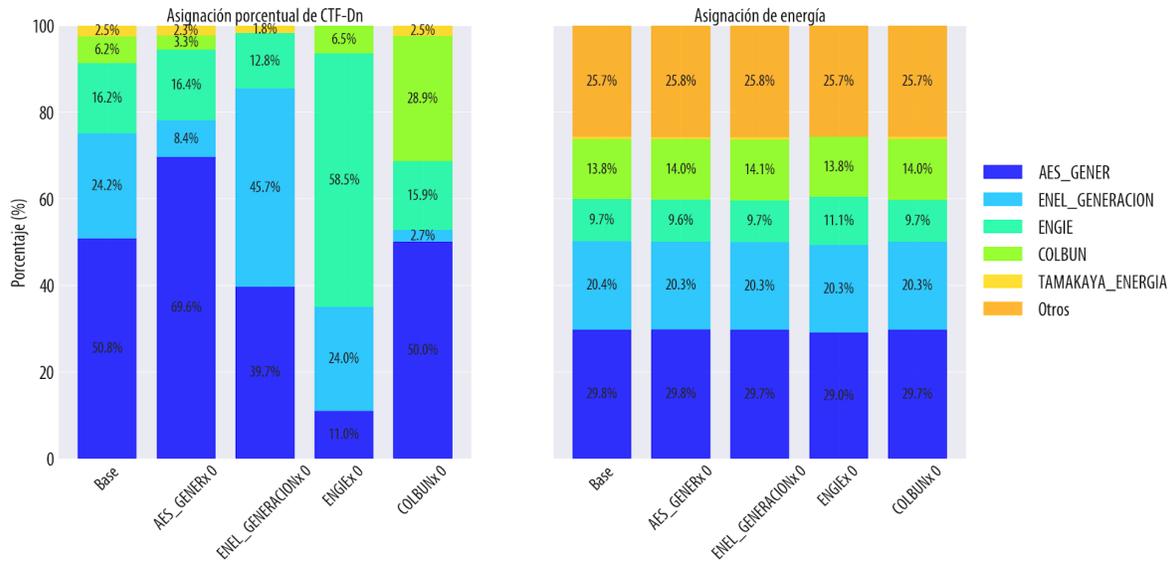


Figura 4.2.82. Enero - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de bid nulo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

### Julio

#### Capacidad Disponible

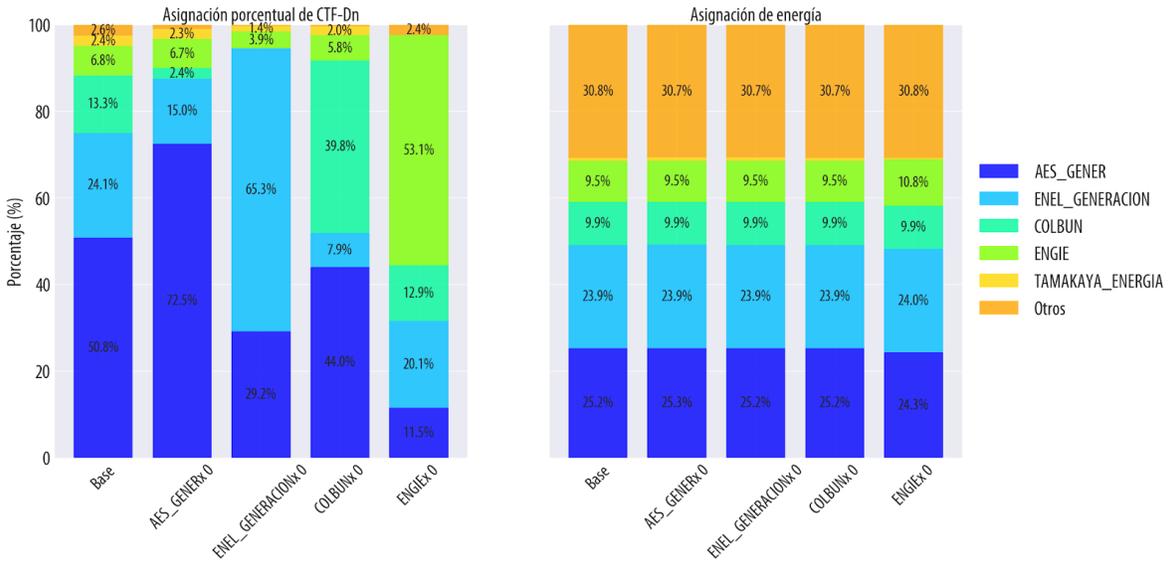


Figura 4.2.83. Julio - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de bid nulo

### Capacidad Habilitada

#### Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

#### Informe Final

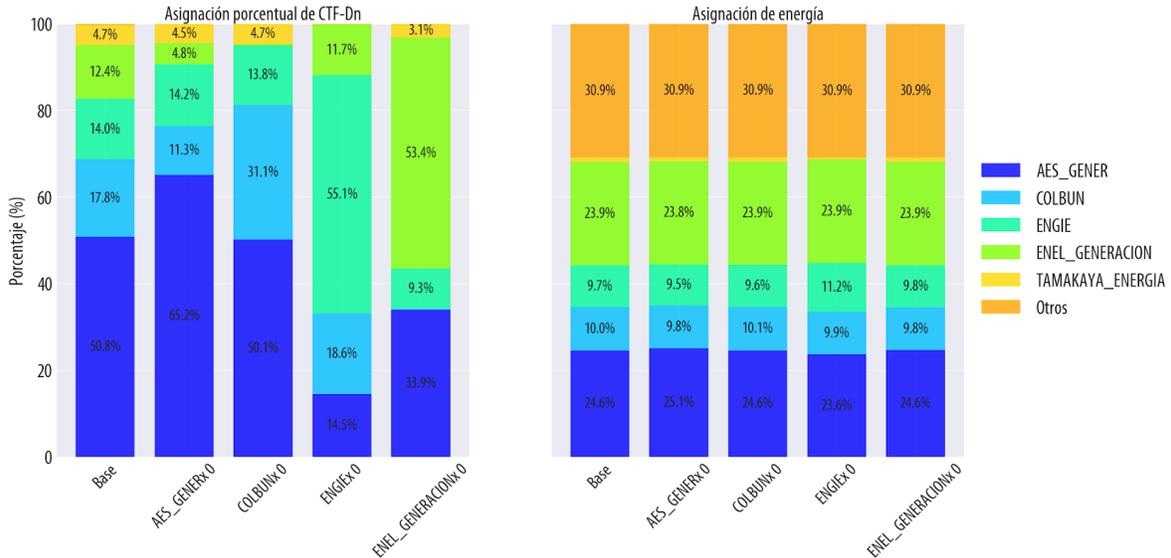


Figura 4.2.84. Julio - Asignación de CTF-Down y energía para la sensibilidad de bid nulo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas lleva su *bid* a cero, se observa un aumento importante en su participación en el mercado de CTF-Down. Se observa la posición dominante de AES Gener, la cual alcanza el mayor nivel de participación dentro del mercado de reservas cuando esta lleva su *bid* a cero, reforzando la observación de la importancia de esta firma en la competencia dentro del servicio.

**CTF-Up**

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* de valor cero para CTF-Up por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

Enero

Capacidad Disponible

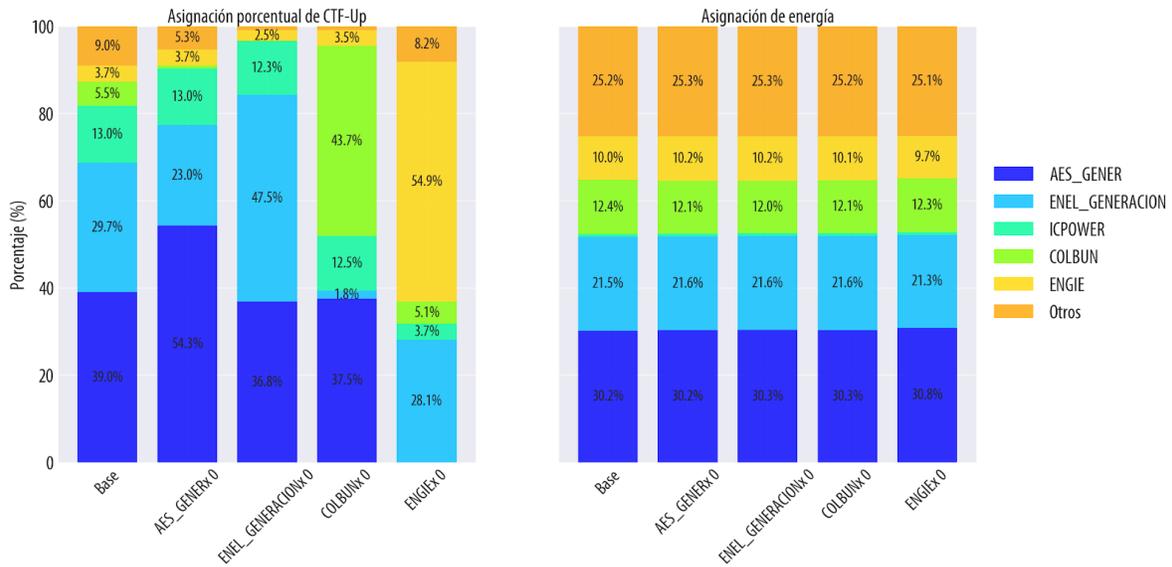


Figura 4.2.85. Enero - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de bid nulo

Capacidad Habilitada

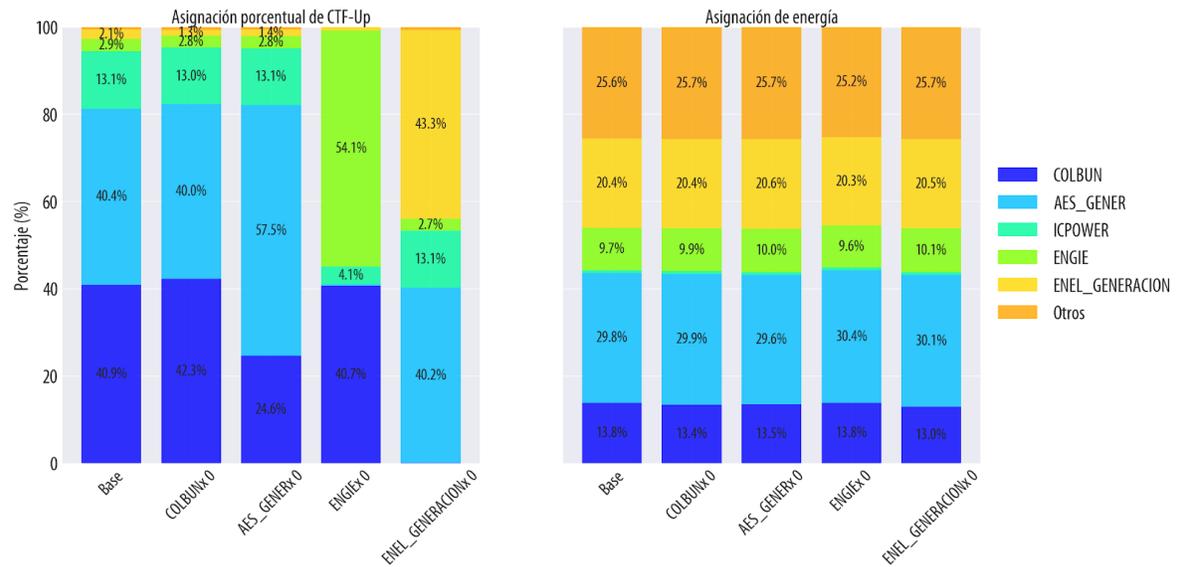


Figura 4.2.86. Enero - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de bid nulo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios

Informe Final

Julio

Capacidad Disponible

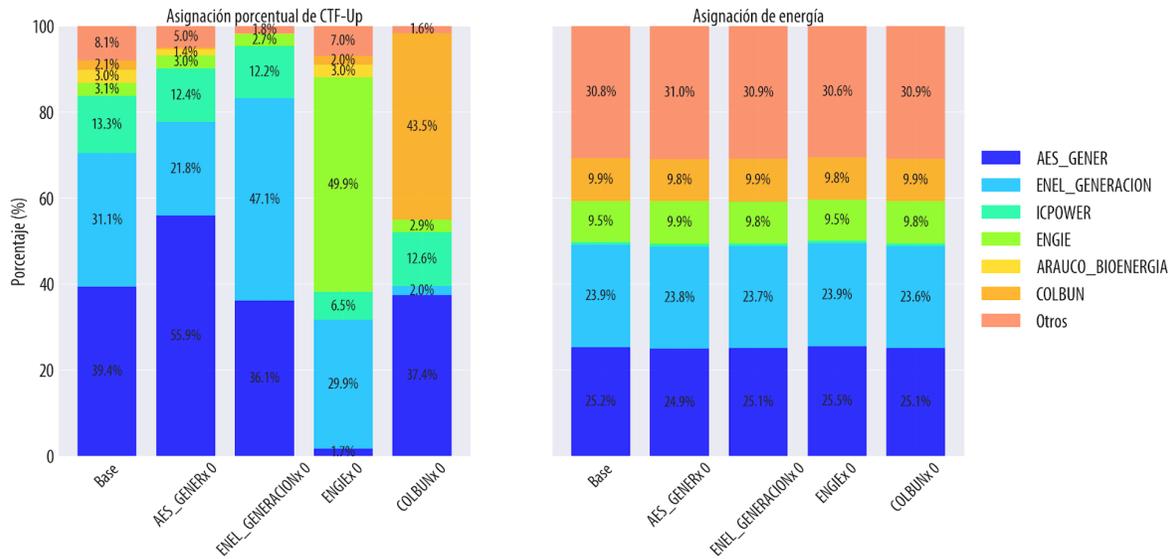


Figura 4.2.87. Julio - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de bid nulo

Capacidad Habilitada

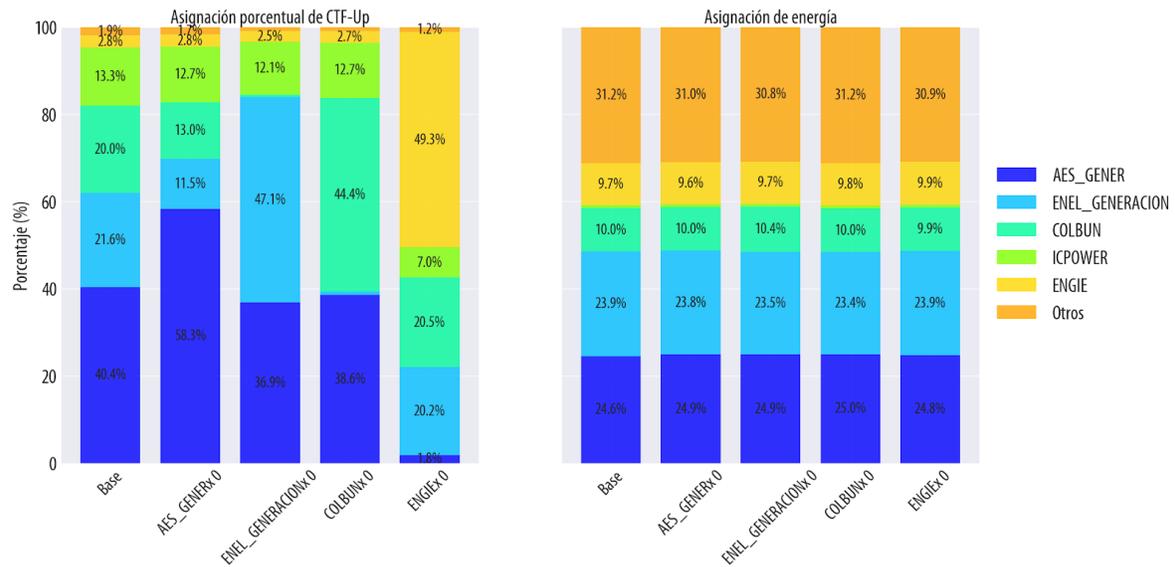


Figura 4.2.88. Julio - Asignación de CTF-Up y energía para la sensibilidad de bid nulo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, es posible observar que nuevamente tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas lleva su *bid* a cero, se observa un aumento importante en su participación en el mercado de CTF-Up. En particular, se destaca el caso de Engie, el cual se adjudica cerca del 50% del mercado de reservas cuando reduce sus *bids* a cero, en contraste con una participación menor a un 5% en el Caso Base.

## 5. Conclusión

Los resultados, tanto de los indicadores estructurales de mercado para los distintos productos considerados, las simulaciones de la operación del SEN bajo un esquema de co-optimización y el análisis de rentas pivotales permiten concluir que, bajo la nueva definición de productos asociados a SSCC, **se descartan condiciones de competencia para CSF y CTF**. La principal causa de esta conclusión dice relación con la fuerte disminución de el parque de oferentes y su capacidad de entregar reserva para ambos servicios.

Los resultados del análisis económico en base la capacidad de oferta y los requerimientos considerados muestran un panorama bastante ajustado, tanto para la zona Norte como la zona Sur del SEN, para la provisión de reservas para el CSF y CTF, producto de la nueva definición de estos servicios. El resultado del cambio en la definición de los productos resulta especialmente complejo en la zona Norte, donde la provisión de CSF se restringe a solo cuatro oferentes.

Los resultados del análisis técnico económico muestran un aumento en el porcentaje de remuneraciones de reserva en relación a energía y una fuerte presencia de rentas pivotales asociadas a rentas de poder de mercado. Es posible apreciar que existen incentivos al comportamiento colusivo entre las 4 empresas más grandes, pero que estos incentivos disminuyen a medida que se reduce el número de empresas que componen el cartel. Se destaca el caso de una empresa que mantiene su asignación incluso al modificar su *bid* en forma individual.

Las sensibilidades sobre el tiempo de despliegue de los productos de reserva analizados muestran que con tiempos levemente mayores, las condiciones de competencia mejoran considerablemente. Se observa además, que en los casos con recursos habilitados no existen grandes diferencias entre las condiciones de competencia para los productos de CSF, debido a que la cantidad de oferentes entre ambos casos no presenta diferencias considerables. No ocurre lo mismo para los productos de CTF, donde al considerar la capacidad habilitada se observan peores condiciones de competencia debido a que el parque de oferentes se ve mayormente disminuido respecto al caso con capacidad disponible.

Finalmente, se recomienda evaluar las definiciones de los productos, o en caso de mantenerse la definición actual, **no implementar esquemas de subastas para los mercados analizados** hasta que no exista un aumento considerable en la oferta de estos productos. Nuevamente se destaca la importancia del análisis continuo de las condiciones de competencia en los diferentes mercados de SSCC, en base a la directa relación existente entre dichas condiciones y las características de cada producto.

## 6. Referencias

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

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

[DICTUC, 2019 - A] 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, 2019 - B] Dictuc, 2019. Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC