

# Mirada

---

## ADMINISTRATIVA

**PDAE**  
Programa de Derecho  
Administrativo Económico

/ N°23

/ Agosto • 2023

# XXII JORNADAS DE DERECHO DE ENERGÍA

*Actualidad y desafíos regulatorios*

*1° de agosto de 2023*



**FACULTAD DE DERECHO**  
PONTIFICIA UNIVERSIDAD  
CATÓLICA DE CHILE

# **XXII JORNADAS DE DERECHO DE ENERGÍA**

*Actualidad y desafíos regulatorios*

**Crónica**

**1° de agosto de 2023**

## I. PRESENTACIÓN

El pasado martes 1° de agosto se llevaron a cabo las XXII Jornadas de Derecho de Energía, organizadas por el Programa de Derecho Administrativo Económico (PDAE).

Desde el año 1998, el PDAE ha tenido una incesante actividad especializada organizando Jornadas, Seminarios, Diplomados, la publicación año a año de la Revista de Derecho Administrativo Económico (ReDAE) hoy indexada en Scopus, y convocando el desarrollo de publicaciones académicas enfocadas en las distintas áreas del Derecho Administrativo Económico.

Como en cada una de las Jornadas de Derecho de Energía que hemos organizado, la motivación principal, es promover el conocimiento, la reflexión académica y el diálogo entre los distintos sectores involucrados e interesados en mayores espacios de discusión, aprendizaje y difusión acerca del derecho de energía y sus vinculaciones con otras disciplinas.

En esta oportunidad, se abordaron temas de actualidad y los desafíos regulatorios que devienen a futuro.

La inauguración de la Jornada estuvo a cargo del Ministro de Energía, Diego Pardow Lorenzo, quien se refirió a la reforma estructural que buscan lograr desde el Gobierno para avanzar hacia la descarbonización, a través de un proyecto de ley que busca abrir el espacio político y técnico en 4 aspectos relevantes: 1) adaptar la institucionalidad energética al cambio climático; 2) abordar aspectos específicos en materia de transmisión; 3) repensar el sistema de almacenamiento de energía incorporando energías renovables, y 4) análisis en materia de ingresos tarifarios.

A continuación, intervino el Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, Juan Carlos Olmedo, quien expuso sobre los desafíos regulatorios de la transición energética en el Sistema Eléctrico Nacional.

A continuación, se ofrece una crónica de dicho encuentro en la que se resaltan los principales asuntos abordados por los expositores.

## II. PRIMER PANEL: Coordinación. Planificación de la Transmisión



**Diego Perales Roehrs**

*Ex Jefe jurídico de la Comisión Nacional de Energía de Chile*

El profesor Perales comenzó su exposición expresando que su motivación en participar de estas Jornadas se debe a que, en estos momentos, se discute una nueva modificación a la ley orgánica de la Superintendencia y que le parece oportuno revisar el recurso de ilegalidad contra sus decisiones, en especial, sobre su procedencia en los procedimientos sancionatorios.

Seguidamente, inició el desarrollo de su presentación abordando los siguientes puntos: 1) Descripción respecto de cómo la regulación legal y reglamentario en materia eléctrica no es muy diversa a la de otros procedimientos sancionatorios, pero la aplicación práctica es muy disímil entre los órganos de la administración pública; 2) Descripción sobre la diferencia entre el proceder de la Superintendencia de Electricidad con la Superintendencia de Medioambiente; 3) El problema probatorio en los procedimientos sancionatorios. La dificultad de rendir prueba en el procedimiento administrativos. La ausencia de fiscalizaciones y cómo la Superintendencia procede reactivamente y 4) La necesidad de contar en los procedimientos sancionatorios de una contraparte técnica diferente al propio órgano que aplica la sanción. Describir a la complejidad técnica de estos procedimientos sancionatorios.

### En defensa de la independencia del coordinador y la regulación vigente

Asimismo, se expresó sobre el recurso de ilegalidad en materia eléctrica, e hizo alusión a su origen histórico y como aquello ha influido en otros procedimientos sancionatorios administrativos.

Además, abordó un análisis de la jurisprudencia que limita el recurso a cuestiones estrictamente de legalidad, indicando cómo aquella jurisprudencia deja en indefensión a las empresas cuando la discrepancia con el órgano fiscalizador se refiere a cuestiones de hecho.

También hizo mención a cómo la ausencia de argumentación del órgano fiscalizador al momento de sancionar deja en indefensión a las empresas sobre la determinación del quantum de la multa.

Seguidamente analizó la posibilidad del órgano fiscalizador de interpretar las mismas normas que está llamado a fiscalizar y cómo aquello también se utiliza negativamente para aumentar la indefensión de los administrados.

Asimismo, desarrolló su idea de por qué es mala idea que las Corte de Apelaciones sean órganos de primera instancia e hizo una comparación sobre la situación anterior, con las sanciones en procedimientos sancionatorios ambientales y como la existencia de

Tribunales Ambientales influye en el proceder de la Superintendencia de Medio Ambiente.

Finalmente, abordó la posibilidad de una propuesta de modificación del recurso de ilegalidad en materia sancionatoria. En particular, hizo mención a que se debería instar por una regulación uniforme en materia sancionatoria administrativa, destacó la importancia de los tribunales contenciosos administrativos, expresó la necesidad de reformular la instancia de reclamo de las

sanciones impuestas por la Superintendencia, no como un recurso de ilegalidad sino como una instancia de revisión del procedimiento sancionatorio, repensar el órgano llamo a conocer estos recursos de reclamación en procesos sancionatorios y la necesidad de buscar mecanismos alternativos a la sanción de multa. La necesidad de regular el plan de cumplimiento en procedimientos sancionatorios.



**Consuelo Mengual Henríquez**

*Actual Directora de la Unidad Legal del Coordinador Eléctrico Nacional*

En su introducción, la expositora se refirió a los Principios de la Coordinación establecidos en el artículo 72-1° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), constituyendo el marco y la guía de actuación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Asimismo, expresó que lo previsto por dicha norma, cobra especial relevancia en el momento que atraviesa actualmente el sector eléctrico, considerando los desafíos de la ruta hacia la carbono neutralidad. Explicó que ello cobra especial relevancia porque ésta supone la actuación de múltiples actores privados, pero cuyas decisiones deben internalizar este marco normativo respecto de sus efectos en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la irrupción de nuevas tecnologías que desafían la casuística considerada por la normativa vigente, pero respecto de las cuales el Coordinador debe igualmente cumplir el rol que le impone la LGSE.

También hizo referencia a que el cumplimiento del marco normativo en el sector eléctrico no limita ni obstaculizar la ruta hacia la carbono neutralidad, si no que garantiza un equilibrio entre la seguridad energética a largo plazo y la promoción de la innovación en el sector eléctrico para alcanzarla.

Agregó que, por ello, los Principios de la Coordinación no son arbitrarios ni exclusivos del actuar del Coordinador, y deben ser considerados por los diversos actores del sector en cuanto al efecto de sus decisiones en la operación del SEN.

## ***Ponencia: Los Principios de la Coordinación y los desafíos de la ruta hacia la Carbono Neutralidad***

Además expresó que, como la evidencia indica, de no hacerlo, aquellas decisiones basadas exclusivamente en consideraciones de carácter privado pueden devenir en incumplimientos normativos, o ser impracticables al contravenir los principios de seguridad, operación económica o acceso abierto y que, en particular, la coordinación de la operación del SEN supone que exista un servicio seguro, confiable y de calidad, según dispone el primer principio de la coordinación, el que se garantiza dando cumplimiento a los requerimientos técnicos establecidos en normativa.

Destacó que relajar estos requerimientos no sólo implicaría un evidente incumplimiento normativo de parte del Coordinador, sino que, además, este no estaría dando cumplimiento al rol que la LGSE le impone, según recientemente resolvió la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y el H. Panel de Expertos respecto del criterio de seguridad N-1.

Seguidamente, la expositora hizo mención a que, a medida que el sector eléctrico evoluciona, se presentan situaciones que no están contempladas explícitamente en la normativa existente y que, ante esta realidad, el Coordinador debe igualmente dar cumplimiento del rol que le impone la LGSE. De ese modo, los Principios de la Coordinación guían las decisiones del Coordinador en situaciones no reguladas explícitamente, por lo que estos principios, basados en estándares internacionales y priorizando la seguridad, el costo mínimo y el acceso abierto, permiten al sector eléctrico adaptarse y responder eficazmente a los desafíos en constante

evolución, tal como ha sido reconocido por el H. Panel de Expertos.

Finalmente, a modo de conclusión, la expositora hizo mención que los efectos de las decisiones privadas en el SEN–y por consiguiente en la actuación del Coordinador dependerán de si se enmarcan o no dentro de la normativa vigente y los Principios de la Coordinación.

Agregó que, de esta manera, es crucial que las decisiones en el mercado eléctrico se tomen considerando siempre la seguridad, la operación económica y el acceso abierto como principios rectores, dando cumplimiento al marco normativo vigente, y así habilitar el crecimiento y

avances tecnológicos en energía, sin afectar la provisión de un servicio seguro, confiable y de calidad.

Por otro lado, manifestó que, a medida que aumenta la velocidad con que el sector eléctrico se desarrolla, se presentan situaciones que no tienen un tratamiento expreso en la normativa o que, de tenerlo, no cuentan con el nivel de detalle suficiente para su aplicabilidad, y que, no obstante, aun en ausencia de normativa expresa, el Coordinador debe cumplir con su rol y adoptar aquellas decisiones que sean necesarias, siempre dentro de su marco y guía de actuación.



**María José Saintard Laage**

*Abogada de la Universidad de Los Andes, con Diplomado en Derecho de Recursos Naturales con mención en Energía y Regulación Económica.*

La expositora expresó que su ponencia tiene por objeto hacer un análisis del rol de la Transmisión en la Transición Energética, y cómo los avances de esta última se ven afectados por los desafíos a los que se enfrenta el segmento de transmisión, especialmente en el desarrollo de proyectos y en lo que respecta a las dificultades en materia de permisología y en cuanto a la planificación de nuevos proyectos.

Asimismo, indicó que, si bien la transmisión tiene una función clave en la transición energética, como segmento habilitante, dicha función se ve hoy condicionada en base a las dificultades que nacen de los diferentes permisos - tramitados ante un diverso número de instituciones- que requieren estos proyectos para poder entrar en operación y cumplir su rol considerado como fundamental para la matriz energética chilena.

También, manifestó que se necesita una planificación centralizada que sea capaz de anticiparse a la creciente demanda de energías renovables y que, por ello, actualmente los proyectos de transmisión se deben enfrentar a diversos actores al momento de ejecutarse: el Servicio de Evaluación Ambiental, la Corporación Nacional Forestal, Municipalidades y su Dirección de Obras, Secretarías Regionales Ministeriales de distintos ministerios del Estado como Salud, Vivienda, Bienes Nacionales, Medio Ambiente, entre otras; la Dirección General de Aguas, el Consejo de Monumentos Nacionales, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

## ***Transmisión y los Desafíos de la Transición Energética***

Agregó que, a los anteriores se suman otros actores que pueden tener una participación activa en el desarrollo de proyectos, como los Tribunales de Justicia, Superintendencia del Medio Ambiente y los Tribunales Ambientales.

Seguidamente indicó que, frente a la referida variedad de actores, los agentes que participan en el mercado suelen encontrarse con incertidumbres, problemas y obstáculos, tales como descoordinaciones entre las autoridades sectoriales frente a la evaluación y tramitación de proyectos, lo a su vez conlleva enfrentarse a una disparidad de criterios en la aplicación de normas, directrices de instituciones que cambian conforme a la tendencia política del gobierno, incoherencias entre lo que establece la regulación y la forma en que se ejerce la fiscalización, diferencias en lo exigido por un mismo organismo sectorial conforme cambia la ubicación geográfica del proyecto, entre otros.

Finalmente manifestó que, sin perjuicio de lo anterior, pueden encontrarse oportunidades de mejora en la transmisión que pueden implementarse en orden de poder avanzar hacia esta Transición Energética, buscando se otorgue mayor certeza regulatoria y jurídica, así como transparencia al mercado, por medio de garantías mínimas para el desarrollo de proyectos.

Dichas medidas, hoy se pueden implementar mediante proyectos de ley, como es el caso del Proyecto de Ley de Transición Energética que hoy está en vías de ingreso al Congreso, establecer mejoras en el canal de comunicación entre autoridades sectoriales, y definir un lineamiento de permisología que permita ejecutar los proyectos dentro del plazo requerido por el mercado energético, otorgando mayor certeza a las empresas a

cargo del desarrollo de estos proyectos, pero siempre respetando el estándar ambiental.

Asimismo, concluyó que es necesario que la autoridad a cargo de la planificación del sistema empiece a anticiparse a las necesidades, considerando el tiempo que toma el desarrollo de proyectos de transmisión en comparación con los de generación y que, hoy, el sector energético se encuentra frente a un desafío, el que es necesario superar en orden de lograr desarrollar

de transmisión que cumplan con los tiempos requeridos para la transición energética, otorgándole mayores certezas regulatorias al mercado eléctrico en su generalidad, pero especialmente al segmento de la transmisión, resultando vital contar con una mayor coherencia en la toma de decisiones que otorguen certidumbre a los agentes y empresas del mercado eléctrico



**Rodrigo Quezada Marín**

*Abogado con posgrados en Regulación y Competencia, en Derecho de los Recursos Naturales, con mención en Derecho de Energía, en Gestión y Regulación del Agua, y en Política y Regulación Energética. Abogado de Comisión Nacional de Energía.*

El expositor inicia su participación expresando que la transición energética es una prioridad en Chile.

Agrega que, en nuestro país, las energías renovables son las fuente de generación principales de nuestro Sistema Eléctrico Nacional.

Agregó que, actualmente, el contexto muestra la falta de robustez y visión de largo plazo en el diseño del sistema de transmisión, la falta de consideración de exigencias sociales y ambientales en el desarrollo de los proyectos de transmisión y el retraso en la entrada en operación de proyectos.

Asimismo, indicó la necesidad de tener en cuenta las consideraciones económicas actuales y que un sistema de transmisión robusto minimizaría congestiones, facilitaría la conexión y reduciría los precios de generación.

Seguidamente, indicó que, sin perjuicio de lo anterior, algunas de las características particulares de estos recursos energéticos, como su concentración en zonas geográficas de alto potencial o la intermitencia y fluctuación de sus flujos de energía, suponen una serie de desafíos regulatorios para el segmento de transmisión, los que deben ser abordados para adaptar el sistema a

## ***Planificación de la transmisión eléctrica: experiencia, diagnóstico y reformas para abordar la transición energética***

este nuevo escenario y así alcanzar las metas de descarbonización de la matriz eléctrica definidas en nuestra Política Energética Nacional.

Finalmente expresa que para lograr lo anterior, se requiere de una planificación integral que permita responder con eficiencia a las necesidades de expansión, reforzamiento e incorporación de nuevas tecnologías a nuestra red, con el objetivo de que la transmisión pueda actuar realmente como sector habilitante para la transición energética.

### III. SEGUNDO PANEL: Precios



**Clemente Pérez E.**

*Abogado de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Máster en Políticas Públicas de Georgetown University, Washington D.C. y Máster en Administración de Empresas de la Pontificia Universidad Católica de Chile.*

El abogado inició su exposición señalando que durante los complejos meses que siguieron al estallido social y a la pandemia en Chile, se implementaron dos sistemas de estabilización de precios que permitieron evitar fuertes alzas en los precios de la electricidad para clientes regulados.

Agregó que ambos mecanismos son de fácil comprensión, pero de sofisticada implementación, cuentan con una serie de características comunes que son interesantes de analizar, por los desafíos regulatorios y financieros que implicaron, y también como una posible solución a analizar para otros países o para Chile en otros momentos, en que se requiera estabilizar los precios de la energía, sin la necesidad de recurrir a subsidios públicos.

Asimismo, expresó que dos factores económicos son centrales en la necesidad y en la viabilidad de estos dos mecanismos: por una parte, los contratos de suministro de la energía eléctrica entre las Generadoras y las empresas de distribución están indexadas en dólares, y se produjo durante esos complejos meses una muy fuerte alza del tipo de cambio; y por otro lado, la significativa incorporación de las energías renovables, que permitieron contar con relevantes bajas futuras en

#### **Los mecanismos de estabilización de precios para la energía eléctrica en Chile. Desafíos y lecciones**

los contratos de suministro y, que por ello, la lógica de ambos mecanismos de estabilización es la de evitar alzas presentes, con cargo a las futuras bajas.

Seguidamente, indicó que estas dos operaciones fueron muy complejas por la magnitud de recursos y de actores involucrados.

Asimismo, el expositor hizo referencia a la complejidad de determinar los montos no cobrados a los clientes regulados, para cada contrato de suministro, los llamados Saldos PEC, en el primer sistema, y Documentos de Pago, en el segundo sistema. Luego, cómo implementar un fondo de estabilización de precios que manejara recursos de fuentes privadas (los clientes de la energía eléctrica, regulados y libres) y destinados a privados (las Generadoras), pero recursos que serán administrados y garantizados por el Estado. Agregó que cabe analizar las características de este Fondo, su administración y la forma en que debe responder a sus compromisos de acuerdo con la Ley.

A continuación, el expositor hizo referencia al ámbito de derecho privado y la financiación de un sistema que sea financiable, en que las cuentas por cobrar sean cedibles a terceros, de manera tal que esos terceros pudieran proveer los fondos a las Generadoras, las que

buscan monetizar estas cuentas y mantener la caja necesaria para hacer frente a sus obligaciones financieras y, asimismo, la necesidad de determinar las tasas de interés, de manera tal que sea de mercado y definida a través de un proceso competitivo y transparente, pues finalmente será traspasada a los clientes regulados de la energía eléctrica.

Finalmente, agregó que, por ello, la lógica de ambos mecanismos de estabilización es la de evitar alzas presentes, con cargo a las futuras bajas y que estas dos operaciones fueron muy complejas por la magnitud de recursos y de actores involucrados.



**Francisco José Irarrázaval**

*Abogado de la universidad de Los Andes. Profesor de Derecho Eléctrico en la Universidad de los Andes y Profesor del Magíster en Derecho de los Recursos Naturales y Medio Ambiente, Universidad Finis Terrae.*

En su introducción, el Profesor Irarrázaval manifestó que el sistema eléctrico chileno atraviesa un de los momentos más delicados de su historia:

Que la masiva y rápida entrada de muchas centrales renovables al parque generador, junto con el lento crecimiento en infraestructura de transmisión ha comenzado a mostrar sus repercusiones en el sistema eléctrico. Particularmente, poniendo en riesgo dos de los grandes principios y pilares por los cuales se sustenta nuestro sistema eléctrico, cuales son: la seguridad del servicio eléctrico, y la garantía de contar con la operación más económica posible.

Asimismo, indicó en su exposición que muchas empresas con activos renovables han transmitido su delicada situación financiera y la imposibilidad de dar cumplimiento a sus obligaciones en el Mercado de Corto Plazo, atribuyendo su situación a las diferencias en los costos marginales observados en los últimos dos años producto del aumento en la congestión de las instalaciones de transmisión.

Agregó que lo anterior ha afectado a algunas de las empresas ERNC, quienes inyectan su energía en la zona norte y mantienen contratos de suministro con clientes libres y distribuidoras en la zona centro-sur, debido a su obligación de venta a un costo marginal bajo y al mismo tiempo el deber que tienen retirar y comprar energía para abastecer sus contratos a un costo marginal elevado.

## ***Urgente protección a clientes libres***

Asimismo, profundizó destacando que dicha situación ha ocasionado que hasta la fecha dos empresas ERNC, una de energía solar denominada María Elena Solar de propiedad de la empresa generadora Solarpack y otra eólica, denominada Parque Eólico Cabo Leones II de propiedad conjunta del Grupo Ibereolica Renovables y Grupo Naturgy, hayan sido suspendidas de su participación en el Mercado Spot, y ejecutadas sus boletas de garantías en razón de su imposibilidad de cumplir con sus obligaciones de pago determinados en los Balances. Asimismo, una tercera empresa (Mainstream) recientemente ha solicitado la suspensión temporal de su parque eólico Caman del Mercado Spot por dificultades en la construcción de su proyecto que han retrasado su entrada en operación.

Por otro lado, el profesor agregó que junto con lo anterior, se han generado solicitudes de revisión de contratos de suministro con clientes libres por parte de algunas Empresas ERNC de modo de ajustar los precios de energía hacia niveles más cercanos a los que presenta el Mercado en la actualidad.

Seguidamente, indicó que lo anterior ha develado el gran riesgo y desprotección que tienen los clientes libres frente a una eventual suspensión de sus suministradores del Mercado de Corto Plazo y que, en efecto, de acuerdo a los artículos 162 del Decreto Supremo No.125 y el 3-72 de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, aquellos clientes libres cuyo suministrador fuere

suspendido por el incumplimiento de pagos, deberá ser desconectado del sistema eléctrico en un plazo máximo de 24 horas desde que ello sea instruido por el Coordinador, y solo solo podrá ser reconectado, y por consiguiente, volver a ser abastecido de suministro eléctrico, cuando un nuevo suministrador informe de un nuevo contrato de suministro por la totalidad de su retiro o cuando se levante la suspensión y permita la participación en el Mercado de Corto Plazo de aquel suministrador suspendido.

Finalmente, el expositor cierra su exposición invitando al debate sobre si realmente existe una protección de

aquellos clientes libres que diligentemente han suscrito contratos de suministro eléctrico a modo de garantizar el funcionamiento de sus instalaciones, y la forma en que la normativa aplicable ha resuelto corregir un problema del sistémico, afectando con ello la intangibilidad de los contratos, y al mismo tiempo los principios estructurales sobre los cuales descansa la coordinación de nuestro sistema eléctrico (Artículo 72-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos).



**Oscar Guillermo Guzmán Zepeda**

*Doctor en Derecho y Licenciado en Ciencias Jurídicas por la Universidad de Talca. Investigador Asistente de Derecho Público en la misma Universidad*

El profesor Guzmán Zepeda da inicio a su presentación manifestando que los mínimos técnicos que establece el Coordinador eléctrico con el objetivo de dar seguridad y confiabilidad al sistema tienen consecuencias que implican una distorsión del mercado eléctrico, la cual podemos considerar como una suerte de falla de mercado.

Asimismo, indicó que, en este sentido, las grandes generadoras térmicas cuentan con ventajas de mercado por sobre las generadoras a base de energías renovables no convencionales, como son asegurar de manera permanente inyecciones de energía al sistema, valorizadas fuera del costo marginal, uso preferente de la red de transmisión y, en general, seguridad para sus inversiones.

Agregó que, naturalmente, un escenario como este afecta de manera grave la transición energética chilena. Sin perjuicio de que la justificación y necesidad de contar con mínimos técnicos son explicados desde la ingeniería misma del sistema, su conformación, establecimiento y aplicación requieren hacerse de forma armónica con el ordenamiento jurídico que regula la actividad.

Seguidamente, indicó que un primer aspecto problemático para destacar se encuentra en la naturaleza de los mínimos técnicos, que de cierta forma son un

## **Criterios jurídicos para la determinación de mínimos técnicos**

beneficio económico directo para un determinado tipo de empresas (generadoras térmicas) por sobre otras del sector, lo cual – de acuerdo con el artículo 19 N° 22 de la CPR – es posible siempre que sea por ley y no implique una arbitrariedad.

Planteó que, cabe preguntarse si los mínimos técnicos cuentan con un fundamento legal y racional, y de ser así, como deben ser interpretado por los operadores del sector.

En cuanto a la determinación de los mínimos técnicos, el expositor manifestó que es necesario considerar criterios normativos establecidos en la normativa, como son la seguridad del servicio, garantizar operación más económica y el acceso abierto y que, de este modo, resulta problemático como en pro de la seguridad, se van inaplicando los demás criterios.

Finalmente, expresó que se evidencia que la regulación para la determinación de mínimos técnicos impele a que sean aplicadas en la menor medida de lo posible, para no caer en arbitrariedad, y considerar más criterios que la sola seguridad del servicio.



**Paulo Cesar Oyanedel Soto**

*Ingeniero Civil Industrial y Magister en Economía Aplicada, Universidad de Chile. Director de la Unidad de Monitoreo de la Competencia en el Coordinador Eléctrico Nacional*

El expositor comienza su presentación proponiendo una reflexión sobre la hoja de ruta establecida por el Coordinador Eléctrico Nacional para una transición energética acelerada, en particular, refiriéndose a los beneficios potenciales que traería avanzar hacia un mercado mayorista de ofertas.

Seguidamente, expresó que el actual diseño de mercado, basado en costos no refleja adecuadamente las condiciones económicas del mercado eléctrico nacional y ha planteado serios desafíos en términos de eficiencia y de manejo de información.

Agregó que la implementación de un mercado de ofertas emerge como una solución con gran potencial y que uno de los beneficios clave de este cambio sería la reducción de costos a nivel de sistema, mejorando la eficiencia operativa y minimizando el consumo de combustible.

Asimismo, indicó que ello también podría generar una asignación de recursos más precisa al proporcionar precios de energía que reflejen adecuadamente los costos marginales de producción e integrando

## **Avanzando hacia un Mercado Mayorista de Ofertas: Reformas Regulatorias y Beneficios Potenciales en el Contexto del Sector Eléctrico Chileno**

completamente las restricciones físicas del sistema.

Además, el estudio profundiza en cómo la transición a un mercado de ofertas podría ayudar a mejorar la co-optimización de los servicios complementarios (SSCC). Esta optimización podría llevar a una mayor eficiencia, reducir aún más los costos y mejorar la confiabilidad del sistema energético.

Por otra parte, el expositor se refirió a la necesidad de adaptar el marco regulatorio a este nuevo paradigma de mercado, requiriéndose una revisión de las regulaciones actuales, así como la adopción de medidas para garantizar una transición suave hacia el nuevo modelo.

Además, se expresó destacando la necesidad de un mayor monitoreo del mercado, traducándose en transparencia, control y prevención en la manipulación del mercado.

Finalmente, concluyó que todo lo expuesto conduce a tener un mercado de ofertas con importantes beneficios, tanto para los participantes del mercado como para los consumidores finales, ofreciendo un análisis detallado de las modificaciones regulatorias necesarias para hacer realidad este cambio.

## IV. TERCER PANEL: Franjas y Servidumbres. Seguridad de la transmisión



**Loreto Vergara Abarzúa**

*Abogada Magíster en Derecho Privado de la Universidad Austral Actualmente Subgerente Legal de Frontel.*

La expositora inició su presentación haciendo referencia al Grupo SAESA que materializa un servicio público consistente en la distribución de energía eléctrica entre las regiones de Ñuble y Aysén, contando al efecto con más de 64 mil kilómetros de redes de media y baja tensión que abastecen aproximadamente a 930.000 clientes.

Asimismo, indicó que una de las principales causas de interrupción del suministro eléctrico corresponde a la caída de árboles o ramas sobre el tendido, afectando uno de los pilares del servicio, cual es, asegurar la calidad y continuidad del suministro.

Seguidamente, la expositora indicó que en este contexto, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), con el objeto de gestionar el riesgo por altura y proyección de caída de algunos árboles que amenazan la seguridad de la línea, y a fin de regular la oposición a la realización de mantenimientos, estableció procedimientos a través de los Oficios Circulares N° 26.035 y 19.615.

Agregó que dicha normativa es conocida e implementada por la industria eléctrica. Sin embargo, el escenario descrito sufrió modificaciones por la misma autoridad sectorial a través de la dictación de la Resolución Exenta N° 33.277, de fecha 10 de

### ***Pliego Técnico Normativo N°7 (RPDT) y su relación con los oficios circulares SEC N° 26.035 y 19.615***

septiembre de 2020, que estableció los denominados Pliegos Técnicos Normativos (Pliegos Técnicos), los cuales dejaron sin efecto determinada normativa eléctrica, por ejemplo, el Reglamento de Corrientes Fuertes contenido en la Norma de Seguridad 7.1 En N° 5, cuyas disposiciones formaban parte de los citados oficios circulares.

Seguidamente, indicó que no se advierte en qué parte de la nueva normativa se materializa la responsabilidad del propietario u ocupante del predio, con el fin de asegurar los trabajos de mantenimiento. Que, por tal motivo, resulta cuestionada la actual vigencia de los Oficios 26.035 y 19.615.

Prueba de ello, es que en el artículo 4.12 del Pliego Técnico N° 7, se reconoce que el titular de la línea puede tener dificultades para efectuar el mantenimiento, debiendo en tal caso acudir a la autoridad conforme a las instrucciones que se dicten al efecto, en uso de las facultades contenidas en el artículo 3 N° 22 de la Ley 18.410, sin hacer mención a los oficios citados. Por otro lado, la mayoría de las estrategias de protección de franjas se basan en lo dispuesto en el Oficio Circular N° 26.035, el cual, con la entrada en vigor de este pliego, resulta cuestionado en su validez y vigencia.

Agregó que, por ejemplo, el Pliego Técnico N° 7 establece que en la franja de seguridad las empresas eléctricas son responsables de la presencia de árboles. Asimismo, fuera de la franja de seguridad hace responsable a los concesionarios del estado de los árboles que tienen proyección de caída sobre las redes. En definitiva, el propietario de las instalaciones eléctricas estaría obligado a gestionar siempre y en cualquier caso el riesgo en el entorno de la instalación, con independencia de su conocimiento y experiencia forestal. De esta forma, queda de manifiesto que el artículo 4.11 del RPDT N° 7 extiende la responsabilidad de mantenimiento de la concesionaria más allá de los límites de la franja de seguridad de las líneas eléctricas: "...se deberá proteger la integridad de la línea eléctrica tomando las medidas necesarias, tales como, podar o talar dichos árboles, elevar a mayor altura los conductores de la línea, cambiar la disposición de las crucetas y conductores, alejar las instalaciones de la línea eléctrica de dichos árboles, entre otras...".

Seguidamente, aclaró que en ninguna parte de esa norma se hace referencia o se delimita el rol del propietario de los árboles y la facultad que tiene el titular de la línea eléctrica para intervenir en la vecindad de la franja; como tampoco se menciona la obligación del dueño u ocupante del predio de permitir los trabajos. En el pliego sólo se presentan medidas que debe ejecutar la empresa eléctrica, algunas de ellas con modificaciones sustanciales de los activos.

Asimismo, expresó que en este orden de ideas, cabe recordar los puntos que establece al respecto el Oficio Circular N° 26.035, en particular en el numeral (ii), que regula la "Obligación de revisión de franja y roce de líneas con árboles y prohibición de los propietarios de plantar y dejar crecer árboles que puedan producir perturbación en la red". Al respecto, se disponía por la autoridad sectorial que "La gestión del riesgo de seguridad de la línea es responsabilidad del operador de la instalación perturbada, conforme con los planes de roce definidos por la empresa y los planes de acción exigidos por la Superintendencia, pero también, y a la luz de lo establecido en el artículo 57° de la LGSE, es responsabilidad del propietario del inmueble colindante con instalaciones eléctricas no hacer construcciones o plantaciones, ni dejar crecer arboledas que, por sus condiciones, se transformen en un riesgo para el servicio público de distribución y/o transmisión, y en caso que, no obstante lo anterior, éstas se detecten, contribuir a la expedita eliminación o mitigación del riesgo...".

Finalmente, la expositora manifestó que es evidente que no queda del todo claro si, con la entrada en vigencia del referido Pliego Técnico N° 7, la aplicación de los oficios circulares de SEC se hará en armonía con aquel o más bien este primará por sobre aquellos y por sobre la propia Ley General de Servicios Eléctricos.



## **Desafíos regulatorios en materia forestal para el desarrollo de proyectos de medios de generación distribuida (PMGD)**

**Luis Armando Machuca Bravo\*** y **Miguel Ángel Pelayo Serna\*\***

*\* Magíster en Regulación de la Universidad Adolfo Ibáñez. Profesor de Legislación Forestal en la Pontificia Universidad Católica de Chile.*

*\*\* Master of Public Policy de la Universidad de Oxford. Diplomado en Derecho Administrativo de la Pontificia Universidad Católica y Diplomado en Regulación Económica de la Universidad Adolfo Ibáñez.*

El profesor Machuca inicia su presentación haciendo referencia a la legislación Chilena en materia de protección forestal que establece una serie de Permisos Ambientales Sectoriales (“PAS”), que deben ser obtenidos previamente para el desarrollo de proyectos que impliquen la intervención -usualmente corta- de bosques nativos plantaciones forestales, formaciones xerofíticas, especies en categoría de protección y conservación, de árboles aislados en zonas de protección.

Asimismo, indicó que la aplicación concreta de esta normativa supone dificultades para el desarrollo de Proyectos de Medios de Generación Distribuida, hecho que contrasta con una tramitación ambiental simplificada (exenta o vía Declaración de Impacto Ambiental) por sus consideraciones técnicas, y la existencia de mecanismos regulatorios de incentivo a su desarrollo en la regulación eléctrica.

Agregó que los desarrolladores PMGD que requieren intervenir alguna de las formaciones arbóreas o vegetales antes señaladas, deben obtener previamente una autorización de la Corporación Nacional Forestal (“CONAF”) denominada “Plan de Manejo o de Trabajo”, so pena de exponerse a sanciones judiciales en sede de Policía Local, y que la normativa que regula la

obtención de este instrumento, sin embargo, contiene definiciones y exigencias regulatorias que dificultan la tramitación y, en muchos casos, implican rechazos de parte de la autoridad.

Continuó diciendo que lo anterior tiene serias consecuencias en el desarrollo de proyectos que suelen tener plazos ajustados de construcción e implementación, particularmente, por la necesidad de cumplir con calendarios asociados a flujos de inversión, proceso de conexión a la red de distribución, entre otros.

Asimismo, el expositor afirmó que una de las principales dificultades regulatorias es la calidad jurídica de los desarrolladores PMGD en la regulación, que no les reconoce una categoría especial para efectos de tener una legitimación activa en la obtención del PAS. En particular, en materia de bosques nativos y formaciones xerofíticas, solamente se consideran como sujetos “interesados” y, por ende, legitimados para actuar en el procedimiento de autorización, a los titulares del derecho de dominio del predio a intervenir, al poseedor en trámite de regularización conforme a las normas del DL 2.695, o de concesión o servidumbre.

Seguidamente, el Profesor Machuca indicó que, el hecho de que estos desarrolladores no sean concesionarios ni titulares de servidumbres legales, y, en general, que los terrenos sobre los que se emplazan estos proyectos sean usados en virtud de títulos de mera tenencia (típicamente arriendo), implican una posición jurídica inadecuada para la tramitación de los PAS forestales, lo que conduce a rechazos por razones formales.

Indicó, asimismo, que la ausencia de una calidad jurídica especialmente reconocida para efectos de la normativa forestal, genera incentivos a que los desarrolladores acuerden ex ante con los titulares del dominio de los predios en los que se emplazaría un proyecto, a que sean estos quienes tramiten las autorizaciones necesarias para la intervención del bosque. Agregó que esto que no tiene reproche jurídico en principio, si puede tener impactos en otras áreas regulatorias.

Asimismo, el expositor expresó que, asociado a lo anterior, existen problemas relativos a las líneas de transmisión vinculadas al desarrollo de proyectos PMGD. Que estas instalaciones, sean de servicio público o no (usualmente de uso privado), enfrentan dificultades al tramitar el Plan de Manejo o de Trabajo, según corresponda, cuando debe concurrir la voluntad de los titulares de predios sobre los cuales se emplazaría la línea.

Por todo lo expuesto, finaliza expresando que es importante analizar las brechas regulatorias del régimen forestal vigente respecto al desarrollo de proyectos de ERNC, en particular PMGD, enfocadas en la tramitación de permisos sectoriales en materia forestal y, en definitiva, ofrecer una mirada crítica de las condiciones regulatorias vigentes en aras a comprender las áreas de mejora necesarias para un mayor cumplimiento normativo de protección en la materia.



**Sergio Corvalán\* y Luis Felipe Mengual\*\***

*\*Magister en Derecho Público por la PUCV, Diplomado en Derecho Administrativo por la PUCV, y en Gerencia Pública por la Universidad de Chile.*

*\*\*Diplomado en Derecho y Política de la Competencia por la Universidad de Chile (summa cum laude)*

En primer lugar, los expositores se refirieron a que figura de la servidumbre, en materia de energía, presenta una particular disparidad entre las distintas hipótesis de aplicación en el marco de la normativa energética.

Asimismo, indicaron que no existe una armonía entre la figura de la servidumbre que se emplea para situaciones de instalaciones eléctricas de transmisión, de generación y de distribución, como tampoco existe una consistencia entre la servidumbre que se aplica a instalaciones de gas o de combustibles líquidos.

Por otro lado, esta disparidad tiene su origen en la vertiginosa evolución del mercado energético, el que muchas veces debe satisfacer su necesidad regulatoria de forma espontánea y con permisos ad hoc. Además, manifestaron que la servidumbre como tal, siempre ha sido un pilar clave en el desarrollo de la industria energética, en la medida en que provee certezas dentro de varias incertezas, dentro de las que se encuentra el uso del suelo, sobre (o bajo) el cual se instalará la infraestructura energética.

Seguidamente manifestaron que este derecho de uso presenta particularidades que, en lo inmediato, lo diferencian de la típica figura de la servidumbre civil, la que como sabemos, se dirige a beneficiar a un predio y a gravar a otro.

## La servidumbre energética. Pasado, presente y futuro.

Asimismo, afirmaron que en el caso energético, simplemente no hay predio beneficiado, hay instalaciones beneficiadas. Tampoco existe un profundo tratamiento sobre el alcance de los efectos de la servidumbre y en especial lo que el legislador debiese reconocer como una legítima causa para ser reparada. Dicho de otro modo, si el ejercicio de la servidumbre impacta dimensiones patrimoniales de quien debe soportarla que no están cubiertas por la Ley General de Servicios Eléctricos, la pregunta que nos queda es si es lícito resignar su reparación.

Seguidamente, manifestaron que la jurisprudencia de los tribunales no ha sido del todo uniforme en este sentido: por ejemplo, respecto a los potenciales daños ambientales o estéticos causados por el titular de la servidumbre en ejercicio de ella; o respecto a otras situaciones jurídicas como permisos de subdivisiones parcelarias.

Finalmente, los expositores expresaron que es importante poner en evidencia la inconsistencia regulatoria existente y sugirieron algunas potenciales soluciones desde lo regulatorio a lo legislativo, como así también los efectos jurídicos no contemplados en la regulación eléctrica y esquemas de reparación.



**Sebastián Leyton Pérez**

*Abogado, Universidad de Chile; LL.M. Universidad de California, Berkeley; ex Jefe División Jurídica Superintendencia de Electricidad y Combustibles*

El expositor comenzó su presentación haciendo alusión al contexto actual del mercado de corto plazo, con la existencia de desacoples de costos marginales entre distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional, sumado a vertimientos por restricciones en transmisión, se ha observado en recientes discrepancias, que el Coordinador Eléctrico Nacional ha fundado su actuación sobre una visión limitada del principio de seguridad establecido en el artículo 72-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, lo que ha sido respaldado por el Panel de Expertos.

Asimismo, indicó que, sin embargo, como se han observado en las presentaciones de las discrepantes y varias partes interesadas, dicha primacía irrestricta del principio de seguridad entra en conflicto con el principio de operación más económica del sistema, donde pareciera que existiría un diálogo de sordos.

Ante dicho conflicto, el orador planteó una vía intermedia, teniendo en cuenta los precedentes administrativos de la SEC en materia del principio de seguridad. Asimismo, manifestó que, en particular se tendrá a la vista el caso de descuentos realizados por CGE a diversas empresas generadoras, donde la Superintendencia por medio de las Resoluciones Exentas N° 35025, 35026 y 35027, sancionó a dicha empresa por la infracción a diversas normas de la LGSE, entre las que se encontraba el artículo 72°-1, en particular el principio de seguridad.

## Hacia una visión amplia del Principio de Seguridad: Revisión de Sanciones y Jurisprudencia

Agregó que dichas sanciones fueron objeto de reclamaciones de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, que rechazó las mismas (causas roles 331-2022, 332-2022 y 333-2022), siendo estas confirmadas por la Corte Suprema. La línea argumentativa de la SEC en dicho caso fue que el principio de seguridad abarca diversas dimensiones, entre ellas la seguridad económica del SEN.

Adicionó que lo anterior, implica que la retención de pagos por un actor, que formalmente no participaba de la cadena de pagos del mercado de corto plazo, podía de todas formas constituir infracciones en base al principio de seguridad. Por esto, dentro de la ponencia se analizará además de la interpretación del principio de seguridad, si es que en primer lugar el CEN y eventualmente el Panel de Expertos deben acoger y recoger lo dispuesto por la SEC. Esto considerando que la SEC conforme a la Ley 18.410 tiene la facultad de interpretar las disposiciones legales y reglamentarias sectoriales. Asimismo, con el eventual agregado de que dicha interpretación amplia del principio de seguridad fue expresamente aceptada por los tribunales superiores del país.

Finalmente indica que intentará aportar una visión distinta del principio de seguridad, en cuanto a una variante económica, lo que es relevante considerando el contexto en cuanto a que en el último año tres empresas generadoras han sido suspendidas del mercado de corto plazo.

## CUARTO PANEL: Transición energética: hidrógeno verde – almacenamiento



**Enrique Sepúlveda Rodríguez**

*Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid. Fue integrante del Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos. Profesor de Derecho Eléctrico.*

A modo de introducción el Profesor Sepúlveda manifestó que puede definirse una transición energética como un cambio significativo en el sistema energético de un país, de una región, o incluso, a nivel global. A su vez, este cambio puede estar asociado a: la estructura del sistema (por ejemplo, suministro centralizado vs descentralizado), a las fuentes de energía que lo alimentan, a sus costos, tanto económicos como de otro tipo, o incluso al régimen político-económico en el que tiene lugar el suministro y consumo de energía.

Seguidamente hizo un racconto histórico respecto de las distintas normas significativas que regularon la transición energética en Chile en los distintos segmentos del mercado, hasta llegar a la actualidad.

En cuanto a la situación actual en Chile, el expositor manifestó que la transición energética se manifiesta como un proceso de cambio de una forma de producción de energía a otra, e incluye fuentes de

### Transición energética y mutación regulatoria

energía renovables y no renovables. Entre los cambios se encuentra el reemplazo de combustibles fósiles, como el carbón y el petróleo, por fuentes renovables, como la energía solar y la eólica:

En síntesis, indicó que dicho proceso no es una simple denominación ampulosa de una política pública, por el contrario, es un cambio significativo y que su origen y dimensión es global, trasciende los espacios eléctricos y jurídicos, es un proceso evolutivo de larga data y que su origen directo es la catástrofe climática con basamentos científicos.

Finalmente, concluyó que los cambios en la regulación eléctrica son requeridos para afrontar un requerimiento externo a los mercados y los sistemas eléctricos: el cambio climático. Asimismo, agregó que las regulaciones de la electricidad y el medio ambiente ya no son compartimentos estancos y que la protección del medio ambiente se introduce como principio rector de la operación coordinada de las instalaciones.



**Andrea Von Chrismar Medina**

*Abogada Universidad Adolfo Ibáñez. Master Science in Regulation por la London School of Economics and Political Science y Magíster en Derecho de los Negocios por la Universidad Adolfo Ibáñez. Y Profesora de esa misma universidad.*

La expositora inicia su presentación haciendo referencia a que dentro de los anuncios formulados en el mes de abril de 2023 por parte del Ministerio de Energía en lo que ha denominado la Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética,<sup>2</sup> se incluye una serie de acciones, incluyendo un proyecto de ley de transición energética, cuyo foco sería el segmento de la transmisión.

Asimismo, indica que, en ese contexto, se anunció que el proyecto de ley buscaría promover la competencia y el fomento al almacenamiento, por medio de una regulación acorde a las características actuales del mercado eléctrico.

Seguidamente agregó que, en esa línea, el Ministerio de Energía indicó que la actual regulación es asimétrica y no respondería a las características del mercado eléctrico, por lo que el proyecto de ley incluiría la modificación al artículo 7 de la Ley General de Servicios eléctricos (LGSE). Esta disposición de la LGSE establece una serie de restricciones a la competencia en los distintos segmentos de transmisión, generación y distribución.

Además, que, el diseño anunciado preliminarmente por el Ministerio de Energía contemplaría que sea un tribunal especial, como es el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), la institución encargada de

## Transición energética e integración vertical en el mercado eléctrico

determinar estos umbrales por medio de una resolución. El anuncio realizado establece que esto sería de la siguiente forma:

Tratándose de las empresas operadoras o propietarias del sistema de transmisión nacional en el segmento de generación, utilizando como métrica la Capacidad instalada de generación. Tratándose de las empresas de generación en el sistema de transmisión nacional, utilizando como métrica el Valor Anual de Transmisión por Tramo.

Esto supone una serie de desafíos en términos de diseño institucional, de procedimiento y de recursos o medios de impugnación -si los hubiese- respecto de esa resolución del TDLC, así como de determinación de las potestades de fiscalización de su cumplimiento posterior.

Finalmente, destacó la importancia de identificar los desafíos y plantearse desde el punto de vista del derecho, la propuesta del Ministerio de Energía, así como identificar las razones que podría haber tenido la autoridad para escoger un mecanismo de umbrales como el propuesto.



**Santiago Vial Osorio**

*Licenciado en Derecho de Esta casa de estudios. LL.M KING'S COLLEGE LONDON de la International Business Law. Diplomado en Derecho de Recursos Naturales. Mención Energía de la Pontificia Universidad Católica de Chile.*

A modo de introducción, Osorio manifestó que, hoy en día, se puede afirmar que no hay tema de discusión de los asuntos públicos que no se vea afectado, de alguna manera, por el cambio climático y la urgente necesidad de descarbonizar nuestras industrias.

En este sentido, continuó diciendo que la combinación de las tecnologías existentes en materia de hidrógeno – es decir, la producción de hidrógeno mediante (entre otros) el proceso electroquímico de electrólisis, y siendo dicho proceso alimentado por energías limpias– es sin duda, la clave para la descarbonización de millones de actividades humanas.

Continuó diciendo que Chile ha querido ser parte de esta revolución, y al efecto, producir el hidrógeno verde más barato del planeta. La actual estrategia nacional apunta –para el año 2050– a ser el mayor exportador de hidrógeno verde del mundo con – impresionantes– proyecciones de costo aproximadas de USD \$1,5 por Kilogramo. Sin embargo, antes de

## **Cadenas de valor del hidrógeno verde producción, modularidad y transporte: Aproximación a Instituciones jurídicas y regulatorias para destrabar su valor intrínseco**

consolidarse como líder internacional en hidrógeno limpio, es necesario abordar, los obstáculos del desarrollo de esta industria en Chile.

Que la eficiencia en su producción, ocurre precisamente, en ubicaciones remotas del país (radiación del desierto en el norte, y los vientos del extremo sur). Y, sumado a lo anterior, existe escasa infraestructura relativa esta industria. Sin embargo, hay interesantes ventajas comparativas, como la licuefacción del hidrógeno para su transporte, centros de consumo, y la alta densidad energética en su producción y almacenamiento, atendida su modularidad al momento de producción.

Por lo expuesto, manifestó que es imperativo entender la cadena de valor del hidrógeno, sus características, ventajas y desafíos y que, sin dicho entendimiento, aquellos que practicamos y ejercemos el derecho, no podemos escapar de entender el asunto regulado, para así plantear las herramientas necesarias de operación.



## Sistemas de Almacenamiento de Energía Habilitante de la Transición Energética: Oportunidades y desafíos del nuevo marco regulatorio

**Sebastián Abogabir\* y María Begoña Albornoz.\*\***

*\*Máster en Derecho Georgetown University, Washington D.C., EE.UU. Profesor de Derecho Ambiental en el Instituto de Estudios Urbanos y en la UC.*

*\*\* Licenciada de la PUC, con Diplomados en regulación y competencia por la Universidad de Chile y en litigación en derecho administrativo sancionador de la misma Universidad.*

Los expositores dieron inicio a su presentación expresando que, durante la última década, Chile ha experimentado un cambio sin precedentes en la composición de su matriz energética, con una alta penetración de energías renovables no convencionales.

Asimismo, indicaron que dicha evolución, junto con ser una gran noticia, genera desafíos operacionales para el Sistema Eléctrico Nacional que deben ser abordados debidamente.

Que dichos desafíos se derivan, entre otros múltiples factores, del proceso de descarbonización en el que Chile está embarcado, que exige el reemplazo de la energía de base que las centrales a carbón aportan al SEN, y de la configuración lineal de nuestro sistema de transmisión altamente determinado por nuestra

geografía, que genera desacoples cuando el segmento de generación se desarrolla más ágilmente que el de transmisión.

Finalmente, agregaron que, en ese contexto, los sistemas de almacenamiento de energía juegan un rol fundamental para robustecer al SEN, a fin de que éste cumpla con los principios de operación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, consistentes en asegurar la seguridad del servicio, operación económica y acceso abierto. En otras palabras, los SAE son un habilitante de la transición energética y del proceso de descarbonización de Chile. Por consiguiente, en la ponencia propuesta, se abordarán los avances y los desafíos regulatorios de los SAE en los segmentos de generación, transmisión y de servicios complementarios.



**Eduardo Escalona\* y Antonia Jorquera\*\***

\* *Profesor Titular de Derecho Económico y de Derecho de la Energía en la Universidad Diego Portales; ex presidente y director del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING)*

\*\* *Abogada Universidad de Chile. Especialista en Energía y Mercados Regulados.*

Los expositores iniciaron su presentación haciendo referencia al análisis de las implicancias de la incorporación a la Ley General de Servicios Eléctricos del concepto de “sistemas de generación-consumo” por la Ley N°21.505, particularmente respecto de cómo se aplicará ese concepto en los reglamentos que, conforme al artículo primero transitorio de la Ley N°21.505, el Ministerio de Energía debe dictar, antes de un año desde la publicación de la ley en el Diario Oficial.

Dada la amplitud del concepto legal de sistemas de generación-consumo, se advierte que los reglamentos que deben dictarse serán determinantes en la delimitación del concepto y, por consiguiente, del tipo de infraestructura productiva y energética que será considerada como tal y cómo ello impactará en aspectos como el alcance de las atribuciones del Coordinador Eléctrico Nacional, la participación de los titulares de estos proyectos en las transferencias de energía en el mercado de corto plazo, el reconocimiento de potencia a las instalaciones, la aplicación de normativa relativa a los sistemas de almacenamiento, etc., y los impactos que estas definiciones pueden tener en la viabilidad de futuros proyectos de producción de hidrógeno verde, almacenamiento de energía, y de infraestructura que

## **Sistemas de generación – consumo: oportunidades y desafíos para la reglamentación de la Ley N°21.505**

combine procesos productivos, almacenamiento e inyecciones a la red de energía renovable.

Asimismo, agregaron que es importante analizar dichos posibles impactos e identificar, a partir de ese análisis, los aspectos en que el contenido de los reglamentos de la Ley N°21.505 representa una oportunidad para incentivar y hacer viables las inversiones en proyectos de generación consumo en general, y en particular en proyectos de hidrógeno verde y otras tecnologías que permitan materializar los objetivos de las políticas públicas vigentes en materia de descarbonización y de posicionamiento del país como productor y exportador de energía limpia a nivel mundial.

Finalmente, manifestaron que cabe en esta oportunidad proponer normas que se deberían incorporar en los reglamentos referidos, con el propósito de incentivar el desarrollo de las infraestructuras energéticas señaladas, así como también para permitir a Chile cumplir con las contribuciones determinadas y los compromisos adoptados en la Ley Marco de Cambio Climático, en línea con el marco legal aplicable al sector eléctrico.

BOLETÍN  
**Mirada Administrativa N° 23**  
Agosto 2023

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 340,  
Santiago. Chile.

EDICIÓN GENERAL  
**Sabrina Feher Szanto**  
**Laura Koch**  
Programa de Derecho  
Administrativo Económico UC  
(PDAE)