



Levantemos la vista: Reduciendo el riesgo de infraestructura renovable en mercados de electricidad

Carlos Suazo-Martínez

csuazo@spec.cl

Última modificación: 14 de abril de 2023

Durante los últimos años hemos observado un vertiginoso crecimiento de las energías renovables en el mercado eléctrico chileno. En menos de una década, Chile ha visto una irrupción de esta tecnología sin precedentes: se han conectado al país proyectos de energía eólica y solar a una tasa cercana a los 400 MW/año y 650 MW/año respectivamente en los últimos 10 años. Sólo en 2022, se pusieron en operación cerca de 2 GW fotovoltaicos, esto para una demanda punta que supera levemente los 11 GW.

La situación anteriormente descrita **ha generado un cambio paradigmático en cuanto al rol del resto de las tecnologías para abastecer la demanda del sistema eléctrico chileno**: existe un importante ciclaje de las unidades termoeléctricas para dar espacio a estas tecnologías más costo-eficientes para la producción de energía eléctrica. Pero no sólo eso, sino que la situación ha transparentado las fragilidades de nuestro mercado para seguir integrando más energía renovable: una limitada capacidad de transporte de norte a sur, un nivel de flexibilidad deprimido del parque termo e hidroeléctrico para integrar los niveles de generación renovable exhibidos en el sistema, junto con limitaciones para abastecer los consumos de la noche (especialmente en otoño-invierno) y un bajo nivel para gestionar la energía entre bloques horarios.

Esta condición nos ha llevado a vivir situaciones inverosímiles de cara a la transición energética que muchos actores intentamos llevar a cabo: **cada MWh renovable que el sistema no logró gestionar en 2022, terminó siendo recortado, no aprovechado y reemplazado en su totalidad por energía proveniente de unidades quemando diésel como combustible**. Alternativas para enmendar esta situación hay muchas, pero muy pocas (por no decir nulas) en el corto plazo.

A nivel de precios, durante 2022 el mercado nacional mostró una alta volatilidad entre el día y la noche, en parte por los altos precios de los principales *commodities* producto de la guerra Rusia-Ucrania, además de desacoples importantes entre el norte y el centro de carga del país

(ver Figura 1). Asimismo, la época estival se caracterizó por precios cero generalizados coincidentes con una importante producción de energía solar fotovoltaica.

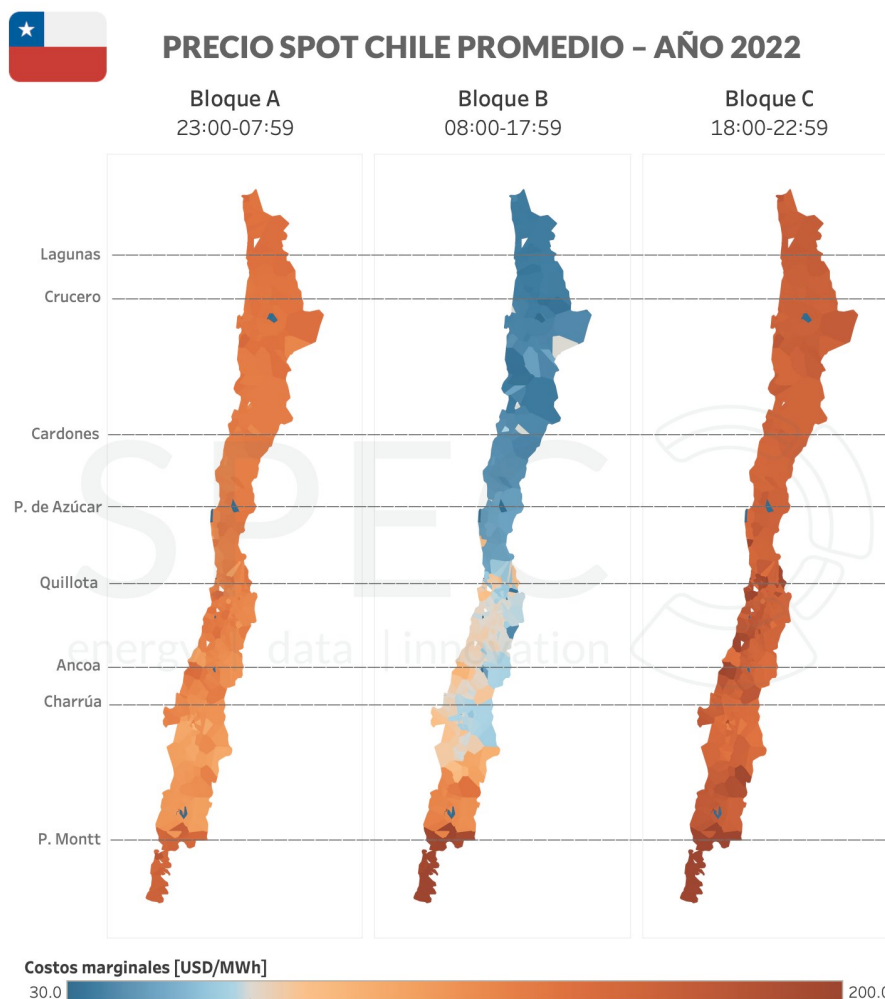


Figura 1: Precio spot promedio por bloque horario - Año 2022.

Esta situación, derivado de compromisos comerciales, generó la quiebra y/o retiro del mercado de corto plazo de algunas empresas renovables y la solicitud de 9 empresas de realizar una modificación transitoria del sistema de formación de precios del mercado mayorista, de modo que unidades operando a mínimo técnico puedan determinar el precio de las transacciones del mercado. La propuesta surge por la preocupación de este grupo de empresas producto de 1) la gran cantidad de horas donde sus inyecciones se valorizan a costo marginal cero y 2) la presencia de importantes desacoples en el sistema.

El diagnóstico al día de hoy pareciera no ser compartido: mientras algunos hablan de promesas incumplidas producto de la inexistencia de un anhelado mercado común, otros comentan sobre una exacerbada especulación y una gestión inadecuada del riesgo de algunas empresas renovables. Lo que sí es claro es que la situación de precios cero y congestiones en los principales corredores de transmisión de la zona norte es una situación que llegó para quedarse: **lo que está pasando en el mercado eléctrico está lejos de ser un problema transitorio**. En vista de las inversiones actualmente declaradas en construcción y el prolífero desarrollo de proyectos PMGDs, hacen pensar que el problema podría persistir incluso HVDC Kimal - Lo Aguirre mediante: ¿de ahí la relevancia de fomentar el despliegue de soluciones de almacenamiento durante esta década!

Modelo marginalista: el sospechoso de siempre

El diseño de mercado que nos trajo al punto en que nos encontramos hoy debe ser modernizado para facilitar la transición energética hacia un sistema profundamente descarbonizado en el futuro¹. Los puntos de acción requeridos para esta transición se encuentran en perfeccionar los mecanismos de mercado de corto y largo plazo, junto con crear condiciones para el desarrollo de nuevas tecnologías, además de corregir algunos detalles de nuestra legislación a fin de propiciar condiciones fértiles para el despliegue de los sistemas de almacenamiento.

Si bien la introducción masiva de fuentes renovables genera impactos relevantes en la operación de los mercados eléctricos, como los vistos durante los últimos años, una expansión de la generación intermitente de costos variables cero no cambia los fundamentos del diseño eficiente del mercado eléctrico²³. En cambio, aumenta la importancia de realizar mejoras en su implementación, profundizar en los mecanismos de largo plazo y liderar reformas para mejorar la asignación y gestión del riesgo de manera adecuada en el mercado⁴.

A la fecha, si bien nuestra ley eléctrica permite la aplicación de los principios económicos del sistema marginalista⁵, la *praxis* local, tanto para la programación como para el despacho en tiempo real, dista de las mejores prácticas internacionales. Esto es parte medular de la discusión epistolar de los últimos meses en el sector.

La formación de precios en nuestro mercado se lleva a cabo administrativamente mediante el uso de la denominada “lista de mérito”. Utilizando una barra de referencia, las unidades se ordenan de menor a mayor respecto de su costo variable. Así, para cada hora, el precio del mercado lo fija aquella unidad más eficiente que, no operando ni a mínimo técnico ni a máxima capacidad, es capaz de generar el electrón adicional en caso que el sistema lo requiera. **Decir que ello corresponde al costo marginal del sistema, es simplemente un abuso de lenguaje.**

Al respecto, el uso de la lista de mérito como mecanismo de formación de precios tiene algunas falencias que lo alejan de las mejores prácticas internacionales: i) no captura los costos de oportunidad de las firmas en el corto plazo (muy relevante para sistemas de almacenamiento); ii) es incapaz de representar no linealidades ni las relaciones intertemporales del despacho, y; iii) desconoce la variabilidad de los sistemas altamente renovables, pues se elabora para un nodo representativo de la red, utilizando para ello sólo 3 bloques horarios por día.

Así, el uso de la lista de mérito no sólo falla en los precios que despeja el mercado, sino que también deriva en una operación que no es costo-eficiente. **Por ello la relevancia en adoptar medidas que han sido propuestas hace varios años⁶:** 1) impulsar el uso de software

¹ Suazo Martínez, C., Moreno, R.; “Cambios al mercado y al mercado eléctrico para una descarbonización profunda”, SPEC-ISCI, Octubre 2021. Link: https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-Descarbonizacion_web.pdf

² Hogan, W.; “Electricity Market Design and Zero-Marginal Cost Generation”, Current Sustainable/Renewable Energy Reports, volume 9, 2022.

³ Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union’s protection against market manipulation in the wholesale energy market. Link: <https://bit.ly/3otUAC9>

⁴ Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E., & Moreno, R.; “Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile”; Energy Policy; 2020.

⁵ Boiteux, M.; “Peak-load pricing”, The Journal of Business, Vol. 33, No.2, 1960.

⁶ Muñoz. op. Cit.

especializado por parte del Coordinador para la operación en tiempo real, que considere una duración mínima de optimización para representar correctamente los costos de oportunidad de los activos con capacidad de gestión de energía, y; 2) la adopción del software específico para determinar los precios del mercado, corrigiendo la situación actual y haciendo un real uso de la teoría marginalista para el cálculo del precio spot. Esta situación es particularmente sensible para los sistemas de almacenamiento, toda vez que éstos no presentan costos directos que puedan ser auditados como las unidades térmicas. Asimismo, sus costos de oportunidad sólo pueden ser capturados mediante este tipo de herramientas computacionales.

La situación actual de penetración renovable en Chile ha mostrado un incremento de los pagos laterales durante el último tiempo, entre otros, debido a la operación supramarginal de algunas unidades operando a mínimo técnico. Esto, **sin duda, levanta interrogantes sobre el esquema de formación de precios que debe imperar en el mercado.**

Así, aunque el despacho sea realizado en forma automática y los precios del mercado sean determinados con un software específico tal como se propone, existirán aún definiciones pendientes del diseño de mercado que deberán abordarse. Un ejemplo de ello es cómo la regla de formación de precios enfrenta las no convexidades y no linealidades propias de un sistema real. Esta es una discusión de larga data en distintas jurisdicciones de US⁷.

A nivel internacional, la formación de precios sigue principalmente dos tendencias: mecanismos de precios no uniformes (similar al caso chileno y US) o bien precios uniformes (EU)⁸. En el primer caso, se crea una señal discriminatoria de precios, la cual no necesariamente refleja adecuadamente los costos operacionales. Por su parte, si bien la segunda alternativa podría generar deficiencias de asignación en el corto plazo⁹, una de las ventajas es que dicha regla de precios permite la interacción igualitaria tanto de la generación como de consumidores en el mercado, junto con la desaparición por construcción de los pagos laterales¹⁰.

De las múltiples alternativas de formación de precio¹¹, en US la discusión ha ido mutando a una alternativa más híbrida en un intento de reducir los pagos laterales y que éstos, de alguna u otra forma, sean recogidos en la señal de precio^{12,13,14}. Por su parte, en EU la alternativa ha sido aumentar el número de bloques y complejidades en las ofertas¹⁵.

La formación de precios de mercados no convexos sigue siendo hasta el día de hoy un desafío abierto desde el ámbito de la economía, la investigación de operaciones, la ingeniería, entre otros. En ello se conjugan criterios relativos a la competencia de mercado y regulación, asociado con aspectos propios de la realidad local: el número de agentes relevantes, las

⁷ Federal Energy Regulatory Commission; "Price Formation in Energy and Ancillary Services Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators"; Docket No. AD14-14-000; 2014

⁸ Herrero, I.; "Electricity market-clearing prices and investment incentives: The role of pricing rules"; Energy Economics 47; 2015.

⁹ IRENA, "Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy"; 2017.

¹⁰ Batlle, C. et al; "Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in US and Europe Day-Ahead Electricity Markets", CEEPR Working Paper 2020-013, 2020.

¹¹ Liberopoulos, G., Andrianesis, P.; "Critical review of pricing schemes in markets with non-convex costs"; Operations Research, 64(1):17-31; 2016.

¹² Lesnicki, W.; "Enhanced Fast-Start Pricing", New York ISO, 2019. Link: <https://bit.ly/3ocIPjD>

¹³ Gribik, P. et al; "Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift"; 2007.

¹⁴ Chen, Y., Wang, C.; "Enhancements of Extended Locational Marginal Pricing – Advancing Practical Implementation", Midcontinent Independent System Operator, 2017.

¹⁵ IRENA. op. Cit.

tecnologías involucradas en el despacho, el poder de las firmas, entre otros factores. Cualquier elección seguramente generará implicaciones prácticas significativas que deben ponderarse correctamente, aunque deberá: i) no sobre simplificar el problema y derivar en potenciales ineficiencias económicas para el mercado, y; ii) reducir en alguna medida los pagos laterales para no distorsionar la señal de precio eficiente de corto plazo.

Levantemos la vista: ¿cómo superar esta situación?

El fondo de la discusión que se ha suscitado mediáticamente durante las últimas semanas, contiene interrogantes que vale la pena atender de cara a la transición energética que estamos enfrentando. Entre otras: ¿El actual esquema de formación de precios facilita esta transición? ¿Qué espacio de mejora tiene nuestro diseño de mercado para fomentar el despliegue de nuevas inversiones en el sector? ¿Cómo asignamos correctamente los riesgos para dar mayor certeza al desarrollo de infraestructura requerido?

La mala noticia es que pareciera que no existen soluciones de corto plazo para erradicar los orígenes de la problemática, sobre todo dado el tren de nuevos proyectos que se avecina en el horizonte. Ello no hará más que exacerbar las condiciones que dieron origen a la discusión relativa a la formación de precios. Asimismo, **la propia ausencia de un diagnóstico común desnuda la falta de una solución mancomunada del sector**.

Por ello, y **de cara a lo que se avecina, la tarea está en revisar la correcta asignación de riesgos que enfrentan los suministradores y verificar que estos sean asignados en los agentes que efectivamente tienen herramientas para gestionarlos**¹⁶. Una rápida revisión da cuenta de que existen espacios de mejora en nuestra regulación y en los distintos mecanismos que configuran nuestro mercado. Si bien no corresponde a una lista exhaustiva, la siguiente destaca algunos de los más relevantes:

- **Riesgo precio:** si bien es un riesgo inherente del suministrador, existen instrumentos para generar coberturas a su posición como los propios PPAs (*Power Purchase Agreements*) o estrategias de diversificación de carteras tanto espacial como temporalmente¹⁷. No obstante, la estructura de mercado debe permitir establecer posiciones de modo de generar coberturas de riesgo financiero respecto de las modificaciones de precio que puedan ocurrir en tiempo real. Una estrategia es avanzar hacia la adopción de al menos una programación vinculante arraigada en pronósticos de los propios actores, aunque deseable, hacia un mercado del día anterior basado en ofertas. Este tipo de diseño entrega una base transparente a efectos de crear mecanismos costo reflectivos de los impactos de las desviaciones de los actores respecto del programa.
- **Riesgo desacople:** dada la situación actual, el diseño de las subastas de energía a clientes regulados debiese contemplar al menos: 1) una eventual zonificación de los requerimientos de energía (al menos en el corto plazo) y 2) un mecanismo de cálculo de factores de penalización del precio de oferta más cercano a la realidad. Si bien el riesgo de desacople persiste, se lograría aminorar sustancialmente el riesgo precio inyección/retiro para agentes que no tienen una cartera diversificada geográficamente.

¹⁶ Newbery, D. ; "Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors"; Energy Policy; 2016

¹⁷ Por ejemplo: <https://bit.ly/3Ld9e9Q>

Dentro de otros mecanismos que podrían contemplarse, se sugiere: evaluar una eventual redistribución transitoria de ingresos tarifarios, la introducción de derechos de transmisión, o bien, la creación de un mecanismo de *open-season* de nueva infraestructura de transmisión que permita las expansiones de la red de forma más ágil, entre otros.

- **Riesgo de recorte:** en términos estrictamente económicos, el recorte renovable es una condición endémica de los sistemas eléctricos profundamente descarbonizados. No obstante, la condición de recorte se puede exacerbar por condiciones locales. Dada la naturaleza permanente que se vislumbra para los recortes durante los próximos años, se recomienda reevaluar la operación embancada de unidades térmicas que se viene discutiendo hace un par de años¹⁸. Asimismo, realizar una sistematización de condiciones de partida en caliente de unidades térmicas, evaluar una lógica de recortes según criterios de eficiencia económica, entre otros.

En este camino, es relevante generar un plan de trabajo y mecanismos de *accountability* por parte del Coordinador y el resto de las empresas coordinadas, con el objetivo de realizar el correspondiente seguimiento de los avances en estas materias.

- **Riesgo costos sistémicos:** se debe considerar un rediseño de subastas a clientes regulados de modo de permitir un traspaso de los costos sistémicos, pues muchos de estos costos no pueden ser gestionados por los suministradores. En ello, se pueden definir mecanismos de protección a clientes vulnerables en el mismo tenor que se ha realizado durante los últimos años.

En esta línea, sería relevante evaluar una transición desde una cobertura horaria de pérdidas producto de la formación de precios (para unidades supramarginales) a una cobertura diaria, tal como se realiza en la mayoría de los países en los mercados de referencia.

- **Riesgo regulatorio:** es necesario repensar la institucionalidad de manera de asegurar una estabilidad regulatoria. Ello no significa mantener las reglas actuales, sino que las modificaciones realizadas al marco regulatorio apunten hacia un objetivo de política pública claro¹⁹.

Ninguna de las propuestas presentadas, por sí sola, va a generar cambios radicales en la situación actual. Acá no hay una bala de plata. De ahí la relevancia en diseñar una batería de propuestas regulatorias para dar mayor certeza al desarrollo de la infraestructura requerida para la transición energética.

Es necesario transformar esta instancia de polarización, en un espacio para generar un diagnóstico compartido entre los distintos actores del sector. Ésta, pareciera ser una buena instancia de aunar esfuerzos, discutir y liderar los cambios necesarios para atender los desafíos que está levantando la anhelada transición energética. El sistema regulatorio del mercado mayorista requiere de una reingeniería, la cual debiese atenderse de forma oportuna.

¹⁸ Más antecedentes en Carta DE00803-19 del Coordinador Eléctrico Nacional.

¹⁹ Suazo-Martínez, C. "Descarbonización: Un desafío institucional", CIPER Chile, 2022. Link: <https://bit.ly/3ZWqiNx>