

**COT-018-2020**

**Análisis y Propuestas de Mejora para el Mercado de SSCC de  
CSF y CTF**

**Informe Final**

Preparado por:  
Francisco D. Muñoz  
Rodrigo Harrison

16 de Septiembre de 2020

## Table of Contents

<b>Resumen ejecutivo .....</b>	<b>4</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>7</b>
<b>Sobre el uso de mecanismos de mercado para la asignación de SSCC .....</b>	<b>11</b>
<b>Observaciones iniciales .....</b>	<b>14</b>
<i>Observación 1: Sobre la asignación de recursos y señales de precios que emergen de una co-optimización de energía y reservas.....</i>	<i>15</i>
<i>Observación 2: La información privada que es revelada en ofertas depende del mecanismo de asignación y condiciona su potencial utilidad como insumo para una co-optimización de energía y reservas .....</i>	<i>19</i>
<i>Observación 3: Bastan pequeñas diferencias de expectativas de precios en una subasta discriminatoria para que la selección de agentes que prestan reservas sea ineficiente.....</i>	<i>22</i>
<i>Observación 4: La disponibilidad de información al momento en que se envían las ofertas y la falta de un mercado de energía del día anterior vinculante incentiva a los agentes a incorporar visiones privadas y primas por riesgo sobre realizaciones del precio spot en tiempo real.....</i>	<i>23</i>
<i>Observación 5: Ofertas de SSCC por bloques horarios aumentan primas por riesgo de ofertas y pueden distorsionar la co-optimización de energía y reservas.....</i>	<i>27</i>
<i>Observación 6: El volumen de reservas requeridas para garantizar la operación segura del sistema también depende del momento en que éstas se comprometen y de la frecuencia de re-programas y despeje del sistema en tiempo real.....</i>	<i>28</i>
<i>Observación 7: El mecanismo de co-optimización en la programación del día anterior es inconsistente con las señales de precios que emergen del uso de curvas de orden de mérito en la operación real del sistema.....</i>	<i>29</i>
<i>Observación 8: El principio económico de remuneración de servicios a través de instrucción directa en base a estudio de costos (ex post) es inconsistente con la lógica de co-optimización de energía y reservas e ignora incertidumbre existente al momento de realizar las ofertas (ex ante).....</i>	<i>30</i>
<i>Observación 9: Los mecanismos de remuneración en condiciones en que las subastas son declaradas desiertas (corto plazo) son inconsistentes con los que se utilizan cuando no se verifican condiciones de competencia (largo plazo) .....</i>	<i>31</i>
<i>Observación 10: No hay claridad de que la autoridad cuente con un benchmark de mercado perfectamente competitivo o de ofertas de referencia de agentes tomadores de precio.....</i>	<i>32</i>
<i>Observación 11: Las variables duales que se utilizan para determinar los precios techo son sensibles a los supuestos de entrada del modelo de co-optimización de energía y reservas.....</i>	<i>33</i>
<i>Observación 12: Definición de mercado relevante en una subasta y su uso para métrica estructurales .....</i>	<i>35</i>
<i>Observación 13: Sobre la determinación de precios techo y las ventajas y desventajas de su publicación previa a la recepción de ofertas.....</i>	<i>36</i>
<i>Observación 14: Interacción repetida en subastas pay as bid no necesariamente reduce los incentivos al potencial ejercicio de poder de mercado .....</i>	<i>37</i>
<i>Observación 15: No se entiende el objetivo de utilizar un Factor de Participación de la Subasta (FPS) que pueda reducir el precio techo en función del valor de las ofertas realizadas .....</i>	<i>39</i>
<i>Observación 16: No hay claridad de la visión local de libre competencia sobre los mercados de SSCC .....</i>	<i>40</i>

<b>Diagnóstico cualitativo.....</b>	<b>42</b>
<b>Propuestas de mejora de los mercados de SSCC y energía.....</b>	<b>45</b>
<i>Propuestas de largo plazo.....</i>	<i>46</i>
Implementar mecanismos de re-programación o re-despacho y co-optimización de energía y reservas intradiarios, con cálculo de precios en base a las variables duales del software .....	47
Aumentar la granularidad temporal de precios y re-programaciones.....	47
Implementar un mercado del día anterior de energía y reservas.....	48
Migrar a un único mecanismo de subastas de energía y reservas de precio uniforme .....	48
Implementar medidas de monitoreo y mitigación de ofertas individuales basadas en tests estructurales y conductuales.....	49
<i>Propuestas de corto y mediano plazo.....</i>	<i>51</i>
Aumentar la resolución temporal de ofertas.....	51
Desarrollar un benchmark competitivo y utilizarlo como mecanismo de remuneración en condiciones en que se descarten condiciones de competencia .....	52
Implementar curvas de demanda de reservas que reconozcan la contribución incremental de estos servicios a la seguridad y flexibilidad al sistema.....	53
Determinar el precio techo en base al benchmark competitivo o en base a datos de ofertas .....	54
Considerar la alternativa de complementar las subastas de corto plazo con contratos financieros de mediano o largo plazo.....	58
<b>Un comentario final sobre los costos y beneficios de implementar propuestas de largo plazo.....</b>	<b>62</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>64</b>

## Resumen ejecutivo

Este informe resume un proceso de análisis de 3 semanas de duración en que identificamos distintos aspectos de diseño de los mecanismos de subastas y del diseño del mercado de energía que podrían estar dando origen a ineficiencias en el mercado de los SSCC. Nuestro diagnóstico se basa en una serie de observaciones que identifican posibles inconsistencias entre los objetivos de eficiencia de los mecanismos de subastas y los actuales procedimientos de asignación y cálculo de precios.

Nuestras observaciones más relevantes son las siguientes:

- 1) La co-optimización de energía y reservas entrega consignas y precios eficientes sólo si es que: a) los únicos costos que se consideran en la co-optimización son los costos directos de prestación de servicios de energía y reservas y b) los precios de energía y reservas se obtienen a partir de las variables duales de las restricciones de energía y reservas de la co-optimización.
- 2) La lógica de una co-optimización de energía y reservas se corresponde con subastas de energía y reservas basadas en precios uniformes, en que todos los agentes que prestan un mismo servicio obtienen el mismo precio, sin ningún tipo de discriminación. En condiciones de competencia perfecta, todos los agentes que participan en una subasta discriminatoria tienen incentivos a revelar sus costos directos de prestación de servicios de energía y reservas.
- 3) Las variables duales de energía y reservas que resultan de una co-optimización eficiente de estos servicios reflejan no sólo los costos directos de prestación de servicios, también reflejan los posibles costos de oportunidad que resultan de la consigna de energía y reservas. En términos simples, en una co-optimización eficiente es el software de co-optimización quien determina los costos de oportunidad, no los agentes que participan en el mercado.
- 4) Los variables duales que resultan de una co-optimización eficiente incentivan a que las unidades sigan la consigna de despacho de energía y reservas. En algunos casos, las variables duales resultan en valores que están por sobre el costo variable de la unidad más cara prestando el servicio de energía y por sobre el costo directo de la unidad más cara prestando el servicio de reservas. Esos casos dan cuenta de que los precios eficientes de energía y reservas no sólo reflejan los costos incrementales de prestación de estos servicios, sino que también reflejan el valor incremental de los mismos para el sistema (i.e., avoided incremental costs).
- 5) Un esquema de subastas discriminatorias o pay as bid no incentiva a los agentes a revelar sus costos directos de prestar reservas, sino que, al menos, a revelar su pronóstico privado de su costo de oportunidad de prestar reservas. Adicionalmente, en un esquema de subastas repetidas es esperable que las ofertas de una subasta discriminatoria se ajusten al alza, intentando acercarse el valor de la oferta más alta aceptada en la subasta.
- 6) La co-optimización de energía y reservas no necesariamente entrega consignas ni precios eficientes en un esquema híbrido de energía basado en costos auditados y reservas basadas

en subastas discriminatorias o pay as bid. Ofertas por reservas que contienen estimaciones privadas de costos de oportunidad pueden distorsionar la consigna de la co-optimización, resultando en una programación ineficiente. Adicionalmente, las variables duales de energía y reservas resultantes pueden presentar distorsiones respecto a los valores de referencia eficientes, lo que les resta utilidad como posibles señales económicas de referencia.

- 7) La falta de un mercado vinculante de energía y reservas al momento en que se realiza la programación diaria del sistema del mercado eléctrico en Chile y los desvíos entre los precios de energía o costos marginales programados y los de la operación real incentivan la introducción de primas por riesgo en las ofertas por reservas.
- 8) La restricción de que sólo se pueden hacer ofertas por bloques de 8 horas introduce incertidumbre y riesgos adicionales a los que resultan de los desvíos entre los costos marginales programados y los de la operación real.
- 9) Los métodos de remuneración bajo instrucción directa, en caso de declaración desierta o parcialmente desierta y bajo la lógica de operación normal del mercado son inconsistentes entre sí. En particular, la remuneración bajo instrucción directa no intenta emular un mercado perfectamente competitivo de los actuales mecanismos de subastas.
- 10) La determinación del precio techo se realiza en base a variables duales de una programación que utiliza no sólo los costos directos de prestación de servicios de reserva, lo que puede resultar en una sobreestimación de las variables duales de referencia de una subasta de precio uniforme eficiente.
- 11) No hay claridad de la visión de libre competencia con que se desea desarrollar el mercado de subastas de SSCC. Mencionamos este punto porque estrategias de oferta que serían toleradas bajo la filosofía de los mercados eléctricos de Australia o Europa (e.g., ofertas muy cercanas al precio techo) no serían consideradas como competitivas bajo la filosofía de libre competencia de los mercados eléctricos en Estados Unidos (e.g., ofertas que presentan desvíos significativos respecto a un benchmark de referencia son mitigadas).

En resumen, observamos que el actual esquema de co-optimización, con un diseño híbrido de subastas de pagos discriminatorios o pay as bid de SSCC y un mercado de energía basado en costos auditados, mezcla elementos propios de dos paradigmas de diseño que no garantizan una operación eficiente del sistema. La lógica de la co-optimización es propia de un diseño de mercado centralizado, como en Estados Unidos, en que se utilizan subastas de precio uniforme con resultados vinculantes en energía y reservas. Por el contrario, las subastas discriminatorias o pay as bid son más bien propias de un paradigma descentralizado, como los que se encuentran en Europa, con adquisición secuencial de servicios y en que múltiples agentes ayudan a optimizar el sistema.

Nuestras propuestas de largo plazo apuntan a incorporar elementos del diseño de mercados en Estados Unidos. Algunos de estos elementos incluyen re-programaciones intradiarias y cálculo de precios de energía y reservas en base a variables duales, programaciones del día anterior con vinculación física en energía y reservas, subastas de precio uniforme, y herramientas de monitoreo y mitigación de ofertas individuales en tiempo real.

Las propuestas de corto y mediano plazo son más bien medidas paliativas que buscan aumentar la eficiencia del actual diseño de mercado con cambios incrementales. Dentro de las medidas de corto plazo incluimos un aumento de la resolución temporal de ofertas de CSF y CTF, la introducción de curvas de demanda de reservas que reflejen el valor incremental de estos servicios para el sistema, el desarrollo de un benchmark competitivo que entregue remuneraciones en base a las variables duales de la programación diaria y nuevas alternativas para el cálculo de precios techo.

## Introducción

Los Servicios Complementarios, en adelante SSCC, corresponden a todos aquellos servicios adicionales a la entrega de energía que permiten mantener una operación estable y segura de un sistema eléctrico de potencia (Kirschen & Strbac, 2018). Tales servicios permiten, por ejemplo, responder a cambios repentinos de voltaje o frecuencia producto de incrementos o reducciones inesperadas de generación o demanda, sin comprometer la estabilidad de la red eléctrica. En caso de un apagón o falla total o parcial del sistema, también existen servicios que permiten recuperar el suministro eléctrico de la manera más eficiente posible.

En Chile, por medio del Decreto Supremo N113 del año 2017 del Ministerio de Energía, se aprobó el Reglamento de Servicios Complementarios. De acuerdo con el Artículo 7 del mismo se establece que *“(l)os Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas, estas últimas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá, a los Coordinados, instruir la prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria en los términos que se señalan en el presente reglamento.”* El Artículo 7 también establece que *“(p)ara efectos de establecer que las condiciones de mercado no sean competitivas, el Coordinador deberá analizar las condiciones estructurales y dinámicas existentes tales como la naturaleza sistémica o local del Servicio Complementario, el número de potenciales oferentes, el grado de concentración del mercado del respectivo servicio, las barreras de entrada y salida, así como toda otra variable relevante que influya en la competitividad en la prestación del servicio.”*

El Artículo 10 del Reglamento de SSCC detalla que será la Comisión Nacional de Energía (CNE) quien, previo informe del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), definirá mediante la Resolución de SSCC los servicios complementarios y sus respectivas categorías. De acuerdo con el Artículo 20 del reglamento, el CEN deberá elaborar anualmente el Informe de SSCC que detallará los SSCC requeridos, su calendarización y el mecanismo a través se materializará su prestación y/o instalación. En particular, el Artículo 37 del reglamento establece que la CNE podrá, mediante resolución exenta, fijar el o los precios techo de las subastas de SSCC o sus mecanismos de determinación, y sus respectivas fórmulas de indexación, según corresponda.

A la fecha, sólo se han implementado mecanismos de subastas para la provisión de servicios de Control Secundario de Frecuencia (CSF) y de Control Terciario de Frecuencia (CTF), ambos como productos de subida o bajada. El resto de los SSCC requeridos para la operación segura del sistema se han implementado a través del mecanismo de instrucción directa y compensado en base al estudio de costos.

Un aspecto del desempeño del nuevo Reglamento de SSCC que ha sido objeto de discusión reciente es el alza en los costos de estos servicios desde la implementación de los nuevos mecanismos de asignación y remuneración iniciados en 2020. Como se muestra en la siguiente

figura, los costos asociados a la provisión de SSCC han experimentado un crecimiento de un 250% aproximadamente respecto al régimen anterior, previo a 2020.

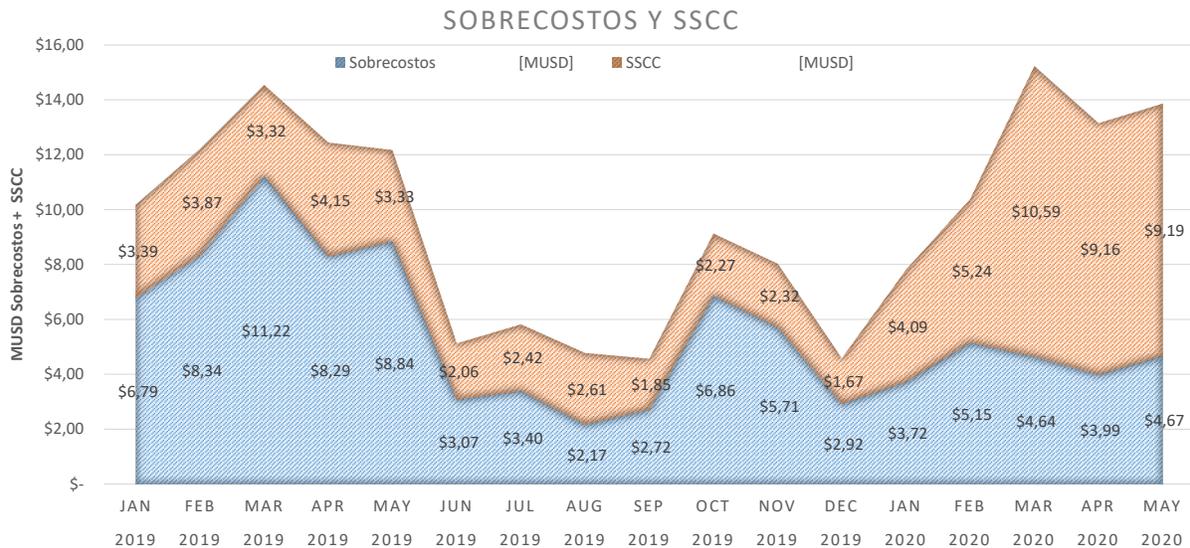


Figura 1: Sobrecostos y SSCC. Gráfico de CNE (2020).

Si bien el alza de considera los costos de todos los SSCC definidos por el CEN, una fracción importante de ella corresponde a un aumento en los costos de provisión de los servicios de CSF y CTF, los cuales son adjudicados en base a subastas. Las siguientes figuras ofrecen un resumen gráfico de las ofertas adjudicadas en CSF\_UP, CSF\_LW, CTF\_UP y CTF\_LW desde Enero hasta Agosto del presente. Los gráficos se obtuvieron del Informe de SSCC del CEN y muestran las ofertas mínimas (línea verde), promedio (línea azul), máximas (línea roja) y los precios techo calculados por el CEN conforme a la metodología definida por la CNE (línea negra). Los gráficos también indican instancias en que las subastas fueron declaradas desiertas o parcialmente desiertas y las ventanas de tiempo en que se activó el Factor de Participación de la Subasta (FPS) producto de periodos en que un volumen límite de ofertas se encuentra en un rango muy cercano al precio techo definido por la CNE.

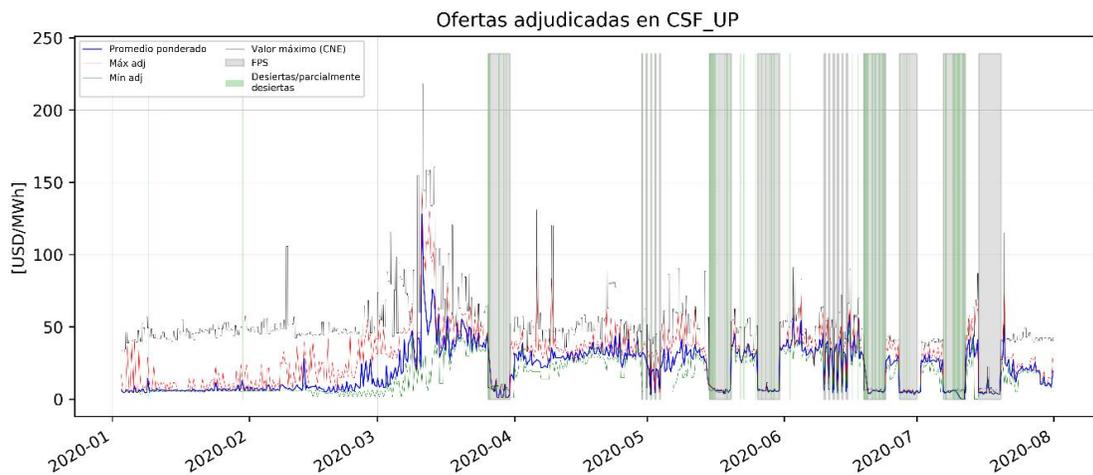


Figura 2: Ofertas adjudicadas en CSF\_UP. Gráfico de CNE (2020).

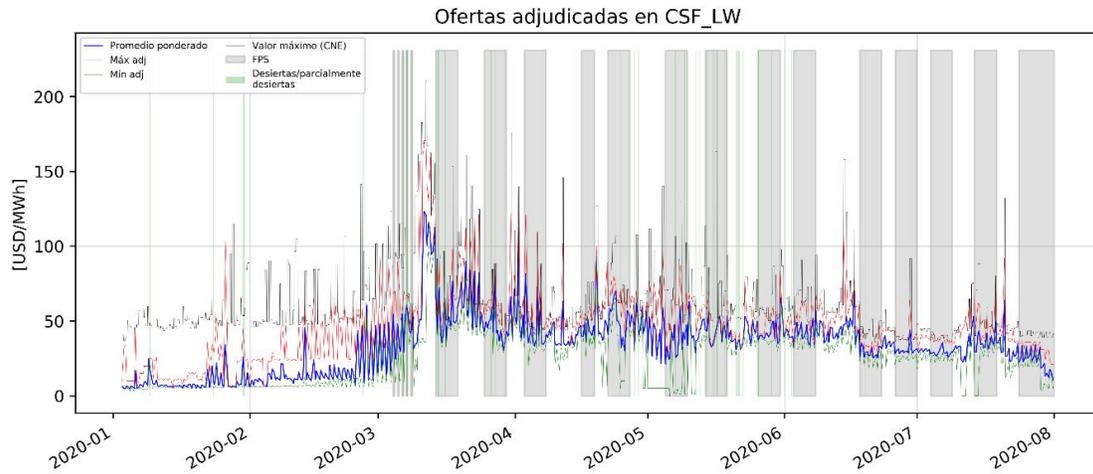


Figura 3: Ofertas adjudicadas en CSF\_LW. Gráfico de CEN (2020).

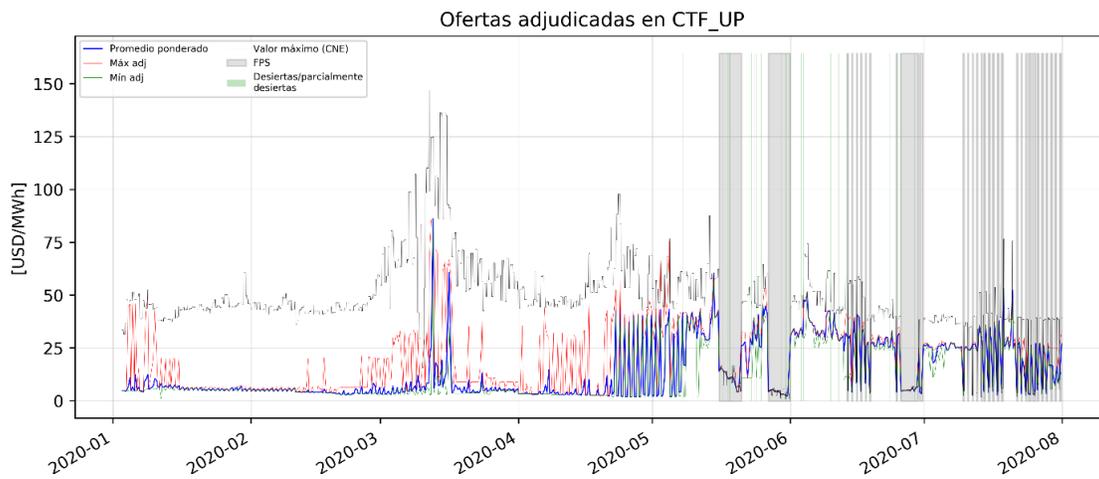


Figura 4: Ofertas adjudicadas en CTF\_UP. Gráfico de CEN (2020).

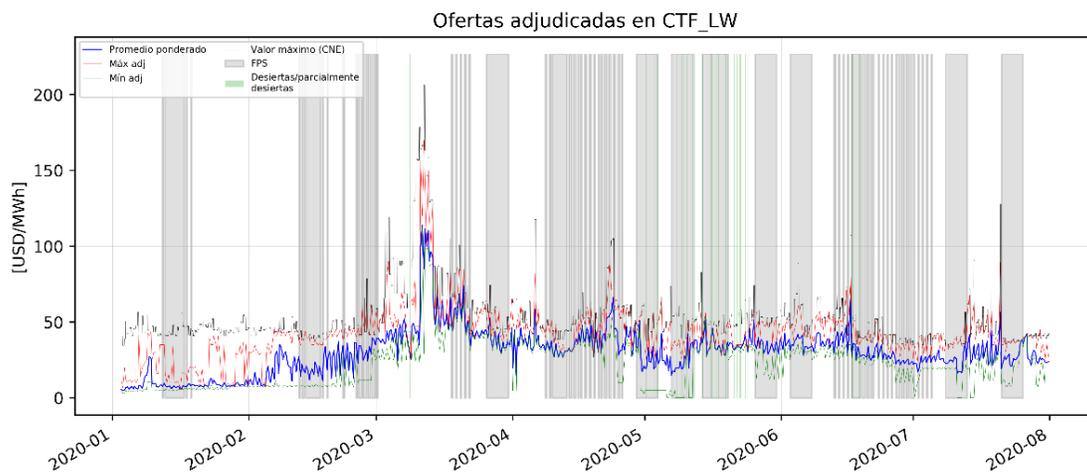


Figura 5: Ofertas adjudicadas en CTF\_LW. Gráfico de CEN (2020).

En términos concretos, se presentan los siguientes hechos:

- Se observa una ventana de tiempo inicial de entre 3 y 4 meses en que un gran porcentaje de las ofertas se adjudicaron por valores mucho menores a los precios techo definidos por la CNE.
- Posteriormente, se observa un acercamiento de las ofertas a los precios techo.
- También se evidencia un incremento en la frecuencia de subastas desiertas y de activación del FPS, lo que puede reducir de manera significativa el precio techo.
- Hay una gran volatilidad de todas las series de precios, incluyendo los precios techo.

La dinámica en el alza de precios observada plantea preguntas legítimas sobre las causas de estos datos y de si es que ellos son reflejo de un funcionamiento ineficiente de los mercados de SSCC que se han implementado en base a subastas.

Este informe tiene como objetivo identificar los elementos del diseño de las subastas de los servicios de CSF y CTF que podrían estar dando origen a un desempeño ineficiente del nuevo régimen de SSCC. Se abordan temas que incluyen el mecanismo de asignación en base a una co-optimización de energía y reservas, el cálculo de precios, los incentivos a revelar costos directos de prestación de servicios de reservas en base subastas discriminatorias o pay as bid y la efectividad de las herramientas utilizadas para mitigar el potencial ejercicio de poder de mercado en el corto plazo. Dado que en muchos casos existe un cierto grado de sustitución entre los servicios de energía y reservas, no es posible realizar un análisis del diseño del mercado de reservas sin hacer referencia al diseño del mercado de energía en el sistema eléctrico chileno.

Continuamos el resto del informe con una sección en que revisamos los fundamentos económicos que justifican la implementación de mecanismos de mercado para asignar y remunerar la prestación de algunos SSCC. Posteriormente incluimos una sección con un listado de observaciones iniciales en que revisamos, entre otros temas, los fundamentos económicos de la co-optimización de energía y reservas, el impacto del tipo de mecanismos de asignación y de la información en el comportamiento de los oferentes, interacciones entre el diseño del mercado energía y el de reservas, inconsistencias entre los distintos modos de adjudicación y remuneración de las reservas y observaciones en referencia a los incentivos al ejercicio de poder de los oferentes y la efectividad de medidas como subastas discriminatorias o precios techo. Finalmente, incluimos un diagnóstico cualitativo que busca resumir las observaciones iniciales y, en el Informe Final, concluimos con una serie de propuestas de mejora de distintos aspectos de diseño de los mercados de energía y reservas.

Por último, queremos aclarar que el objetivo de este informe no es entregar un análisis cuantitativo que mida el impacto de cada una de las potenciales ineficiencias identificadas en el alza de costos de los SSCC en el sistema chileno. Tal análisis requeriría el uso de herramientas econométricas que consideren la incidencia de múltiples de variables en el desempeño de los mecanismos de asignación de los SSCC actualmente definidos por el CEN y la identificación de un contrafactual de referencia. Es muy probable que el alza en los costos de la prestación de SSCC sea consecuencia de una combinación de múltiples factores que sufrieron algún tipo de modificación en el tránsito desde el anterior régimen de prestación de SSCC a los nuevos mecanismos en operación desde Enero de 2020. Un análisis contemplando un contrafactual correcto nos podría dar luces de cuales de estos aspectos son causales—y en qué proporción— de los datos observados. Sin embargo, tal análisis escapa del alcance este informe.

## Sobre el uso de mecanismos de mercado para la asignación de SSCC

Son numerosos los beneficios que se pueden obtener producto de que las transacciones se hagan en mercados competitivos, por lo cual siempre es necesario cuestionarse si es razonable que la provisión de algún bien o servicio no sea a través de la competencia. Para el mercado eléctrico esta pregunta es muy relevante debido a las condiciones y restricciones en su operación, pero, aun así, observamos que la provisión de algunos de sus segmentos ha tenido cada vez más influencia del mercado. En particular esto es cierto con la introducción de competencia en la provisión de SSCC.

La autoridad (CNE), para el mercado de los servicios complementarios, señala de manera concreta cuáles son los beneficios esperados de pasar de *instrucción directa* a un diseño de mercado competitivo, introduciendo subastas en la provisión de SSCC (CNE, 2019):

- **Aumentar niveles de competencia** a medida que transcurre el nuevo régimen con un mercado atractivo para nuevas tecnologías nuevos entrantes.
- **Señales de precio** efectivas y eficientes. Que permitan una remuneración y reconocimiento de adecuado a la prestación de los SSCC.

De manera indirecta se entiende entonces de la autoridad, que el antiguo modelo de instrucción directa no entregaría estos objetivos, al menos en calidad y/o cantidad.

Teniendo en cuenta entonces las motivaciones de la autoridad y lo descrito en el Decreto Supremo N113 del año 2017 del Ministerio de Energía, el diseño actual de operación del mercado de los SSCC, corresponde a uno de subastas periódicas donde los objetivos deseables serían al menos:

- Conseguir eficiencia productiva y asignativa
- Desarrollar un mercado transparente y profundo

Si después de un plazo razonable, eventualmente contemplado en el diseño original, estos objetivos no se estarían consiguiendo, la discusión debe poner en cuestión el buen diseño del mercado. Importante es reconocer, sin embargo, que el diseño de un mercado es un camino dinámico de mejoras continuas, en dónde al inicio se requiere elegir una correcta y bien diseñada subasta integral y no incurrir en el error de pensar que el diseño se limita a definir solo el tipo de mecanismo de asignación. Esto último es pertinente, pues permite desarrollar más clara y precisamente un diagnóstico de la situación actual. A continuación, y con el fin de poder elaborar un diagnóstico, mostramos cómo un diseño integral de un mercado de subastas—aplicado al mercado de SSCC—se puede entender a través de 5 etapas/preguntas:

- **¿Para qué asignar vía subastas?**

En esta primera etapa, tiene que haber una definición clara por parte de la autoridad de las motivaciones y objetivos que se quieren alcanzar con la subasta. Ésta es una etapa crucial, pues

cualquier evaluación posterior del diseño deberá hacerse verificando si los objetivos se han alcanzados. Para el caso de los SSCC, la autoridad manifestó la necesidad de aumentar los niveles de competencia en este mercado y tener señales de precios efectivas y eficientes.

- **¿Qué asignar?**

En esta etapa se define el **objeto** a ser subastado, el cual generalmente corresponde a un modelo de negocio que incluye las características técnicas de los elementos que conforman el bien. Por lo tanto, cambios en el modelo de negocios o en las características técnicas inducen cambios en la subasta y eventualmente en sus resultados (*e.g.* pueden atraer y/o desincentivar participantes debido a cambios en los riesgos). Para el caso de los SSCC, se ha determinado que los servicios subastados están definidos por un estudio previo de condiciones de competencia para cada uno de los posibles mercados. Posteriormente se determinan las condiciones técnicas de oferta como, por ejemplo, los bloques horarios en los cuales es permitido ofertar u otros aspectos relevantes.

- **¿A quién asignar?**

En la mayoría de los casos, se busca una asignación eficiente o que maximice la recaudación (o minimice costos), luego a quien se busca asignar/identificar es al oferente de mayor valoración (menor costo en caso de subastas reversa). Sin embargo, puede haber casos en que la autoridad encuentre necesario conseguir otros objetivos de política pública, como la desconcentración del mercado o el desarrollo de ciertas tecnologías o áreas geográficas. Esto llevaría tal vez a una respuesta distinta a la pregunta de a quién asignarlo. Para el caso bajo análisis, se buscaría en el corto plazo a quien o quienes entreguen el servicio de manera eficiente e incentivar la entrada para el desarrollo del mercado en el largo plazo.

- **¿Cuándo ofertar y cuándo asignar?**

Otro aspecto de diseño de alta relevancia es la elección del mejor momento para la realización de la subasta, esto sucede por al menos los siguientes motivos: maximizar el número de participantes, incentivar la inversión, entregar las condiciones para un eficiente flujo de información hacia los participantes y una adecuada elección de las condiciones externas a la subasta (por ejemplo, condiciones de crisis sectoriales o financieras). Esto se refiere directamente al diseño del timing, en cuanto al tipo y calidad de la información disponible al momento de ofertar, momento en el tiempo del proceso de oferta y adjudicación en relación con la entrega del servicio. Ofertar y asignar deberían estar cerca en el tiempo, de lo contrario se pueden introducir niveles de riesgo ineficiente. Para el caso del actual diseño de subasta de SSCC este es un tema relevante para la discusión, el cual desarrollaremos como parte del diagnóstico.

- **¿Cómo ofertar y cómo adjudicar?**

Esta etapa se refiere específicamente a la elección del modo en que se permitirá ofertar y la manera en que se adjudican los productos o servicios. Adicionalmente, en esta etapa se especifican también las reglas complementarias como, por ejemplo, aquellas con las que se busque minimizar la probabilidad de conductas estratégicas no deseables. Para el actual diseño de las subastas (multi-objetivo) de SSCC, se permiten hacer ofertas de precio y capacidad, remunerándose de acuerdo a lo ofrecido (*pay-as-bid*), pero la adjudicación está determinada por

el resultado del proceso de co-optimización de energía y reservas en la programación diaria del sistema. Las reglas complementarias relevantes son al menos tres: la determinación del precio techo y declaración de subastas desiertas o semi-desiertas.

Una vez hecho el diseño, respondiendo cada una de las preguntas, corresponde preguntarse si el diseño conseguido posee las propiedades suficientes como para cumplir los objetivos descritos inicialmente. Muchas veces la respuesta no es clara, por lo que es necesario una nueva iteración del proceso, pues no es extraño encontrar casos en que durante el proceso de diseño se olvidan y/o confunden los objetivos.

En la siguiente sección hacemos observaciones iniciales críticas y un diagnóstico basado en los aspectos recién descritos y otros aspectos técnicos e institucionales.

## Observaciones iniciales

En esta sección presentamos observaciones iniciales acerca del impacto del actual diseño de las subastas de CSF y CTF en la eficiencia del mercado. Estas observaciones no responden a un análisis econométrico detallado del desempeño histórico del actual diseño de subastas, sino que corresponden a observaciones cualitativas sobre los incentivos que entrega el actual conjunto de reglas del mercado y los desafíos para un monitoreo efectivo del mismo.

Algunas de las observaciones que listamos en esta sección hacen referencia a aspectos generales de diseño en base a la literatura académica disponible, entregando una perspectiva amplia sobre las potenciales ventajas y desventajas de aspectos de diseño de subastas y/o mercados de energía y SSCC. Dentro de este grupo se encuentran, por ejemplo, observaciones sobre los incentivos que enfrentan los participantes ante distintos tipos de subastas. Otras observaciones hacen referencia a aspectos específicos de las actuales reglas de los mercados de SSCC en cuestión. En este grupo de observaciones están, por ejemplo, comentarios acerca de las actuales metodologías de cálculo de precios techo. Utilizaremos una combinación de ambos tipos de observaciones—tanto de aspectos generales de diseño de mercados como de elementos particulares de las actuales reglas de los mercados en estudio—para realizar un diagnóstico cualitativo del mercado y para luego elaborar propuestas de corto y largo plazo que permitan mejorar la eficiencia del mismo.

Destacamos que el orden en que presentamos las siguientes observaciones no debe interpretarse como una priorización de éstas en términos de su impacto en el desempeño del actual diseño de mercado. Por el contrario, intentamos agruparlas y ordenarlas en base a una narrativa temática que considera primero los aspectos técnicos de diseño de las subastas, luego los aspectos técnicos de diseño y cálculo de precios del mercado de energía en Chile y, finalmente, los mecanismos utilizados para detectar y mitigar el potencial ejercicio de poder de mercado. Vale la pena también mencionar que optamos por intentar individualizar observaciones, a pesar de que más de una de ellas pueda estar relacionada a un factor de diseño común.

## Observación 1: Sobre la asignación de recursos y señales de precios que emergen de una co-optimización de energía y reservas.

Nuestra primera observación tiene relación con el benchmark teórico de un uso eficiente de recursos, el que se logra a través de una co-optimización de energía y reservas. Como ha sido ampliamente documentado en la literatura, los precios que emergen de una co-optimización de energía y reservas corresponden a las señales económicas que se deben entregar a todas las unidades que proveen al sistema de energía y/o reserva, sin discriminación alguna, para incentivar una expansión eficiente del sistema, en línea con la teoría marginalista sobre la que operan los mercados eléctricos (Read, 2010; Kirschen & Strbac, 2018; Hogan & Pope, 2019).

El siguiente ejemplo del texto *Power System Economics* de Kirschen & Strbac (2018) ilustra una co-optimización de energía y reservas. Se considera un sistema con 4 unidades generadoras con distintos costos marginales de operación y distintos costos marginales de entregar un servicio de reserva de subida por costos adicionales de desgaste y operación ineficiente, sin activación. En el ejemplo se asume que la demanda de energía (en una hora de despacho) es  $D$  y que la demanda por reservas es de 250 MW, independientemente del nivel de demanda. Los parámetros técnicos de cada unidad están descritos en la siguiente tabla.

Tabla 1: Parámetros técnicos de las 4 unidades disponibles en el sistema.

Unidad	Costo marginal de entregar energía [\$/MWh]	Costo marginal de entregar reservas [\$/MWh]	Capacidad nominal [MW]	Capacidad de prestar reservas [MW]
1	2	0	250	0
2	17	0	230	160
3	20	5	240	190
4	28	7	250	150

Las variables  $q_i^E$  y  $q_i^R$  denotan la contribución de potencia de la unidad  $i$  para suplir la demanda de energía y reservas del sistema, respectivamente. Asumiendo que todos los agentes son tomadores de precios y que reportan de forma honesta todos sus parámetros, bajo una subasta de precio uniforme en que se co-optimiza energía y reservas, el problema de optimización que resuelve el operador del sistema es descrito por el siguiente problema de optimización.

Función objetivo:

$$\min_{q_i^E, q_i^R} 2q_1^E + 17q_2^E + 20q_3^E + 28q_4^E + 0q_1^R + 0q_2^R + 5q_3^R + 7q_4^R$$

Sujeto a al siguiente set de restricciones:

- Balance de oferta y demanda de potencia

$$q_1^E + q_2^E + q_3^E + q_4^E = D \quad (\pi)$$

- Requerimiento de reserva mínima

$$q_1^R + q_2^R + q_3^R + q_4^R \geq 250 \quad (\lambda)$$

- Restricciones de reserva máxima por unidad

$$\begin{aligned}
 q_1^R &= 0 \\
 0 &\leq q_2^R \leq 160 \\
 0 &\leq q_3^R \leq 190 \\
 0 &\leq q_4^R \leq 160
 \end{aligned}$$

- Restricciones de generación y reserva máxima por unidad

$$\begin{aligned}
 0 &\leq q_1^E + q_1^R \leq 250 \\
 0 &\leq q_2^E + q_2^R \leq 230 \\
 0 &\leq q_3^E + q_3^R \leq 240 \\
 0 &\leq q_4^E + q_4^R \leq 250
 \end{aligned}$$

La siguiente tabla muestra los niveles de despacho óptimo para distintos valores de demanda en el rango de 300 MW a 720 MW.

*Tabla 2: Nivel óptimo de despacho de energía y reservas para cada unidad para un rango de demanda entre 300MW y 720MW.*

Demanda [MW]	$q_1^E$ [MW]	$q_1^R$ [MW]	$q_2^E$ [MW]	$q_2^R$ [MW]	$q_3^E$ [MW]	$q_3^R$ [MW]	$q_4^E$ [MW]	$q_4^R$ [MW]
300-320	250	0	50-70	160	0	90	0	0
320-470	250	0	70	160	0-150	90	0	0
470-560	250	0	70	160	150-240	90-0	0	0-90
560-620	250	0	70-130	160-100	240	0	0	90-150
620-720	250	0	130	100	240	0	0-100	150

La siguiente figura muestra los precios de la energía ( $\pi$ ) y reserva ( $\lambda$ ) que resultan de resolver el problema de despacho descrito anteriormente para valores de demanda entre 300 MW y 720 MW.

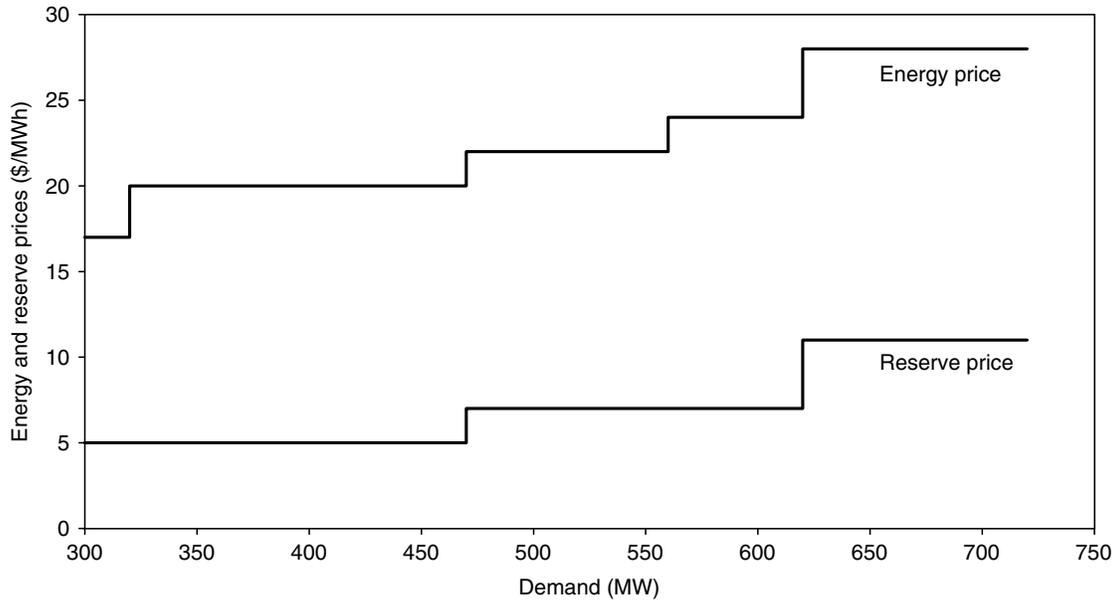


Figura 6: Precios de energía ( $\pi$ ) y reservas ( $\lambda$ ) para distintos niveles de demanda. Imagen de Kirschen & Strbac (2018).

Una propiedad notable de los precios de energía y reserva que resultan de la co-optimización de ambos productos es que cualquier unidad que esté despachada en el sistema no tiene incentivos a desviarse de la instrucción para prestar el servicio de energía o reserva requerido por el operador del sistema.

A partir de los resultados anteriores observamos lo siguiente para cada tramo de demanda:

- 300 MW – 320 MW:** La unidad marginal en energía es la unidad 2 y el precio de la energía refleja su costo marginal de operación ( $\pi = 17$  \$/MWh). En reservas, la unidad marginal es la unidad 3, por lo que el precio de reservas es igual a su costo de marginal de prestar reservas ( $\lambda = 5$  \$/MWh).
- 320 MW – 470 MW:** Los precios spot de energía ( $\pi = 20$  \$/MWh) y reservas ( $\lambda = 5$  \$/MWh) reflejan que la unidad 3 es marginal en ambos servicios.
- 470 MW – 560 MW:** El precio de la energía es  $\pi = 22$  \$/MWh y no es igual al costo marginal de ninguna de las unidades en operación. De aumentarse la demanda en 1 MW, la unidad 3 entregaría 1 MW adicional para energía (+20 \$/MWh), pero eso implicaría reducir su contribución a reservas en 1 MW (-5 \$/MWh) y reemplazarla por 1 MW de reservas de la unidad 4 (+7 \$/MWh). El precio de reservas ( $\lambda = 7$  \$/MWh) refleja que la unidad 4 es la unidad marginal prestando este servicio.
- 560 MW – 620 MW:** El precio de la energía es  $\pi = 24$  \$/MWh y, nuevamente, no es igual al costo marginal de ninguna de las unidades en operación. De aumentarse la demanda en 1 MW, la unidad 2 entregaría 1 MW adicional para energía (+17 \$/MWh), pero eso implicaría reducir su contribución a reservas en 1 MW (-0 \$/MWh) y reemplazarla por 1 MW de reservas de la unidad 4 (+7 \$/MWh). El precio de reservas ( $\lambda = 7$  \$/MWh) refleja que la unidad 4 es la unidad marginal prestando este servicio.

- **620 MW – 720 MW:** El precio spot de energía ( $\pi = 28$  \$/MWh) refleja que la unidad 4 es marginal en este servicio. Notar que, si bien la unidad 2 es marginal en el servicio de reservas, el precio de reservas es  $\lambda = 11$  \$/MWh. Este precio refleja el costo incremental de entregar 1 MW adicional de reservas, lo que implica reducir la producción de energía de la unidad 2 en 1 MW (-17 \$/MWh) y aumentar la producción de la unidad 4 en 1 MW (+28 \$/MWh).

Notar que, para el rango de demanda entre 320 MW y 470 MW, la demanda por reservas se suple con las unidades 2 y 3, donde  $q_2^R = 160$  MW y  $q_3^R = 90$  MW. En este caso la unidad 2 enfrenta un costo de oportunidad al entregar reservas y no producir más energía. Esto ocurre porque la unidad 2 posee un costo marginal de operación de 17 \$/MWh mientras que el precio de la energía es 20 \$/MWh. En vista de estos resultados, es tentador pensar que la prestación del servicio de reserva de la unidad 2 sería sobre-remunerado si es que la disponibilidad de reservas se remunera al precio que determina el software de co-optimización,  $\lambda = 5$  \$/MWh. A primera vista, su costo de oportunidad es sólo la diferencia entre el precio de la energía y su costo marginal de operación, es decir, 3 \$/MWh. Sin embargo, el software que co-optimiza energía y reservas entrega señales de precio uniformes para cada producto, permitiendo que las unidades más eficientes obtengan cuasi-rentas en el corto plazo que incentivan la expansión eficiente del sistema en el largo plazo, considerando todas las demandas de requerimientos técnicos definidas por el operador del sistema (i.e., todos los tipos de reservas requeridas para garantizar la operación segura y eficiente del sistema).

A modo de resumen, queremos destacar los siguientes puntos de esta primera observación y del ejemplo numérico de Kirschen & Strbac (2018):

- La co-optimización de energía y reservas garantiza un uso eficiente (i.e., a mínimo costo) de todos los recursos disponibles en el sistema para satisfacer la demanda de energía y reservas.
- Los precios de energía y reservas que emergen de una co-optimización de ambos servicios:
  - Incentivan a todos los agentes a no desviarse de la instrucción de despacho.
  - Incentivan la expansión óptima del sistema en el largo plazo, considerando tanto los requerimientos de energía como de reservas.
- El costo de oportunidad de una unidad que entrega el servicio de reservas y que posee un costo marginal menor al precio spot de energía, no es necesariamente igual a la diferencia entre el precio spot y su costo marginal.
- La co-optimización de energía y reservas puede resultar en que el precio de la energía no sea igual al costo marginal de la unidad más cara que está prestando el servicio de energía y en que el precio de las reservas no sea igual al costo marginal directo (i.e., desgaste u operación en punto ineficiente) de la unidad más cara que está prestando reservas.
- Los precios de energía y reservas resultantes reflejan el valor incremental de una unidad prestando el servicio en cuestión al sistema. Por ejemplo, el precio de reservas en escenarios de demanda mayores a 620 MW es 11 \$/MWh, lo que refleja el costo de re-despachar el sistema para entregar una unidad adicional de reservas.

## Observación 2: La información privada que es revelada en ofertas depende del mecanismo de asignación y condiciona su potencial utilidad como insumo para una co-optimización de energía y reservas

Un resultado elemental de la teoría de subastas es que los agentes condicionan su oferta al tipo de mecanismo que se utiliza para seleccionar la o las ofertas ganadoras. En mercados eléctricos se utilizan comúnmente dos tipos de subastas: la subasta discriminatoria y la subasta de precio uniforme (Fabra et al., 2006). La subasta discriminatoria o *pay-as-bid auction* selecciona las ofertas de menor costo que son requeridas para suplir el servicio y remunera a los participantes en base a un pago que es exactamente igual a su oferta. Por el contrario, una subasta de precio uniforme remunera a todas las ofertas seleccionadas de menor costo en base al valor de la mayor oferta aceptada para suplir el servicio requerido.

Bajo condiciones de competencia perfecta—incluyendo productos homogéneos, información perfecta y la libre entrada y salida de oferentes— tanto la subasta discriminatoria como la de precio uniforme entregan exactamente el mismo resultado, es decir, bajo ambos formatos de subasta se seleccionan las mismas ofertas y se entrega exactamente la misma compensación a los oferentes por la prestación del servicio. Esto ocurre porque la subasta de precio uniforme le entrega incentivos a todos los agentes a revelar sus costos reales, mientras que la subasta discriminatoria incentiva a los agentes a revelar su estimación privada del precio de la mayor oferta aceptada. Bajo información perfecta, todos los agentes logran estimar de manera exacta el precio de la mayor oferta y obtienen el mismo precio que obtendrían en una subasta de precio uniforme.

Como fue documentado en el estudio DICTUC (2019b) a partir de la experiencia internacional, los mercados en que se realiza co-optimización de energía y reservas se utilizan subastas de precio uniforme. Tales subastas son vinculantes y, bajo condiciones de competencia, incentivan a los agentes a sólo ofertar sus costos directos de prestar energía o reservas (e.g., costos adicionales de desgaste o de operación en un punto de menor eficiencia). La co-optimización de energía y reservas permite que sea el software de despacho y no los agentes quienes deban determinar el costo de oportunidad de entregar reservas en base a la información disponible al momento del despeje del mercado (e.g. mercado del tiempo real, de una hora anterior, o del día anterior).

Lamentablemente, a nuestro juicio, no parece ser posible obtener un resultado eficiente combinando una co-optimización de energía basada en costos auditados con ofertas por reservas basadas en una subasta discriminatoria. Incluso en el escenario en que exista competencia e información perfecta, sin ningún tipo de incertidumbre, el uso de ofertas basadas en una subasta discriminatoria como datos de entrada en la co-optimización de energía y reservas podría causar una distorsión en los resultados de la programación del día anterior, a pesar de que ésta sólo sea de carácter indicativo.

Para ilustrar nuestro punto consideraremos dos variantes de casos basados en el ejemplo numérico expuesto en la Observación 1, suponiendo el mismo sistema con cuatro unidades de generación, con las mismas características.

En el primer caso suponemos que sólo existe una demanda por 500 MW de potencia para suplir demanda en una hora. La siguiente tabla muestra las ofertas de las cuatro unidades generadoras en un escenario en que todas son tomadoras de precios y que poseen información perfecta.

*Tabla 3: Ofertas en equilibrio para una subasta de precio uniforme y una subasta discriminatoria o pay as bid.*

	Ofertas de energía por generador [\$/MWh]				Nivel de despacho en base a optimización [MW]			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Subasta de precio uniforme	2	17	20	28	250	230	20	0
Subasta discriminatoria	20	20	20	28	250	230	20	0

Como lo mencionamos anteriormente, en la subasta de precio uniforme todos los agentes revelan sus costos marginales de producir energía. Un operador puede usar directamente los estos parámetros revelados en una optimización como la planteada en la Observación 1, buscando el despacho de unidades a mínimo costo, respetando las restricciones técnicas de cada unidad. Dada una demanda de 500 MW de potencia por una hora, el precio eficiente de esta subasta es 20 \$/MWh, el cual permite a las unidades 1 y 2 obtener rentas Ricardianas en el corto plazo.

En el caso de la subasta discriminatoria, también es posible usar las ofertas que realiza cada generador como inputs para un modelo de optimización que minimiza costos, sujeto a las restricciones técnicas de cada unidad. A pesar de que el costo total que se obtenga a partir de esta optimización es incorrecto—la subasta no revela el costo marginal de cada unidad, sino que su pronóstico de la oferta aceptada de mayor valor—el nivel de despacho y precio de la energía que se obtienen como outputs del modelo sí coinciden con los del caso de la subasta de precio uniforme. Esta equivalencia entre el resultado que se obtiene al utilizar el resultado de la subasta de precio uniforme y la subasta discriminatoria también es válida para el resto de los niveles de demanda considerados en la Observación 1.

Consideremos ahora el caso en que la demanda de energía es de 700 MW por una hora y que, además, existe una demanda de reservas de 250 MW, exactamente igual que en el ejemplo de la Observación 1. Supongamos también que los parámetros asociados al costo marginal de proveer energía de cada unidad ya fueron auditados y que los únicos parámetros que falta por revelar son los costos directos de entregar reservas, asociados al desgaste y operación ineficiente de las máquinas.

Bajo el supuesto de que los agentes son tomadores de precios y de que hay información perfecta se obtiene un resultado análogo a los mencionados anteriormente. Una subasta de precio uniforme incentiva a todas las unidades a revelar sus costos directos de proveer reservas y permite realizar una co-optimización eficiente de energía y reservas, obteniéndose el mismo resultado que bajo una planificación centralizada. La siguiente tabla muestra los niveles de despacho para la entrega de energía y la contribución al servicio de reservas de cada una de las unidades. Notar que, bajo el esquema de subasta de precio uniforme, el precio de despeje de energía es 28 \$/MWh y el de reservas es 11 \$/MWh.

Tabla 4: Ofertas hipotéticas bajo los distintos esquemas de subastas y resultados del modelo de co-optimización en base a ofertas.

	Ofertas por servicio de reservas [\$/MWh]				Nivel de despacho en base a optimización [MW]				Entrega de reservas por unidad [MW]				Dual energía [\$/MWh]	Dual reservas [\$/MWh]
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4		
Subasta de precio uniforme	0	0	5	7	250	140	240	70	0	90	0	160	28	11
Subasta discriminatoria con ofertas en base a resultado de subasta uniforme	11	11	11	11	250	230	150	70	0	0	90	160	28	19

Surge ahora la pregunta de cuáles serían las ofertas en una subasta discriminatoria que resultarían en la misma instrucción de despacho y asignación de reservas que en el caso uniforme y en las mismas rentas económicas de corto plazo para todas las unidades.

En un escenario, si las unidades revelaran sus costos directos de entregar reservas al sistema (tal como las ofertas de una subasta de precio uniforme), se obtendría el mismo resultado de despacho y la misma asignación de reservas que bajo la subasta de precio uniforme. Sin embargo, ninguna de las unidades que entrega reservas estaría expuesta a las señales de precios que serían necesarias para prevenir su desvío de la asignación de reservas ni obtendrían las rentas económicas se requerirían para la expansión eficiente del sistema en el largo plazo. En otro escenario, si las unidades realizaran ofertas por la provisión de reservas en base a una predicción del precio de reservas de una subasta eficiente de precio uniforme, es decir 11 \$/MWh, el resultado de la co-optimización sería ineficiente. Como mostramos en la tabla de arriba, bajo esta lógica de ofertas, el software de co-optimización de energía y reservas le asignaría a la unidad 3 la responsabilidad de entregar 90 MW de reservas en reemplazo de 90 MW de reservas de la unidad 2. Tal asignación de reservas también afectaría la instrucción de despacho del resto de las unidades, lo que resultaría en un sobrecosto respecto a la asignación eficiente que se obtendría si bajo un esquema de subasta de precio uniforme en que las unidades revelan sus verdaderos costos de prestar el servicio de reservas. Adicionalmente, bajo este escenario de ofertas observamos que el dual de la restricción de reservas del modelo de co-optimización aumentaría a 19 \$/MWh y no tendría ninguna relación con el precio eficiente de referencias de reservas que se obtiene con la subasta de precio uniforme.

Si bien en este ejemplo no identificamos la oferta en equilibrio que realizarían las firmas bajo un esquema híbrido de costos auditados en el mercado de energía y de subasta discriminatoria en reservas con co-optimización, el ejemplo nos permite ilustrar la dificultad de identificar ofertas en una subasta discriminatoria que logren replicar: a) la asignación eficiente de despacho y reservas y b) las rentas económicas eficientes que recibirían las mismas unidades bajo un esquema de subasta de precio uniforme. En nuestra opinión, si el objetivo es co-optimización energía y reservas, entonces se requiere de un mecanismo que incentive a los agentes a revelar los parámetros que permitirían una co-optimización eficiente de energía y reservas, particularmente

los costos directos de prestar reservas (e.g., costos de desgaste y de operación en un punto ineficiente). La subasta de precio uniforme es, en principio, una alternativa para cumplir este objetivo ya que, de haber suficiente competencia, todos los agentes tendrían incentivos a revelar sus verdaderos costos directos de prestar el servicio, lo que permitiría una co-optimización eficiente de energía y reservas.

**Observación 3: Bastan pequeñas diferencias de expectativas de precios en una subasta discriminatoria para que la selección de agentes que prestan reservas sea ineficiente.**

Sumado a la dificultad de combinar un esquema de co-optimización de energía basado en costos auditados y reservas basado en subastas discriminatorias que ilustramos en el ejemplo anterior, también vale la pena mencionar que en subastas discriminatorias es muy probable que las ofertas reflejen distintas expectativas privadas de la oferta más alta adjudicada para prestar un servicio.

Por ejemplo, en la siguiente figura se ilustran dos subastas de energía en que los participantes poseen distintos costos marginales de producción. La imagen de la izquierda ilustra la aplicación de una subasta de precio uniforme que, en condiciones que los agentes son tomadores de precios, revela los costos marginales de producción de todas las unidades. Tal mecanismo permite seleccionar a todas las unidades que son necesarias para satisfacer la demanda (línea roja vertical) y los remunera al precio de mercado, equivalente al costo marginal de producción de la unidad E.

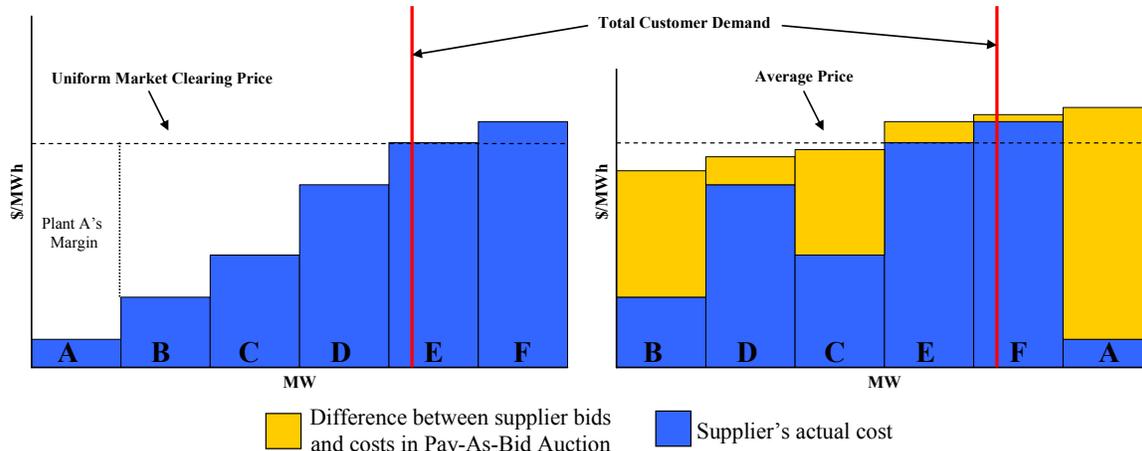


Figura 7: Ilustración de ofertas y precios de mercado en base a a) una subasta de precio uniforme y b) una subasta discriminatoria o pay as bid. Ilustración de Tierney et al. (2008).

La figura de la derecha muestra el mismo sistema, pero suponiendo distintas ofertas en una subasta de precio discriminatorio. Las barras amarillas corresponden a la diferencia entre la oferta de cada unidad y su costo marginal, suponiendo pequeñas diferencias de visiones privadas o expectativas de la oferta más alta aceptada en la subasta, también bajo el supuesto de que los agentes son tomadores de precios (i.e., no estratégicos). Como se ilustra en la figura, a pesar de que el precio promedio de las ofertas de una subasta discriminatoria sea igual al precio de despeje de una subasta de precio uniforme, diferencias entre ofertas pueden resultar en un uso ineficiente de recursos para suplir la demanda del servicio. Por ejemplo, es posible que ofertas

de las unidades de menor costo no sean seleccionadas simplemente por una pequeña sobreestimación de la mayor oferta seleccionada en la subasta discriminatoria (e.g., unidad A), lo que iría en contra del objetivo de eficiencia del mecanismo. Al respecto, Kahn et al. (2001) destacan que una subasta discriminatoria pone a las firmas más pequeñas en desventaja respecto a las de mayor tamaño porque, probablemente, las segundas tienen mejores herramientas para estimar el valor de la oferta más alta que será aceptada en la subasta.

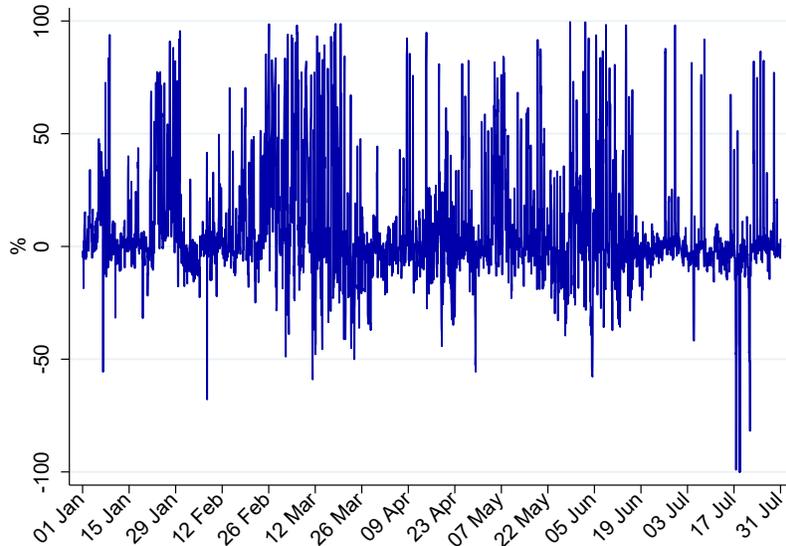
Otro punto relevante que queremos mencionar en esta observación es que, en una subasta discriminatoria, todas las unidades que realizan ofertas por valores menores al precio de despeje de una subasta de precio uniforme eficiente son sub-remuneradas. Tal sería el caso de las unidades A (que no es adjudicada), B, D y C de la figura anterior. Si bien esta sub-remuneración podría parecer un ahorro en gastos asociados a la provisión del servicio en el corto plazo, en el largo plazo podría reducir incentivos a la inversión en tecnologías que puedan prestar el servicio de una manera eficiente, lo que finalmente terminaría elevando los costos totales del sistema (Cramton & Stoft, 2007).

#### **Observación 4: La disponibilidad de información al momento en que se envían las ofertas y la falta de un mercado de energía del día anterior vinculante incentiva a los agentes a incorporar visiones privadas y primas por riesgo sobre realizaciones del precio spot en tiempo real**

Bajo el actual diseño de subastas de SSCC las firmas deben emitir ofertas entre las 18:00 hrs. del día N-2 hasta las 11:00 hrs. del día N-1, donde N es el día en que ocurre la operación real del sistema. Las ofertas son consideradas en la programación del día anterior realizada por el CEN y son seleccionadas en base a una co-optimización de energía y reservas, utilizando un pronóstico de demanda y disponibilidad de recursos hidráulicos, eólicos y solares para el día siguiente.

En una situación hipotética en que hay información perfecta y ningún tipo de incertidumbre, esta distancia entre la ventana de tiempo en que se realizan las ofertas y la operación del sistema no tendría ningún tipo de incidencia en la estrategia de ofertas de los agentes ya que, en teoría, todos los participantes de la subasta tendrían total claridad respecto al potencial costo de oportunidad que enfrentarían si prestan algún servicio de reservas que afecte su capacidad de prestar el servicio de energía.

En la práctica, pueden existir grandes diferencias entre los pronósticos de recursos que se utilizan en la programación del día anterior y lo que finalmente ocurre en el tiempo real, lo que puede resultar en diferencias significativas entre los precios spot o costos marginales de energía programados y los que resultan de la operación real del sistema. Por ejemplo, la siguiente figura muestra diferencias entre el costo marginal real y el programado en una barra representativa del CEN entre Enero y Julio de 2020. Notar que hay momentos en que las diferencias pueden ser de más de un 100%.



*Figura 8: Diferencia porcentual entre el costo marginal real y el programado en la barra Quillota 220 entre Enero y Julio de 2020. Fuente CEN (2020).*

Ante tal grado de incertidumbre respecto a los potenciales costos de oportunidad de entregar reservas, es esperable que los participantes de la subasta incorporen no sólo primas por riesgo en sus ofertas, sino que también éstas reflejen visiones privadas respecto a cuáles serán finalmente los precios spot o costos marginales de la energía en la operación real.

¿Cómo es que en otros mercados eléctricos los agentes lidian con esta incertidumbre y riesgo producto de compromisos que se deben adquirir antes de saber cuáles serán los precios de la energía en la operación real del sistema? En la mayoría de los mercados eléctricos del mundo se ha abordado este problema utilizando mercados futuros de energía y reservas con vinculación financiera. Por ejemplo, en los mercados eléctricos de Estados Unidos se utiliza normalmente un mercado del día anterior de energía y reservas seguido por un mercado en tiempo real en base a re-programas o re-despachos<sup>1</sup> y despejes de energía y reservas en la operación real. En Europa existen incluso mayores instancias de despeje, permitiendo que los agentes ajusten sus posiciones financieras y físicas en la medida que se reduce la incertidumbre y se acerca la operación en tiempo real.

---

<sup>1</sup> En este informe usamos intercambiamente los conceptos de re-programas o re-despachos, haciendo alusión a la terminología estándar internacional (Muñoz et al., 2020). Sin embargo, aclaramos que el concepto local de despacho económico hace alusión al despacho en tiempo real de las unidades con un cálculo de precios en base a una curva de orden de mérito y no a una nueva instancia de co-optimización de los servicios de energía y reservas.

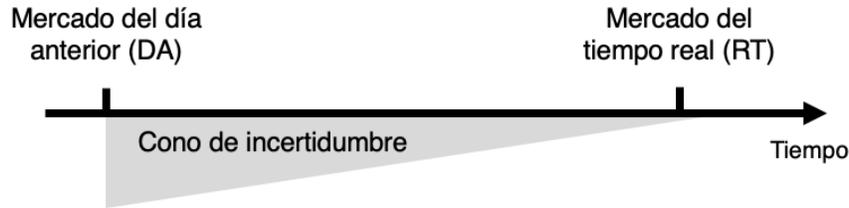
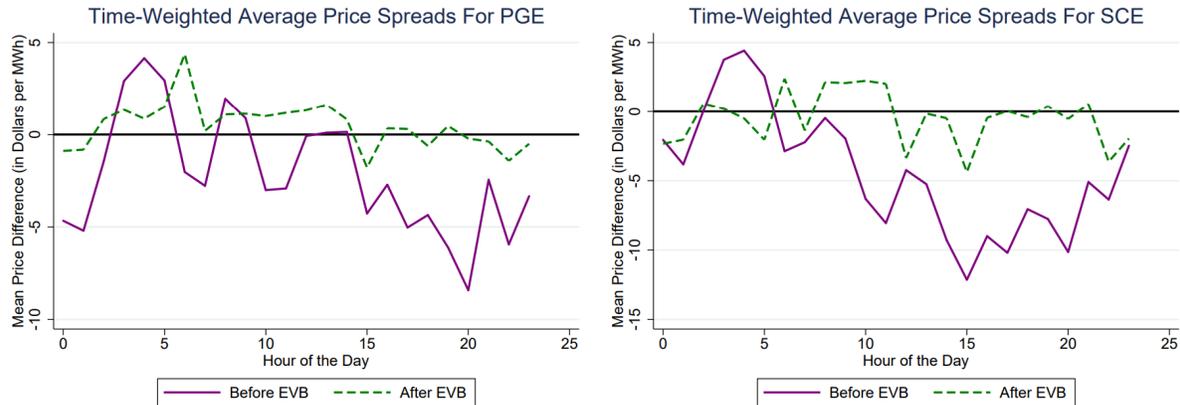


Figura 9: Ilustración de un mecanismo de despeje de dos etapas en base a Muñoz et al. (2020).

Siguiendo la ilustración de la figura anterior, en un mercado del día anterior los agentes realizan ofertas por energía que, dependiendo del diseño de mercado, pueden incluir parámetros que indiquen los costos directos adicionales por prestar el servicio de reservas (e.g., operación en un punto ineficiente o desgaste). El mecanismo de despeje normalmente combina una co-optimización de energía y reservas con una subasta de precio uniforme para todos los productos subastados. En los casos en que existe suficiente presión competitiva y que todos los agentes tienen expectativas de precios similares en la operación real, alineada con la visión del operador, la subasta del día anterior entrega incentivos a los agentes a que revelen sus costos directos (e.g., costos marginales de generación y costos directos por desgaste y operación en un punto ineficiente). En tales casos, tanto la asignación como los precios que resultan de la co-optimización son eficientes. El mercado del tiempo real opera de manera similar, pero en éste sólo se saldan desvíos respecto a lo comprometido en el día anterior (Muñoz et al., 2020). Por lo tanto, este diseño de mercado reduce de manera considerable los incentivos a que los agentes especulen con sus ofertas del día anterior sobre posibles diferencias entre los precios del día anterior y el tiempo real, facilitando así la labor de monitoreo del comportamiento de las firmas en el mercado.

Sin embargo, diferencias persistentes de precios entre los mercados del día anterior y el tiempo real producto de errores de pronósticos y mayor volatilidad de recursos pueden no eliminar del todo los incentivos a que agentes intenten arbitrar potenciales diferencias entre ambos mercados a través de sus ofertas de energía, lo que puede reducir la eficiencia del uso de software de co-optimización de energía y reservas. A este tipo de comportamiento se le conoce como *physical arbitraje* o *implicit virtual bidding*.

En Estados Unidos, varios operadores del sistema hoy permiten ofertas virtuales o *virtual bidding*. Este mecanismo busca separar ofertas de energía y reservas de firmas que poseen activos físicos en el sistema de ofertas que buscan arbitrar diferencias de precios entre los mercados del día anterior y el tiempo real. Estas ofertas virtuales permiten incluso a agentes que no poseen activos físicos en el sistema a tomar posiciones largas o cortas respecto a las diferencias de precios que se presentan entre el mercado del día anterior y el tiempo real, buscando imitar de alguna manera el rol de mercados de futuros o derivados financieros que son comunes en otras áreas de la economía.



*Figura 10: Diferencias de precios entre mercados del día anterior y de la operación en tiempo real antes (línea morada) y después (línea verde) de introducir la posibilidad de realizar ofertas virtuales. Gráficos de Jha & Wolak (2019).*

Jha & Wolak (2019) documentan que la introducción de ofertas virtuales en el sistema ha resultado en reducciones considerables de las diferencias de precios de los mercados del día anterior y del tiempo real en el mercado eléctrico de California, tal como se aprecia en la figura anterior. La convergencia de precios ha traído cuantiosos beneficios que, además de reducir los incentivos a que agentes intenten arbitrar entre mercados a través de sus ofertas de energía, incluyen ahorros en costos de operación de aproximadamente 4.2 millones de dólares y reducciones de 142.000 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales. El aumento de liquidez como resultado de la introducción de ofertas virtuales también reduce los incentivos de las firmas generadoras a ejercer poder de mercado, facilitando además la labor de las unidades independientes de monitoreo del mercado (Isemonger, 2006).

Como ilustran estos ejemplos, hay diversos elementos de diseño de mercado que permiten a los agentes gestionar los riesgos que resultan de decisiones que se deben tomar antes de la operación real del sistema. Por lo mismo, es totalmente esperable que agentes racionales en un mercado en que existe mucha incertidumbre intenten gestionar riesgos a través de los instrumentos que tengan a su disposición. En el caso chileno, ante la ausencia de un mercado vinculante de energía del día anterior, es esperable que agentes que sólo puedan realizar ofertas por la prestación de SSCC en una ventana de tiempo de entre uno a dos días antes de la operación real del sistema introduzcan en sus ofertas de SSCC primas por riesgo y expectativas privadas de precios de despeje de los costos marginales resultantes de la operación real, independientemente de si la subasta es discriminatoria o de precio uniforme. Como bien lo ilustra la necesidad de permitir ofertas virtuales en varios mercados eléctricos en Estados Unidos, la información que es revelada en un mercado organizado en base a subastas responde a los incentivos que entrega el diseño de mercado. Desafortunadamente, no todos los diseños ni estructuras de mercados eléctricos entregan incentivos para que los agentes revelen la información requerida por el operador del sistema para una asignación eficiente de recursos en base a la co-optimización de energía y reservas (Wilson, 2002).

## Observación 5: Ofertas de SSCC por bloques horarios aumentan primas por riesgo de ofertas y pueden distorsionar la co-optimización de energía y reservas

El actual diseño de subastas de CSF y CTF permite que los agentes que participan de las mismas realicen ofertas en tres bloques horarios por día (bloque 1 desde las 00:00 hasta las 08:00, bloque 2 desde las 08:00 hasta las 18:00 y bloque 3 desde las 18:00 hasta las 00:00). Sin embargo, la adjudicación de reservas como resultado de la co-optimización de energía y reservas es horaria, lo que puede dar origen a las siguientes ineficiencias.

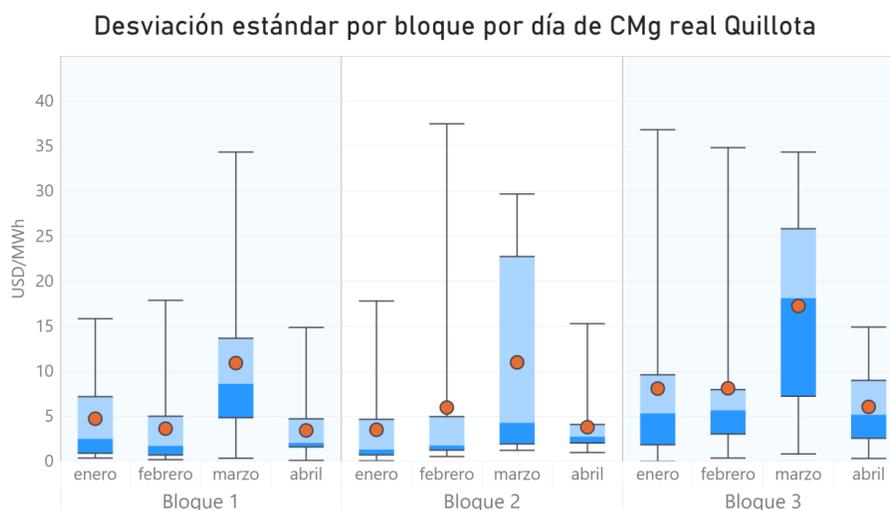


Figura 11: Desviación estándar por bloque por día del costo marginal real en barra Quillota. Gráfico de CNE (2020).

Lo primero es que, dado el uso de una subasta discriminatoria o pay-as-bid auction, el incentivo de los agentes es a revelar su estimación de la mayor oferta aceptada en la subasta, la que puede reflejar costos directos de prestar reserva y estimaciones privadas del costo de oportunidad de no entregar energía. Para lo segundo se requiere una estimación privada del costo marginal real del sistema que, en base a datos históricos, puede presentar variaciones significativas hora a hora. Como se muestra en la figura anterior, hay evidencia de que la desviación estándar del costo marginal real del sistema dentro de cada uno de los bloques horarios definidos para las subastas de SSCC puede ser incluso mayor a 35 \$/MWh. En consecuencia, es de esperar que cualquier agente racional realice ofertas incluyendo una prima por riesgo que le permita cubrirse de escenarios desfavorables en que la remuneración por energía habría sido mucho más atractiva que la de prestar reservas.

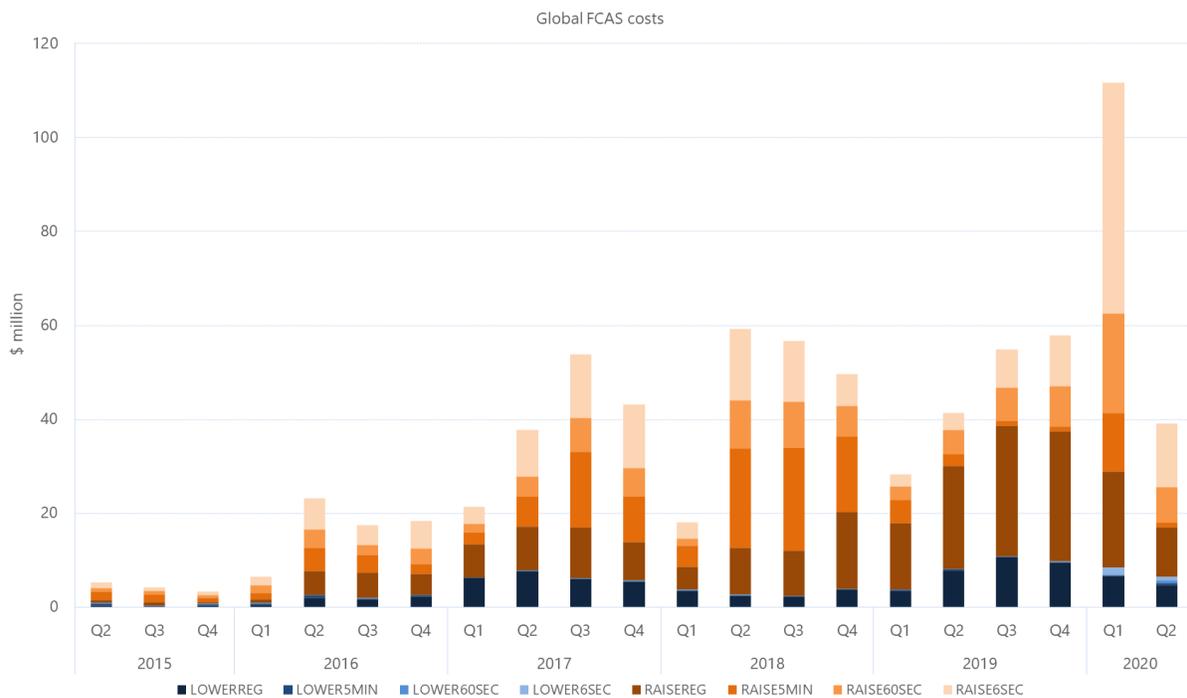
Sumado a lo anterior, la definición de ofertas por bloques horarios también podría dificultar la participación de unidades generadoras que dependan de fuentes variables para su operación. Para aquellas unidades se debe considerar no sólo el riesgo asociado a la volatilidad del costo marginal real, sino también a la volatilidad del insumo energético primario dentro de las 8 horas de los actuales bloques de oferta.

Por último, es necesario destacar que las ofertas con valores fijos por bloques de 8 horas de duración pueden impedir una co-optimización eficiente de energía y reservas, incluso en el escenario en que no hay incertidumbre. Esto ocurre por la diferencia que existe entre la resolución por bloques de ofertas de SSCC y la adjudicación horaria de energía y reservas, la que impide que agentes puedan ofertar sus reales costos de oportunidad para cada tramo

horario. Por ejemplo, en un caso hipotético podría haber una unidad que pronostica que enfrentará un costo de oportunidad de 15 \$/MWh en las 4 primeras horas de un bloque y ningún costo de oportunidad en las 4 horas restantes. Bajo el esquema actual de ofertas por bloque no habría forma de que esta unidad pueda comunicar este tipo de información al mecanismo de asignación de energía y reservas. Lo más probable es que la unidad incluya un costo de oportunidad en su oferta que será estrictamente mayor a 0 \$/MWh en todas las horas del bloque, distorsionando así la señal de entrada para el mecanismo de asignación.

**Observación 6: El volumen de reservas requeridas para garantizar la operación segura del sistema también depende del momento en que éstas se comprometen y de la frecuencia de re-programas y despeje del sistema en tiempo real**

Hay diversas fuentes que documentan que el volumen de SSCC, incluyendo CSF y CTF, necesarios para garantizar una operación segura del sistema, *ceteris paribus*, es proporcional a la incertidumbre y variabilidad asociada a los perfiles de demanda y de generación de un sistema eléctrico, lo que puede tener una incidencia en los costos totales de operación (De Vos, 2019). Por ejemplo, la siguiente imagen muestra el gasto total en distintos tipos de servicios de control de frecuencia en el mercado eléctrico de Australia y cuyo crecimiento ha estado fuertemente correlacionado con los mayores niveles de generación a partir de fuentes renovables variables en el sistema.



Source: AER; AEMO, Last updated: 6 Jul 2020 - 2:55 pm

*Figura 12: Costo total de distintos SSCC en el mercado eléctrico de Australia. Imagen del Australian Energy Regulator.*

Sin embargo, aspectos de diseño de mercado también pueden tener una gran incidencia en el volumen y costo de reservas que se requieren para garantizar una operación segura del sistema. Por ejemplo, la experiencia en Alemania respecto al costo total de los productos de reservas ha sido la opuesta a la de Australia, a pesar de también experimentar un gran aumento en el

porcentaje de generación a partir de fuentes renovables variables. Como lo documentan Hirth & Ziegenhagen (2015), esta reducción en el volumen y gasto en reservas se debe a una serie de mejoras asociadas a la calidad de pronósticos, a una mayor cooperación entre los operadores de sistemas de transmisión (TSOs) y a un aumento en la resolución de re-programas o re-despachos en tiempo real (15 minutos).

Aumentar la frecuencia de re-programas del sistema en el tiempo real y la resolución horaria de precios de energía permite reducir de manera significativa la demanda por reservas, ya que un gran porcentaje de las variaciones de demanda o generación que ocurren dentro de un bloque de despacho de baja resolución (e.g., 1 hora) pueden ser acomodadas de manera directa en pequeños bloques de despacho de mayor resolución (e.g., 15 o 5 minutos). El resultado es una menor frecuencia de activación de reservas y una mayor volatilidad de los precios de energía producto de un mejor seguimiento de la demanda gracias a la re-programación, lo que se traduce finalmente en mejores señales económicas para todos los recursos disponibles que imparten flexibilidad al sistema (Muñoz et al., 2020).

Otro aspecto de diseño que también incide en el volumen de reservas es la ventana temporal entre el cese de recepción de ofertas y el momento en que las reservas se utilizan finalmente en tiempo real o el momento en que se despeja algún mercado vinculante previo a este último (e.g., un mercado del día anterior). Si bien parte de este punto ya lo habíamos abordado en la Observación 4, acá queremos recalcar que entre más pequeña es esta ventana temporal, menor es la incertidumbre asociada a las ofertas y al despacho, reduciendo también la probabilidad de activación de reservas (IRENA, 2019).

### **Observación 7: El mecanismo de co-optimización en la programación del día anterior es inconsistente con las señales de precios que emergen del uso de curvas de orden de mérito en la operación real del sistema**

Bajo el actual diseño de mercado eléctrico en Chile, el precio spot o costo marginal de la operación real del sistema se determina en base a una lista o curva de orden de mérito. Sin embargo, tanto la programación del día anterior del sistema como el cálculo del costo de oportunidad del agua embalsada para generación eléctrica se realizan en base a un software de optimización que resulta en: a) asignaciones del uso de recursos (e.g., co-optimización de energía y reservas o política de uso de agua) y b) variables duales que reflejan el costo incremental de la energía, reservas, o del uso presente del agua para generación eléctrica.

Una propiedad destacable de las variables duales o que emergen de la optimización del sistema es que, en la medida que el problema sea convexo, éstas se pueden utilizar como señales de precio para incentivar a los agentes que participan en el mercado a seguir las instrucciones de despacho que también se obtienen a partir de la optimización (Schweppe et al., 2013). Dependiendo de las restricciones que se consideren en el sistema, las variables duales asociadas al balance de oferta y demanda de energía en cada barra pueden reflejar costos incrementales de generación, costos de oportunidad asociados a prestar diversos tipos de reservas, costos marginales por pérdidas en transmisión y costos de redespacho por congestión de la red y por flujos en malla.

En sistemas eléctricos muy simples en que, por ejemplo, las únicas restricciones relevantes son las de capacidad máxima de los generadores y en que el sistema de transmisión es

principalmente radial, es posible aproximar el resultado de las variables duales asociadas a las restricciones de balance de potencia en cada barra del sistema en base a la intersección de curvas de demanda horaria y curvas o listas de orden de mérito. Una curva de orden de mérito es una analogía a una curva de oferta de un mercado en que los recursos disponibles de generación se ordenan de menor a mayor costo marginal de producción. De existir desacoplamientos en un sistema radial, es posible definir curvas de orden de mérito por subsistema y aun así aproximar el resultado de las variables duales que resultan de la optimización asociada al despacho económico.

Sin embargo, en sistemas en que existen restricciones adicionales a la operación, no siempre es posible replicar las variables duales de la optimización en base curvas de orden de mérito, lo que resulta en distorsiones económicas que pueden tener efectos indeseados en el largo plazo (Muñoz et al., 2020). Algunas de las restricciones que pueden causar estas diferencias son las siguientes:

- Flujos en malla
- Co-optimización de energía y reservas
- Restricciones intertemporales, como rampas de partida o parada

Si bien, bajo el actual diseño de mercado eléctrico en Chile, hoy no se calculan precios en la operación real en base a variables duales resultantes de una optimización, la disonancia entre el mecanismo de asignación de reservas (co-optimización) y el mecanismo de cálculo de precios en la operación real puede dar origen a oportunidades de arbitraje mecánico entre ambos. Esta oportunidad de arbitraje no tiene que ver con diferencias de información entre un mercado futuro y un mercado en tiempo real, sino con oportunidades de arbitraje que son resultado de distintas metodologías para determinar una asignación de energía y reservas en la programación del día anterior y el cálculo de precios en la operación real.<sup>2</sup> En una implementación eficiente, diferencias entre los precios programados y reales sólo pueden explicarse como consecuencia de desvíos respecto a la operación programada y no a causa de cambios en la metodología de cálculo de los mismos.

**Observación 8: El principio económico de remuneración de servicios a través de instrucción directa en base a estudio de costos (ex post) es inconsistente con la lógica de co-optimización de energía y reservas e ignora incertidumbre existente al momento de realizar las ofertas (ex ante)**

La actual normativa indica que, de descartarse condiciones de competencia en alguno de los SSCC requeridos para la operación segura del sistema, éstos serán implementados a través de instrucción directa y remunerados en base a un estudio de costos. El estudio de costos se lleva a cabo cada cuatro años y busca realizar una estimación administrativa del costo de prestación de los diversos SSCC requeridos por el CEN, intentando remunerar todos los aspectos relevantes del costo de prestar SSCC.

---

<sup>2</sup> Por ejemplo, Budish et al. (2015) ilustran que en mercados financieros se dan oportunidades de arbitraje mecánico cuando se presentan diferencias en la velocidad de transferencia de datos entre plataformas de trading.

Uno de los aspectos considerados en el estudio de costos son los costos de oportunidad asociados a la entrega de algún SSCC como consecuencia de no participar del mercado de energía. Por ejemplo, una unidad que posee un costo marginal de 30 \$/MWh y que, como consecuencia de la instrucción directa, es instruida a reducir su despacho de energía para entregar 10 MW de reservas por una hora en que el precio spot de la energía es 70 \$/MWh incurre en un costo de oportunidad de \$400.

En una situación hipotética en que el estudio de costos logra efectivamente estimar los costos incrementales directos de prestar reservas (e.g., costo asociados a desgaste adicional de unidades o a la operación ineficiente de las mismas), en que no hay incertidumbre y en que los precios que resultan de la co-optimización del sistema coinciden con los que resultan de el uso de curvas de orden de mérito, podrían haber casos en que la co-optimización de energía y reservas con una remuneración en base al estudio de costos es equivalente a lo que se obtendría en un mercado perfectamente competitivo.

Sin embargo, tal equivalencia difícilmente se cumple en la realidad. Primero, lo más probable es que existan asimetrías de información entre el estudio de costos y los verdaderos costos directos que enfrentan las firmas generadoras respecto a los costos directos de prestar algún SSCC. En efecto, parte del objetivo de implementar mercados de oferta en todo el mundo es intentar reducir las ineficiencias causadas por el uso de estimaciones administrativas de costos de operación y de oportunidad de las firmas a través de mecanismos de mercado que entreguen incentivos a revelar sus verdaderos costos de prestación de servicios (Muñoz et al., 2018).

Segundo, la valorización económica que realiza el software de co-optimización de energía y reservas puede resultar en precios de reservas o de energía que no necesariamente son iguales a los costos incrementales de prestar alguno de estos servicios. Como lo indicamos en el ejemplo numérico de la Observación 1, la co-optimización de energía y reservas puede resultar en precios de energía que no son iguales al costo marginal de la unidad más cara operando en el sistema y en precios de reservas que difieren del costo directo de la unidad más cara que está prestando el servicio en cuestión.

Tercero, como lo indicamos en la Observación 4, la disponibilidad de información al momento de realizar las ofertas por SSCC y al co-optimizar el sistema para la entrega de energía y reservas es imperfecta. Es esperable que el costo de oportunidad que estime un agente averso al riesgo no haga sólo referencia al costo marginal real del sistema, sino que también incluya una prima por riesgo. Por todos estos motivos creemos que es improbable que las remuneraciones que resultan del estudio de costos logren replicar las señales de precios de un mercado de SSCC operando de manera eficiente.

### **Observación 9: Los mecanismos de remuneración en condiciones en que las subastas son declaradas desiertas (corto plazo) son inconsistentes con los que se utilizan cuando no se verifican condiciones de competencia (largo plazo)**

De acuerdo con el Reglamento de SSCC, la instrucción directa también puede ocurrir en escenarios en que las subastas se declaren parcial o totalmente desiertas en el corto plazo. Sin embargo, la instrucción directa en estos escenarios se remunera en base a un precio techo definido mediante una Resolución Exenta formulada por la CNE.

La Resolución Exenta 823, publicada el 27 de Diciembre de 2019, describe las fórmulas que se utilizan para la determinación de precios máximos para los servicios de CSF y CFT, en modalidades de subida y bajada. A diferencia del estudio de costos, los precios máximos se determinan en base a una combinación de parámetros estadísticos (probabilidad de activación), parámetros administrativos (Factor de Participación de la Subasta) y a las variables duales de energía y reservas de cada servicio en cuestión que resultan de la programación de la operación.

De declararse una subasta totalmente desierta, todas las unidades seleccionadas para prestar el servicio de reserva en cuestión son remuneradas en base al precio techo definido por la CNE. En los casos en que una subasta es declarada parcialmente desierta, todas las unidades que voluntariamente realizaron ofertas por valores menores al precio techo y que son seleccionadas por el mecanismo de co-optimización reciben un pago igual a su valor ofertado. Sin embargo, todas las unidades seleccionadas en base a instrucción directa son remuneradas en base al precio techo.

En consecuencia, existen dos modos distintos de pagar por la prestación de un servicio de reserva bajo instrucción directa y ninguna garantía que éstos resulten en remuneraciones equivalentes para las unidades que se deben someter a este mecanismo de asignación. A las opciones anteriores hay que sumar las posibilidades de que el precio techo puede adquirir distintos valores dependiendo del Factor de Participación de la Subasta.

En nuestra opinión, sólo debe existir una manera de remunerar las unidades bajo instrucción directa y esa metodología debe intentar replicar, en la medida de lo posible, la operación de un mercado eficiente de energía y reservas consistente con todos los aspectos de diseño de los mercados que operan en base a subastas. Queremos enfatizar este último punto, porque una aproximación de un mercado eficiente depende de su diseño y de la información disponible en el momento en que los agentes deben realizar sus ofertas y comprometerse a entregar un servicio.

### **Observación 10: No hay claridad de que la autoridad cuente con un benchmark de mercado perfectamente competitivo o de ofertas de referencia de agentes tomadores de precio**

Siguiendo con la línea argumentativa de las dos observaciones anteriores, nos parece que no hay evidencia de que la autoridad cuente con un benchmark administrativo que replique, de manera aproximada, el resultado de un mercado perfectamente competitivo consistente con el actual diseño de mercado.

Por ejemplo, en la definición de precios techo para las subastas de la Resolución Exenta 823 se hace referencia a las variables duales asociadas a las restricciones de balance de energía y reservas que resultan de la programación diaria del sistema. En particular, el Artículo Sexto establece que *“la determinación de las variables duales asociadas a las restricciones de balance de reserva y de energía se realizará con los modelos matemáticos y metodologías utilizadas por el Coordinador en la etapa de colocación de los recursos energéticos de la programación de la operación, debiendo para ello reflejar adecuadamente los costos de desgaste a los que se refiere el Artículo Octavo, y los costos de oportunidad de la provisión de los servicios complementarios, según corresponda.”* Además, indica que *“(m)ediante la referida metodología, se determinará el precio de proveer reservas en una subasta precio uniforme eficiente, es decir, aquella donde se*

*determine el valor marginal de las ofertas de los distintos agentes y que reflejen sus costos teóricos de proveer el servicio.”* Las variables duales de energía y reservas resultantes son luego ponderadas por factores administrativos y estadísticos para elaborar precios techo de las subastas que, al parecer, entregan un rango de precios razonables por los servicios de CSF y CTF.

Por otro lado, en el reciente Informe de SSCC 2020 se elaboran ofertas sintéticas de referencia para evaluar el comportamiento de las firmas desde el inicio de la operación de las subastas de CSF y CTF que difieren de la metodología del cálculo de precios techo descrita en la Resolución Exenta 823. A diferencia de la metodología del cálculo de precios techo, las ofertas sintéticas que se utilizan en el Informe de SSCC 2020 buscan replicar los incentivos que poseen las firmas para realizar ofertas por servicios de CSF y CTF considerando aspectos como la incertidumbre asociada a la predicción de los costos marginales de la operación real al momento de emitir las ofertas, primas por riesgo y costos de desgaste.

Sin embargo, no es evidente cuál de estas metodologías es, a ojos de la autoridad, el benchmark competitivo que puede ser utilizado como referencia para realizar un análisis del desempeño de los mercados en cuestión. La situación es aún más confusa si es que además consideramos que la instrucción directa es remunerada a través de un estudio de costos que no hace referencia a ninguna de las metodologías mencionadas anteriormente.

Reconocemos que, a diferencia de las estimaciones administrativas de los costos directos de generación, realizar estimaciones de ofertas de agentes tomadores de precios o una simulación de un mercado perfectamente competitivo de referencia, es particularmente desafiante en vista de la incertidumbre imperante en el momento en que actualmente se deben realizar las ofertas. Sin embargo, hoy en Chile sí se realizan estimaciones de costos de oportunidad y estrategias de asignación bajo incertidumbre con una visión centralizada en otras áreas. Un ejemplo concreto es la determinación del valor del agua en el mercado de energía. Para el cálculo del valor del agua se modela explícitamente la incertidumbre al momento de tomar decisiones considerando varios escenarios futuros de hidrologías, los cuales impactan directamente la estrategia de uso óptimo del agua, su costo de oportunidad y, en algunos casos, los costos marginales reales del sistema. Si bien algunos de los supuestos que se utilizan para realizar esta estimación centralizada son perfectibles (e.g., número de escenarios, probabilidades, resolución temporal, nivel de detalle de restricciones físicas, etc.), la metodología se sustenta en el supuesto de que tal optimización replica un equilibrio de mercado perfectamente competitivo en que todos los agentes poseen la misma visión del futuro y en que todos son neutros al riesgo.

### **Observación 11: Las variables duales que se utilizan para determinar los precios techo son sensibles a los supuestos de entrada del modelo de co-optimización de energía y reservas**

En la co-optimización de energía y reservas que se realiza para determinar los precios techo de cada servicio se utilizan las estimaciones administrativas de los costos directos de prestar los servicios de reserva sumadas a las probabilidades de activación por los costos variables de las unidades como proxy de ofertas competitivas por la provisión de reservas de subida. Por ejemplo, la siguiente tabla muestra los valores descritos en el archivo “Bid\_price.csv”, el cual se utiliza como input para la co-optimización de referencia para la determinación de los precios techo (P<sub>MAX</sub>).

Tabla 5: Valores de algunas de las ofertas de referencia usados como input para la programación de cálculo del precio techo.<sup>3</sup>

Unidad	Valor
CSF_RSCANUTILLAR_U1	31.76394972
CSF_RSCIPRESES_U1	29.02306704
CSF_RSCOLBUN_U1	37.96286429
CSF_RSEL_TORO_U1	50.80115721
CSF_RSANGAMOS_1	29.13465096
CSF_RSATA-TG2A_DIE	155.5839144

Para ilustrar la posible distorsión que causa el considerar costos adicionales a los costos directos de prestación de reserva en el cálculo del precio techo, consideramos una variante del ejemplo que describimos en la Observación 1 que supone la demanda de un producto genérico de reserva de subida (sin activación) para distintos niveles de demanda. Por un lado, replicamos la co-optimización de energía y reservas suponiendo conocimiento perfecto de todos los costos directos de prestar los servicios de energía y reservas. Como lo mencionamos anteriormente, este modelo entrega tanto una asignación eficiente de recursos como una remuneración eficiente a todas las unidades. Por otro lado, consideramos el mismo modelo, pero utilizamos los costos marginales de cada unidad como proxy de ofertas competitiva de prestar reservas, sólo a modo de ilustración de lo que ocurre cuando se consideran costos mayores a los costos directos de prestación de reservas como proxy de ofertas competitivas.

Tabla 6: Comparación de variables duales de reserva que resultan del modelo que supone conocimiento de los costos directos reales y otro escenario en que se utilizan los costos marginales de cada unidad como proxy de costos directos de prestar reservas.

Demanda [MW]	Co-optimización considerando los costos directos reales (desgaste y operación ineficiente)		Co-optimización considerando los costos variables como proxy de costo directo de prestar reservas	
	Dual energía [\$/MWh]	Dual reserva [\$/MWh]	Dual energía [\$/MWh]	Dual reserva [\$/MWh]
300	17	5	17	20
400	20	5	20	20
500	22	7	28	28
600	24	7	28	28
700	28	11	28	28

<sup>3</sup> Disponible en [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/08/PLEXOS\\_PMAX20200820.zip](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/08/PLEXOS_PMAX20200820.zip)

Como se ilustra en la tabla, pueden existir grandes diferencias entre las variables duales de energía y reservas que se obtienen a partir del modelo de co-optimización con distintos supuestos. Se observa que, en este ejemplo, utilizar los costos marginales de generación de las unidades como proxy de los costos directos de prestar reservas puede resultar en duales de reserva que son hasta 4 veces mayores al dual de reserva de referencia que resulta de una co-optimización eficiente. Por lo tanto, calcular precios techo en base a estos duales de energía y reservas puede resultar en valores que están muy por sobre la estimación del costo de oportunidad eficiente de prestar el servicio. La diferencia es aún mayor si en el cálculo del precio techo se consideran ponderadores que representen la incertidumbre del sistema y la potencial asimetría de información entre el CEN y las firmas que participan en el mercado.

### **Observación 12: Definición de mercado relevante en una subasta y su uso para métrica estructurales**

La determinación del nivel de competencia en un mercado es difícil de cuantificar, sobre todo cuando son muchos los factores determinantes de ella (e.g., distintos niveles y formas de barreras a la entrada, rivalidad, mercado de proveedores, etc.). En particular, la información que entregan las medidas estructurales es sólo indicativa de eventuales posiciones privilegiadas en el mercado, pero en ningún caso son concluyentes sobre poder de mercado y menos sobre potenciales conductas lesivas a la competencia. En el caso de métricas de concentración, la literatura económica es clara en afirmar que no hay evidencia concluyente en la relación entre poder de mercado y medidas de concentración, y que cada caso debe evaluarse por separado (Schmalensee & Willig, 1989). En caso del mercado eléctrico Borestein et al. (1999), estudian y muestran las potenciales debilidades de las medidas de concentración como medidas de poder de mercado.

Adicionalmente, las medidas estructurales generalmente están determinadas (y eventualmente sesgadas) por la definición previa que se haga del mercado relevante en cuestión, corriéndose el riesgo que se haga un uso instrumental de la definición. Para el caso bajo análisis, no se observa una definición de mercado relevante ad-hoc para un esquema de subastas repetidas, pues tal definición depende de la visión de libre competencia sobre el mercado (para detalles sobre este punto, ver la Observación 16 más adelante). Desafortunadamente, en Chile, la coexistencia de un mercado de energía de costos auditados con mercados de subastas de SSCC de corto plazo, no entrega claridad respecto a la visión de libre competencia local. Una visión más cercana a la de Estados Unidos (Observación 16) nos llevaría a una definición de mercado relevante y a una estrategia de monitoreo probablemente restringida a cada subasta, mientras que la visión australiana/europea nos llevaría a una definición que consideraría a la sucesión de subastas en el mismo mercado relevante. Luego, es posible que los resultados de las métricas estructurales no sean consistentes en el tiempo, pues se podrían permitir que elementos subjetivos dejen fuera o dentro a potenciales oferentes por situaciones no bien definidas previamente. En este contexto, por ejemplo, debemos preguntarnos si es adecuado que el Coordinador Eléctrico decida considerar sólo el parque existente y habilitado para realizar la estimación de índices de concentración y competencia. Para responder esta pregunta es necesario conocer qué entiende la autoridad (CNE) por mercado relevante en un diseño de subastas repetidas. La autoridad debe por lo tanto concluir acerca de cuáles son las variables temporales para definir mejor el mercado relevante.

En cuanto al diseño de medidas de apoyo al monitoreo no se observa que exista un complemento periódico entre métricas estructurales y métricas conductuales. No se observa metodología que busque integrar ambas métricas, que sea transparente y conocida.

### **Observación 13: Sobre la determinación de precios techo y las ventajas y desventajas de su publicación previa a la recepción de ofertas**

En el contexto de las subastas de SSCC, el precio máximo definido en la Resolución Exenta 823 buscaría ser una medida mitigadora de eventual ejercicio de poder de mercado, intentando reducir el pago esperado por el servicio. Tiene este tipo restricción de oferta tiene al menos dos potenciales beneficios adicionales:

- Incentivaría el comportamiento competitivo por parte de las firmas al disminuir el conjunto de tasas de descuento que pueden sostener algún tipo de coordinación tácita o efectiva. (Thomas, 2005)
- Podría entregar una señal del valor de objeto subastado y así se pueden ajustar las ofertas con más información.

Para que lo anterior se pueda obtener, es necesario un correcto cálculo de este precio, pues de lo contrario se pueden conseguir efectos adversos, como crear barreras de entrada artificiales o también puede ser usada como señalización para ofertas focales (entre otros efectos). Un contrapunto importante con respecto al mérito de incorporar precios de reserva, lo encontramos en el trabajo de Bulow & Klemperer (1996), donde los autores muestran que las mejoras provenientes de un precio de reserva óptimo son compensadas fácilmente por la entrada de nuevos oferentes. Es decir, muestran que es más efectivo, desde el punto de la eficiencia de la subasta, buscar aumentar el número de competidores que hacer un esfuerzo (eventualmente incorrecto) de estimar un precio de reserva óptimo.

También existe literatura empírica que encuentra cierta relación entre precios máximos (públicos) y puntos de oferta focales. Que los precios máximos sean puntos focales de oferta muestra una importante debilidad de este instrumento en perseguir competencia y eficiencia (Knittel & Stango, 2003). Aunque la literatura con no es categórica (Engelmann & Muller, 2011) en sentenciar claramente esta relación en los casos de estudiados, parece ser un elemento a importante a tomar en cuenta para el diseño de un mecanismo como el de asignación de los SSCC.

La dinámica mostrada en los hechos estilizados sugiere al menos dos observaciones sobre este punto:

- Los precios máximos podrían estar actuando como puntos focales para las ofertas. No se observan ventajas que estos precios se hagan públicos en un momento previo al inicio de recepción de ofertas en la subasta (ni antes de un período razonable de tiempo).
- Al ser los precios de máximo parámetros para la declaración desierta de las subastas, si estos precios máximos no son los correctos (i.e., si están sobre o sub-estimados), se se podría estar limitando la competencia o entregando poder de mercado.

Es importante señalar que, en base al diseño actual del sistema de ofertas, la evidencia (ver Rassenti et al., 2003) muestra que los oferentes tendrán incentivos a ofrecer (al menos los de

costos más altos) el *clearing price*, existiendo entonces el riesgo que precio techo se interprete como una potencial señal de este precio de equilibrio.

Sobre conveniencia o no de tener techo públicos o reservados (ocultos), nos referiremos en la sección de propuestas de corto plazo.

#### **Observación 14: Interacción repetida en subastas pay as bid no necesariamente reduce los incentivos al potencial ejercicio de poder de mercado**

El diseño de mercado para los SSCC es uno de subastas repetidas con alta periodicidad, imponiendo un escenario complejo para su análisis. Luego, las condiciones de equilibrio de la interacción entre las firmas deben, necesariamente, considerar la dimensión temporal de sus decisiones. Si bien es conceptual y teóricamente complejo entender la dimensión dinámica del equilibrio, es posible realizar algunas observaciones en base a la literatura de subastas.

El trabajo teórico de Fabra et al. (2006) concluye que, en un escenario estático, el ranking en términos de eficiencia entre una subasta discriminatoria o *pay as bid vs precio uniforme* es ambiguo, lo que en principio no nos permitiría concluir sobre la idoneidad de un caso sobre el otro. Sin embargo, cuando se incorporan elementos dinámicos (repetición), la evidencia empírica y experimental en subastas pay as bid muestra que se podría producir coordinación tácita a través de un aprendizaje temporal. Ejemplo de esto es el experimento descrito en Rassenti et al. (2003).

Por ejemplo, la Figura 13 muestra las diferencias de las curvas de oferta promedio para las cuatro estaciones consideradas en el estudio. Se observa que las ofertas bajo el esquema de subasta discriminatoria o pay as bid (curvas de color café) resultan en precios de equilibrio (intersecciones de curvas de oferta y demanda) que están muy por sobre las que resultan bajo un esquema de precio uniforme (curvas de color azul). La Figura 14 muestra la evolución de las curvas de ofertas bajo el esquema de subasta pay as bid desde el día 1 hasta el día 14, ilustrando aprendizaje de las firmas.

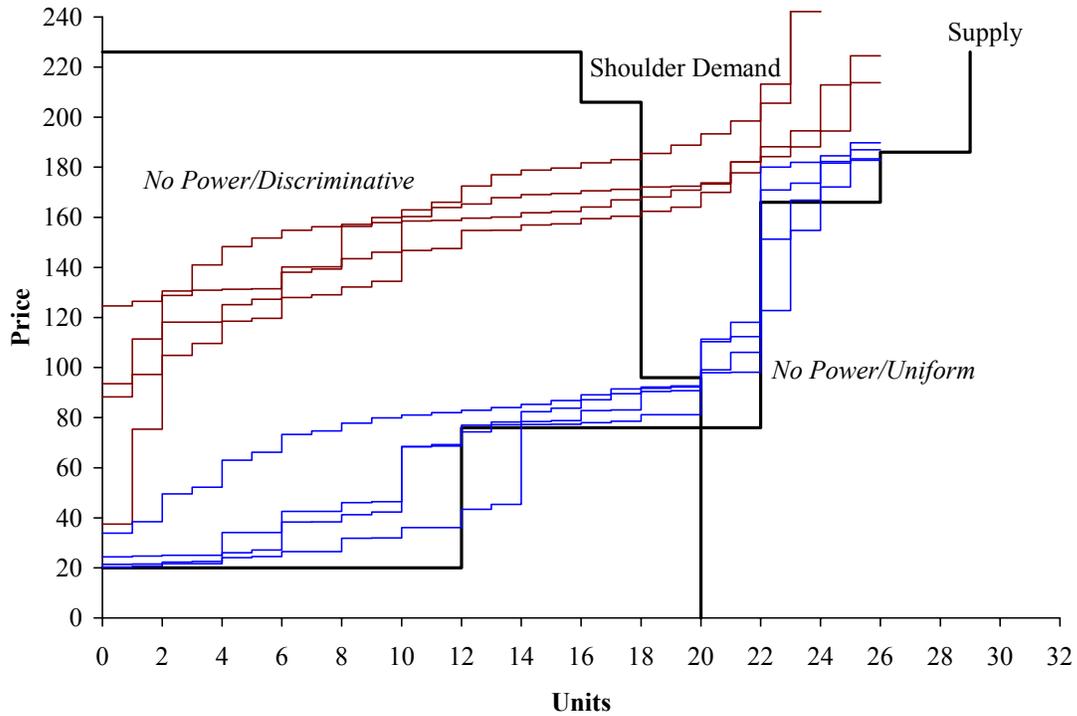


Figura 13: Curvas de ofertas promedio para las cuatro estaciones consideradas en el estudio experimental de Rassenti et al. (2003).

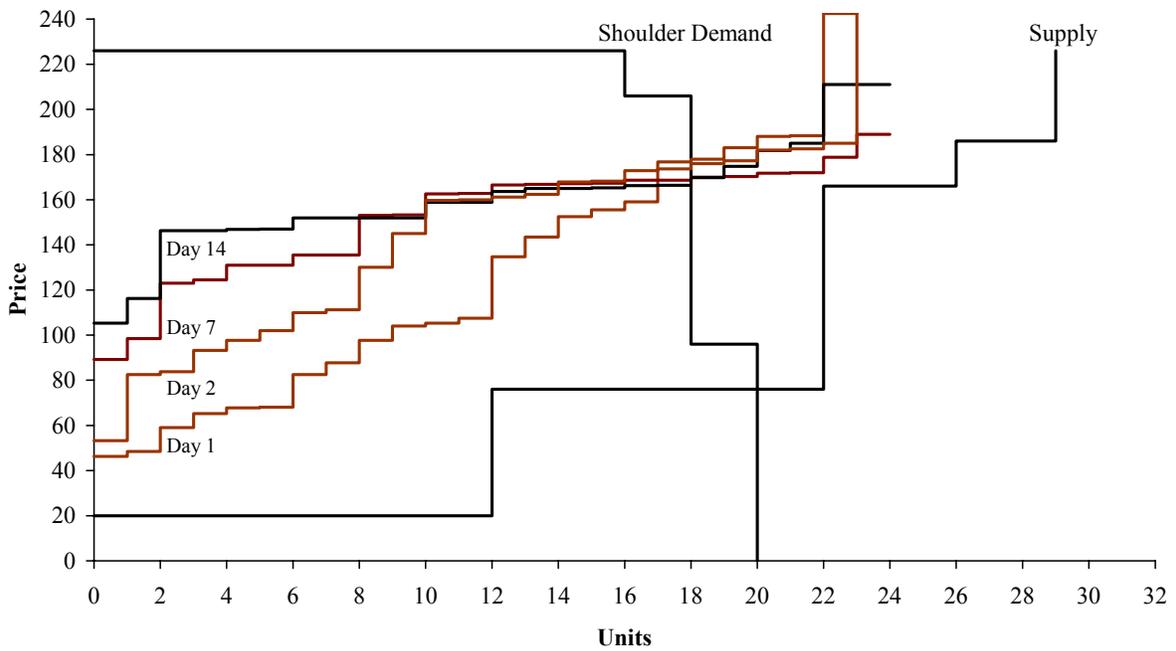


Figura 14: Convergencia de curvas de oferta en subasta pay as bid del estudio experimental de Rassenti et al. (2003).

Por otro lado, el trabajo de Heim & Götz (2013) muestra evidencia de coordinación tácita en mercado de una de las reservas de bajada del sistema eléctrico de Alemania, la cual opera en base a un esquema pay as bid. Los autores destacan también la dificultad de monitorear y, potencialmente, mitigar ofertas que no parecen competitivas en un esquema pay as bid, ya que cualquier oferta puede ser justificada usando el argumento de expectativas privadas incorrectas respecto al costo de oportunidad de no entregar energía.

Las estrategias dinámicas, como se muestra, pueden ser complejas y muy dependientes del formato de la subasta, sin embargo, para el caso particular del formato repetido pay-as-bid, existe riesgo importante de observar ofertas crecientes en el tiempo, ya sea por elementos de coordinación tácita o procesos de aprendizaje del *clearing price*. Lamentablemente la sola observación de precios no permite ser concluyente al respecto. Como ya fue mencionado, se requieren otro tipo de datos y técnicas de análisis económicamente más sofisticadas para poder modelar comparando con un contrafactual competitivo.

### **Observación 15: No se entiende el objetivo de utilizar un Factor de Participación de la Subasta (FPS) que pueda reducir el precio techo en función del valor de las ofertas realizadas**

La definición de precios techo en la Resolución Exenta 823 hace referencia a Factores de Participación de la Subasta (FPS) que dependen del valor de las ofertas que realizan los agentes que participan en el mercado. Por ejemplo, para el CSF+, la Resolución Exenta 823 establece que el FPS *“(s)erá igual a 0 (cero) salvo que el promedio de los precios más altos adjudicados para prestar el 10% de la cuantía del recurso requerido sean superiores al 70% del (precio techo) de las últimas 5 (cinco) subastas del servicio CSF+ en el bloque b o de las últimas 5 (cinco) subastas consecutivas del servicio CSF+. En dicho caso, (el FPS) será igual a -1 (menos uno), y permanecerá con dicho valor durante las subastas que se realicen en los 5 (cinco) días siguientes a efectuado dicho cambio en el valor del (FPS).”* En términos prácticos, un cambio en el valor del FPS de 0 a -1 puede resultar en una reducción del precio techo de más de un 50% de su valor original.

A nuestro juicio, no parece haber un fundamento económico que justifique la posibilidad de reducir el valor del precio techo en tal magnitud en función del tipo de ofertas que se realizan. El único ejemplo concreto que conocemos de una reducción del precio techo es en el mercado eléctrico del estado de Texas, en los Estados Unidos. En este mercado se utiliza un techo de ofertas por la provisión de energía de 9000 \$/MWh, muy por sobre el techo de ofertas que se utiliza en otros mercados del mismo país (e.g., 1000 \$/MWh). Sin embargo, la normativa local indica que sólo se permite que los precios de la energía permanezcan a tal nivel hasta que sea posible que una turbina a gas de referencia sea capaz de pagar un 300% de su costo de capital de entrada al mercado. Una vez que esto se cumple, el precio techo se reduce a 2000 \$/MWh o a 50 veces el valor del gas natural en el mercado de Houston, lo que sea mayor.

Sin embargo, el diseño actual del precio techo en las subastas de SSCC en base al FPS no muestra evidencia de que el cambio en su valor, de activarse, cumpla con algún objetivo económico de la autoridad.

## Observación 16: No hay claridad de la visión local de libre competencia sobre los mercados de SSCC

En los mercados eléctricos internacionales hay una gran dicotomía respecto a las visiones de libre competencia. Dentro del grupo de los mercados eléctricos basados en ofertas o subastas (de energía y reservas) podemos identificar dos paradigmas distintos.

Por un lado, está la visión de libre competencia que se aplica actualmente en la mayoría de los mercados eléctricos en Estados Unidos en que bajo todos los mercados de subastas subyace un mercado basado en costos estimados de manera administrativa, similar a un mercado basado en costos auditados. Los mercados son monitoreados activamente utilizando una combinación de tests estructurales, conductuales y de impacto administrados por una unidad de monitoreo. Bajo esta estrategia de monitoreo es muy improbable que, por ejemplo, la oferta de una firma que supere en un 200% la estimación administrativa de su costo directo de prestación de un servicio y que tenga algún impacto en el mercado (e.g., consignas o precios) no sea sujeta a mitigación por parte de la unidad de monitoreo de la competencia en cuestión. La mitigación normalmente equivale al reemplazo de la oferta original de la firma por la estimación administrativa de sus costos directos, previo a la co-optimización de energía y reservas.

La filosofía de monitoreo y mitigación de ofertas en Estados Unidos se adhiere a una visión de política pública en que alzas de precios sólo se pueden explicar por condiciones de escasez—similar a la activación de centrales de falla en el mercado eléctrico en Chile, pero con mayores costos de falla—pero no por comportamiento estratégico de parte de las firmas que participan en el mercado. Las subastas de energía y reservas se utilizan para revelar costos directos de prestación de servicio en la medida que existan condiciones de competencia (tests estructurales), que ningún agente tenga un gran impacto en ninguna restricción del sistema (tests de impacto) y que las ofertas se encuentren dentro de una vecindad de la estimación administrativa de costos de cada agente (tests conductuales).

Por el otro lado, existe la visión de libre competencia imperante en la mayoría de los mercados eléctricos en Australia y en algunas partes de Europa. Al contrario de la visión en Estados Unidos, el monitoreo de los mercados australianos y europeos se realiza principalmente en base a herramientas ex post que son muy similares a las que se utilizan para monitorear competencia en otras áreas de la economía. En el caso europeo, la estructura de mercados descentralizados (i.e., sin un operador central encargado de la co-optimización de todos los servicios de energía y reservas) combinados con mercados secuenciales de energía y reservas basados en subastas de precio uniforme y discriminatorias dificultan el monitoreo del comportamiento de los agentes. Por lo mismo, las herramientas de monitoreo y mitigación que se utilizan en la mayoría de los mercados eléctricos en Estados Unidos no son necesariamente aplicables al paradigma europeo.

En el caso de Australia lo que limita la aplicación de herramientas de monitoreo y mitigación no es la estructura del mercado, el cual es centralizado, sino que la visión local de libre competencia. Por ejemplo, firmas pueden ofertar prácticamente hasta el precio techo de energía, cercano a los 15.000 USD/MWh, sin ser mitigadas ni sujetas a ningún tipo de sanción por realizar ofertas que, posiblemente, están muy por sobre sus costos variables de corto plazo.

La ventaja de la visión de libre competencia en Estados Unidos es que, en la medida que las herramientas de monitoreo y mitigación sean bien utilizadas, hay garantías de que las señales

de precios de energía son correctas y que la entrada y/o salida de firmas es eficiente. La desventaja es que hay un riesgo de sobremitigación de ofertas, lo que podría, en ciertos casos, deprimir artificialmente los precios si es que las estimaciones administrativas de costos directos están muy por debajo de los costos directos reales de prestación de servicios (Muñoz et al., 2018). Por el contrario, la ventaja de la visión y herramientas usadas en Europa y Australia es que hay una mayor libertad en la formación de precios de energía y reservas, disminuyendo los riesgos de una mitigación injustificada de ofertas. Sin embargo, la visión europea y australiana puede resultar en alzas de precios injustificadas en el corto plazo producto del comportamiento estratégico y que son difícilmente sancionables por las autoridades de libre competencia.<sup>4</sup> Adicionalmente, alzas de precios que son el resultado del ejercicio de poder de mercado no necesariamente gatillan inversiones eficientes para el sistema.

En Chile, la coexistencia de un mercado de energía basado en costos auditados con algunos mercados de SSCC basados en subastas de corto plazo no entrega claridad respecto a la visión de libre competencia local. Como lo mencionamos anteriormente, tampoco hay claridad respecto al significado de los precios techo y de si es que éstos se pueden interpretar bajo la lógica de Australia (i.e., toda oferta hasta el precio techo es razonable) o si es que son más bien una herramienta para limitar posibles alzas de precios injustificadas. Desafortunadamente, sin una visión clara de libre competencia y de objetivos claros de desarrollo del mercado eléctrico nacional, es muy difícil evaluar el desempeño de los nuevos mercados de SSCC y proponer herramientas que permitan monitorear de mejor manera el comportamiento de los agentes.

---

<sup>4</sup> Ver, por ejemplo, Heim & Götz (2013).

## Diagnóstico cualitativo

Las observaciones de la sección anterior nos permiten constatar que existen diversos elementos asociados al diseño y estructura de las subastas de SSCC y del mercado de energía que podrían estar dando origen a un desempeño ineficiente de las mismas. A continuación, listamos un resumen con los puntos más relevantes:

1. No parece ser posible replicar el resultado de una co-optimización de energía y reservas eficiente con precios uniformes utilizando un mecanismo de asignación que co-optimiza un mercado de costos auditados de energía con una subasta discriminatoria o pay as bid en reservas, al menos no en nuestro ejemplo numérico. En una subasta discriminatoria, las ofertas que resultan en una co-optimización eficiente no entregan las señales de precio que son necesarias para incentivar a los agentes a seguir la consigna ni incentivan una expansión eficiente del sistema en el largo plazo. Por el contrario, ofertas que intentan emular los precios eficientes de una subasta de precio uniforme no resultan en una co-optimización eficiente de energía y reservas. La equivalencia entre los resultados de las subastas de precio uniforme y discriminatorias parece sólo aplicar al caso en que sólo se considera un producto (e.g., sólo energía).
2. Las subastas discriminatorias incentivan a los agentes a realizar ofertas que dependen de su expectativa de precios de despeje de energía en la operación real del sistema y no a revelar sus costos directos de prestar un servicio de reserva.
3. La lógica de la co-optimización de energía y reservas no se corresponde con ofertas por reservas que incluyen estimaciones privadas de costos de oportunidad. Por el contrario, la co-optimización de energía y reservas opera de manera eficiente en la medida que los parámetros de entrada no contengan costos de oportunidad de prestar energía o reservas (i.e., sólo costos directos). El resultado de una co-optimización de energía y reservas es una consigna por unidad y precios eficientes de energía y reservas—a partir de las variables duales de las restricciones asociadas a cada servicio—que reflejan cualquier eventual costo de oportunidad de prestar alguno de los servicios.
4. Las diferencias de precios entre la programación del día anterior (indicativos) y la operación real (vinculantes) del sistema, en base a la propia visión centralizada del CEN, y la antelación con que se deben realizar las ofertas para los servicios de CSF y CTF entregan incentivos a que los agentes incorporen primas por riesgo en sus ofertas.
5. La falta de un mercado vinculante de energía y reservas del día anterior exacerba los problemas de incentivos mencionados en los puntos anteriores. Al no existir vinculación financiera de los resultados de la programación del día anterior, las variables duales de reservas que resultan de la co-optimización no necesariamente dejan a los agentes indiferentes entre prestar energía y reservas en el escenario en que las ofertas sólo incorporan los costos directos de prestación de servicios.
6. El actual diseño de ofertas en bloques de 8 horas impide que el mecanismo de co-optimización opere de manera eficiente, incluso en el escenario en que no hay ningún tipo de incertidumbre y en que todos los agentes revelen sus verdaderos costos de

oportunidad de prestar los servicios de reservas. Adicionalmente, es esperable que agentes aversos al riesgo incorporen en sus ofertas primas por riesgo producto de la volatilidad de los precios que resultan de la operación real del sistema dentro de cada uno de los 3 bloques de oferta.

7. Por los cuatro puntos anteriores, resulta muy difícil monitorear el comportamiento de los agentes en las ofertas de CSF y CTF. Ofertas anormalmente altas siempre se pueden justificar en base a expectativas equivocadas de los precios de despeje de energía en la operación real del sistema.
8. El principio de valoración de energía y reservas que está embebido en la co-optimización de ambos servicios es inconsistente con el cálculo de precios de energía en la operación real del sistema. Los precios que incentivan el seguimiento de instrucciones de la consigna de la co-optimización son las variables duales asociadas a las restricciones de energía y reservas. Sin embargo, en la operación real los precios de la energía se determinan en base a una curva de orden de mérito, lo que puede distorsionar señales económicas de corto y largo plazo e incentivar arbitraje mecánico entre ambos mecanismos (co-optimización y operación real).
9. La remuneración por instrucción directa en base a un estudio de costos es inconsistente con el principio de remuneración en base a la operación de un mercado eficiente que considere el actual diseño de mercado (e.g., resolución y momento en que se realizan las ofertas). La remuneración en base al estudio de costos está basada en una estimación de costos directos de prestación de los servicios de reserva y asume que los costos de oportunidad se basan en la realización de los precios de la operación real, ignorando la incertidumbre al momento en que se deben tomar las decisiones en el actual diseño de subastas.
10. La remuneración por instrucción directa en los casos en que las subastas son declaradas desiertas o parcialmente desiertas (corto plazo) es inconsistente con la alternativa de remuneración en base al estudio de costos.
11. No se vislumbra un fundamento económico claro detrás del valor del precio techo que se utiliza en las subastas. El uso de los costos variables de las unidades en reemplazo de ofertas por reservas en la programación de referencia para determinar precios techos puede resultar en variables duales asociadas a las restricciones de reservas de subida que están muy por sobre las variables duales de referencia considerando sólo los costos directos de prestar reservas.
12. Se debe repensar el rol del precio techo e identificar cual sería un buen diseño de éste para cumplir con el objetivo de obtener subastas más eficientes. El trade-off con su potencial rol coordinador de ofertas debe entenderse y evaluarse en este contexto.
13. La aplicación métricas estructurales como el RSI<sub>3</sub> nos parece adecuado, en línea con las prácticas internacionales, a pesar de que, idealmente, se deberían calcular de manera automática en cada programación. La aplicación del análisis de rentas pivotaes, desarrollado en base a DICTUC (2019a) y a DICTUC (2019b) también parece un buen complemento al análisis ex ante en base a métricas como el RSI<sub>3</sub>.

14. A pesar del punto anterior, no se observa que exista un complemento periódico entre métricas estructurales y métricas conductuales ni una metodología transparente que busque integrar ambas métricas en el contexto de una adecuada definición de mercado relevante. A nuestro juicio, nos parece insuficiente que sólo se cuente con tests estructurales basados en un análisis ex ante del mercado y que su único complemento sea la aplicación de un precio techo, sumado a una regla de reducción del precio techo si es que hay un mínimo de ofertas en un rango muy cercano al mismo.
15. No es claro el objetivo de aplicar el FPS en la determinación del precio techo de una subasta. La actual normativa no es explícita sobre la interpretación económica del valor que adquiere el precio techo en las instancias de activación del FPS.
16. No hay claridad de la visión local de libre competencia ni de cómo esta visión se conjuga con los objetivos de desarrollo de los mercados de SSCC. Como lo mencionamos en las observaciones, alzas de precio por ofertas por sobre los costos variables de corto plazo son aceptadas en el mercado eléctrico de Australia y rara vez sancionadas en Europa. Sin embargo, en Estados Unidos, alzas de precios de energía o reservas difícilmente pueden ocurrir por retención de capacidad o por ofertas muy por sobre la estimación administrativa de los costos variables directos de las unidades. Por lo tanto, el diseño de mercado y la visión de libre competencia local condicionan el tipo de herramientas de monitoreo y mitigación del potencial ejercicio de poder de mercado.

## Propuestas de mejora de los mercados de SSCC y energía

Las observaciones iniciales y el diagnóstico cualitativo de las secciones anteriores nos permiten identificar los principales elementos de diseño de los mecanismos de subastas de CSF y CTF que podrían estar causando ineficiencias en el desempeño de estos mercados. Para abordar estas potenciales ineficiencias hemos desarrollado dos conjuntos de propuestas de mejora: uno de largo plazo y otro de corto o mediano plazo.

Las propuestas de largo plazo apuntan a un *first-best design* o al diseño ideal al que recomendamos que apunten todos los potenciales cambios de diseño del mecanismo de subastas de SSCC y del mercado eléctrico en general. Este conjunto de propuestas busca incorporar elementos de diseño y de procesos de determinación de precios que son comúnmente utilizados en los mercados eléctricos existentes en Estados Unidos y que son consistentes con la teoría de spot pricing (Schweppe et al., 2013), también conocida como teoría marginalista en español.

Por el contrario, las propuestas de corto y mediano plazo apuntan a mejoras incrementales de los actuales elementos de diseño de los mercados de SSCC y del mercado de energía. En este conjunto de propuestas intentamos abordar algunas de las observaciones iniciales suponiendo que no es posible realizar modificaciones mayores al actual diseño de mercado de energía y SSCC en el corto o mediano plazo.

Varios de los elementos de nuestras propuestas de corto, mediano y largo plazo emergen directamente del conjunto de observaciones iniciales y del diagnóstico cualitativo descrito en la sección anterior. Adicionalmente, las observaciones iniciales permiten ajustar expectativas de desempeño de los mercados de subastas en el escenario en que alguna de las observaciones no se aborde con una propuesta de mejora. Por ejemplo, aumentar la resolución de las ofertas permitiría reducir parcialmente las primas por riesgo que se justifican por la alta volatilidad de precios dentro de cada uno de los 3 bloques utilizados en el actual diseño. Sin embargo, en la medida que se sigan utilizando subastas discriminatorias, que el cierre de recepción de ofertas tenga un desfase de más de 24 horas con el momento en que se utilizan los servicios y que no exista un mercado vinculante de energía y reservas del día anterior, las ofertas de los agentes seguirán conteniendo expectativas privadas de los precios de despeje de energía y primas por riesgo, por lo que el monitoreo del comportamiento de los agentes seguirá siendo muy difícil.

Optamos por describir primero las propuestas de largo plazo que apuntan al diseño ideal y luego las propuestas de corto y mediano plazo, con un objetivo de mejoras incrementales. En nuestra opinión, plantear las propuestas de mejora en el orden inverso podría llevar al lector a la interpretación equivocada de que es posible alcanzar el desempeño de las propuestas de largo plazo con pequeñas mejoras incrementales de corto plazo.

Por último, queremos destacar de que, al momento de redactar este informe, ya existen propuestas de mejora de distintas organizaciones en el país. Decidimos no incluir en este documento las propuestas que no requieren de mayor análisis técnico y que, evidentemente, pueden mejorar el desempeño de los mercados de SSCC. Entre ellas se incluyen medidas como la realización de talleres de capacitación sobre el funcionamiento del mercado, reducir los tiempos de verificación de factibilidad de prestación de servicios de control de frecuencia y requerir la integración de más unidades al AGC.

## Propuestas de largo plazo

Creemos que la mejor alternativa de diseño de mercados de SSCC y de energía para el sistema eléctrico chileno es avanzar a un diseño similar al que hoy se utiliza en los mercados eléctricos en Estados Unidos. Estos mercados operan en base a subastas de precio uniforme, congruentes con el principio marginalista o teoría de spot pricing, utilizan co-optimización de energía y reservas, poseen al menos dos instancias de mercados vinculantes de energía y reservas (i.e., mercados del día anterior y de la operación real), emplean precios de energía de alta resolución temporal y utilizan varias herramientas de monitoreo y mitigación de cortísimo plazo que son muy efectivas en limitar el potencial ejercicio de poder de mercado.

Si bien existen diversas visiones de diseño y estructuras de mercados eléctricos en el mundo, hay dos grandes paradigmas de diseño: la visión americana y la europea (Wilson, 2002). La visión americana pone un fuerte énfasis en la labor del operador del sistema, entidad encargada de optimizar la operación del mercado en el corto plazo y entregar señales de precios eficientes que varían tanto espacial como temporalmente. Para una operación eficiente de este diseño es necesario que el operador del sistema cuente con la mejor estimación de parámetros de entrada de los modelos de co-optimización que se utilizan en el despacho (e.g., costos de combustible, rampas de partida y parada, mínimos técnicos, costos de desgaste por prestación de reservas, etc.). Por lo mismo, este paradigma de diseño utiliza subastas de precio uniforme de energía y reservas que, bajo condiciones competencia perfecta, incentivan a los agentes a revelar sus verdaderos costos. Además, como lo describimos en la Observación 4, se busca evitar la especulación a través de ofertas de energía o reservas permitiendo que cualquier agente realice ofertas virtuales de arbitraje entre mercados futuros y reales, sin necesidad de respaldarlas con activos físicos. Por último, toda esta arquitectura de mercado se complementa con medidas de monitoreo y mitigación que se basan en que todo agente tomador de precios siempre debe ofertar sus verdaderos costos o parámetros técnicos.

En contraste al paradigma de diseño de mercado americano, la visión europea responde a una lógica de optimización descentralizada y secuencial del sistema en que convive una plataforma de Power Exchange (PX) con un Transmission System Operator (TSO). En general, se utilizan precios zonales en vez de precios nodales, con un mercado en tiempo real administrado por Balancing Responsible Parties (BRPs) y Balancing Service Providers (BSPs) que carece de protagonismo en comparación al diseño americano. El predespacho de unidades se realiza de manera descentralizada, las firmas deben realizar ofertas en bloques que capturan costos y restricciones técnicas de conjuntos de unidades de generación, no de unidades individuales.

Bajo condiciones ideales, de competencia e información perfecta, ambos diseños entregan el mismo resultado (Wilson, 2002). Sin embargo, numerosos estudios que muestran que los elementos de diseño de los mercados eléctricos en Europa pueden resultar en grandes ineficiencias o sobrecostos para el sistema por la falta de un ente central que optimice todos los recursos disponibles en el sistema y por los mecanismos de subastas empleados para las transacciones de energía y reservas (Aravena et al., 2020; Camelo et al., 2018; Mansur & White, 2012). En particular, queremos recalcar que el único ejemplo documentado de comportamiento estratégico en un mercado de reservas del que tenemos conocimiento es el descrito por Heim & Götz (2013) para reservas de bajada en Alemania, en que se observa un alza sostenida de precios producto de una potencial coordinación tácita. De acuerdo con los autores, el principal

problema de diseño del mercado es la operación en base a una subasta discriminatoria que dificulta el monitoreo de mercado y las potenciales acciones de mitigación o sanciones ex post producto de la información que es revelada en la subasta: la estimación privada de cada agente del precio de la mayor oferta aceptada en el mercado.

Por estos motivos, creemos que la mejor alternativa de diseño de los mercados de SSCC y del mercado de energía para Chile es migrar a un esquema similar al que hoy se utiliza en los mercados eléctricos en Estados Unidos. Para poder materializar un avance a un diseño de mercado con elementos similares a los que hoy se utilizan en Estados Unidos recomendamos la implementación de las siguientes medidas.

### Implementar mecanismos de re-programación o re-despacho y co-optimización de energía y reservas intradiarios, con cálculo de precios en base a las variables duales del software

Recomendamos implementar las herramientas de optimización y hardware necesarios para poder realizar una co-optimización intradiaria de energía y reservas, apuntando a que los precios de energía y reservas se calculen en base a las variables duales que resultan del despacho económico del sistema en tiempo real y no en base a una curva de orden de mérito (Muñoz et al., 2020).

Como lo indicamos en la Observación 7, las herramientas que hoy se utilizan para realizar la programación diaria y el cálculo del valor del agua son inconsistentes con las señales de precio que emergen de una curva de orden de mérito en la operación real del sistema, lo que distorsiona las señales económicas para seguir la consigna de despacho y los incentivos de inversión. Al utilizar herramientas de co-optimización de energía y reservas del sistema en tiempo real se reducirían las posibilidades de arbitraje mecánico entre las señales económicas que emergen del cálculo del valor del agua o de la programación diaria (variables duales) y los precios que resultan de la operación real (curvas de orden de mérito). En el escenario en que todos los pronósticos de demanda y disponibilidad de recursos de generación son 100% certeros, sin ningún tipo de desvío, los precios de energía y reservas de la programación diaria deben ser exactamente iguales a los de la operación real.

### Aumentar la granularidad temporal de precios y re-programaciones

Recomendamos aumentar la resolución temporal de precios en la operación real, apuntando inicialmente a una determinación de precios cada 15 minutos, pudiendo eventualmente migrar al cálculo de precios cada 5 minutos. Los beneficios de una mayor granularidad de precios ya han sido ampliamente documentados (IRENA, 2019; Muñoz et al., 2020), dentro de los principales beneficios destacamos lo siguientes:

- a) Permite que todos los recursos que prestan flexibilidad al sistema obtengan una remuneración adecuada, ya que una alta resolución de precios permite que éstos reflejen de mejor manera todas las restricciones físicas del sistema (e.g., rampas).
- b) Reduce la necesidad de activar reservas para acomodar desvíos.

- c) Es posible reducir, potencialmente, el volumen de reservas requeridas para mantener la seguridad del sistema.

### Implementar un mercado del día anterior de energía y reservas

De manera posterior a los cambios anteriores, recomendamos implementar un mercado del día anterior de energía y reservas con vinculación financiera, acompañado de mercados intradiarios del tiempo real con vinculación física. Este tipo de esquema permitiría determinar tanto los costos de disponibilidad como de activación de manera simultánea, en base a los resultados de la co-optimización del sistema. La consigna financiera resultante correspondería a un compromiso similar a un contrato por diferencia de corto plazo en que cualquier desvío respecto a la consigna del día anterior sería liquidado en base a los precios resultantes de la operación real del sistema.

La implementación de esta instancia de despeje se realizaría directamente en base a la programación diaria del sistema, utilizando las variables duales de las restricciones asociadas a los requerimientos de energía y reservas. La metodología es compatible con un mercado en base a costos auditados, como el existente hoy en día en el mercado eléctrico chileno (GC, 2018), y permitiría transitar gradualmente a un mercado basado en distintos esquemas de ofertas de energía y reservas (i.e., ofertas por cantidades, por precios, o por precios y cantidades) en la medida que la autoridad lo considere pertinente.

El principal beneficio de implementar un mercado del día anterior de energía y reservas es incentivar a que todos los agentes que participan en el mercado, incluyendo la demanda, realicen el mejor pronóstico de su disponibilidad para la operación real, intentando minimizar los costos de rebalanceo del sistema producto de desvíos respecto a los compromisos adquiridos en el mercado del día anterior (Muñoz et al., 2020).

Destacamos que la distancia temporal que existe entre el diseño estándar de un mercado del día anterior y con los mercados intradiarios de la operación real tiene estrecha relación con el tiempo necesario para comprometer la participación de unidades de generación de partida lenta (e.g., una central a carbón). Sin embargo, es posible que, con los cambios tecnológicos que están ocurriendo, esta relación desaparezca y que el mercado del día anterior pase a ser principalmente un mercado de futuros de energía y reservas, sin tener una relación directa con decisiones físicas de encendido u apagado de unidades. En tal escenario, valdría la pena considerar la alternativa de acortar la distancia temporal entre este mercado y el de la operación real e incluso complementarlo con más instancias de transacciones futuras, de manera que todos los participantes del mercado puedan ir ajustando sus posiciones en la medida que aumenta la precisión de la información disponible para la operación real (e.g., pronósticos de demanda y de recursos renovables variables).

### Migrar a un único mecanismo de subastas de energía y reservas de precio uniforme

Como lo discutimos en la Observaciones 1, 2 y 3, el mecanismo de subastas discriminatorias o pay as bid incentiva a los agentes a ofertar su expectativa privada de la oferta más alta aceptada. En el caso de servicios con algún grado de sustitución, observamos que no es siempre posible replicar el resultado de una co-optimización eficiente con un mecanismo híbrido que combina un mercado basado en costos auditados y varios mercados de reservas basados en subastas discriminatorias, incluso en un escenario ideal en que no existe ningún tipo de incertidumbre.

Por todo lo discutido en la sección de Observaciones, recomendamos migrar a un mecanismo de subastas de precio uniforme de energía y reservas que entregue la misma señal de precio a todos los agentes que prestan a un servicio definido por el CEN. Un mecanismo de subastas de precio uniforme tendría las siguientes ventajas por sobre un mecanismo de subastas discriminatorias:

- a) Entregaría la misma señal de precios a todos los agentes que prestan el mismo servicio, sin ningún tipo de discriminación por factores que no deberían jugar un rol en la asignación de los servicios de energía o reservas (e.g., habilidad de predecir el precio de despeje de la energía en la operación real del sistema).
- b) Sería coherente con el principio marginalista sobre el que opera el diseño del mercado eléctrico de energía, en el cual se remuneran todos los servicios en base a un principio de precio uniforme.
- c) Entregaría las señales de precio adecuadas para la expansión óptima del sistema en el largo plazo, considerando las demandas por todos los SSCC necesarios para la operación segura del sistema.
- d) Bajo condiciones competitivas, incentivaría a los agentes a ofertar sus verdaderos costos directos de prestar los SSCC que operen en base a subastas y, de implementarse, el servicio de energía.
- e) Facilitaría el monitoreo de mercado y la potencial aplicación de herramientas de mitigación del ejercicio de poder de mercado, ya que una oferta de un agente tomador de precios es revelar sus costos directos y parámetros técnicos reales.

### Implementar medidas de monitoreo y mitigación de ofertas individuales basadas en tests estructurales y conductuales

Si bien en los mercados eléctricos de Estados Unidos hay precios techo, la principal herramienta de mitigación del ejercicio de poder de mercado es la combinación de tests estructurales de competencia, tests de comportamiento y estimaciones administrativas de los costos directos de prestación de un servicio en particular. A diferencia del actual uso de tests estructurales en los mercados de control de frecuencia en Chile, los tests estructurales en los mercados eléctricos en Estados Unidos se realizan de manera automática en cada hora de operación del mercado.

Asumiendo el uso de subastas de precio uniforme, recomendamos la implementación de un esquema similar de monitoreo y mitigación del ejercicio de poder de mercado en tiempo real en base al siguiente set de herramientas:

- a) Una estimación administrativa de los costos directos de prestación de un servicio (e.g., energía o algún SSCC en particular). Esta estimación puede ser basada en un informe similar al estudio de costos que se utiliza actualmente para remunerar la prestación de SSCC bajo instrucción directa.

- b) Tests estructurales automatizados que se realicen con la mayor frecuencia posible, idealmente con frecuencia horaria. El test más utilizado es el test pivotal que considera el impacto de una firma en cuestión y el de las dos firmas más grandes en una restricción (e.g., energía o reservas). Las ofertas de todas las firmas que fallen el test pivotal son reemplazadas por la estimación administrativa de los costos directos de prestación de un servicio, el software de co-optimización de energía y reservas determina los precios necesarios para que todos los agentes sigan la consigna de despacho, incluyendo los costos de oportunidad.
- c) Tests conductuales de corto plazo basados en bandas de ofertas entorno a la estimación administrativa de costos directos de prestación de un servicio (e.g., desvío de más de un 50% de la estimación administrativa de costos), éstas aplican tanto para los precios como para las cantidades ofertadas. Cualquier oferta que falle el test conductual es reemplazada por la estimación administrativa de costos directos.
- d) Monitoreo conductual de mediano o largo plazo que permita identificar desvíos respecto al comportamiento histórico, pero que no gatillen la activación de ninguna de las medidas de medidas de mitigación en base a los tests estructurales o conductuales de corto plazo (i.e., monitoreo ex post). Por ejemplo, fue a través del monitoreo conductual de mediano plazo que se detectó y, posteriormente, sancionó el comportamiento estratégico de J. P. Morgan en el mercado eléctrico de California. La Federal Energy Regulatory Commission multó a la firma por 410 millones de dólares producto del comportamiento estratégico en sus ofertas que le permitió ejercer poder de mercado sacando partido del mecanismo de Make Whole Payment (FERC, 2013).

Destacamos que, a excepción de las herramientas de monitoreo ex post, todo el resto es automatizable y puede operar en tándem con el resto de las herramientas de optimización utilizadas por el operador del sistema. Otro aspecto que queremos destacar es que el actual diseño de mercado de energía basado en costo en Chile ya emula parte de la estructura de los mercados en Estados Unidos, pudiendo interpretarse como un mercado en que las ofertas de energía son mitigadas un 100% del tiempo.

## Propuestas de corto y mediano plazo

A continuación, describimos algunas propuestas de corto y mediano plazo que podrían, posiblemente, mejorar el desempeño de los mercados de CSF y CTF. Listamos estas propuestas como alternativas de *segundo mejor*, suponiendo que en el corto plazo no es posible implementar ninguna de los elementos descritos en las propuestas de largo plazo. Sin embargo, reconocemos que algunas de estas propuestas sí deberían ser parte de una solución de largo plazo que aborde los problemas estructurales de diseño de las subastas (e.g., aumentar resolución temporal de ofertas, desarrollar un benchmark competitivo e introducir demandas de reservas que reflejen la contribución incremental de estos servicios a mantener la seguridad del sistema).

Queremos ser enfáticos en que las propuestas de esta sección son sólo medidas paliativas de corto plazo que, en ningún caso, abordan los problemas estructurales de diseño de los mercados de CSF y CTF que describimos anteriormente. Por lo mismo, es necesario que las expectativas del desempeño de los mercados se ajusten a las eventuales ineficiencias que podría causar cualquier restricción de corto o mediano plazo (e.g., imposibilidad de cambiar aspectos de diseño de mercado o de implementar nuevas plataformas de re-programación en el corto plazo).

Sumado a lo anterior, creemos que tener una visión clara sobre los objetivos de desarrollo del mercado energía y reservas en el largo plazo y de la visión de libre competencia local también facilitaría mucho el despliegue de propuestas. Desafortunadamente, tampoco tenemos claridad de estas visiones al momento de elaborar este documento, por lo que las propuestas que listamos en esta sección son alternativas que podrían responder a distintos objetivos de política pública.

### Aumentar la resolución temporal de ofertas

Dentro de todas las posibilidades de mejora de diseño del mercado, creemos que aumentar la resolución temporal de ofertas no debería ser objeto de cuestionamiento. Como lo abordamos en la sección de observaciones, las ofertas por bloques de 8 horas introducen riesgos injustificados en las subastas de CSF y CTF que se suman a los riesgos ya existentes por la incertidumbre asociada a las diferencias entre la programación diaria y la operación real del sistema. Sin embargo, incluso en el escenario en que no existan diferencias entre la programación diaria y la operación real, las ofertas por bloques seguirían causando distorsiones en la co-optimización de energía y reservas porque los costos de oportunidad de prestar reservas pueden variar hora a hora.

Recomendamos aumentar la resolución temporal de ofertas en las subastas de CSF y CTF de manera que, idealmente, los parámetros de oferta coincidan con la resolución temporal del cálculo de precios spot o costos marginales del sistema. En la medida que se sigan utilizando subastas discriminatorias o pay as bid, cualquier simplificación que no considere la misma resolución del cálculo de precios de la energía siempre puede resultar en ineficiencias en la programación y/o en el cálculo de precios de energía o reservas.

## Desarrollar un benchmark competitivo y utilizarlo como mecanismo de remuneración en condiciones en que se descarten condiciones de competencia

Recomendamos desarrollar un modelo de simulación de competencia perfecta en base a estimaciones administrativas de costos directos de provisión de reservas y energía. El modelo podría estar basado en un principio similar al que se utiliza actualmente para determinar los precios techo, en que se hace referencia a una subasta de precio uniforme eficiente, suponiendo que todos los agentes que prestan el mismo servicio obtienen la misma remuneración en base a las variables duales de las restricciones de reservas.

La ventaja de utilizar este tipo de mecanismo de remuneración—en vez de la actual metodología basada en el estudio de costos con cálculo de costos de oportunidad ex post—es que las variables duales de las restricciones de reservas reflejan el valor incremental del servicio para el sistema y no sólo los costos directos de prestación del servicio. En la medida que el modelamiento esté bien realizado (i.e., que se considere la estimación administrativa de todos los costos directos asociados a prestar reservas), las variables duales asociadas a la prestación de reservas deberían reflejar de manera adecuada los costos de oportunidad de las unidades. Destacamos que este mismo mecanismo de remuneración basado en costos ya había sido propuesto en un estudio previo para otra organización (GC, 2018).

A pesar de que esta alternativa de remuneración sea consecuente con la teoría marginalista, su implementación presenta dos desafíos. El primer desafío tiene que ver con las posibles diferencias de precios de energía que resultan entre la operación programada y la operación real del sistema y la falta de un esquema vinculante de energía y reservas en el día anterior. Como resultado, es posible que las variables duales de reservas que emergen de la operación programada en base a una co-optimización que sólo considera la estimación administrativa de costos directos no permitan a los agentes cubrir sus reales costos de oportunidad resultantes de la operación real.

Una posible alternativa para abordar este problema es garantizar que una unidad que presta reservas nunca incurrirá en pérdidas económicas respecto a la alternativa de haber entregado energía en la operación real. Por ejemplo, en PJM las unidades que prestan reservas obtienen una remuneración por disponibilidad en la operación real que es el máximo entre las variables duales de las restricciones de reservas y su costo de oportunidad determinado ex post en la operación real.<sup>5</sup> Sin embargo, queremos recalcar que, en el caso de PJM, estas diferencias son pequeñas, ya que están asociadas a diferencias entre la última re-programación del sistema del mercado en tiempo real y el despacho final en intervalos de no más de 60 minutos. Por el contrario, de implementarse algo similar en Chile, habrá que tener en consideración que las diferencias entre la programación diaria y la operación real del sistema podrían ser muchísimo mayores producto de los errores diarios de pronósticos de demanda, fallas y generación a partir de tecnologías que dependen de recursos variables.

---

<sup>5</sup> Por ejemplo, de acuerdo con MA (2016) “(t)he synchronized reserve offer price made by the unit owner is subject to an offer cap of marginal cost plus \$7.50 per MW. All suppliers are paid the higher of the market clearing price or their offer plus their unit specific opportunity cost.”

El segundo desafío tiene relación con la sensibilidad de los precios que resultan de las variables asociadas a las restricciones de reservas a las condiciones del sistema y al volumen requerido de reservas para garantizar la operación segura en el corto plazo. Como solución a este segundo desafío proponemos introducir curvas de demanda de reservas operativas, descritas en el siguiente inciso.

### Implementar curvas de demanda de reservas que reconozcan la contribución incremental de estos servicios a la seguridad y flexibilidad al sistema

Uno de los desafíos de obtener señales de precios eficientes a partir de las variables duales de la co-optimización de energía y reservas es que estas variables también deberían reflejen la disponibilidad a pagar de la sociedad por un mayor nivel de seguridad y no sólo los costos sistémicos incrementales de proveer las reservas. Cuando lo primero no ocurre, es posible que las variables duales que resultan de la co-optimización del sistema sean artificialmente bajas o incluso cero en varios periodos de la operación del sistema. Para abordar este problema, recomendamos implementar curvas de demandas de reservas con un cierto nivel de elasticidad y no sólo un requerimiento técnico de reserva mínima.

El concepto de curva de demanda de reserva operativa u Operating Reserve Demand Curve (ORDC) fue inicialmente propuesto por Hogan (2013) y hoy ya se utiliza en los mercados eléctricos de Texas y Méjico. El concepto de diseño es sencillo, una ORDC no es más que una aproximación administrativa de lo que el sistema debería estar dispuesto a pagar por una unidad adicional de reservas en base al costo de falla y la probabilidad de pérdida de carga o falla (LOLP). La lógica de la curva de demanda es la siguiente: a mayor nivel de reservas, menor es la probabilidad de pérdida de carga en el corto plazo.

Por ejemplo, PJM está considerando implementar ORDCs para abordar el problema de que los precios de algunas reservas sean artificialmente bajos en muchos de los periodos de operación. De acuerdo con PJM (2018) *“(r)eserve price (for either Synchronized or Primary Reserves) falls to \$0/MWh if the total MW reserves in the system are greater than the sum of Step 1 and Step 2 (even by 1 MW). This indicates that additional reserves have no value. Additional reserves, however, provide reliability value in that they reduce the chance of falling below the requirement and the chance of a loss-of-load.”* La siguiente figura ilustra la propuesta de ORDC de PJM (verde) y la actual curva inelástica de requerimientos de reservas en el sistema (línea punteada).

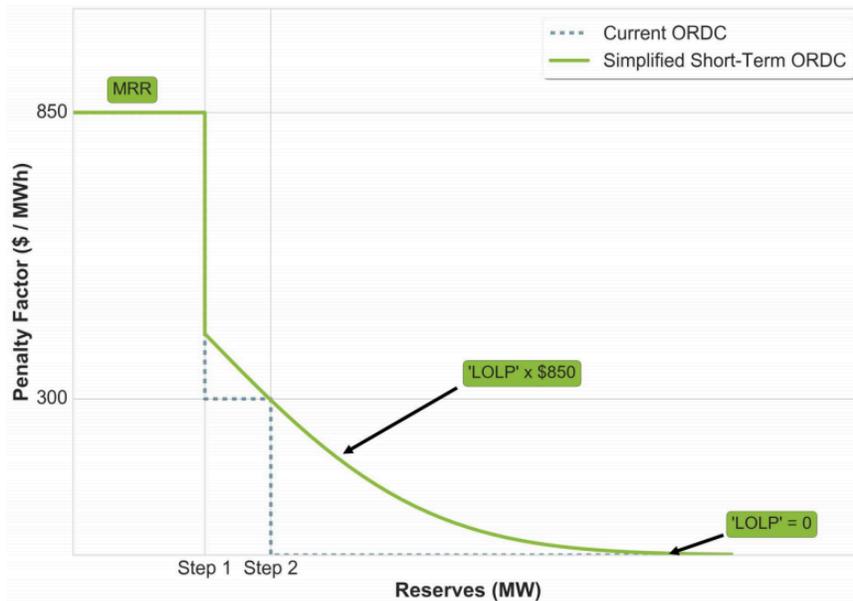


Figura 15: Propuesta de ORDC para PJM. Imagen de PJM (2018).

Por ejemplo, en la figura anterior, cada vez que el sistema cuenta con más reservas disponibles que las definidas por “Step 2”, el dual de la restricción de reservas asociadas es igual a cero, incluso en situaciones en que la sobreoferta de reservas sea de sólo de 1 MW. Evidentemente, tal comportamiento de precios no se condice con la contribución a la seguridad del sistema, ya que 1 MW adicional de reservas difícilmente reduciría la probabilidad de pérdida de carga del sistema a cero. Por lo mismo, una curva elástica de demanda de reservas permite, de manera administrativa, introducir una señal económica del valor incremental del servicio a la seguridad del sistema. Además, existe evidencia de que su implementación ayuda a mejorar la remuneración de recursos que aportan atributos de flexibilidad al sistema (Papavasiliou & Smeers, 2017).

Destacamos que el principio económico que justifica el uso de las curvas de demanda de reservas operativas es muy similar al que se utiliza para la determinación del valor del agua para su posterior uso en modelos de co-optimización de cortísimo plazo. Una curva del valor del agua no es más que una aproximación del resultado de un complejo modelo de coordinación hidrotérmica que tiene un horizonte de planificación muchísimo mayor que la programación diaria del sistema y que considera explícitamente múltiples posibles escenarios de hidrologías en el futuro y el costo de falla. Sin embargo, a diferencia del cálculo del valor del agua, las curvas de demanda de reservas se pueden estimar utilizando métodos estadísticos, por lo que su implementación es relativamente simple.

### Determinar el precio techo en base al benchmark competitivo o en base a datos de ofertas

El precio máximo o precio techo único en una subasta reversa es un instrumento de diseño que puede tener, al menos, tres objetivos económicos distintos:

1. Puede ser usado como un instrumento para la optimización de la subasta. Es decir, se determina este parámetro con el fin de minimizar el pago esperado del servicio (para el

caso de subastas óptimas ver Myerson (1981)). La forma de calcularlo requiere primero la estimación de las funciones de distribución de las valoraciones de los oferentes usando datos históricos, para luego determinar una valoración virtual (Paarsch et al., 2006). A pesar de que el principio económico subyacente permite definir mejoras en el diseño, según el análisis de Bulow & Klemperer (1996), este precio techo tendría un alcance limitado en comparación con una política de aumento del número de oferentes.

2. El precio techo también puede ser usado para manifestar la máxima disposición a pagar cuando el comparador tiene considerado un valor de opción para la provisión alternativa del servicio, como podría ser la compra directa o la provisión *in-house*. Por ejemplo, en mercados de capacidad es común usar una curva de demanda que, para niveles de capacidad de reserva instalada menores al objetivo al resource-adequacy target, definen una máxima disponibilidad a pagar equivalente al costo neto de entrada de una unidad de referencia (e.g., una turbina a gas).
3. Una tercera opción corresponde a usar este precio techo como una restricción, es decir como un “seguro” ante posibles conductas estratégicas tendientes a subir artificialmente el precio por parte de uno o mas oferentes. Obedece entonces a un diseño como instrumento de mitigación de ofertas con poder de mercado.

Las tres alternativas descritas tienen objetivos y lógicas de diseño distintos, cuyos fundamentos teóricos (y validaciones empíricas) no necesariamente están relacionados. A pesar de esto, hay una extensa literatura que pone en duda la efectividad del uso de precios techo, independiente del caso, y que a veces pueden crear tantos problemas como soluciones (Knittel & Stango, 2003; Hogan, 2005; Newbery, 2016). La limitada efectividad del uso de precios techo tiene múltiples causas, entre las que se encuentran la dificultad de hacer una estimación correcta del parámetro y los efectos conductuales que pueden inducir en los oferentes (e.g., punto focal de oferta o señal de valoración en subastas de valor común).

En el caso del precio techo de las subastas de SSCC en Chile, con cierta seguridad, inferimos que su objetivo original sería el caso 2 y 3 de los listados anteriormente. Las reglas de la subasta muestran que cuando hay ofertas muy cercanas a precio techo y se gatilla el FPS, reduciendo el precio techo, frecuentemente ocurren situaciones en que las subastas son declaradas desiertas o parcialmente desiertas, pasando a un sistema de despacho y remuneración determinando por la autoridad, es decir, se procede a un sistema de provisión alternativo (caso 2). Por otro lado, dado el diseño de la subasta y la discusión que hubo en su implementación, uno de los aspectos que se deseó prevenir fue el ejercicio de poder de mercado en las ofertas, de manera de poder conseguir un buen desarrollo (señales de mercado eficientes) de este nuevo mercado (caso 3).

Este último caso es más complejo, pues deberíamos partir por preguntarnos ¿es un precio techo, uniforme para todo el mercado, una alternativa adecuada como único instrumento para mitigar ofertas no competitivas? Para que lo fuera, se debe tener una estimación razonable sobre lo que serían ofertas de agentes tomadores de precios. Sin embargo, como lo discutimos anteriormente, bajo el actual diseño con subastas discriminatorias, es muy difícil realizar estimaciones de una oferta óptima de un agente racional tomadores de precios pues, dada la estructura del mercado

e información disponible al momento de realizar las ofertas, es esperable que las ofertas incluyan primas por riesgo y, posiblemente, visiones privadas de los costos marginales en la operación real del sistema.

Si observamos el desempeño de los mecanismos de subastas en sus primeros meses de operación, también vale la pena cuestionarse el rol de los precios techo en cada uno de los mercados y si es que éstos contuvieron de manera efectiva posibles ofertas anormalmente altas. Por ejemplo, ¿qué habría ocurrido si el precio techo hubiese sido mucho más alto? ¿Resultó ser el precio techo simplemente una aproximación del precio de despeje de las subastas? Desafortunadamente, estas son preguntas que no es posible abordar sin un adecuado estudio econométrico que escapa del alcance de este informe, como lo indicamos al inicio de este documento.

A pesar de ello, es tentador aventurar respuestas a las preguntas anteriores, como que los datos muestran evidencia de que en verdad existió un proceso de aprendizaje inicial seguido de un régimen de ofertas relativamente estables en los últimos períodos. Sin embargo, un análisis visual de los datos no es suficiente como para poder desprender conductas estratégicas ilegítimas porque, como se mencionó mas arriba, si los precios techo en realidad fueron muy cercanos al precio de despeje eficiente de las subastas, entonces los datos simplemente son reflejo de un proceso competitivo. Sin embargo, este escenario parece poco probable porque, en base a lo que indicamos en las observaciones, el cálculo de algunos de los precios techo se realiza considerando costos adicionales a los costos directos de prestación de servicios. Por lo tanto, es posible que algunos precios techo fueron calculados en base a sobreestimaciones de las variables duales de reserva de referencia, asumiendo subastas de precio uniforme.

En general, estos y otros posibles escenarios tienen distintas implicancias para un rediseño del mercado. Por ejemplo, un escenario en que los precios techo son muy altos respecto a un benchmark de referencia y en que éstos pueden actuar como punto focal de coordinación tiene consecuencias de libre competencia. Por el contrario, un escenario en que los precios techo son muy bajos o cercanos a un benchmark competitivo requeriría reconsiderar el rol de los precios techo en las subastas. Por ende, reiteramos la importancia de ser cautos y de no desprender de los datos conclusiones no validadas por un estudio econométrico, el que además podría orientar un posible rediseño de aspectos como el precio techo de las subastas de SSCC.

Dicho lo anterior, y antes de realizar cualquier cambio al diseño de las subastas en el corto plazo, es necesario tener presente que una de las características más importantes del actual sistema de subastas de SSCC es que éstas son repetidas a diario. Esta repetición puede tener efectos positivos y negativos en las conductas estratégicas producto del rápido proceso de aprendizaje que se espera de los participantes (por lo que se tendería rápidamente a distribuciones estables). Por ejemplo, producto de lo anterior, es esperable que los oferentes logren internalizar rápidamente las variables relevantes para ofertar (e.g., reglas, información incompleta sobre valoraciones de los oponentes, *timing*, etc.), lo cual tendría un efecto positivo en las subastas. Sin embargo, la interacción repetida también podría tender el efecto negativo de que medidas que busquen limitar el comportamiento estratégico o la coordinación entre agentes (e.g., ocultación del precio techo o postergar entrega de información de adjudicaciones) puedan sólo puedan ser efectivas en el corto plazo, de manera transitoria.

Nuestra primera recomendación es realizar un estudio econométrico que permita entender cuáles son los factores que explican la conducta de precios observada en los primeros meses de

operación de los mecanismos de subastas de SSCC. Con este diagnóstico se podría tener una mejor noción del tipo de precio techo que realmente se necesita para lograr un buen funcionamiento del mercado.

Ahora bien, si se requiere hacer un rediseño de los precios techo, pero no se cuenta con el estudio mencionado, creemos que es posible mejorar la metodología de cálculo actual en base a los siguientes pasos:

1. Calcular precios de servicios de reservas de referencia en base a una programación que sólo considere las estimaciones administrativas de los costos directos de prestación de servicios. Los precios de reservas de referencia serían iguales a las variables duales resultantes de la co-optimización de energía y reservas del sistema en base a la información disponible al momento de realizar la programación.
2. Usar los precios de reserva del paso anterior como primer parámetro para determinar el precio techo. Sin embargo, es importante recordar que, a menos que se introduzcan curvas de demanda de reservas que reflejen la incertidumbre al momento de tomar decisiones en la programación diaria (i.e., ORDC), es muy probable que estos precios estén subestimados respecto a los niveles eficientes.
3. Un segundo parámetro de entrada para el cálculo del precio techo podría ser endógeno a cada subasta, de manera de dificultar el aprendizaje. Por ejemplo, una opción es tomar el valor promedio de las 2 ofertas más bajas, asumiendo que éstas entregan una medida razonable de las expectativas privadas de las realizaciones de los costos marginales en la operación real del sistema.
4. Reconocer que estas estimaciones son proxy de las valoraciones de los oferentes y construir el precio techo como el valor resultante de aplicar un porcentaje por encima del promedio de los dos parámetros antes mencionados. Destacamos que la actual metodología de cálculo de precios techo ya considera un factor que representa la incertidumbre asociada a parámetros del modelo de programación, como la estimación de costos directos de prestación de servicios, fallas y los pronósticos de demanda y generación a partir de fuentes variables.
5. Opcionalmente, incluir un mecanismo que prevenga un aumento injustificado de la estimación anterior en situaciones de aprendizaje de los oferentes, lo que afectaría incluso las ofertas más bajas de la subasta. Por ejemplo, se podría acotar superiormente el valor del precio techo en base a la suma del precio determinado con las variables duales de la programación más una estimación estadística calculada considerando datos históricos de desvíos entre los costos marginales de la operación programada y la operación real.

Un precio techo diseñado de esta manera tendría por objetivo prevenir el posible ejercicio de poder mercado por ofertas anormalmente altas, haciendo referencia a una estimación estructural del costo incremental de prestar reservas (i.e., en base a las variables duales) y, opcionalmente, a una estimación estadística de los costos de desvíos en base a datos históricos. Este diseño del precio techo buscaría, adicionalmente, evitar posibilidades de coordinación tácita a un valor muy cercano al precio techo al utilizar información endógena a la subasta. Sin embargo,

queremos recalcar que ésta no es una solución del todo infalible, pues dependerá de que qué tan previsible o anticipable es el valor de las ofertas endógenas que se utilicen como referencia (e.g., las dos ofertas mas bajas). Se recomienda calibrar y simular esta propuesta con los datos históricos de las subastas.

Lo anterior también se podría complementar con medidas de mitigación de ofertas individuales, haciendo analogía de los mecanismos de mitigación que normalmente se utilizan en los mercados eléctricos en Estados Unidos. Como lo mencionamos anteriormente, este tipo de estrategia de mitigación es relativamente fácil de implementarse en esquemas de subastas de precio uniforme acompaña nadas de un diseño de mercado de energía y reservas como el descrito en las propuestas de largo plazo, pero su aplicación no es tan directa en el caso de subastas discriminatorias o pay as bid. A pesar de ello, creemos que en el mediano plazo es posible explorar medidas de mitigación de ofertas individuales que combinen estimaciones directas del costo de prestación de servicios de reservas con estimaciones estadísticas de costos de oportunidad y primas por riesgos para cada unidad del sistema.

### Considerar la alternativa de complementar las subastas de corto plazo con contratos financieros de mediano o largo plazo

Como se ha documentado extensamente, la crisis del mercado eléctrico de California entre los años 2000 y 2001 se debió, en gran parte, a un mal diseño de mercado y a una carencia de contratos financieros de largo plazo (e.g., Power Purchase Agreements) al momento de su reestructuración. Curiosamente, hay varios estados y países que han reestructurado sus mercados de energía, introduciendo mecanismos de subastas, en condiciones de alta concentración de propiedad y sin necesariamente seguir los *guidelines* de mejores prácticas de diseño de mercados (e.g., mercados en base a subastas con precios zonales en Europa o en Colombia). Sin embargo, en ninguno de ellos se ha manifestado una crisis producto del ejercicio de poder de mercado de firmas generadoras con la magnitud de lo que ocurrió en California.

Como lo indica Bushnell (2004), el elemento distintivo del mercado eléctrico de California en comparación al resto de los mercados en que se han implementado subastas de energía fue la carencia de contratos de largo plazo, combinado con las limitadas herramientas de mitigación del ejercicio de poder de mercado en el corto plazo que tenía la unidad de monitoreo. En ese entonces, sólo se contaba con un precio techo que fue modificado varias veces durante la crisis y que, aparentemente, no tuvo la efectividad esperada de limitar el comportamiento estratégico de las firmas generadoras.

Los contratos financieros de largo plazo pueden ser muy útiles en reducir los incentivos a ejercer poder de mercado en el corto plazo. Esto ocurre porque firmas que se comprometen a entregar energía a un precio fijo y son deficitarias no tienen incentivos a ejecutar acciones (e.g., retener capacidad o realizar ofertas por sobre sus verdaderos costos marginales) que puedan resultar en alzas del precio spot.

Por ejemplo, las siguientes figuras muestran los precios de despeje de energía para distintos niveles de demanda en el mercado eléctrico del mercado eléctrico de PJM, en Estados Unidos, durante el verano del año 1999, antes de que las unidades de monitoreo de mercado contaran con las herramientas de detección y mitigación de poder de mercado con las que cuentan actualmente (i.e., tests pivotaes y mitigación automática de ofertas en tiempo real).

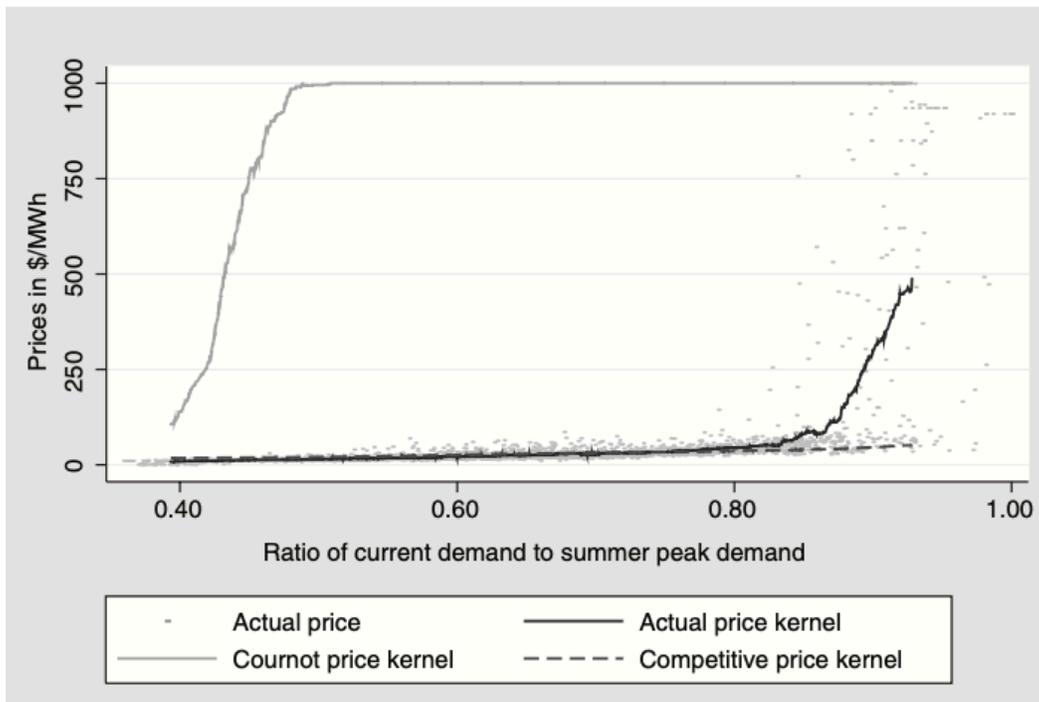


Figura 16: Precios de despeje versus demanda eléctrica en PJM. Resultados del modelo de equilibrio de Cournot (curva gris) sin considerar contratos. Gráfico de Bushnell et al. (2008).

En la Figura 16 se observan los precios de despeje observados del mercado (curva negra sólida), las predicciones ex post de un modelo en que se asume competencia perfecta (curva negra punteada) y las predicciones ex post de un modelo de competencia oligopolística de Cournot (curva gris sólida), ignorando la existencia de contratos largo plazo entre firmas generadoras y grandes consumidores o comercializadoras. Al respecto, queremos hacer tres observaciones importantes. Primero, el modelo de competencia perfecta entrega resultados que son muy similares a las realizaciones de precios del mercado spot de PJM en la gran mayoría de condiciones de demanda. En periodos de alta demanda, se observa que existe una desviación respecto al modelo de competencia perfecta de referencia por lo que, probablemente, en tales periodos hubo algún grado de ejercicio de poder de mercado. Tercero, el modelo de competencia imperfecta (Cournot) que no considera los contratos de largo plazo existentes pronostica precios de energía que están muy por sobre los observados en la realidad, entregando predicciones totalmente exageradas del potencial ejercicio de poder de mercado.

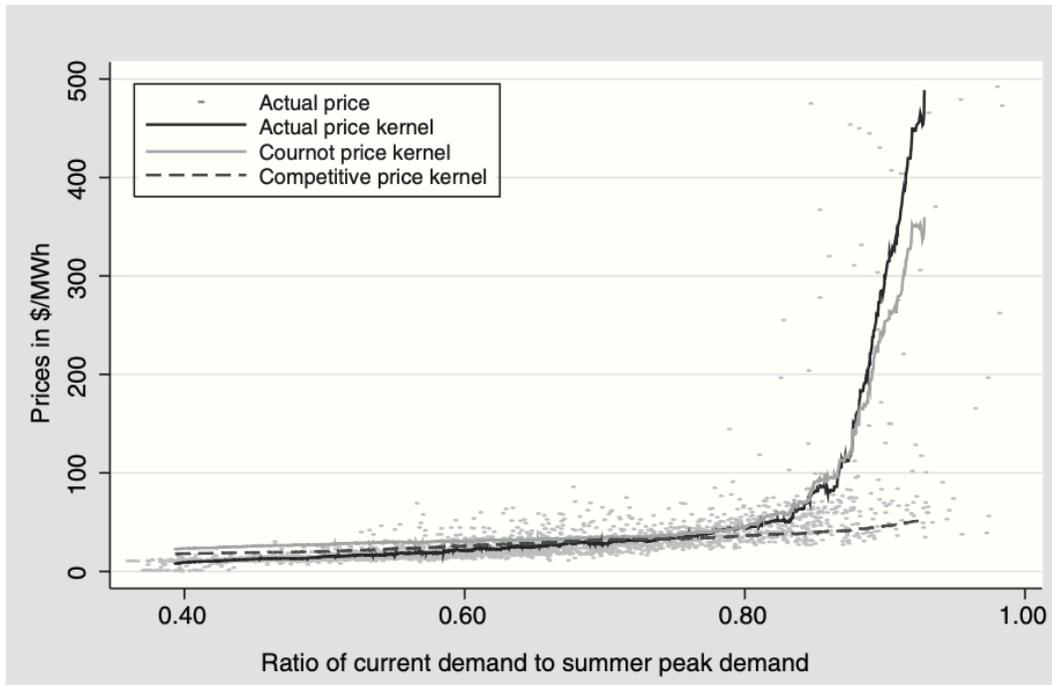


Figura 17: Precios de despeje versus demanda eléctrica en PJM. Resultados del modelo de equilibrio de Cournot (curva gris) considerando contratos de suministro existentes. Gráfico de Bushnell et al. (2008).

Sin embargo, como muestra la Figura 17, al considerar los contratos de largo plazo existentes en el modelo de Cournot, se obtienen predicciones de precios de despeje que son muy cercanas a las observadas en la realidad. En otras palabras, la única diferencia que existe entre la curva gris de la Figura 16 y la curva gris de la Figura 17 es que en la primera no hay contratos de suministro de largo plazo, toda la energía se transa al precio spot. Como lo mencionamos anteriormente, esto ocurre porque firmas que poseen compromisos financieros de largo plazo, como contratos por diferencia, no tienen incentivos a elevar el precio spot en condiciones deficitarias. Notar que, si bien los contratos no eliminan del todo los incentivos a ejercer poder de mercado, la evidencia empírica muestra que la pueden reducir enormemente, lo que podría facilitar la labor de unidades de monitoreo de competencia.

En base a estos antecedentes recomendamos que, de existir evidencia de que los mercados de SSCC carezcan del nivel de competencia o liquidez suficiente, se considere la posibilidad de complementar las subastas de corto plazo con un potencial mercado de contratos de mediano o largo plazo por los mismos servicios. Este tipo de diseño es poco común para servicios como el CSF o CTF, pero ya se ha utilizado en mercados como el de New England, en Estados Unidos.

Hay dos alternativas de contratos: físicos o financieros. En ISO New England se utilizan contratos físicos por 6 meses de duración que se adquieren en subastas bianuales (ISO NE, 2020). Las firmas que se comprometen a prestar algún servicio de reserva (e.g., 30 min. operating reserve), deben asegurarse de siempre contar con suficiente capacidad de reserva para cumplir sus compromisos, de lo contrario, cualquier desvío respecto a lo comprometido es penalizado en proporción a la señal de costo de corto plazo (e.g., una multa en función de un ponderador estrictamente mayor que 1 por el precio spot de energía).

La otra alternativa son los contratos financieros, como los contratos por diferencia que se utilizan normalmente en energía. Sin embargo, no tenemos conocimiento de algún mercado eléctrico en el mundo en que se utilicen contratos financieros para la prestación de servicios de reserva — excepto por los compromisos financieros que se adquieren mercados del día anterior—por lo que su implementación en Chile sería una innovación. A diferencia de los contratos físicos, los contratos financieros no requieren un compromiso explícito de prestación del servicio en base a una unidad específica.

La ventaja de los contratos financieros por sobre los físicos es que los primeros permiten que los recursos de generación, almacenamiento, o programas de respuesta de demanda del sistema el sistema sean co-optimizados en base a sus costos y disponibilidades de corto plazo. Al igual que los contratos por diferencia que se utilizan en el mercado de energía, los contratos financieros no alteran el despacho económico de corto plazo. Por el contrario, los contratos físicos involucran compromisos con unidades o tecnologías específicas por largos periodos de tiempo, lo que puede tener un impacto en la co-optimización de recursos del sistema en el corto plazo (e.g., se debe dar prioridad de uso a una unidad que posee un contrato físico, a pesar de que en el cortísimo plazo existan otras unidades que puedan prestar el mismo servicio a un menor costo).

Independientemente de si los contratos que se utilicen sean físicos o financieros, creemos que éstos pueden fomentar la competencia por el mercado de reservas (en vez de competencia en el mercado de reservas de corto plazo) y facilitar la entrada de nuevos actores.

## Un comentario final sobre los costos y beneficios de implementar propuestas de largo plazo

Una potencial barrera para la implementación de las propuestas de largo plazo, particularmente de los mecanismos de despacho más sofisticados de los que se dispone actualmente, es que éstos podrían requerir inversiones en nuevas plataformas y, posiblemente, aumentar la dotación de personal técnico del CEN, lo que implicaría un posible aumento de los costos de gestión de procesos y de la administración del SEN. En efecto, es posible que, con la actual disponibilidad de plataformas computacionales, software y recursos humanos del CEN, no sea factible implementar, por ejemplo, mecanismos de redespacho y cálculo de precios en base a variables duales cada 15 minutos en la operación real del sistema.

Al respecto, queremos destacar la importancia de que el análisis previo a la decisión de implementar cualquiera de los cambios de largo plazo sugeridos en el presente informe se realice ponderando tanto los costos como los potenciales beneficios económicos resultantes de su implementación. Esta lógica de análisis permitirá priorizar la implementación de modificaciones que resulten en los mayores beneficios económicos esperados para el sistema, al menor costo posible. Sin embargo, si, por el contrario, sólo se analizan las alternativas en base a sus costos de implementación, existirá el riesgo de que sólo se le dé prioridad a mejoras de menor costo, las que no necesariamente entregarán los mayores beneficios económicos para el sistema.

Si bien el análisis de costos y beneficios de cada una de las propuestas descritas escapa del alcance de este informe, creemos que vale la pena mencionar algunos ejemplos documentados sobre experiencias internacionales de implementación de distintos tipos de mejoras a procesos y plataformas de despacho que han resultado en grandes beneficios económicos.

- a) Implementación y automatización del cálculo de precios nodales en base a software de despacho

Un objeto de debate en torno al diseño de mercados eléctricos es si es que es realmente necesario utilizar software de despacho y un esquema de precios nodales—que reflejen las restricciones del sistema de transmisión—en vez de un mecanismo sencillo de rebalanceo entre firmas en base a precios zonales. Esta discusión ha sido particularmente relevante en el contexto de diseño de algunos mercados eléctricos en Europa, donde aún domina el diseño de mercados eléctricos en base a señales de precio zonales.

Hoy se cuenta con varios estudios que cuantifican las ineficiencias económicas que resultan como consecuencia de las re-programaciones o re-despachos necesarios para acomodar flujos infactibles producto del esquema de precios zonales. Por ejemplo, Aravena et al. (2020) estima que el costo anual de re-despachos producto de usar precios zonales y no un esquema de precios nodales en el mercado eléctrico de Europa Central es de 600 millones de euros al año. Sin embargo, no entregan una estimación del costo de cambiar el actual mecanismo de precios zonales a precios nodales.

Como se muestra en la siguiente figura, la experiencia de los distintos mercados eléctricos en Estados Unidos es que el costo total de implementación de mercados coordinados con precios nodales puede incluso ser cubierto con los beneficios de un año de operación con mayor eficiencia.

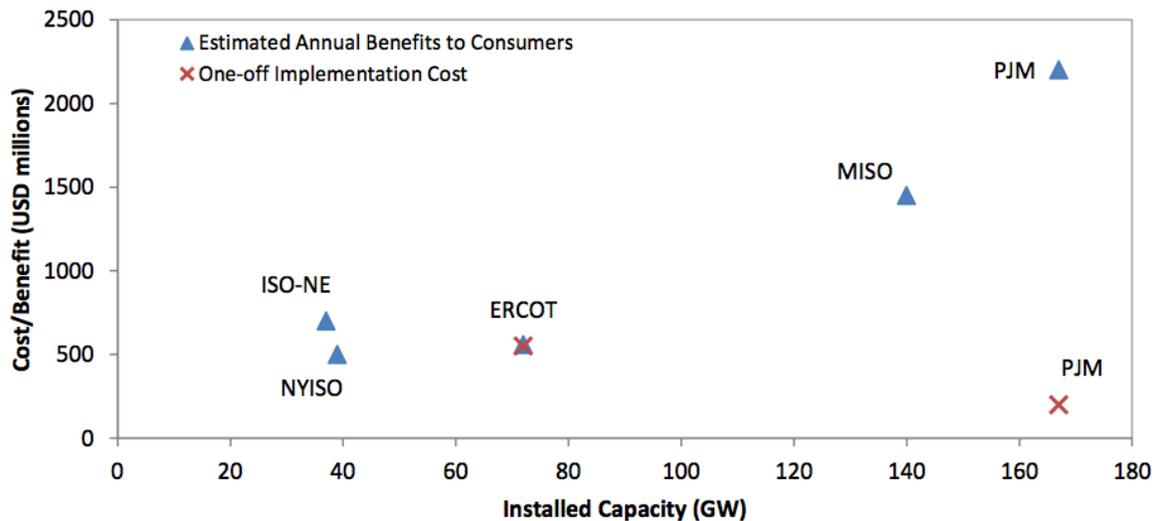


Figura 18: Beneficios anuales y costos totales de implementación de mercados eléctricos con precios nodales. Imagen de Neuhoff & Boyd (2011).

b) Uso de programación mixta entera para resolver pre-despacho

Antes de que se desarrollaran las herramientas de programación mixta entera con las que se cuentan hoy en día, el problema de pre-despacho o unit commitment era resuelto de manera aproximada con metodologías como la relajación Lagrangiana. De acuerdo con la Federal Energy Regulatory Commission, el uso de nuevas tecnologías disponibles para resolver el problema de pre-despacho ha resultado en ahorros de aproximadamente 250 millones de dólares al año en los mercados eléctricos de PJM, California, y el Southwest Power Pool (O'Neill et al., 2011).

c) Creación del Western Energy Imbalance Market (WEIM) en el oeste de los Estados Unidos

El WEIM comenzó su operación en Noviembre de 2014 y consiste en un mercado de desbalances en la operación real (15 minutos) de varios sistemas eléctricos en California, Oregon, Washington, British Columbia, Idaho, Nevada, Arizona, Utah y Colorado. De acuerdo con la plataforma de trading del WEIM, los ahorros acumulados desde 2014 en costos de despacho producto de una mejor coordinación entre los diferentes sistemas eléctricos del oeste de los Estados Unidos hoy alcanzan los 1000 millones de dólares (WEIM, 2020). Egan (2020) indica que, si bien los costos de implementar las plataformas necesarias para unirse al WEIM no son bajos, los beneficios económicos que han resultado para los participantes justifican creces la inversión inicial.

## Referencias

- Aravena, I., Lete, Q., Papavasiliou, A., & Smeers, Y. (2020) Transmission Capacity Allocation in Zonal Electricity Markets, *Operations Research*, forthcoming.
- Borenstein, S., Bushnell, J., & Knittel, C. R. (1999). Market power in electricity markets: Beyond concentration measures. *The Energy Journal*, 20(4).
- Budish, E., Cramton, P., & Shim, J. (2015). The high-frequency trading arms race: Frequent batch auctions as a market design response. *The Quarterly Journal of Economics*, 130(4), 1547-1621.
- Bulow, J. & P. Klemperer (1996) Auctions vs Negotiations. *American Economic Review*, Vol. 86, No. 1. (Mar., 1996), pp. 180-194.
- Bushnell, J. (2004). California's electricity crisis: a market apart?. *Energy policy*, 32(9), 1045-1052.
- Bushnell, J. B., Mansur, E. T., & Saravia, C. (2008). Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured US electricity markets. *American Economic Review*, 98(1), 237-66.
- Camelo, S., Papavasiliou, A., de Castro, L., Riascos, Á., & Oren, S. (2018). A structural model to evaluate the transition from self-commitment to centralized unit commitment. *Energy Economics*, 75, 560-572.
- Cramton, P., & Stoft, S. (2007). Why we need to stick with uniform-price auctions in electricity markets. *The Electricity Journal*, 20(1), 26-37.
- CEN (2020). Informe de Servicios Complementarios Año 2020. Coordinador Eléctrico Nacional.
- CNE (2019). Presentación sobre Nuevo Régimen de SSCC, Origen y Desafíos. Comisión Nacional de Energía.
- CNE (2020). Presentación sobre Mercado de SSCC. Comisión Nacional de Energía.
- De Vos, K., Stevens, N., Devolder, O., Papavasiliou, A., Hebb, B., & Matthys-Donnadieu, J. (2019). Dynamic dimensioning approach for operating reserves: Proof of concept in Belgium. *Energy Policy*, 124, 272-285.
- DICTUC (2019a). Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC, Informe Final.
- DICTUC (2019b). Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Intergrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones, Informe Final.
- Egan, J. (2020). A seat at the trading table: Public power and the energy imbalance markets. American Public Power Association. Disponible en

<https://www.publicpower.org/periodical/article/seat-trading-table-public-power-and-energy-imbalance-markets>

Engelmann, D. & W. Müller (2011). Collusion through price ceilings? In search of a focal-point effect, *Journal of Economic Behavior & Organization*, Volume 79, Issue 3.

Fabra, N., von der Fehr, N. H., & Harbord, D. (2006). Designing electricity auctions. *The RAND Journal of Economics*, 37(1), 23-46.

FERC (2013). Order Approving Stipulation and Consent Agreement 144 FERC 61,068. Federal Energy Regulatory Commission. Retrieved from [www.ferc.gov/CalendarFiles/20130730080931-IN11-8-000.pdf](http://www.ferc.gov/CalendarFiles/20130730080931-IN11-8-000.pdf)

GC (2018). Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile. Generadoras de Chile.

Heim, S., & Götz, G. (2013). *Do Pay-as-bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany's Market for Reserve Power*. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung. Berlin (Discussion Paper No. 13-035).

Hirth, L., & Ziegenhagen, I. (2015). Balancing power and variable renewables: Three links. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 1035-1051.

Hogan, W. W. (2005). On an "Energy only" electricity market design for resource adequacy.

Hogan, W. W. (2013). Electricity scarcity pricing through operating reserves. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), 65-86.

Hogan, W. W. & Pope, S. L. (2019). PJM Reserve Markets: Operating Reserve Demand Curve Enhancements. Disponible en [http://lmpmarketdesign.com/papers/hogan\\_pope\\_pjm\\_report\\_032119.pdf](http://lmpmarketdesign.com/papers/hogan_pope_pjm_report_032119.pdf)

IRENA (2019), Innovation landscape brief: Increasing time granularity in electricity markets, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Isemonger, A. G. (2006). The benefits and risks of virtual bidding in multi-settlement markets. *The Electricity Journal*, 19(9), 26-36.

ISO NE (2020). FAQs Forward Reserve Market, ISO New England. Disponible en <https://www.iso-ne.com/participate/support/faq/forward-reserve-market>

Jha, A., & Wolak, F. A. (2019). *Can Financial Participants Improve Price Discovery and Efficiency in Multi-Settlement Markets with Trading Costs?* (No. w25851). National Bureau of Economic Research.

Kahn, A. E., Cramton, P. C., Porter, R. H., & Tabors, R. D. (2001). Uniform pricing or pay-as-bid pricing: a dilemma for California and beyond. *The Electricity Journal*, 14(6), 70-79

Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2018). *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons.

Knittel, C. R., & Stango, V. (2003). Price ceilings as focal points for tacit collusion: Evidence from credit cards. *American Economic Review*, 93(5), 1703-1729.

MA (2016). 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through March. Monitoring Analytics.

Mansur, E. T., & White, M. (2012). Market organization and efficiency in electricity markets. Disponible en [http://tuck-fac-cen.dartmouth.edu/images/uploads/faculty/erin-mansur/mansur\\_white\\_pjmaep.pdf](http://tuck-fac-cen.dartmouth.edu/images/uploads/faculty/erin-mansur/mansur_white_pjmaep.pdf)

Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E., & Moreno, R. (2020). Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. Under review.

Myerson, R (1981), "Optimal Auctions," *Mathematics of Operations Research* 6.

Neuhoff, K., & Boyd, R. (2011). International experiences of nodal pricing implementation. *Working Document (Version July)*. Berlin: Climate Policy Initiative.

Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, 94, 401-410.

O'Neill, R. P., Dautel, T., & Krall, E. (2011). Recent ISO software enhancements and future software and modeling plans. *Federal Energy Regulatory Commission, Tech. Rep.*

Paarsch, Hong & Haley (2006) "An Introduction to the Structural Econometrics of Auction Data", The MIT Press.

Papavasiliou, A., & Smeers, Y. (2017). Remuneration of flexibility using operating reserve demand curves: A case study of Belgium. *The Energy Journal*, 38(6).

PJM (2018). Simplified Operating Reserve Demand Curve (ORDC) Enhancements. Presentation by Patricio Rocha-Garrido. Disponible en <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180523/20180523-item-03-simplified-operating-reserve-demand-curve.ashx>

Rassenti, S. J., Smith, V. L., & Wilson, B. J. (2003). Discriminatory price auctions in electricity markets: Low volatility at the expense of high price levels. *Journal of regulatory Economics*, 23(2), 109-123.

Read, E. G. (2010). Co-optimization of energy and ancillary service markets. In *Handbook of power systems I* (pp. 307-327). Springer, Berlin, Heidelberg.

Schmalensee, R. & R. Willig, (1989). *Handbook of Industrial Organization*.

Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (2013). *Spot pricing of electricity*. Springer Science & Business Media.

Tierney, S. F., Schatzki, T., & Mukerji, R. (2008). Uniform-pricing versus pay-as-bid in wholesale electricity markets: Does it make a difference?. *New York ISO*.

WEIM (2020). Western Energy Imbalance Market, Quarterly Benefits. Disponible en <https://www.westerneim.com/Pages/About/QuarterlyBenefits.aspx>

Wilson, R. (2002). Architecture of power markets. *Econometrica*, 70(4), 1299-1340.