

**Informe de los Servicios de Asesoría en el
Ámbito del Diseño de los Ajustes del Mercado Eléctrico
Necesarios ante una Alta Penetración de Energía
Renovable Variable**

Preparado para la Asociación de Generadoras de Chile

por:
Enzo Sauma
Daniel Olivares
Matías Negrete
Miguel Pérez de Arce

Santiago, 11 de Junio de 2018

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	OBJETIVOS	3
3.	METODOLOGÍA Y EQUIPO DE TRABAJO	4
4.	PROCESO DE DESARROLLO DEL ESTUDIO	5
4.1	REUNIONES DE TRABAJO.....	5
4.2	INFORMES DE AVANCE	6
4.3	ACTIVIDADES DE DIFUSIÓN.....	8
5.	RESULTADOS Y PROPUESTAS	9
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	18

1. INTRODUCCIÓN

La Asociación de Generadoras de Chile A.G. (en adelante A.G.) efectuó un llamado internacional para presentar propuestas para desarrollar el estudio denominado *“Market Design for a Large Share of Variable Renewable Energy in the Chilean National Electricity System”*, en adelante el “Estudio”. Como parte del llamado internacional, el Contratante estableció términos de referencia para el desarrollo del Estudio, los cuales fueron complementados por un proceso de dos rondas de consultas y respuestas, todos estos documentos, en adelante los “Términos de Referencia”.

Con fecha 28 de marzo de 2017, A.G. recibió doce (12) propuestas técnicas y económicas para desarrollar el Estudio. Después de un proceso de evaluación y selección de las propuestas recibidas, el Contratante adjudicó el desarrollo del Estudio al consorcio formado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, España, en adelante “IIT”, por la empresa consultora chilena Synex Ingenieros Consultores, y por la empresa consultora internacional Estudios Energéticos Consultores, todos en adelante el “Consortio”.

Adicionalmente a la adjudicación de ese Estudio, la Asociación de Generadoras de Chile A.G. solicitó al Centro de Energía de la Pontificia Universidad Católica de Chile, en adelante “CE-UC”, el servicio de apoyo para comentar, criticar y socializar apropiadamente el desarrollo del Estudio y sus resultados finales. Este servicio de apoyo queda definido en la carta enviada por el CE-UC al Mandante de fecha 7 de junio de 2017 que incluye también el presupuesto asociado al servicio que realizó el CE-UC de acuerdo al Contrato correspondiente. Dicha carta forma parte de un contrato firmado entre A.G. y CE-UC con fecha 8 de junio de 2017, en el cual se detallan las actividades comprometidas y que se describen en este informe.

2. OBJETIVOS

El objetivo general de esta asesoría del Centro de energía UC es apoyar a la Asociación de Generadoras de Chile en identificar y discutir las mejores prácticas que permitan dar solución a los requerimientos del mercado eléctrico chileno frente a una elevada penetración de energías renovables variables.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Participar en reuniones de coordinación y discusión con el Consorcio, proporcionando ideas y opiniones útiles para el desarrollo del Estudio;
- Organizar talleres cuya temática sea el contenido del Estudio;
- Elaborar un informe por escrito que describa el proceso completo de desarrollo del Estudio, incluyendo el seguimiento y difusión, e incorpore la opinión del CE-UC respecto de los resultados y propuestas considerados en el informe final del Estudio.

3. METODOLOGÍA Y EQUIPO DE TRABAJO

La metodología de trabajo para cumplir con los objetivos propuestos consistió en participar activamente en las diferentes instancias de reunión realizadas entre AG y el consorcio de consultores. Adicionalmente, se realizó un análisis de los informes preparados por el consorcio, entregando retroalimentación acerca de los aspectos a profundizar. En relación a la realización de dos workshop y un seminario final, éstos fueron organizados invitando a personas del sector público y privado ligadas al tema energético a nivel nacional. Es importante destacar que en el seminario final de nivel internacional, se contó con el patrocinio del Ministerio de Energía.

El equipo de trabajo estuvo compuesto de las siguientes 4 personas:

- Enzo Sauma (ES), Profesor Titular, Director del CE-UC, Facultad de Ingeniería UC.
- Daniel Olivares (DO), Profesor Asistente, Facultad de Ingeniería UC.
- Matías Negrete Pincetic (MN), Profesor Asistente, Facultad de Ingeniería UC.
- Miguel Pérez de Arce Jeria (MPJ), Secretario Ejecutivo del CE-UC.

4. PROCESO DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 Reuniones de Trabajo

1. Reunión del 16 de Junio: En dicha reunión el consorcio de consultores realizaron una presentación acerca del programa de actividades del estudio.
2. Reunión del 30 de Junio: En dicha reunión el consorcio de consultores realizaron una presentación acerca de la temática planteada, proporcionando valiosa información acerca de la panorámica internacional. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 3 de Julio de 2017. Entre los principales comentarios se sugirió agregar una discusión en torno a la pertinencia y aplicabilidad de cada experiencia internacional al caso Chileno, considerando su regulación y sus mercados de contratos y el spot de costos auditados. Adicionalmente, se sugirió incorporar una discusión acerca de la adaptabilidad del actual diseño de mercado Chileno para hacerse cargo de altas penetraciones de renovables, considerando responder la pregunta acerca si éste requiere cambios más profundos.
3. Reunión del 18 de Julio: En dicha reunión el consorcio de consultores realizaron una presentación acerca de la temática planteada, proporcionando valiosa información acerca de las fallas de mercado. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 28 de Julio de 2017. Entre las principales recomendaciones cabe destacar la necesidad de identificar con claridad cuáles son los atributos asociados a los servicios complementarios que se requerirían para preservar los conceptos de confiabilidad, suficiencia y sustentabilidad del sistema eléctrico frente a las condiciones de variabilidad e incertidumbre de las ERV. Se sugiere que es clave que el estudio considere cuáles son los mercados relevantes asociados a dichos atributos, además de identificar cuáles son las condiciones bajo las cuales se preservaría un sistema competitivo. Lo anterior se menciona con la finalidad alcanzar equilibrios económicamente eficientes, que a su vez entreguen las señales adecuadas para las inversiones en el largo plazo.
4. Reunión del 11 de Agosto: En dicha reunión el consorcio de consultores realizó una presentación acerca del contenido del informe 2, cuyo objetivo era presentar las fallas del

mercado chileno y mejores prácticas de la experiencia internacional. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 16 de Agosto de 2017.

5. Reunión del 14 de Septiembre: En dicha reunión el consorcio de consultores realizó una presentación acerca del contenido del informe 3, cuyo objetivo era presentar propuestas regulatorias aplicables al contexto chileno con el objetivo de garantizar la eficiencia del mercado en escenarios de elevada penetración renovable variable. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 29 de Septiembre de 2017.
6. Reunión del 10 de Noviembre: En dicha reunión el consorcio de consultores realizó una presentación acerca del contenido del informe 3 versión final, cuyo objetivo era presentar el total de los temas tratados a través del estudio. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 15 de Noviembre de 2017.

4.2 Informes de Avance

1. Informe de Avance 1: En dicho informe el consorcio de consultores realiza un análisis acerca de la experiencia internacional. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 14 de Julio de 2017. Entre los principales comentarios se sugirió analizar considerar que la aplicabilidad de algunos mecanismos internacionales al caso chileno no es para nada trivial ni evidente. En particular, se mencionó que se debe tener en cuenta que en el esquema vigente en Chile para la operación del mercado spot, basado en costos marginales auditados, es plausible esperar que los servicios complementarios y/o el mecanismo de pago por confiabilidad tengan un rol mucho más relevante en la integración de energías renovables, ya que los agentes no tienen la capacidad de internalizar otros costos en su oferta spot. Asimismo se comenta que en dicho esquema no es posible aplicar el concepto de desvío tal como se utiliza en la experiencia internacional, ya que no existe una instancia de mercado previa al mercado spot donde los agentes declaren un nivel de generación ofertado o esperado. Con esto, los mecanismos de cálculo de desvíos y precios de desvíos podrían presentar una complejidad adicional en el contexto chileno.

2. Informe de Avance 2: este informe comprende las etapas 2 y 3 del estudio, correspondientes a las fallas del mercado chileno y mejores prácticas de la experiencia internacional, respectivamente. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 16 de Agosto de 2017. Entre los principales comentarios se sugirió lo siguiente: (1) Incorporar un análisis de la evolución futura del sistema para el diseño de mercado actual; (2) Incorporar un análisis de eficiencia económica de la evolución inducida por el diseño actual de mercado; (3) Incorporar un análisis de alternativas de rediseño de mercado para corrección de ineficiencia a la luz de las mejores prácticas internacionales. En dicho contexto, también se sugirió analizar en su conjunto las distintas instancias del mercado chileno Mercado spot, Mercado de contratos, Pagos por potencia y Servicios complementarios; donde este tipo de análisis permitirá concluir justificadamente si (i) El diseño actual de mercado eléctrico en Chile sustenta la evolución confiable y eficiente del sistema en el largo plazo; o (ii) La estructura actual del mercado eléctrico en Chile permite la evolución confiable y eficiente, sin embargo requiere cambios en las metodologías de cálculo de cargos y remuneraciones; o (iii) El diseño actual no es apropiado, y deben incluirse nuevas instancias de mercado que remuneren servicios no contemplados en la actualidad.
3. Informe de Avance 3: este informe presenta propuestas regulatorias para el contexto chileno, esto con el objetivo de garantizar la eficiencia del mercado en escenarios de elevada penetración renovable variable. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 29 de Septiembre de 2017. Entre los principales comentarios se sugirió: (1) enfatizar lo deseable de implementar el mercado diario vinculante (con pre-despacho y precios) en el mediano plazo; (2) priorizar en orden de importancia y necesidad de los cambios regulatorios sugeridos; (3) explicar un poco más en detalle el por qué los autores del estudio consideran que el asignar los costos de reserva mediante subastas es sub-óptimo e ineficiente; (4) mayor claridad en describir cuales de las características de mercado chileno actual debieran ser modificadas para la implementación de un esquema como el propuesto; (5) Analizar el método probabilístico que utiliza el operador para determinar las reservas y como éste puede ser utilizado para la asignación de costos del servicio; (6) Explicitar si aplica un pago por energía de reserva.
4. Informe 3 Final: este informe presenta propuestas regulatorias para el contexto chileno, esto con el objetivo de garantizar la eficiencia del mercado en escenarios de elevada penetración

renovable variable. Con base a la información proporcionada, el CE-UC envió sus comentarios a través de carta del 15 de Noviembre de 2017. Entre los principales comentarios se sugirió lo siguiente: (1) Analizar el diseño de un mecanismo de incentivo que permita asignar los costos adicionales a sus responsables; (2) el informe y presentación final debiese enfocarse solamente en los grandes lineamientos de las propuestas y no en detalles específicos; (3) El informe debiese limitarse a entregar opciones y no tomar posición respecto a alguna de las opciones (uplift/side payments ó precios lineales); (4) El impacto en las inversiones de modificar con un esquema arbitrario dichos precios de corto plazo para internalizar costos no-convexos requiere mucho más análisis y estudios que el alcance de este proyecto; (5) se recomienda la posibilidad de estudiar e incluir como punto adicional a la propuesta que las variaciones respecto al despacho del día anterior para un generador consideren posibles acuerdos con demandas flexibles.

4.3 Actividades de Difusión

Como actividades de difusión fueron realizados dos talleres (workshops) de trabajo y un seminario final. Dichos eventos fueron organizados en coordinación con A.G. y el consorcio de consultores. Los eventos organizados fueron:

- Workshop Inicial: Este primer evento fue realizado el día 31 de Julio de 2017 en el Salón Matte del Centro de Extensión de la PUC entre 13:45 y 17:30. Asistieron 60 personas.
- Workshop intermedio: Este evento fue realizado el día 22 de Noviembre de 2017 en el Salón Gran Patagonia del Hotel BEST WESTERN PREMIER Marina Las Condes entre 8:30 y 13:00. Asistieron 92 personas.
- Seminario internacional final: Este evento fue realizado el día 30 de mayo de 2018 en el Salón Gran Atacama del Hotel BEST WESTERN PREMIER Marina Las Condes entre 8:30 y 13:00. Asistieron 135 personas.

5. Resultados y Propuestas

La instalación masiva de energías renovables variables (ERV) trae consigo muchos beneficios, pero también nuevos fenómenos que desafían los clásicos paradigmas en la operación y planificación de los sistemas eléctricos y de sus mercados asociados. Por ejemplo, el ciclaje de las centrales térmicas producto de la necesidad de flexibilidad del sistema presenta desafíos de coordinación, asignación de costos e impactos ambientales, entre otros. Similarmente, el potencial de flexibilidad de otros elementos del sistema, como la demanda o el almacenamiento, abre la necesidad para el diseño e implementación de esquemas operacionales y de mercado que incentiven la participación de estos elementos, lo que podría reducir los costos de flexibilidad asociados a una alta penetración de ERV. En esta sección se entrega un análisis con comentarios y recomendaciones para cada una de las propuestas técnicas descritas en el informe final entregado por el equipo consultor del estudio. Cabe destacar que el análisis presentado aquí se focaliza en una dimensión técnico-económica del diseño de mecanismos del mercado y no indaga en la implementación legal y/o reglamentaria de las propuestas realizadas, dado que dichas propuestas se encuentran aún a un nivel conceptual bastante general.

Programación y reprogramaciones de corto plazo vinculantes

Establecer como referencia vinculante la programación diaria realizada por el Coordinador de cara a la posterior aplicación del principio de causalidad de costo en el caso de que los desvíos caecidos planteen la necesidad de una ulterior reprogramación intradiaria

Tal como es descrito en el informe final de este estudio, establecer instancias vinculantes antes del despacho físico del sistema es un elemento de diseño adecuado para poder generar señales económicas de corto plazo. Lo anterior debido a que dichas señales incentivan a los agentes a mejorar sus estimaciones de consumo o generación. Este elemento de diseño está presente en diversos mercados tanto en los Estados Unidos como en Europa, como bien se describe en la revisión internacional del presente estudio.

En el contexto de los despachos vinculantes sería interesante considerar formulaciones de naturaleza estocástica para la programación del día anterior con el fin de minimizar conjuntamente los costos de energía y futuras reprogramaciones. En la misma línea no es claro cómo la demanda

participaría en el esquema propuesto. En particular se hace crítico estudiar en detalle el efecto de utilizar la mejor estimación de demanda por parte del coordinador en la programación del día anterior frente a la alternativa de permitir a la demanda una participación libre en las distintas reprogramaciones. El segundo caso permitiría a la demanda participar activamente en la compensación de desvíos mejorando la eficiencia en la operación del mercado eléctrico.

Surge la interrogante de si el uso de costos auditados es coherente con la integración de nuevas tecnologías que pueden ayudar al manejo de la variabilidad de las ERV. Por ejemplo, es necesario entender en este esquema cómo podría participar un generador ERV que instale baterías o realice contratos con demandas flexibles, e.g., demanda que actúe como filtro de algunas variaciones del recurso RV. Una alternativa es que el coordinador conozca todas las restricciones asociadas a las baterías o a la demanda flexible, los costos asociados, las integre en su programa de despacho y realice el despacho a mínimo costo. Sin embargo, si el número de participantes con ERV crece y sus alternativas para manejar su variabilidad también (e.g., baterías, respuesta de demanda y contratos con otros generadores), la cantidad de información que debiese manejar el coordinador, los procesos para auditar dicha información y los modelos de optimización que puedan ser necesarios de resolver para despachar el sistema podrían complejizarse. Una alternativa que está alineada con las mejores prácticas internacionales es permitir que dichos agentes puedan ofertar libremente en el mercado como resultado de estrategia de manejo de variabilidad. Lo anterior podría dar lugar a un esquema híbrido donde aquellas restricciones físicas y costos plausibles de auditar por el Coordinador, (e.g., transmisión y sistemas centralizados de almacenamiento) sean considerados en sus modelos, y que el resto de difícil auditoría sea internalizado en la oferta de cada uno de los agentes.

El reciente trabajo publicado en la revista *The Energy Journal* "*Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs*" de Francisco Muñoz, Sonja Wogrin, Shmuel Oren y Benjamin Hobbs describe potenciales ineficiencias económicas y complejidades de esquemas basados en costos auditados en el corto plazo, ilustrando el potencial comportamiento estratégico en inversiones y describiendo la dificultad de auditar de manera efectiva costos.

Respecto al tema de la asignación de costos a sus responsables se propone aplicar un criterio de causalidad respecto a asignar los costos a los responsables. Si bien este principio de causalidad es compartido por los académicos del CE-UC que realizaron este seguimiento, la efectividad de

implementación de dicho principio está sujeta a un diseño que permita de manera transparente y no discriminatoria la asignación de dichos costos, lo cual es particularmente desafiante en un sistema como el eléctrico, como se evidencia en el mismo estudio y su revisión internacional: no hay consenso en los países revisados donde se aplican diversos esquemas de asignación de estos costos (socializarlos, aplicar bandas de desvíos, etc.). Similarmente, diversos artículos disponibles en la literatura describen la complejidad del tema respecto a la cuantificación de costos de integración de renovables y la aplicación del principio de causalidad, como por ejemplo el trabajo de Michael Milligan et al., publicado en The Electricity Journal "*Integration of Variable Generation, Cost-Causation, and Integration Costs*". Respecto a la aplicación de esquemas de causalidad de costos para integración de renovables, el reciente trabajo de Pratyush Chakraborty et al., publicado en IEEE Transactions on Power Systems "*Cost Causation Based Allocation of Costs for Market Integration of Renewable Energy*", discute un marco conceptual para la aplicación del principio de causalidad, demostrando nuevamente la complejidad del tema.

Surge la interrogante de cómo definir de manera adecuada las causas de los costos de redespacho cuando en principio diversos atributos técnicos de distintas tecnologías podrían incrementar los costos de flexibilidad. Por ejemplo, unidades convencionales con mínimos técnicos elevados también podrían ser causantes de costos de ciclaje en el resto del sistema térmico. Similarmente, unidades de generación convencional poco flexibles también podrían potencialmente ser consideradas como causantes de costos de redespacho debido precisamente a su inflexibilidad para ajustar de manera técnicamente factible y económica sus puntos de operación. En un paradigma tecnológico renovable, donde la flexibilidad es importante, la falta de este atributo también podría ser considerado una causa para los costos de redespacho. Por lo tanto, no es evidente que solo se deba asignar los costos de redespacho a quienes se desvían y no a todos aquellos componentes del sistema que por sus atributos técnicos magnifican el impacto en costos de operación de dichos desvíos. Esta situación destaca aún más la conveniencia de usar una formulación estocástica (por ejemplo, de dos etapas) en la formulación del problema del día anterior, considerando explícitamente los costos esperados de redespacho.

Establecer como vinculantes los redespachos intradiarios que el Coordinador considere necesarios para readecuar la programación a la nueva información, asignando tras cada uno de ellos los costos asociados a los responsables de las modificaciones necesarias con respecto al anterior programa

Dada las consideraciones del punto anterior, el hecho de tener reprogramaciones intradiarias vinculantes es un elemento de diseño adecuado. Sin embargo, para permitir el uso de estas instancias como una forma efectiva para gestionar el riesgo de los agentes, frente a, por ejemplo, cambios en la información sobre disponibilidad, es necesario que exista una programación regular dada y conocida de aquellas instancias de reprogramación. En otras palabras, no parece un diseño apropiado que las instancias de redespacho sean decididas de manera ad-hoc por el coordinador cuando lo estime necesario.

Remuneración de los costos de arranque y acoplamiento (no-load cost) y consideración de su incorporación en el cómputo del precio marginal del mercado

La remuneración de costos no-convexos es un tema de gran debate tanto en el ámbito académico y de investigación como en el práctico y regulatorio. En el informe final del Estudio se discuten ventajas y desventajas de los actuales grandes paradigmas para compensar estos costos: el uso de pagos discriminatorios y la internalización en el costo marginal.

Es necesario recalcar que no existe consenso acerca de cómo compensar estos costos y si bien existen argumentos conceptuales a favor o en contra de un esquema particular, en la práctica no son concluyentes. Por ejemplo, en el artículo referido en el documento *"Electricity market-clearing prices and investment incentives: The role of pricing rules,"* de Ignacio Herrero, Pablo Rodilla y Carlos Batlle publicado en la revista *Energy Economics*, que compara esquemas discriminatorios y no-discriminatorios, se concluye:

"The results presented in this paper suggest that a properly designed linear pricing rule can be more efficient in the long term. But it has been evidenced that adapting a market from an existing non-linear settlement mechanism (or the other way around) could be a problematic process that requires careful planning. Also, the results found suggest that the gains from changing the pricing rule to affect investment decisions are small and can be easily swamped by other considerations."

Similares conclusiones aparecen en otros esquemas que, por ejemplo, minimizan los pagos discriminatorios basados en el *Convex Hull Pricing* y han sido tema de debate tanto académico como regulatorio en los Estados Unidos. Por ejemplo, en el paper *"Convex Hull Pricing in Electricity*

Markets: Formulation, Analysis, and Implementation Challenges," de D. A. Schiro, T. Zheng, F. Zhao and E. Litvinov, publicado en *IEEE Transactions on Power Systems* en 2016 se concluye que:

"Convex Hull Pricing is an interesting mathematical pricing concept. However, it is not yet fully understood and the appropriateness of its variants is debatable. A deeper analysis of ConvHP is needed before an informed judgment can be made about its relative benefits and costs for electricity markets. Simpler pricing schemes may be more practical and achieve similar outcomes."

El argumento entregado en el informe del consorcio de que la internalización de estos costos no-convexos modificando los precios, con el fin de acercarse a un esquema de precios no discriminatorios, podría ayudar a la eficiencia de largo plazo requiere más resultados o evidencia adicional para poder sustentarlo. Igualmente importante y relacionado con lo anterior, tampoco es claro cómo debiese hacerse el cálculo de la internalización de dichos costos fijos, particularmente porque dichos costos dependen fuertemente de la operación, e.g., tiempos de operación de las unidades. Por lo tanto, el impacto en las inversiones de modificar con un esquema arbitrario dichos precios de corto plazo para internalizar costos no-convexos requiere mucho más análisis y estudios que el alcance de este proyecto.

Finalmente, se hace notar la necesidad de evaluar el impacto de compensar estos costos respecto a los incentivos que el mercado está generando. En un ambiente dónde más ERV serán integradas la flexibilidad de la flota de generación es un atributo importante. Por lo tanto surge la interrogante si la compensación de estos costos de encendido y apagado, que son particularmente críticos en unidades poco flexibles, generará las señales que incentiven la actualización hacia un sistema flexible.

En resumen, la experiencia internacional muestra que distintos diseños en el mundo compensan estos costos utilizando diversos esquemas entre *pagos discriminatorios* e *internalización en el costo marginal*. Todos estos esquemas tienen potenciales ventajas y desventajas tanto a nivel conceptual/teórico como de implementación, y no existe consenso respecto a cuál esquema sería el más adecuado. Más aún, es esperable que el esquema adecuado para un sistema en particular sea altamente dependiente de las características técnicas y regulatorias de dicho sistema eléctrico. Por lo tanto la sugerencia del informe de no entregar recomendaciones específicas al caso chileno, respecto a la elección de alguno de los dos esquemas descritos (o una solución híbrida), debido a la

necesidad de estudiar en detalle los impactos en el contexto chileno nos parece totalmente razonable.

Servicios Complementarios y Gestión de Desvíos

Se identifican aspectos que favorecen el aseguramiento de niveles de reserva adecuados para el sistema a mínimo costo, pero al mismo tiempo, se refuerza la utilización de costos auditados para la optimización de las reservas, lo que puede constituir una barrera para nuevas tecnologías como el almacenamiento y la respuesta de demanda.

Aplicación de métodos probabilísticos y/o dinámicos para determinar el volumen de reservas

El uso de métodos probabilísticos, con todas las precauciones que se debe tener a la hora de diseñar el problema de optimización, permite incorporar de mejor manera los desvíos asociados a distribuciones de probabilidad continuas (e.g., disponibilidad de energía solar y eólica). De esta forma es posible establecer una programación de reservas en base a un modelo que considera de manera explícita criterios como la probabilidad de pérdida de carga y su costo para el sistema. Lo anterior reduce la discrecionalidad del operador del sistema en la determinación de los montos de reserva.

Co-optimizar la adquisición de energía y reservas utilizando un proceso análogo al considerado para la programación diaria, basado en costos y restricciones auditadas

La adquisición de reservas mediante co-optimización de energía y reservas permite, en principio, la minimización de los costos totales de operación del sistema. Nos parece que la utilización de costos auditados es de directa aplicación al problema de aseguramiento del nivel adecuado de reserva en un sistema dominado por tecnologías de generación convencional. Sin embargo, no se identifica a priori un problema en la co-existencia de un mercado de energía basado en costos y un mercado de servicios complementarios basado en ofertas que no pueda ser abordado mediante un buen diseño de mercado. Lo anterior es relevante ante la potencial entrada a mayor escala de sistemas de almacenamiento de energía y agregadores de respuesta de la demanda para los cuales no existen metodologías claras y objetivas para auditar los costos de operación.

Un diseño coherente debiera resguardar el principio de no tener un trato distinto para tecnologías similares que finalmente (en la operación del sistema) ofrecen el mismo producto/servicio; por ejemplo, dos unidades de generación térmica participando en la provisión de reserva de frecuencia deben tener exactamente las mismas reglas de participación en el mercado (i.e, ambas remuneradas en base a costos auditados o ambas enviando ofertas libres). Sin embargo, no se identifican impedimentos para tener distintos esquemas de pago para distintos productos. Por ejemplo, que una unidad térmica participe en el mercado de energía en base a costos auditados y otra unidad de las mismas características ofrezca capacidad de reserva en un mercado en base a subastas. Lo que si se debe resguardar, tal como se mencionó anteriormente, es que, si finalmente ambas térmicas son despachadas en la operación real, entonces la energía de ambas sea remunerada de la misma forma (es decir, en base a costos auditados).

Este esquema híbrido tampoco entra en conflicto si una unidad térmica participa en el mercado de reserva en base a costos auditados, y al mismo tiempo otras tecnologías de difícil auditoría de costos (e.g., baterías y respuesta de la demanda) participan bajo un esquema basado en ofertas. Lo anterior se deriva en virtud de la distinta naturaleza de las tecnologías y sus componentes de costos, que podrían hacer discriminatoria la aplicación de un esquema de mercado único.

Si bien el documento final del Estudio elabora sobre las particularidades del almacenamiento de energía en el mercado de los servicios complementarios, éstas no son abordadas en las propuestas finales.

Definición de productos diferenciados de capacidad de reserva a subir y a bajar y compra separada de capacidad de reserva (o disponibilidad de reserva) y de energía de balance (o uso)

La definición de productos diferenciados para reserva de subida y bajada permite desacoplar dichos productos con el fin de facilitar la participación de tecnologías que tienen distintos costos y restricciones asociadas a los mismos. Con lo anterior, se elimina una barrera innecesaria en la provisión de reservas que permitiría alcanzar menores costos de operación y mejorar la eficiencia del mercado.

Asignar los costos de activación de las reservas (energía de balance) en función de los desvíos con respecto al programa vinculante previo

Con respecto a la asignación de costos de activación de reservas, el diseño propuesto para el mercado de energía permite asignar de manera directa la responsabilidad sobre los desvíos con respecto a la última reprogramación vinculante a los distintos agentes. Al respecto es importante mencionar que dichos desvíos debiesen medirse sobre la inyección neta de cada generador, descontados los posibles contratos que cada uno haya establecido con el fin de compensar sus desviaciones a través de gestión de demanda o contratos bilaterales con otros proveedores de reserva. Lo anterior con el fin de ampliar las opciones de cada agente para reducir su incertidumbre y riesgo asociados.

Asignar los costos de reserva de capacidad según la probabilidad de que cada agente (o grupo de agentes) se desvíe

En cuanto a la asignación de costos de reserva de capacidad, se refuerza la visión del equipo consultor sobre la dificultad conceptual y práctica para la asignación de dichas responsabilidades. Esto principalmente debido a que el requerimiento de reserva de capacidad es obtenido a partir de un análisis estadístico de la operación del sistema en su totalidad, e intervienen distintos criterios de tipo probabilístico y determinístico. En este sentido, una metodología de asignación de costos de reserva de capacidad estará insalvablemente sujeta a cierto nivel de subjetividad; sin embargo, no es posible discutir esto en mayor detalle en ausencia de una propuesta concreta al respecto.

Mecanismo de Confiabilidad

Integrar las señales de largo plazo a la flexibilidad en el mecanismo de confiabilidad

La actualización de los mecanismos de confiabilidad de tal forma de compensar atributos adicionales a la potencia firme es un tema relevante en sistemas con alta penetración de ERV. Como es bien conocido, la disponibilidad de recursos flexibles es crítica para la operación confiable y económicamente eficiente de un sistema con alta penetración de ERV. En el estudio se presenta de manera general la propuesta de crear dos productos diferentes para remunerar la confiabilidad: suficiencia y flexibilidad. Al respecto, en nuestra opinión es muy relevante que existan penalizaciones elevadas al incumplimiento en la entrega del servicio de flexibilidad comprometido cuando este sea requerido, como bien se detalla en el informe. Sin embargo, para una evaluación

más acabada de la pertinencia y potencial impacto de tal mecanismo se requiere la definición de diversos elementos de diseño específicos. En particular, hace falta una definición precisa de flexibilidad, definición de las escalas de tiempo en las cuales aplica, definición de métricas para cuantificar requerimientos, mecanismos de mercado involucrados, etc. Con lo anterior, se recomienda trabajar en una profundización del diseño propuesto por el consultor con el fin de realizar un análisis acabado de su efectividad e impacto.

Condicionar el pago por capacidad a un compromiso a cumplir durante los periodos escasez

La aplicación de penalizaciones frente al incumplimiento del uso del atributo compensado en los pagos por confiabilidad es totalmente razonable. Tal como se menciona en el estudio dichas penalizaciones ya son implementadas en diversas jurisdicciones y son un elemento necesario para evitar el *money-for-nothing problem* descrito. Sin embargo, al igual que en el resto de las propuestas, detalles del diseño como por ejemplo indicadores o métricas para evaluar dicho desempeño se hacen necesarias de definir en una implementación de estas penalizaciones.

Almacenamiento de Energía

Propuestas sobre Almacenamiento de Energía

No existen propuestas concretas sobre almacenamiento de energía. Solamente hay una descripción general sobre la integración de almacenamiento y su impacto en diversas instancias, mercado energía, servicios complementarios y confiabilidad, tomando la experiencia de los Estados Unidos. Se requiere mucho más análisis para analizar el impacto de distintos diseños de mercado desde un nivel macro, como el definir si los almacenes son gestionados por el coordinador eléctrico o por las unidades de generación o demanda, hasta un nivel micro, como el definir la asignación de los costos de redespacho que soluciona un almacén específico.

6. Conclusiones y Recomendaciones

En términos generales los resultados y propuestas del proyecto se encuentran bien fundamentados en la revisión de la experiencia internacional entregada por el consultor. La revisión de prácticas internacionales se considera adecuada tanto en número de casos revisados como en la profundidad de la discusión, y conforma una base conceptual adecuada para el desarrollo de las propuestas. En contraste, se percibe una acotada referencia a literatura técnica que sustenta teóricamente elementos de las propuestas, la que en su mayoría corresponde a trabajos del mismo equipo consultor. En este sentido, las propuestas del estudio se verían fortalecidas al ser contrastadas con otras alternativas de diseño de mercado propuestas en la literatura.

Las propuestas se construyen bajo la premisa de mantener los criterios de diseño principales del actual mercado eléctrico chileno; esto es, un mercado de energía y potencia marginalista basado en costos auditados. Lo anterior parece una restricción innecesaria para el rediseño de un mercado eléctrico que se espera sufrirá una transformación tecnológica sin precedentes en las próximas décadas, producto de la integración masiva de energías renovables variables, generación distribuida y nuevas tecnologías de almacenamiento y gestión de demanda. Cabe destacar que muchas de las tecnologías antes mencionadas tienen costos variables de operación muy bajos o nulos. En contraste, en otras tecnologías, el costo marginal es prácticamente imposible de auditar (e.g., gestión de la demanda).

Otro punto general de las propuestas es aplicar el criterio de asignar costos de reprogramación y reservas a sus responsables. Lo anterior sustentado en la idea que el hacerse cargo de estos costos incentivará a los agentes causantes a mejorar sus prácticas de operación, beneficiando la eficiencia general del sistema. Si bien este principio de causalidad es compartido por los académicos del CE-UC que escriben este reporte, la efectividad de implementación de dicho principio está sujeta a un diseño que permita de manera transparente y no discriminatoria la asignación de dichos costos, lo cual es desafiante en un sistema como el eléctrico, como se evidencia en el mismo estudio y en la literatura técnica especializada.

Es destacable que el estudio no se enfoca exclusivamente en el diseño del mercado de servicios complementarios, sino que hace una revisión amplia del diseño de mercado chileno lo que resulta

en un conjunto de propuestas conceptualmente coherente entre las distintas instancias del mismo. No obstante lo anterior, una evaluación del impacto de las propuestas en el mercado chileno requiere una definición más específica de diversos elementos de diseño, tales como metodologías de cálculo de capacidad de reserva y asignación de costos, definición de productos, y protocolos para la activación de reprogramaciones. Entendemos que esto queda fuera del alcance de este estudio, pero nos parece importante destacar que constituyen análisis importantes de realizar antes de una implementación final de un diseño de mercado.

En resumen, las propuestas descritas constituyen un positivo primer paso en la discusión acerca del rediseño del mercado eléctrico chileno. Sin embargo, una propuesta de rediseño completa y acabada, que permita una implementación práctica efectiva, requiere la evaluación en detalle del impacto de las propuestas dadas las características de los sistemas chilenos, la definición de una serie de parámetros de diseño, políticas de tarificación y metodologías de cálculo que deben ser abordados en futuros estudios técnico-económicos.