



# DESACOPLES Y RIESGOS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

José Luis Lima R

# Desacoples y riesgos para contratos de suministro de largo plazo en el mercado eléctrico chileno

Diciembre 2022



**José Luis Lima R**

Doctor en Economía de la Universidad de Chile. Investigador de Postdoctorado en la Facultad de Ingeniería y Ciencias de la Universidad Adolfo Ibáñez e Investigador Asociado del Solar Energy Research Center (SERC).

**Abstract:** Los desacoples del sistema eléctrico por congestión pueden afectar los riesgos asociados a los contratos de suministro de largo plazo y los precios mínimos de las licitaciones para clientes regulados. Si la congestión experimentada hoy en día se mantiene por algunos años, las diferencias esperadas entre los costos marginales de inyección y retiro elevan el riesgo de obtener un contrato de suministro para aquellas empresas que inyecten energía en el norte y tengan que retirar energía en la zona centro-sur, elevando el precio del contrato y/o desmotivando su participación en licitaciones, volviéndolas menos competitivas. Disminuir estos riesgos requiere que la autoridad siga tomando acciones concretas de corto, mediano y largo plazo que se hagan cargo del problema de congestión y modifiquen las expectativas de las empresas.

## I. INTRODUCCIÓN

Los desacoples en el sistema eléctrico son situaciones causadas por la falla o congestión de líneas de transmisión, que obligan a que se produzca una operación y despacho económico independiente en una o varias partes del sistema eléctrico (subsistemas). Lo anterior determina que los costos marginales en las barras de un subsistema puedan ser distintos al de otro. Los desacoples son un fenómeno bastante común en la operación real de todo sistema eléctrico interconectado.

En la actualidad, los principales desacoples en el sistema eléctrico chileno se dan entre el norte del país, donde se encuentra ubicada la mayor cantidad de capacidad de generación renovable eólica y solar, con el centro-sur del país, donde se encuentran los principales centros de consumo. El desacople en el norte, producto de la congestión en la transmisión que conecta dicha zona con el resto del sistema, viene también acompañado de episodios de “vertimiento” de energía renovable y bajos costos marginales en sus respectivas barras de inyección. En contraste, el costo marginal en las barras de las zonas centro y sur del país ha aumentado por la congestión, por el despacho de centrales térmicas de mayor costo variable ubicadas en la zona para atender los consumos a ciertas horas del día.

Si bien los desacoples son un fenómeno común, en los últimos años habrían aumentado su frecuencia en el sistema interconectado chileno, y se espera que este aumento no sea un fenómeno transitorio. El último “Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2021” publicado por el Coordinador<sup>1</sup>, señala una reducción en el número de horas en que el sistema eléctrico pudo funcionar sin desacoples entre los años 2020 y 2021. En el año 2020, el sistema eléctrico funcionó sin desacoples durante 5.287 horas

---

<sup>1</sup> Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2021”, última visita: 10 de noviembre de 2022, <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/04/INFORME-Monitoreo-CEN-2021.pdf>.

(un 60,4% del total de horas del año); mientras que, en el año 2021, el sistema funcionó sin desacoples solo durante 2.294 horas (un 34,2% del tiempo). El mismo informe también señala un aumento en el número de subsistemas existentes entre 2020 y 2021, y un aumento de la frecuencia con la cual se observan subsistemas en la zona sur del país<sup>2</sup>. De acuerdo al informe, se espera que los desacoples continúen en esta zona, ya que los proyectos que ayudarían a descongestionar las líneas de transmisión<sup>3</sup> contemplan plazos de construcción de 7 años y deben ser sometidos previamente a un estudio de franja (iniciado en Julio de 2021) que tiene una duración estimada de 12 a 15 meses. Asimismo, la línea HDVC Kimal – Lo Aguirre, que permitiría aumentar el flujo de inyección de la generación eólica y solar en la zona norte de Chile al centro-sur del país, recién entraría en funcionamiento a mediados del 2029, si no hubiere retrasos<sup>4</sup>.

Aunque la nueva revisión anual de obras nuevas y ampliaciones recomendadas en el Informe de Transmisión ha mejorado la rapidez del diagnóstico sobre las necesidades de nuevas instalaciones y activos en el sistema de transmisión, las obras aún están sujetas a retrasos por diversos motivos. Entre estos motivos, se incluyen los retrasos en la realización de estudios de franja, problemas en la negociación/judicialización de servidumbres<sup>5</sup> y licitaciones desiertas de obras de ampliación. En consecuencia, se puede esperar que el aumento observado en los desacoples persista varios años más entre la zona norte y la zona centro-sur del país.

Las diferencias en los costos marginales observados en los últimos dos años, producto del aumento en la congestión de las líneas, han afectado a algunas empresas de generación con energías renovables no convencionales (ERNCC). Como estas empresas inyectan su energía en la zona norte y mantienen contratos de suministro con distribuidoras en la zona centro-sur, tienen que vender la energía que inyectan a un costo marginal bajo y, al mismo tiempo, retirar y comprar energía para abastecer sus contratos a un costo marginal elevado. A la fecha, esta situación ha ocasionado que dos empresas, una de energía renovable solar (María Elena Solar) y otra de energía eólica (Ibereólica Cabo Leones II), hayan avisado al Coordinador Eléctrico Nacional el cese de su participación y pagos en el mercado de transferencias de energía y potencia

---

2 El número de subsistemas es la cantidad de secciones que operan en forma independiente en un sistema eléctrico desacoplado. La frecuencia tiene que ver con el número de veces que se observan subsistemas en el tiempo.

3 Proyectos “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, Energizada en 220 kV” y “Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli, Energizada en 220 kV”, fijados en el Decreto 4/2019 del Ministerio de Energía (Ministerio de Energía, Decreto Exento 4 del 9 de enero de 2019, “Fija Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes al plan de expansión el año 2017”, última visita: 10 de noviembre de 2022, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1127536>).

4 No obstante, en el Plan de Expansión de la Transmisión 2021 (Comisión Nacional de Energía, “Propuesta de Expansión de la Transmisión. Proceso de planificación de la Transmisión 2021”, última visita: 10 de noviembre de 2022, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/01/Informe-Propuesta-de-Expansión-2021.pdf>) fue aprobada la incorporación de un proyecto BESS, con dos equipos de almacenamiento de al menos 500 MVA/125 MWh instalados en la Subestación Parinas y en la Seccionadora Lo Aguirre, que permitirá operar la línea de 500 kV que conectan ambas subestaciones y aumentar su capacidad de transferencia en forma segura, permitiendo transmitir una mayor cantidad de la inyección renovable en el norte. De acuerdo a la presentación de Transelec ante el Panel de Expertos Eléctrico por las Discrepancias al Plan de Expansión de la Transmisión 2021 (Panel de Expertos, “Dictamen N° 07-2022”, última visita: 10 de noviembre de 2022, <https://panelexpertos.cl/discrepancias/tramitadas/>), el proyecto BESS “consiste en un recurso de transmisión promovido con el objetivo de aumentar la capacidad de transferencia del corredor 500 kV entre las SS/EE Parinas y Lo Aguirre, por lo cual deberá estar disponible para su utilización en los horarios de mayor flujo de potencia por dicho corredor, lo que ocurre en el bloque horario de 10:00 a 18:00 horas, esto es, cuando los parques fotovoltaicos están operativos.” Sin embargo, recién en julio de 2022 salió el dictamen del Panel de Expertos favorable a su construcción, la cual tardará 3 años más desde su adjudicación.

5 De acuerdo al capítulo V de la Ley General de Servicios Eléctricos, las concesiones de líneas de transporte, subestaciones y distribución eléctrica crean servidumbres a favor del concesionario, para que este pueda tender líneas aéreas o subterráneas a través de propiedades pertenecientes a terceros, y ocupar los terrenos necesarios para edificar subestaciones e infraestructura para el transporte de energía eléctrica desde la central generadora o subestación hasta los puntos de consumo. Los dueños de los terrenos en los que se crean servidumbres tienen derecho a recibir una compensación económica por parte del concesionario y, en caso de no llegar a un acuerdo sobre el valor de la compensación, pueden solicitar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles la creación de una comisión tasadora.

(spot)<sup>6</sup>. A raíz de lo anterior, existe el temor en el sector que más empresas de energía renovable puedan caer en dicha situación, colocando en riesgo el sistema de pagos en el mercado spot. A la fecha, la Comisión Nacional de Energía ha integrado una mesa público-privada para analizar esta situación.

Además de los problemas que hoy estaría ocasionando el aumento en los desacoples en la viabilidad financiera de algunas empresas de generación renovable en el norte, la expectativa de que este aumento pueda persistir por varios años más puede generar otros problemas de mayor duración en el sistema eléctrico. En particular, los precios y el nivel de contratación observados en el sistema de licitaciones de contratos de suministro eléctrico a largo plazo podrían verse afectados, ya que un aumento persistente en la frecuencia de desacoples aumentan el riesgo de tener un contrato de suministro. En este artículo, analizamos cómo los desacoples pueden afectar el riesgo de tener un contrato de suministro y, por tanto, afectar el precio mínimo ofertado y la participación de las empresas de generación en las licitaciones. Nuestro análisis sugiere que el aumento en este riesgo podría haber influido en los resultados del último proceso de licitación realizado en el año 2022.

El artículo está organizado de la siguiente manera. En la sección dos se define formalmente lo que es un desacople y se analiza el efecto que ha tenido sobre las transferencias de energía de la empresa María Elena Solar, que la llevaron a cesar su participación en el mercado mayorista spot. En la sección tres se describe brevemente cómo funciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico en Chile. En la sección cuatro se analiza cómo los desacoples introducen riesgos en los contratos de suministro y afectan el precio mínimo ofertado. Finalmente, en la sección cinco se presentan algunas conclusiones y recomendaciones.

## II. DESACOPLES Y SU EFECTO EN LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE MARÍA ELENA SOLAR

De acuerdo al Procedimiento “Cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía”<sup>7</sup>, un subsistema desacoplado en el sistema eléctrico “corresponde a una fracción del sistema eléctrico, originada por la desconexión o congestión de una o más instalaciones de transmisión, lo que obliga a realizar un despacho por orden económico considerando sólo las unidades generadoras pertenecientes a la respectiva fracción del sistema”<sup>8</sup>. En caso de que un subsistema funcione en forma desacoplada, el costo marginal de sus barras se debe calcular como “el costo necesario para suministrar una unidad adicional de energía en las barras pertenecientes a dicho sistema desacoplado”. En consecuencia, un subsistema desacoplado se origina por fallas o congestión en las instalaciones de transmisión; producto de lo anterior, un subsistema puede tener costos marginales distintos al resto del sistema porque posee su propio despacho económico<sup>9</sup>.

Para ilustrar cómo los desacoples han afectado negativamente a algunas empresas de generación

6 En el mercado eléctrico spot solamente interactúan las empresas de generación eléctrica. Por un lado, estas empresas venden la energía eléctrica que generan sus centrales al costo marginal de la energía en la respectiva barra de inyección, y venden potencia eléctrica al costo marginal de la potencia. Por otro lado, estas mismas empresas deben comprar la energía y potencia que consumen sus clientes, con los cuáles mantienen contratos de suministro, al costo marginal de la energía en las barras de retiro y al costo marginal de la potencia, respectivamente. El Coordinador Eléctrico Nacional administra el sistema de pagos de este mercado, haciendo cada mes el neteo entre los ingresos que debe recibir cada empresa por su generación y los pagos que debe realizar por sus retiros, señalando qué empresa debe pagar o recibir un pago y a cuánto asciende dicho pago. Si una empresa quiebra y ya no participa en el sistema de pagos, la normativa indica que los retiros que realicen sus clientes regulados deben ser absorbidos por el resto de las empresas. Esto aumenta los pagos que deben realizar las empresas de generación y les puede crear problemas financieros si cada vez más empresas quiebran y dejan de participar del sistema de pagos.

7 Texto refundido en la Resolución Exenta 669/2017 de la Comisión Nacional de Energía.

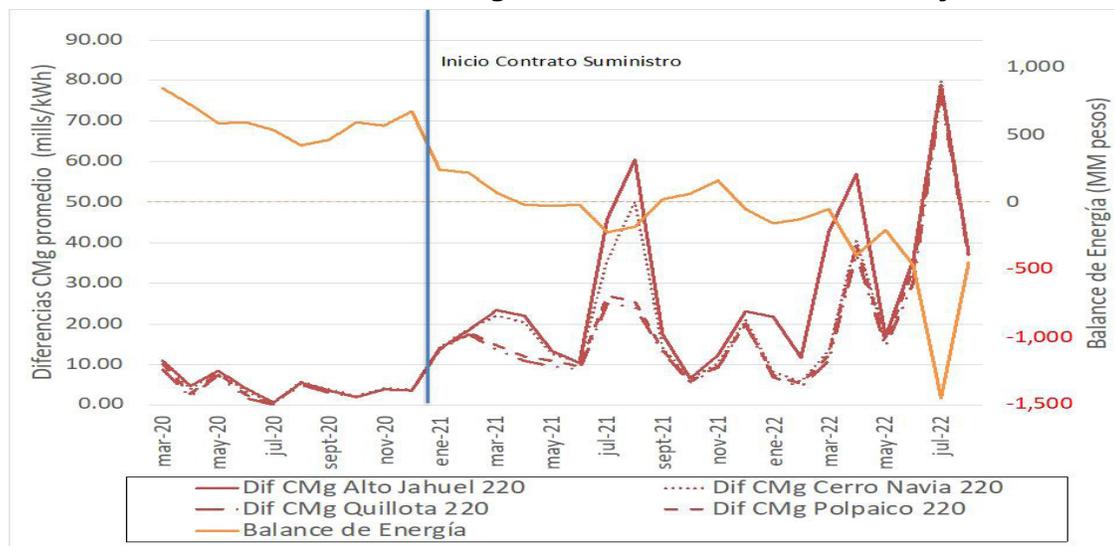
8 Un sistema eléctrico sin problemas de desconexión o congestión en la transmisión funcionará sin desacoples, ya que la energía que se produce en cualquier punto del sistema puede llegar sin problemas a cualquier otro punto del sistema donde se consume, sujeto solamente a las pérdidas físicas por transmisión. Cuando ocurre un episodio de desconexión o congestión en una línea, ya no se puede transportar más energía producida en otros puntos del sistema por ella, por lo que el Coordinador debe operar la zona abastecida por la línea como un subsistema independiente, despachando las centrales ubicadas en dicho subsistema para enfrentar aumentos en la demanda local mientras dure el episodio de desconexión o congestión.

9 El despacho económico del Coordinador consiste en ordenar por mérito económico la operación de las centrales eléctricas necesarias para abastecer la demanda, despachando primero las de menor costo variable.

que inyectan energía en el norte y retiran energía en la zona centro-sur del país, analizaremos el caso particular de la empresa María Elena Solar. Esta empresa obtuvo un contrato de suministro eléctrico en la licitación 2015-01, por un monto de 254 GWh al año en el bloque 2-B, para abastecer el consumo de varias empresas de distribución entre las 8:00 a las 17:59, desde el año 2021 hasta el año 2040. Cabe señalar que la oferta de esta empresa fue la menor de todas las presentadas en dicha licitación (29.1 USD\$/MWh). La central fotovoltaica de María Elena Solar, con capacidad instalada de 105 MW y ubicada en la 1ra Región, entró en funcionamiento en el año 2020, inyectando y vendiendo su energía en la barra Lagunas 220 kV. A partir del año 2021, empezó a retirar energía del sistema para abastecer sus contratos de suministro, en varias barras de la zona centro-sur del país.

El gráfico No. 1 presenta (en rojo) la evolución de la diferencia promedio de costos marginales entre las principales barras de retiro del contrato y la barra de inyección de la empresa (Lagunas 220 kV). Además, muestra la evolución del balance de sus transferencias netas de energía en el mercado spot (naranja). Previo al inicio de su contrato de suministro, la empresa María Elena Solar obtenía ingresos positivos por su inyección al sistema. Sin embargo, a partir de enero del año 2021, que es la fecha en la que inicia su contrato de suministro, su balance de transferencias de energía empezó a empeorar, junto con el aumento cada vez mayor de las diferencias entre sus costos marginales de inyección y retiro (producto de los desacoples). También se puede apreciar que los episodios de mayor diferencia en costos marginales estuvieron asociados a transferencias netas negativas (pagos) al resto de las empresas<sup>10</sup>. En julio de 2022, la empresa experimentó la mayor diferencia de costos marginales, cercano a los 80 USD\$/MWh en promedio<sup>11</sup>, y el mayor pago por transferencias, por 1.450 millones de pesos.

**Gráfico No. 1: Diferencias promedio en el costo marginal entre las principales barras de retiro y la barra de inyección de María Elena Solar (en rojo), entre las 8:00 y las 17:59. Balance de Transferencias Netas de Energía de María Elena Solar (en naranja).**



Fuente: Elaboración propia en base a la información publicada por el Coordinador en su página web<sup>12-13</sup>.

10 El coeficiente de correlación entre la diferencia de costos marginales de inyección y retiro y el balance de energía, entre enero del año 2021 y agosto del 2022, varía entre -0.78 (Alto Jahuel) a -0.91 (Polpaico).

11 Aunque hubo horas en que las diferencias fueron mayores al promedio. En Alto Jahuel 220, por ejemplo, las diferencias de CMg llegaron a ser mayores a 200 USD\$/MWh durante el 14% de las horas de Julio 2022.

12 Coordinador Eléctrico Nacional, Costo Marginal Definitivo por cada mes, última visita: 10 de noviembre de 2022. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/costos-marginales-de-energia/>.

13 Coordinador Eléctrico Nacional, Informe de Valorización de Transferencias Económicas del Sistema Eléctrico Nacional por cada mes, última visita: 10 de noviembre de 2022. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/informe-de-valorizacion-de-transferencias-economicas/>.

Como se puede apreciar en el gráfico No. 1, a partir del año 2021 empieza un aumento sostenido de las diferencias de costos marginales entre las barras de inyección y retiro de la empresa, la cual coincide con el aumento en la frecuencia de desacoples en el sistema eléctrico señalado por el Coordinador en su informe. Los desacoples son eventos comunes que deberían ser anticipados por las empresas de generación y considerados en el precio que ofrecen por los contratos de suministro. A pesar de esto, como se discutirá más adelante, el precio de los contratos de suministro solamente permite incorporar el efecto que, en promedio, pueden producir los desacoples en la diferencia de los costos marginales entre las barras de inyección y retiro (más algún premio adicional por riesgo), y no permiten cubrir a las empresas del riesgo de un evento extremo particular, como las grandes diferencias en costos marginales observadas últimamente, que pueden poner en peligro su viabilidad financiera.

### III. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO A LARGO PLAZO EN CHILE

La Ley 20.018 del año 2005 estableció que las empresas de distribución eléctrica deberán adjudicar sus contratos de suministro futuro de energía a las generadoras que, en licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes, ofrezcan abastecerlas al menor precio de la energía<sup>14</sup>. Las distribuidoras deben traspasar directamente a sus clientes regulados finales el precio promedio de adjudicación de sus contratos, en lugar del precio nudo fijado anteriormente por la autoridad<sup>15</sup>.

Desde que se realizó la primera licitación de contratos de suministro eléctrico de las empresas de distribución eléctrica en el año 2006, los precios obtenidos en las sucesivas licitaciones fueron aumentando progresivamente hasta el año 2013. En el último proceso de dicho año (2013-01), que quedó parcialmente desierto, el precio promedio alcanzó los 128,93 USD\$/MWh, casi igual al precio techo de la licitación (129,04 USD\$/MWh).

Debido a los problemas observados en las primeras licitaciones, que llevaron a procesos poco competitivos, con precios elevados y parcialmente desiertos, se realizaron varias reformas a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE, mediante la Ley 20.805 de enero 2015) y a las bases de licitación, que posibilitaron los siguientes cambios<sup>16</sup>:

1. A partir de las licitaciones del año 2015, la Comisión Nacional de Energía es la encargada de verificar las necesidades de contratación de las empresas de distribución, con una antelación mínima de cinco años, en base a las proyecciones semestrales debidamente justificadas de las empresas de distribución. La Comisión debe emitir un informe, analizando estos requerimientos, y señalando si existe o no la necesidad de una nueva licitación de suministro. Esto permitió controlar la sobrecontratación existente de las empresas de distribución, que reducían los incentivos de las empresas de generación a participar en las licitaciones.

---

14 Las ofertas de precio se evalúan en un único punto de oferta, que históricamente ha sido la barra Polpaico 220 kV, pero los contratos son abastecidos en los respectivos puntos de compra de cada empresa de distribución, en la cual retiran energía para abastecer a sus clientes regulados. El precio de la energía en el punto de oferta es trasladado a cada punto de compra de acuerdo a los factores de modulación establecidos en el decreto de precio de nudo vigente al momento de llamado a la licitación, que quedan fijos. Los oferentes también pueden elegir los ponderadores de los indexadores que aplican a su oferta. El precio de la potencia se fija en las bases de licitación de acuerdo al precio nudo de la potencia vigente al momento del llamado a licitación, y se indexa de acuerdo al "Consumer Price Index" (CPI) americano, publicado por el U.S. Bureau of Labor Statistics, por todo el periodo del contrato.

15 El precio de nudo de la energía lo fija la Comisión Nacional de Energía cada seis meses, como el promedio de los costos marginales esperados en cada barra del sistema de transmisión nacional del sistema eléctrico, para los siguientes seis meses. Antes del año 2005, el precio nudo era el precio que los consumidores regulados debían pagar a las empresas de generación por su consumo de energía eléctrica. Este precio fue sustituido por la Ley 20.018 por el promedio de los precios de la energía de los contratos de suministro eléctrico adjudicados a las empresas de generación en las licitaciones.

16 Comisión Nacional de Energía, "Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados: Un caso de éxito", última visita: 10 de noviembre de 2022. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>.

2. Se modificó la composición de algunos bloques de suministro, dividiéndolos en tres bloques horarios: entre las 00:00 a 07:59 y 23:00 a 23:59, entre las 08:00 y 17:59, y entre las 18:00 y 22:59<sup>17</sup>. Esto permitió que las empresas de generación ERNC, que solamente podían producir en un determinado rango horario —por la disponibilidad de su fuente de energía (como la solar)—, pudieran contratarse sin tener que abastecer consumos fuera de dicho rango. Esto disminuyó el riesgo de sus contratos y las incentivó a participar activamente en las licitaciones<sup>18</sup>.
3. El precio de reserva<sup>19</sup>, que antes se fijaba en las bases de licitación, ahora lo establece la Comisión, y lo mantiene oculto hasta el momento de la apertura de las ofertas. La forma de evaluar el precio de la energía en las licitaciones también fue modificada, ya que ahora se adjudican a las ofertas con el menor precio nivelado, que corresponde al valor presente equivalente del precio ofrecido en el punto de oferta (en USD\$/MWh), considerando una proyección de su fórmula de indexación<sup>20</sup>. También hubo modificaciones en el mecanismo de evaluación y asignación conjunta de las ofertas<sup>21</sup>.
4. Otras modificaciones relevantes para disminuir el riesgo de contratación para las empresas de generación en las licitaciones, incluyen la incorporación de la mediación y arbitraje como mecanismos de resolución de conflictos. Además, se introdujo un mecanismo de revisión de precios para aquellos “casos que, por causas no imputables al oferente, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado en una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas del contrato, respecto de las condiciones existentes en el momento de la presentación de la oferta, debido a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria” (LGSE, Artículo 134°). También se incluyó la posibilidad de que el oferente solicite un aplazamiento de hasta dos años para iniciar el suministro del contrato, en caso de, “por causas no imputables al adjudicatario, su proyecto de generación se retrasa o si se hace inviable” (LGSE, artículo 135°-ter). Las condiciones y pasos para acceder a estos mecanismos y aplazamientos están establecidas en la Ley.

Producto de estos cambios, desde la licitación 2015-02 y hasta la 2021-01, toda la energía licitada fue adjudicada en procesos muy competitivos, con la participación de muchos oferentes, principalmente empresas de generación ERNC, que permitieron obtener precios de contrato muy bajos que, a su vez, redundarán en beneficio de los consumidores. Los resultados señalados pueden apreciarse en el Cuadro No. 1, que presenta un resumen de los distintos procesos de licitación desde el año 2015 al 2022. Hasta el año 2021, en todos los procesos, la energía ofertada superó en más de 7 veces la energía licitada, lo cual demuestra el gran atractivo que generaron.

---

17 Cabe señalar que este cambio ya se introdujo en 2 de los 3 bloques licitados en el 2do llamado de la licitación 2013-03, que se adjudicó en diciembre de 2014.

18 Cabe señalar también que la significativa reducción de los costos medios de largo plazo de las tecnologías eólica y solar, por debajo de las tecnologías de generación térmica tradicionales, también tuvo un impacto muy importante en la decisión de participación de estas tecnologías en las licitaciones de suministro.

19 El precio de reserva corresponde al precio máximo de la energía que se puede ofertar en cada licitación.

20 Aunque, a partir de la licitación 2015-02, todos los oferentes han seleccionado el CPI americano como el único indexador del precio de energía ofrecido.

21 Un mayor detalle sobre la forma de cálculo del precio nivelado y del mecanismo de evaluación de las ofertas se encuentra en las bases de licitación de cada proceso.

**Cuadro No. 1: Resumen de los procesos de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados, desde el año 2015 al 2022.**

| Proceso | Fecha adjudicación económica (dd-mm-aa) | Total Energía Anual Licitada<br>Base + Variable (GWh/año) | Periodo de suministro (años) | Total Energía Anual Ofertada (GWh/año) | % Total Energía Anual Adjudicada (GWh/año) | Precio promedio ofertado (USD\$/MWh) |
|---------|---|---|------------------------------|--|--|--------------------------------------|
| 2015-02 | 26-10-15                                | 1.200   | 2017-2036                    | 8.564                                  | 100%                                       | 79,34                                |
| 2015-01 | 17-08-16                                | 12.430  | 2021-2041                    | 85.000                                 | 100%                                       | 47,59                                |
| 2017-01 | 03-11-17                                | 2.200   | 2023-2042                    | 22.099                                 | 100%                                       | 32,53                                |
| 2021-01 | 07-09-21                                | 2.310   | 2026-2040                    | 18.526                                 | 100%                                       | 23,78                                |
| 2022-01 | 01-08-22                                | 5.250   | 2027-2041                    | 10.125                                 | 14,8%                                      | 37,38                                |

Fuente: Elaboración propia en base a información publicada en la página web de Empresas Eléctricas A.G.<sup>22</sup>

Sin embargo, como también se puede apreciar en el Cuadro No. 1, en el proceso del año 2022, la cantidad total de energía ofertada por las generadoras fue mucho más baja que en los procesos anteriores (menos del doble de lo licitado). En particular, a pesar de contar con la participación de 15 oferentes distintos, solo se pudo adjudicar un 14,8% de la energía licitada, porque la gran mayoría de las ofertas recibidas superaron el precio techo fijado por la Comisión<sup>23</sup>.

Existen algunas razones que podrían explicar el aumento de los precios en las ofertas recibidas durante el proceso 2022-01. Una de ellas podría ser las condiciones actuales del mercado internacional (como los elevados precios del petróleo y gas natural) en las decisiones de participación y precio de los oferentes. Sin embargo, esto sería poco razonable, en vista de que el inicio de suministro para el proceso 2022-01 es en el año 2027, más aún si el precio del GNL podía utilizarse como indexador. La pandemia reciente tampoco podría explicar la participación y los precios observados, dado que el proceso 2021-01 fue totalmente exitoso. En el presente trabajo argumentamos que el aumento persistente en los desacoples y las diferencias de costos marginales entre las barras de inyección y retiro pueden tener un papel importante en explicar la baja participación observada en esta licitación y, si no es debidamente atendida, podrían seguir influyendo en la participación y precios de futuras licitaciones.

## IV. DESACOPLES Y RIESGOS EN CONTRATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

Como fue señalado en la sección anterior, en los contratos de suministro de largo plazo en Chile, el precio del suministro de energía eléctrica se establece mediante subastas competitivas. Dicho precio se mantiene fijo durante toda la duración del contrato, salvo indexaciones. En estos contratos, el vendedor, que es la empresa de generación, debe comprar energía y potencia en el mercado spot para abastecer la demanda del comprador, que es la empresa de distribución. En consecuencia, en este contrato a largo plazo, el vendedor acepta todo

22 Empresas Eléctricas A.G., Licitaciones Eléctricas de suministro para hogares y pymes, última visita: 10 de noviembre de 2022. <https://www.licitacioneselectricas.cl/>.

23 De 41 USD\$/MWh para los bloques 1-A y 1-B y de 45.5 USD\$/MWh para el bloque 1-C.

el riesgo de precio del mercado spot por los retiros del comprador<sup>24</sup>. Las empresas de generación aceptan contratarse porque esto les permite obtener un flujo estable de ingresos para sus proyectos de generación, y así cubrirse parcialmente de los riesgos asociados al precio y a la operación del mercado spot<sup>25</sup>.

Desde el punto de vista de la empresa de generación, el problema de cuánta capacidad y producción desea contratar es un problema de portafolio. Para disminuir el riesgo de contratación en el mercado eléctrico chileno, se suele comprender que las empresas de generación están dispuestas a contratarse hasta la “energía firme” que puede inyectar su central. La “energía firme” es la cantidad de energía que las empresas de generación podrían producir la mayor parte del tiempo con alta probabilidad, dada la incertidumbre de disponibilidad de su combustible y su posibilidad de despacho<sup>26</sup>.

Para entender de qué manera los contratos permiten a las empresas de generación cubrir los riesgos del mercado spot, podemos considerar el flujo esperado de los beneficios asociados a un nuevo proyecto de generación eléctrica (sin almacenamiento). En este caso, la empresa generadora debe vender su energía en el mercado spot, y retirar energía del mismo mercado para luego venderla a sus clientes, con quienes posee un contrato de suministro a largo plazo. Para simplificar el análisis, vamos a suponer que toda la inyección se realiza en una barra (o nudo) del sistema, y que todo el retiro se realiza en otra barra distinta del sistema. Por esta razón, cabe la posibilidad de que los costos marginales ( $CMg$ ) de ambas barras puedan ser distintos por desacople. La vida útil del proyecto corresponde a una cantidad determinada de años ( $T$ ), y los flujos se descuentan a la tasa de costo de capital de la empresa ( $r$ ). Bajo estos supuestos, la empresa de generación estaría dispuesta a construir la central e ingresar al mercado eléctrico solamente si el flujo esperado de beneficios es positivo. Así, el flujo esperado de beneficios de un proyecto de generación eléctrica (sin almacenamiento) está dado por la siguiente ecuación:

$$E \left[ \int_0^T \mathbf{1}_{[CMg_t^I \geq CV_t]} \times (CMg_t^I - CV_t) K_t e^{-rt} dt \right] + E \left[ \int_0^T (p - CMg_t^R) L_t e^{-rt} dt \right] + R - C \geq 0$$

El primer término de la ecuación representa el valor presente del beneficio que espera obtener la empresa de generación por la venta de su energía en el mercado spot. Cuando la central es despachada, inyecta una cierta cantidad de unidades de carga ( $K_t$ ) en su barra de inyección, y puede venderla al costo marginal instantáneo en dicha barra ( $CMg_t^I$ ). Por despacho económico, la empresa solo inyecta cuando su costo variable declarado ( $CV_t$ ) es menor al costo marginal de inyección, condición que viene recogida por la función indicador<sup>27</sup>. Por esta inyección, la empresa obtiene lo que se denomina como “Ingreso Inframarginal” (IIM) en el mercado mayorista spot.

El segundo término de la ecuación representa el valor presente del beneficio que la empresa de generación espera obtener de su contrato de suministro. Los clientes de la empresa retiran una cierta cantidad de unidades de carga en la barra de retiro ( $L_t$ ); por dicho suministro, la empresa de generación cobra un precio ( $p$ ), que se fija en su contrato de suministro, y debe pagar el costo marginal vigente en el nudo de retiro ( $CMg_t^R$ ). Adicionalmente, la empresa de generación puede obtener otro tipo de ingresos en el mercado

24 Sebastian Mocarquer, Jorge Moreno de la Carrera, Rodrigo Moreno y Hugh Rudnick, “Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile. Dificultades y oportunidades”. Estudios Públicos, Vol. 125 (2012), pp. 139-168. <https://www.estudiospublicos.cl/index.php/cep/article/view/316>.

25 José Lima, “Riesgos de suministro eléctrico: efectos en competencia de subastas de contratos a largo plazo y propuestas de política”, Actas de Derecho de la Energía (PUC), Vol. 4 (2014), pp. 39-56. [http://drevistas.ucv.cl/detalles\\_numero.php?tituloID=346&numeroID=7935](http://drevistas.ucv.cl/detalles_numero.php?tituloID=346&numeroID=7935).

26 La posibilidad de despacho depende directamente del costo variable de generación de cada central. Mientras más alto es dicho costo, es menos probable que sea despachada por mérito económico.

27 Que toma el valor de 1 si se cumple la condición entre [], y toma el valor de cero en caso contrario.

eléctrico ( $R$ ), como el valor presente de los ingresos esperados por potencia de suficiencia, el valor presente de algún beneficio adicional por prestar servicios complementarios, etc. Asimismo, la empresa de generación incurre en otro tipo de costos ( $C$ ), como el valor presente de los costos esperados de inversión, operación y mantenimiento de la central eléctrica y su línea de transmisión, el valor presente de los pagos por uso del sistema de transmisión, retiros de potencia de sus clientes, servicios complementarios, etc.

#### 4.1 Riesgos que introduce el desacople en el contrato de suministro

Para comprender el riesgo que introducen los desacoples a los contratos de suministro de la empresa generadora, producto de las diferencias entre el costo marginal de inyección y retiro, podemos reformular la ecuación anterior de la siguiente manera<sup>28</sup>:

$$\begin{aligned}
 & E \left[ \int_0^T \mathbf{1}_{[CMg_t^I \geq CV_t]} \times (CMg_t^I - CV_t)(K_t - L_t)e^{-rt} dt \right] \\
 & + E \left[ \int_0^T \mathbf{1}_{[CMg_t^I \geq CV_t]} \times (CMg_t^I - CMg_t^R)L_t e^{-rt} dt \right] \\
 & + E \left[ \int_0^T \mathbf{1}_{[CMg_t^I \geq CV_t]} \times (p - CV_t)L_t e^{-rt} dt \right] \\
 & + E \left[ \int_0^T \mathbf{1}_{[CMg_t^I < CV_t]} \times (p - CMg_t^R)L_t e^{-rt} dt \right] + R - C \geq 0
 \end{aligned}$$

El primer término de la nueva formulación nos permite entender que, en la medida que la cantidad de carga que inyecta la central cuando es despachada sea similar a la cantidad de carga que retira por sus contratos en ese momento, sus beneficios dependerán menos del Ingreso Inframarginal<sup>29</sup>. Como las empresas se suelen contratar hasta por la cantidad de energía firme que puede generar su central, el primer efecto de la contratación es disminuir la dependencia de los beneficios de la empresa de sus ingresos por inyección y venta de energía en el mercado spot, hasta por dicha cantidad de energía.

El segundo término recoge la posibilidad que exista desacople entre las barras de inyección y retiro cuando la central es despachada. *Como se puede apreciar, este término solo es relevante si la empresa debe realizar retiros para abastecer a sus clientes, por lo que es un riesgo asociado a la tenencia de contratos.* En el caso ideal (y poco real) de un sistema eléctrico sin desacoples, este término tendría un valor muy bajo, ya que el costo marginal en los puntos de inyección y retiro sería muy similar (salvo diferencias por pérdidas de transmisión). Sin embargo, en un sistema eléctrico desacoplado, este término puede ser positivo o negativo, dependiendo de si el costo marginal esperado de inyección es mayor o menor al de retiro. Si ocurre lo segundo, como sería el caso que persista el aumento de desacoples entre el norte y la zona centro-sur del país, el término sería negativo para la empresa de generación que inyecta en el norte y retira en el centro-sur, por lo cual incurriría en una pérdida esperada por abastecer sus contratos. Esta pérdida esperada puede incorporarse parcialmente en el precio del contrato, ya que es factible que en algunos eventos esperados —con probabilidad positiva—, no existan desacoples y la diferencia en costos marginales sea menor.

El tercer y cuarto término recogen una parte importante del flujo de beneficios para la empresa de generación por su contrato de suministro. Vistos ambos términos en conjunto, se puede comprender que la empresa enfrenta el riesgo de mercado spot por sus retiros solo cuando no está siendo despachada. Mientras es despachada, los beneficios que obtiene por el contrato se estabilizan y la empresa gana la diferencia entre el precio de su contrato

28 La reformulación se obtiene sumando y restando  $E \left[ \int_0^T \mathbf{1}_{[CMg_t^I \geq CV_t]} \times (CMg_t^I - CV_t)L_t e^{-rt} dt \right]$ .

29 Esta sería una de las razones que fundamentan las licitaciones por bloques horarios (y en general los contratos tipo PPA), al permitirles a las empresas contratarse solamente en aquellas horas en que pueden efectivamente generar, disminuyendo así su dependencia al mercado spot por sus inyecciones.

y su costo variable de generación. Pero, cuando no es despachada, los beneficios del contrato dependen de la diferencia entre el precio del contrato y el costo marginal de retiro. El desacople también puede afectar estos beneficios para la empresa. En efecto, cuando la central no es despachada, y el costo marginal de retiro es mayor al de inyección por desacople, la empresa tiene que pagar un mayor costo por abastecer sus contratos, reduciendo sus beneficios esperados. Este último costo es más limitado en aquellas empresas que se contratan en bloques horarios donde estarían siendo despachadas, pero no así en aquellas que tienen que abastecer contratos de suministro en bloques horarios donde no estén siendo despachadas.

En consecuencia, la presencia de desacoples genera riesgos en los contratos de suministro, que pueden disminuir las ventajas de estar contratado para las empresas de generación. Por un lado, puede ocasionar pérdidas esperadas, si se espera que el costo marginal de retiro pueda ser mayor al costo marginal de inyección por congestión. Este riesgo es intrínseco a estar contratado y las empresas solo pueden cubrirse parcialmente a través del precio de sus contratos, basándose en el promedio de todas las diferencias esperadas entre los costos marginales de inyección y retiro<sup>30</sup>. Por otro lado, los desacoples también pueden generar sobrecostos si la empresa tiene que pagar costos marginales muy elevados cuando realiza retiros de energía para abastecer sus contratos de suministro, cuando no está siendo despachada por el Coordinador e inyectando energía en el sistema.

Finalmente, cuando los sistemas deben operar en forma desacoplada, la prestación de Servicios Complementarios (SSCC) también se vuelve local y utiliza solo los recursos disponibles en la zona, haciendo más cara su prestación<sup>31</sup>. Los contratos de suministro para clientes regulados impiden que el generador traspase este mayor costo a los usuarios, no así los contratos a cliente libre, que suelen incorporar una cláusula de traspaso directo de estos costos. Esto afecta al alza el término de la condición anterior, para aquellos generadores que compiten en las licitaciones de suministro de contratos para clientes regulados.

## 4.2 Efecto del desacople en el precio mínimo a ofertar en licitaciones de suministro

Cuando las empresas de generación deciden el precio que desean ofertar en las licitaciones de suministro eléctrico, deben respetar la condición que impone el flujo esperado de beneficios de aquellos proyectos que serán utilizados para abastecer dichos contratos. Manipulando la ecuación original, podemos obtener la siguiente condición para el precio mínimo que las empresas de generación con nuevos proyectos estarían dispuestas a ofertar en la licitación<sup>32</sup>:

$$p \geq \frac{E \left[ \int_0^T CMg_t^R L_t e^{-rt} dt \right]}{E \left[ \int_0^T L_t e^{-rt} dt \right]} + \frac{C - R - E \left[ \int_0^T \mathbf{1}_{[CMg_t^I \geq CV]} \times (CMg_t^I - CV_t) K_t e^{-rt} dt \right]}{E \left[ \int_0^T L_t e^{-rt} dt \right]}$$

30 Si son aversas al riesgo, también incorporarán un premio adicional al promedio esperado. No obstante, existe la noción de que este riesgo es muy difícil de dimensionar para las empresas de generación, dado que el aumento de desacoples dependen de muchos factores que afectan el crecimiento real del sistema entre el momento de la licitación y el inicio de suministro de los contratos (5 años), que estarían fuera de su control.

31 La normativa señala que los costos de SSCC que no impliquen nueva infraestructura (como los de control de frecuencia), son pagados por los generadores a prorrata de sus retiros. La Asociación de Clientes Libres (ACENOR) ha señalado recientemente que los costos que se tienen que pagar hoy por SSCC superan los 15 USD\$/MWh, que las empresas de generación no pueden traspasar a los clientes regulados (ACENOR, "Mesa de Diálogo Público-Privada Mercado de Corto Plazo", Presentación PowerPoint, Santiago, 27 de octubre de 2022. <https://acenor.cl/wp-content/uploads/2022/07/Presentacion-ACENOR-AG-Mesa-Mercado-Corto-Plazo.pdf>).

32 Es un precio mínimo para las ofertas por dos razones: la primera, porque el precio final ofertado dependerá del nivel de competencia esperado en cada licitación; la segunda, porque si la empresa es aversa al riesgo también incluirá un premio por riesgo a su oferta (John Klemperer, "What Really Matters in Auction Design", Journal of Economic Perspectives, Vol. 16, No. 1 (2002), pp. 169-189. <https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/0895330027166>).

El primer término representa el costo marginal promedio esperado en el punto de retiro, ponderado por la carga que retirarán los clientes en dicho punto ( $\overline{CMg^R}$ ). El segundo término representa la parte de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de la central que no es cubierta por otros ingresos en el mercado eléctrico (potencia de suficiencia) y el Ingreso Inframarginal en el punto de inyección ( $IIM_t^I$ ). Con estas definiciones, podemos simplificar la condición para el precio mínimo a ofertar, obteniendo la siguiente condición:

$$p \geq \overline{CMg^R} + \frac{C - R - E \left[ \int_0^T IIM_t^I e^{-rt} dt \right]}{E \left[ \int_0^T L_t e^{-rt} dt \right]}$$

Esta condición señala que el precio mínimo que la empresa de generación exigirá por su proyecto —en las licitaciones de contrato de suministro— será la suma del costo marginal promedio esperado en el punto de retiro y la parte de sus costos medios de inversión, operación y mantenimiento que no es cubierta por sus ingresos medios esperados por potencia de suficiencia, Ingreso Inframarginal y otros. En un mercado eléctrico competitivo, adaptado y sin desacoples, el segundo término sería igual a cero, ya que el Ingreso Inframarginal de la empresa debería compensar aquellos costos medios que no logran ser cubiertos por los pagos de potencia de suficiencia y otros ingresos<sup>33</sup>.

En un sistema eléctrico desacoplado, sin embargo, el precio mínimo que las generadoras exigirán en sus contratos de suministro se verá afectado de dos maneras<sup>34</sup>:

1. Si se espera que, en el corto o mediano plazo, los costos marginales esperados de retiro sean mayores debido a desacoples, afectando el valor de  $\overline{CMg^R}$  al alza.
2. Asimismo, si los costos marginales esperados de inyección son bajos debido a desacoples, es posible que el Ingreso Inframarginal y otros ingresos no sean suficientes para cubrir los costos de inversión, operación y mantenimiento de la central, lo que también elevaría el precio mínimo a ofertar.

En consecuencia, si, por ejemplo, el aumento observado en los desacoples entre el norte y centro-sur del país se mantiene en el futuro, se puede esperar que los precios mínimos que ofrezcan las empresas de generación en las licitaciones sean mayores, por dos vías: la primera, por el mayor costo marginal esperado en las barras de retiro de los contratos (independientemente de donde inyecten); la segunda, porque en caso de que inyecten la energía de sus proyectos en el norte, y esperen venderla a costo marginal bajo, su Ingreso Inframarginal esperado no alcanzaría a pagar todos sus costos esperados de inversión, operación y mantenimiento.

Lo anterior podría formar parte de la explicación de lo observado en el proceso de licitación 2022-01, en el cual se presentaron 15 oferentes que, a su vez, realizaron un total de 147 ofertas distintas (algunas con restricciones). De todas estas ofertas, solamente 15 estuvieron por debajo del precio techo establecido por la Comisión. En el siguiente cuadro se comparan los rangos de precio que ofertaron 9 empresas que participaron tanto en la licitación 2021-01, como en la licitación 2022-01, de las cuáles solo OPDE Chile ganó un contrato de suministro en 2021.

33 Soledad Arellano y Pablo Serra, "A model of market power in electricity industries subject to peak load pricing", Energy Policy, Vol. 35, No. 10 (Octubre de 2007), pp. 5130-5135. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.04.030>.

34 Como fue señalado anteriormente, los mayores pagos de SSCC debido al desacople también pueden aumentar el precio mínimo de las ofertas en licitaciones de contratos para clientes regulados, a través de .

**Cuadro No. 2: Comparación de rango de precios ofertados (USD\$/MWh) por empresas que participaron en licitación 2021-01 y en licitación 2022-01.**

| Empresa                     | 2021-01 | 2022-01          |
|-----------------------------|---------|------------------|
| Acciona Energía Chile       | 22-45   | 28               |
| Copiapó Energía Solar       | 33-40   | 25 (1) / 51 (2)* |
| Colbún                      | 42-44   | 64               |
| Enel Generación Chile       | 32-56   | 48-51            |
| FRV Development Chile       | 31      | 37               |
| Inversiones La Frontera Sur | 58      | 72               |
| Likana Solar                | 34-36   | 50               |
| Pacific Hydro               | 30-33   | 25-30            |
| OPDE Chile                  | 21-22   | 55               |

Fuente: Elaboración propia en base a actas de adjudicación de ambas licitaciones.

\* Copiapó Energía Solar presentó una oferta a 25 USD\$/MWh y dos ofertas a 51 USD\$/MWh.

Se puede observar que casi todas las empresas aumentaron el precio mínimo que colocaron en sus ofertas. Dicho comportamiento (así como la baja participación observada) sería consistente con un cambio en la expectativa del aumento y la persistencia de desacoples, que aumentarían los costos marginales en las barras de retiro durante el periodo de suministro de los contratos licitados.

## V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los desacoples en el mercado eléctrico nacional son un fenómeno común de su operación, pero en los últimos años han aumentado en su frecuencia y duración. Esto ha ocasionado que algunas empresas de generación renovable que inyectan su energía en el norte del país, y retiran energía en el centro-sur para abastecer contratos de suministro, tengan problemas para seguir participando en las transferencias de energía y potencia del sistema. En este artículo se argumenta que, de persistir este aumento de los desacoples a futuro, se estaría afectando la participación y los precios mínimos que se pueden obtener en las licitaciones de contratos de suministro eléctrico de largo plazo. Esto se debe a que el riesgo de mantener un contrato de suministro aumenta, incentivando a las empresas a ofrecer precios mayores en sus ofertas.

En el largo plazo, la solución más razonable a este problema está lógicamente en incorporar más capacidad de transmisión en la zona norte y centro-sur del país, que permita disminuir la existencia de congestión y desacoples. No obstante, existe un trade-off al aplicar este tipo de solución, cuyo costo siempre lo termina pagando el consumidor final. Por un lado, incorporar una gran cantidad de activos de transmisión que eliminen totalmente las congestiones, tiene un elevado costo de inversión, operación y mantenimiento, que lo pagan los consumidores finales (en forma directa, o a través de mayores precios en los contratos de suministro). Asimismo, la persistencia de congestión y desacoples, que elevan los costos marginales de retiro, aumentan los precios de los contratos de suministro; ya sea porque elevan el precio mínimo ofrecido, o porque pueden generar una menor participación y competencia en las licitaciones. Muy posiblemente, la solución "óptima" a este problema está en lograr un compromiso entre estos dos costos para los consumidores –costo de tener más activos de transmisión versus costo de tener mayores precios en los contratos de suministro–, que permita incorporar, utilizando criterios de eficiencia y riesgo, una cantidad razonable de activos de transmisión. Lo anterior, aunque no elimine completamente la ocurrencia de congestiones y desacoples, puede disminuirla lo suficiente para no generar demasiadas distorsiones y precios elevados en las licitaciones de contratos de suministro.

En el mediano plazo, la autoridad también podría evaluar la incorporación al sistema eléctrico de soluciones que permitan aminorar el problema de la congestión y desacoples, como los sistemas de almacenamiento, tanto a nivel de generación (como puede ser en las mismas centrales solares y eólicas) como a nivel de transmisión. La nueva Ley de Almacenamiento y Electromovilidad, aprobada recientemente en el Congreso, ayudaría en este sentido. En el corto plazo, en vista de que la autoridad debe continuar con las licitaciones de suministro eléctrico, deberá ser capaz de convencer a los potenciales oferentes que se realizarán las modificaciones y se tomarán las medidas necesarias para que los problemas de desacople que se observan hoy en día no persistirán al momento de inicio del suministro de los nuevos contratos licitados.



Este documento se encuentra sujeto a los términos y condiciones de uso disponibles en nuestro sitio web:  
<http://www.centrocompetencia.com/terminos-y-condiciones/>

**Cómo citar este artículo:**

José Luis Lima R, "Desacoples y riesgos para contratos de suministro de largo plazo en el mercado eléctrico chileno", *Investigaciones CeCo* (diciembre, 2022),  
<http://www.centrocompetencia.com/category/investigaciones>

Envíanos tus comentarios y sugerencias a [info@centrocompetencia.com](mailto:info@centrocompetencia.com)  
CentroCompetencia UAI – Av. Presidente Errázuriz 3485, Las Condes, Santiago de Chile