

Actualidad y desafíos regulatorios: XXII Jornadas de Derecho de Energía

La presente sección de Coloquios tiene por objeto dar visibilidad a las presentaciones realizadas en las XXII Jornadas de Derecho de Energía “Actualidad y desafíos regulatorios”, celebradas el día 1 de agosto de 2023, en la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, organizadas por el Programa de Derecho Administrativo Económico, en las cuales se abordaron, analizaron y discutieron temas de la actualidad jurídica en materia de energía y los desafíos que enfrenta Chile en esta área.

Hace 22 años consecutivos las Jornadas son una instancia que reúne a profesores, investigadores, abogados y estudiantes especialistas en esta área del conocimiento jurídico, en un espacio interdisciplinario de reflexión en la materia. Con el paso del tiempo se han consolidado como una instancia de encuentro académico plural, en que se produce un intercambio de experiencias y opiniones jurídicas en torno al Derecho de energía.

El objetivo primordial de dichos encuentros académicos es abordar una materia específica del Derecho, como es la energía, mediante las exposiciones de especialistas en la materia, nacionales y extranjeros, con la finalidad de contribuir al conocimiento y su divulgación. Es por ello que, esta nueva sección de la Revista buscar dar a conocer algunos de los trabajos que se expusieron en aquel encuentro, con la finalidad de proporcionar al lector una visión actual e integral del Derecho de energía y de los desafíos en temas regulatorios.

Cabe mencionar y traer a la luz las Actas de Derecho de Energía (ADEner)¹, a través de las cuales el PDAE publicó los trabajos presentados en algunas Jornadas de Derecho de Energía. Las ADEner N° 1 refieren a las Jornadas de Derecho de Energía del año 2011; las ADEner N° 2, a las celebradas en el año 2012; ADEner N° 3, las de 2013; ADEner N° 4, las de 2014; ADEner N° 5, las del 2015 y ADEner N° 6 las celebradas en 2016.

A continuación publicamos los siguientes trabajos presentados en dichas jornadas:

Transición energética e integración vertical en el mercado eléctrico

Andrea VON CHRISMAR MEDINA

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

Clemente PÉREZ E

La autonomía e independencia del Coordinador Eléctrico Nacional

Diego PERALES ROEHRS

Sistemas de generación-consumo: oportunidades y desafíos para la reglamentación de la Ley N° 21.505

Eduardo ESCALONA VÁSQUEZ y Antonia JORQUERA CRUZ

Transición energética y mutación regulatoria

Enrique SEPÚLVEDA RODRÍGUEZ

Pliego Técnico Normativo N° 7 y su relación con los Oficios circulares de SEC N° 26.035 y N° 19.615

Loreto VERGARA ABARZÚA

Desafíos regulatorios en materia forestal para el desarrollo de Proyectos de Medios de Generación Distribuida

Miguel PELAYO SERNA y Luis MACHUCA BRAVO

Criterios jurídicos para la determinación de mínimos técnicos

Oscar GUZMÁN ZEPEDA

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

Rodrigo QUEZADA MARÍN

La servidumbre eléctrica: pasado, presente y futuro

Sergio CORVALÁN VALENZUELA y Luis Felipe MENGUAL HENRÍQUEZ

¹ Ver todas las ADEner en: <https://derechoadministrativoeconomico.uc.cl/publicaciones/actas/107-actas-de-derecho-de-energia-adener>

Transición energética e integración vertical en el mercado eléctrico

Energy transition and vertical integration in the electricity market

Andrea Von Chrismar Medina¹⁻²

RESUMEN: En julio de 2023, el Ejecutivo presentó un proyecto de ley que propone, entre otras cosas, modificar la normativa aplicable a la integración vertical entre los segmentos de transmisión, generación y distribución. Esta propuesta plantea una serie de desafíos, los que se analizan en el artículo.

Palabras clave: integración vertical, competencia, transición energética.

ABSTRACT: In July 2023, the Government presented a bill that proposes, among other things, to modify the regulations applicable to vertical integration between the transmission, generation, and distribution segments. This proposal poses a series of challenges, which are analyzed in the article.

Keywords: vertical integration, competition, energy transition.

I. Introducción

Dentro de los anuncios formulados en el mes de abril de 2023 por parte del Ministerio de Energía, como parte de la denominada "Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética"³, se incluyeron una serie de acciones, entre ellas, un proyecto de ley de transición energética, cuyo foco sería el segmento de la transmisión.

En ese contexto, se anunció que el proyecto de ley buscaría, dentro de uno de sus ejes, promover la competencia y el fomento al almacenamiento, por medio de una regulación acorde a las características actuales del mercado eléctrico. En esa línea, el Ministerio de Energía indicó que la actual regulación en materia de integración vertical sería asimétrica y no respondería a las características del mercado eléctrico, por lo que el proyecto de ley incluiría, entre otras cosas, la modificación del artículo 7 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1

del Ministerio de Minería de 1982, de la Ley General de Servicios eléctricos (LGSE)⁴.

El artículo 7 de la LGSE, actualmente vigente, establece una serie de restricciones a la integración vertical en los distintos segmentos de transmisión, generación y distribución.

En concreto dispone, por un aparte, una prohibición absoluta a las empresas del segmento de la transmisión del sistema nacional de participar, por sí mismas o a través de personas relacionadas, en los segmentos de la distribución y la generación (Prohibición), mientras que para desarrollar otras actividades no relacionadas a esos segmentos pueden hacerlo por medio de sociedades filiales o coligadas; y por otra parte, una limitación para las empresas de distribución y generación para participar en el segmento de la transmisión, por medio de la posibilidad de que estas empresas puedan participar en el segmento de transmisión nacional, hasta un límite del 8% máximo de participación individual en el valor de inversión total de dicho sistema y con un límite de 40% considerando las participaciones de manera conjunta (Limitaciones).

El diseño anunciado preliminarmente por el Ministerio de Energía y propuesto en el Mensaje 105-371 ingresado al Congreso Nacional con fecha 10 de julio de 2023 y se encuentra siendo tramitado bajo el Boletín N° 16.078-08, (Proyecto de Ley).

¹ 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. Profesora en la Universidad Adolfo Ibáñez, Santiago de Chile. Dirección postal: Alonso de Córdova N° 4355, Vitacura, Santiago de Chile. Correo electrónico: avonchrismar@prieto.cl

² Agradezco la colaboración de Carolina Soto Stuardo en la revisión de la jurisprudencia citada en el presente artículo.

³ MINISTERIO DE ENERGÍA, 2023.

⁴ MINISTERIO DE ENERGÍA, 2023.

El Proyecto de Ley contempla que sea un tribunal especial, en particular el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), la institución encargada de determinar los umbrales por medio de una resolución, para limitar la integración vertical, sustituyendo así la Prohibición y las Limitaciones establecidas actualmente en el artículo 7 de la LGSE, por umbrales determinados por dicho tribunal especial.

De acuerdo al texto del Mensaje que dio origen al Proyecto de Ley, las modificaciones al artículo 7 de la LGSE buscan implementar “un proceso de revisión de las condiciones de competencia del mercado eléctrico a fin de permitir la participación de empresas en distintos segmentos. Asimismo, se explicita la forma en la que las empresas operadoras y propietarias del sistema de transmisión nacional pueden desarrollar actividades de almacenamiento que tengan distintos destinos”⁵.

El artículo único del Proyecto de Ley descrito en el Mensaje establece, entre otras cosas, que la modificación al artículo 7 de la LGSE consistiría, por un lado, en la eliminación parcial de la Prohibición, en el sentido de permitir que las empresas del segmento de transmisión participen en el segmento de la generación, pero manteniendo la prohibición respecto de su participación en el segmento de la distribución; y por otro lado, modificar las Limitaciones, estableciendo ciertos límites a la integración vertical entre los segmentos de transmisión y generación, de acuerdo a las condiciones de competencia que se observen en el mercado. Estos límites serían establecidos, según propone el Proyecto de Ley, de acuerdo a la siguiente forma:

1. Tratándose de las empresas operadoras o propietarias del sistema de transmisión nacional en el segmento de generación, el TDLC establecería un límite, utilizando como métrica la capacidad instalada de generación.
2. Tratándose de las empresas de generación en el sistema de transmisión nacional, el TDLC establecería un límite, utilizando como métrica el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT).

Para comprender la motivación y los efectos que la modificación contenida en el Proyecto de Ley podría tener en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en las siguientes secciones se analiza el origen de la disposición contenida actualmente en la LGSE, el alcance de la Prohi-

bición y las Limitaciones; la forma en la cual se ha aplicado el artículo 7 de la LGSE por parte de las autoridades en materia de libre competencia y sectoriales hasta ahora; y los desafíos en términos de diseño institucional, de procedimiento y de recursos o medios de impugnación -si los hubiese- respecto de la resolución del TDLC que establezca los umbrales en materia de integración vertical entre los distintos segmentos del mercado, así como un análisis de las potestades de fiscalización de su cumplimiento, en forma posterior, todo esto, en caso de materializarse las modificaciones planteadas en el texto del Proyecto de Ley.

II. Estado actual de tramitación del Proyecto de Ley

El Proyecto de Ley, a la fecha de en la cual se desarrollaron las jornadas, se encontraba en una etapa inicial de su tramitación, atendido que fue presentado en julio de 2023.

A la fecha de elaboración del presente artículo (diciembre de 2023) el Proyecto de Ley se encuentra en su primer trámite constitucional ante el Senado, y la última gestión registrada corresponde a su discusión general y aprobación en general, con plazo para presentar indicaciones durante enero de 2024.

En términos generales, el texto aprobado, en general, por la Comisión de Minería y Energía del Senado, contiene las modificaciones incluidas en los mismos términos propuestos en el Mensaje que dio origen al Proyecto de Ley.

III. Origen del artículo 7 de la LGSE

El artículo 7 de la LGSE que contiene la Prohibición y las Limitaciones actualmente vigentes tiene su origen en la Ley 19.940 del año 2004, denominada “Ley Corta I”.

El legislador optó en la Ley Corta I por un modelo de prohibición absoluta para las empresas que participaban en el segmento de transmisión de participar en los segmentos de generación y distribución, mientras que para éstas últimas estableció limitaciones individuales y conjuntas para participar, a su vez, en el segmento de la transmisión. Además, estableció una obligación de giro exclusivo para el caso de las empresas transmisoras.

Al respecto, y revisada la historia de la Ley Corta I, es posible identificar que su origen buscaba aumentar la competencia en el sector de la generación, el cual no tendría condiciones de monopolio natural, a diferen-

⁵ Boletín N° 16078-08, 19.

cia de la transmisión y la distribución. En este sentido, se buscaba rediseñar el funcionamiento del mercado de la transmisión eléctrica y los demás segmentos, abriendo hacia la competencia aquellos segmentos en donde el legislador veía eso como posible.

Resulta ilustrativo de lo anterior, lo señalado en el Mensaje que dio origen a la Ley Corta I, en donde se hacía referencia a que “en la mayor parte de las legislaciones comparadas se reconoce la inconveniencia de que la propiedad de los sistemas de transmisión principales esté en empresas relacionadas con las que operan en suministro y comercialización de energía, ya que se producen incentivos al uso discriminatorio de la transmisión como instrumento de competencia desleal. No es este el caso en Chile, donde actualmente la ley no impone condición alguna para la propiedad de la transmisión, y donde el grado de integración vertical transmisión-generación ha sido alto hasta muy recientemente”⁶.

En efecto, la Ley Corta I surge en el contexto de desintegración de los distintos segmentos del mercado eléctrico, atendido que antes se entendía a la transmisión como una actividad asociada a la generación. De hecho, hasta el año 2001, gran parte de los sistemas de transmisión en nuestro país eran de propiedad de una de las principales empresas generadoras. Existe cierto consenso en el sentido de que el objetivo de la Ley Corta I que introdujo el artículo 7 de la LGSE, y en particular el motivo detrás de la Prohibición contenida en esa disposición era “impedir que por tener lugar el fenómeno de la integración vertical, el dueño del insumo esencial –en este caso, las líneas de transmisión troncal– favoreciera a las empresas generadoras de su propiedad en desmedro de las empresas competidoras del mismo segmento, cuestión que terminaría por desincentivar el ingreso de nuevos actores en el mercado de generación, con consecuencias negativas para el sistema eléctrico y para los usuarios del servicio propiamente tal”⁷.

Asimismo, otro antecedente interesante de tener en consideración para efectos de entender el origen de la Prohibición y de las Limitaciones contenidas en el actual artículo 7 de la LGSE se encuentra en la Resolución N° 488 de 1997 que estableció instrucciones generales destinadas a aumentar los niveles de competencia y transparencia en el desa-

rollo del mercado eléctrico, dictada por la entonces Comisión Resolutiva Central, entidad que antecedió al TDLC, con ocasión del Requerimiento presentado por la Fiscalía Nacional Económica (FNE) en contra de empresas del segmento de generación, distribución y transmisión⁸.

En esa resolución, la Comisión Resolutiva Central instruyó que los suministros de las empresas dedicadas a la distribución de electricidad se licitaran públicamente, de manera que estos servicios fueran adjudicados bajo condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias, eliminando con ello cualquier posibilidad de discriminación arbitraria e ilegítima, traspasando a los usuarios los eventuales menores costos derivados de ese sistema de compras⁹. La referidas instrucciones fueron dictadas en un contexto en el cual, la regulación sectorial vigente en aquel entonces que nada disponía sobre la forma de contratar el suministro de electricidad por parte de una empresa concesionaria de servicio público de distribución de electricidad¹⁰. En este sentido, el razonamiento detrás de la referida resolución fue que, considerando la incompleta regulación del sector eléctrico de aquel entonces, resultaba necesario que la comisión dictara instrucciones de carácter general “destinadas a aumentar los niveles de competencia y transparencia en el desarrollo del mercado eléctrico”¹¹.

En ese contexto, la Prohibición y Limitaciones establecidas en el artículo 7 de la LGSE fue incorporada a la LGSE en el año 2004.

IV. Discusión acerca de la necesidad o no de la modificación del actual artículo 7 de la LGSE ante el TDLC

El Proyecto de Ley propone una modificación al artículo 7 de la LGSE, consistente en eliminar la prohibición para las empresas del segmento de transmisión de participar en el segmento de la generación, mantener la prohibición respecto del segmento de la distribución; y establecer ciertos límites a la integración vertical entre los segmentos de transmisión y generación, de acuerdo a las condiciones de competencia que se observen en el mercado.

⁶ Historia de la Ley N° 19.940, 8.

⁷ Aporte de antecedentes del Ministerio de Energía en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 3 de mayo de 2018.

⁸ FISCALÍA NACIONAL ECONÓMICA (1992).

⁹ COMISIÓN RESOLUTIVA CENTRAL (1997). Resuelvo 4.4.

¹⁰ CENTRO DE REGULACIÓN Y COMPETENCIA REGCOM DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE (2011).

¹¹ COMISIÓN RESOLUTIVA CENTRAL (1997). Resuelvo 4.

La fórmula propuesta en el Mensaje es novedosa. Sin embargo, es coincidente -al menos en términos parciales- con la propuesta formulada el año 2018 por la empresa de transmisión Celeo Redes Chile Ltda. (Celeo) ante el TDLC y que dio inicio a un procedimiento de recomendación normativa tramitado ante dicho tribunal bajo el rol ERN 24-2018, caratulado Expediente de recomendación normativa sobre restricciones a la integración vertical en servicios de energía.

En concreto, la propuesta formulada en ese caso por Celeo consistía en eliminar la Prohibición, de manera que las empresas transmisoras pudiesen dedicarse, por sí o a través de sus relacionadas, a actividades propias del giro de generación o distribución de electricidad. También, la solicitud de Celeo planteaba la eliminación de las Limitaciones, es decir, buscar permitir la participación de las empresas que operan los otros segmentos, es decir, de distribución y generación y de usuarios no sometidos a regulación de precios, en la transmisión nacional, sin limitación alguna.

A partir de la propuesta formulada por Celeo, se generó un expediente de recomendación normativa ante el TDLC, en el contexto del cual diversos actores de la industria y autoridades aportaron antecedentes y una opinión respecto de la conveniencia o no de eliminar la Prohibición y las Limitaciones contenidas en el artículo 7 de la LGSE actualmente vigente.

A la luz de lo propuesto por el Ejecutivo en el Proyecto de Ley presentado durante 2023, resultan interesantes de observar las opiniones vertidas en el referido expediente tramitado durante el año 2018, por distintos reguladores y operadores, particularmente, por el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y la FNE.

El Ministerio de Energía fue entonces oficiado por el TDLC, y aportó antecedentes en el sentido de estar de acuerdo con lo planteado por Celeo, y en consecuencia, estar dispuesto a reevaluar la pertinencia y necesidad de la Prohibición y las Limitaciones a la integración vertical entre los segmentos de la industria eléctrica. En particular, señaló que desde la dictación de la Ley Corta I que introdujo el artículo 7 de la LGSE, la normativa del sector eléctrico y de libre competencia había evolucionado, que las autoridades en la esfera de su competencia disponían de herramientas y facultades que les permitían evitar y sancionar

cualquier conducta anticompetitiva y que, por tanto, y dado que nos encontrábamos frente a un escenario fáctico totalmente distinto al que originó la dictación de la citada ley, existían claras razones para revisar y reevaluar la actual pertinencia y necesidad real de esa regla¹².

Por su parte, y en la misma línea que el Ministerio de Energía, la CNE manifestó en su aporte de antecedentes ante el TDLC en esa oportunidad, que el mercado eléctrico había evolucionado de manera muy relevante durante los últimos años y, por tanto, el contexto en que se introdujeron las restricciones a la propiedad establecidas en el artículo 7 de la LGSE en el año 2004 difería del contexto del año 2018, por lo cual consideraba razonable analizar la pertinencia de mantener en los mismos términos la regulación establecida en el artículo 7 de la LGSE a la luz del nuevo escenario del mercado eléctrico y las modificaciones legales más recientes, incluyendo la ley de transmisión dictada el año 2016¹³.

Por su parte, la SEC aportó antecedentes ante el TDLC, limitándose a informar que durante el período 2010-2018, no registraba denuncias referidas a posibles incumplimientos de la Prohibición y/o las Limitaciones establecidas en el artículo 7 de la LGSE. No obstante lo anterior, aclaró la SEC que, durante el mismo período, sí se habían registrado una serie de presentaciones asociadas a consultas interpretativas sobre cuestiones específicas del referido artículo, las que habían sido respondidas por esa superintendencia en diversos pronunciamientos¹⁴.

Por otra parte, el CEN manifestó que, a su juicio, la limitación a la participación cruzada respecto del segmento de transmisión con los segmentos de generación y distribución eran la mejor opción para prevenir conductas estratégicas y que, si bien podría incluirse una modificación al artículo 7 de la LGSE que permitiera la participación de empresas de transmisión en los segmentos de generación y distribución, esto en todo caso debiese incluir un control ex ante, de manera tal que las empresas de transmisión que no superen límites establecidos puedan participar en el mercado

¹² Aporte de antecedentes del Ministerio de Energía en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 3 de mayo de 2018.

¹³ Aporte de antecedentes de la CNE en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 3 de mayo de 2018.

¹⁴ Aporte de antecedentes de la SEC en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 9 de mayo de 2018.

de la generación o distribución y transmisión de electricidad¹⁵.

Finalmente, la FNE manifestó su opinión, recomendando no eliminar las restricciones que contempla el artículo 7 de la LGSE, sin perjuicio de observar que sería posible mejorar su estructura y redacción para lograr su aplicación efectiva y evitar interpretaciones que se aparten de sus objetivos regulatorios. Subsidiariamente propuso el establecimiento de límites de participación entre los distintos segmentos, tanto individuales como colectivos en niveles adecuados para evitar riesgos a la competencia¹⁶.

Resulta relevante señalar que el TDLC resolvió no ejercer la facultad de recomendar una modificación normativa al Presidente de la República, al haber considerado que el Ministerio de energía se había manifestado abiertamente a favor de derogar la Prohibición y las Limitaciones contenidas en los distintos incisos del artículo 7 de la LGSE, entendiendo entonces que ya existía una posición del Ejecutivo en ese sentido, perdiendo entonces sentido que el TDLC propusiera esto al Ejecutivo en ejercicio de su potestad de recomendación contenida en el artículo 18 número 4 del Decreto Ley N° 211 (DL 211).

Conforme a lo anterior, es posible concluir que, si bien el TDLC no formuló recomendación alguna, durante la discusión que se dio en el contexto del expediente de recomendación normativa tramitado ante el TDLC, la mayoría de los intervinientes se mostraron a favor de eliminar la Prohibición y las Limitaciones contenidas en el artículo 7 de la LGSE. En consecuencia, el Proyecto de Ley coincide con varios de los lineamientos y posturas formulados en el pasado por las autoridades.

Con todo, el texto propuesto en el Mensaje que da origen al Proyecto de Ley propone la entrega de facultades especiales al TDLC para que sea este tribunal especial quien determine un umbral máximo de acuerdo a las condiciones de competencia, tanto en base a la capacidad instalada de generación y almacenamiento como en base al VATT, para el caso de las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional en el desarrollo de actividades de generación o almacenamiento y para los demás segmentos o de los usuarios no sometidos a fijación de

precios en el sistema de transmisión nacional, respectivamente.

V. Discusión acerca de la autoridad competente para fiscalizar el cumplimiento del actual artículo 7 de la LGSE

De acuerdo al texto de la LGSE, es la SEC la autoridad competente para fiscalizar el cumplimiento de lo señalado en ese cuerpo legal. Esto resulta importante, para efectos de considerar cuál sería la autoridad competente para fiscalizar el cumplimiento de los umbrales que eventualmente pueda determinar el TDLC, en caso de materializarse la modificación al artículo 7 de la LGSE propuesta en el Proyecto de Ley, que reemplace la Prohibición y las Limitaciones.

En esa línea, la FNE ha señalado en reiteradas oportunidades, conociendo de investigaciones referidas a operaciones de concentración en particular, que la autoridad competente para fiscalizar el cumplimiento del artículo 7 de la LGSE respecto de la integración en los mercados de la generación, transmisión y distribución eléctricas, tal como refieren los incisos citados, es la SEC.

En dicho sentido, la FNE se manifestó respecto de la adquisición de TerraForm Power Inc, presente en Chile a través de Amanecer Solar SpA, por parte de Orion US Holdings 1 L.P., en el Informe de Aprobación de fecha 02 de octubre del 2017¹⁷, en el cual, además de realizar un análisis competitivo acabado sobre los mercados afectados por la operación de concentración y los riesgos eventuales para la competencia, se refirió a la regulación sectorial, indicando que la determinación de si la operación podría traducirse o no en una infracción a lo dispuesto en el mencionado artículo 7 de la LGSE, correspondería a la SEC, por lo cual procedió a oficiar a dicha autoridad.

Una situación similar se replicó hacia el 2019, en la resolución de aprobación de la operación de concentración consistente en la adquisición de control en Eletrans S.A. y otros, por parte de Chilquinta Energía S.A., y la adquisición de control en Chilquinta S.A. por parte de State Grid International Development Limited,¹⁸ en cuya resolución se ofició

¹⁵ Aporte de antecedentes del CEN en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 20 de septiembre de 2018.

¹⁶ Aporte de antecedentes de la FNE en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 3 de mayo de 2018.

¹⁷ Adquisición de Terraform Power y otros por Orion UD Holding 1 L.P. Rol FNE F-91-2017, del 02 de octubre del 2017.

¹⁸ Adquisición de control en Eletrans S.A. y otros por parte de Chilquinta Energía S.A. y adquisición de control en Chilquinta S.A. por parte de State Grid International Deve-

a la SEC, con el objeto de que determinara el cumplimiento del artículo 7 de la LGSE en atención a su calidad de autoridad competente y a raíz de que la transacción se encontraba fuera del ámbito de análisis de competencia de la FNE. En dicho pronunciamiento, y entendemos que en razón del oficio a la Superintendencia, la autoridad de competencia no hizo mayor referencia a los posibles incumplimientos a la normativa sectorial.

La uniformidad en el criterio de la FNE aplicado en las operaciones señaladas no ha sido carente de discusión, atendida particularmente la evolución en el escenario eléctrico a partir de la creación del CEN¹⁹ y su capacidad de monitorear las condiciones de competencia en el mercado, e incluso las nuevas atribuciones de la FNE referidas al desarrollo de estudios de mercado y de formular recomendaciones normativas, ambas introducidas a través de la Ley N° 20.945 de 2016²⁰. Esto supone, sin duda, un escenario distinto al existente cuando surgió el artículo 7 LGSE, que suponía una posibilidad superior, por parte de las empresas del sector eléctrico de incurrir en conductas estratégicas de carácter anticompetitivo.

Uno de los últimos antecedentes que revivió la discusión acerca de si la FNE podría, sin perjuicio de la competencia existente por parte de SEC, pronunciarse acerca de la integración vertical entre segmentos del sector eléctrico, surgió a propósito de la aprobación pura y simple por parte de la autoridad de competencia de la operación de concentración consistente en la adquisición de influencia decisiva por parte de State Grid International Development Limited en NII Agencia en Compañía General de Electricidad S.A. y otros.²¹ En su Informe de Aprobación, la FNE realizó un análisis que consideró expresamente la regulación sectorial respecto de la integración vertical, indicando: “El artículo 7 de la LGSE establece limitaciones a la integración vertical. Así, las empresas generadoras pueden participar en el segmento de transmisión de manera limitada a un 8% de participación individual en el valor de inversión total y 40% considerando las participaciones de manera conjunta –empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios– sobre el total del sistema de transmisión. (...) la fiscalización del

cumplimiento de esta normativa corresponde a la SEC”²².

La FNE, además de aprobar la operación, ofició a la SEC en atención a que la interpretación y supervigilancia de la LGSE correspondían a dicho regulador sectorial, quien contaría con la “potestad de adoptar medidas tendientes a corregir las deficiencias observadas en relación con el cumplimiento efectivo de las disposiciones establecidas en la LGSE”²³.

Esta resolución motivó la presentación, el primero de junio del 2021, por parte de la Organización de Consumidores y Usuarios (Odecu), de un recurso de reposición ante la FNE en el cual manifestó su disconformidad con la falta de justificación de esta Fiscalía de las razones por las cuales consideró que la aplicación del artículo 7 de la LGSE sería competencia exclusiva de la SEC, indicando que el bien jurídico protegido por la norma sería la libre competencia.

Al respecto, la FNE resolvió el recurso de reposición administrativo,²⁴ rechazándolo, no sin antes indicar que, a su juicio, el recurso contemplado en la Ley 19.880 que Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado (LBPA) no procede respecto del procedimiento conforme al cual la autoridad de competencia conoce de las operaciones de concentración, conforme al Título IV del DL 211.

En relación a la competencia de la FNE y/o de la SEC para conocer de posibles infracciones al artículo 7 de la LGSE, la resolución de la FNE fue clara en señalar que, el hecho de que la referida norma se refiera a aspectos de libre competencia no es incompatible con que sea la autoridad sectorial, en este caso la SEC, la competente para fiscalizar su cumplimiento.

Al respecto, la resolución de la FNE expresamente indica que “(...) al examinar el diseño institucional de otros órganos sectoriales se observa que ellos efectivamente actúan en protección del bien jurídico libre competencia en el ejercicio de sus facultades regulatorias legalmente conferidas” y que “(...) en materia eléctrica la ley entrega a la SEC la fiscalización y supervigilancia del cumplimiento de las disposiciones normativas relativas a la generación, producción, almacenamiento, transporte y distribu-

lopment Limited. Rol FNE F-219-2019, del 27 de febrero del 2020.

¹⁹ Ley N° 20.936 de 2016.

²⁰ Decreto Ley N° 211, de 1973. Artículos 39 letras p) y q).

²¹ Fiscalía Nacional Económica (2020).

²² FISCALÍA NACIONAL ECONÓMICA (2021).

²³ Ibid Supra. Pie de página N° 276.

²⁴ FISCALÍA NACIONAL ECONÓMICA (2021).

ción de electricidad, habilitándola para adoptar las medidas tendientes a corregir las deficiencias que observare, aplicando e interpretando las disposiciones legales y reglamentarias”²⁵.

Finalmente, la FNE también se pronunció respecto de la supuesta infracción al deber de coordinación contenido en el artículo 37 bis de la LBPA que, a juicio de Odecu, tendría el actuar de la FNE. Al respecto, la resolución señaló que la referida disposición “(...) demanda a la autoridad la remisión de antecedentes y el requerimiento de un informe para precaver conflictos de normas al dictar un acto administrativo de carácter general que tenga efectos en ámbitos de competencia de otro órgano”, lo que no ocurría en este caso, atendido que la resolución de la FNE se refería, específicamente, a una operación de concentración objeto de análisis, es decir, a un acto administrativo de alcance particular y no de carácter general²⁶.

En todo caso, la misma resolución agrega a este respecto, que durante la investigación la FNE sostuvo variadas reuniones y efectuó diversas solicitudes de información tanto a la SEC, como al CEN y la CNE, “(...) con el objeto de informar y consultar respecto de las implicancias y efectos de la operación analizada a la totalidad de las autoridades sectoriales intervinientes en los mercados analizados”²⁷.

VI. Consideraciones acerca de la resolución del TDLC que establezca los umbrales a la integración vertical de acuerdo a la propuesta contenida en el Proyecto de Ley

De acuerdo al texto propuesto en el Proyecto de Ley, los umbrales máximos para efectos de los límites a la integración vertical entre los distintos segmentos del mercado eléctrico serán definidos por el TDLC, mediante una resolución, a solicitud del Ministerio de Energía.

De acuerdo al texto del DL 211, las resoluciones que dicta el TDLC en el marco de un procedimiento de consulta pueden ser objeto de recurso de reclamación ante la Corte Suprema. Por el contrario, los informes que dicta el TDLC por mandato de leyes especiales son dictados conforme a un procedimiento no contencioso, y respecto de ellos resulta discutible la procedencia del recurso de reclamación.

²⁵ Ídem.

²⁶ Ídem.

²⁷ Ídem.

En consecuencia, el hecho que el proyecto indique que los umbrales de la integración vertical serán establecidos mediante una “resolución”, resulta importante, para efectos de considerar cuál será el procedimiento aplicable y los eventuales recursos disponibles para impugnar el respectivo informe del TDLC que dije los distintos umbrales que eventualmente pueda determinar el TDLC, en caso de materializarse la modificación al artículo 7 de la LGSE propuesta en el Proyecto de Ley.

Conforme al Proyecto de Ley, a solicitud del Ministerio de Energía debiese iniciarse un procedimiento destinado a obtener una resolución del TDLC. En términos generales, los procedimientos de carácter no contenciosos conocidos como consultad, tienen por objeto obtener un pronunciamiento por parte del TDLC acerca de la compatibilidad de un determinado acto, hecho o contrato existente o por celebrarse con el DL 211 y la determinación de las condiciones que deberán ser cumplidas en tales hechos, actos o contratos para su compatibilidad, en el sentido del artículo 18 número 2 del DL 211. En este caso, se entregaría la posibilidad de iniciar ese procedimiento únicamente a solicitud del Ministerio de Energía. De acuerdo al tenor de la propuesta, si bien se habla de “resolución”, no es posible descartar que el legislador en realidad, tenga en mente un procedimiento no contencioso que se pueda iniciar únicamente por medio de la solicitud que realice el Ministerio de Energía, en donde el TDLC ejerza una atribución especial determinada por el número 7 del artículo 18 del DL 211, es decir, referido a las atribuciones y deberes del TDLC que le señalen las leyes, atendida la referencia que sea incluida en el nuevo artículo 7 de la LGSE.

Al respecto, existe una serie de leyes especiales que otorgan facultades específicas al TDLC, ya sea para la dictación de informes o de resoluciones, que aprueben o que determinen condiciones aplicables a distintas circunstancias en diversas industrias.

A modo de ejemplo, es posible ver la delegación que formulan en el TDLC, al menos, tres leyes sectoriales: la propia LGSE; la Ley N° 19.542 que Moderniza el Sector Portuario Estatal (Ley General de Puertos) y la Ley N° 20.920 que establece el Marco para la Gestión de Residuos, la Responsabilidad Extendida del Productor y Fomento del Reciclaje (Ley REP).

La misma LGSE contiene, por ejemplo, en el artículo 147 literal d), en relación al límite de la potencia conectada para que un determina-

do usuario final tenga derecho a optar por el régimen de tarifa regulada o de precio libre, que el Ministerio de energía podrá rebajar el referido límite, previo informe del TDLC. Recientemente, se inició un procedimiento no contencioso a solicitud de la autoridad sectorial, con ese objeto, bajo el Rol NC 525-2023.

En el caso de la Ley General de Puertos, los artículos 14 y 23 disponen que el TDLC determine las condiciones de competencia bajo las cuales se debe llevar a efecto la licitación pública de una determinada concesión cuando funcione najo un esquema de monooperador en el respectivo frente de atraque y no exista otro frente de atraque capaz de atender a esas naves en los puertos estatales de la misma región. En ese contexto, el TDLC ha elaborado múltiples informes que contienen condiciones para las bases de las respectivas licitaciones públicas y que luego rigen las distintas concesiones. Por ejemplo, sólo durante el 2022, el TDLC dictó cinco informes respecto de estas materias²⁸.

Por su parte, la Ley REP dispone, en sus artículos 24 y 26 letra c), que el TDLC debe emitir un informe en el sentido de que en las bases de licitación para la contratación del manejo de residuos con terceros no existen reglas que impidan, restrinjan o entorpezcan la libre competencia y que en las reglas y procedimientos para la incorporación de nuevos asociados, y en general, para el funcionamiento del sistema de gestión, no existen hechos, actos o convenciones que puedan impedir, restringir o entorpecer la libre competencia. En ese sentido, el TDLC ha dictado siete informes entre los años 2021 y 2023²⁹.

A partir de algunos de los informes, en particular aquellos vinculados a la Ley REP, se ha desarrollado extensa jurisprudencia acerca de la naturaleza de las resoluciones en las cuales el TDLC informa de acuerdo a lo que le indican las leyes especiales y, en consecuencia, los recursos de los que pueden ser objeto dichos informes.

Esto tiene importancia atendido que el recurso de reposición procede respecto de los

²⁸ Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022) Informe N° 21/2022 (Puerto de San Vicente), Informe N° 22/2022 (Puerto de Chacabuco), Informe N° 23/2022 (Puerto de Puerto Montt), Informe N° 24/2022 (Puertos de Puerto Natales y Punta Arenas) e Informe N° 25/2022 (Puerto de Antofagasta).

²⁹ Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2021) Informe N° 26/2022 (Sigenem), Informe N° 27/2022 (Prorep), Informe N° 28/2022 (Giro), Informe N° 29/2022 (SGN), Informe N° 30/2022 (SGCNFU), Informe N° 31/2023 (SIG CampoLimpio), Informe N° 32/2023 (SIGA).

informes que le sean encomendados al TDLC en virtud de disposiciones legales especiales, de acuerdo al artículo 31 del DL 211. Por su parte, la misma disposición señala que el recurso de reclamación a que se refiere el artículo 27 del DL 211 sólo procede respecto de las resoluciones de término. En otras palabras, no procedería el recurso de reclamación respecto de los informes dictados por el TDLC conforme a leyes especiales el recurso de reclamación que se interpone ante el mismo TDLC para que lo conozca la Corte Suprema.

Al respecto, y a partir de algunos recursos presentados en el marco de los informes dictados por el TDLC conforme a la Ley REP, el TDLC y el Tribunal Constitucional (TC) se han pronunciado al respecto.

En concreto, al respecto el TDLC ha distinguido claramente, en relación a los recursos, que el inciso final del artículo 31 del DL 211 "(...) comprende dos hipótesis, una referida a los informes y resoluciones que emite o dicta este Tribunal, y otra a las resoluciones de término, disponiendo un recurso distinto para cada una de ellas. Así, del texto se desprende que no procede el recurso de reclamación sino el de reposición respecto de los informes emitidos en virtud de la potestad establecida en el numeral 7 del artículo 18"³⁰.

De esta forma, entiende el TDLC que, si bien han existido puntuales pronunciamientos por parte del TC referidos a la inaplicabilidad del inciso final del artículo 31 del DL 211 en casos concretos,³¹ esto no altera su conclusión, por haberse dispuesto expresamente en esos casos por parte del TC que correspondía a las particularidades del caso que resultaba procedente acoger el recurso de inaplicabilidad interpuesto³²⁻³³.

³⁰ *Automotores Gildemeister SpA y otras con Fiscalía Nacional Económica* (2022).

³¹ Causas de roles C 454-19, C 455-19 y C 456-19, todas del TDLC, referidas a la aplicación del artículo 31 del DL 211 en relación con la facultad de emitir informes establecida en el artículo 129 bis 9 del código de Aguas.

³² En efecto, el TC resolvió que "por las particulares características de este caso concreto, el aspecto fundamental a ser dirimido por la Corte Suprema dice relación con cuál es la manera jurídicamente correcta de entender el cometido que el Código de Agua [sic] le encarga al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. La racionalidad y justicia procedimental sugiere que la mencionada alta Corte pueda conocer y resolver el asunto" (Rol N° 9847-20 INA, Rol N° 9559-20 INA y Rol N° 10.246-21 INA, c°18).

³³ En la misma línea, por su parte, el TC ha diferenciado aquellos casos referidos al artículo 129 bis 9 del Código de Aguas de otro caso, tramitado bajo el Rol N° 1448-09, referido al informe emitido por el TDLC en el marco de la Ley General de Puertos, en donde el TC determinó

En consecuencia, de prosperar la tramitación del Proyecto de Ley en los términos planteados, se entregaría una facultad al TDLC de dictar una "resolución" y resultará relevante definir si se trata de la dictación de una resolución conforme a las facultades del artículo 18 número 2 del DL 211, o más bien estaremos frente a la atribución del TDLC de emitir un informe que determine los umbrales, es decir, bajo la facultad del artículo 18 número 7 del DL 211, siendo en éste último caso, de acuerdo al artículo 31 del DL 211, no susceptible de ser impugnado por el recurso de reclamación.

De acuerdo al Boletín de Indicaciones de fecha 17 de enero de 2024, el artículo del Proyecto de Ley que contempla que los umbrales sean establecidos por el TDLC mediante una resolución no presenta indicaciones a este respecto, ni especifica los recursos que procederían para impugnarla

Conclusión

Este artículo describe la modificación contenida en el Proyecto de Ley, en el sentido de modificar el alcance de la Prohibición y las Limitaciones. para comprender el impacto que esto puede tener, describe la forma en la cual se ha entendido el artículo 7 de la LGSE por parte de la FNE y la SEC, y plantea que, en términos generales, durante un procedimiento de expediente de modificación normativa tramitado el año 2018, se generó cierto consenso entre algunas de las autoridades en cuanto a la conveniencia de eliminar la Prohibición y las Limitaciones, entendiendo que las condiciones de competencia del SEN eran diversas al momento de introducir las en la LGSE, versus aquellas reinantes en el año 2018. Finalmente, el artículo concluye que, en caso de prosperar el Proyecto de Ley, esto de todos modos podría suponer desafíos en términos de diseño institucional, de procedimiento y de recursos o medios de impugnación respecto de la resolución o el informe del TDLC que establezca los umbrales en materia de integración vertical entre los distintos segmentos del mercado.

Bibliografía citada

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (2004). Regula sistemas de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléc-

rechazar el requerimiento de inaplicabilidad interpuesto en contra del artículo 31 inciso final del DL 211, porque en el caso particular de la disposición del Código de Aguas, la racionalidad y justicia procedimental exigía que esa decisión del TDLC pudiese ser conocida y resuelta por la Corte Suprema.

tricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. Biblioteca del Congreso Nacional.

Centro de Regulación y Competencia Regcom de la Universidad de Chile (2011). Informe en Derecho "Alcance y límites de la potestad normativa del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia" (2011). <https://derecho.uchile.cl/dam/jcr:e1833b44-9ce7-45ad-9699-0e987e719afb/7.pdf>.

Comisión Nacional de Energía. Aporte de antecedentes de la CNE en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 3 de mayo de 2018.

Coordinador Eléctrico Nacional. Aporte de antecedentes del CEN en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 20 de septiembre de 2018.

Fiscalía Nacional Económica (1994). Requerimiento en contra de las empresas Endesa S.A., Chilectra S.A. y Transelec S.A. ante la Comisión Resolutiva Central, Rol 460-94.

Fiscalía Nacional Económica (2018). Aporte de antecedentes de la FNE en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 3 de mayo de 2018.

Fiscalía Nacional Económica (2020). Resolución de Aprobación de fecha 31 de marzo de 2021, Investigación Rol F255-2020 FNE. https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2021/04/aprob54_F255_2020-2.pdf.

Fiscalía Nacional Económica (2021). Informe de Aprobación de fecha 31 de marzo de 2021. Investigación Rol F255-2020. https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2021/04/inap1_F255_2020-1.pdf.

Fiscalía Nacional Económica (2021). Resolución de inicio de fecha 28 de mayo de 2021. Investigación Rol F255-2020. https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2021/05/inic_F255_2020.pdf.

Ministerio de Energía (2018). Aporte de antecedentes del Ministerio de Energía en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 3 de mayo de 2018.

Ministerio de Energía (2023). Ministerio de Energía lanza Agenda inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministerio-de-energia-lanza-agenda-inicial-para-un-segundo-tiempo-de-la-transicion-energetica>.

Ministerio de Energía (2023). Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_inicial_para_un_segundo_tiempo_de_la_transicion_energetica.pdf.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2018). Aporte de antecedentes de la SEC en ERN 24-2018 del TDLC, de fecha 9 de mayo de 2018.

Normativa citada

Boletín N° 16078-08. Proyecto de ley, iniciado en Mensaje de S.E el Presidente de la República, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de transición energética que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad. 10 de julio de 2023.

Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 2005 que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto Ley N° 211 que Fija normas para la defensa de la libre competencia, de 17 de diciembre de 1973.

Decreto con Fuerza de Ley N° 4 que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería de 1982, de la Ley General de Servicios eléctricos.

Ley N° 20.936 de 2016. Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. 11 de julio de 2016. D.O. No. 41.505.

Ley N° 20.920 de 2016. Establece marco para la gestión de residuos, la responsabilidad extendida del productor y fomento al reciclaje.

Ley 19.880 de 2003. Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado.

Jurisprudencia citada

Comisión Resolutiva Central (1997). Resolución N° 488. Rol N° 460-94. https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2011/04/reso_0488_1997.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 21/2022, Rol NC 491-21 (Puerto de San Vicente). https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2023/12/Informe_N_21-22.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 22/2022, Rol NC 468-20 (Puerto de Chacabuco). https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2022/03/NC_468-20-Chacabuco.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 23/2022, Rol NC 469-20 (Puerto de Puerto Montt). https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2022/04/NC_N%C2%B0_469_Informe.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 24/2022, Rol NC 487-21

(Puertos de Puerto Natales y Punta Arenas). https://www.abcpuertos.cl/documentos/Dictamenes_TDLC/Informe_24_2022_EPA_AUSTRAL.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 25/2022, Rol NC 480-20 (Puerto de Antofagasta). https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2022/04/Informe_N_25_de_abril_de_2022.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 26/2022, Rol NC 492-21. https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2022/08/Informe_NC_492.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 27/2022, Rol NC 510-22. https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2023/12/Informe_N%C2%B027.pdf

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 28/2022, Rol NC 507-22. https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2023/12/Informe_N%C2%B0_28.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 29/2022, Rol NC 504-21. https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2022/12/Informe_N%C2%B029.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2022). Informe N° 30/2022, Rol NC 506-22. https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2022/12/Informe_N%C2%B030.pdf.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2023). Informe N° 31/2023, Rol NC 513-22. <https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2023/03/Informe-31-2023.pdf>.

Tribunal de defensa de la Libre Competencia (2023). Informe N° 32/2023, Rol NC 516-22. https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2023/12/Informe_32-2.pdf.

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

Electricity tariff stabilization mechanisms in Chile. Challenges and lessons

Clemente Pérez E.¹

RESUMEN: Los precios de la energía para clientes regulados fueron congelados o “estabilizados” durante los complejos meses que siguieron al estallido social y luego a la pandemia. Sin embargo, se les reconoció a las empresas de generación ciertos títulos de crédito, con el objetivo de que pudieran recuperar los ingresos que, de acuerdo a los contratos de suministro con las empresas de distribución, en derecho les

¹ Abogado UC, Master en Políticas Públicas Georgetown University, Master en Administración de Empresas (MBA) UC; Profesor Diplomado Medio Ambiente Pontificia Universidad Católica de Chile. Correo electrónico: cperez@guerrero.cl. Dirección postal: Vitacura 2939, piso 12, Santiago de Chile.

correspondía. La implementación de estos mecanismos, llamados, de estabilización de precios, son descritos y analizados en este artículo, que también arroja algunas conclusiones y recomendaciones para una futura transición que permita que los clientes regulados paguen los precios íntegros que corresponde pagar, fruto de las licitaciones de suministro.

Palabras clave: estabilización de precios, clientes regulados, energía, PEC, fondo de estabilización de tarifas, licitaciones de suministro.

ABSTRACT: Energy prices for regulated customers were frozen or "stabilized" during the complex months that followed the social outbreak and then the pandemic. However, the generation companies were granted certain credit titles, so that they could recover the revenues that, according to the supply contracts with the distribution companies, they were entitled to. The implementation of these so-called price stabilization mechanisms are described and analyzed in this paper, which also provides some conclusions and recommendations for a future transition that will allow regulated customers to pay the full prices they are entitled to pay as a result of the supply tenders.

I. Introducción

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. Ambos mecanismos, 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.

Dos factores económicos son centrales en la necesidad y en la viabilidad de estos dos mecanismos: por una parte, los contratos de suministro entre las empresas de generación ("Generadoras") y las empresas de distribución de energía eléctrica ("Distribuidoras") 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 contratos de suministro. Por ello, la lógica de ambos mecanismos de estabilización es la de evitar alzas presentes, con cargo a las futuras bajas.

Algunas de las características de ambos mecanismos han sido las siguientes: (i) fuerte respaldo político en la implementación de los mecanismos, tanto por parte del Ejecutivo, durante los gobiernos de los Presidentes Piñera y Boric, como por parte del Congreso; (ii) arduo trabajo técnico por parte de directivos de organismos como la Comisión Nacional de Energía, la Dirección de Presupuestos y del área privada del Banco Interamericano de Desarrollo, BID Invest.

Estas dos operaciones fueron muy complejas por la magnitud de recursos y de actores involucrados. Los temas principales fueron de diversos aspectos:

1. Como definir los montos no pagados, pero reconocidos en favor de las Generadoras. Los llamados Saldos PEC, en el primer sistema, y Documentos de Pago ("DDP"), en el segundo sistema.
2. Como definir la tasa de interés en el segundo sistema.
3. Como enfrentar los riesgos cambiarios.
4. Como establecer un sistema de garantías, en el segundo sistema, de manera tal que se pudiera implementar el mecanismo de toma de razón y refrendación, por parte de la Contraloría, sin afectar los tiempos de emisión de los DDP.
5. Como 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.
6. Como implementar un sistema que fuera financiable. Básicamente, un sistema en que las cuentas por cobrar fueran cedibles a terceros, de manera tal que esos terceros pudieran adquirirlas, permitiéndole a las Generadoras monetizar estas cuentas y mantener la caja necesaria para hacer frente a sus obligaciones financieras. En esto cumplió un rol muy importante la rama privada del Banco Interamericano de Desarrollo (BID Invest).

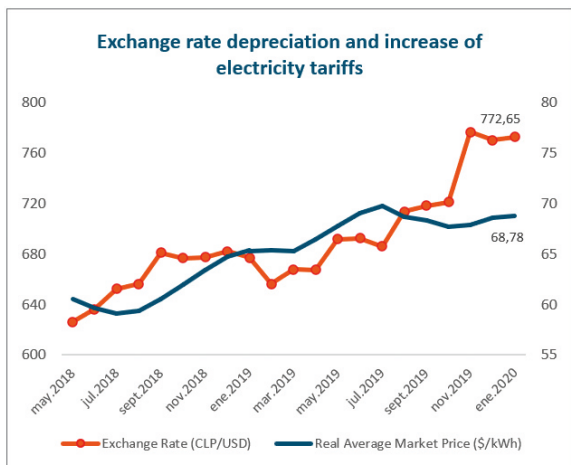
II. Descripción de los Mecanismos de Estabilización

Descripción de los mecanismos de estabilización de precios.

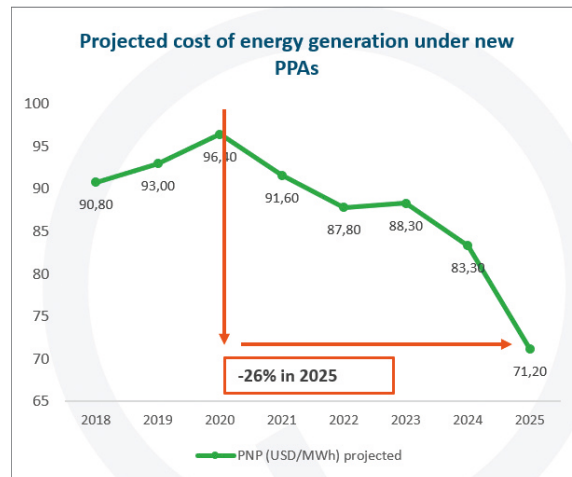
A. PEC 1

Fruto del estallido social de octubre de 2019 y con el objeto de evitar una nueva alza del valor de los servicios públicos, se aprueba en el Congreso la Ley N° 21.185, conocida como "Ley PEC" y posteriormente, como "PEC 1". El concepto de fondo era evitar un alza de los precios cobrados a clientes regulados con cargo a las futuras bajas de precios obtenidos en las licitaciones de suministro, gracias fundamentalmente de la incorporación de proyectos de energía renovable, en un ambiente de mayor competencia.

En medio de un convulsionado ambiente, se publica esta ley cuya tramitación demoró prácticamente una semana. Se ingresó al Senado el 28 de octubre de 2019, a pocos días del estallido, y se publicó como ley de la República el día 2 de noviembre del mismo año². Se buscaba evitar nuevas alzas, pues debido al crecimiento del tipo de cambio, se esperaban precios crecientes de la energía para los años 2019 y 2020, mientras que a mediano y largo plazo estos valores disminuirían gracias a la incorporación de contratos más convenientes para los clientes regulados:



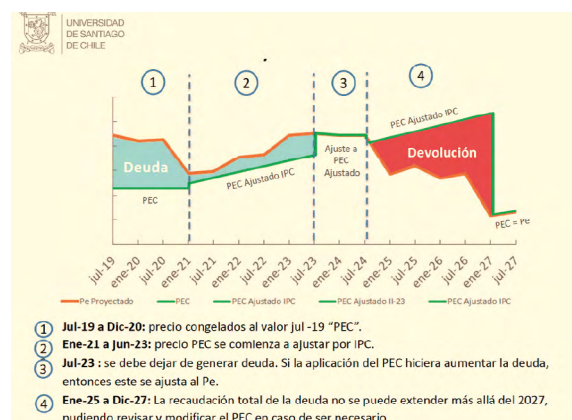
² El Mensaje presidencial señala: "A través de este mecanismo de estabilización, y considerando la coyuntura derivada del alza en los precios de nudo promedio que se ha verificado en el último tiempo, se pretende estabilizar este precio a los valores vigentes al primer semestre de 2019, lo que implica frenar derechamente el alza equivalente a un 9,2% verificada con motivo de la fijación de precios que entró en vigencia el pasado 10 de octubre". Mensaje Ley 21.185, Primer Trámite Constitucional: Senado. Fecha 28 de octubre, 2019. Mensaje en Sesión 63. Legislatura 367.



Fuente: BID Invest, "Electricity Tariff Stabilization Financing Facility", presentación para los inversionistas, febrero de 2020.

Con fecha 2 de noviembre de 2019 fue publicada la Ley N° 21.185 que "crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas" (el "PEC"), la que se reguló con fecha 5 de marzo de 2020 mediante Resolución Exenta N° 72 de la Comisión Nacional de Energía (en adelante "CNE"), y sus aclaraciones Resoluciones Exentas N° 114 y N° 340, ambas de 2020, también de la CNE.

Esta alza temporal de tarifas sería evitada mediante un congelamiento, que daría paso a una deuda, que sería pagada entre los años 2024 y 2027, de acuerdo al gráfico siguiente, que fue expuesto en la discusión legislativa:



Fuente: Biblioteca del Congreso Nacional, Asesoría Técnica Parlamentaria. "Mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica, Ley 21.185". Octubre de 2020. Página 3.

Producto de este mecanismo de estabilización de precios, las Generadoras recibirán un precio menor por parte de las Distribuidoras.

ras, que aquel que de otra forma les habría correspondido según los "contratos de suministro de energía"³. Para suplir la diferencia entre el precio del contrato y el precio estabilizado, se establece la emisión de un reconocimiento de una especie de "cuenta por cobrar", creando un título de crédito llamado "Saldo PEC". El procedimiento establecido en la normativa es el siguiente:

1. Creación del Saldo:

La CNE emite un informe técnico⁴ en que señala las diferencias generadas por el mecanismo, indicando pormenorizadamente el monto del Saldo generado, al Generador acreedor de dichos Saldos y la Distribuidora deudora correspondiente, calculados conforme a lo dispuesto en el artículo 13° de la Resolución Exenta N° 72.

2. Contabilización de activo por monto del Saldo:

La Generadora que se indique como acreedora de un Saldo, de acuerdo con el informe técnico, reconocerá tal Saldo como un activo.

3. Adquisición del Saldo por el Cesionario:

La Generadora podrá ceder el Saldo pues se trata de un título de crédito, autónomo y cuya fuente es el reconocimiento de este crédito en el Decreto Precio de Nudo. El cesionario podrá "monetizar" o hacer líquido este título de crédito con un descuento respecto de su valor nominal, como si fuera un factoring. La venta del Saldo tiene por objeto transferir el dominio de los derechos emanados de la Ley 21.185. Se trata de un título de crédito distinto e independiente de los contratos subyacentes (los contratos de suministro de energía a las Distribuidoras o "PPAs"), cuya causalidad se encuentra en un acto de autoridad, el Decreto de Precio de Nudo.

³ Contrato de suministro de energía: para el servicio público de distribución a que se refiere el inciso primero del artículo 7° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018 de 2007 "Ley Eléctrica", suscrito entre las Distribuidoras y sus Suministradores.

⁴ La CNE calculará, para cada "contrato de suministro de energía", las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido en el Decreto de precios de nudo promedio (PNP) y el precio que se hubiera aplicado de conformidad a las condiciones de dicho contrato. Cada Decreto PNP semestral identificará los "Saldos" originados por la aplicación del Mecanismo", identificando al Suministrador acreedor de dichos Saldos y la Distribuidora deudora correspondientes.

4. Emisión del cuadro de pagos:

La CNE deberá, en los próximos años, generar excedentes que permitan pagar estas obligaciones, aplicando un factor de ajuste a las tarifas si la reducción en el valor de los contratos de suministro no es suficiente para generar ese excedente que permita pagar a los tenedores de los Saldos PEC.

Una vez que se produzca este superávit, informará tal cosa en el correspondiente Decreto PNP. Entonces, el Coordinador en consideración a lo establecido en el informe técnico, en un plazo de 5 días hábiles desde la publicación del decreto PNP respectivo, determinará el monto a pagar por concepto de Saldos a favor de cada Generadora. Dicha determinación, contenida en un "Cuadro de Pago de Saldos" deberá ser comunicado por el Coordinador. Con eso, la obligación de crédito de dinero se vuelve líquida.

Los pagos de Saldos señalados se realizarán a las Generadoras, o a quien éstas lo hayan cedido, en este caso al Cesionario.

Esta operación, que bien parece un factoring, representó sin embargo numerosas discusiones y desafíos, que fueron resueltas, en plena pandemia, en un largo proceso de emisión de los títulos de crédito, llamados "Saldos PEC". Estos temas fueron de carácter regulatorio: (como definir los montos a pagar), tributario, cambiario, y de mercado de capitales. Los veremos sucintamente más adelante, pues volverán a ser tratados con ocasión de la implementación del mecanismo MPC o PEC 2.

Los Saldos PEC fueron comprados semestralmente por el BID Invest, institución multilateral que financió una parte y levantó recursos de inversionistas internacionales por el monto total de USD 1.350 MM, de acuerdo al tope establecido en la Ley N° 21.185 ("Ley PEC"). Dado que los títulos de crédito o Saldos PEC constaban en los Decretos PNP, la cesión de los mismos se realizó mediante la entrega material de una copia impresa del Decreto PNP. Como se trata de una cesión de créditos, también fue necesario notificar por escrito a cada Distribuidora cada cesión, mediante un ministro de fe, notario o receptor judicial. La aceptación por parte del deudor no es necesaria para la consumación y perfección de la cesión.

El BID Invest y otros inversionistas liderados por el BID y Goldman Sachs, compraron los Saldos PEC mirando la valoración crediticia de las principales empresas de distribución de Chile. Los principales argumentos en los que

se basó la confianza de los inversionistas para financiar la compra de los Saldos PEC, fueron los siguientes:

a. Si bien en Chile (a diferencia de muchos otros países) la distribución eléctrica se encuentra en manos de empresas privadas, y por tanto empresas que pueden quebrar, nunca una empresa de distribución ha quebrado⁵.

b. Alto grado de inversión de las 4 principales empresas de distribución eléctrica en Chile. Dado que cerca del más del 90% de la distribución se concentra en estas empresas, el carácter precario del resto, especialmente de las cooperativas eléctricas, no fue obstáculos para los inversionistas, y

c. La regulación específica que contempla la LGSE (artículo 146 Ter), incorporado por el caso Campanario, que establece un conjunto de normas especiales para aquellos casos de empresas que puedan “comprometer” o poner en peligro los objetivos a los que se refiere el artículo 72° - 1, vale decir: (i) la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, (ii) la operación más económica en el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y (iii) impedir el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

Esta operación permitió enfrentar un periodo crítico de nuestra historia sin subir las tarifas a los clientes regulados. El costo fue asumido íntegramente por las Generadoras, las que lo han cuantificado en un costo directo que dichas empresas debieron soportar en USD 400 MM⁶, aproximadamente.

B. MPC o “PEC 2”

Como es sabido, luego del estallido social vino la pandemia, la invasión de Rusia a Ucrania, los retiros de los fondos de pensiones, y todo eso se tradujo en una fuerte inflación, depreciación del dólar y un encarecimiento de las tarifas a pagar a las Generadoras. El tope de los USD 1.350 MM se agotó antes de tiempo.

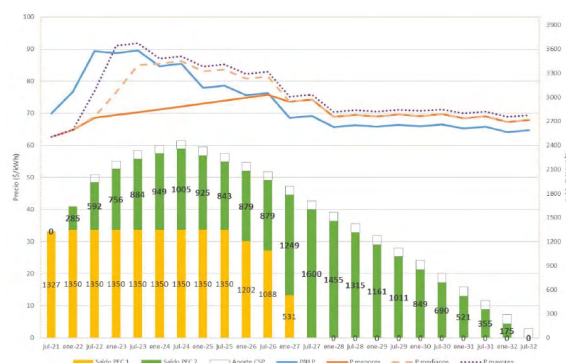
Se hizo necesario ampliar el mecanismo. Afortunadamente, el Ministerio de Energía,

Claudio Huepe, se propuso recoger experiencias para crear un nuevo mecanismo, que se hiciera cargo de las dificultades que había generado el PEC 1.

Una de estas dificultades era, obviamente, quien asumía el costo financiero de la postergación de los pagos. Las Generadoras señalaron que un nuevo descuento en sus ingresos afectaría nuevas inversiones y pondría en riesgo la necesaria transición energética. Por su parte, el BID Invest, que había financiado y contribuido a financiar la compra de todos los Saldos PEC1, señaló que las tasas de descuento eran muy altas y que se podrían reducir si el Estado garantizaba los títulos de crédito. También que el mecanismo de cesión de créditos del PEC 1 resultaba muy engorroso y anticuado.

Entonces el Gobierno decidió presentar un proyecto de ley que contemplaba un nuevo mecanismo, para lo cual presentó la siguiente proyección de flujos:

Proyección de flujos PEC1 y PEC 2



Fuente: Ministerio de Energía, junio 2022, *Presentación Proyecto de ley para estabilización y emergencias energéticas*, lámina 11.

Se busca entonces seguir “aplanando la curva”, esta vez con el desafío de pagar los Saldos PEC en el plazo comprometido. Por ello, se creó un nuevo mecanismo, que prioriza el pago de los Saldos PEC, y genera nuevos títulos de crédito, proyectando el último pago esta vez para diciembre de 2032.

Así es como, con fecha 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N° 21.472 que “crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios”, o Mecanismo de Protección al Cliente (en adelante “Mecanismo MPC”), también conocido como “PEC2”.

⁵ El único caso conocido, la empresa eléctrica de Casablanca (Emelca), en realidad se vio arrastrada a una situación de no pago de sus obligaciones por una productora de trigo, no por la actividad de distribución eléctrica. *Diario Financiero*, 2016.

⁶ “Los costos financieros por USD 400 millones fueron pagados íntegramente por las empresas de generación, sin posibilidad de poder traspasar estos costos a los contratos”. *Generadoras de Chile, Asociación Gremial. Comisión de Hacienda del Senado 2022*, 11.

En el contexto de este mecanismo de estabilización de precios, las Generadoras sufrirán un descuento en el precio que las empresas Distribuidoras le pagarán por su energía. Dicho descuento será compensado por el Fondo de Estabilización Tarifaria ("FET").

El artículo 8 2. de la Ley establece una mecánica para el cobro, pago y contabilización del "Beneficio a Cliente Final" consistente en que la Generadora deberá emitir un documento de cobro al Coordinador Eléctrico Nacional ("Coordinador") correspondiente a la prorrata del "Beneficio a Cliente Final" asignado al suministrador respectivo. Una vez que el Coordinador verifique que lo indicado en el documento de cobro es correcto, deberá informarle mensualmente al Ministerio de Hacienda, que delegó estas funciones en la Tesorería General de la República, que emitirá un título de crédito transferible a la orden, el Documento de Pago ("DDP"), que permitirá a su portador cobrar la restitución del monto adeudado reconocido en el referido documento en la fecha que en él se establezca, lo cual no podrá ser posterior al 31 de diciembre de 2032.

En suma, el Mecanismo MPC protege a los Clientes Regulados cuya energía es suministrada por las Distribuidoras mediante la estabilización de los precios de la electricidad del sistema eléctrico nacional y de los Sistemas Eléctricos Medianos. Establece diferentes límites a los precios que las Distribuidoras pueden cobrar a los Clientes Regulados en virtud de los Contratos de Suministro con fecha de puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2021, dividiendo a los Clientes Regulados en tres segmentos según su consumo promedio mensual. Cada segmento recibirá un precio denominado "Precio Preferencial".

Si, como resultado del Mecanismo MPC, los Precios Preferenciales aplicables durante un Periodo Tarifario son inferiores al precio que se habría aplicado durante dicho Periodo Tarifario si la Ley MPC no estuviera en vigor, la diferencia entre el Precio Preferencial y los precios que los Distribuidoras deberían haber pagado en virtud de los Contratos de Suministro constituirá un saldo impagado a favor de cada Suministradora denominado Beneficio a Cliente Final ("BCF"). El cálculo del BCF será realizado por las Distribuidoras para cada Cliente Regulado y será supervisado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC").

La CNE registrará el BCF aplicado por cada Distribuidora durante cada Periodo Tarifario. El valor agregado del BCF determinará,

para cada Periodo Tarifario, el saldo impagado en todo el sistema (el "BCF Acumulado") resultante de la aplicación del Mecanismo MPC para dicho Periodo Tarifario. El BCF Acumulado más los intereses devengados, menos los pagos de principal e intereses realizados en virtud de los DDP, se define como el Saldo Final Restante ("SFR"), que se establecerá expresamente en cada Decreto Tarifario y se expresará y será pagadero en dólares de Estados Unidos ("USD").

De acuerdo con la Legislación de los MPC, el importe del SFR no podrá superar en ningún momento los 1.800 millones de USD, que incluyen los intereses devengados. El SFR es un valor acumulativo, lo que significa que el límite máximo señalado no funciona como un umbral estático. Por lo tanto, cada pago de principal e intereses de cualquier DDP reducirá el SFR en la cantidad que se pague, por lo que podrán emitirse DDP adicionales cada cierto tiempo, incluso después de que se haya alcanzado inicialmente el límite señalado, en la medida en que esas emisiones posteriores no hagan que el SFR supere el límite legal.

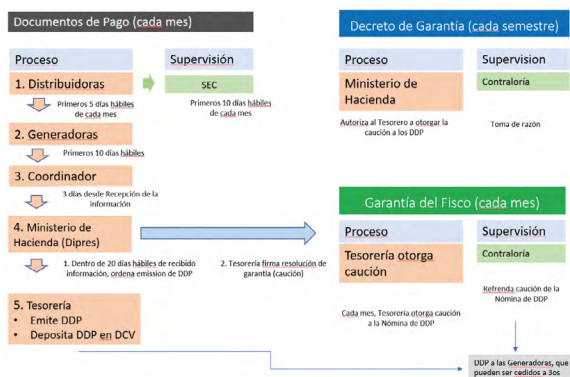
El Mecanismo MPC estará en vigor hasta que se reembolsen íntegramente todos los DDP, lo que deberá ocurrir el 31 de diciembre de 2032 o antes.

La Ley básicamente tiene dos componentes:

- a. Un Fondo de Estabilización y Emergencia Energética (que se esperaba que fuera permanente, pero finalmente no lo es)
- b. Un Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente

Como hemos señalado, el Mecanismo MPC busca complementar en el tiempo al denominado mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas (el "PEC"), que permitió congelar las tarifas eléctricas para clientes regulados, creado por la Ley N° 21.185.

El proceso de emisión de los DDP es el siguiente:



De acuerdo al Reglamento del FET (artículo 3°), el Fondo será financiado a través de las siguientes fuentes:

a. Un pago adicional máximo, comprendido dentro del cargo por servicio público imputable a los consumidores finales, el que será fijado anualmente, y será diferenciado por tramos de consumo. Para el 2023, este valor es entre \$0 y 2.8 \$/kWh

b. Los “cargos MPC”, aplicados a los Clientes Regulados, para extinguir el SFR dentro del plazo señalado, según lo establecido en el artículo 9 de la Ley N° 21.472.

c. La rentabilidad e intereses que se obtengan de la inversión de los recursos financieros del Fondo.

d. Los aportes anuales que realice el Ministerio de Hacienda (USD 15 MM el primer año y hasta USD 20 MM).

C. Desafíos que debieron ser resueltos para implementar los mecanismos en forma exitosa

Tal como ocurrió en el PEC, el Mecanismo MPC generó numerosos asuntos por resolver, debido a la complejidad del mecanismo tarifario y a los montos involucrados. Algunos de ellos fueron los siguientes:

1. Cesión del título de crédito

Ya hemos visto que para ceder los Saldo PEC fue necesario realizar una cesión de créditos, para cada Saldo, entregar materialmente una copia del Decreto PNP donde dicho crédito consta (esfuerzo no menor) y notificar a la Distribuidora respectiva mediante un ministro de fe, notario o receptor judicial. Todo esto aparece como un esfuerzo no despreciable de recursos, con sus respectivas incertidumbres atadas.

Para el MPC se resolvió un sistema bastante más expedito: una emisión desmateriali-

zada. Adicionalmente, al utilizar una empresa de depósito de valores, el titular del título de crédito cuenta con la ventaja de que, en caso de no pago, podrá contar con un título ejecutivo, lo que hace que su título sea más seguro⁷.

El hecho de que un valor sea desmaterializado significa que el emisor no emitirá valores físicos, sino que registrará el valor en su sistema de anotaciones en cuenta. La forma desmaterializada no altera la validez o exigibilidad del título de crédito⁸.

La emisión de DDP se realiza de la siguiente manera, el emisor de los DDP, Tesorería General, actuando en virtud de la delegación del Ministerio de Hacienda chileno, y a nombre del FET, emitirá los DDP e instruirá a la empresa de depósito de valores para que emita y deposite dichos DDP en la cuenta de Tesorería.

Una vez depositados los DDP, Tesorería, actuando en nombre del FET, podrá (a) mantener en custodia dichos DDP en su propia cuenta, hasta el vencimiento de dichos documentos, y en ese caso proceder a su abono en la cuenta que las Generadoras informen al Coordinador, en cada Fecha de Pago de los DDP, o (b) transferir electrónicamente los DDP a las respectivas cuentas de las Generadoras en dicha empresa de depósito, donde serán abonados. Este proceso se llevará a cabo mediante anotaciones electrónicas en las cuentas correspondientes.

De acuerdo a la Ley MPC, cada DDP es un título de crédito transferible a la orden. La comunicación a la empresa de depósito de valores es suficiente para cualquier transferencia y no se requieren aprobaciones o formalidades adicionales.

2. Definición de los intereses

Como hemos señalado, los Saldo PEC no recibían intereses (salvo durante los años 2026 y 2027), lo que habría generado un alto costo para las Generadoras. La Ley MPC, en cambio, estableció que los DDP sí devengarían intereses desde un principio.

La Resolución MPC indica que la Dipres, está facultada para determinar la Tasa de Interés de los DDP de acuerdo con las condiciones imperantes en el mercado en el momento de

⁷ Ley N° 18.876 . Artículo 14 bis: “Los certificados que la empresa emita en virtud de los dispuestos en los artículos 13 y 14, tendrán mérito ejecutivo en contra de los emisores y demás personas obligadas a su pago”.

⁸ Ley N° 18.876, de 1989. Artículo 11.

la emisión de dichos títulos de crédito. La Tasa de Interés podrá fijarse en USD y se basará en la Tasa de Política Monetaria publicada por el Banco Central de Chile, más 25 puntos básicos que el Ministerio de Hacienda ajustará de acuerdo con las condiciones imperantes en el mercado.

A estos efectos, el BID Invest, la Tesorería, la Dipres y el Ministerio de Hacienda han suscrito el 27 de julio de 2023 un Acuerdo para la emisión, pago y determinación de la tasa de interés aplicable a los DDP, que establece el procedimiento para determinar esta tasa en función de las condiciones de mercado vigentes en el momento de su emisión. El procedimiento consiste en que antes de fijar la tasa, Dipres comunica al BID los montos y condiciones de pago de los DDP que va a emitir. Con dicha información, el BID y Goldman Sachs levantan fondos de manera abierta y competitiva en el exterior para que, a través de un vehículo de inversión, una facilidad de financiamiento, compren estos DDP⁹. Se trata de un proceso similar a la emisión de un bono, el que permite determinar la tasa. Esta información se le entrega a la Dipres para que la considere al momento de definir la tasa de interés aplicable.

De esta manera, se realiza la colocación de fondos suficientes que permitan comprar los DDP a las Generadoras, mediante un sistema de mercado, abierto y competitivo, levantando recursos suficientes para poder monetizar los DDP de las Generadoras que así lo solicitasen.

3. Garantía

A fin de reducir los costos financieros, que finalmente serán pagados por los clientes regulados, el Estado otorgará una garantía soberana al Saldo Final Restante, vale decir, a la totalidad de Documento de Pago emitidos, más sus intereses. De acuerdo a la Resolución Exenta CNE N° 334 (artículo 27), en caso de que los recursos disponibles en el Fondo de Estabilización de Tarifas no resulten suficientes para pagar algún Documento de Pago, "la garantía del Fisco se hará efectiva mediante el pago por parte de la Tesorería, con cargo al Tesoro Público, del saldo del Documento de Pago que permanezca impago en dicha fecha, denominado "Monto Remanente". La Tesorería deberá realizar dicho pago a más tardar en la fecha en la que se cumplen 10 días hábiles desde la señalada Fecha de Pago.

⁹ Diario El Mercurio, 2023.

La garantía requiere que cada semestre, mediante decreto dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República, se autorice a la Tesorería General a emitir una caución. El Decreto de Garantía debe ser tomado de razón por la Contraloría, mientras que cada resolución de caución que emita el Tesorero, deberá ser refrendada por el propio Contralor.

Esta garantía constituye, por tanto, un pasivo contingente del Fisco, una obligación sujeta a una condición: que el Fondo de Estabilización no cuente con los recursos necesarios. En esa condición de pasivo contingente se asimila a otros como (i) las garantías de ingresos mínimos de las concesiones de obras públicas, (ii) la garantía por deudas de empresas estatales, (iii) las garantías por créditos de educación superior, (iv) las provisiones por juicios contra el Fisco, (v) las garantías estatales de depósitos, y (vi) las garantías del Fondo de Garantía para Pequeños Empresarios (el "Fogape"). La Dirección de Presupuestos debe informar periódicamente al Congreso sobre estas garantías.

4. Tema tributario

Desde una perspectiva fiscal, la principal diferencia entre el PEC y el MPC, es que en este último sistema se introduce un nuevo título de crédito.

Mientras que el PEC 1 simplemente estableció un sistema de pago en el que se permitía a las Generadoras posponer sus cobros a las Distribuidoras durante varios años, el MPC o PEC 2 estableció que las Generadoras no cobrarían nada a las Distribuidoras, sino al FET. Las Generadoras tendrían que hacer un "descuento" a las Distribuidoras, y cualquier diferencia creada por dicho descuento sería asumida por el FET.

Así, según el PEC 1, las facturas debían emitirse cuando las empresas de generación cobraran a las empresas de distribución. Estas facturas debían estar sujetas al IVA como lo están normalmente.

Con el PEC2 no hay cargos por energía, sino únicamente un sistema especial de compensación por parte del Estado a favor de las empresas de generación. Este sistema de compensación se aparta de la naturaleza de la energía producida, por lo que no está sujeto al IVA.

A través de la Resolución 707 del 1 de marzo de 2023, el Servicio de Impuestos Internos ha interpretado que la compra, venta o

cobro de los DDP no está afecto a IVA, y que no se requiere documentación tributaria (factura u otra) cuando dichas transacciones son realizadas por IDB Invest, o por cualquier otra entidad, sea chilena o extranjera.

D. Diferencias entre el PEC y el MPC

De modo de resumen, algunas de las principales diferencias entre los dos mecanismos se resumen en el cuadro siguiente:

	PEC 1	PEC2 o MPC
Límite (USD)	1.350 MM	1.800 MM
Deudor	Distribuidoras	Fondo de Estabilización
Título de Crédito	Saldo PEC (en Decreto PNP)	Documento de Pago
Emisor	Ministerio de Energía	Tesorería General de la República
Garantía	No	Fisco
Vencimientos	Hasta 31/12/2027	Hasta 31/12/2027
Liquidez	Cuadro de pago de Saldos emitido por Coordinador	Fecha de pago de DDP y Fecha de pago de Intereses
Aportes	Clientes Regulados vía factor de ajuste	a. Clientes Regulados (Cargo MPC) b. Regulados y Libres (Cargo adicional) c. Estado (máx. USD 20 MM/año)
Cesión	Transferencia título de crédito	Cesión título desmaterializado, depositado en DCV

E. Lecciones aprendidas

E.1. Comentarios generales

1. Los mecanismos de estabilización constituyen una forma en que el Estado de Chile ha tomado medidas para evitar los shocks en los precios de la energía, que representan o pueden representar una fuerte presión hacia el sistema político, como vimos con el alza de otros servicios públicos que dieron origen al estallido social, o que permiten enfrentar de mejor manera escenarios complejos como los provocados por la pandemia. Esto cobra relevancia a futuro, pues resulta de alta

complejidad para los hogares enfrentar alzas significativas de precios en la energía, situaciones que pueden ser cada vez más comunes, por ejemplo, si pensamos en un contexto de crisis climática, donde fenómenos como la sequía y otros eventos naturales golpean fuertemente en los precios de la energía. Más aún, por las mismas necesidades de enfrentar la crisis climática, el Estado de Chile se ha comprometido a cerrar progresivamente las centrales termoeléctricas a carbón en un plazo definido, lo que impone aún más exigencias al sistema eléctrico nacional desde el punto de vista de proveer un suministro confiable y seguro de energía eléctrica a los diversos consumidores.

2. Es positivo que los mecanismos de estabilización propuestos, tanto transitorio como permanentes, prácticamente no contemplen subsidios¹⁰. Existe una vasta experiencia comparada que demuestra que los subsidios al consumo de energía afectan fuertemente la situación fiscal de los países que los contemplan, y constituyen una mala señal en términos del combate al cambio climático. Sin perjuicio de lo anterior, el Estado ha querido contribuir con una garantía para el pago del Saldo Final Resistente, pero cabe señalar que dicha garantía es sólo de carácter contingente (sujeta a la condición que no haya fondos disponibles en el FET), y tiene por objeto reducir los costos financieros del mecanismo transitorio propuesto.

3. Es fundamental para el éxito del MPC y para que los costos financieros sean los menores posibles, que el documento de pago que emita el Coordinador Eléctrico sea claramente un título de crédito, indubitado, y que garantice que el portador de dicho documento podrá recibir el pago adeudado. Este elemento es relevante pues, en la experiencia del PEC, algunas Distribuidoras han venido a solicitar los contratos de suministro ("PPAs") que motivan el despacho de energía de las Generadoras a las Distribuidoras, pero esos PPAs no son, bajo el esquema del PEC, ni tampoco bajo el esquema del MPC, la causa de la obligación de pago, sino que es solamente el título emitido por el Ministerio de Hacienda (delegado en definitiva al Tesorero). En consecuencia, este título debe contar con todas las características de un título de crédito.

¹⁰ Nos referimos a que (salvo un aporte máximo de USD 20 millones por año del Estado) no existe, prácticamente, subsidios directos del Estado hacia los consumidores. Pero sí hay un subsidio cruzado, pues las tarifas de los segmentos de menor consumo se congelan más que las de mayor consumo. Además, el cargo adicional, que constituye una de las tres fuentes de ingreso del PEC, afecta tanto a clientes regulados como a los clientes libres.

4. Una virtud de ambos mecanismos, PEC1 y PEC2, es que han sido incorporados en el proceso de definición de tarifas de los clientes regulados. Los cargos son incluidos en el Decreto PNP respectivo para cada semestre. No es un sistema paralelo. Eso significa que se encuentran en medio del proceso regulatorio, en la lógica vigente. No son bonos que se regalan, como cajas de mercadería, ni normas que pueden ser vulneradas, postergadas u olvidadas por los ministerios y servicios a cargo.

5. Agrega mucho valor la garantía del Estado, pues sin distorsionar los precios y operando sólo como un pasivo contingente, consigue reducir el costo del endeudamiento, sin afectar los niveles de deuda pública. Obvio que esto sólo debe ser entendido de manera excepcional y en la medida que el FET logre responder con sus obligaciones de pago.

6. Los mecanismos de estabilización, en suma, pueden ser considerados como formas efectivas de enfrentar periodos excepcionales, pero sólo funcionan de manera excepcional. No debieran perpetuarse en el tiempo, pues a la larga, a los costos de la energía se le agregan los costos financieros y la incertidumbre del proceso regulatorio. Lo fundamental, para no perderlo de vista, es que los costos de la energía vayan a la baja, lo que ha ocurrido en nuestro país únicamente cuando se incorporaron con fuerza las energías renovables y se agregaron mayores niveles de competencia en las licitaciones de suministro eléctrico de las Distribuidoras.

Índice de abreviaturas

Las abreviaturas que se utilizan en este artículo son las siguientes:

Bid Invest: División de soluciones del sector privado del Banco Interamericano de Desarrollo.

CNE: Comisión Nacional de Energía

DDP: Documentos de Pago del Mecanismo MPC, títulos de crédito emitidos por el Estado, actuando a nombre del Fondo MPC y garantizados por el Fisco, para pagar a las Generadoras, o a sus cesionarios, como consecuencia del mecanismo de estabilización MPC.

Mecanismo MPC: sistema de estabilización de precios, creado por la Ley N° 21.472 que "crea un fondo de estabilización de tarifas

y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios", definido legalmente como Mecanismo de Protección al Cliente, también conocido como "PEC2".

PEC o PEC1: sistema de estabilización de precios creado por la Ley N° 21.185 que "crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas.

PPAs: contratos de suministro de energía eléctrica entre empresas de generación o Suministradoras y las Concesionarias de Distribución eléctricas, celebrados luego de un proceso de licitación pública, de acuerdo a la ley. Saldos PEC: títulos de crédito reconocidos en los Decretos Precio de Nudo para pagar a las Generadoras, o a sus cesionarios, como consecuencia del mecanismo de estabilización PEC.

Bibliografía citada

- BID Invest (febrero 2020). Electricity Tariff Stabilization Financing Facility.
- Comisión de Hacienda del Senado (6 de julio de 2016). Comentarios al proyecto de ley Boletín 14991-8 que crea un fondo de estabilización de tarifas eléctricas. <https://www.bcn.cl/laborparlamentaria/documento?id=698300>
- Diario El Mercurio (31 de agosto, 2023): "BID genera bono por US\$1.800 millones para mitigar efecto sobre Generadoras". Diario El Mercurio.
- Diario Financiero (2 de febrero 2016).
- Ministerio de Energía (junio 2022). Presentación Proyecto de ley para estabilización y emergencias energéticas. https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocumento&id=13893&tipodoc=docto_comision.

Normativa citada

- Decreto N° 4 con fuerza de ley del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. 05 de febrero de 2007. D.O. No. 38.681.
- Ley N° 18.876 de 1989. Establece el marco legal para la constitución y operación de entidades privadas de depósito y custodia de valores. 21 de diciembre de 1989. D.O. No. 33.551.
- Ley N° 21.185 que "crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas.
- Ley N° 21.472 que "crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios".

La autonomía e independencia del Coordinador Eléctrico Nacional

Autonomy and independence of the Electric Coordinator in Chile

Diego Perales Roehrs¹

RESUMEN: La creación del Coordinador Eléctrico Nacional es el resultado de un proceso regulatorio gradual y coherente que ha tomado varios años en implementarse. La situación actual da cuenta de un órgano que goza de una evidente independencia frente a las empresas coordinadas. Si algún grado de preocupación admite la independencia del Coordinador es respecto de la autoridad política y no de las empresas. Los desafíos del Coordinador se relacionan con equilibrar la operación segura del sistema eléctrico con la operación económica. Una mejora deseable en su regulación es el desarrollo de una más completa normativa técnica que disminuirá la discrecionalidad del Coordinador al momento de fijar los criterios de seguridad.

Palabras clave: Coordinador Eléctrico Nacional; independencia de la operación del sistema eléctrico; seguridad en la operación del sistema eléctrico; evolución de la regulación eléctrica en Chile.

ABSTRACT: The creation of the National Electric Coordinator is the result of a gradual and coherent regulatory process that has taken several years to implement. The current situation shows an entity that enjoys a clear independence from the companies it coordinates. If there is any concern about the Coordinator's independence, it is related to the political authority rather than the companies. The Coordinator's challenges involve balancing the operational security of the electricity system with its economic efficiency. A desirable improvement in its regulation would be the development of a more comprehensive technical standards that reduce the Coordinator's discretion when setting security criteria.

KEYWORDS: Independent System Operator, Electric Coordinator in Chile, security in the operation of the electricity system, evolution of electricity regulation in Chile.

Introducción

En todo sistema eléctrico se distinguen tres segmentos: la generación, la distribución y la transmisión. La distribución más los clientes libres, conectados directamente a la red de transmisión, representan al consumo. La transmisión permite conectar al consumo con la generación. Para coordinar que los consumos sean abastecidos existe el operador eléctrico del sistema. Aquel, mediante la emisión de instrucciones obligatorias y con la ayuda de automatismos desplegados en la red, hace coincidir la oferta y la demanda eléctrica. Un sistema eléctrico debe operar necesariamente calzando en todo momento la oferta con la demanda.

Este operador recibe diferentes nombres en cada país. Por ejemplo, en el mercado norte americano corresponde al "Independent System Operator" o "ISO". En el mercado español dicha función es desarrollada por la

sociedad Red Eléctrica S.A., la que bajo la regulación europea recibe la denominación de TSO "Transmission System Operator".

En Chile al operador del sistema primero se le llamó CDEC (que corresponde a acrónimo del Centro de Despacho Económico y Carga), y luego Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional, CEN, o simplemente Coordinador.

Hay sistemas eléctricos donde la operación es relativamente sencilla, y otros, donde es muy compleja. Chile es uno de ellos. Tenemos uno de los sistemas eléctricos más extensos del mundo dada nuestra particular geografía. Además, nuestra generación está concentrada en los extremos opuestos del sistema eléctrico, lo que aumenta su complejidad.

Una función diferente a la operación del sistema eléctrico es la operación del mercado. En esta última se registran las transacciones que se producen entre los agentes, en el denominado mercado de corto plazo². En Chile, la operación del sistema eléctrico y la opera-

¹ Abogado Pontificia Universidad Católica de Chile, ex jefe jurídico de la Comisión Nacional de Energía, Correo electrónico: diego.perales@garrigues.com Dirección postal: Isidora Goyenechea 3477, Las Condes, Santiago de Chile.

² Decreto N° 125, de 2019. El capítulo 2 de ese cuerpo legal regula el mercado de corto plazo.

ción del mercado de corto plazo han estado siempre a cargo de un mismo organismo.

En los párrafos siguientes describiremos las funciones del Coordinador Eléctrico Nacional, y de cómo llegamos a la regulación vigente, con especial énfasis en lo que se refiere a la independencia de dicho organismo, y los temas más debatidos asociados al Coordinador, tales como la operación segura y la facultad de dictar normas que afectan la operación del mercado.

I. Sobre la coordinación del sistema y el rol privado en el sector eléctrico chileno

Como es de esperarse la coordinación del sistema eléctrico es parte de la regulación eléctrica desde su inicio, esto es, el DFL N° 1 de 1982. Es decreto con fuerza de ley se considera el estatuto fundacional de nuestra regulación.

Fue en la regulación del año 1981 donde se establecieron los principios que con cambios menores rigen hasta la actualidad.

Uno de esos principios consiste en el carácter privado de nuestro sistema eléctrico. Todos los segmentos del mercado eléctrico chileno son de responsabilidad de empresas privadas. No existe participación estatal en la actividad eléctrica, incluso, la participación de las empresas del Estado es mínima o inexistente. En este sentido, la operación del sistema eléctrico siempre ha estado a cargo de organismos no adscritos a la administración del Estado³.

Así fue concebido desde un inicio nuestra regulación eléctrica que fue pionera en el mundo. La esencia del DFL N° 1 de 1982 permanece inalterada, pese a los múltiples y reiterados cambios legales en nuestro sistema eléctrico. Esta regulación además goza de gran consenso político sin que se recuerde ningún proyecto de ley que busquen estatizar actividades del mercado eléctrico, incluida la de la operación del sistema eléctrico.

La falta de participación estatal en la actividad eléctrica es compensada con una fuerte regulación. En Chile no existe ningún mercado

más regulado que el eléctrico. Para prueba de lo anterior basta revisar el mapa normativo emitido por el Ministerio de Energía que describe cientos de cuerpos legales, reglamentario y normativos⁴.

II. Funciones del Coordinador Eléctrico Independiente

Partiremos con la descripción de la regulación actual del Coordinador Eléctrico Nacional, para luego explicar cómo llegamos a donde estamos. El actual Coordinador es el resultado de un proceso continuo en la regulación. Son varios los cambios que se han hecho a la normativa para llegar a la situación actual.

El Coordinador tiene esencialmente cinco funciones:

Uno, operar las instalaciones del sistema eléctrico nacional con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica.

Esta es la función que identifica al operador del sistema eléctrico. Esta función técnica podría ser delegado en una empresa especializada como sucede en muchos países. Acá no debiera haber ningún espacio a decisiones políticas, lo que corresponde es aplicar criterios previamente definidos para la operación del sistema.

Anexo a esta función de operación es necesario incluir la auditoría de costos que informan las empresas generadoras en la operación del sistema. Esos costos son relevantes tanto para la operación del sistema, por cuanto determina el orden de entrada de las centrales generadoras, como para la operación del mercado, donde se fijan las transferencias en el mercado de corto plazo.

Dos, velar porque las instalaciones que se conecten al sistema eléctrico cumplan con la normativa de seguridad correspondiente⁵.

³ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007. Art. 212-1, inciso 3: "El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. Su organización, composición, funciones y atribuciones se regirán por la presente ley y su reglamento". Si bien esta norma se refiere al Coordinador actual, los antiguos CDEC, en los hechos sucedía lo mismo.

⁴ https://energia.gob.cl/sites/default/files/mapeo_normativa_energetica_2021.pdf

⁵ Decreto N° 125, de 2019. El art. 28 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, señala que "de manera previa a la puesta en servicio de un proyecto y en conformidad a lo establecido en la norma técnica, el interesado deberá acordar con el Coordinador un cronograma de puesta en servicio en el que se establecerán las actividades a realizar y los plazos asociados a dichas actividades. Cualquier modificación de dichos plazos deberá ser comunicada al Coordinador quien podrá aprobar o rechazar justificadamente dicha modificación. Todo incumplimiento en los plazos establecidos para el período de puesta en servicio deberá ser comunicado por el Coordinador a la Superintendencia pudiendo aplicarse las sanciones que correspondan".

Esta función es fuente de reiteradas críticas por parte de la industria por cuanto estiman que el proceso no es lo expedido que debería ser. En su defensa podemos señalar que el Coordinador debe destinar muchos recursos en la prestación de esta actividad y sería deseable algunos cambios para mejorar su ejecución, por ejemplo, que parte del proceso sea costado por las propias empresas que requieran esa conexión.

Tres, garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Para el sistema de transmisión nacional y zonal, el acceso abierto se confunde con el cumplimiento de la normativa de seguridad, pues, existiendo la instalación cuyo uso se solicita interconectar, la única razón para negar la interconexión es la seguridad del sistema eléctrico⁶. Para los sistemas dedicados en cambio, el acceso abierto está subordinado a la existencia de capacidad técnica disponible⁷.

Cuatro, determinar las transferencias económicas del mercado de la generación y todas aquellas que constituyen el mercado de corto plazo de la energía. El reglamento señala que el Coordinador deberá determinar y coordinar las transferencias económicas resultantes de la operación entre las empresas sujetas a su coordinación, debiendo elaborar los balances de energía, potencia y servicios complementarios.

Los balances de energía y capacidad son desde su origen una de las funciones del operador del sistema eléctrico chileno. Para ejercer esta función que cada día va aumentando en complejidad, el Coordinador ha debido implementar sistemas informáticos que le permiten tener un registro de las mediciones con nivel de facturación de los consumos e inyecciones en el sistema eléctrico. Además esta función requiere recopilar la información de todos los contratos de suministro entre empresas distribuidoras y generadoras, y entre estos, y los clientes libres. Asociado a esa función la ley le encarga al Coordinador el monitorear la cadena de pagos, esto es verificar que las empresas paguen los balances emanados del mercado de corto plazo.

Otras leyes han agregado funciones adicionales, donde destacan las leyes que han establecido mecanismos de estabilización de precios, las cuales han obligado al Coordinador a elaborar nuevos cuadros de pagos.

Cinco. El Coordinador además cumple funciones en materia de libre competencia con la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC). Esta unidad debiera ir aumentando en importancia, en especial, si transitamos de un sistema marginalista basado a costos auditados a uno de ofertas.

III. Historia del Coordinador Eléctrico Independiente

Alguna de las funciones que hemos descrito en el punto anterior no siempre formaron parte del órgano que opera el sistema eléctrico. En una primera etapa, el DFL N° 1/1982 se limitaba a establecer que la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectados debía coordinarse para preservar la seguridad del sistema eléctrico; su operación económica, y garantizar el derecho de servidumbre⁸.

El Decreto Supremo N° 6 de Minería de 1985, fue el primer reglamento de la operación y de la coordinación. Allí se definió al operador del sistema como los "Centros de Despacho Económico de Carga" o simplemente "CDEC". Allí también se estableció que el su directorio estará formado por representantes de cada entidad coordinada, a razón de uno por empresa. A esa fecha, existían dos CDEC, cada uno encargado de la operación de los dos sistemas eléctricos que existían, uno en del norte, y otro en el centro y sur del país, SING y SIC.

En el reglamento de la ley eléctrica del año 1997 se señaló que las instrucciones de coordinación que emanen del CDEC serán obligatorias para todas las centrales generadoras y líneas de transporte interconectadas. Esta fue la primera señal de un órgano que intervenía más allá de las empresas coordinadas.

En el año 2004, se independizó la administración del CDEC de las empresas integrantes⁹. Esta medida fue un cambio muy relevante y marcó un evidente hito en la forma de relacionarse que tenía el Coordinador con las empresas.

También en el año 2004, la regulación señala que el CDEC respectivo deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico. Esa norma obligó a que todas las empresas que quisieran interconectarse debieran contar con una autorización formal

⁶ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007. Art. 79.

⁷ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007. Art. 80.

⁸ El derecho a servidumbre que se menciona es lo que correspondía al acceso abierto actual bastante más limitado.

⁹ Ley N° 19.940, de 2004.

del operador del sistema. Antes esta función era ejercida limitadamente por la empresa transmisora afectada por la interconexión. En esa misma ley señaló que someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC. Nuevamente, acá la regulación empieza a entregarle al Coordinador potestades que se asemejan mucho a la de los órganos públicos.

En el año 2013, el Decreto N° 115 de Minería del año 2012 estableció que era incompatible la función de director del CDEC con la condición de funcionario público y la calidad de director, gerente o trabajador dependiente de las empresas coordinadas¹⁰. Esa reforma avanzó nuevamente en separar la operación del sistema eléctrico de las empresas coordinadas. El directorio estaba constituido por representantes remunerados de los sectores de la transmisión, generación o clientes regulados, y no de las empresas individualmente.

El cambio anterior, fue la preparación para que en el año 2016, se incluyese un título nuevo en la ley eléctrica, esto el Título VI BIS "Del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional"¹¹.

IV. Sobre los conceptos de autonomía e independencia

No es fácil diferenciar autonomía e independencia, y muchas veces son términos que se ocupan indistintamente¹². La doctrina jurídica administrativa se centra en el estudio del concepto de autonomía y sus diferentes alcances¹³. Para efectos didácticos, separaremos autonomía e independencia, siguiendo alguna de las ideas expuestas por el profesor Ramiro Mendoza¹⁴.

La expresión "independencia" con que la ley calificó al Coordinador del Sistema no tiene una acepción única para el derecho administrativo. Independencia se suele utilizar para referirse al poder judicial y a los otros organismos que cumple similares funciones, como es

el caso de del Ministerio Público. La expresión es muy recurrida para denotar imparcialidad.

Nos parece que la ley utilizó la expresión "independiente" para referirse al Coordinador con el objeto de diferenciarlo de los antiguos CDEC que estaban conformados por las empresas eléctricas. La ley utiliza esa expresión para destacar el fin de la subordinación entre las empresas coordinadas y el operador del sistema.

La autonomía es un atributo de la regulación del Coordinador, en cambio la independencia se refiere a la falta de influencia del poder político y de las empresas en las decisiones que adopte el Coordinador.

La autonomía define a un órgano y viene entregada por su regulación. En este sentido, los CDEC siempre fueron autónomos, pues estaban separados de las empresas, en cambio, no fueron calificados de independientes sino hasta la reforma del año 2016.

La independencia es un valor jurídico, esto es, algo deseado o protegido por la ley, pero no es un atributo que le pueda otorgar la ley con sólo calificarlo con ese nombre. Para entender lo señalado, podemos recurrir a otro valor jurídico como es la justicia. Estrictamente, no hay personas justas, lo que puede haber son conductas justas. Es cierto que personas que normalmente ejecutan actos justos, se le llaman personas justas, pero esa calificación se adquiere por la reiteración de esa forma de proceder, es el resultado de múltiples actos justos. Alguien calificado como justo, también podrá eventualmente cometer una injusticia. Esto mismo se aplica a la independencia del Coordinador.

Así, la mayor o menor independencia del Coordinador se debe resolver en concreto y no en abstracto. Son las decisiones que dicho órgano adopte las que se pueden calificar de independientes.

Como cualquier juicio de valor, la independencia del Coordinador estará influenciado por las percepciones de la persona que enuncie el juicio. Lo que para uno será muestra de independencia, puede no serlo para otro. No hay una vara única para medir la independencia, como tampoco lo hay para la justicia.

V. Sobre la autonomía e independencia del Coordinador

Desde su primera regulación en el Reglamento del año 1997, los CDEC se concibieron como un ente jurídicamente separado de las empre-

¹⁰ El decreto referido modificó el Decreto Supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga.

¹¹ Ley N° 20.936, de 2016.

¹² Véase ZÚÑIGA 2007, 223-244.

¹³ Véase al respecto, CORDERO, La Administración del Estado en Chile y el Concepto de Autonomía. En Contraloría General de la República, Contraloría General de la República 85 Años De Vida Institucional (1927-2012) (p. 15 y ss.)

¹⁴ Véase MENDOZA 2019, en <https://noticias.uai.cl/columna/autonomia-independencia-y-estado/>.

sas, y en ese sentido, siempre han sido un órgano autónomo de las empresas coordinadas.

Esa autonomía primero se estableció con la creación de una sociedad de responsabilidad limitada donde las empresas coordinadas eran sus socios. Luego, mediante la reforma del año 2009, esos CDEC correspondía a una persona jurídica de derecho privado, ya no en la forma de una sociedad, sino como un ente especialmente regulado. Posteriormente, con la modificación del año 2016, el Coordinador corresponde a una persona jurídica de derecho público. De este modo, el operador del sistema eléctrico, ya sea el CDEC o el Coordinador, siempre fueron personas jurídicas autónomas, en el sentido que nunca se confundió con las empresas coordinadas.

Tampoco nunca el operador del sistema ha sido parte de la administración del Estado. Los CDEC siempre tuvieron su presupuesto propio y su propio órgano de administración. Desde el punto de vista de derecho administrativo, se suele referir a la posibilidad de autorregularse y contar con un presupuesto propio, como atributos mínimos de un órgano autónomo¹⁵.

Despejado el concepto de autonomía, conviene ahora analizar el de independencia.

Al día de hoy, es posible afirmar, sin asomo de dudas, que el Coordinador actual es el operador del sistema que históricamente ha gozado de mayor independencia respecto de las empresas coordinadas. Lo anterior es fruto de la reforma del año 2016, la que denominó a nuestro Coordinador como "independiente". Antes de esa ley, las empresas conformaban a los CDEC, ellas mismas o sus representantes se sentaban en su directorio. También eran las empresas las que financiaban los CDEC. Ninguna de esas cosas sucede hoy.

La misma ley que separó por completo al Coordinador de las empresas, lo acercó al poder político. Hoy el Coordinador goza de menor independencia de la autoridad política de lo que eran los CDEC. La CNE aprueba su presupuesto. La autoridad política tiene injerencia en la designación de sus directivos.

Hoy bajo la regulación vigente la separación del Coordinador de las empresas eléctricas es total, y de producirse algún tipo de vinculación negativa que afecte a su independencia no es posible atribuírsela a la regulación. Por el contrario, la vinculación del Coordinador con el poder político es mucho mayor

desde el año 2016 a la fecha, de modo que si hay que poner algún grado de alerta en esto sería en la vinculación con el poder político.

VI. Sobre la resolución de controversias en la operación del sistema eléctrico

Mientras estuvieron vigentes los CDEC las controversias que se presentaba entre las empresas se resolvían en el directorio del CDEC respectivo, pudiendo en caso de desacuerdo, ser resueltas por el Ministro de Economía¹⁶. Eso fue modificado por ley en el año 2004, entregando la resolución de esas discrepancias al Panel de Expertos que dicha ley creó.

La incorporación del Panel de Expertos a la regulación eléctrica marcó un hito, siendo el cambio más relevante en materia de resolución de controversias en el sector.

Es imposible evaluar al Coordinador separadamente del Panel de Expertos. Este último órgano influye en la conformación del Consejo del Coordinador y es el llamado a resolver las controversias que presenten las empresas coordinadas. Este elemento parece no estar presente en las críticas que a nuestro juicio se hacen incorrectamente al Coordinador actual sobre su falta de independencia. Con la reforma del año 2016, las empresas eléctricas han perdido influencia en la coordinación del sistema, pero cuentan con la posibilidad de recurrir de las decisiones del Coordinador ante el Panel de Expertos.

Como vimos anteriormente esto fue la preparación de un coordinador independiente. Esto debiera ser motivo de orgullo de nuestra regulación. Fue un éxito de nuestra regulación lograr transitar eficientemente de una coordinación que hacían las propias empresas involucradas a un coordinador independiente cuyas decisiones pueden ser resueltas por otro órgano que asegure imparcialidad en su proceder, como es el caso del Panel de Expertos.

VII. Sobre la dictación de normas por parte del operador del sistema

Dentro de la evolución del operador del sistema, merece una atención especial sus competencias normativas. Desde su creación, los CDEC contaban con facultades normativas las que se manifestaban con la dictación de su reglamento interno. Nos parece que esta facultad es una consecuencia necesaria para el ejercicio de sus funciones.

¹⁵ Véase obra citada en nota 11.

¹⁶ Decreto Supremo N° 327, de 1997. Art. 178.

La intención manifestada por el legislador, en la reforma del año 2016, fue quitarle competencia normativa al Coordinador. Esa modificación legal tuvo como precedente una disputa que fue llevada por las empresas en contra la CNE ante la Contraloría General de la República¹⁷. Como suele hacer muchas veces el Estado, trató de resolver la disputa con una ley. Así en su la reforma del año 2016, no sólo se le incorpora la CNE la facultad de dictar normas técnicas, sino además se pretendió reducir el ámbito de los procedimientos internos del Coordinador. La ley restringió los procedimientos internos tendrán a un objeto mucho más acotado¹⁸ al de la norma anteriormente vigente¹⁹. No obstante eso, los procedimientos internos gozan de muy buena salud.

Se esperaba que la norma anterior restringiría la facultad del Coordinador para dictar normas, pero no ha sucedido así. Es más el Coordinador cada vez produce mayor regulación no sólo en la forma de procedimiento internos, sino como minutas y guías.

Es cierto que la dictación de normas técnicas por parte de la CNE ha limitado el ámbito discrecional del Coordinador, pero muy lejos de aquello está que hubiera hecho desaparecer las normas emanadas del Coordinador.

VIII. La seguridad en la operación del sistema eléctrico

De acuerdo a la ley el sistema debe operar al menor costo posible abasteciendo la demanda y cumpliendo con el estándar de seguridad determinado. El estándar de seguridad lo entregan diversas disposiciones legales, reglamentarios, y sobre todo normas técnicas. Pese a la profusa regulación que existe, no es suficiente sostener que el Coordinador debiera limitarse a cumplir con aquellas normas, pues la seguridad de un sistema eléctrico está lejos de limitarse a aquello. La seguridad del sistema

no es muy diversa a las normas de seguridad que deben seguir cualquier trabajador en el desempeño de sus funciones. Por ello, no basta con seguir los protocolos, hay muchos espacios de dudas que deben ser completados por el Coordinador en base a criterios.

Las empresas coordinadas han alegado en diversas discrepancias ante el Panel de Expertos que el Coordinador opera el sistema eléctrico sobrepasando un estándar aceptable de seguridad, esto es que lo criterios que aquel utiliza exceden lo que debiera aplicarse²⁰. Esto cobra mucha importancia, pues casi siempre, mayor seguridad inciden en mayores costos, y muchos de ellos deben ser soportados por las empresas generadoras. Esto es un tema habitual a todos los sistemas eléctricos. En el pasado cuando las empresas operaban el sistema, posiblemente tomaban más riesgos que los que toma el operador independiente.

En esa tensión entre empresas y Coordinador, el Panel de Expertos suele apoyar al Coordinador en sus decisiones, pero con matices. En todos los casos del año 2022 en los que fue evidente esta tensión, la intervención del Panel fue siempre posterior a la decisión del Coordinador, de modo que el Panel tampoco tenía mucho que hacer. ¿Qué hacer cuando el Coordinador opera una instalación por razones de seguridad y alguien discrepa? No vemos que el Panel sea la instancia adecuada para corregir la operación diaria del Coordinador, pues no puede el Panel, por una simple razón de plazos, modificar lo que ya sucedió. Al acoger una discrepancia el Panel nunca podrá echar el tiempo atrás, ya que la operación del sistema fue la que fue. La alternativa que buscaron las empresas fue pedir la modificación de los balances, tratando de revertir los efectos económicos de la decisión del Coordinador, pero aquello no tuvo éxito.

Es evidente que el operador independiente siempre será mucho más conservador que un sistema operado por las empresas. En el pasado cuando las empresas operaban el sistema, la solución de la autoridad fue sancionarlas, mediante la política que se conoció como "café para todos" dado la idea que pagaban todos, justos por pecadores. Las multas indiscriminadas no demostró ser una buena solución. Mejor resultado fue la creación de Coordinador independiente.

¹⁷ Véase al respecto <https://derecho.uc.cl/es/noticias/derecho-uc-en-los-medios/13305-profesor-alejandro-vergara-qla-cne-esta-intentando-realizar-la-coordinacion-que-la-ley-entrega-a-los-cdec>

¹⁸ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007. Art. 72-4, señala que los procedimientos Internos del Coordinador "estarán destinados a determinar las normas internas que rijan su actuar, las comunicaciones con las autoridades competentes, los coordinados y con el público en general, y/o las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones, los que deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente".

¹⁹ Decreto Supremo N° 327, de 1997. Art. 171.

²⁰ Una referencia a esas discrepancias para el año 2022 se pueden encontrar en el siguiente link: https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/chile-analisis-discrepancias-presentadas-panel-expertos-2022.

El tema del exceso de seguridad en la operación seguirá posiblemente por años en los debates, y las empresas generadoras intentarán diversas estrategias para lograr una mayor flexibilidad para limitar las restricciones de seguridad que encarecen la operación del sistema.

Este problema, de tener alguna solución, parece ser a través del perfeccionamiento de la normativa en aquellos espacios que se estime que la discrecionalidad del Coordinador es excesiva. No parece razonable que sea el Panel el que dicte los criterios de operación del sistema eléctrico a futuro. Reconociendo que el problema no tiene una solución simple, parece que algunas medidas podrían colaborar para mitigarlo:

Uno, aumentar la regulación, especialmente a través de normas técnicas. Muchas de las discrepancias entre las empresas y el Coordinador se podrían solucionar con una mayor densidad regulatoria.

Dos, avanzar más rápidamente en el robustecimiento de la red. Muchas de los problemas de seguridad que hoy existen, y que generan los sobrecostos del sistema, son conocidos desde hace ya tiempo, no obstante ello, no sean solucionado por la dificultad para implementar las medidas técnicas respectivas.

Tres, fortalecer medidas económicas para dar flexibilidad al sistema. Muchas veces los problemas de seguridad se solucionarían traspasando algunos riesgos a los clientes. El Coordinador ha tratado sin éxito de licitar servicios de desconexión de cargas, que sin grandes costos para el sistema, podría favorecer a una operación más eficiente. Se trata de llevar los riesgos sólo a algunos clientes que están dispuestos a soportarlos. Parece una medida sensata, pero que no ha logrado tener éxito hasta ahora principalmente por restricciones regulatorias.

Cuatro, perfeccionamiento de mercado. Muchas veces detrás de los problemas de seguridad existe oculto el problema de la señal de ubicación de la generación. Dado que el generador no percibe totalmente las señales de ubicación, el sistema se ha desarrollado de una manera asimétrica, por un lado la generación y por otro la transmisión.

Conclusiones

1) El Coordinador es un órgano que ha llegado a nuestra regulación eléctrica a través de un largo proceso de reformas que son coherentes entre sí. El proceso ha buscado

reforzar su independencia de las empresas coordinadas.

2) El Coordinador es mucho más que un operador del sistema eléctrico. Está a cargo del mercado de corto plazo y tiene la facultad de dictar normativa que es relevante para el mercado.

3) La posibilidad de recurrir de las decisiones del Coordinador al Panel de Expertos es un mecanismo que asegura que las empresas puedan controvertir sus decisiones.

4) La seguridad en la operación es un tema abierto que posiblemente requiere de soluciones normativas. No parece que sea responsabilidad del Coordinador ni del Panel de Expertos completar los espacios que deben ser llenados por una regulación más precisa.

Bibliografía citada

- CORDERO QUINZACARA, Eduardo (2012). La Administración del Estado en Chile y el Concepto de Autonomía. En Contraloría General de la República, *Contraloría General de la República 85 Años De Vida Institucional (1927-2012)* (p. 15 y ss.)
- MENDOZA ZÚÑIGA, Ramiro (27 de enero de 2019). Autonomía, independencia y Estado. Noticias UAI. <https://noticias.uai.cl/columna/autonomia-independencia-y-estado/>.
- ZÚÑIGA URBINA, Francisco (2007). Autonomías Constitucionales e Instituciones contra Mayoritarias. *Revista Ius et Praxis* (13), 223-244.

Normativa citada

- Decreto N° 125 de 2019 [Ministerio de Energía]. Aprueba reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. 20 de diciembre de 2019. D.O. No. 42.533.
- Decreto N° 4/20018 de 2007 [con fuerza de ley] del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción]. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. 05 de febrero de 2007. D.O. No. 38.681.
- Decreto Supremo N° 327 de 1997 [Ministerio de Minería]. Fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. 10 de septiembre de 1998. D.O. No. 36.162.
- Ley N° 19.940 de 2004. Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. 13 de marzo de 2004. D.O. No. 37.810.
- Ley N° 20.936 de 2016. Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional. 20 de julio de 2016. D.O. No. 41.512.

Sistemas de generación-consumo: oportunidades y desafíos para la reglamentación de la Ley N° 21.505

Generation-consumption systems: opportunities and challenges for the regulation of law no. 21,505

Eduardo Escalona Vásquez*
Antonia Jorquera Cruz**

RESUMEN: Este trabajo analiza 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. Los reglamentos que deben dictarse conforme su articulado transitorio determinarán la delimitación del tipo de infraestructura que será considerada como tal, la regulación que les será aplicable y el alcance de las atribuciones del Coordinador Eléctrico Nacional sobre éstas, lo que podrá ser determinante para la viabilidad de futuros proyectos de producción de hidrógeno verde, almacenamiento de energía, y de infraestructura que combine procesos productivos, almacenamiento e inyecciones de energía a la red.

Palabras clave: Ley General de Servicios Eléctricos, sistemas eléctricos, regulación del sistema y mercado eléctricos.

ABSTRACT: This paper analyses the implications of the incorporation of the concept of generation-consumption systems into the General Law on Electrical Services by Law No. 21,505. The regulations to be issued in accordance with its transitory article will determine the delimitation of the type of infrastructure that will be considered as generation-consumption systems, the regulation that will be applicable to them and the scope of the National Electricity Coordinator's powers over them, which could be decisive for the viability of future projects for green hydrogen production, energy storage and infrastructure that combines production processes, storage and energy injections into the grid.

Keywords: General Law on Electrical Services, electrical systems, electricity market regulation, electrical systems regulation.

I. Introducción

El presente trabajo analiza las principales implicancias de la incorporación a la Ley General de Servicios Eléctricos del concepto de "sistemas de generación-consumo" por la Ley N° 21.505, que Promueve el Almacenamiento de Energía y la Electromovilidad, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 2022, 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, es decir, antes del 21 de noviembre de 2023.

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 la regulación que les será aplicable, particularmente en aspectos como el alcance de las atribuciones del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, el "Coordinador"), la participación de los titulares de estos proyectos en las transferencias de energía en el mercado de corto plazo, la contribución de estas instalaciones a la suficiencia de potencia del sistema eléctrico, la aplicación de la normativa existente relativa a los sistemas de almacenamiento, etc., y los impactos que estas definiciones pueden tener en la viabilidad de futuros proyectos de pro-

* Profesor Titular de Derecho Económico y de Derecho de la Energía en la Universidad Diego Portales, Santiago, Chile. Abogado, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile. Dirección postal: Av. El Golf 40, piso 20, Las Condes, Región Metropolitana, Chile. Correo electrónico: eduardo.escalonav@mail.udp.cl.

** Abogada, Universidad de Chile, Santiago. Dirección postal: Av. El Golf 40, piso 20, Las Condes, Región Metropolitana, Chile. Correo electrónico: antonia.jorquera@u.uchile.cl.

ducción de hidrógeno verde, almacenamiento de energía, y de infraestructura que combine procesos productivos, almacenamiento e inyecciones a la red de energía renovable, y, por consiguiente, en los incentivos a las inversiones en este tipo de instalaciones.

En lo que sigue, se analizará el alcance del concepto legal de sistemas de generación-consumo y se identificarán, a partir de este análisis, los aspectos en que el contenido de los reglamentos que la Ley N° 21.505 mandata al Ministerio de Energía a dictar antes del 21 de noviembre de 2023 podría repercutir en la viabilidad y los incentivos o desincentivos a las inversiones en proyectos de generación-consumo en general, y, en particular, en los proyectos de producción de hidrógeno verde y sus derivados, y de 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.

II. Concepto de sistemas de generación-consumo

La Ley N° 21.505 modificó diversas disposiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, la "LGSE"), principalmente, para equiparar el tratamiento normativo de los sistemas de almacenamiento de energía al de las centrales generadoras, particularmente en cuanto a la participación de sus titulares en las transferencias de energía y de potencia.

Adicionalmente, la Ley N° 21.505 incorporó un nuevo literal al artículo 225° de la LGSE, el que establece la definición de los sistemas de generación-consumo:

af) Sistema generación-consumo: Infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes.

Los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.

A estos sistemas les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a

las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga el reglamento, el que establecerá las disposiciones y requisitos necesarios para la debida aplicación del presente literal.

Lo primero que se debe observar de esta definición legal es que abarca cualquier tipo de infraestructura productiva que, además, cuente con capacidad de generar para sí misma energía eléctrica por medios de generación renovables. Esto se desprende del uso de la expresión "tales como" al enunciarse los fines que debe tener la infraestructura productiva en cuestión para que sea considerada como un sistema de generación-consumo. En este sentido, y al tratarse de una enunciación meramente ilustrativa, la producción de hidrógeno y la desalinización de agua son dos de los múltiples posibles fines que puede tener la infraestructura productiva que, junto con las unidades de generación renovable, conformen un sistema de generación-consumo.

El segundo aspecto relevante de la definición legal citada es el uso de la conjunción alternativa "o" al referirse a las interacciones del sistema de generación-consumo con el sistema eléctrico al cual se encuentre interconectado.

En efecto, el primer párrafo del referido literal af) señala que la infraestructura productiva que conforma el sistema de generación-consumo "...puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes" (todo ello, a través de un único punto de conexión). El uso de la conjunción alternativa "o" en este caso, conforme a las reglas de interpretación de la ley que establece nuestro Código Civil, implica que será un sistema de generación-consumo aquella infraestructura productiva que (i) cuenta con capacidad de generación de electricidad desde fuentes renovables cuya capacidad de generación excede la energía que consume para el proceso productivo al que está destinada (por ejemplo, a la desalinización de agua) y que, por lo tanto, cuenta con excedentes para inyectar al sistema eléctrico-, (ii) cuenta con medios de generación renovables propios, cuya capacidad de generación es destinada en su totalidad a un proceso productivo (y/o es almacenada, para luego ser destinada a dicho proceso productivo) y, además, retira energía y potencia del sistema eléctrico –a través de un suministrador– para abastecer su proceso productivo; o bien, (iii) cuenta con capacidad de generación renovable propia que destina, en parte, o en determinados momentos, a un

proceso productivo, que, en parte, o en determinados momentos, dispone de excedentes para inyectar a la red y que, en parte o en determinados momentos, retira energía del sistema eléctrico al que se interconecta.

Un tercer elemento a considerar en relación con la definición legal de los sistemas de generación-consumo es que ésta no considera ninguna limitación en términos de la capacidad de generación, de la capacidad instalada desde la perspectiva del consumo de energía de las instalaciones productivas, del tipo de instalaciones a través de las cuales se conecta al sistema eléctrico (sólo precisa que la infraestructura productiva y los medios de generación renovable que conformen el sistema deben tener un único punto de conexión al sistema eléctrico), ni la calidad o tipo de cliente a quienes se les aplicaría, tratándose de instalaciones que efectúan retiros desde el sistema por medio de un suministrador¹.

En definitiva, el concepto admite que se considere sistema de generación-consumo tanto a aquella infraestructura productiva con capacidad de generación propia que no retira energía del sistema para abastecer sus consumos, y que dispone de excedentes para inyectar a la red, como a aquella que, teniendo generación propia, no inyecta excedentes a la red y únicamente efectúa retiros desde del sistema –por intermedio de un suministrador–, e, incluso, a instalaciones productivas que, teniendo capacidad de generación propia, efectúen tanto inyecciones como retiros hacia y desde el sistema eléctrico².

¹ De lo señalado por el tercer inciso del literal af) del artículo 225° de la LGSE se puede inferir que, respecto de instalaciones de clientes finales que cuenten con medios de generación renovable, se considerarán sistemas de generación-consumo únicamente aquellos pertenecientes a clientes libres (*"A estos sistemas les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga el reglamento"*), pero la redacción no es inequívoca respecto de qué instalaciones se consideran sistemas de generación-consumo, sino que únicamente respecto de la normativa que les será aplicable.

² Aunque este último supuesto no es evidente en la redacción del literal af) del artículo 225° de la LGSE, durante la tramitación de la Ley N° 21.505, el Ministro de Energía de la época señaló en forma expresa, en su exposición a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, durante el primer trámite constitucional de la Ley N° 21.505, la posibilidad de que los sistemas de generación-consumo realicen tanto retiros (por medio de un suministrador) como inyecciones al sistema eléctrico: *"A modo de ejemplo indicó que es muy probable que los proyectos de hidrogeno se construyan con distintos componentes: primero con una central de generación de electricidad renovable como un parque solar o eólico o*

Todos estos aspectos requerirán ser definidos por el reglamento al que se refiere el tercer inciso del literal af) citado, porque de esa definición dependerá a qué tipos de titulares de instalaciones eléctricas les será aplicable el concepto, y por lo tanto determinará si los titulares de estos sistemas estarán sujetos –y en qué términos– al régimen aplicable a las empresas generadoras para efectos tales como la valorización de sus inyecciones al sistema y, en general, su participación en el mercado de corto plazo, el alcance de las facultades del Coordinador respecto de este tipo de sistemas (particularmente de aquellos que no dispongan de excedentes para inyectar a la red), las obligaciones específicas que aplican a cada "tipo" de sistema de generación-consumo (diferenciando entre aquellos que inyectan energía a la red y aquellos que únicamente efectúan retiros), las normas relativas a materias de seguridad que les serán aplicables³, etc., lo que en definitiva serán factores determinantes para las futuras

una combinación de ambos, que va a estar construido para que el 100% de esa electricidad se use para producir hidrógeno. Pero como esa energía solar o eólica no va a estar siempre disponible, esos proyectos van a considerar que además de la electricidad que van a producir con su propia instalación de generación van a poder retirar algo de energía complementaria del sistema. Si se usan 120 unidades de energía para producir hidrógeno, 100 de las cuales las van a producir con su propio parque, y 20 van a retirar del sistema, van a tener que pagar al sistema los costos de su uso, como de transmisión y otros, solo por las 20 unidades de energía que retiraron del sistema ya que los 100 las produjeron ellos mismos y no pasaron por el sistema. En definitiva, los cargos serán solo en base a la potencia y energía que efectivamente retiraron del sistema" (Historia de la Ley N° 21.505 "Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad", Primer Trámite Constitucional: Cámara de Diputados, Informe de Comisión de Minería y Energía, de 20 de enero de 2022, en Sesión 126. Legislatura 369, boletín N° 14.731-08).

³ A nivel reglamentario, las normas sobre seguridad de las instalaciones se dividen en dos cuerpos normativos: el Decreto Supremo N° 109, de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica, y el Decreto Supremo N° 8, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica. Además, para cada uno de estos reglamentos la SEC ha emitido pliegos técnicos normativos que regulan los aspectos técnicos de la seguridad de ambos grupos de instalaciones. Respecto del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica, además, se debe tener presente que, de acuerdo con su artículo 1°, éste se aplica a las instalaciones de consumo de energía eléctrica *"... hasta el punto de conexión del cliente final con la red de distribución"*, de lo cual se infiere que no es aplicable a las instalaciones de clientes libres que se interconecten a las redes de transmisión y que, en definitiva, este sería un "vacío" normativo del que tendría que hacerse cargo el reglamento que se debe dictar conforme al artículo primero transitorio de la Ley N° 21.505.

decisiones de inversión en proyectos que combinan generación eléctrica renovable con otros procesos productivos (instalaciones “multipropósito”), como es el caso de los proyectos de hidrógeno verde que se promueven en distintos puntos del país.

Además de las razones ya esbozadas, se advierte que en distintos cuerpos normativos que forman parte del marco regulatorio del sector eléctrico existen conceptos que guardan ciertas similitudes o que pueden, en algunos aspectos, confundirse o superponerse con el concepto legal de sistemas de generación-consumo y que será necesario armonizar a nivel reglamentario, dependiendo de cómo se regule el régimen de los sistemas de generación-consumo en el reglamento que, conforme al artículo primero transitorio de la Ley N° 21.505, debe dictarse a más tardar el 21 de noviembre de 2023. Efectivamente, en algunos casos se podría producir la superposición de categorías normativas respecto de una misma instalación; por ejemplo, un cliente libre que cuente con equipamiento de generación para abastecer sus propios consumos, pero que, además, disponga de excedentes para ser inyectados al sistema, será un autoprodutor y, al mismo tiempo, un titular de un sistema de generación-consumo.

Dada esta superposición de conceptos, estimamos relevante abordar aquellos tipos de instalaciones que han sido definidas en distintas normas del marco normativo eléctrico y que guardan similitudes o comparten características con los sistemas de generación-consumo, antes de abocarnos al análisis de las materias que debería regular el reglamento (o los reglamentos) que debe dar aplicación al literal af) del artículo 225° de la LGSE.

1. Relación con el concepto de autoprodutor

Aunque la LGSE no contiene una definición de autoprodutor, el Decreto Supremo N° 125 del Ministerio de Energía, de 2017, que Aprueba el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, el “Decreto 125”) define este término en su artículo 2, letra b:

b. Autoprodutor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explore a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el

*mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico*⁴.

Como se advierte de la disposición transcrita, lo que determina que una instalación de generación sea considerada como un autoprodutor es (i) que la energía que genera sea el resultado de otro proceso productivo, o bien, que el objetivo de dicha generación sea abastecer los consumos de ese proceso productivo; (ii) que la instalación presente excedentes de energía que puedan ser inyectados al sistema eléctrico y (iii) que tanto las inyecciones de esa instalación como sus consumos desde el sistema eléctrico sean efectuados a través de un mismo punto de conexión a la red.

En esencia, el autoprodutor es concebido como la entidad que, teniendo capacidad de producir energía eléctrica para abastecer sus propios consumos y/o como resultado de su proceso productivo, puede presentar excedentes e inyectarlos al sistema eléctrico. En este sentido, el marco normativo no exige una proporción específica entre inyecciones y retiros, no establece limitaciones a la capacidad de generación de las instalaciones ni a su nivel de consumo, ni tampoco establece limitaciones en cuanto al tipo de instalaciones a las cuales se conecta el autoprodutor (por ejemplo, a instalaciones de distribución o de transmisión en un determinado nivel de tensión) o exigencias en cuanto a la proporción entre inyecciones y retiros en el mismo punto de conexión.

Únicamente se exige a los autoprodutores demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar excedentes al Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, el “SEN”), considerando su capacidad instalada de generación y su propia demanda máxima (para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general).

Ahora bien, debido a la amplitud del concepto de autoprodutor, y a la existencia de otras figuras que comparten las características de un autoprodutor, la normativa les ha asignado un concepto particular, atendiendo a características específicas, por lo que debe entenderse que la figura del autoprodutor es el género,

⁴ El artículo 1-4, número 2, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (aprobada mediante la Resolución Exenta N° 253, de 2021, de la Comisión Nacional de Energía) y el artículo 7°, letra d) del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala definen en idénticos términos el concepto de Autoprodutor.

pudiendo existir distintas especies dentro de dicho género. Este es el caso de los sistemas de generación distribuida para el autoconsumo, de las instalaciones de cogeneración eficiente⁵ y de los medios de generación de pequeña escala que operan como autoprodutores.

En principio, ello no constituye una contradicción, toda vez que la conceptualización de los autoprodutores no implica que se aplique a éstos un régimen normativo específico. Lo mismo ocurre con el concepto legal de sistemas de generación-consumo. Que ello se mantenga de esta forma dependerá de cómo se delimite este último concepto en el futuro reglamento y de la regulación específica que éste determine que les sea aplicable.

De hecho, conceptualmente, una instalación productiva que cuente con generación renovable (sea como resultado de un proceso productivo o generada con el objetivo de desarrollar ese proceso productivo) y disponga de excedentes para inyectar al sistema eléctrico será, al mismo tiempo, un sistema de generación-consumo y un autoprodutor. Por el contrario, si no dispusiera de excedentes de generación, pero retirase, a través de un suministrador, energía del sistema eléctrico sería un sistema de generación-consumo, y un cliente final, pero no un autoprodutor. Y si, disponiendo de excedentes para inyectar a la red, la capacidad de generación con la que cuente no sea de fuentes renovables, será un autoprodutor, pero no un sistema de generación-consumo. A su vez, sea que comparta las características de ambos (autoprodutor y sistema de generación-consumo) o sea únicamente un autoprodutor, si los excedentes de los que dispone para inyectar al sistema no superan los 9 MW, también será un medio de generación de pequeña escala (si se interconecta a un sistema de distribución será un Pequeño Medio de Generación Distribuida y, si se interconecta directamente a un sistema de transmisión, será un Pequeño Medio de Generación).

De este modo, existen distintos conceptos normativos para los diversos tipos de autoprodutores, dependiendo de las características de las instalaciones de generación en cuestión. En el caso de los autoprodutores que son, a su vez, medios de generación de

pequeña escala, su desarrollo, interconexión, operación y remuneración se rigen por las normas del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala; mientras que a las instalaciones de generación distribuida para el autoconsumo y a las instalaciones de cogeneración eficiente les son aplicables reglas específicas, que se analizan en las secciones siguientes.

a. *Régimen general aplicable a los autoprodutores*

Los autoprodutores son coordinados, al igual que los titulares de cualquier central o unidad generadora interconectada al sistema eléctrico. En este sentido, aunque el artículo 72°-2 de la LGSE no los menciona expresamente al enunciar algunos tipos de coordinados, al tratarse sus instalaciones de centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico, forman parte de los sujetos coordinados de acuerdo con la definición general de coordinado de dicha disposición⁶, pero, además, el artículo 10 del Decreto 125 lo incluye expresamente en la enumeración de entidades coordinadas:

Artículo 10.- Son Coordinados todos los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al sistema eléctrico:

- a. *Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de Autoprodutores;*
- b. *Sistemas de transmisión;*
- c. *Instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios;*
- d. *Sistemas de Almacenamiento de Energía;*

⁶ "Artículo 72°-2.- Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador. Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante 'los coordinados', estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.

Son también coordinados los medios de generación y sistemas de almacenamiento que se conecten directamente a instalaciones de distribución, a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° y que no cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149° bis, en adelante 'pequeños medios de generación distribuida'. El reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. (...)".

⁵ El artículo 225° de la LGSE define en su literal ac) el concepto de instalación de cogeneración eficiente en los siguientes términos: "instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento".

e. *Instalaciones de distribución;*

f. *Instalaciones de Clientes Libres; y*

g. *Pequeños Medios de Generación Distribuida.*

Tratándose, entonces, de entidades sujetas a la coordinación de la operación por parte del Coordinador les son aplicables las disposiciones que regulan la programación de la operación del sistema eléctrico y su funcionamiento en tiempo real y, en general, todas las normas aplicables a las empresas generadoras respecto de los excedentes que inyecten al sistema eléctrico.

Lo propio ocurrirá con los sistemas de generación-consumo que dispongan de excedentes para inyectar al sistema eléctrico, salvo que el futuro reglamento que regule esta materia disponga algo distinto. Sobre este punto cabe señalar que no es necesario que dicho reglamento califique en forma expresa a los titulares de sistemas de generación-consumo como coordinados, toda vez que se encontrarán sujetos a la coordinación del Coordinador por corresponder a cualquiera de las instalaciones enunciadas en las letras a, c, d, f y g del artículo 10 transcrito (v.gr., si se trata de infraestructura productiva que cuenta con medios de generación renovable para abastecer consumos propios, sin disponer de excedentes para inyectar a la red, pero que retira energía del sistema a través de un suministrador, será, al mismo tiempo, un cliente libre, y, por lo tanto una entidad coordinada en dicha calidad; y si no efectúa retiros del sistema, pero dispone de excedentes de generación para inyectar al sistema será un coordinado en calidad de autoproducer o en calidad de PMG o PMGD si dichos excedentes no superan los 9MW, dependiendo del tipo de redes a las que se interconecte).

De este modo, los autoproduceres pueden comercializar la energía que producen, percibiendo ingresos por sus inyecciones de energía al sistema eléctrico, por su aporte a la potencia de suficiencia, y, eventualmente, por la prestación de servicios complementarios; estarán obligados al pago de los ingresos tarifarios a las empresas transmisoras que corresponda; deberán cumplir con las obligaciones de información que tienen los coordinados para con el Coordinador, contar con equipamiento de medida para el registro de sus inyecciones y retiros, y con los sistemas de comunicación que exija la normativa técnica aplicable, cumplir las exigencias de seguridad que les resulten aplicables, etc., salvo que per-

tenezcan a alguna de las especies de autoproduceres que se rigen por normas especiales en estas materias.

b. *Autoproduceres titulares de instalaciones de generación distribuida para autoconsumo (net billing)*

La Ley N° 20.571 incorporó a la LGSE los actuales artículos 149° bis a 149° quinquies, que establecen y regulan las instalaciones de generación distribuida para autoconsumo, también conocidas como instalaciones de autogeneración. Estas disposiciones establecen un régimen especial para los titulares de estas instalaciones o "autogeneradores" (conocidos también en la industria como *net billing*), incluyendo reglas para la habilitación del equipamiento de generación, para la valorización de sus inyecciones y para el proceso de facturación, entre otras materias, las que sólo son aplicables a usuarios finales sujetos a regulación de precios que dispongan de equipamiento de generación por medio de energías renovables no convencionales (incluyendo sistemas de almacenamiento o instalaciones de cogeneración eficiente)⁷⁻⁸.

En otros términos, el régimen especial que establecen los artículos 149° bis a 149° quinquies de la LGSE sólo es aplicable a instalaciones de clientes sometidos a regulación de precios, de modo tal que los autoproduceres que son autogeneradores no pueden ser, al mismo tiempo, sistemas de generación-consu-

⁷ Artículo 149° bis, inciso primero, de la LGSE: "Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales, de sistemas de almacenamiento, incluyendo aquellos sistemas de almacenamiento que forman parte de un vehículo eléctrico o de instalaciones de cogeneración eficiente de manera individual o colectiva, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen o almacenen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes".

⁸ "Ahora bien, cabe precisar que las ideas de autoconsumo y comercialización no son extensibles a todos los supuestos de generación distribuida, ya que nuestro legislador ha distinguido dos esquemas normativos diversos con finalidades particulares: (i) el régimen de los PMGD y PMG, en el cual el elemento esencial es la finalidad de comercialización de la energía y potencia producidas, y; (ii) el régimen de la generación distribuida residencial –net billing–, el cual ha sido previsto solo con fines esenciales de autoconsumo y no de comercialización –si bien esta última igualmente se permite aunque con carácter residual–. En efecto, durante la tramitación de la Ley N° 20.571 de 2012 se dejó constancia de lo señalado por el entonces Ministro de Energía, en cuanto a que la generación distribuida residencial '(...) no es un negocio, sino que la idea es solo permitir la autogeneración con la red de distribución...', criterio reiterado además por la CGR en su dictamen N° 40.160, de 2017" (MARDONES 2019, 75).

mo, toda vez que, del tercer inciso del literal af) del artículo 225° de la LGSE se infiere, respecto de los clientes finales, que únicamente los clientes libres pueden ser considerados titulares de sistemas de generación consumo.

A nivel reglamentario, las instalaciones de generación distribuida para autoconsumo se encuentran reguladas por el Decreto Supremo N° 57, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo, en particular, el procedimiento para su interconexión, para asignar los costos asociados a las obras adicionales, adecuaciones y ajustes que puedan ser necesarios para dicha interconexión, el establecimiento de límites a la conexión y a las inyecciones de aquellas instalaciones que no requieren obras adicionales, adecuaciones o ajustes para su conexión, las mediciones y la forma en que se valorizan las inyecciones del equipamiento de generación, además de los traspasos de excedentes de energía provenientes de fuentes renovables no convencionales⁹.

Además, las características y requisitos técnicos para la instalación, conexión y operación del equipamiento de generación distribuida para autoconsumo son reguladas por la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión¹⁰.

c. *Autoprodutores titulares de instalaciones de cogeneración eficiente*

El artículo 225° de la LGSE define en su literal ac) el concepto de instalación de cogeneración eficiente en los siguientes términos: "*Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento*".

De la definición legal se desprende que cualquier instalación que cumpla con estas características es una instalación de cogeneración eficiente, con independencia del tipo de redes a las que se conecte. En consecuencia, las instalaciones de cogeneración eficiente, además de ser autoprodutores, pueden ser también Pequeños Medios de Generación o Pequeños Medios de Generación Distribuida, dependiendo de si se interconectan con un sistema de transmisión o con un sistema de

distribución, y pueden ser sistemas de generación distribuida para autoconsumo (*net billing*) si su capacidad instalada no supera los 300 kilowatts y, además, inyecta sus excedentes de energía a una red de distribución.

Como se puede advertir, también las instalaciones de cogeneración eficiente pueden ser, al mismo tiempo, sistemas de generación-consumo, por lo que, si el reglamento que debe dictarse para dar aplicación a la Ley N° 21.505 en esta materia no distingue, la regulación de los sistemas de generación-consumo les será plenamente aplicables a las instalaciones de cogeneración eficiente.

De acuerdo con el artículo 4° del Decreto Supremo N° 6, de 2015, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento que Establece los Requisitos que Deben Cumplir las Instalaciones de Cogeneración Eficiente, los titulares de instalaciones de cogeneración eficiente se exceptúan del pago total o parcial de peajes por el uso que hacen de los sistemas de transmisión nacional. Ahora bien, a partir de la publicación de la Ley de Transmisión, esta excepción ha perdido relevancia, dado que los peajes de transmisión nacional han sido reemplazados por el cargo único al que se refiere el artículo 115° de la LGSE, de la que no están exceptuados los titulares de instalaciones de cogeneración eficiente. Pero un aspecto en el que cobra relevancia que una unidad generadora sea calificada como cogeneración eficiente es respecto de aquellos PMG cuya fuente primaria de generación no corresponde a energía renovable no convencional, toda vez que los PMG pueden optar por operar con autodespacho¹¹ si correspon-

⁹ DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ) Y MINISTERIO DE ENERGÍA 2021, 139.

¹⁰ Aprobada por Resolución Exenta N° 338, de 2019, de la Comisión Nacional de Energía.

¹¹ De acuerdo con el artículo 7°, letra c), del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, el autodespacho corresponde al "[r]égimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico". Asimismo, y como lo ha dictaminado recientemente el Panel de Expertos, la operación con autodespacho implica que éstas no están sujetas a la optimización de la operación del sistema que lleva a cabo el Coordinador, por lo que éste no puede disponer la limitación de sus inyecciones de acuerdo con la prorrata de reducción de generación que aplica en escenarios de "vertimiento" a las demás unidades generadoras de igual costo variable (sólo puede ajustar la generación de las unidades que operen con autodespacho por razones de seguridad, según lo disponen los artículos 102 y 120 del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía) (ver Dictamen N° 45-2023 del Panel de Expertos).

den a energía renovable no convencional o a instalaciones de cogeneración eficiente¹².

2. Relación con los sistemas de autogeneración

Además de las distintas subcategorías subsumibles en la categoría de autoproducción ya enunciadas, a nivel de regulación técnica se distingue una categoría distinta en la que se agrupan las instalaciones de consumo de energía eléctrica que disponen de sistemas de autogeneración, entendidos como equipamiento que genera energía y la entrega a la instalación de consumo en forma simultánea, o en paralelo, al suministro que recibe dicha instalación de consumo desde la red de distribución.

Este tipo de sistemas son denominados "sistemas de autogeneración" y se regulan por el Pliego Técnico Normativo N° 9, de la SEC¹³ (en adelante, el "PTN09"), que aborda los requisitos de seguridad que deben cumplir dichos sistemas de autogeneración en instalaciones de consumo. Tal como se advierte de la definición que la sección 4.17 del PTN09 establece de los sistemas de autogeneración, estas normas únicamente son aplicables a instalaciones conectadas a sistemas de distribución:

Sistemas de autogeneración: Sistema de generación de energía eléctrica destinado a suministrar el consumo local del recinto donde el equipamiento se encuentra ubicado bajo la tuición y responsabilidad de su dueño o usuario, con independencia o con posibilidad de funcionamiento en paralelo con la red de distribución.

La misma conclusión se desprende de la sección 2 del PTN09, que determina el alcance y ámbito de aplicación de éste:

Las disposiciones de este pliego técnico son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento y conexión de todas las instalaciones de consumo de energía eléctrica, en adelante e indistintamente, instalaciones, que dispongan de sistemas de autogeneración que entregan la energía generada a la instalación de consumo de forma simultánea a la suministrada por la empresa distribuidora y que no inyectan esta energía a la red eléctrica de distribución.

¹² Decreto Supremo N° 88, de 20190, del Ministerio de Energía. Artículo 110°.

¹³ Aprobado mediante Resolución Exenta N° 33.877, de 30 de diciembre de 2020, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

No son aplicables las disposiciones de este pliego a las instalaciones a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° [medios de generación de pequeña escala (PMG y PMGD)] y el artículo 149° bis [instalaciones de generación distribuida para autoconsumo (net billing)] de la Ley General de Servicios Eléctricos.

No existe normativa técnica vigente que se refiera en forma expresa a instalaciones de consumo de energía eléctrica que dispongan de sistemas de autogeneración conectadas a sistemas de transmisión que entreguen la energía generada a dicha instalación de consumo sin inyectar a la red, de forma simultánea a la suministrada desde dichas redes de transmisión, ni tampoco a instalaciones de consumo de clientes libres con autogeneración (es decir, clientes libres suministrados por una empresa generadora, pero conectados a redes de distribución). De este modo, el PTN09 circunscribe su aplicación únicamente a instalaciones de clientes regulados conectadas a redes de distribución que reciben suministro de las empresas distribuidoras.

3. Historia fidedigna del establecimiento de la Ley N° 21.505

Dado el nivel de incertidumbre que se produce como consecuencia de la coexistencia de los tipos de instalaciones y conceptos analizados precedentemente –algunos definidos a nivel legal, otros sólo a nivel reglamentario o, incluso, infra reglamentario– y para determinar si ello exige que el reglamento que debe regular los sistemas de generación-consumo realice un ejercicio de armonización de las distintas disposiciones normativas que definen dichos conceptos y categorías de instalaciones, es necesario acudir a la historia fidedigna de la Ley N° 21.505, y verificar si ésta permite aclarar el tipo de instalaciones y el tipo de régimen normativo que se tuvo a la vista para incorporar las instalaciones de generación-consumo a la LGSE.

Para este ejercicio, se debe tener presente, en primer lugar, que el propósito principal de la Ley N° 21.505, como lo indica su título, fue, por una parte, promover y facilitar la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico (atendidas las necesidades de flexibilidad aparejadas a la alta penetración de fuentes de generación renovable variable en el SEN durante la última década), y, por la otra, establecer condiciones que permitan promover la electromovilidad, como medida para reducir las emisiones de

gases de efecto invernadero del sector transporte, con miras al cumplimiento de los compromisos medioambientales adquiridos por Chile a nivel internacional. Así se entienden los párrafos dedicados a describir los antecedentes del proyecto de ley en el mensaje del Presidente de la República con el que se inició la tramitación de la Ley N° 21.505 (en adelante, el "Mensaje")¹⁴.

Como materia accesoria o adicional a estas dos metas principales, el Mensaje menciona, por primera vez, a los sistemas de generación-consumo al enunciar los objetivos del proyecto de ley:

II. Objetivos del proyecto de ley

En base a lo expuesto con la presente iniciativa se busca:

a) *Habilitar una mayor participación de energías renovables en la matriz eléctrica mediante la promoción de las tecnologías de almacenamiento.*

b) *Habilitar la conexión eficiente de sistemas de generación-consumo, que tienen capacidad de generación propia, con energías renovables, que se conectan al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectar energía al mismo. Dentro de esta definición existen proyectos que, junto con generación y consumo, pueden incorporar almacenamiento.*

c) *Conducir a Chile hacia los niveles de venta de vehículos eléctricos existentes a nivel internacional, equiparando el valor de sus permisos de circulación al de los autos a combustión interna equivalentes; y la habilitación para participar del mercado eléctrico como sistemas de almacenamiento.*

De la lectura de la letra b) del texto transcrito se puede notar que el Mensaje incluye los sistemas de generación-consumo como una definición funcional a la promoción del almacenamiento, pero no limitada únicamente a proyectos que incorporen almacenamiento de energía.

Luego, al describir el contenido del proyecto de ley, en lo que se refiere a los sistemas de generación-consumo, el Mensaje detalla la siguiente medida:

Para habilitar y entregar certezas a los proyectos que desarrollen infraestructura de generación y consumo eléctrico, entre los cuales existen proyectos de almacenamiento, se define en el decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, una nueva categoría de sistema generación-consumo. Esta categoría de proyectos, con capacidad de generación propia proveniente de energías renovables, podrá retirar energía del sistema eléctrico o inyectar sus excedentes al mismo.

Nuevamente, el Mensaje da cuenta de que la incorporación del concepto de sistemas de generación-consumo a la LGSE tiene su fundamento en la promoción del almacenamiento de energía, pero, además, el párrafo transcrito refuerza lo señalado precedentemente respecto a que el concepto comprende tanto a las instalaciones que retiran energía del sistema eléctrico como a aquellas que inyectan sus excedentes de generación. En este sentido, las únicas instalaciones que no tenían un reconocimiento normativo expreso antes de la incorporación del literal af) al artículo 225° de la LGSE, y con dicha incorporación pasan a formar parte de una nueva categoría de instalaciones son aquellas instalaciones productivas de clientes libres que cuentan con medios de generación renovable propios que no se enmarcan en la categoría de instalaciones de cogeneración eficiente, y que no disponen de excedentes de generación para inyectar al sistema eléctrico.

De este modo, las instalaciones de generación *behind the meter* –es decir, ubicadas "aguas abajo" del punto de conexión del cliente al sistema eléctrico– por medio de las cuales algunos clientes libres abastecen parte de sus consumos con energía autogenerada a partir de fuentes renovables pasan a formar parte de esta categoría de sistemas de generación-consumo, por lo que la forma en que el reglamento regule dichos sistemas será de gran importancia para los titulares de estas instalaciones. En efecto, dado que este tipo de instalaciones no pertenecía a ninguna categoría normativa existente con anterioridad a la Ley N° 21.505 –exceptuando las instalaciones de cogeneración eficiente–, correspondían simplemente a instalaciones de clientes libres

¹⁴ Historia de la Ley N° 21.505.

y sus titulares estaban sujetos a las obligaciones propias de todo cliente libre.

Ahora, con la incorporación del concepto de sistemas de generación-consumo, esas instalaciones deben considerarse como pertenecientes a un sistema de generación-consumo. Sin embargo, en principio, ello no produce efectos en el régimen que se aplica a dichas instalaciones, ya que, conforme al último inciso del literal af) del artículo 225°, “[a] estos sistemas les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga el reglamento...”.

No obstante, si el reglamento que debe dar aplicación al referido literal af) del artículo 225° de la LGSE establece reglas específicas para este tipo de sistema, esos clientes libres deberán regirse, en lo que respecta al equipamiento de generación del que dispongan *behind the meter*, a lo que determine el reglamento, lo que podría implicar obligaciones distintas e, incluso, modificar el alcance de las facultades del Coordinador respecto de la operación de dicho equipamiento de generación, la eventual disponibilidad de dicho equipamiento para, por ejemplo, la prestación de servicios complementarios que sean requeridos para la seguridad de la operación del SEN, la aplicación de estándares técnicos y de seguridad definidos en una norma específica¹⁵, etc.

Evidentemente, dependiendo de cómo se regule este tipo de instalaciones en el referido reglamento, éste podría tener impactos directos en las inversiones que se desarrollan y que se prevén en proyectos de generación *behind the meter*, especialmente en grandes industrias como la minería, y en proyectos de producción de hidrógeno verde que se hayan concebido “aguas abajo” del punto de conexión al SEN de instalaciones de consumo exis-

tentes o proyectadas. Nos detendremos sobre este punto en la sección 4 siguiente.

Ahora bien, volviendo a los objetivos del proyecto de ley declarados en el Mensaje, cabe también detenerse en el uso de la expresión “habilitar la conexión” al referirse a la infraestructura que combina generación y consumo.

Pese a que la historia fidedigna de la Ley N° 21.505 muestra que sobre este punto no hubo discusión en ninguno de los trámites constitucionales, de la redacción utilizada por el Mensaje se colige que, al menos desde la perspectiva del diagnóstico que motivó dicho Mensaje, se entendía que, al no existir el concepto de sistemas de generación-consumo, antes de su incorporación no habría sino posible la conexión de este tipo de proyectos al sistema eléctrico (es decir, que se habría encontrado “inhabilitada”). Este entendimiento resulta curioso, dado que, antes de la incorporación del literal af) al artículo 225° de la LGSE, las infraestructura que combina generación y consumo era subsumible en otras categorías existentes de instalaciones: aquella que disponía de excedentes para inyectar al sistema eléctrico era subsumible en el concepto de autoproducción¹⁶ del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (y en las “subcategorías” analizadas en la sección 5 precedente, dependiendo de sus características específicas), y aquella que únicamente efectuaba retiros del sistema eléctrico para cubrir la demanda de sus procesos productivos que no era cubierta con sus medios de generación propios, sin efectuar inyecciones al sistema, era concebida como parte de las instalaciones de clientes libres, por lo que, en ambos casos, su desarrollo y conexión estaba “habilitado” por el marco normativo y, por lo tanto, podían inyectar sus excedentes al

¹⁵ Como se indicó en la nota al pie N° 4, dado que el Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo define su ámbito de aplicación en referencia a las instalaciones que se conectan al sistema de distribución, existe un vacío normativo respecto de las normas de seguridad que deben aplicarse a clientes libres que se conectan a instalaciones de transmisión. El reglamento que debe dictarse conforme al tercer inciso del literal af) del artículo 225° de la LGSE debería señalar expresamente qué reglas serán aplicables a los sistemas de generación-consumo, por lo que podría solucionar este vacío normativo respecto de los clientes libres conectados a sistemas de transmisión que, además, cuenten con medios de generación renovable para satisfacer sus propios consumos y no dispongan de excedentes para inyectar al sistema eléctrico.

¹⁶ En efecto, durante la tramitación de la Ley N° 21.505 en su exposición ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, durante el primer trámite constitucional, el presidente de la Asociación Chilena de Energía Solar (Acesol), señor Carlos Cabrera, hizo presente la existencia de conceptos existentes en la normativa que harían innecesaria la incorporación del literal af) al artículo 225° de la LGSE: “Manifestó que no ve necesaria esta nueva definición, en atención a que es muy similar a la de autoproducción, entendido como ‘todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.’, que se encuentra regulado a nivel reglamentario” Historia de la Ley N° 21.505.

sistema y retirar energía del sistema eléctrico –por medio de un suministrador–, respectivamente (aunque el régimen aplicable puede no haber sido del todo claro, dependiendo de las características de la instalación en cuestión).

Asimismo, y dado que la totalidad de las definiciones relevantes en términos regulatorios fueron entregadas al reglamento que debe dictar el Ministerio de Energía antes del 21 de noviembre de 2023, con la sola incorporación del concepto de sistemas de generación-consumo a la LGSE no se ha “habilitado” nada hasta ahora.

Por otra parte, la historia de la Ley N° 21.505 también permite observar la directa vinculación que el Ministerio de Energía planteó entre los sistemas de generación-consumo y la promoción de la industria nacional del hidrógeno verde. En efecto, durante su exposición ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, el ministro de la época, Juan Carlos Jobet, señaló que la incorporación del literal af) al artículo 225° de la LGSE permitiría una mayor transparencia y flexibilidad para el desarrollo de proyectos de infraestructura que cuente con capacidad propia de generación, “...pero que también puedan requerir suministrarse desde un sistema eléctrico, así como también poder aportar con su capacidad de generación propia al mismo sistema eléctrico”, utilizando como ejemplo de lo anterior, precisamente, el caso de los proyectos de hidrógeno verde:

A modo de ejemplo indicó que es muy probable que los proyectos de hidrogeno se construyan con distintos componentes: primero con una central de generación de electricidad renovable como un parque solar o eólico o una combinación de ambos, que va a estar construido para que el 100% de esa electricidad se use para producir hidrógeno. Pero como esa energía solar o eólica no va a estar siempre disponible, esos proyectos van a considerar que además de la electricidad que van a producir con su propia instalación de generación van a poder retirar algo de energía complementaria del sistema. Si se usan 120 unidades de energía para producir hidrógeno, 100 de las cuales las van a producir con su propio parque, y 20 van a retirar del sistema, van a tener que pagar al sistema los costos de su uso, como de transmisión y otros, solo por las 20 unidades de energía que retiraron del sistema ya que los 100 las produjeron ellos mismos y no pasaron por el sistema.

*En definitiva, los cargos serán solo en base a la potencia y energía que efectivamente retiraron del sistema*¹⁷.

De lo anterior se puede advertir que el concepto de sistemas de generación-consumo, tal como fue concebido por el Mensaje –y que no sufrió ninguna modificación durante la tramitación de la Ley N° 21.505– se diseñó principalmente pensando en proyectos del tipo *behind the meter*, desde su origen. Esto explicaría que se haya considerado necesario incorporar la definición, pese a su superposición parcial con la definición de autoprodutores del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, y con otras categorías de instalaciones ya analizadas, y pese a que, en su ausencia, el equipamiento de generación de los sistemas de generación-consumo es simplemente parte de las instalaciones de los clientes (precisamente, por encontrarse “dentro” o “aguas abajo” del punto de conexión de las instalaciones del cliente al sistema eléctrico).

4. Consideraciones adicionales relativas a los sistemas de generación-consumo

Dada la ya mencionada amplitud conceptual de los sistemas de generación-consumo a nivel legal, surgen naturalmente interrogantes respecto del tipo de operación que admitirá y, por consiguiente, los tipos de negocios que podrían desarrollar los titulares de dichos sistemas.

En particular, tratándose de sistemas de generación-consumo que, además de la componente de generación propia y la infraestructura dispuesta para un determinado proceso productivo, consideren alguna forma de almacenamiento de energía (de la que produce la componente de generación y/o de la que puede retirar del sistema eléctrico por intermedio de un suministrador) –todo ello con un único punto de conexión al sistema eléctrico–, y mientras esto no sea limitado por el reglamento al que se refiere el tercer inciso del literal af) del artículo 225° de la LGSE, el concepto admite que los titulares de estos sistemas desarrollen múltiples actividades, además de la actividad productiva que consume energía de sus medios de generación propios y/o desde el sistema eléctrico (v.gr. producción de hidrógeno, desalinización de agua, minería, etc.).

Por lo anterior, y siempre que el reglamento no determine algo distinto, los titulares de estos sistemas de generación-consumo

¹⁷ Historia de la Ley N° 21.505.

podrán (i) participar del mercado de corto plazo, sea en modalidad *merchant* (es decir, únicamente inyectando a la red, sin adquirir compromisos de retiro, para el suministro a terceros) o, incluso, como suministradores de clientes finales –en teoría, incluso se admitiría que los retiros que el sistema de generación-consumo haga desde el sistema eléctrico sean intermediados por el mismo titular de dicho sistema en calidad de suministrador, en cuyo caso el tratamiento normativo de éstos debería ser el mismo que aplica a las empresas generadoras¹⁸–; (ii) realizar arbitraje de precios de la energía mediante la componente de almacenamiento; (iii) percibir ingresos tanto por las inyecciones de energía como por el aporte a la suficiencia de potencia del sistema, tanto respecto de la componente de generación como de la componente de almacenamiento; (iv) prestar servicios complementarios y percibir la remuneración correspondiente.

Esta multiplicidad de posibilidades debe, además, conjugarse con la calidad de cliente que tendrá el titular del sistema de generación-consumo cada vez que efectúe retiros del sistema para satisfacer sus consumos. Dado esto, será necesario que el reglamento defina cómo se armonizará el tratamiento de un mismo coordinado como cliente y como generador a la vez, especialmente para efectos de su consideración por parte del Coordinador en la programación de la operación del sistema, en los balances de transferencias económicas del mercado de corto plazo, en la eventual asignación directa para la prestación de servicios complementarios, y, en general, en las instrucciones de coordinación que involucren a estos sistemas de generación consumo, tanto para el despacho económico como en relación con la seguridad del sistema eléctrico.

Asimismo, dependiendo de cómo se limiten o definan las actividades permitidas y, por consiguiente, las normas que les serán aplicables a los sistemas de generación-consumo en el reglamento, se determinarán, a la vez, los posibles negocios que podría desarrollar su titular y en qué condiciones, lo que tendrá previsiblemente un impacto en las decisiones de inversión de proyectos “multipropósito” cuyas características los hagan pertenecer a la categoría de sistemas de generación-consumo. Esto puede ser una preocupación especialmente relevante para la incipiente

industria del hidrógeno verde, toda vez que decisiones tan relevantes como la ubicación de los proyectos, su interconexión o no a los sistemas eléctricos, la consideración de incluir almacenamiento, etc., podrían significar la imposición de obligaciones y de estándares normativos que no se tenían considerados en el diseño original de los proyectos, o bien, que la regulación que se aplique a los sistemas de generación-consumo implique que sea más atractivo para los desarrolladores de proyectos –especialmente de hidrógeno verde– diseñar éstos como sistemas aislados, es decir, sin considerar su interconexión a ningún sistema eléctrico, y, por consiguiente, concebir estos de forma tal que no sean subsumibles en la categoría de sistemas de generación-consumo, en cuyo caso, la incorporación de este concepto en la LGSE se volvería inútil, al menos en relación con el objetivo que tuvo a la vista el legislador al dictar la Ley N° 21.505 (vale decir, la “habilitación” de proyectos de hidrógeno verde).

Con esto último nos referimos, por ejemplo, al caso de las instalaciones de producción de hidrógeno verde que se han diseñado al interior o “detrás del medidor” (*behind the meter*) de instalaciones de clientes libres (instalaciones de consumo) interconectadas al SEN –sea a través de redes de transmisión o de distribución– versus instalaciones diseñadas para operar de forma aislada respecto de sistemas medianos y/o del SEN.

Dependiendo de cómo se regule a nivel reglamentario el régimen que se aplicará a los sistemas de generación-consumo, podría ser más atractivo para las futuras inversiones en proyectos de hidrógeno verde y sus derivados diseñarlos de forma tal que no consideren su interconexión con el SEN o con los sistemas medianos, lo que implicará que satisfarían sus consumos para el proceso productivo del hidrógeno únicamente mediante los medios de generación propia. Esta modalidad tiene, a priori dos ventajas evidentes: (i) no realizar retiros desde el sistema eléctrico permite asegurar con toda certeza que el hidrógeno producido será efectivamente “verde”, es decir, que en su proceso productivo se utilizó únicamente energía de fuentes renovables, e (ii) implica que el titular del proyecto no tendrá la calidad de coordinado y, por consiguiente, no le será aplicable ninguna de las obligaciones propias de las empresas coordinadas ni tendrá incidencia alguna el Coordinador respecto de sus instalaciones.

¹⁸ Y, entre otras obligaciones, el titular deberá cumplir con las exigencias vigentes para el resguardo de la cadena de pagos en el mercado de corto plazo, como la presentación de las garantías que le requiera el Coordinador.

Cabe detenerse sobre este último punto, porque consideramos que una menor carga regulatoria con respecto a la operación coordinada –a saber, no tener la calidad de coordinado– podría ser un incentivo determinante para que los futuros proyectos de hidrógeno verde no se configuren como sistemas de generación-consumo¹⁹ (especialmente aquellos cuyo objetivo es la exportación del hidrógeno), y, por lo tanto, no representen un aporte significativo a la descarbonización de la matriz de generación del país –salvo que parte de su producción de hidrógeno sea almacenada, y luego, destinada a la generación de energía mediante unidades generadoras interconectadas al SEN o a algún sistema mediano–, y con ello el nuevo literal af) del artículo 225° de la LGSE pierda toda utilidad y pase a ser “letra muerta”, al menos en lo que respecta a la industria del hidrógeno verde. Esto no es algo que pudiera evitarse mediante el reglamento que debe dictarse conforme al último inciso del referido literal af), particularmente lo referente al alcance de las atribuciones del Coordinador respecto de este tipo de proyectos “aislados”, toda vez que se requeriría una modificación legal para extender dichas atribuciones a instalaciones que no forman parte del SEN ni de un sistema mediano en el que exista más de una empresa generadora.

¹⁹ Si una unidad generadora no se interconecta con un sistema eléctrico –sea por medio de redes de transmisión o de distribución– su titular no estará sujeto a la coordinación de la operación por parte del Coordinador y, por lo tanto, no le serán aplicables las normas que regulan la programación de la operación, ni la interacción de los distintos agentes del mercado eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, ni aquellas relativas a los sistemas medianos; no participará de las transferencias económicas que tienen lugar en dicho mercado ni le serán aplicables las obligaciones de información que rigen a las entidades coordinadas. Sin embargo, sí estará sujeta a las normas sobre seguridad de instalaciones y otras de orden técnico, dado que éstas son aplicables a toda instalación eléctrica. Por el contrario, si la unidad generadora se conecta en algún punto con el Sistema Eléctrico Nacional, estará sujeta a la coordinación del Coordinador y a una serie de obligaciones y derechos, establecidos por la regulación eléctrica en general y, según sus características específicas, de determinadas reglas especiales que dependerán (i) del tipo de redes por medio de las cuales se conecte al SEN (a saber, redes de una empresa concesionaria del servicio público de distribución ubicadas dentro de su zona de concesión, de redes de transmisión nacional, zonal o dedicada, etc.); (ii) de si contará con excedentes de generación para su inyección al sistema eléctrico o no; (iii) de la magnitud de los excedentes de potencia que pueda inyectar al sistema; (iv) de su vinculación a un proceso productivo determinado (es decir, si genera electricidad como resultado de otro proceso productivo o su objetivo es satisfacer los consumos de dicho proceso o no); (v) de la fuente primaria que utilice para generar, y (vi) de si la instalación de generación contempla una componente de almacenamiento o no, entre otras consideraciones.

En efecto, la LGSE define “sistema eléctrico”, en la letra a) de su artículo 225°, como el “conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica”. Como se colige del texto citado, para que un determinado conjunto de instalaciones pueda considerarse un “sistema eléctrico” es necesario que incluya centrales generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí. A *contrario sensu*, un conjunto interconectado de instalaciones eléctricas que no incluye líneas de distribución, líneas de transporte y/o instalaciones de centrales de generación, no podría calificarse como “sistema eléctrico” bajo el concepto de la LGSE.

A este respecto, se debe notar que el concepto de “distribución” de electricidad como actividad no se encuentra definido en forma expresa por la LGSE. Sin embargo, de las disposiciones que la regulan se advierte que la ley considera distintos regímenes para el desarrollo de dicha actividad, dependiendo de la finalidad con la que se desarrolla. Concibe, por una parte, el servicio público de distribución (cuya finalidad es el suministro a clientes regulados) y, por la otra, la distribución “no regulada”, referida a la que se desarrolla con fines distintos del suministro a clientes regulados.

En efecto, el artículo 8° de la LGSE contempla expresamente la existencia de la actividad de distribución de energía eléctrica distinta de la distribución *de servicio público*, y de la lectura de las diversas disposiciones de este cuerpo legal que se refieren a los sistemas de distribución y/o quienes los operan, se desprende que la LGSE únicamente regula la actividad de distribución de servicio público, siendo la distribución no concesionada una actividad no regulada.

Es por ello que las distintas referencias a los sistemas de distribución y las instalaciones de distribución en los reglamentos de la LGSE y en las normas técnicas sectoriales en general, deben entenderse referidas a las instalaciones destinadas a la actividad regulada de distribución –es decir, a aquella que realizan las empresas concesionarias del servicio público de distribución– cuando no se refieren en forma expresa a su aplicación a actividades no reguladas.

En el caso de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, por ejemplo,

la definición que su artículo 1-7 establece del concepto “sistema de distribución”, aunque alude a un nivel de tensión determinado de las instalaciones, señala en forma expresa que sólo comprende las instalaciones cuya destinación es la actividad de servicio público de distribución:

100. Sistema de Distribución: Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 [kV], que se encuentran fuera de la Subestación Primaria de Distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

En consecuencia, las instalaciones que distribuyen electricidad al interior o “aguas abajo” del punto de suministro –a través del cual las instalaciones productivas de las que se trate reciben energía eléctrica desde el sistema eléctrico–, no corresponden a “instalaciones de distribución” ni pertenecen a un sistema de distribución, aun cuando operen con una tensión nominal igual o inferior a 23 kV, pues no están destinadas a abastecer a usuarios finales ubicados en zonas de concesión o que se conecten a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución (en definitiva, su finalidad no es suministrar energía a clientes regulados ni a clientes libres conectados a las redes de una empresa concesionaria de distribución).

Por consiguiente, ninguna de las limitaciones, imposiciones y, en general, regulaciones que establece el marco normativo para los sistemas de distribución son aplicables a las instalaciones que, encontrándose “aguas abajo” del punto de conexión al SEN de una determinada instalación, distribuyen la energía eléctrica a los distintos puntos de dicha faena. Por el mismo motivo, no constituyen instalaciones de distribución aquella infraestructura que transporta la energía al interior de instalaciones, por ejemplo, al interior de un complejo productivo de hidrógeno verde que considere, además, una planta desalinizadora de agua e infraestructura portuaria para la exportación del hidrógeno producido, sin estar interconectado con ningún sistema eléctrico.

Por otra parte, la LGSE clasifica los sistemas eléctricos interconectados según su capacidad instalada para efectos de la fijación de precios de los suministros²⁰, para la rentabilidad

mínima de las empresas distribuidoras²¹ y para la determinación de los estándares de calidad de servicio²², por una parte (sistemas de más de 1,5 MW de capacidad instalada y sistemas de capacidad instalada igual o menor que 1,5 MW) y también para efectos del cumplimiento de las metas de generación renovable no convencional establecidas por el artículo 150° bis²³ (sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada, sistemas con capacidad instalada igual o menor a 200 MW pero superior a 1,5 MW, y sistemas con capacidad instalada igual o menor a 1,5 MW). Aunque la ley no les asigna directamente esta denominación, a partir concepto legal de “Sistema Eléctrico Nacional” –establecido en el literal b) del artículo 225° de la LGSE–, y de las demás categorías mencionadas, se desprende la siguiente clasificación de sistemas eléctricos en la LGSE:

- Sistema Eléctrico Nacional: sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 MW;
- Sistema mediano: sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada es igual o inferior a 200 MW, pero superior a 1,5 MW;
- Sistema “pequeño”: sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada es igual o inferior a 1,5 MW.

De acuerdo con esta clasificación, actualmente existe un único SEN, que abastece la zona norte y centro-sur de Chile, desde Arica hasta Quellón y representa el 99,31% de la capacidad instalada²⁴, además de nueve sistemas medianos: de Punta Arenas, de Puerto Natales, de Porvenir, de Puerto Williams, de Aysén, de Palena, de General Carrera y de Puerto Cisnes, de Cochamó y de Hornopirén.

Adicionalmente, y aunque no es una categoría contemplada por la LGSE; en la industria se reconoce como una categoría adicional a los sistemas aislados, que comprende a las instalaciones que no se interconectan con ningún sistema mediano ni con el SEN. En la mayoría de los casos, se produce la coincidencia de que los sistemas pequeños (de capacidad instalada menor o igual a 1,5 MW) operan aislados, por lo que se suele asimilar el concepto de sistema aislado a estos sistemas “pequeños”.

Con respecto a los sistemas medianos y el rol del Coordinador, se debe tener presen-

²¹ Artículo 152° de la LGSE.

²² Artículo 130° de la LGSE.

²³ Artículos 149° quáter, 150° bis y 150° ter de la LGSE.

²⁴ DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ) Y MINISTERIO DE ENERGÍA 2021, 22.

²⁰ Artículo 147° de la LGSE.

te que el artículo 212°-1 de la LGSE define a esta entidad como *"el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí"*. Dado que esta disposición se refiere en forma expresa a la coordinación de las instalaciones del SEN, de esto se desprende que el alcance de la función coordinadora del Coordinador se limita a la operación del SEN y no se extiende a otros sistemas eléctricos (menos aún a instalaciones eléctricas que operan como sistemas aislados), con una única excepción, establecida por el inciso 3° del artículo 72°-1 de la LGSE: *"...el Coordinador deberá realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas. Dichas empresas deberán sujetarse a esta programación del Coordinador"*.

De esta forma, sólo cuando en un sistema mediano opera más de una empresa generadora, el alcance de la coordinación que realiza el Coordinador se extiende a ese sistema mediano, en lo que corresponde a la programación de la operación²⁵. La regulación a la que debe atenerse el Coordinador en la programación de la operación de estos sistemas medianos está contenida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, fijada mediante Resolución Exenta N° 179, de 2018, de la Comisión Nacional de Energía.

De acuerdo con la referida Norma Técnica, para estos efectos el Coordinador debe (i) elaborar la programación de la operación del sistema mediano y ponerla en forma oportuna a disposición de las empresas generadoras para llevar a cabo la operación en tiempo real; (ii) programar y coordinar los mantenimientos de todas las instalaciones; (iii) revisar el cumplimiento de la programación de la operación, tomar conocimiento de las desviaciones y sus causas, y acordar las medidas conducentes a corregirlas; (iv) realizar los análisis y estudios que sean necesarios para la programación de la operación, e (v) informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles del incumplimiento de las instrucciones de coordinación. Para estos efectos, la Norma Técnica aludida faculta al Coordinador para solicitar *"...información de las instalaciones de los Integrantes para efectos de la programación de*

²⁵ En los Sistemas Medianos en los que existe una única empresa generadora, la coordinación del sistema es realizada directamente por la empresa propietaria de las instalaciones.

*la operación"*²⁶ y efectuar los *"...controles necesarios para asegurar el cumplimiento de las instrucciones de coordinación emanadas del propio Coordinador"*²⁷.

Asimismo, conforme a lo dispuesto por el artículo 9° del Decreto Supremo N° 23, de 2015, que Aprueba Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos²⁸, en aquellos sistemas medianos con más de una empresa generadora, los propietarios de las instalaciones interconectadas a nivel de generación-transporte deben conformar un Comité Coordinador, el que también es facultado, junto al Coordinador para requerir información a las empresas coordinadas²⁹. Además, el artículo 7° del mismo Reglamento le impone a este Comité Coordinador una serie de deberes, incluyendo la elaboración de informes que le solicite el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía o la Superintendencia de Electricidad y Combustibles *"...dentro del ámbito de sus respectivas atribuciones y en los plazos que estos organismos determinen"*³⁰,

²⁶ Artículo 2-4 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos.

²⁷ Idem.

²⁸ "Artículo 9°.- Existirá un Comité Coordinador por cada Sistema Mediano el que deberá estar integrado por las empresas propietarias de las instalaciones a nivel generación-transporte que conforman ese sistema, en adelante los 'Integrantes'. Para efectos del funcionamiento del Comité Coordinador los Integrantes deberán designar un representante.

En reemplazo de las empresas propietarias, podrán integrar el Comité Coordinador los arrendatarios, usufructuarios o aquellos que exploten a cualquier título las instalaciones eléctricas que conforman cada Sistema Mediano, quienes deberán designar un representante para efectos del funcionamiento del Comité Coordinador. En este caso, las empresas propietarias deberán comunicar por escrito esta situación a los demás Integrantes".

²⁹ "Artículo 14°.- Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones que operen interconectadas en el Sistema Mediano respectivo, deberán proporcionar toda la información que el Coordinador y el Comité Coordinador les solicite para el correcto desarrollo de sus funciones, en la forma y oportunidad que éste señale".

³⁰ Además de los informes que le soliciten estas instituciones, de acuerdo con el artículo 21° del referido Reglamento, el Comité Coordinador debe enviar semanalmente a la Comisión Nacional de Energía, al Coordinador y a la Superintendencia un informe que contenga la operación real diaria de la semana inmediatamente anterior. También el artículo 22° obliga al Comité Coordinador a enviar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia un informe con la repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia del mes anterior y con las demandas de energía y potencia del último mes, y a enviar anualmente a la Comisión Nacional de Energía un informe con la generación anual de energía de cada unidad generadora, con la demanda máxima de

De este modo, en aquellos Sistemas Medianos que cuentan con más de una empresa generadora, como es el caso, por ejemplo, del Sistema Mediano de Punta Arenas³¹ y el Sistema Mediano de Hornopirén³², a los titulares de las instalaciones eléctricas interconectadas con estos sistemas les son aplicables las normas específicas establecidas para los sistemas medianos y están sujetos a la coordinación de la operación por parte del Coordinador respecto de la obligatoriedad de dichas instrucciones cuando se refieren a la programación de la operación, así como también a la obligación de proporcionar al Coordinador la información que éste les requiera para la programación de la operación, pudiendo ser sancionados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en el caso de incumplir estas obligaciones.

Lo anterior también es relevante para efectos de las decisiones de inversión en la industria del hidrógeno verde, particularmente para aquellos proyectos que se emplazarían en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, zona que por sus características geográficas y su potencial para la generación eólica concentra un importante número de proyectos, en distintas etapas de desarrollo. Ello porque en dicha región existen cuatro sistemas medianos (el de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, y Puerto Williams) a los que, potencialmente, podrían interconectarse los proyectos de hidrógeno verde. Sin embargo, la carga regulatoria que, en principio, implicaría para los desarrolladores la interconexión de estos proyectos a alguno de estos sistemas medianos –nuevamente, dependiendo de lo que disponga el reglamento que debe dictarse conforme al literal af) del artículo 225° de la LGSE– puede constituir un desincentivo importante a la interconexión de estas instalaciones a los sistemas medianos, por lo que es probable que la mayoría de los proyectos de producción de hidrógeno verde y sus derivados que se ubiquen en la región se diseñen en forma aislada, sin contemplar su interconexión con dichos sistemas.

potencia del sistema, y con un resumen de la repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia realizadas el año anterior.

³¹ Al mes de marzo de 2021, este Sistema Mediano se compone de unidades térmicas a gas natural o diésel y unidades eólicas, propiedad de tres empresas distintas: Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., Pecket Energy S.A. y Enap S.A. (COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL 2021, 11).

³² Al mes de febrero de 2021, este Sistema Mediano está compuesto por unidades térmicas de propiedad de SA-GESA S.A. y una unidad hidráulica de pasada, de propiedad de Energía de la Patagonia y Aysén S.A. (COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL 2021, 9).

Una situación similar prevemos respecto de proyectos de hidrógeno verde ubicados en la zona norte del país, que aprovechen el recurso solar para la producción del hidrógeno. Al igual que aquellos proyectos que consideren incorporar equipamiento de generación renovable para su destinación a un proceso productivo determinado –como puede ser el caso, por ejemplo, de faenas mineras (clientes libres) que incorporen generación *behind the meter*–, la regulación que se defina para los sistemas de generación-consumo podría significar un desincentivo a que estos proyectos consideren la inyección de excedentes al sistema eléctrico (toda vez que, de acuerdo con el literal af) del artículo 225° de la LGSE, si realizan inyecciones al sistema eléctrico “... les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga el reglamento (...)”.

La aplicación de las disposiciones que regulan a las centrales generadoras implicará una carga importante para empresas cuya actividad productiva principal no es la generación de energía eléctrica, lo que requerirá naturalmente un despliegue importante de recursos en lo técnico y en lo humano para asumir la posición de una empresa generadora, asumiendo también riesgos relevantes asociados a la operación de las “centrales” cuyos excedentes serían inyectados al sistema eléctrico, y, particularmente en el caso de la zona norte, los posibles ingresos asociados a esas inyecciones probablemente no sean de una magnitud suficiente para superar los riesgos que asumirían (dado el bajo costo marginal al que se valorizarían esas inyecciones, al menos bajo el escenario actual de la generación en la zona norte). Se debe tener presente también que, salvo que el futuro reglamento lo impida, los clientes libres que decidan inyectar los excedentes de sus sistemas de generación-consumo al sistema eléctrico, al aplicárseles “... todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras (...)” podrían, en principio, asumir el rol de suministradores, es decir, adquirir compromisos para suministrar a otros, e, incluso, ser sus propios suministradores.

IV. Conclusiones: desafíos regulatorios del reglamento de la Ley N° 21.505

Atendidos los aspectos analizados precedentemente, asociados a la amplitud de la definición legal de sistemas de generación-consumo, estimamos que el reglamento que debe dictarse

para dar aplicación a este concepto debe, al menos, (i) definir o acotar el tipo de infraestructura productiva y energética a la que será aplicable, tanto desde el punto de vista de la titularidad de las instalaciones, definiendo el tipo de régimen que le será aplicable a sus titulares, dependiendo de si sólo retiran energía del sistema, sólo inyectan excedentes a éste, o realizan ambas actividades (al menos en lo que respecta a los derechos y obligaciones de los titulares y si –y bajo qué parámetros– serán tratados como clientes libres o como generadores, o tendrán un régimen específico como titulares de instalaciones de generación-consumo); (ii) explicitar el alcance de las facultades del Coordinador respecto de las instalaciones y sus titulares; las reglas que aplicarán para su interconexión, su consideración en la programación de la operación y la operación en tiempo real, y su tratamiento en relación con el mercado de corto plazo y, en general, con las transferencias económicas que debe calcular el Coordinador; y (iii) las normas de seguridad que les serán aplicables³³.

Asimismo, consideramos que los contenidos del referido reglamento tendrán un impacto relevante en el diseño de futuros proyectos de inversión en el sector energético. A este respecto, hacemos presente que, aunque la finalidad de la incorporación del concepto de sistemas de generación-consumo a la LGSE haya sido, al menos en parte, la promoción de la industria del hidrógeno verde, la falta de definición del concepto y las implicancias de dicha indefinición con respecto a la certeza jurídica que se requiere para el diseño de este tipo de proyectos de inversión, casi con certeza, producirá que ninguno de los proyectos de hidrógeno verde y sus derivados que busquen ser competitivos para el mercado internacional del hidrógeno sea concebido como un sistema de generación-consumo. En otras palabras, dado que, por su amplitud, el concepto abarcaría este tipo de proyectos y todos aquellos que conciben infraestructura “multipropósito” junto con unidades para la generación de energía eléctrica, la falta de certeza y la carga regulatoria potencial que implicaría ser calificado como sistema de generación consumo,

³³ A la fecha de este trabajo se encuentra en tramitación por parte del Ministerio de Energía el Reglamento de Seguridad de Instalaciones de Hidrógeno, que resolvería el problema advertido respecto de los proyectos de producción de hidrógeno, sin embargo, aunque éste sea aprobado, será necesario que el reglamento de la Ley N° 21.505 señale las normas de seguridad que serán aplicables a los sistemas de generación-consumo que no comprendan la producción de hidrógeno.

probablemente inclinará a los inversionistas a diseñar sus proyectos como sistemas aislados, evitando con ello tanto la falta de certeza como la carga regulatoria, pero, también –en el caso de los proyectos de hidrógeno verde–, permitiendo asegurar que la producción del hidrógeno proviene en su totalidad de fuentes de energía renovable (lo que no es posible si el proyecto se interconecta al SEN o a algún sistema mediano).

Ahora bien, algunas de las materias enunciadas precedentemente podrían requerir ser definidas o delimitadas a nivel legal –como, por ejemplo, el alcance de las atribuciones del Coordinador respecto a los sistemas de generación-consumo–, aunque la mayoría pueden solucionarse a nivel reglamentario.

Bibliografía citada

- BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL DE CHILE (2022). Historia de la Ley N° 21.505. Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ) Y MINISTERIO DE ENERGÍA. (2021). *Las Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno*.
- GERENCIA DE OPERACIÓN DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL (05 de marzo de 2021). Estudio de la Seguridad y Calidad de Servicio del Sistema Mediano Punta Arenas, Informe Final.
- GERENCIA DE OPERACIÓN DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL (5 de febrero de 2021). Estudio de la Seguridad y Calidad de Servicio del Sistema Mediano Hornopirén, Informe Final.
- MARDONES OSORIO, Marcelo. (2019). Los pequeños medios de generación distribuida ante el derecho de energía. Régimen vigente, interpretaciones y prospectiva. *Revista de Derecho Administrativo Económico* (29), 53-83.

Normativa citada

- Decreto N° 4/20.018, de 2006 [con fuerza de ley] del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos en Materia de Energía Eléctrica. 12 de mayo de 2006. D.O. No. 38.581.
- Decreto Supremo N° 6, de 2015 [Ministerio de Energía]. Aprueba Reglamento que Establece los Requisitos que Deben Cumplir las Instalaciones de Cogeneración Eficiente. 25 de mayo de 2015.
- Decreto Supremo N° 23, de 2015 [Ministerio de Energía]. Aprueba Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. 23 de octubre de 2015.
- Decreto Supremo N° 109, de 2017 [Ministerio de Energía]. Aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Comple-

mentarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica. 12 de junio de 2018.
Decreto Supremo N° 8, de 2019 [Ministerio de Energía]. Aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica. 08 de marzo de 2020.
Decreto Supremo N° 57, de 2019 [Ministerio de Energía]. Aprueba Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo. 24 de septiembre de 2020.
Decreto Supremo N° 88, de 2019 [Ministerio de Energía]. Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala.
Resolución Exenta N° 179 de 2018 [Comisión Nacional de Energía]. Fija Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medidos. 08 de marzo de 2018. D.O. No. 42.007.

Resolución Exenta N° 338 de 2019 [Comisión Nacional de Energía]. Aprueba Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión. 31 de mayo de 2019.
Resolución Exenta N° 253 de 2021 [Comisión Nacional de Energía]. Aprueba Capítulo de los Costos Marginales y Capítulo de las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado, Ambos de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. 02 de agosto de 2021. D.O. No. 43.021.

Jurisprudencia citada

Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dictamen N° 45-2023, de 24 de octubre de 2023.

Transición energética y mutación regulatoria

Energy transition and regulatory changes

Enrique Sepúlveda Rodríguez¹

RESUMEN: A nivel internacional se está llevando a cabo el proceso denominado como transición energética vinculado al esfuerzo convenido por la comunidad de países para combatir el cambio climático que tiene lugar a nivel planetario a consecuencia de la producción de gases de efecto invernadero. El presente trabajo expone la ineludible vinculación de la regulación de la energía con procesos de transición que surgen en la dinámica económico-social de producción y consumo de energía eléctrica a cuyo efecto se informa de las regulaciones-transiciones habidas en Chile desde la dictación de la Ley General de Servicios Eléctricos del año 1982 en diferentes ámbitos de la operación del sistema y el mercado eléctricos y se evalúa el alcance normativo que en particular asume la transición energética para el sector eléctrico.

PALABRAS claves: cambio climático, transición energética, sistema y mercado eléctrico

ABSTRACT: At the international level, the process called energy transition is being carried out, linked to the effort to combat global climate change because of the production of greenhouse gases. This work exposes the unavoidable link between energy regulation and energy transition processes that arise in the economic-social dynamics of production and consumption of electrical energy. The study describes the regulations-transitions that have occurred in Chile since the approval of the General Electrical Services Law of 1982 in different areas of the operation of the electrical system and market and evaluates the regulatory scope that the energy transition assumes for the electric sector.

KEYWORDS: global climate change, energy transition, electrical system and market.

I. Transición energética: un fenómeno mundial que convoca al derecho nacional

Un suceso de la naturaleza de alcance planetario, identificado como el cambio climático,

ha inducido a la comunidad internacional a reformular la relación de la vida económica de los países con la energía como fuente de su desarrollo dando lugar al proceso conocido como transición energética que podemos caracterizar como un cambio significativo en el sistema energético de un país, de una región, o incluso, a nivel global.

En términos generales, la doctrina nos enseña que en una transición energética el

¹ Abogado. Licenciado en ciencias Jurídicas. Universidad Complutense de Madrid. Correo electrónico: esepulveda@zcabogados.cl Dirección Postal: Nueva de Lyon 145 of. 501. Providencia.

cambio puede estar asociado a la estructura del sistema (por ejemplo, suministro centralizado v/s 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. Cambio efectivamente significativo como sucedió con el inicio del uso de combustibles fósiles a gran escala, en particular el carbón, y posteriormente la utilización masiva del petróleo como combustible para el transporte, el uso creciente del gas natural, o el despliegue de la energía nuclear.²

En particular, las políticas públicas coinciden en que en el caso del sector eléctrico, descarbonizar la generación de electricidad y electrificar después la vida social son dos de los instrumentos más importantes en la lucha contra el cambio climático³. Bajo este enfoque, la transición energética actual ha devenido en un proceso de cambio de una forma de producción de energía a otra, que incluye fuentes de 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, no es una simple denominación ampulosa de una política pública, por el contrario se constituye en un cambio trascendente, cuyo origen y dimensión es de alcance global, que traspasa los espacios eléctricos y jurídicos.

Lo propio de una transición estructural de las características, magnitud e impactos como los que ostenta la transición energética es su correspondiente proyección y representación en cuerpos regulatorios que faciliten y ordenen su viabilidad para la nueva etapa que se inicia, mediante reglas, principios y directrices que orienten el comportamiento de los agentes económicos, públicos y privados, como también de los consumidores.

Como situación fáctica emergente en el desarrollo de los países, la transición energética se constituye por tanto en una fuerte presión sobre el marco regulatorio mundial y nacional de la energía bajo cuyas directrices se organiza el suministro de la electricidad para el consumo de la sociedad. De este modo podemos constatar dos consecuencias en esta relación entre hechos y derecho, a saber: i) que la historia de las regulaciones es igualmente la historia de transiciones que las han

precedido y ii) que el acierto y oportunidad de las normas condicionan la factibilidad misma de un proceso de transición.

II. Transiciones y cambios regulatorios en Chile

*El brillo de las ampollitas
era tan potente que hizo desaparecer
las sombras de la plaza.
Nona Fernandez, Chilean Electric.*

Transición energética, propiamente tal, como los procesos habidos en el curso de la historia humana que describe Vaclav Smil en su obra *Energía y Civilización*⁴, lo constituye la llegada a Chile de la electricidad a fines del siglo XIX. Según se explica en publicación del año 1987 del Colegio de Ingenieros de Chile, la primera instalación de abastecimiento eléctrico propiamente tal en el país, data de 1 de marzo de 1883 con la puesta en marcha en Santiago de un pequeño grupo generador de unos kW de potencia destinado al alumbrado de la plaza de armas, el pasaje Matte y algunas tiendas próximas. En las primeras décadas del siglo XX el abastecimiento eléctrico alcanzó niveles industriales. Consecutivamente se producen las regulaciones pioneras del sector destinadas a ordenar la prestación de los nacientes servicios eléctricos.

Una segunda transición, también de alcance general, que no tuvo ya una naturaleza energética si no que política y económica, tuvo lugar, casi 100 años después de la iluminación de la Plaza de Armas, a través de la dictación del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del año 1982 intitulada Ley General de Servicios Eléctricos. Con esta nueva regulación, cuya estructura y principios fundantes siguen vigentes a esta fecha, se puso término a la normativa del año 59, en la que se centralizaba en el Estado la operación y propiedad de las instalaciones eléctricas. Los hechos que dan impulso y origen a esta nueva regulación para el sector energía, se remontan al cambio político que vivió el país con el advenimiento de la dictadura cívico militar el 11 de septiembre de 1973 y la instauración de un nuevo modelo de desarrollo a través de la economía de mercado.

En tal sentido, a partir de 1980 -señala Vergara Blanco- se comenzó a aplicar una nueva política en el sector eléctrico con el objetivo de revertir la situación anterior de preponderancia estatal, y de otorgarle una parti-

² LINARES 2018, 20.

³ ARIÑO 2020, 239.

⁴ SMIL 2021, 732.

cipación significativa a la iniciativa privada. El Estado, en su función subsidiaria, en todo caso mantendría su rol normativo y regulador.⁵

Los posteriores cambios en el ámbito político que marcaron la recuperación de la democracia a partir de 1990 no vinieron aparejados de cambios normativos sustitutorios de la regulación del año 82 que se mantuvo incólume aunque sometida a modificaciones parciales para recepcionar transiciones específicas surgidas a partir del propio crecimiento del sector.

El desarrollo legislativo de la Ley General de Servicios Eléctricos podemos identificar los siguientes textos legales:

Decreto con Fuerza de Ley N° 1, 1982, Ley General de Servicios Eléctricos

- 18.922 de 1990 servidumbres de paso de energía eléctrica
- 19.613 de 1999 Fortalecimiento de la SEC
- 19.674 de 2000 Servicios asociados al suministro eléctrico.
- 19.940 de 2004 Ley Corta I Transmisión
- 20.018 de 2005 Ley Corta II Licitaciones I

Decreto con Fuerza de Ley N° 4 /20.018 de 2006, Ley General de Servicios Eléctricos

- 20.220 de 2007, Seguridad
- 20.402 de 2009, Ministerio de Energía
- 20.257 de 2008, ERNC
- 20.571 de 2012, Generación residencial
- 20.698 de 2013, ERNC II
- 20.701 de 2013, Concesiones Eléctricas
- 20.726 de 2014, Interconexión de sistemas SIC-SING
- 20.805 de 2015, Licitaciones II
- 20.928 de 2016, Equidad tarifaria
- 20.936 de 2016, Sistema de Transmisión y CISEN
- 21.076 de 2018 Propiedad de medidores y empalmes (distribuidoras)
- 21.118 de 2018 Desarrollo generación residencial
- 21.194 de 2019 Rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución eléctrica

– 21.185 de 2019 Crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios para clientes regulados

– 21.304 de 2021 Sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes

– 21.472 de 2022 crea un fondo de estabilización de tarifas

– 21.505 de 2022 Promueve almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad

– 21.582, 2023 Suprime o modifica la intervención de notarios en trámites

– 21.455, 2022 Ley Marco de Cambio Climático

Como se expone seguidamente, estos procesos legislativos han correspondido a procesos transicionales de diversa naturaleza originados en el sector eléctrico.

III. Primera transición regulatoria: Ley Corta I

La Ley N° 19.940, del año 2004, conocida como ley corta I, fue el primer cuerpo legal que, después de veinte años, introdujo modificaciones sustanciales al texto de la Ley General de Servicios Eléctricos contenido en el DFL 1 de 1982, y se hizo como una respuesta del estado regulador a la cadena de episodios complejos producidos o manifestados en el sector eléctrico durante la década del 90: conflictos de integración vertical en generación-transmisión, carencias regulatorias del transporte regido por contratos privados entre generadores usuarios y propietarios de la red, déficit de abastecimiento y racionamiento eléctrico en 1998-99 a causa de sequía, elevada conflictividad entre empresas eléctricas integrantes de los directorios en los entonces vigentes organismos coordinadores de la operación, centros de despacho económico de carga, en el Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)⁶.

Esta transición regulatoria abarcó diversos contenidos de la Ley General de Servicios Eléctricos, a saber:

- Declaración del transporte de electricidad como nuevo servicio público eléctrico y tarificación del servicio de transmisión.

⁵ VERGARA 1999, 146.

⁶ Vide: SERRA 2002, 11-43.

- Desintegración vertical de la propiedad de empresas de transporte de electricidad.
- Reconocimiento legal de los CDECs.
- Creación del Panel de Expertos de la Ley Eléctrica.
- Incentivos a generación ERNC en pago de peajes de transmisión.

La más extensa y de mayor impacto para el mercado eléctrico futuro fue la reforma al régimen legal del servicio de transmisión que, en consonancia, aunque no explícita, con su nuevo status de servicio público eléctrico, se conforma como sistema de transmisión integrado por un sistema troncal, sistemas de subtransmisión y sistemas de transmisión adicional con aplicación del principio de libre acceso al uso de las instalaciones por parte de las centrales generadoras y sujeto a un régimen tarifario diferenciado para cada sistema.

Esta nueva regulación del transporte introdujo además innovadores procedimientos administrativos especiales para determinar la valorización y remuneración del servicio así como su expansión. Por primera vez, en el derecho administrativo nacional se introduce un procedimiento tarifario fundado en la elaboración de estudios técnicos independientes a las empresas eléctricas como de la autoridad reguladora y la opción de ser sometidos a contradicción por los participantes en el proceso y posterior reconducción de las discrepancias a la competencia de un nuevo órgano jurisdiccional especializado, el Panel de Expertos.

La normativa del año 2004 para la transmisión, fue considerada después un buen punto de partida como primer intento sistemático de regular íntegramente el segmento de la transmisión eléctrica en Chile, por ello, el Gobierno impulsó en el año 2016 una regulación más integral de la transmisión eléctrica, que fuera capaz de cumplir con las crecientes exigencias y demandas de este segmento y su rol central en el resto del sistema eléctrico. Así, entre otras medidas, la ley 20.936 redefine el sistema de transmisión y los cinco segmentos que lo componen, distinguiendo los sistemas Nacional, Zonal, Dedicados, para Polos de Desarrollo y de Interconexión Internacional y dispone el desarrollo de un proceso de planificación energética de largo plazo, con un horizonte de al menos 30 años, a cargo del Ministerio de Energía con un esquema de participación ciudadana⁷.

⁷ Historia de la Ley N° 20.936.

IV. Transición institucional

La LGSE del año 1982, creó las bases normativas para promover la creación de un mercado eléctrico dinámico con suministro seguro y menor costo económico, pero no introdujo un marco institucional en correspondencia con tales objetivos. De tal modo que a la llegada del siglo XXI era palmaria la precariedad institucional para hacer frente a los nuevos desafíos⁸. El peso de la actuación técnica y administrativa recaía en la Comisión Nacional de Energía que mantenía la estructura y funciones otorgadas desde su creación en 1978, mientras que la actuación política recaía en un Ministro Presidente del Consejo de la CNE.

La debilidad institucional se apreciaba especialmente en la función coordinadora de la operación del sistema eléctrico gestionado por las propias empresas eléctricas a través de los CDECs y en la carencia de mecanismos de resolución de conflictos al interior de dicho organismo coordinador como también para los conflictos surgidos en procedimientos tarifarios.

La modernización de las instituciones para la regulación dotándolas de capacidades para asumir las nuevas demandas de un mercado en permanente crecimiento ha tenido lugar a través de las leyes números 19.940, 20.402 y 20.936 promulgadas, respectivamente, en los años 2004, 2010 y 2016 que han originado en este siglo, un nuevo órgano jurisdiccional especializado, el Panel de Expertos, un nuevo órgano de la Administración del Estado, el Ministerio de Energía y la renovación del organismo coordinador, el Coordinador Eléctrico Nacional.

V. Transición comercial

La actividad de comercialización de energía, aquella que se verifica mediante contratos de suministro de largo plazo entre empresas eléctricas con los dos tipos de consumidores que reconoce la ley: clientes regulados o clientes libres, no fue objeto de regulación por el primer texto de la Ley General de Servicios Eléctricos del año 1982. El foco de la regulación se puso entonces, especialmente, en el establecimiento de principios y reglas ordenadoras del funcionamiento y operación de las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución a través de un sistema eléctrico interconectado como base industrial sobre la cual las empresas del segmento generación pudie-

⁸ Vide: SEPÚLVEDA y VERGARA 2014. MARDONES 2017, 1-28. Mardones et al. 2014, 153-182.

sen encausar la actividad comercializadora en condiciones de libre competencia concordante con la nueva política económica de libre mercado implantada por el régimen militar.

Desde el esquema original de la ley y hasta el presente, las empresas de generación de electricidad han permanecido como únicos agentes económicos habilitados para desarrollar la compraventa de energía a través del derecho exclusivo del segmento para adquirir energía que se produce en el sistema eléctrico para suministrar a sus clientes⁹. Así, en una empresa de generación recae primeramente la obligación de orden público de producir energía conforme a la demanda según las reglas de coordinación de la operación que deben acatar, y, consecuentemente, es titular de un derecho de adquisición de energía destinada a la comercialización conforme a la libertad contractual.

Una crisis regulatoria y energética se produjo a fines de la década del 90 afectante a la contratación de suministros de energía entre generadoras y compañías distribuidoras como secuela de la situación de déficits de suministro y las medidas restrictivas impuestas por la autoridad para evitar nuevas situaciones de déficits¹⁰. La compraventa de energía para las distribuidoras de servicio público llegó a una situación inédita de carencia de contratos y consecuentemente el potencial riesgo de carencia de suministros para los consumidores regulados. La situación, no obstante que fue superada mediante una resolución administrativa del Ministro de Economía que impuso al segmento de generación la obligación de suministro sin contrato a las distribuidoras, puso el foco en la necesidad de profundizar este segmento de la comercialización en tanto afecta a la regularidad de servicio de consumidores regulados.

La transición desde la contratación hacia una comercialización regulada de la compraventa de energía para los consumidores del servicio público de distribución se ha verificado mediante las leyes números 20.018

(Ley Corta II) del año 2005, y 20.805 del año 2015¹¹.

*Esta regulación obliga a las empresas distribuidoras a asegurar el suministro a sus clientes mediante la licitación de grandes bloques de potencia con los generadores, asegurando con ello los ingresos a largo plazo de los generadores por medio de contratos de suministro, lo que en estricto rigor es un respaldo para las empresas generadoras para continuar con sus planes de inversión*¹².

La normativa concentra su intervención en los procedimientos para realizar las licitaciones de contratos de suministro entre empresas del giro de generación y empresas concesionarias de servicio público de distribución en los que según los objetivos que se perseguían en el Mensaje del Proyecto de Ley *“la autoridad regulatoria sea responsable de elaborar las bases de licitación. Las empresas distribuidoras serán las encargadas de llevar cabo el proceso administrativo de la licitación (convocatoria, recepción de ofertas, evaluación y adjudicación). Con ello, se logrará lo siguiente: a. Se le entrega expresamente un rol activo a la Autoridad, quien poseerá la conducción del proceso de licitaciones. b. Se consolidan las licitaciones como un instrumento para alcanzar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico. c. Se facilita la coordinación de procesos y estandarización de contratos*¹³.

En resumen, se ha señalado que *“El sistema de compras de energía y potencia para el suministro de los clientes sujetos a regulación de tarifas de las empresas de servicio público de distribución eléctrica, ha evolucionado en el tiempo, desde su modelo original, basado en contratos de suministro con precios explícitamente fijados por el Estado, a través de la dictación semestral de decretos de fijación de “precios de nudo” (modelo vigente hasta el año 2005), hacia un esquema de licitaciones públicas en las que el precio regulado se determina, usando como base precios obtenidos en licitaciones públicas sujetas a regulación estatal, a partir de la dictación de la Ley No 20.018 de mayo de 2005 (Ley Corta II)”*¹⁴.

⁹ Entre la doctrina legal y económica, incluyendo la autoridad reguladora, está generalizado el criterio de tratar como comercialización la actividad que realizan las empresas de servicio público de distribución a pesar de no tener apoyo para ello en texto legal ni teórico que la respalde incurriendo en la contradicción de tratar como un segmento del mercado eléctrico a un monopolio natural.

¹⁰ Vide: VERGARA 2001, 799-810. También: DIAZ y SOTO, 2000, 149-192.

¹¹ Sin perjuicio de otras regulaciones como las leyes N° 20.257 y N° 20.698 relativas a cuota de ERNC en los suministros.

¹² MAZZO, 2010.

¹³ Historia de la Ley N° 20.805.

¹⁴ CASTILLO 2017, 69-101.

En el año 2020, se presentó al Congreso Nacional el proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica para habilitar a los usuarios regulados a elegir su suministrador y crea la figura del comercializador como un nuevo agente económico capacitado para adquirir energía del sistema eléctrico sin ostentar la titularidad de instalaciones de generación y venderla a clientes regulados o libres¹⁵. Las concesionarias de servicio público de distribución serán, en este nuevo esquema, gestoras y operadoras de la infraestructura de la red como conductora de la energía.

VI. Transición Operacional y tecnológica (ERNC)

Podemos referirnos a transición operacional como el proceso de construcción de la infraestructura que conforma el sistema eléctrico nacional interconectado y su respectiva operación mediante la coordinación centralizada de sus instalaciones.

En cuanto a la conformación geográfica, a la dictación del DFL 1 de 1982 existían el Sistema Interconectado Central (SI), el Sistema Interconectado del Norte Grande y los sistemas aislados de Aysén y Magallanes¹⁶.

La reformulación para unificar los principales sistemas, SIC y SING, fue impulsada ante el Congreso Nacional en un escueto Mensaje de la Presidenta de la República que desembocó en la promulgación de la Ley N° 20.726, del año 2014. Se sostuvo en el Mensaje que adicionalmente al beneficio social de la unificación de los sistemas SIC y SING "se estima que al aumentar el tamaño del mercado y el número de actores en el segmento de la generación eléctrica, habrá mayor competencia y, por tanto, mejorará la oferta, reduciéndose en consecuencia los precios de la energía. Así también, se permitirá un mejor aprovechamiento de la generación de las centrales de menor costo de operación".

En cuanto a la conformación tecnológica de la matriz de generación se ha dado a través de un proceso de reconocimiento e incorporación paulatina de las tecnologías ERNC a la malla normativa que regula la operación coordinada del sistema eléctrico. La ley N° 19.940 (Ley Corta I del año 2004) inauguró tímidamente la mención a energías no convencionales como un agregado marginal y casi ex-

céntrico a una matriz de elefantiasis hidrotérmica todavía reluctante a la innovación de las ERNC. Como medida de respaldo estableció un discreto incentivo a la generación ERNC a través de la exención en el pago de peajes de la transmisión troncal¹⁷.

Un reconocimiento de mayor contundencia de la incorporación de la ERNC al menú de tecnologías del segmento generación se verificó posteriormente a través de las leyes números 20.018, 20.257 y 20.698, de los años, 2005, 2008 y 2013 respectivamente, en las que se reconocieron derechos especiales de suministro de fuentes ERNC a clientes regulados, se incorporó una primera definición de fuentes ERNC en el artículo 225 de la ley y se dio inicio a la obligación de incluir en los suministros para clientes libres o regulados una cuota anual creciente de energía proveniente de fuentes ERNC¹⁸.

Por su parte la Ley 20936 del año 2016, aporta a la creciente inserción de las ERNC mediante la creación de un sistema de transmisión zonal especial para evacuar la producción de la generación de fuentes ERNC, los Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo.

VII. Transición por cambio climático

Nuevo principio rector de la ley

La natural vinculación con la protección del medio ambiente que tienen las leyes ya referidas a fuentes ERNC de generación, mediante la promulgación de la Ley 21.455, Ley Marco del Cambio Climático del año 2022, se produce una conexión regulatoria directa entre el desarrollo del sector eléctrico y la sostenibilidad medio ambiental. Esta norma marca el punto de partida para la transición energética que emprende el país.

Si examinamos la trayectoria legislativa que hemos enunciado podemos comprobar que mediante esta ley marco se rompe el desarrollo endogámico de la regulación eléctrica habituada a proyectarse normativamente sin salir de los lindes que estructuran el sistema o el mercado eléctrico. Se ha roto así la estanqueidad de la regulación eléctrica para

¹⁵ Mensaje N° 156-368, 4. Boletín N° 13782-08.

¹⁶ Para una mayor exposición del sistema eléctrico puede consultarse en SEPÚLVEDA, 2010.

¹⁷ Una referencia temprana a ERNC (considerada como energía térmica) había en el texto DFL N° 4 del año 1959 de la Ley General de Servicios Eléctricos en cuyo artículo 1° número 1, letra a) incluía en su ámbito de aplicación a las "Centrales térmicas productoras de energía eléctrica, entendiéndose por térmicas las que emplean combustibles, energía geotérmica, energía solar, energía nuclear o cualquiera otra fuente que no sea el agua;".

¹⁸ CLERC et al.2017.

iniciar una dinámica normativa vinculada a una norma matriz de alcance sustantivo y territorial mucho mayor al propiamente eléctrico, que obliga a los agentes económicos y las instituciones a sumar una nueva lógica a la política energética del país para, conforme al objeto de la Ley Marco, *transitar hacia un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero y otros forzantes climáticos, hasta alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2050, adaptarse al cambio climático, reduciendo la vulnerabilidad y aumentando la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático, y dar cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos por el Estado de Chile en la materia.*

Una primera aplicación de este enlace normativo eléctrico-ambiental se puede constatar en el reciente proyecto de ley presentado por el gobierno al Congreso Nacional en materia energética *que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad.* En el Mensaje del Presidente de la República se sostiene que *se han identificado cuatro áreas temáticas en las que es preciso avanzar para alcanzar la mencionada mitigación de una manera costo-eficiente: una matriz de generación eléctrica renovable y limpia, electromovilidad, eficiencia energética e hidrógeno verde* y focaliza los objetivos del proyecto en *dar un impulso al segmento de transmisión eléctrica y posicionarlo en forma concreta como un elemento habilitante para la transición energética, que permita viabilizar más inversiones en energías renovables y limpias, así como también incorporar las metas y mandatos de la Ley Marco de Cambio Climático como elementos de los distintos instrumentos de la Ley General de Servicios Eléctricos*¹⁹.

Bajo este prisma transicional la propuesta legislativa se despliega hacia diversos ámbitos normativos de la estructura y operación del sistema eléctrico. Uno que podemos identificar como el más relevante es el que afecta a los principios establecidos en el artículo 72.1 que sitúa como principios de la Coordinación de la Operación los siguientes:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y

3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

El proyecto de ley agrega un nuevo principio:

4. Propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero.

Con el establecimiento de este nuevo principio, el objetivo de alcanzar metas de mitigación del cambio climático se instala en la ley eléctrica como una nueva vis atractiva que despliega un efecto de velo de la novia al conjunto de la regulación sectorial, que el propio Mensaje del Poder Ejecutivo resume en tres temáticas: a) planificación energética e impacto territorial; b) infraestructura habilitante para la transición energética; y c) operación de un sistema eléctrico bajo en emisiones.

La protección al medio ambiente como condicionante del desarrollo energético del país deja de ser un factor externo de control y fiscalización para pasar, a partir de esta nueva regulación, a ser un factor interno que el propio sector eléctrico asume como nuevo condicionante en todos los ámbitos que van desde el desarrollo normativo, la redefinición de roles de la institucionalidad de coordinación y regulación, la planificación energética, la expansión de la transmisión, hasta la promoción de la competencia.

Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

El mismo año 2022 de publicación de la Ley marco del cambio climático y con referencia explícita a sus fundamentos técnicos, económicos y ambientales, se promulga la Ley N° 21.505, que *Promueve almacenamiento de energía eléctrica.* En el año 2016, la ley N° 20.936 había definido los sistemas de almacenamiento de energía, pero, a juicio del Gobierno, *quedó pendiente la habilitación para que los sistemas puros de almacenamiento, es decir, aquellas instalaciones de almacenamiento no asociadas a centrales de generación, pudieran participar del mercado eléctrico de corto plazo, tanto en el caso de transferencias de energía como de potencia*²⁰.

La relación de esta norma con la transición energética impulsada por la ley marco del cambio climático también se pone de manifiesto en cuanto en la ley de almacenamiento se fija como objetivo prioritario el de *Habilitar*

¹⁹ Boletín N° 16.078-08.

²⁰ Mensaje N° 393-369. Historia de la Ley N° 21.505.

una mayor participación de energías renovables en la matriz eléctrica mediante la promoción de las tecnologías de almacenamiento.

Para la estructura y operación del sistema eléctrico, la ley de almacenamiento de energía eléctrica implica una innovación en la clásica división segmental del sistema en la tríada generación, transporte y distribución a la que se agrega una tecnología diferenciada y con identidad propia en la cadena productiva de suministro de energía eléctrica. Es también una innovación radical de las bases científicas y técnicas esenciales en que se ha fundado la existencia de sistemas y mercados eléctricos a partir del carácter no almacenable de la electricidad. Al igual que las ERNC el desarrollo de instalaciones de almacenamiento ha dependido del desarrollo tecnológico como de los costos de implementación para alcanzar un nivel de competitividad que las haga operables en los sistemas eléctricos. En ambos casos, además, influyen las políticas públicas de descarbonización de la matriz energética.

La definición agregada al artículo 225 ad) de la LGSE dice:

Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.

Como nueva instalación interviniente en el aporte de suministro para el sistema eléctrico, se produce también una innovación en la nómina de los sujetos que componen el mercado de corto plazo con participación autorizada por la ley en las transferencias de energía entre empresas eléctricas sometido, como nuevo coordinado, a las directrices del Coordinador Eléctrico Nacional.

En síntesis, como conclusión general de esta ponencia, podemos apreciar que en la regulación del sector eléctrico se refleja una transición permanente de diversos ámbitos de su actividad, ya sea por requerimientos de los factores económicos, de la evolución tecnológica o de los propios desfases regulatorios para seguir el dinamismo del mercado. Hay una permanente necesidad de puesta al día de la ley que encuentra un adecuado cauce a través de la flexibilidad de una norma cuyos

principios fundacionales de seguridad y mínimo costo siguen siendo la base de su eficacia.

VIII. Conclusión

Desde el ámbito de la cooperación internacional entre las naciones para reducir los efectos nocivos en el cambio climático por la producción de gases de efecto invernadero, originado en el uso de combustibles fósiles, se viene impulsando un proceso de transición energética que se manifiesta con particular relevancia en la introducción de cambios sustanciales en la conformación de los sistemas eléctricos. En el caso chileno, por los referentes legislativos que han acompañado el desarrollo de la industria eléctrica desde los inicios del pasado siglo, se puede apreciar que el marco regulatorio nacional ha sido resultado de transiciones de diversa naturaleza y alcance que nos han permitido contar con un sistema eléctrico en constante adaptación tanto a las fuentes primarias de energía disponibles como a las condiciones económicas o los desarrollos tecnológicos sobrevinientes. La base de esta versatilidad regulatoria ha sido construida a partir de los principios originales que ordenan el sistema eléctrico, a saber, la seguridad de suministro y el mínimo costo en la operación coordinada de las instalaciones. Como consecuencia de la transición energética en curso se agrega ahora el principio de "Propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero". Ello implica no sólo un desafío técnico de coordinación y eficacia en la entrada de nuevas tecnologías renovables sino también la necesidad de desarrollar una nueva interpretación jurídica en el estudio del marco regulatorio que conecte la normativa propiamente eléctrica con el ámbito regulatorio de la protección al medio ambiente.

Bibliografía citada

- ARIÑO ORTIZ, Gaspar et al. (2020). *La transición energética en el sector eléctrico. Líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados*. Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad Fundación Deusto.
- Boletín N° 13782-08. Establece el derecho a la portabilidad eléctrica. 09 de septiembre de 2020.
- Boletín N° 16.078-08. Proyecto de ley, iniciado en Mensaje de S.E el Presidente de la República, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de transición energética que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad. 10 de julio 2023.
- CASTILLO MURILLO, Rodrigo (2017). Los contratos de suministro de energía eléctrica: naturaleza y problemas en cláusulas arbitrales. *Revista de*

- Derecho Administrativo Económico* (24), 69-101. <https://doi.org/10.7764/redae.24.4>.
- CLERC, Jacques et al. (2017). *Energías Renovables en Chile y el Mundo*. Centro de Estudios Públicos.
- DÍAZ, Carlos; GALETOVIC, Alexander; y SOTO, Raimundo. (2000). La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones. En *Estudios Públicos*: N° 80 (pp. 149-192).
- Historia de la Ley N° 20.805. Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios. <https://www.bcn.cl/historiadela ley/nc/historia-de-la-ley/3951/>.
- Historia de la Ley N° 20.936. Mensaje del a Presidenta de la República. Disponible en: <https://www.bcn.cl/historiadela ley/nc/historia-de-la-ley/5129/>.
- Historia de la Ley N° 21.505. Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. 21 de noviembre de 2022.
- LINARES, Pedro (2018): La transición energética. *Ambienta* 125 / diciembre 2018.p. 20. Ministerio para la Transición Ecológica. España. www.miteco.es
- MARDONES et al (2014). Los Centros de Despacho Económico de Carga como entidades que ejercen potestades públicas. *Revista de Derecho Administrativo Económico* (18), 153-182. <https://doi.org/10.7764/redae.18.6>.
- MARDONES OSORIO, Marcelo (2017). Naturaleza jurídica del coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. *Revista Jurídica Digital UANDES* 1, 1-28. <http://dx.doi.org/10.24822/rjduandes.0101.1>.
- MAZZO, Rodrigo (2010). Las Leyes Corta I, II y de ERNC: potenciando el mercado de la energía eléctrica. 2010. En [bcn.cl](http://www.bcn.cl).
- SEPÚLVEDA RODRÍGUEZ, Enrique (2010). *Sistema y Mercado Eléctricos*. Legal Publishing.
- SEPÚLVEDA RODRÍGUEZ, Enrique; VERGARA BLANCO, Alejandro (2014). *Resolución de discrepancias en el sector eléctrico chileno*. Edits. Panel de Expertos de la LGSE, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- SERRA, Pablo (2002). Regulación del sector eléctrico chileno. *Revista Perspectivas* 6(1).
- SMIL, Vaclav. (2021). *Energía y Civilización. Una Historia*. Arpa & Alfil Editores. S. L.
- VERGARA BLANCO, Alejandro (1999). Régimen jurídico de la energía eléctrica. aspectos generales y problemas actuales. *Revista de Derecho Administrativo Económico* I (1), 141-159.
- VERGARA BLANCO, Alejandro (2001): Continuidad del servicio público de distribución de energía eléctrica ante la falta de contratos de abastecimiento. El caso de la Resolución 88 de 2001 del Ministerio de Economía. *Revista de Derecho Administrativo Económico de Recursos naturales* (3), 799-810. <https://redae.uc.cl/index.php/REDAE/article/view/7578>.

Pliego Técnico Normativo N° 7 y su relación con los Oficios circulares de SEC N° 26.035 y N° 19.615

Superintendency of Electricity and Fuels (SEC) Technical Normative Rule N° 7 and discordance with previous SEC offices N° 26.035 and N° 19.615

Loreto Vergara Abarzúa¹

Palabras clave: Franjas de seguridad – distancias de seguridad - obligaciones de propietarios de árboles – obligaciones de concesionarias eléctricas.

Keywords: Safety strips – safety distances – obligations of tree owners – obligations of electrical concessionaires.

I. Contexto

El Grupo SAESA 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. Una de las principales causas de interrupción del suministro eléctrico corresponde a la caída de árboles o ramas sobre el tendido, afectando con ello uno de los pilares del servicio, cual es, asegurar la calidad y continuidad

¹ Abogada de la Universidad Central, Máster en derecho privado de la Universidad Austral de Chile. Correo electrónico loreto.vergara@saesa.cl. Dirección postal: Andrés Bello N° 631, Temuco, Chile, Código Postal N° 4791219.

del suministro. Esto se produce, entre otras causas y en lo que interesa a este artículo, debido a la plantación indiscriminada por parte de empresas y particulares de especies arbóreas de gran altura, utilizando al efecto técnicas de crecimiento acelerado e invadiendo derechamente la franja de servidumbre y de seguridad de líneas eléctricas, a lo que se suma una férrea y permanente oposición por parte de estos, a las labores de mantenimiento que deben realizar y ejecutar anualmente las concesionarias del ramo.

II. La llegada de nuevos Pliegos Técnicos

En este contexto, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), en los años 2017 y 2019, con el objeto de gestionar el riesgo por la altura y proyección de caída de algunos árboles que amenazan la seguridad de la línea y para regular la oposición a la realización de mantenimientos, estableció procedimientos a través de los Oficios Circulares N° 26.035² y N° 19.615³. Ambas herramientas conocidas e implementadas 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° 33.277⁴, de fecha 10 de 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 N° 5, E.n 71, cuyas disposiciones formaban parte de los citados oficios circulares⁵.

III. Responsabilidades, obligaciones y deberes. Algunas interrogantes

Aun cuando es la misma SEC la autora de estos nuevos cuerpos normativos, surgen algunas interrogantes referidas a su ámbito de aplicación. En primer lugar, cabe recordar que el artículo N° 2 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)⁶, señala que son aplicables las normas técnicas eléctricas a los concesionarios, a los particulares y al Estado, estando dentro de este último las Municipalidades y Vialidad. Sin embargo, en el Pliego Técnico N° 7 sólo se observan exigencias concretas para los concesionarios, omitiéndose o invisibilizándose a

los particulares y al propio Estado. En segundo lugar, 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. Por tal motivo, resulta en entredicho, o a lo menos cuestionada, la actual vigencia de los Oficios 26.035 y 19.615. Prueba de ello, es que en el numeral 4.12 del Pliego Técnico N° 7⁷, 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. Así, 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.

En este contexto, la Ley General de Servicios Eléctricos impone a los particulares el deber de no plantar árboles que puedan perturbar la línea eléctrica. Por su parte, las empresas eléctricas pueden efectuar mantenimiento correctivo de los mismos a costa del infractor.

Pues bien, conforme con lo prescrito por el artículo 57 de la LGSE, existe una prohibición legal que pesa sobre el dueño del predio afectado por el paso del tendido eléctrico, en materia de árboles. Conforme con el tenor expreso de la norma legal en comento, el propietario del inmueble respectivo no puede plantar ni dejar crecer sus plantaciones de modo que perturben la servidumbre eléctrica, es decir, que afecten la seguridad de las instalaciones eléctricas.

Sin embargo, el numeral 4.9 plantea un enunciado similar al del art. 57 del DFL 4 (LGSE), impidiendo que dentro de la "franja

² Circular 26.035. de 2017.

³ Circular 19.615. de 2019.

⁴ Resolución Exenta N° 33277 de 2020.

⁵ WEGMANN, 2021, 165-195.

⁶ DFL 4/20018 de 2006. Ley General de Servicios Eléctricos.

⁷ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

de seguridad" existan edificios, plantaciones, construcciones u obras que perturben o pongan en riesgo la línea eléctrica. Tal impedimento se hace extensivo a corrales, huertos, parques, jardines o patios, "salvo que esta franja de seguridad sea de una línea de distribución de baja tensión"⁸.

No obstante, lo anterior, el numeral 4.10 autoriza "la existencia de árboles o arbustos dentro de la franja de seguridad, siempre y cuando se cumpla lo señalado en el punto anterior"⁹.

Dos dificultades se vislumbran en esta disposición: (i) no se hace distinción entre la clase de árboles que se pueden plantar dentro de la franja de seguridad, a diferencia de la derogada normativa contenida en la NSEG 5 E.n.71, que solo permitía la existencia de árboles frutales de una altura no superior a los cuatro metros, y (ii) se indica que esta autorización se hace operativa en la medida que "se cumpla lo señalado en el punto anterior"¹⁰.

Esto último resulta curioso, pues parece que se permiten plantaciones en aquellos espacios que cuenten únicamente con una línea eléctrica de baja tensión. Sin embargo, la parte final del numeral 4.10 hace igualmente extensiva esta autorización a las líneas de media tensión, dificultando el claro entendimiento de la norma.

En este sentido, resulta indiferente la clase de plantación que invade la franja de seguridad.

A todo ello se suma la ausencia de una efectiva regulación y fiscalización dirigida a quienes realizan plantaciones ilegales, particulares y empresas forestales.

A mayor abundamiento, el numeral 4.10, luego de hacer referencia al supuesto requisito del "punto anterior", dispone que los árboles o arbustos plantados dentro de la franja de seguridad son permitidos, bajo dos condiciones: (i) que las líneas cuenten con protecciones y medidas "para evitar incendios" y "daños a las personas que pudiesen subir a los árboles y tener contacto con los conductores por inadvertencia"¹¹; y (ii) que la altura de los árboles y su distancia al tendido eléctrico no exceda de ciertos metrajes. En el caso de efectuarse o haberse efectuado plantaciones por parte

del dueño del predio, surgen algunas dudas ¿quién y en qué momento debería asumir las obligaciones de protección y distancias? ¿Debería ser el titular del servicio público invadido el único obligado a implementar las medidas de cuidado?

Por su parte, en el numeral 4.11¹², se impone al concesionario eléctrico el deber de "identificar y evaluar el estado" de los árboles y ramas cuya altura y proyección puedan dañar la instalación o el tendido. Por cierto, esto no difiere de lo dispuesto en los arts. 131 y 139 de la LGSE, y en el art. 218 del Reglamento, manteniéndose en armonía con lo interpretado por SEC en sus Oficios Circulares N° 26.035 y N° 19.615.

Lamentablemente el Pliego N° 7 atribuye al concesionario obligaciones y responsabilidad en la mantención de los árboles, dado que aun cuando éstos no tengan problemas derivados de daños, inclinación, volcamiento o enfermedad, "de todas formas, se les deberá tener identificado, para hacerles monitoreo constante por si cambia su estado"¹³.

Es decir, pese a que los árboles no revistan problema alguno, perceptible o no, se deberán implementar medidas destinadas a su poda o corta, o bien a intervenir derechamente las instalaciones eléctricas, por si acaso cambia el estado de dichos árboles.

Lo anterior da cuenta de una imposición de deberes que exceden el fin del servicio público, exigiendo del concesionario eléctrico el despliegue de labores forestales, lo que resulta desproporcionado y contradictorio con lo dispuesto por SEC en sus Oficios Circulares N° 26.035 y N° 19.615, que imponen ciertos deberes de mantenimiento asociados a especies arbóreas bajo el supuesto que éstas "tengan la característica de perturbar el libre ejercicio del derecho de la empresa eléctrica", esto es, que "constituyan una real amenaza para la instalación".

IV. Algunas particularidades del Pliego Técnico N° 7

En relación con el Pliego N° 7: Franja y distancias de seguridad. Más allá de los aspectos técnicos que en él se establecen y que son exigentes, el tema más complejo es la responsabilidad de mantener y ejercer una acción efectiva de la protección de la franja

⁸ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

⁹ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

¹⁰ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

¹¹ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

¹² Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

¹³ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

de seguridad de las líneas. No se ve dónde el pliego hace parte de esta responsabilidad al propietario u ocupante del predio, que tiene una servidumbre gravada, para preservar los trabajos de mantenimiento de la vegetación. En la única parte donde se reconoce que el titular de la línea puede tener dificultades para efectuar el mantenimiento es en el punto 4.12, cuando dice *"...Las dificultades que en dicho mantenimiento sufra el titular de la línea eléctrica, podrán ser resueltas conforme a las instrucciones que dicte la Superintendencia en uso de las facultades contenidas en el artículo 3 número 22 de la ley 18.410"*¹⁴.

Hasta el momento puede advertirse que la mayoría de las estrategias de protección de franjas se basan en lo indicado en el Oficio Circular SEC N° 26.035, el cual, con la entrada en vigor de este pliego, no sabemos que validez tendrá.

El pliego establece que, en la franja de seguridad, se hace responsables a las empresas eléctricas de la presencia de árboles y donde idealmente no debería haberlos. Y fuera de la franja de seguridad, las hace responsables del estado de los árboles que tienen proyección de caída sobre las redes. En definitiva, el propietario de instalaciones eléctricas estaría obligado a gestionar el riesgo en el entorno de instalación.

El numeral 4.10, permite la existencia de árboles dentro de la franja, y define una metodología en base al crecimiento proyectado máximo según tipo de especie, estado de la catenaria de la línea y distancia de seguridad según nivel de tensión, pero deja siempre un grado de ambigüedad o interpretativo en caso de ocurrir un evento inesperado, por ejemplo:

*"...protecciones y medidas adecuadas para evitar incendios y para evitar daños a las personas que pudiesen subir a los árboles y tener contacto con los conductores por inadvertencia..."*¹⁵.

No queda claro cuál sería una medida adecuada para evitar un incendio. Una vez ocurrido este tipo de eventos la autoridad podrá decir que no fue adecuado o efectivo, ya sea por la forma en que actuaron las protecciones o por la presencia de vegetación, independiente del cumplimiento de las distancias de seguridad. Es más, el punto 4.12 insiste que *"...el titular de la línea eléctrica deberá mantener su franja de seguridad libre de toda*

*vegetación o material que pueda poner en peligro la línea en caso de incendio..."*¹⁶.

No es claro a qué se referirá la autoridad en cuanto a lo que se deba hacer para evitar contacto por inadvertencia. Si será suficiente que los conductores se vean a simple vista, cumplan distancia y las torres tengan letreros de peligro, o no.

De los numerales N° 4.10 y 4.12, se desprende que independiente de la causa del incendio, siempre queda un manto de duda sobre la presencia de vegetación y si el mantenimiento ha sido efectivo.

La norma no hace mención a la forma como se considerarán las restricciones que existen para intervenir aquella vegetación que está en algún estado de protección o conservación. Sólo se establece que se debe cumplir una distancia entre el conductor de la línea eléctrica y el árbol.

El numeral N° 4.11, establece que la responsabilidad de mantenimiento de la franja y la vegetación se extiende más allá de los límites de la franja:

*"...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 eléctricas de dichos árboles, entre otras..."*¹⁷.

En ninguna parte se indica 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 o la obligación del dueño del predio de permitir los trabajos. En el pliego sólo se presentan medidas que debe ejecutar la empresa eléctrica, algunas de ellas con modificaciones de los activos.

Cabe recordar los puntos que establece al respecto el Oficio Circular SEC N° 26.035:

(ii) 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.

"...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 Super-

¹⁴ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

¹⁵ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

¹⁶ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

¹⁷ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

intendencia, 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...”

(iii) Obligación de despeje de la franja. “...Detectada la amenaza, esta obligación de despeje faculta a la empresa para que intervenga en la vecindad y retire la vegetación o material, sin necesidad de gestionar la autorización respectiva...”¹⁸.

En el numeral N° 5.1.C se establece la distancia entre conductores, dejando claro que los efectos de nieve y/o hielo son responsabilidad de la empresa.

Por su parte, las empresas eléctricas, en el cumplimiento de su rol correctivo, reciben el mandato jurídico, en su calidad de concesionarios, de contar con un plan de mantenimiento. En efecto, conforme con lo prescrito por el artículo 218, inciso 1°, del Reglamento Eléctrico, “Los operadores de instalaciones eléctricas deberán incluir en sus programas de mantenimiento la poda o corte de los árboles que puedan afectar la seguridad de sus instalaciones, utilizando técnicas adecuadas para preservar las especies arbóreas”¹⁹. De acuerdo con el texto expreso de esta norma, la obligación reglamentaria que pesa sobre la empresa eléctrica exige y se cumple con la existencia de un plan o programa de mantenimiento, en tanto éste incluya o considere, entre otros aspectos técnicos, la poda o corte de árboles que puedan afectar la seguridad de las instalaciones eléctricas. Cabe precisar que la decisión de poda o corte de árboles queda en el ámbito de gestión y decisión de los operadores de instalaciones eléctricas en función de la seguridad de las mismas instalaciones, es decir, en cuanto sea necesario para garantizar la calidad y continuidad del suministro eléctrico.

Así las cosas, los concesionarios no diseñan un plan de mantenimiento en forma antojadiza ni inorgánica. El plan exigido por la normativa eléctrica se diseña con una lógica eléctrica,

bajo un régimen y procedimiento regulado por la ley y conducido por la autoridad pública.

En efecto, todas las empresas concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, cada cuatro años, se someten a un procedimiento administrativo de fijación tarifaria (denominado “Determinación del Valor Agregado de Distribución” o simplemente VAD), a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en cuyo contexto, en síntesis, y en cuanto al punto en comento, se revisan las necesidades operacionales de la respectiva zona de distribución, y se autorizan ciertos costos y determinadas actividades²⁰.

Dicho, en otros términos, las empresas de servicio público de suministro eléctrico no configuran sus planes de mantenimiento en forma autónoma, sino que es el propio Estado, por medio de la Comisión Nacional de Energía (CNE) dependiente del Ministerio de Energía, el que fija el estándar operacional, mediante la consideración de una empresa modelo en un sector de distribución determinado.

Ahora bien, también se debe considerar, como complejidad adicional, que el plan de mantenimiento debe compatibilizar, por una parte, la continuidad del suministro eléctrico, y, por otra, el respeto al principio de conservación de especies arbóreas.

Tanto la legislación forestal como la propia LGSE, consagra el mencionado principio, en cuya virtud, tanto en la fase de diseño o construcción, como en la fase de operación, se debe tratar, en lo posible, de no cortar las especies arbóreas, y, en caso de mantenimiento, se debe realizar respetando dichas especies, compatibilizando redes eléctricas y parque arbóreo, lo que no está exento de dificultades dada la ausencia de regulación de detalle sobre la materia por parte de las autoridades competentes. Desde luego, el respeto a este principio no permite deducir o suponer, en forma alguna, que los particulares puedan plantar especies arbóreas bajo el tendido eléctrico a condición de que la empresa se haga cargo de eventuales problemas futuros con el tendido eléctrico. Eso es, sin más, una infracción y aprovechamiento deliberado de una prohibición legal.

De esta forma, la responsabilidad de mantenimiento se extiende más allá de los límites de la franja, de acuerdo con el numeral 4.11 del RPTD N° 7, que señala: “...se debe-

¹⁸ Oficio Circular N° 26.035, de 2017.

¹⁹ Decreto Supremo N° 327, Ministerio de Minería, 12 de diciembre de 1997. Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

²⁰ <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>

*rá 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 eléctricas de dichos árboles, entre otras...”*²¹. Como hemos dicho, en ninguna parte del Pliego N° 7 se hace referencia o se delimita el rol y la responsabilidad del propietario de los árboles y la real facultad que tiene el titular de la línea eléctrica para intervenir en la vecindad de la franja; o la obligación del dueño u ocupante del predio de permitir los trabajos.

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”*²². Al respecto, se dispone 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...”*²³.

Conclusiones

Finalmente, como se podrá advertir, no queda del todo claro si, con la entrada en vigor de los referidos Pliegos Técnicos, la aplicación de los oficios circulares de SEC se hará en armonía con aquellos o más bien estos primarán por sobre los oficios circulares y por sobre la propia Ley General de Servicios Eléctricos

y su Reglamento. Llama poderosamente la atención que la autoridad sectorial no se haya pronunciado respecto de los particulares, Municipalidades y Vialidad, atribuyendo toda la responsabilidad al concesionario eléctrico, quien, como sabemos, actúa en base a un plan de mantenimiento con una visión eléctrica, no de manera antojadiza, sino teniendo como fin la calidad y continuidad del suministro eléctrico que se ve afectado por plantaciones indiscriminadas, propias y habituales del negocio forestal.

Bibliografía citada

WEGMANN, Adolfo (2021). Franja de seguridad y obligaciones de poda y corta del concesionario eléctrico. *Revista de Derecho* núm. 57 (2021) 165-195, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso.

Normativa citada

- Decreto N° 4/20018 de 2007 [con fuerza de ley] del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción]. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. 05 de febrero de 2007. D.O. No. 38.681.
- Decreto Supremo N° 327 de 1988 [Ministerio de Minería]. Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. 10 de septiembre de 1998. D.O. No. 36.162.
- Oficio Circular SEC N° 26.035 de 2017 [Superintendencia de Electricidad y Combustibles]. Imparte nuevas instrucciones sobre mantenimiento de instalaciones, corte y poda de árboles en las proximidades de líneas eléctricas. 28 de diciembre de 2017. D.O. No. 41.943., de 2017.
- Oficio Circular SEC N° 19.615. [Superintendencia de Electricidad y Combustibles]. Informa alcance sobre obligaciones de mantención relacionadas a vegetación y poda de árboles en las proximidades a instalaciones eléctricas. Ministerio De Energía, 13 de septiembre de 2019.
- Pliego Técnico Normativo: RPTD N° 07 de 2020. Superintendencia de Electricidad y Combustibles. División de Ingeniería de Electricidad. Materia: Franja y distancias de seguridad.
- Resolución Exenta N° 33.277 de 2020 [Ministerio de Energía]. Dicta, Pliegos Técnicos Normativos RPTD N° 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 contenidos en el artículo 10 del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica. 17 de septiembre de 2020. D.O. No. 42.759. Pliego Técnico Normativo N° 7, de 2020.

²¹ Pliego Técnico Normativo RPTD N° 7, de 2020.

²² Oficio Circular N° 26.035, de 2017.

²³ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007.

Desafíos regulatorios en materia forestal para el desarrollo de Proyectos de Medios de Generación Distribuida

Regulatory Challenges in Forest Law Regime for the Development of Small Distributed Generation Facilities

Miguel Pelayo Serna¹
Luis Machuca Bravo²

RESUMEN: El presente trabajo explica los principales desafíos regulatorios para el desarrollo de proyectos de “Pequeños Medios de Generación Distribuida” en el marco de la legislación forestal y la obtención de autorizaciones administrativas para realizar actividades de intervención (corta) de bosque, destrucción o descepa de formaciones xerofíticas, o especies arbóreas para el emplazamiento de este tipo de proyectos de generación eléctrica. El punto central es relevar la tensión entre una normativa de fomento en materia eléctrica y una proteccionista en materia forestal, lo que se expresa en dificultades jurídicas (legitimación administrativa, obras de conexión) y limitaciones (emplazamiento y procedimentales) desde o vinculadas a la regulación forestal para el desarrollo de estos proyectos.

Palabras clave: Pequeños Medios de Generación, PMGD, Generación eléctrica, Plan de Manejo, Permisos Ambientales Sectoriales.

ABSTRACT: The present work explains the main regulatory challenges for the development of ‘Small Distributed Generation Facilities’ projects within the framework of forestry legislation and the acquisition of administrative authorizations to carry out forest intervention activities (logging), destruction or unstemmed of xerophytic formations for the establishment of electricity generation projects. The main point is to highlight the tension between a promotional regulation in the field of electricity and a protectionist one in forestry matters, which is manifested in legal difficulties (administrative representation, connection works) and limitations (project location and procedural) for the advancement of these projects, arising or linked to forestry regulations.

Keywords: Small Generation Facilities, PMGD, Electric Generation, Management Plan, Sectorial Environmental Permits.

I. Introducción - Explicación del problema

La legislación Chilena en materia de protección forestal establece una serie de autorizaciones que deben obtenerse en forma previa a la intervención –usualmente corta– de bosques nativos, plantaciones forestales, formaciones xerofíticas, especies en categorías de conservación, e incluso de árboles aislados en zonas de protección³.

Estos permisos, generalmente se exigen en el contexto de procesos de Evaluación o Declaración de Impacto Ambiental (Evaluación de Impacto Ambiental y Declaración de Impacto Ambiental) relativas al desarrollo de proyectos de infraestructura, tales como líneas de transmisión o similares, y se insertan dentro de la categoría de los “Permisos Ambientales Sectoriales”⁴. Ahora bien, el hecho de que un proyecto no requiera ingresar al Sistema de

¹ Abogado Universidad de Chile (*summa cum laude*), Magíster en Políticas Públicas de la Universidad de Oxford, Reino Unido. Correo electrónico: miguelpelayo@ug.uchile.cl Dirección postal: 1 norte 931, of 417, edificio portal Maule, Talca

² Abogado, Magíster en Regulación Económica de la Universidad Adolfo Ibáñez. Correo electrónico: luis.machuca@lmbconsultores.cl Dirección postal: 1 norte 931, of 417, edificio portal Maule, Talca.

³ En el presente trabajo, por razones de brevedad, nos referiremos de forma genérica a todas estas categorías

como formaciones o especies “arbóreas”, salvo en aquellos casos en que se especifique y sin perjuicio de los conceptos legales de cada una de las categorías mencionadas (véase nota al pie N° 24).

⁴ Estos son, corta de bosques nativos (PAS 148), plantaciones forestales (PAS 149), formaciones xerofíticas (PAS 151), especies en categorías de conservación (PAS 150, 127, 128 y 129), de árboles aislados en zonas de protección (PAS 153). Lo anterior, según se regula en el Decreto Supremo N° 40, de 2012, que establece el Reglamento del SEIA.

Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en razón de que sus características no generan impactos normativamente significativos que justifiquen dicha tramitación, *no exime* de la obligación de obtener otras autorizaciones administrativas, por cuanto ellas emanan de la normativa específica, en este caso forestal, y no de normas ambientales necesariamente vinculadas a los procesos antes indicados.

Por lo anterior, proyectos de desarrollo de infraestructura que impliquen intervenciones en formaciones arbóreas como las descritas, sea que ingresen al SEIA o sea que se encuentren exentas de dicho trámite, deben cumplir con la obtención de las autorizaciones administrativas correspondientes para desarrollar la intervención.

En el presente trabajo, nos centramos en los desafíos jurídicos para el desarrollo de proyectos de infraestructura de generación eléctrica que, aunque en general exentos de ingresar al SEIA⁵, quedan igualmente obligadas a cumplir con las exigencias de la legislación forestal cuando, con ocasión de su desarrollo, se requiere realizar intervenciones de corta, destrucción o despejado de bosques nativos, plantaciones forestales, formaciones xerofíticas, especies en categorías de conservación, o árboles aislados, según sea el caso. Este es típicamente el caso de Proyectos de Medios de Generación Distribuida ("PMGD")⁶ que por razones técnicas en muchos casos no requieren ingresar a tramitación ambiental, o, en caso de ser aplicable, deben por lo general someterse a una tramitación ambiental menos gravosa⁷. Las exigencias forestales y sus desa-

fos contrastan con una tramitación ambiental simplificada, y los esquemas regulatorios de incentivo al desarrollo de estos proyectos contenidos en la regulación sectorial. Aunque nos centraremos principalmente en los PMGD por ser ellos de mayor relevancia en el sector⁸, las observaciones aquí realizadas son también aplicables, en gran medida, al desarrollo de otros proyectos de generación de pequeña escala y autoabastecimiento.

A modo de marco de referencia, las dificultades prácticas vienen dadas por la naturaleza *sui generis* de los PMGD y, en general, la categoría jurídica que tienen las centrales de generación de energía conforme a la legislación eléctrica. En particular, la regla general de que la actividad de generación eléctrica no se desarrolla en virtud de concesión administrativa y, por ende, el no reconocimiento de los desarrolladores de proyectos como concesionarios⁹; el desarrollo de proyectos PMGD en modelos de negocio donde la titularidad del dominio de los predios sigue siendo de un tercero ajeno al proyecto; y la conexión a instalaciones de distribución, sin por ello detentar una calidad especial frente a la regulación o considerarse las adecuaciones para la conexión a las redes de distribución como obras sujetas a una categoría especial, dificultan la tramitación de autorizaciones forestales. Lo anterior, por cuanto, en términos generales, la legislación forestal de autorizaciones adminis-

⁵ Ello, por aplicación de los literales b), b.1 y c) del artículo 3° del Decreto Supremo N° 40 de 2012, Reglamento del SEIA, que se refieren, respectivamente, a la necesidad de ingresar al SEIA a proyectos que involucren la construcción de líneas de transmisión de alto voltaje y centrales de generación de energía mayores a 3 MW.

⁶ Esto es, conforme al Reglamento del SEIA, con una potencia instalada menor a 3 MW y conectadas al sistema eléctrico a través de líneas de media tensión o inferiores (mayores a 23Kv). Estas centrales de generación de energía se regulan en detalle en el Decreto Supremo N° 88 de 2020, normativa que reconoce dos categorías de Pequeños Medios de Generación, según si estas se encuentran conectadas a instalaciones de distribución o transmisión eléctrica. En particular, los PMGD se distinguen por tratarse de proyectos conectados a instalaciones de una Empresa Distribuidora, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, según dispone la letra a) del artículo 2° del Decreto.

⁷ Como sería sujetarse a un proceso de Declaración de Impacto Ambiental, en consideración de superar los umbrales establecidos en los literales b), b.1 y c) del artículo 3° del Decreto Supremo N° 40 de 2012, Reglamento del

SEIA, es decir, se trate de proyectos de potencia superior a 3MW.

⁸ De acuerdo a datos a junio 2023 del Coordinador Eléctrico Nacional, existen en Chile un total de proyectos con potencia instalada de 2.313 MW, con una concentración relevante en las regiones de O'Higgins, Metropolitana, Valparaíso, y Maule, en las que se concentra una capacidad instalada de 1.435 MW. En cuanto a la tecnología, el 78% (1.796 MW) corresponde a proyectos de generación en base a tecnología solar fotovoltaica, seguido por 13% término, 7% hidroeléctrico y 2% eólico. Lo anterior da cuenta de una importante presencia de energías renovables no convencionales, representando el 87% de la generación PMGD. Véase, Coordinador Eléctrico Nacional, "Reporte PMGD, Junio 2023". Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/07/Reporte-PMGD-Junio-2023.pdf>

⁹ Salvo el caso de generación sujeta a concesión conforme al literal a), 1, del artículo 2 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018 de 2007, Ley General de Servicios Eléctricos, y la geotermia, de acuerdo a la Ley N° 19.657, de 2000. Cabe precisar además que, como explica Vergara, a propósito de la naturaleza jurídica de la concesión en materia eléctrica, que ella es obligatoria en el caso del servicio de distribución, más no para las actividades de generación y transmisión. Estas, pueden llevarse a cabo sin dicha autorización, pero se requiere para efectos de los derechos a ocupar predios (servidumbres) públicos y privados para los fines de la actividad. VERGARA 2004, 87. Véase, además, EVANS 2017, 33 y ss.

trativas se encuentra establecida en referencia a un marco de obras de infraestructura que no es adecuado a la realidad regulatoria de los PMGD.

El trabajo se estructura de la siguiente forma¹⁰. Primero, ofrece una breve explicación y descripción de las principales autorizaciones administrativas exigibles para el desarrollo de proyectos en el marco de la normativa forestal, con un foco en los PMGD. Segundo, se analizan los principales desafíos jurídicos detectados, en particular aspectos relativos a la legitimación activa, obras de conexión, y aspectos críticos asociados al emplazamiento y los procedimientos administrativos ante CONAF. Finalmente, se ofrecen conclusiones y sugerencias de solución normativa.

II. Dificultades para el desarrollo de PMGD a la luz de las exigencias de la normativa forestal

En esta sección revisamos algunas de los desafíos jurídicos¹¹ que, desde la práctica, hemos detectado como principales para el desarrollo de proyectos PMGD. Nos centramos en primer lugar en una breve referencia al régimen jurídico de los PMGD, y, posteriormente, explicar en forma breve cuáles son las principales autorizaciones que requieren obtenerse para el desarrollo de estos proyectos, explicando las características del régimen de autorización y la estructura procedimental aplicable en materia forestal.

1. Sobre el régimen jurídico aplicable a los PMGD

Los PMGD son una figura jurídica creada en razón del inciso quinto del artículo 149° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Ley General de Servicios Eléctricos, norma que dispone que a nivel reglamentario se deberán establecer los procedimientos de determinación de precios (para la venta de energía y potencia en

el sistema), cuando los medios de generación se conecten directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios para la valorización de inyecciones de energía del sistema de centrales de generación no superiores a 9.000 kilowatts.

La normativa reglamentaria se establece en el Decreto Supremo N° 88 de 2019, del Ministerio de Energía, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala ("Reglamento PMGD"). Esta norma reconoce dos categorías de centrales de generación, según se conecten a líneas de distribución, en cuyo caso se denominan "pequeños medios de generación distribuida" o "PMGD"; se conectan a instalaciones de transmisión –nacional, zonal, dedicada, polos de desarrollo o interconexión internacional– que se designan como "pequeños medios de generación" o "PMG"; en ambos casos, cuando se trate de centrales con una potencia instalada igual o inferior a 9MW¹².

Como explicamos en *supra*, el régimen jurídico de las actividades de generación eléctrica por regla general no se somete a concesión, salvo respecto a generación hidroeléctrica y geotermia¹³, ni se considera un servicio público¹⁴. Por su parte, en el referido reglamento, se establece un régimen de procedimiento de conexión y de precios¹⁵ de carácter especial, cuyo objetivo es fomentar el desarrollo de proyectos al amparo de esta normativa. En cuanto a los PMGD¹⁶, se establece un tratamiento preferencial para la conexión a líneas de distribución, incluyendo, entre otras cosas, la obligación normativa de las empresas distribuidoras a permitir la conexión. En términos muy sucintos, el proceso implica una solicitud de conexión, seguida de estudios sobre el impacto sobre la red del proyecto (Solicitud de Conexión a la Red o "SCR"), y seguido

¹⁰ Hacemos presente que la exposición de problemas es meramente enunciativa, y busca relevar ciertos aspectos jurídicos críticos que, en una mirada más sistemática, dan cuenta de la necesidad de reflexionar sobre el régimen de permisos y sus efectos a nivel de cumplimiento. El objetivo central es informar el debate y advertir a futuros desarrolladores o asesores sobre aspectos que permitan facilitar el despliegue de proyectos PMGD y, en último término, servir de referencia para el estudio de futuros ajustes regulatorios.

¹¹ Hablamos de desafíos jurídicos, por cuanto ellos no siempre se traducen en una dificultad insalvable desde el punto de vista del derecho, no obstante si dificultan seriamente el desarrollo de procesos de autorización administrativa con las consecuencias que se detallan en el texto.

¹² Para ser precisos, la norma se refiere a que los excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, en coherencia con lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

¹³ Véase nota al pie N° 8.

¹⁴ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007. Artículo 8°.

¹⁵ El capítulo 3 del Reglamento establece un régimen opcional de precios para efectos de la venta de energía –mecanismo de estabilización–, y reglas sobre la participación de este tipo de centrales en los balances de transferencias de energía y potencia del sistema.

¹⁶ En el presente trabajo nos referimos a los PMGD de forma directa o al "desarrollador", no obstante, la normativa reglamentaria suele referirse al "propietario u operador", la que, como se explica, no es relevante a efectos de los temas que se abordan.

posteriormente por un informe de criterios para la conexión que contiene las exigencias técnicas para la conexión a la red (Informe de Criterios de Conexión o "ICC). Finalmente, si se cumplen todas las etapas y realizan las obras de adecuación del caso, el PMGD se conecta y puede inyectar su energía al sistema vía redes de distribución.

Tanto el SCR como el ICC son hitos fundamentales para el proceso de conexión, y, en ambos casos, se exigen para el desarrollador del PMGD que presente una serie de antecedentes, entre los que se incorpora una programación de interconexión y obras, y antecedentes sobre tramitación ambiental y de permisos ambientales.

En el caso del SCR, se exige además declarar que el PMGD se emplaza en un lugar con características adecuadas¹⁷. Por su parte, el ICC, tiene una vigencia limitada que, entre otras cosas, se relaciona a la existencia de una declaración administrativa por parte de la Comisión Nacional de Energía que acredita la construcción de instalaciones conforme a la normativa (denominada usualmente "declaración en construcción"), para lo cual el PMGD debe contar, entre otros, con las autorizaciones administrativas o informes favorables que sean necesarios para la construcción, otorgados por la autoridad competente¹⁸.

La relevancia de la obtención oportuna de autorizaciones sectoriales es central en el proceso de desarrollo de un PMGD, ya que, la ausencia de estas o su obtención fuera de plazo, tiene serias implicancias para el proyecto. En tal sentido, cabe destacar que para solicitar el SCR se debe indicar el cronograma de ejecución incluyendo el inicio de tramitación de permisos sectoriales¹⁹, debiendo además estar en estado de solicitud durante la vigencia del ICC, so pena de perder la vigencia dicho instrumento²⁰. Además, debe considerarse lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72 del Reglamento PMGD, norma que señala que la Comisión Nacional de Energía podrá "revocar la declaración en construcción de una instalación cuando alguna de las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el Artículo 69° del presente reglamento, sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia, según corresponda".. Esto

¹⁷ Decreto N° 88, de 2020. Artículo 43 inciso tercero letra h).

¹⁸ Decreto N° 88, de 2020. Artículo 69 inciso primero letra g).

¹⁹ Decreto N° 88, de 2020. Artículo 44 letra a).

²⁰ Decreto N° 88, de 2020. Artículos 65 letra a) en relación al inciso tercero del artículo 64.

tiene por consecuencia además la pérdida de vigencia del ICC (artículo 66 del Reglamento PMGD), cuestión que, a su vez, impide proceder con los procedimientos para la interconexión del PMGD a la red²¹.

No obstante lo anterior –un régimen preferente y habilitante–, y como explicamos en detalle en *infra*, el régimen de autorizaciones forestales –como régimen de control y preservación– no se encontraría alineado con el régimen jurídico para el desarrollo de PMGD en tanto impone desafíos jurídicos que dificultan el desarrollo de estos proyectos. Estos desafíos van desde aspectos jurídico-formales en la presentación de solicitudes ante la autoridad, hasta aspectos materiales que, de no ser considerados debidamente, pueden significar riesgos regulatorios para el correcto desarrollo del proyecto.

2. Sobre el régimen jurídico en materia forestal aplicable a los PMGD

En primer lugar, es preciso tener en cuenta que en nuestra²² legislación existen dos cuerpos²³ normativos principales que regulan las intervenciones forestales.

Por una parte, el Decreto Ley N° 701, sobre Fomento Forestal, que establece las bases jurídicas de explotación de plantaciones forestales en terrenos de aptitud preferentemente forestal ("DL 701")²⁴; y por otra, la Ley N° 20.283, sobre recuperación del bosque nativo y fomento forestal ("Ley N° 20.283), que se refiere a las normas de protección de

²¹ Decreto N° 88, de 2020. Artículo 73.

²² A nivel internacional destacamos instrumentos ratificados por Chile, en particular, la Convención para la protección de la flora, la fauna y las bellezas naturales de América, de 1940, y la Convención sobre el comercio internacional de especies amenazadas de fauna y flora silvestres, de 1973.

²³ Además, debe tenerse en cuenta el Decreto Supremo N° 4363 de 1931, Ley de Bosques, que establece algunas reglas específicas asociadas a los ámbitos normativos de los cuerpos antes señalados, aunque de aplicación más bien residual en consideración de su data. De acuerdo a Gallardo, esta ley se mantiene vigente solamente en materia de calificación de terrenos de aptitud preferentemente forestal y plantación, sujetando las autorizaciones a las normas del Decreto Ley N° 701, de 1974 y la Ley N° 20.283, de 2008. Véase, GALLARDO, 2012, 41.

²⁴ Es decir, conforme al referido cuerpo normativo, terrenos que por condiciones de clima y suelo no deben ararse permanentemente, cubiertos o no de vegetación, con exclusión de aquellos que pueden ser usados para otros fines (agricultura, fruticultura, ganadería intensiva) sin sufrir degradación (art. 2°, Decreto Ley N° 701, de 1974). Esta norma contiene además ciertas normas relativas al bosque nativo, las que deben leerse en forma coherente y armónica a las exigencias de la Ley N° 20.283, de 2008).

las formaciones xerofíticas, y los bosques existentes y, en los casos establecidos en la ley, las normas que se deben observar para efectos de la intervención de formaciones arbóreas, sean estas árboles o, más típicamente, bosques²⁵.

En estos cuerpos normativos, se establece como una regla de general aplicación la necesidad de contar con autorizaciones administrativas previas a la intervención de formaciones arbóreas, usualmente la tala de árboles, aunque también se incluye otras formas de eliminación o alteración sustantiva²⁶. Esta legislación tiene como bien jurídico principal la protección del bosque, tanto los suelos como las especies²⁷, distinguiéndose, según precisamos, distintos niveles de protección según el tipo de especie a intervenir, el emplazamiento de las mismas, y las condiciones del terreno, en particular la existencia de cursos de agua, humedales u otras zonas de especial protección normativa.

La autorización administrativa por excelencia es el "Plan de Manejo", cuya exigencia se aplica conforme al DL 701²⁸, respecto de la corta en terrenos de aptitud preferentemente forestal y bosque nativo con independencia del terreno; y de la Ley N° 20.283, respecto de intervenciones de bosque nativo y formaciones

xerofíticas, tanto para fines de explotación, conservación u otras acciones que requieran intervenir este tipo de formaciones arbóreas.

A nivel conceptual, el Plan de Manejo se refiere al instrumento que, autorizado por la Corporación Nacional Forestal ("CONAF") regula el uso y aprovechamiento de los recursos asociados a formaciones arbóreas, distinguiéndose al efecto entre aquellos de preservación, cuando el objeto principal es preservar la diversidad biológica) y forestal, esto es, aquellos orientados a aprovechar los recursos²⁹.

Cabe precisar que "Planes de Manejo" es una descripción general de una serie de autorizaciones³⁰ que se orientan, con ciertas diferencias, al mismo objetivo, cual es establecer un control administrativo previo respecto de las condiciones para intervenir –típicamente cortar– especies arbóreas para fines comerciales o, en su caso, el desarrollo de otras acciones sobre los terrenos previamente forestados³¹. En tal sentido, y sin ser ésta enumeración taxativa, es preciso distinguir entre (i) Autorizaciones simples de corta, (ii) Planes de Manejo propiamente tal, (iii) Planes de trabajo y (iv) Planes de Manejo de obras civiles, los que son exigibles según el tipo de área a

²⁵ En tal sentido, en el contexto de la Ley N° 20.283 de 2008, la ley establece en su artículo 2°, numerales 1 a 6, definiciones de árbol, bosque, bosque nativo, bosque nativo de preservación, bosque nativo de conservación y protección, y bosque nativo de uso múltiple. En términos generales, la referencia a árbol se refiere a toda planta de fuste generalmente leñoso que, en estado adulto y condiciones normales de hábitat, alcanza 5 o más metros de altura o menor si las condiciones ambientales limitan su crecimiento. Por su parte, bosque se refiere a sitios poblados principalmente por árboles y con una extensión de al menos 5.000 m², con coberturas dependiendo de las condiciones ambientales. Se distingue además el bosque nativo y sus distintas categorías, siendo este, a *grosso modo*, un bosque autóctono, sea de origen natural o plantado, y cualquiera sea su superficie; variando su nivel de protección según el grado de riesgo de las especies y condiciones de ubicación. En el marco del Decreto Ley N° 701 de 1974, se reiteran definiciones de similar alcance respecto del concepto de bosque, destacando además la referencia a terrenos calificados de aptitud preferentemente forestal, que es el foco central de esta normativa.

²⁶ Al efecto, la Ley N° 20.283 de 2008 define la "corta de bosque" como la acción de talar, eliminar o descepar uno o más individuos de especies arbóreas que formen parte de un bosque (art. 2, numeral 7).

²⁷ Al respecto, Gallardo, señala que los bienes jurídicos protegidos del Derecho Forestal en Chile son los terrenos de aptitud preferentemente forestal, los suelos forestales degradados no contenidos en la categoría anterior, las especies forestales nativas y bosques nativos, formaciones xerofíticas, y plantaciones forestales. Véase, Op. Cit., GALLARDO, 29.

²⁸ Véase también artículo 5° del Decreto Supremo N° 4363, de 1931 (nota al pie N° 22).

²⁹ Véase artículo 2 Decreto Ley N° 701, de 1974 y artículo 2, numeral 18, de la Ley N° 20.283, de 2008.

³⁰ Conforme al Decreto Ley N° 701, de 1974 (artículo 2°), se refiere al "[i]nstrumento que reuniendo los requisitos que se establecen en la ley, regula el uso y aprovechamiento racional de los recursos naturales renovables de un terreno determinado, con el fin de obtener el máximo beneficio de ellos, asegurando al mismo tiempo la preservación, conservación, mejoramiento y acrecentamiento de dichos recursos y su ecosistema".. Por su parte, la Ley N° 20.283, de 2008 (artículo 2° numeral 18), lo define como el "[i]nstrumento que reuniendo los requisitos que se establecen en este cuerpo legal, planifica la gestión del patrimonio ecológico o el aprovechamiento sustentable de los recursos forestales de un terreno determinado, resguardando la calidad de las aguas y evitando el deterioro de los suelos", distinguiendo a su vez entre planes de preservación, cuando el objetivo es resguardar la diversidad biológica, y planes forestales, cuando el fin es el aprovechamiento del bosque nativo para fines madereros o no madereros.

³¹ Al respecto, la Contraloría General de la República en relación a la labor de CONAF en la aprobación de Planes de Manejo, ha señalado que "la aprobación de un plan de manejo comprende, en síntesis, una revisión de la fundamentación técnica de los métodos de corta, de las áreas y especies afectadas e intervenidas por la obra de que se trata y las medidas de mitigación a realizar, todo lo cual no involucra la fiscalización o evaluación del diseño y condiciones técnicas de la obra correspondiente, aspectos que, dependiendo de su naturaleza, competen al organismo sectorial pertinente, como podría ser, a modo ejemplar, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la Dirección de Vialidad, la Dirección General de Aguas y otros organismos competentes". Dictamen N° 119541 (2021).

intervenir, las especies afectadas, y los fines de la intervención.

Con todo, la regla general aplicable será que siempre se requiere la aprobación previa de un "Plan de Manejo" para la corta de bosque nativo (conforme al DL 701 y la Ley N° 20.283), y en el caso de plantaciones forestales en terrenos de aptitud preferentemente forestal. Por el contrario, no se requiere esta autorización, cuando las especies a intervenir no constituyan bosque conforme a la legislación, o las especies exóticas que conforman la plantación no se encuentren inmersas en terrenos de aptitud preferentemente forestal, como por ejemplo suelos de uso agrícola.

La intensidad regulatoria y, por consiguiente, la dificultad de la obtención de estas autorizaciones, está directamente vinculada al nivel de protección de las especies involucradas. Luego, en el caso del bosque nativo, la legislación ha establecido reglas especiales respecto a intervenciones sobre bosques nativos de conservación y protección, llegando al caso de la prohibición de corta, eliminación, destrucción o descepado de bosque nativo y formaciones xerofíticas clasificadas de conformidad al artículo 37° de la Ley N° 19.300, de Bases del Medio Ambiente³².

De forma excepcional, puede intervenir o alterarse estas formaciones, previa autorización de la CONAF, lo que se hace mediante la dictación de una resolución debidamente fundada, siempre que se trate de intervenciones que cumplan una serie de requisitos copulativos que deben ser ponderados por la autoridad administrativa³³. Lo anterior, en el marco de un procedimiento administrativo complejo y con elementos que otorgan un importante ámbito a la discrecionalidad administrativa, según detallamos más adelante.

Estas exigencias y limitaciones, según sea el caso, son aplicables a todo tipo de proyectos que impliquen la intervención de formaciones arbóreas, y, por ende, no son exclusivamente

exigibles al desarrollo de actividades de explotación forestal o que impliquen aprovechamiento del recurso madera, sino que a todo tipo de actividades que impliquen intervención antrópica de formaciones arbóreas. Luego, proyectos de generación eléctrica como los PMGD, cuya construcción implique la ejecución de actividades de corta o descepado de formaciones arbóreas, sea para la ubicación de la central de generación o las instalaciones necesarias para la conexión a las redes de distribución, deberán obtener previo a la realización de obras el Plan de Manejo o de Trabajo correspondiente, denominado de "Obras Civiles", es decir de obras de carácter permanente.

El desarrollo de intervenciones sin la previa obtención de un Plan de Manejo, implica una acción de corta no autorizada que, dependiendo del tipo de especie y el emplazamiento, tiene sanciones de multa que oscilan entre los 5 y las 50 UTM por ejemplar, más aumentos de hasta el 200% en caso de retiro total o parcial de productos de corta. Además, se establecen delitos³⁴ específicos para casos en los que se entrega información falsa.

Como revisamos a continuación, la normativa que regula estas autorizaciones supone una serie de desafíos jurídicos que dificultan la implementación, desarrollo de PMGD, y, como explicamos, se trata de un problema regulatorio que tiene el potencial de poner en riesgo la continuidad de los procesos de construcción asociados a su desarrollo de no obtenerse oportunamente las autorizaciones sectoriales correspondientes. Estas dificultades son expresión de las tensiones entre una normativa de fomento³⁵, esto es, que facilita y, hasta cier-

³² Se refiere a especies clasificadas en las categorías de "en peligro de extinción", "vulnerables", "raras", "insuficientemente conocidas" o "fuera de peligro", que formen parte de un bosque nativo, como asimismo la alteración de su hábitat.

³³ Estos son: no amenacen la continuidad de la especie, sean imprescindibles, y tengan por objeto realizar investigaciones científicas, fines sanitarios o estén destinadas a la ejecución de obras o al desarrollo de actividades de construcción de caminos, el ejercicio de concesiones o servidumbres mineras, de gas, de servicios eléctricos, de ductos u otras reguladas por ley. Véase artículo 19 inciso 2° de la Ley N° 20.283, de 2008.

³⁴ Los delitos establecidos en la Ley N° 20.283 de 2008 son, en síntesis, la presentación o elaboración de un Plan de Manejo basado en certificados falsos o que acrediten un hecho inexistente (art. 49); presentar un Plan de Manejo basado en antecedentes falsos, para acogerse a las bonificaciones establecidas en la ley.

³⁵ En este sentido, Evans, a propósito de su explicación sobre el régimen concesional eléctrico, explica que el fomento corresponde "a aquella actividad de la Administración del Estado que consiste en la entrega de incentivos por parte de ésta a los particulares para fomentar el desarrollo de una determinada actividad o prestación que se considera de interés para la comunidad y que es realizada por ellos. En ese contexto, los medios de fomento jurídico son todos los actos de la Administración que benefician o amplían el estatuto jurídico de los particulares y en ellos se incluyen los actos administrativos de contenido favorable, como es el caso de la concesión". Op. Cit., EVANS, 33. En el marco de PMGD, aunque no existe concesión, sí existe un marco de autorizaciones de la Administración y un régimen jurídico especial para facilitar la instalación de este tipo de centrales de generación, pudiendo aplicarse por extensión la referencia anterior a este régimen especial.

to punto, promueve la realización de actividades –como el caso de PMGD–, y aquellas que protegen ciertos derechos o bienes jurídicos específicos, en este caso particular, el patrimonio forestal y las especies que le constituyen.

III. Sobre los desafíos regulatorios en materia forestal para el desarrollo de PMGD

1. Legitimación para actuar frente a la Administración

La legitimación administrativa³⁶ para poder participar en un procedimiento administrativo, se refiere a la habilitación para poder participar en un procedimiento administrativo es una categoría jurídica importante por cuanto se vincula a la posibilidad de impugnar el acto administrativo y ejercer derechos frente a la administración en el marco del proceso administrativo. En el derecho administrativo chileno, la legitimación se encuentra relacionada a la categoría de “interesado” en el procedimiento administrativo, la que se establece en el artículo 21 de la Ley N° 19.880 de Bases de Procedimientos Administrativos (LBPA), que reconoce tres categorías de interesados habilitados para actuar, a saber, (i) los titulares de derechos o intereses individuales o colectivos, (ii) los que tengan derechos que puedan ser afectados por la decisión o, en la misma situación, (iii) los que tengan intereses individuales o colectivos posiblemente afectados (en tanto no haya acto resolución definitiva)³⁷.

La legitimación administrativa en el marco de la tramitación de un Plan de Manejo ante CONAF se encuentra especialmente definida y, por ende, *limitada* por la legislación forestal. Lo anterior es consistente³⁸ con la

³⁶ Sobre el particular, por razones de extensión, no podemos abordar en detalle el debate sobre la legitimación activa en materia administrativa. Sin embargo, cabe señalar que, como explica Bordalí, a propósito de la legitimación en materia de contencioso administrativo ambiental, para tener legitimación activa “... se deberá afirmar que se es titular de un derecho subjetivo que necesita tutela jurisdiccional. O bien, que se es titular de un interés legítimo. Esta última categoría es de especial relevancia en el Derecho Administrativo. Son ellas, derecho subjetivo e interés legítimo, las clásicas posiciones jurídicas subjetivas legitimantes en la Justicia Administrativa”. BORDALÍ 2018, 71.

³⁷ Por su parte, el artículo 53 del citado cuerpo legal se refiere a la legitimación para solicitar una invalidación que exige ser parte del procedimiento administrativo.

³⁸ Lo que no es incoherente con la normativa, por cuanto el inciso tercero del artículo 1° de la Ley N° 19.880 de 2003 reconoce que tiene carácter supletorio respecto de procedimientos administrativos especiales, como es el caso de los procedimientos en el marco del Decreto Ley N° 701, de 1974 y la Ley N° 20.283, de 2008.

aplicación supletoria de la Ley N° 19.880, y encontraría su fundamento en que la legislación exige, una relación directa del solicitante de autorización –Plan de Manejo– con el bien jurídico protegido (el bosque, plantación forestal, formación xerofítica o árbol) o, con el terreno de emplazamiento o, en ciertos casos, con la realización de obras asociadas a un régimen jurídico particular (servidumbre o concesión). La consecuencia práctica de esta limitación para actuar, es que, como detallamos, fuera de estos casos los particulares no tienen la aptitud para actuar válidamente y en forma directa ante la administración y obtener un Plan de Manejo.

En el marco del DL 701, si bien no se establece una regla específica respecto de quién se entiende como “interesado” para efectos de presentar solicitudes a CONAF, de la lectura de las normas que precisan el alcance del Plan de Manejo, este debe ser presentado por los propietarios de los terrenos que soportarán la intervención a las especies arbóreas objeto del plan respectivo. Ello implica que terceros que detenten un título diverso, sea este un derecho real (como usufructo, uso y goce) o de mera tenencia (arrendamiento), no tendrían legitimación para presentar ante la CONAF una solicitud de Plan de Manejo.

Por su parte, la Ley N° 20.283, establece expresamente el concepto de “interesado”. Este concepto, aunque amplía la norma del DL 701, restringe la legitimación administrativa al propietario o poseedor en proceso de saneamiento del título del predio, o titular de alguno de los derechos indicados en los incisos cuarto y quinto del artículo 7°, esto es, titulares de concesiones o servidumbres mineras, de gas, servicios eléctricos, de ductos u otras reguladas por ley y, en el caso de bosques fiscales, al concesionario o arrendatario del inmueble fiscal.

En el caso de los PMGD, estas categorías no son, por regla general, aplicables.

Primero, porque respecto de los inmuebles en los que se emplaza el desarrollo de estos proyectos, la práctica es tener un título de mera tenencia como arrendatario por un período lo suficientemente largo como para cubrir la etapa operativa de este tipo de instalaciones (lo que varía según la tecnología). Luego, al no ser necesariamente titulares de dominio, no tienen legitimación *directa* para actuar frente a CONAF en la presentación de un Plan de Manejo para la construcción de un PMGD al amparo del DL 701.

Segundo, porque aun en el caso de la Ley N° 20.283, la ampliación de la legitimación para actuar frente a CONAF no aplica a los PMGD. Ello, por cuanto no son titulares de servidumbres de ninguna naturaleza (como sería el caso de titulares de proyectos de líneas de transmisión que estén asociadas a servidumbres eléctricas), ni concesionarios para la generación de electricidad, ya que, como explicamos, dicha exigencia solamente se restringe a ciertos tipos de centrales (hidroeléctrica, geotermia). En el caso de la calidad de interesado al concesionario o arrendatario, esta se refiere a bosques fiscales, lo que, en general, se refiere a privados que utilizan los bosques con fines forestales³⁹.

Ambas consideraciones significan que, en los hechos, los desarrolladores de PMGD no pueden presentar directamente Planes de Manejo. Luego, deben actuar a través de los titulares de dominio de los predios donde se ubican los proyectos. Esto, aunque fácil de resolver jurídicamente a través de un mandato o la actuación directa del titular de dominio, implica una posición jurídica mermada frente a la regulación, especialmente compleja de resolver en casos donde no existe una buena interacción con los dueños del terreno o se verifican otros hechos que complejizan acciones que afecten el dominio de forma sobreviniente (por ejemplo, la muerte del titular y tener que coordinar acciones con la sucesión o la existencia de múltiples dueños o predios con distintos titulares de dominio).

Ahora bien, nada obsta a que un desarrollador de un proyecto PMGD comparezca ante la administración en el marco de un procedimiento administrativo, arguyendo que tiene intereses (el desarrollo del proyecto) o derechos (aquellos vinculados a las actuaciones al amparo del Reglamento PMGD, como el ICC o la declaración en construcción) que pueden encuadrarse en las hipótesis del artículo 21 LBPA. Sin embargo, ello no resuelve el hecho de que el *inicio* del procedimiento administrativo se reconozca en la legislación forestal solamente a ciertas personas en una situación jurídica específica en relación al predio donde se encuentran las especies arbóreas o vinculados a regímenes jurídicos específicos para la ejecución de obras. La falta de control directo sobre la tramitación implica un riesgo regulatorio para el desarrollador de PMGD, en par-

³⁹ Es decir, de explotación maderera y, por consiguiente, la intervención no tiene como objetivo despejar el área para la construcción de infraestructuras.

titular considerando que, a efectos del ICC, debe acreditar el inicio de la tramitación de ambiental y de permisos sectoriales, so pena de perder vigencia el ICC⁴⁰, lo que impacta en el posterior procedimiento de interconexión y, en general, el desarrollo del proyecto.

Finalmente, destacamos que una consecuencia asociada a lo anterior es el potencial debate en torno a la legitimación para impugnar el acto administrativo en sede administrativa o judicial. Al respecto, como explica en forma crítica Vergara⁴¹, la Corte Suprema ha distinguido entre una legitimación activa para actuar en el procedimiento administrativo y otra para poder impugnar el acto administrativo terminal del procedimiento, en razón de que los segundos exigen "*intereses personales y directos (...) amparados por el ordenamiento jurídico y que afecten la esfera personal del actor de manera directa y determinando lesionando un derecho, como señala el artículo 38 inciso segundo de la Constitución Política*"⁴². En el caso de la Ley N° 20.283, la normativa relativa a impugnar la resolución que resuelve una solicitud de Plan de Manejo, es expresa en señalar que ello corresponde únicamente al "interesado", de manera similar al régimen de recursos del DL 701 que lo circunscribe al solicitante. Luego, de aplicarse el criterio antes señalado y considerando la normativa, se restringen seriamente las opciones del desarrollador del proyecto PMGD para impugnar *directamente* una resolución que no le sea favorable, como un rechazo o una aprobación por parte de CONAF con restricciones que impidan el correcto despliegue de las obras⁴³; aplicándose las prevenciones antes indicadas respecto del impacto en el desarrollo del proyecto.

2. Obras asociadas a la conexión a la red de distribución

Como explicamos, los PMGD se definen por conectarse a las redes de distribución, lo que ocurre, por lo general, a través de líneas de

⁴⁰ Artículo 65° letra a) en relación al inciso tercero del artículo 64° del Reglamento PMGD.

⁴¹ Véase al respecto VERGARA 2017.

⁴² *Ibid.*, citando sentencia Sky Service S.A. con Fisco (2007).

⁴³ En el marco del Decreto Ley N° 701, de 1974 (artículo 21°, inciso séptimo) establece además la paralización de faenas de corta, respecto de la corta de bosque nativo en terrenos de aptitud preferentemente forestal, la que puede ser decretada directamente por la CONAF, pudiendo requerir al juzgado de policía local competente auxilio de fuerza pública de ser necesario. Ante este evento, solamente el titular de dominio del predio se encuentra legitimado activamente para impugnar la decisión.

tensión inferior a las que se consideran como gatillantes de procesos de evaluación ambiental ante el SEIA, lo que facilita su tramitación desde una perspectiva ambiental. Respecto de estas instalaciones de conexión, el PMGD no detenta ninguna calidad jurídica especial, ni tampoco realiza estas obras en virtud de una concesión para obras de transmisión ni tampoco le asisten el régimen de servidumbre de las instalaciones sujetas a régimen de concesión⁴⁴.

Por consiguiente, los PMGD que requieran realizar intervenciones en formaciones arbóreas en los predios de emplazamiento del proyecto o aledaños, según sea el caso, se enfrentan a las mismas limitaciones antes comentadas.

Luego, de forma directa, los PMGD no cuentan con mecanismos regulatorios que faciliten la obtención de las autorizaciones sectoriales forestales sino es mediante la intervención de terceros titulares del dominio tanto en el marco del DL 701 como de la Ley N° 20.283. Cabe precisar, que, en este último caso, si la distribuidora debe realizar obras de adaptación para la conexión del PMGD⁴⁵, se hace aplicable la categoría de interesado pero solamente respecto de la empresa de distribución involucrada en la conexión del PMGD, ya que dichas obras, de implicar intervenir formaciones arbóreas, podrían ser consideradas de aquellas indicadas en el artículo 7° de la Ley N° 20.283, en tanto se trataría de obras en el marco de una concesión de servicios eléctricos (en este caso, de distribución)⁴⁶.

3. Limitaciones de emplazamiento del proyecto

A las dificultades asociadas a la falta de legitimación para actuar frente a la administración, se agregan las vinculadas al emplazamiento del PMGD. En particular, aquellos casos donde no es posible realizar la corta de especies arbóreas o su autorización es en extremo exigente y excepcional.

⁴⁴ Conforme al Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007 (artículo 48°), todas las actividades sujetas a concesión eléctrica, llevan aparejadas servidumbres que se aprueban en el decreto de concesión y se crean en virtud de la ley. En particular, la ley (artículo 50°) les reconoce una serie de derechos, entre ellos, el de ocupar terrenos necesarios para obras, ocupar y cerrar terrenos para los fines de la concesión.

⁴⁵ En la nomenclatura del Reglamento PMGD, obras adicionales, adecuaciones y ajustes.

⁴⁶ Cabe precisar que en este caso, no obstante ser la distribuidora parte interesada en la conexión de un PMGD, sigue siendo una restricción a la intervención directa del PMGD en el proceso de obtención del Plan de Manejo

En efecto, en el marco de la Ley N° 20.283, la regla general es que toda corta, destrucción o descepado de formaciones xerofíticas o de bosque nativo, cualquiera sea el tipo de terreno en el que se encuentre (lo que marca una diferencia con el DL 701, que se circunscribe a terrenos de aptitud preferentemente forestal), debe hacerse previa aprobación de Plan de Manejo. Sin embargo, existen casos en los que la corta se encuentra prohibida de manera absoluta y casos donde se encuentra limitada.

Respecto de las prohibiciones, encontramos antecedentes en el Decreto Supremo N° 4363 de 1931, Ley de Bosques, régimen que estableció la prohibición de corta de árboles y arbustos nativos cercanos a los manantiales⁴⁷.

En esta misma línea, el régimen jurídico actualizado en materia de protección de bosques, contiene una serie de normas prohibitivas. En este sentido, la Ley N° 20.283 establece la prohibición de corta a 500 metros de glaciares⁴⁸, respecto del cual la regla es absoluta. Lo mismo ocurre en relación a intervenciones de los denominados "Monumentos Naturales", que corresponde a un listado de especies arbóreas que no pueden ser intervenidas, salvo situaciones muy excepcionales⁴⁹.

A nivel reglamentario se especifican otras prohibiciones respecto de las que no cabe excepción⁵⁰. En particular, el Decreto Supremo N° 82 de 2011, del Ministerio de Agricultura (norma vinculada a la Ley N° 20.283), Reglamento de suelos, aguas y humedales, prohíbe la corta de vegetación hidrófila nativa en sitios

⁴⁷ Artículo 5° del Decreto Supremo N° 4363 de 1931, Ley de Bosques. Esta norma, como indicamos previamente, aunque vigente, tiene una aplicación residual en consideración de las reformas posteriores conforme al Decreto Ley N° 701 y Ley N° 20.283 de 2008 y sus reglamentos, operando a su respecto la derogación tácita.

⁴⁸ El artículo 17° de la Ley N° 20.283 de 2008 señala: "Prohíbese la corta, destrucción, eliminación o menoscabo de árboles y arbustos nativos en una distancia de 500 metros de los glaciares, medidas en proyección horizontal en el plano".

⁴⁹ Las especies son –se indica número y año de Decreto, todos del Ministerio de Agricultura– la Araucaria (Decreto N° 29, de 1976); Alerce (Decreto N° 490, de 1976), el Queule, Ruil, Belloto del Norte y Belloto del Sur, y Pitao (todos del Decreto N° 13, de 1995).

⁵⁰ En tal sentido, los artículos 7 y 8° del Decreto Supremo N° 82 de 2011 disponen reglas especiales respecto del porcentaje de cobertura arbórea remanente posterior a intervenciones en formaciones xerofíticas y bosque nativo esclerófilo y palma chilena, las que varían en intensidad según pendiente del terreno.

Ramsar⁵¹, la corta de bosque nativo en suelos de baja profundidad⁵², y el despejado de árboles, arbustos y suculentas de formaciones xerofíticas en áreas de pendiente y erosionadas⁵³.

La misma normativa establece limitaciones o prohibiciones parciales asociadas a la corta en zonas cercanas a cursos de agua, humedales y zonas protegidas en el marco del referido reglamento de suelos, aguas y humedales. En tal sentido, se establece⁵⁴ la prohibición de corta, destrucción, eliminación o menoscabo de árboles y arbustos nativos, siempre que se cumplan con exigencias de ubicación: (i) que se realicen en la zona de protección de exclusión de intervención, estos, 5 metros alejados a ambos lados de cursos naturales de agua, cuya sección de cauce, delimitada por la marca evidente de la crecida regular, es superior a 0,2 metros cuadrados e inferior a 0,5 metros cuadrados; y (ii) que se emplacen las especies a intervenir en bosque nativo o plantaciones en terrenos de aptitud preferentemente forestal. La norma prohíbe además la corta, destrucción o despejado de árboles, arbustos y suculentas, en formaciones xerofíticas⁵⁵, y la construcción de estructuras vías de saca⁵⁶, ingreso de maquinarias y depósitos de cosechas.

Este segundo ámbito de prohibiciones es *relativo*, por cuanto permite la corta de bosque nativo si se deja una cobertura arbórea de al menos un 50% y se realizan ciertas acciones

aprovechamiento con métodos de regeneración y protección⁵⁷.

Respecto de este segundo ámbito de limitación a la intervención de especies arbóreas, se añade la complejidad de una definición normativa amplia del concepto curso de agua o, como se define en el referido reglamento, "cauce". En este sentido, la norma define "cauce" como el "[c]urso de agua conformado por un lecho de sedimentos, arena o rocas, delimitado por riberas definidas, por el cual escurre agua en forma temporal o permanente"⁵⁸. Complementa la regla que el artículo 5° del mismo reglamento dispone que las prohibiciones y limitaciones de intervención forestal en áreas alejadas o contiguas a cursos de agua, se hacen aplicables a "manantiales, cuerpos de agua, y cursos naturales de agua permanentes y no permanentes" en el territorio nacional, con la excepción de las Regiones de la Araucanía, Magallanes y de la Antártica Chilena (en cuyo caso se aplica solamente respecto de cauces permanentes de agua).

En los hechos, esto implica que la existencia de accidentes geográficos en terrenos de emplazamiento de PMGD (como una quebrada o similar) por los cuales puedan escurrir aguas en forma ocasional (no permanente) por evento pluviales o nivales de carácter estacional, pueden ser considerados *normativamente* como cauces y, por ende, restringir las áreas de intervención forestal en los terrenos a ubicar el PMGD.

La tercera prohibición la establece el artículo 19° de la Ley N° 20.283, el que señala que se prohíbe "la corta, eliminación, destrucción o despejado de individuos de las especies vegetales nativas clasificadas, de conformidad con el artículo 37 de la ley N° 19.300 y su reglamento, en las categorías de «en peligro de extinción», «vulnerables», «raras», «insuficientemente conocidas» o «fuera de peligro», que formen parte de un bosque nativo, como asimismo la alteración de su hábitat"⁵⁹. En síntesis, se debe tratar de especies nativas, clasificadas en las categorías de protección

⁵¹ Decreto Supremo N° 82 de 2011. Artículo 10°. La referencia a sitios Ramsar es respecto de sitios declarados Prioritarios de Conservación, por la Comisión Nacional del Medio Ambiente, en el marco de la Convención sobre los Humedales, acordada en Ramsar, Irán, en 1971. Además, la norma (artículo 12) exige una faja de 10 metros de ancho la que se puede intervenir dejando una cobertura arbórea de al menos 50%.

⁵² Conforme al Decreto Supremo N° 82 de 2011. Artículo 9°, la profundidad es de 20 centímetros, salvo entre la Región Metropolitana y la Antártica Chilena, donde la restricción es para suelos de profundidad menor a 10 centímetros o cuando los bosques de Lengua o Coigüe en estado adulto no superen 8 metros de altura.

⁵³ Conforme al artículo 6° del Decreto Supremo N° 82 de 2011, pendiente entre 10 y 30% que presenten erosión moderada, severa y muy severa; como en aquellas con pendientes superiores al 30%.

⁵⁴ Artículo 3°, en relación a la letra p) del artículo 2° del Decreto Supremo N° 82, de 2011.

⁵⁵ Según se definen estas en el numeral 14 del artículo 2° de la Ley N° 20.283, de 2008.

⁵⁶ Se refiere a la "[t]rocha de carácter temporal que no tiene la consideración de pista forestal, habilitada como consecuencia de actuación imprescindible para la extracción o arrastre de la madera desde el lugar de apeo hasta el cargadero o pista forestal". Real Academia Española de la Lengua, Diccionario Panhispánico. Disponible en: <https://dpej.rae.es/lema/v%C3%ADa-de-saca>.

⁵⁷ La misma regla se sigue cuando se trata de zonas de protección de manejo limitado, que se refiere a áreas contiguas a la zona de exclusión de intervención antes indicada.

⁵⁸ Decreto Supremo N° 82 de 2011. Artículo 2°, letra e).

⁵⁹ A la fecha de este artículo, las especies protegidas de conformidad al Decreto Supremo N° 29 de 2011, del Ministerio de Medio Ambiente, Reglamento de Clasificación de Especies, se clasifican las especies en las categorías de extinta, extinta en estado silvestre, en peligro crítico, en peligro, vulnerable, casis amenazada, preocupación menor y datos insuficientes

indicadas, y que se encuentren en un bosque nativo. De acuerdo a la "Guía" de CONAF⁶⁰ que especifica la norma, la prohibición también aplica a especies nativas que forman parte de plantaciones efectuadas en razón de compensación, reparación o mitigación dispuestas por la autoridad.

Esta prohibición es relativa, y, por excepción⁶¹, es posible realizar la corta en tanto se cumpla con las copulativamente con ciertas condiciones establecidas en el inciso segundo del artículo 19° de la Ley N° 20.283. Estas son, que la intervención o alteración (i) tenga por objeto investigaciones científicas o fines sanitarios, o se trate de obras de construcción de caminos, ejercicio de concesiones o servidumbres reguladas por ley (incluyendo eléctricas), (ii) que sean imprescindibles, y (iii) que no amenacen continuidad de la especie en la cuenca intervenida o, excepcionalmente, fuera de ella. En el caso de las obras mencionadas en (i), estas además deben ser de interés nacional, lo que implica un requisito adicional para el desarrollo de proyectos.

Para proceder a aplicar esta excepción, la norma exige que la CONAF, por resolución fundada, y en tanto se cumplan copulativamente los requisitos, se permita realizar la intervención. Una vez dictada la resolución, el titular del proyecto debe obtener un Plan de Manejo de "Preservación"⁶², en virtud del cual ejecutar la intervención.

La norma en comento es compleja, en cuanto a las exigencias que deben cumplirse para proceder a la autorización implican un análisis de la autoridad administrativa de elementos técnicos copulativos que exceden la materia forestal y se insertan en calificar aspectos extra forestales, tales como el interés científico o sanitario, el interés nacional o la imprescindibilidad de las obras.

⁶⁰ Corporación Nacional Forestal 2020, 14.

⁶¹ La excepcionalidad de esta autorización queda de manifiesto en que, en el curso del año 2023, se han aprobado solamente 2 autorizaciones del referido artículo 19 de la Ley N° 20.283, sin que exista un criterio claro del regulador –CONAF– respecto a las exigencias a considerar. Menos aún se tiene claridad respecto de la "imprescindibilidad" de las obras.

⁶² Este Plan de Manejo, conforme al Decreto Supremo N° 93 de 2009, que establece el Reglamento General de la Ley N° 20.283, se define como el instrumento que "planifica la gestión del patrimonio ecológico buscando resguardar la diversidad biológica, asegurando la mantención de las condiciones que hacen posible la evolución y el desarrollo de las especies y ecosistemas contenidos en el área objeto de su acción, resguardando la calidad de las aguas y evitando el deterioro de los suelos".

Respecto de los PMGD, desde una perspectiva normativa, la prohibición es *prima facie* absoluta, por cuanto las obras consideradas por la normativa –y respecto de las cuales se debe declarar un interés nacional– son *solamente* aquellas reconocidas en el inciso cuarto del artículo 7° de la Ley N° 20.283, esto, es, construcción de caminos, ejercicio de concesiones o servidumbres mineras, de gas, de servicios eléctricos, de ductos u otras concesiones o servidumbres reguladas por ley; las que, como se analizó en *supra*, no reconocen obras de centrales de generación de energía eléctrica que *no* se encuentren sujetas al régimen de concesión u obras de conexión que no estén sujetas a dicho régimen administrativo establecido por la ley⁶³.

Un ejemplo concreto de lo anterior es el reciente caso (marzo 2023) de un PMGD fotovoltaico de 9MW de potencia instalada, que solicitó a CONAF la autorización del artículo 19° de la Ley N° 20.283, en razón de que el proyecto implicaría la intervención de especies en categoría de conservación (algarrobo). En el marco del procedimiento administrativo, la CONAF solicitó *previo* a resolver se presentara documentación que permitieran dar cuenta del otorgamiento de concesión o servidumbre regulada por la ley. El requerimiento fue respondido por el desarrollador acompañando servidumbre eléctrica de carácter *voluntaria*⁶⁴ constituida en favor de la sociedad titular del proyecto, respecto de lo cual CONAF requirió informe a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles sobre si dicha servidumbre se encontraba reconocida en el marco de la Legislación eléctrica. La referida Superintendencia mediante oficio respondió, en síntesis, que respecto de instalaciones eléctricas de generación fotovoltaica no aplica el régimen concesional ni tampoco servidumbres asociadas. Luego, CONAF resolvió rechazar la solicitud de autorización en razón de que "*no cumple con lo dispuesto en el inciso según del artículo 19, y el inciso cuarto del artículo 7, ambos de la*

⁶³ Al revisar la Guía de CONAF en la materia, no se establecen normas que permitan reconocer una categoría de "otras" obras. Véase Op. Cit., Corporación Nacional Forestal 2020, 14-19 (formulario de solicitud).

⁶⁴ Estas servidumbres, a diferencias de las constituidas en razón de la ley, se rigen por las normas civiles de derecho común, en particular el artículo 880 del Código Civil. Cabe señalar que, como precisa EVANS, estas servidumbres se rigen por el referido Código, y las demás leyes que establecen límites a gravar predios ajenos, destacando en este caso los límites en materia de prohibición de servidumbres del artículo 54° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Op. Cit. EVANS 2017, 116.

Ley N° 20.283"; en dos palabras, no ser obras que justifiquen la autorización excepcional⁶⁵.

Todo esto da cuenta de un criterio de derecho estricto⁶⁶ de CONAF en cuanto a las justificaciones de la corta, la que no permite extender el régimen de servidumbres o concesiones⁶⁷ a situaciones que no se encuentren expresamente reconocidas en la legislación, en este caso eléctrica, vigente.

Ahora bien, incluso de ser superable el requisito anterior⁶⁸, la declaración de excepcionalidad se hace de muy difícil aplicación a proyectos PMGD en consideración de las

⁶⁵ Véase Resolución N° 287, de 2023, respecto del proyecto parque fotovoltaico Lucía Solar", en particular considerandos 4, 5, 10, y resuelto 1. Respecto del oficio a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles este se encuentra citado y parcialmente extractado en el considerando 10 de la resolución referida (en referencia a Oficio Ordinario Electrónico N° 161263, de 2023). Este criterio se le había aplicado previamente al mismo proyecto y por las mismas razones, según consta en Resolución de CONAF N° 243, de 2022, y se ha aplicado respecto de otras solicitudes de actividades de generación eléctrica no sujetas a régimen concesional eléctrico, como ocurrió respecto de un proyecto de generación eólica de 42 MW de potencia –por ende, no PMGD–, según consta en Resolución de CONAF N° 672, de 2022. La resolución de CONAF N° 287, de 2023 se puede consultar en: <https://www.conaf.cl/wp-content/uploads/2023/03/16-Resolucion-N%C2%B0-287-2023.pdf>; la resolución N° 243, de 2022 en <https://www.conaf.cl/wp-content/uploads/2013/02/Parque-Fotovoltaico-Lucia-Solar.pdf>; y la resolución N° 672/2022 en https://www.conaf.cl/wp-content/uploads/2013/02/Res_672-2022.pdf.

⁶⁶ La CONAF ha señalado expresamente este criterio. Así, por ejemplo, en resolución de rechazo a un parque eólico señaló "Que la norma establecida en el artículo 19 de la Ley N° 20.283 es una norma de derecho público, que busca proteger bienes públicos, del tipo prohibitiva, y que como tal es de derecho estricto y debe aplicarse cada vez que una persona natural o jurídica, solicite intervenir algún individuo de una de las especies vegetales en estado de conservación de acuerdo con el artículo 37 de la Ley N° 19.300". Véase, Resolución de CONAF N° 546, de 2022, considerando 7. Disponible en línea en: <https://www.conaf.cl/wp-content/uploads/2022/07/Parque-Eolico-Ramadilla.pdf>.

⁶⁷ Aun en caso de tratarse de una obra sujeta a régimen de concesión eléctrica, CONAF ha construido criterios de alta exigencia para justificar la intervención. Así, por ejemplo, respecto de una central hidroeléctrica amparada en un régimen concesional conforme a la ley eléctrica, la Corporación decidió, luego de un estudio y oficios a otras entidades públicas, rechazar autorización en razón de que el proyecto no demostró de forma satisfactoria la "no amenaza a la continuidad" de las especies, aplicando en la materia el principio precautorio en materia ambiental. Véase Resolución de CONAF N° 508/2022 de fecha 17 de junio de 2022, respecto de central hidroeléctrica "Rucalhue Energía SpA", en particular considerando 18. Disponible en <https://www.conaf.cl/wp-content/uploads/2022/07/RUCALHUE-ENERGIA-SPA.pdf>

⁶⁸ Cuestión muy difícil considerando el criterio asentado de CONAF en interpretar la normativa relativa a obras justificantes de la autorización en un sentido estricto.

otras exigencias. Así, respecto de la imprescindibilidad, CONAF precisa en la "Guía" que ello requiere explicar "la ubicación o la imposibilidad de reubicar las obras o actividades, de manera que las intervenciones o alteraciones no se produzcan"⁶⁹. Respecto del interés nacional, el mismo documento precisa que deben cumplirse con criterios, entre estos, seguridad de la nación o casos imprevistos, habilitación de terceros para la construcción de obras públicas, aporte al desarrollo social, económico y ambiental, y beneficio cultural⁷⁰. En ambos casos, exigencias difíciles de cumplir para un PMGD en tanto proyecto de generación de pequeña escala, cuya ubicación puede variar y que, además, se inserta en un sistema eléctrico cuyo suministro se encuentra respaldado por un conjunto de actores que participan en un sistema eléctrico regido bajo una lógica de mercado (al margen de un régimen de despacho coordinado), y que se desarrolla al margen de una planificación central o estratégica del Estado o una ubicación geográfica específica⁷¹.

En suma, las normas de protección forestal establecen una serie de prohibiciones que impiden la intervención de especies arbóreas, en algunos casos de manera absoluta, y, en otros, de manera relativa o limitada. En estos casos, las autorizaciones permiten intervenir parcialmente las zonas o considerar áreas libres de intervención, lo que tiene dificultades prácticas para el emplazamiento de proyectos PMGD, tanto en su fase de construcción como posterior operación. En el caso de especies especialmente protegidas, aunque existe la posibilidad de una autorización excepcional por parte de CONAF al efecto, ella no sería aplicable a los PMGD, tanto por no ser obras consideradas por la excepción, y, aun obviando dicho requisito, otros aspectos de este tipo proyectos que no serían suficientes para cumplir las exigencias legales de la autorización.

4. Cumplimiento normativo

En este contexto normativo donde los PMGD tienen una posición jurídica "impotente" frente al regulador a efectos de poder iniciar directamente los procedimientos de obtención de autorizaciones forestales, es posible que

⁶⁹ Op. Cit. Corporación Nacional Forestal 2020, 22.

⁷⁰ Op. Cit. Corporación Nacional Forestal 2020, 41.

⁷¹ Al menos en principio, ya que existen herramientas regulatorias, como los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, que permiten generar instalaciones de transmisión sobredimensionadas a fin de promover fuentes renovables de generación en zonas geográficas específicas.

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. Esto, aunque no tiene reproche jurídico alguno, sí puede tener impacto en otras áreas regulatorias, particularmente vinculadas a la protección del patrimonio ambiental.

En tal sentido, la corta previa –en este caso autorizada– por parte de un titular, de forma *desvinculada* de un proyecto, puede implicar eliminar un componente ambiental (bosque) que, de haberse considerado en el contexto de desarrollo de un proyecto de infraestructura, como un PMGD, no podría haberse realizado o, se habría ejecutado con otras consideraciones técnicas o ambientales.

Aún más, en ciertos casos, implicaría que se permitiría realizar acciones que, de solicitarse por parte del desarrollador el respectivo Plan de Manejo, no serían legalmente admisibles, como sería por ejemplo la construcción de obras civiles sobre zonas de vertientes, quebradas, cursos de agua, pendientes pronunciadas, según se revisó previamente⁷².

A lo anterior se agrega el hecho de que el proceso administrativo de aprobación de un Plan de Manejo ante la CONAF es de única instancia, breve (con una duración de entre los 90 y 120 días, según el tipo de autorización), y sujeto a una regla de silencio positivo, esto es, que pasado el plazo legal para aprobar o rechazar la solicitud, se entiende por aprobado el Plan presentado. La regla general es que, de no aplicarse el silencio, CONAF dicta una resolución binaria que aprueba o rechaza el Plan de Manejo, existiendo una instancia de impugnación de la resolución ante el Juzgado de Letras en lo Civil competente, en un procedimiento incidental, de única instancia,

⁷² En particular, véanse las exigencias respecto de la construcción de caminos establecidas en el artículo 17°, y las limitaciones del artículo 3° y siguientes, ambos del Decreto Supremo N° 82 de 2011,

En el extremo, podría generarse una situación de incumplimiento por parte del titular de dominio del predio de emplazamiento, realizando una “corta no autorizada”, es decir, sin Plan de Manejo o en contravención al existente, pagando las multas asociadas, y facilitando, el desarrollo del proyecto al desaparecer el elemento protegido por la legislación forestal. Al igual que en el caso anterior, se trata de una situación que, reprochable jurídicamente y sancionada conforme a la normativa, puede verse incentivada producto de una regulación de protección desalineada con la realidad normativa del sector eléctrico respecto de proyectos no sujetos a régimen de concesión o servidumbre.

oyendo a las partes y sin ulterior recurso, exigiendo, si lo estimase un peritaje técnico⁷³.

Lo anterior da cuenta de un procedimiento administrativo que, en el marco actual de proyectos que requieren aprobación de Planes de Manejo que exceden materias estrictamente forestales, como es el caso de los PMGD, se torna inadecuado para poder abordar todas las aristas técnicas y legales de cada proceso. En particular, se trata de un procedimiento que no reconoce instancias previas de corrección o mejora, por lo que defectos formales o falta de antecedentes suficientes en la presentación, pueden significar, derechamente, el rechazo de la solicitud. Ello no obsta a la presentación de una nueva solicitud, pero puede afectar los plazos de implementación de un proyecto. Como explicamos previamente, en el caso de los PMGD, la normativa del Reglamento PMGD exige cumplir con plazos de *inicio* plazos de *inicio* y de *obtención* de autorizaciones, como requisito de validez del ICC y, por extensión, para efectos de la conexión a las redes de distribución y el desarrollo general del proyecto.

Por otro lado, el proceso de aprobación de un Plan de Manejo, como es natural, se centra solamente en aspectos forestales. Sin embargo, en los hechos, y en particular en el marco de la Ley N° 20.283 respecto a intervenciones de bosque nativo, existen otros ámbitos normativos relevantes que CONAF no puede tomar en cuenta al analizar solicitudes de Planes de Manejo. Así, por ejemplo, en el caso de los PMGD, considerando que más del 90% de ellos corresponden a proyectos de generación basados en energías renovables no convencionales⁷⁴ y, por consiguiente, constituyen un aporte al cuidado del medio ambiente; la normativa no incorpora elementos sobre el mérito ambiental o contribución a la protección ambiental en su conjunto.

En definitiva, existen espacios de mejora generales sobre el procedimiento administrativo de aprobación de Planes de Manejo, así como también la necesidad de incorporar en las consideraciones de la autoridad variables extra forestales respecto de proyectos que, por ejemplo, contribuyen positivamente a la protección del medio ambiente, como es el caso (en general) de los PMGD. En este marco, se debe considerar tanto el impacto en el desarrollo de proyectos, como también la ne-

⁷³ Decreto Ley N° 701, de 1974. Artículo 5° y Ley N° 20.283, de 2008. Artículo 8°.

⁷⁴ Véase nota al pie N° 7.

cesidad de coordinar los objetivos regulatorios del sector eléctrico y ambiental. Ello es una exigencia que, a nivel de administración, emana de los principios de coordinación de la actuación administrativa, lo que invita a informar de mejor manera los procesos de autorización con insumos técnicos de otros reguladores, en este caso, del sector eléctrico.

IV. Conclusiones y propuestas regulatorias

1. Conclusiones

En esta presentación hemos pasado breve revista a las autorizaciones administrativas necesarias en materia forestal para el desarrollo de proyectos de infraestructura, con un foco en los PMGD, por ser estos proyectos de menor entidad y complejidad, con tramitación ambiental simplificada o innecesaria (según sea el caso), y que cuentan con instrumentos regulatorios de fomento a su construcción (régimen tarifario especial, procedimiento administrativo de conexión *ad hoc*, entre otros).

A pesar de estas características, los PMGD que requieran intervenir especies arbóreas con ocasión de su construcción, enfrentan serias dificultades que van desde la falta de legitimación para actuar directamente frente a CONAF en procedimientos de autorización, la ausencia de reconocimiento de las obras PMGD como aquellas que tienen un estatus preferente en la regulación forestal; ambos factores centrales que redundan en dificultades que pueden afectar el desarrollo de proyectos y, en ciertos casos, incentivar buscar alternativas que pueden disminuir la efectividad de los instrumentos regulatorios de protección forestal.

Por otro lado, hemos visto que la normativa considera una serie de restricciones y, en ciertos casos, prohibiciones, a las intervenciones sobre bosques nativos y formaciones xerofíticas, cuestión que no siempre es posible de conocer *ex ante* para desarrolladores, por existir elementos técnicos de difícil estudio o que solamente se pueden apreciar *ex post* a presentar un Plan de Manejo. Estas limitaciones pueden ser superadas en ciertas hipótesis, pero ellas, *prima facie*, no alcanzan a proyectos PMGD por razones jurídicas y técnicas. Luego, nuevamente nos encontramos con una situación de contradicción entre normativas, entre fomento de energías limpias y protección de los bienes jurídicos bosque y formaciones xerofíticas.

2. Propuestas regulatorias

Finalmente, a modo de sugerencia, creemos que parte de los desafíos pueden superarse con ciertas intervenciones regulatorias precisas:

(i) Reconocer a PMGD y obras asociadas una calidad jurídica especial para la legitimación activa frente a CONAF;

(ii) Asociado a lo anterior, reconocer a las obras relevancia suficiente como para poder ser consideradas en las justificaciones de autorizaciones especiales de intervención de bosque nativo de preservación;

(iii) Reconocer un procedimiento *ad hoc* apropiado al desarrollo de PMGD, que converse con las etapas de construcción de proyectos que, usualmente, requieren celeridad por razones financieras, procedimiento de conexión, entre otros;

(iv) Precisar a nivel reglamentario o infra reglamentario, criterios que permitan orientar la preparación y presentación de Planes de Manejo para proyectos PMGD, destacando aquellos aspectos que, conforme a la normativa, requieren especial atención para evitar defectos de forma o fondo en las presentaciones; y

Con todo, consideramos que, al margen de las posibles mejoras al régimen jurídico forestal para efectos de la tramitación de proyectos PMGD, existe un desafío mayor relacionado a la necesidad de generar una regulación sectorial más coherente en cuanto a los distintos objetivos de política pública que subyacen a los cuerpos normativos. En tal sentido, aunque los operadores jurídicos son capaces de generar soluciones a las dificultades señaladas, no se debe olvidar que CONAF y otras agencias administrativas deben actuar en el marco del derecho público y, por ende, con un espacio limitado de decisión, muchas veces de altas exigencias normativas que pueden generar obstáculos absolutos al desarrollo de ciertos proyectos de infraestructura u obras. Por ello, junto a cambios normativos, se hace necesario mejorar la coordinación de la actuación administrativa⁷⁵, que permitan informar de mejor manera los procesos de autorización sectorial de CONAF, en sectores complejos, como el eléctrico y, en particular, apoyar el desarrollo de obras que, en último término,

⁷⁵ Recordando el mandato del inciso segundo del artículo 5° de la Ley N° 18.575, de Bases Generales de la Administración del Estado, que señala que "Los órganos de la Administración del Estado deberán cumplir sus cometidos coordinadamente y propender a la unidad de acción, evitando la duplicación o interferencia de funciones"

colaboran a los fines protectores ambientales de la normativa ambiental, como es el caso de los PMGD.

Bibliografía citada

- BORDALÍ SALAMANCA, Andrés (2018). Interés legítimo e interés para recurrir en el contencioso administrativo ambiental chileno. *Revista de derecho (Valparaíso)* (51), 69-94. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-68512018005000201>.
- Contraloría General de la República. Dictamen N° 11.9541, de 06 de julio 2021.
- Coordinador Eléctrico Nacional (junio 2023). Reporte PMGD. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/07/Reporte-PMGD-Junio-2023.pdf>.
- Corporación Nacional Forestal (2020). Guía para la solicitud de excepcionalidad del artículo 19 de la Ley N.º 20.283 sobre Recuperación del Bosque Nativo y Fomento Forestal.
- EVANS ESPINERIRA, Eugenio (2017). Derecho y Regulación Económica de la Energía Eléctrica, Tomo I. Thomson Reuters.
- GALLARDO GALLARDO, Enrique, (2012). Manual de Derecho Forestal. Corporación Nacional Forestal.
- Real Academia Española de la Lengua. Diccionario Panhispánico. Disponible en: <https://dpej.rae.es/lema/v%C3%ADa-de-saca>
- VERGARA BLANCO, Alejandro (2004). Derecho Eléctrico. Editorial Jurídica de Chile
- VERGARA BLANCO, Alejandro (2017). Legitimación activa ¿Dos tipos de "interés" para el procedimiento y contencioso administrativo?, Parte III. *El Mercurio Legal*. <https://www.elmercurio.com/legal/movil/detalle.aspx?Id=906103&Path=/0D/D3/>

Normativa citada

- Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018 de 2007 [Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción]. Fija Texto Refundido, Coordinado Y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, De Minería, De 1982, Ley General De Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. 05 de febrero de 2007. D.O. No. 38.681. .
- Decreto Ley N° 701 de 1974 [Ministerio de Agricultura]. Fija Régimen Legal de los Terrenos Forestales o Preferentemente Aptos para la Forestación, y Establece Normas de Fomento sobre la Materia. 28 de octubre de 1974. D.O. No. 28.789.
- Decreto N° 13 del año de 1995 [Ministerio de Agricultura]. Declara Monumento Natural las Especies Forestales Queule, Pitao, Belloto Del Sur, Belloto Del Norte y Ruil. 03 de abril de 1995. D.O. No. 35.134.
- Decreto N° 29 del año 1976 [Ministerio de Agricultura]. Declara Monumento Natural a la Especie Forestal Araucaria Araucana. 26 de abril de 1976. D.O. No. 20.440.

- Decreto N° 490 del año 1976. [Ministerio de Agricultura]. Declara Monumento Natural a la Especie Forestal Alerce. 05 de septiembre de 1977. D.O. No. 29.854.
- Decreto Supremo N° 29 de 2011 [Ministerio de Medio Ambiente]. Reglamento de Clasificación de Especies Silvestres según estado de conservación. 27 de abril de 2012. D.O. No. 40.248.
- Decreto Supremo N° 4363 de 1931 [Ministerio de Bienes Nacionales]. Aprueba texto definitivo de la, Ley de Bosques. 31 de julio de 1931. D.O. No. 16.036.
- Decreto Supremo N° 82 de 2011 [del Ministerio de Agricultura]. Reglamento de suelos, aguas y humedales. 11 de febrero de 2011. D.O. No. 39.883.
- Decreto Supremo N° 88 de 2020[, del Ministerio de Energía]. Aprueba Reglamento Para Medios De Generación De Pequeña Escala. 08 de octubre de 2020. D.O. No. 42.775.
- Ley N° 18.575 de 2001. Bases Generales de la Administración del Estado Fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado. 17 de noviembre de 2001. D.O. No. 37.113.
- Ley N° 20.283 de 2008. Ley Sobre Recuperación Del Bosque Nativo y Fomento Forestal. 30 de julio de 2008. D.O. No. 39.125.
- Resolución N° 508 de 2022 [Corporación Nacional Forestal]. Rechaza la intervención o alteración de hábitat de especies en categoría de conservación solicitada por Rucalhue energía Spa. 17 de junio de 2022.
- Resolución N° 243 de 2022 [Corporación Nacional Forestal]. Rechaza la Tramitación de la solicitud PAS 150- Declaratoria de interés nacional presentada para el proyecto parque fotovoltaico Lucía Solar. 24 de marzo de 2023.
- Resolución N° 287 de 2023 [Corporación Nacional Forestal]. Rechaza la Tramitación de la solicitud PAS 150- Declaratoria de interés nacional presentada para el proyecto parque fotovoltaico Lucía Solar. 23 de marzo de 2023.
- Resolución N° 546 de 2022 [Corporación Nacional Forestal]. Rechaza la solicitud de autorización excepcional PAS 150- Declaratoria de interés nacional, presentada para el desarrollo del proyecto parque eólico Ramadilla. 06 de julio de 2022.
- Resolución N° 672 de 2022 [Corporación Nacional Forestal]. Rechaza la Tramitación de la solicitud PAS 150, intervención excepcional de especies art. 19 Ley 20.283 sobre recuperación de bosque nativo y fomento forestal, presentada para el proyecto parque fotovoltaico Lucía Solar. 08 de agosto de 2022.

Jurisprudencia citada

- Sky Service S.A. con Fisco de Chile (2009): Corte Suprema, 22 de junio de 2009 (Rol N° 5553-2007). Tercera Sala. [Recurso de casacion].

Criterios jurídicos para la determinación de mínimos técnicos

Legal criteria for the determination of technical minimums

Oscar Guzmán Zepeda*

RESUMEN: La regulación del sector eléctrico chileno ha establecido los denominados mínimos técnicos como una medida para garantizar la seguridad del suministro en consideración de que actualmente el sistema eléctrico no cuenta con la flexibilidad y soporte necesario para satisfacer la demanda con medios de generación renovables variables de forma permanente. De esta forma, se ha establecido que una cantidad relevante de unidades de generación térmicas funcionen al mínimo e inyecten energía al sistema aun cuando sus costos sean superiores al costo marginal.

Esta regulación y el uso que se ha hecho de ella ha agravado la difícil situación que están sufriendo las empresas de generación renovables, por cuanto las unidades en mínimo técnico tienen reservada una parte de la saturada red, son pagados fuera del costo marginal y, en general, gozan de seguridad en sus inversiones que hoy no cuentan las unidades renovables.

Por lo anterior, en la presente ponencia nos referiremos, sin cuestionar la necesidad real de contar con el mínimo técnico, a los criterios jurídicos que deben considerar los organismos reguladores –como la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional– para el diseño de la regulación y la aplicación de esta, sosteniendo que estos criterios deben considerar la seguridad, la eficiencia económica y la sustentabilidad, sin los cuales se podría incurrir en arbitrariedad.

Palabras clave: Mínimos técnicos, regulación económica, Derecho Eléctrico.

ABSTRACT: The regulation of the Chilean electricity sector has established the so-called technical minimums as a measure to guarantee the security of supply considering that currently the electricity system does not have the necessary flexibility and support to meet the demand with variable renewable generation means on a permanent basis. In this way, it has been established that a relevant number of thermal generation units operate at the minimum and inject energy into the system even when their costs are higher than the marginal cost.

This regulation and the use that has been made of it has aggravated the difficult situation that renewable generation companies are suffering, since the units in technical minimum have a reserved part of the saturated network, are paid outside the marginal cost and, in general, enjoy security in their investments that renewable units do not have today.

Therefore, in this paper we will refer, without questioning the real need for the technical minimum, to the legal criteria to be considered by regulatory agencies – such as the National Energy Commission and the National Electricity Coordinator – for the design of the regulation and its application, arguing that these criteria should consider safety, economic efficiency and sustainability, without which it could incur in arbitrariness.

Keywords: Technical minimums, economic regulation, Electricity Law.

Introducción

En virtud de la necesidad de contar con un sistema eléctrico confiable y seguro el Coordinador Eléctrico Nacional ha establecido los denominados mínimos técnicos, en virtud de los cuales se garantiza el funcionamiento e inyección de energías de las centrales térmicas al sistema eléctrico, cuyo pago no marca costo marginal.

En el escenario actual, en que las generadoras a base de energías renovables se encuentran en una situación delicada, por cuanto gran parte de sus inyecciones están valorizadas a costo cero, y los vertimientos producidos por no poder contar con la infraestructura necesaria para transmisión y almacenamiento, se ha puesto en entredicho los criterios y forma de determinar los mínimos técnicos.

Concretamente, se critica que 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 inyec-

* Abogado, Universidad de Talca, Doctor en Derecho, Universidad de Talca. Profesor Investigador Asistente de Universidad de Talca, Chile; abogado, Doctor en Derecho, Universidad de Talca. Correo electrónico: oguzman@utalca.cl Dirección postal: Avenida Lircay S/N, Talca.

ciones de energía al sistema, valorizadas fuera del costo marginal, uso preferente de la red de transmisión y, en general, seguridad para sus inversiones. Naturalmente, un escenario como este afecta de manera importante la transición energética chilena.

Sin desconocer que contar con mínimos técnicos es totalmente necesario para que el sistema eléctrico funcione de forma segura, el hecho de que estos perjudiquen a un sector esencial para la transición energética exige que su aplicación sea la mínima necesaria y en condiciones de no afectar a los demás intervinientes del mercado eléctrico.

Si bien la determinación de cuantos son los mínimos técnicos se basa principalmente en criterios y procesos propios de la ingeniería, no se debe desconocer que por la naturaleza propia de la actividad también debe atender a criterios jurídicos dispuestos en la Constitución y las leyes, de forma tal de ajustar los requerimientos del sistema a la satisfacción del bien común.

En este sentido, se hace necesario precisar la naturaleza de los mínimos técnicos, por cuanto pueden ser entendidos como un beneficio a un determinado sector económico, lo que implica que debe hacerse con arreglo al artículo 19 N° 22 de la Constitución, lo cual exige un fundamento legal y la exclusión de toda arbitrariedad. Por otro lado, se debe tener en cuenta que la seguridad no es el único principio que debe atender el Coordinador, pues la ley establece también los principios de operación más económica y el acceso al mercado, y aunque no se señala en la Ley General De Servicios Eléctricos, la sustentabilidad.

Por lo anterior, en la presente ponencia se pretende evidenciar la necesidad de aplicar criterios jurídicos establecidos en la Constitución y las leyes, que exigen que la aplicación y determinación de los mínimos técnicos debe ser de la manera más restrictiva posible, evitando caer en arbitrariedad y armonizado con demás principios que rigen el actuar del regulador.

I. Los mínimos técnicos en el sector eléctrico chileno

Debido a la incertidumbre y la intermitencia propias de la generación por energías renovables, como el sol y el viento, el sistema eléctrico requiere –para su seguridad– contar con el respaldo de las generadoras térmicas para que puedan funcionar cada vez que el sistema lo requiera.

Sin embargo, cuando se presenta un desequilibrio las centrales térmicas no pueden funcionar automáticamente, incurren costos para ponerse en funcionamiento, y más importante aún, requieren de un determinado tiempo para comenzar a generar la energía necesaria.

Por este motivo el Coordinador despacha una cantidad importante de centrales termoelectricas, a pesar de que una buena parte de la generación de estas centrales será innecesaria durante parte importante del día por ser cubierta por la generación de las energías renovables, sin embargo, debido a sus limitaciones operacionales, estas centrales se verán obligadas a continuar operando en sus mínimos técnicos, con un costo variable de operación por encima del precio spot del sistema¹.

Por consiguiente, se necesita que estas plantas estén funcionando constantemente a lo menos a su nivel mínimo, inyectando energía, para así poder mantener o aumentar su generación cuando el sistema lo necesite.

Por lo anterior se han creado los mínimos técnicos, los cuales son definidos en anexo técnico como «*la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua*»². Si bien este concepto es amplio, las unidades que funcionan a mínimo técnico son térmicas, a base de carbón, gas o petróleo.

El fundamento legal para el establecimiento de mínimos técnicos se encuentra hoy en día más claramente en las funciones que la Ley General de Servicios Eléctricos entrega al Coordinador en el artículo 72°-1, en virtud de la cual se establece que la coordinación de la operación debe hacerse por esta entidad, con el fin de preservar la seguridad del sistema eléctrico, garantizar la operación más económica y garantizar el acceso abierto.

En particular, se asienta que el fin de la seguridad fundamenta la existencia de mínimos técnicos con que pueden funcionar las centrales térmicas, pues de carecer de estas unidades de respaldo, lo que demorarían en entrar en operación podría generar desequilibrios en el sistema que impedirían suministrar la energía necesaria para todos los consumidores.

Cabe hacer presente que estas plantas térmicas funcionaran en mínimo técnico sólo

¹ MUÑOZ y VÁSQUEZ 2021.

² COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA 2015.

cuando el costo marginal es menor que sus respectivos costos variables de operación, pues el caso de que el costo marginal es mayor funciona igualmente, pero de acuerdo a las reglas generales de despacho.

Para la determinación del valor del mínimo técnico, la CNE dicta un Anexo Técnico de Mínimo Técnico, de la Norma Técnica de Calidad del Servicio.

Esta regulación establece un procedimiento el cual, en primer término, considera que las mismas empresas generadoras declaren de forma justificada su valor de mínimo técnico. Este informe es supervisado por el Coordinador y, si es favorable, se publica con el objeto de recibir comentarios y observaciones de otros actores del sistema.

Si el Coordinador no está de acuerdo con el informe, este emite comentarios al titular, para que envíe una nueva versión.

Luego, evaluado informe de parte del titular contestando observaciones y comentarios, este es sometido a la aprobación del Coordinador.

En caso de ser rechazado el informe técnico, se dispone por parte del Coordinador que un experto independiente realice las pruebas necesarias para determinar el valor del mínimo técnico.

Actualmente hay cerca de 40 unidades térmicas en el Sistema Eléctrico Nacional cuyos mínimos técnicos se activan dependiendo de los programas de operación y las condiciones presentes en el sistema en tiempo real. Tanto la programación, como la operación en tiempo real, se realizan considerando el debido resguardo de la seguridad de suministro de la manera más costo efectiva³.

II. Los mínimos técnicos a la luz del artículo 19 N° 22 de la Constitución Política de la República

Un aspecto relevante de la regulación de los mínimos técnicos radica en que por sus especiales consideraciones resultan sumamente conveniente para las unidades sujetas al sistema, gozando de una seguridad comercial que no gozan los demás competidores del sector.

Un primer aspecto relacionado con lo anterior se puede apreciar en el hecho de que la energía inyectada mediante esta figura no es valorizada de igual forma que la de los demás

generadores, pues no ingresa al costo marginal, sino que se valora de acuerdo con sus costos reales de operación.

Esta situación hace que centrales térmicas tengan asegurado un mínimo de inyección de energía al sistema, el cual es valorizado de forma tal de costear sus costos. En cambio, la generadora de energías renovables en un mismo bloque horario puede estar despachando a costo cero, por debajo de sus costos reales y siempre a un precio menor que las unidades en mínimo técnico.

Cabe agregar que fuera de contar una la posibilidad de vender energía a un precio mayor al del sistema, las unidades en mínimo técnico ocupan de forma preferente la red de transmisión, lo cual cubre el espacio que pueden utilizar las demás generadoras. Esta situación hoy en día es particularmente relevante debido a los graves problemas de la red producto de la saturación de esta.

Como se puede apreciar, la necesidad de contar con mínimos técnicos redundante en beneficios para las unidades de generación que operan de esta forma, por cuanto en aquellos bloques horarios en que sus costos no son competitivos, por vía de regulación pueden seguir operando, gozan de preferencia para despachar su energía y, lo más importante, todo valorizado a sus costos.

Beneficios de este tipo son sumamente atractivos, pues neutraliza parte importante de los riesgos de su actividad comercial, gozan de seguridad para operar, cuentan con ingresos constantes que mejora su liquidez y les permite asegurar sus inversiones. Todo lo anterior en desmedro de las demás unidades, mayoritariamente de energías renovables, quienes se ven enfrentados a un escenario riesgoso, cambiante y, durante parte importante del año, deficitario.

Llegado a este punto, reflexionemos sobre si estos beneficios de que gozan las unidades térmicas son jurídicamente legítimos. Lo anterior es relevante por cuanto se hace una excepción a las reglas de mercado y de igualdad de los distintos actores, lo cual requiere un fundamento que excluya cualquier forma de arbitrariedad.

Un parámetro fundamental para discernir la legitimidad de contar con mínimo técnicos se encuentra en la Constitución, en particular en el artículo 19 N° 22, el cual proscribe cualquier tipo de discriminación arbitraria por parte del Estado en materia económica. Acto segui-

³ COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL 2023.

do, permite establecer beneficios directos o indirectos a favor de algún sector, siempre que se cumplan dos requisitos, que sea por ley y que no importe una discriminación arbitraria.

Este derecho fundamental busca garantizar la igualdad de trato en materia económica, prohibiendo cualquier forma de discriminación. En este sentido, lo que estaría prohibido es establecer alguna diferencia o igualdad arbitraria, esto es, carente de un fundamento plausible o razonable, desproporcionada o inconducente con el fin por el cual se ha establecido⁴.

Se hace presente que este deber se lo asigna la Constitución al Estado y sus organismos, por lo cual quedan incluido los órganos descentralizados, como son la Comisión Nacional de Energía o el Coordinador Eléctrico Nacional.

En este sentido, queda despejar es si el beneficio que conlleva los mínimos técnicos es de aquellos a que hace referencia el artículo 19 N° 22 de la CPR. Sobre el particular, la Constitución señala que en virtud de una ley, y siempre que no signifique una discriminación, se pueden establecer beneficios directos o indirectos a favor de algún sector o actividad. En este caso, el beneficio operaría para empresas generadoras de electricidad térmica que operan a mínimo técnico.

En cuanto a los beneficios, estos pueden ser directos o indirectos. Los primeros, son aquellos comúnmente conocidos como subsidios, en los cuales el Estado realiza un aporte económico a la actividad, mientras que los segundo, conocidos como franquicias, el Estado deja de cobrar por medio de alguna exención tributaria o arancelaria. Por otro lado, la diferenciación también puede venir dada por un gravamen especial.

Así las cosas, cuesta encuadrar los mínimos técnicos dentro de alguna de estas categorías, pues el pago por el servicio de cierta forma lo asumen los consumidores que deben pagar una energía más cara, pero también afecta a los demás competidores, particularmente generadores renovables. Sin embargo, no se establecen ni subsidios ni franquicias que harían directa alusión a los enunciados de hecho que señala la Constitución.

En lo que respecta al fundamento de los mínimos técnicos, en principio se puede descartar la arbitrariedad por cuanto existe un fundamento razonable, pues estos son esta-

blecidos como una condición necesaria para dar seguridad al sistema eléctrico, pues en condiciones de mercado normales las energías renovables en muchos momentos no tienen la capacidad de satisfacer la demanda, por lo cual es necesario que las unidades térmicas estén en condiciones de operar cuando se produzca la necesidad.

Con relación a que el precio sea fijado fuera del costo marginal según sus costos de operación, se fundamenta en que, de no ser así, estas plantas no serían económicamente sustentables. Aun así, queda plantearse si no sería más razonable que dichos costos marquen el precio marginal para los demás generadores.

Lo anterior no descarta del todo la arbitrariedad, pues una cosa es que sea justificado y razonable que existan mínimos técnicos, pero si la extensión de la medida, esto es, la cantidad de unidades y el mínimo técnico declarado, excede lo estrictamente necesario para dotar de seguridad al sistema, nos encontraremos con un beneficio arbitrario y por consiguiente inconstitucional.

Visto así, más que un beneficio fundado en potenciar un determinante sector o actividad, como los tratados en artículo 19 N° 22, los mínimos técnicos son más bien una circunstancia completamente necesaria en el escenario actual del sistema eléctrico, pero que sin embargo reportan una gran ventaja y beneficio para estas unidades.

Por lo anterior, se pueden entender que en el escenario actual los mínimos técnicos son una suerte de *windfall profits*, que en este caso viene a beneficiar a los actores más contaminantes del sector eléctrico.

Los *windfall profits* o beneficios sobrevenidos extraordinarios son aquellos beneficios inusualmente altos o abundantes, sostenidos durante un periodo de tiempo y que son extraordinarios y/o inesperados. Se trata de un término aplicable a cualquier actividad económica, pero que solemos asociar con el sector eléctrico⁵.

En este caso, el beneficio se traduce en que, en condiciones de mercado normales, en que el sistema cuente con la necesaria flexibilidad, muchas empresas generadoras térmicas no podrían entrar en funcionamiento, pues sus costos exceden los de otras formas de generación más económica, o si lo hicieran, lo harían en cantidad y costo menor.

⁴ CEA 2012, 550.

⁵ COLÓN 2021.

Gracias a los mínimos técnicos, estas generadoras aseguran el financiamiento de sus operaciones y compromisos económicos, todo lo cual lo hacen a costa de generadoras renovables, que pierden mercado y posibilidad de vender a un mejor precio. En definitiva, hay un operador del sistema que tiene un negocio asegurado, mientras que otro está sujeto a vicisitudes y, como se ha visto en algunos casos, en imposibilidad de asumir sus obligaciones comerciales con el sistema y sus financistas⁶.

Este beneficio extraordinario no se encuentra en la ley, más bien, tiene un fundamento en la ley, en particular, en el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en virtud de la cual se establece que la coordinación de la operación debe hacerse por esta entidad, con el fin de preservar la seguridad del sistema eléctrico, garantizar la operación más económica y garantizar el acceso abierto. Ahora, lo anterior no implica que no sea aplicable lo establecido en el inciso primero del N° 22, esto es, que no puede tratarse de una discriminación arbitraria.

En este sentido, la arbitrariedad no viene dada por el hecho de existir los mínimos técnicos, sino más bien por la aplicación y extensión de los mismo, que cada vez que excedan lo estrictamente necesario, significaran una discriminación arbitraria.

Por consiguiente, un primer criterio normativo a considerar para la aplicación y determinación de los mínimos técnicos es la proscripción de la arbitrariedad, que conlleva a que la Comisión Nacional de Energía al dictar normas técnicas y sus anexos debe dotar la normativa de los mecanismos necesarios para evitar un aprovechamiento indebido de las generadoras térmicas, y para el Coordinador, velar por hacer un uso mínimo del mecanismo.

III. Criterios jurídicos para la determinación de mínimos técnicos

La existencia y fundamento para establecer el mecanismo de los mínimos técnicos en el sistema eléctrico chileno este dado, precisamente, por principios de la regulación económica establecidos en la ley y que, en ejercicio de facultades de los órganos sectoriales, han sido el criterio utilizado para regular la actividad.

Ahora, junto con fundar la existencia de los mínimos técnicos, los principios jurídicos también deben operar como un criterio a la

hora de determinar cual va a ser la extensión de estos y el procedimiento para el cual va a ser establecido.

En este sentido, cobra relevancia un adecuado entendimiento de los principios jurídicos que, como lo ha desarrollado el profesor Robert Alexy, son normas jurídicas –por consiguientes obligatorias– que operan como mandatos de optimización, esto es, que en cada caso se deben aplicar en la mayor medida de lo posible dentro de las condiciones jurídicas y reales existentes, ergo, se pueden cumplir en distinta medida, según el caso⁷.

Visto de esta forma, pueden ser concurrente dos o más principios en una situación concreta, donde la aplicación de uno puede de cierta forma restar la aplicación de otro. En dicho caso, corresponde al operador buscar el máximo de aplicación de ambos, de forma tal de no dejar inaplicado ninguno de ellos.

De esta forma, los principios jurídicos específicos de la coordinación del sistema eléctrico, como también los de la regulación del sector eléctrico y los que irradian nuestro ordenamiento jurídico, deben necesariamente aplicarse tanto en el procedimiento en que se fijan los mínimos técnicos, como también en la determinación de la necesidad de estos.

Por consiguiente, aun cuando estos principios pueden ir en sentidos contrarios, no dejan de ser criterios jurídicos obligatorios, por consiguiente, tanto la Comisión Nacional de Energía como también el Coordinador Eléctrico Nacional deben ponderar o armonizar, según el caso, de tal forma de darle una máxima aplicación posible.

En el caso particular que analizamos, es posible advertir tres criterios jurídicos a considerar, como son los principios de la coordinación, seguridad del servicio y garantizar operación más económica, como también un principio que forma parte esencial del derecho eléctrico, la sustentabilidad.

1. Principios de la coordinación como criterio normativo para establecimiento y determinación de los mínimos técnicos

A partir de la importante reforma del año 2016, que realizó un cambio profundo de la coordinación del sistema eléctrico, explicitando principios para la operación de las instalaciones eléctricas sujetas a coordinación.

⁶ BITRAN 2023.

⁷ ROBERT ALEXY 1993, 86-87.

La coordinación de la operación del sector eléctrico establecida en el artículo 72-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que esta debe regirse por tres principios fundamentales: reservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica y garantizar el acceso abierto.

Es en virtud del primero de estos principios que se establece la necesidad de contar con mínimos técnicos, pues la intermitencia de la generación solar y eólica impiden sostener de forma continuada la demanda, sobre todo en las horas de mayor consumo, por lo cual se requiere que cuando se necesite energía de base térmica se pueda contar con ella de forma económica y rápida.

Sin embargo, a pesar de que la seguridad es un principio jurídico de obligada consideración para el Coordinador, de la misma forma también lo son el principio de la operación más económica. Por consiguiente, este último principio debe ser considerado por el Coordinador en la mayor medida posible.

A mayor ahondamiento, ninguno de los principios enunciados es jurídicamente de mayor jerarquía que los demás, son iguales, lo que implica que desconocer o no considerar uno de ellos involucra un actuar ilegal y arbitrario del Coordinador. Naturalmente, no es posible sostener que este sea el caso, pero se hace preciso considerarlos como criterios vinculantes y armonizarlos o ponderarlos de tal forma que no se inaplique ninguno.

En este ejercicio, se hace necesario conocer los aspectos principales de estos principios, de seguridad y operación más económica, para tener una idea de que exige cada uno y, de esta forma, entender cómo operan los criterios jurídicos para la fijación de los mínimos técnicos.

a) *Principio de preservar la seguridad del suministro*

Dentro de los objetivos principales que la ley asigna al coordinador es el de preservar la seguridad del suministro, un aspecto esencial del sistema eléctrico, que requiere esfuerzos y recursos a gran escala y de alta tecnología producto de la misma naturaleza del sistema como del recurso que provee.

La seguridad en el contexto del derecho de la electricidad se manifiesta de formas múltiples, pero que se resumen en dos aspectos, garantizar la accesibilidad y asequibilidad a los servicios energéticos modernos, con especial

hincapié en lograr un acceso universal, considerando a los más vulnerables y como herramienta indispensable para combatir la pobreza energética⁸.

Con respecto a la asequibilidad, se refiere a que un hogar sea capaz de hacer frente a una factura energética, en un sentido económico, de forma que no genere un grave desequilibrio en el presupuesto familiar. En lo que respecta a que la energía sea accesible, significa a la posibilidad de tener acceso a la energía, pues existe un suministro al cual pueden acceder los hogares⁹.

De esta manera, para garantizar la seguridad del suministro, se requiere un acceso universal, no discriminatorio, suficiente, confiable y seguro a la energía, y a un costo que pueda ser asumible por las familias¹⁰.

A partir de lo anterior, podemos deducir múltiples dimensiones en que actúa la seguridad, como son la seguridad del abastecimiento, entendida como la disponibilidad de energía a precios asequibles; la seguridad de las instalaciones frente a agresiones o accidentes; y –se agrega– la seguridad ambiental y social, referida a los impactos ambientales de la actividad y la resistencia del sistema frente a las demandas sociales por disponibilidad y precios de la electricidad¹¹.

En este orden de cosas, la seguridad energética también implica que el país pueda disponer de sus propios recursos energéticos para satisfacer su demanda, sin depender en demasía de fuentes externas. La dependencia energética de recursos fósiles acarrea distintas amenazas, como son los altos valores que puede alcanzar, la inestabilidad en países proveedores, escasez, el transporte, entre otros¹².

En concreto, este aspecto de la seguridad en Chile se materializa sustituyendo progresivamente las unidades de generación a base de combustibles fósiles por generadoras renovables. Sin embargo, la regulación actual de los mínimos técnicos no contribuye a este propósito, muy por el contrario, perpetua este tipo de generación y resta mercado para la generación renovable.

De esta forma, el principio de seguridad del servicio además de justificar la existencia de mínimos técnicos también es un criterio

⁸ DEL GUAYO 2020, 326-328.

⁹ ARENAS *et al.* 2019, 176-177.

¹⁰ DEL GUAYO 2009, 233-235; BRADBROOK y GARDAM, 2006, 409.

¹¹ ESCRIBANO 2006, 3-5.

¹² PASTÉN 2012, 31.

para hacer una aplicación lo más restrictiva posible de estos.

b) *Principio de garantizar la operación más económica*

La ley al establecer para el Coordinador el principio rector de la operación más económica se refiere a un aspecto esencial del Derecho de la Energía, como es la eficiencia económica, sin la cual se hace irrisorio cumplir con los múltiples objetivos y fines del suministro eléctrico.

La eficiencia económica, en simple, significa que el suministro de energía se haga el menor costo posible, de forma tal que tanto la generación, transporte y distribución de electricidad sean en las condiciones de calidad y seguridad adecuadas y más baratas.

En el estado actual del Derecho de la Energía, el logro del objetivo de la eficiencia económica esta necesariamente unido a la libre competencia en el mercado eléctrico, la libertad de empresa y una regulación necesaria para suplir fallas de mercado y satisfacer el bien común¹³. Lo anterior se ha ido afianzando desde que comenzaron los procesos de liberalización del sector eléctrico, levantando monopolios y creando –o recreando– mercados donde sea posible, de manera que se cuente con los incentivos necesarios para la inversión y desarrollo de la actividad.

El mercado permite que haga imperioso para los actores prestar los servicios a un menor costo posible, incentiva y crea ciclos de inversión, la inclusión de las más modernas tecnologías hace posible que ingresen nuevos actores en el mercado, incentiva a los consumidores a hacer un uso eficiente de la energía, entre otros beneficios¹⁴.

De acuerdo con lo anterior, se requiere que la matriz energética utilice la generación más económica, la cual hoy en día esta dada por las energías renovables, particularmente las no convencionales solar fotovoltaica y eólica. Esta energía limpia y barata durante varios bloques horarios al día tiene la capacidad de satisfacer íntegramente la demanda, sin embargo, esto no sucede debido a que parte relevante del suministro es proveído obligatoriamente mediante los mínimos técnicos, a un costo muy superior.

Destacando que la existencia de los mínimos técnicos hoy en día esta justificada, en

su determinación el criterio de la eficiencia económica es perfectamente aplicable con el objeto de que la extensión del mecanismo sea la mínima posible, para lo cual se debe limitar la cantidad de unidades y rebajar en lo posible la potencia de su mínimo técnico.

Naturalmente, se podría sostener que aplicar en este caso el criterio de eficiencia afectaría la seguridad, sin embargo, la seguridad tampoco es un absoluto, pues como en toda actividad humana, hay un riesgo tolerable en pro de alcanzar otro fin igualmente importante.

2. *Sustentabilidad como criterio normativo para establecimiento y determinación de los mínimos técnicos*

El desarrollo sustentable, definido de forma brillante en el informe Brundtland como «*aquel que satisfaga las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer las propias*»¹⁵, es esencial al Derecho de la Energía, por cuanto es esta actividad económica el principal emisor de gases de efecto invernadero, y de ahí la preocupación internacional porque sea una actividad sustentable.

Si bien no se encuentra la sustentabilidad entre los principios de la coordinación de la operación del sistema eléctrico, hoy en día resulta indesmentible que es un principio que permea ampliamente la regulación económica del sector eléctrico, por cuanto existe una vasta gama de tratados internacionales, leyes y políticas públicas enfocadas en este aspecto.

En este sentido, tiene relevancia la reciente Ley N° 21.455, Ley Marco de Cambio Climático, la cual tiene por objeto que el desarrollo del país sea bajo en emisiones, estableciendo metas relevantes, como es alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2050. Además, impele al país a cumplir con las convenciones internacionales que haya ratificado sobre cambio climático.

Asimismo, tratándose de políticas públicas, se destaca la Política Energética Chilena, “Energía 2050”, que dentro de sus pilares se encuentra una “energía compatible con el medio ambiente”, propendiendo al desarrollo de energías renovables.

Esta política es del tipo directivas emanadas del Presidente de la República y los Ministerios mediante Decretos Supremos, y como tal,

¹³ DEL GUAYO 2020, 329.

¹⁴ DE LA CRUZ 2009, 306-307.

¹⁵ Informe Brundtland, ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS 1987, 23.

tienen un claro efecto jurídico en la Administración del Estado, pues como indica Precht, son emanaciones de los superiores jerárquicos o autoridades de tutela de los órganos del Estado, los cuales, por mandato del artículo 5° de la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, deben «cumplir sus cometidos coordinadamente y propender a la unidad de acción», y como señalan los artículos 11 y 12 de la misma ley, las jefaturas y autoridades deben velar por el cumplimiento de los fines y objetivos establecidos¹⁶.

Por lo anterior, el autor considera que estas normas establecen una línea de conducta que debe seguir el ejercicio del poder discrecional de quien las emite, siendo por tanto productora de efectos jurídicos.

En este sentido, los órganos del Estado, dentro de los cuales se incluyen el Coordinador y la Comisión Nacional de Energía, tienen que propender a la unidad de acción y satisfacción de los fines y objetivos establecidos en la política energética, por lo cual también la sustentabilidad cabe dentro de sus criterios jurídicos a considerar.

Por su parte, a nivel internacional, existe una amplia gama de instrumento internacionales suscritos por Chile que reconocen este principio y se obliga a promoverlo, destacando los tratados que garantizan el derecho a un nivel de vida adecuado¹⁷, los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, la Programa 21 surgida de la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro y sus actualizaciones, etc.

En virtud de lo antes expuesto, resulta de evidente aplicación los criterios de sustentabilidad tanto en la coordinación del sistema eléctrico como en el diseño de instrumentos regulatorios por los órganos reguladores, lo cual aplicado a los mínimos técnicos, se materializa en el diseño de normativa técnica más estricta para definir que unidades se necesita que operen de esta forma como el es su auténtico mínimo para funcionar de forma segura.

IV. Comentarios finales. Desafíos regulatorios

El hecho de que existan múltiples criterios normativos que influyen e impactan en la de-

terminación y establecimiento de los mínimos técnicos nos otorga parámetros jurídicos que deben ser aplicados en la mayor medida de lo posible para cumplir con la normativa sectorial y evitar que este instrumento sea de carácter arbitrario. Naturalmente, estos criterios jurídicos deben operar con pleno apego de los demás principios técnicos y económicos presentes en la coordinación del sistema eléctrico.

En este sentido, la Comisión Nacional de Energía en el diseño y aplicación de las normas técnicas del sector eléctrico debe establecer mecanismos de determinación que minimicen la posibilidad de que se pueda hacer un uso arbitrario de estos, o que inapliquen los demás principios presentes en la actividad.

Por su parte, el Coordinador debe ejercer sus facultades de la forma más restrictiva posible en cuanto a la necesidad de que una determinada planta funcione en mínimo técnico, y si es así, que dicho mínimo sea el más bajo dentro de las posibilidades. Aplicar estos criterios podría hacer repensar cuanto riesgo estamos dispuesto asumir, más considerando que los cortes de suministro en Chile causados por bajas de potencia son marginales.

Lo anterior nos lleva a cuestionar el mecanismo actualmente vigente, en que se confía más que nada en la autorregulación de las generadoras, siendo que, por los incentivos en juego, sería más conveniente y ajustado a los criterios normativos que sean entes externos quienes realicen las pruebas necesarias para calcular el mínimo técnico de un determinado plantel.

Asimismo, y a más largo plazo, es necesario analizar a la luz de los principios ya mencionados, modificaciones regulatorias referente a la forma de valorizar el mínimo técnico, a la necesidad de afectar el costo marginal, y otorgar la necesaria flexibilidad al sistema.

En este camino, se valora positivamente “La agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética” del Ministerio de Energía, el cual, en lo referente a los mínimos técnicos, pretende actualizar el valor de estos, y permitir más flexibilidad al sistema¹⁸.

Bibliografía citada

- ALEX, Robert (1993). Teoría de los derechos fundamentales. *Centro de Estudios Constitucionales*.
E. ARENAS; R. BARRELLA; P. BURZACO; J. CABRERA; E. CENTENO; M. ESCRIBANO; J. IBÁÑEZ, J. LINARES; P. LINARES; J. ROMERO y P. SANZ (2019). La pobreza energética.

¹⁶ PRECHT, 1989, 466-469.

¹⁷ El derecho a un nivel de vida adecuado es posible encontrarlo en Declaración Universal de los Derechos Humanos, Pacto de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, Convención sobre la Eliminación de Todas Formas de Discriminación contra la Mujer, entre otros.

¹⁸ MINISTERIO DE ENERGÍA 2023; PEÑA 2023.

- tica en España. En: A. Blanco, J. Lopé-Ruiz y S. Mora [Coord.]. *Informe España 2019* (176-222). Universidad Pontificia Comillas.
- BITRAN, Eduardo (20 de abril de 2023). Crisis de las energías renovables. Responsabilidad compartida. *Diario Financiero*. <https://www.df.cl/opinion/columnistas/crisis-de-las-energias-renovables-responsabilidad-compartida>.
- BRADBROOK, A.J. y GARDAM, J.G. (2006). Placing access to energy services within a human right framework, *Hum. Rights Quarterly* 28, 389-415.
- COLÓN, Javier (2021). Los beneficios sobrevenidos (windfall profits) del sector eléctrico en tiempos de pandemia. <https://elperiodicodelaenergia.com/los-beneficios-sobrevenidos-windfall-profits-del-sector-electrico-en-tiempos-de-pandemia/>.
- Comisión Nacional de Energía (2015). Anexo Técnico: Determinación de los Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Anexo-NT-Determinaci%C3%B3n-de-M%C3%ADnimos-T%C3%A9cnicos-en-Unidades-Generadoras.pdf>.
- COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL (28 de julio de 2023). Coordinador inicia campaña para detectar espacios de flexibilización de centrales térmicas. <https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-inicia-campana-para-detectar-espacios-de-flexibilizacion-de-centrales-termicas/>.
- DE LA CRUZ FERRER, Juan (2009). El funcionamiento del sistema eléctrico. Sujetos. Separación de actividades. Planificación. En: S. Muñoz; M. Serrano, y M. Bacigalupo [Direc.]. *Derecho de la Regulación Económica. III. Sector Energético. Tomo I* (279-331) Iustel.
- DEL GUAYO CASTIELLA, Íñigo (2009). Derecho comparado: El contexto europeo. En S. MUÑOZ MACHADA [Dir.]. *Derecho de la Regulación Económica. III sector energético. Tomo I* (233-264). Iustel.
- DEL GUAYO CASTIELLA, Íñigo (2020). Concepto, contenidos y principios del Derecho de la Energía. *Revista de Administración Pública* (212), 309-346.
- ESCRIBANO, Gonzalo (2006). Seguridad energética: Concepto, escenarios e implicaciones para España y la Unión Europea. *Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos* (33), 1-22.
- MINISTERIO DE ENERGÍA (2023). Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética. Acciones para una descarbonización acelerada del sector eléctrico. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_inicial_para_un_segundo_tiempo_de_la_transicion_energetica.pdf.
- MUÑOZ, Cristián y VÁSQUEZ, Felipe (2021). Operaciones a mínimo técnico y la brecha entre costos y precios de la energía. *Breves de Energía*. <https://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/operaciones-a-minimo-tecnico-y-la-brecha-entre-costos-y-precios-de-la-energia/#1>.
- ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS (1987). Comisión Mundial sobre el medio ambiente y el desarrollo. *Nuestro futuro común*.
- PASTÉN, Cesar (2012). Chile, energía y desarrollo. *Obras y Proyectos* (11), 28-39.
- PEÑA, Karen (21 de abril de 2023). Comienza el análisis para el ajuste de mínimos técnicos de centrales térmicas en medio de medidas anunciadas para la transición energética. *Diario Financiero*. <https://www.df.cl/empresas/energia/comienza-analisis-para-el-ajuste-de-minimos-tecnicos-de-centrales>.
- PRECHT PIZARRO, Jorge (1989). Valor jurídico de las directivas presidenciales, programas ministeriales, circulares e instrucciones de servicio. *Revista Chilena de Derecho* (16), 465-474.

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

Transmission planning: experience, diagnose and reforms to face the energetic transition

Rodrigo Quezada Marín*

RESUMEN: La Ley N° 20.936 buscó regular integralmente la transmisión, con el objetivo de promover un adecuado desarrollo del sistema eléctrico. A través de la planificación centralizada, el regulador fue dotado

* Abogado de la Comisión Nacional de Energía, licenciado en Derecho por la Pontificia Universidad Católica de Chile. Diplomado en Derecho de los Recursos Naturales, con mención en Derecho de Energía, por la Pontificia Universidad Católica de Chile. Postítulo en Regulación y Competencia por la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile. Correo electrónico: raquezada@uc.cl.

de facultades para adoptar un rol preponderante en el crecimiento del sistema, siendo responsable de conciliar los objetivos económicos, ambientales y sociales de la industria en beneficio del bien común. El presente trabajo se enfoca en revisar los principales cambios introducidos en materia de planificación, elaborar un diagnóstico a partir de sus resultados y presentar potenciales modificaciones normativas para abordar los desafíos del escenario actual de transición energética.

Palabras clave: industria eléctrica, planificación, transmisión eléctrica, infraestructura, regulación.

ABSTRACT: Law No. 20.936 sought to comprehensively regulate electric transmission, aiming to promote an adequate development of the system. Through centralized planning, the regulator was empowered to adopt a leading role in the growth of the electric system, being responsible for conciliating the economic, environmental, and social objectives of the industry for the benefit of the common good. This work focuses on reviewing the main changes introduced in planning, preparing a diagnosis based on its results and presenting potential regulatory modifications to address the challenges of the energy transition.

Keywords: electric industry, planning, electric transmission, infrastructure, regulation.

Introducción

La transición energética es una prioridad global y Chile no es la excepción. En tal sentido, los instrumentos de planificación sectorial y de colaboración público-privada para la promoción de las energías renovables en nuestro país, han transformado a este tipo de fuentes de generación eléctrica en las principales tecnologías presentes hoy en día en nuestro Sistema Eléctrico Nacional.

No obstante lo anterior, algunas características de estos recursos energéticos, como su concentración en zonas geográficas de alto potencial o la intermitencia y fluctuación de sus flujos, así como las crecientes dificultades y retrasos en el desarrollo oportuno de las redes necesarias para evacuar las grandes cantidades de energía producida, suponen una serie de desafíos regulatorios que deben ser abordados para adaptar la infraestructura de transmisión eléctrica a este nuevo escenario, con el objetivo de alcanzar las ambiciosas metas carbono neutralidad que nuestro país ha comprometido internacionalmente¹.

Para lograr lo indicado, se requiere de una planificación centralizada integral que permita responder con eficiencia y rapidez a las necesidades de expansión, reforzamiento e incorporación de nuevas tecnologías a las redes, para que así el segmento de transmisión actúe como habilitante para el proceso de transición energética.

En este contexto, el presente trabajo tiene por objetivo exponer y analizar los resultados obtenidos por nuestra regulación en materia de planificación y desarrollo de la transmisión eléctrica, a partir de la experiencia acumulada luego de transcurridos más de siete años de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.936 de 2016, del Ministerio de Energía, que estableció un nuevo sistema de transmisión eléctrica ("Ley de Transmisión").

En particular, la revisión que se presenta se enfoca en los plazos y el funcionamiento del proceso de planificación del segmento de transmisión que le corresponde desarrollar anualmente a la Comisión Nacional de Energía ("CNE"), atendidos los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, y en cómo este proceso ha interactuado con los demás mecanismos de proyección y desarrollo de la infraestructura establecidos en la Ley de Transmisión.

En base a lo expuesto, se elabora un diagnóstico de los resultados obtenidos a la fecha, con la finalidad de abordar los principales espacios de mejora detectados considerando el marco normativo vigente. Asimismo, se revisan las reformas normativas en curso en relación con la planificación de la transmisión, y las alternativas de potenciales modificaciones legales y reglamentarias que, a nuestro juicio, permitirían abordar con mayor eficacia

¹ Chile suscribió en 2015 el Acuerdo de París, tratado internacional acordado por los 195 países participantes de la XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático, en el cual se fijaron metas de reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero con el objetivo de reducir el aumento de la temperatura global. En abril de 2020, nuestro país actualizó su "Contribución Determinada a Nivel Nacional" (NDC), en la cual estableció que el peak de emisiones se alcanzará el 2025 y reiteró su compromiso con la carbono neutralidad al 2050. En ese sentido, en mayo de 2022 se promulgó la Ley N° 21.455, también conocida como Ley Marco de Cambio Climático, la cual tiene por objeto, según indica su artículo primero, "hacer frente a los desafíos que presenta el cambio climático, transitar hacia un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero y otros forzantes climáticos, hasta alcanzar y mantener la neutralidad de emisión de gases de efecto invernadero al año 2050 (...)".

los desafíos que existen en el actual escenario de transición energética.

I. La regulación de la industria eléctrica

La industria energética presenta una serie de características particulares que justifican la aplicación de distintas técnicas regulatorias de intervención. En principio, se trata de un sector estratégico para el crecimiento de la economía y el bienestar de la población. Asimismo, las actividades de la industria suelen presentar un alto grado de complejidad técnica y ser intensivas en uso de capital², mientras que las elevadas economías de escala presentes en los segmentos de transmisión y distribución, asociadas a la expansión de la infraestructura de red, originan monopolios naturales que estimulan la integración de las actividades en una sola compañía³.

Fue la consideración de dichas características lo que determinó que, desde aproximadamente la segunda mitad del siglo XX y luego de un vertiginoso crecimiento inicial impulsado casi exclusivamente por la iniciativa privada, existiese una estrecha relación estatal con el sector eléctrico, con un cierre a la competencia en todos los segmentos de la industria y un alto grado de planificación central con estricto control gubernamental.

Sólo a finales del siglo comenzó, en la parte norte de Europa, un proceso de reforma caracterizado por la liberalización y privatización del sector energía. Esta etapa estuvo orientada por la confianza en los mecanismos de mercado y la propiedad privada, lo que determinó la introducción de competencia en todos aquellos espacios de la industria en que fuese posible, mientras que en los segmentos de transmisión y distribución, considerados monopolios naturales, se buscó a través de la regulación replicar el funcionamiento de los mercados competitivos.

Así, la reforma eléctrica o liberalización de la industria implicó un retraimiento del Estado en cuanto gestor de empresas, para dar espacio, en mayor medida, a funciones relacionadas con la regulación y supervisión

de los mercados⁴, especialmente relevantes en el caso de los segmentos de transmisión y distribución, pues el hecho de tratarse de monopolios naturales conlleva la necesidad de una intervención regulatoria central que evite las ineficiencias que pueden originarse en caso de quedar la ejecución y expansión de la infraestructura de red a la libre iniciativa privada.

II. Sobre la planificación de la transmisión

La actividad de planificación estatal ha sido definida doctrinariamente como "(...) la potestad administrativa conferida a los órganos competentes para la aprobación del planeamiento de cualquier clase, fundamentalmente el relativo a la ordenación del territorio y el urbanismo, los recursos naturales, etc. (...) "⁵.

A nivel de transmisión eléctrica, tanto la ejecución de proyectos como la expansión del sistema encuentran intervenidas regulatoriamente mediante la actividad estatal de planificación, la cual "busca asegurar que el servicio en cuestión pueda prestarse de la forma más eficiente posible, alcanzando el mayor número de usuarios del servicio de que se trate considerando la demanda existente y proyectada (...) "⁶. Lo anterior, en un régimen que emule, en lo posible, condiciones competitivas para los actores del mercado.

En particular, la planificación del segmento de transmisión en nuestro país se sustenta en lo dispuesto en el DFL N° 4, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE") y el Decreto N° 37 de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión ("Reglamento de Transmisión"). Los citados instrumentos definen el marco normativo de la planificación sectorial y otorgan facultades y responsabilidades en la materia al Ministerio de Energía, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional ("Coordinador").

A mayor abundamiento, desde la dictación de la LGSE, en 1982, el sector de transmisión ha sido objeto de profundas reformas. La principal de ellas se materializó con la dictación de la Ley N° 19.940 de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, también conocida como Ley Corta I,

² CAMERON 2007, 7.

³ Como señala MOLINA 2017, 32, "se entiende por economías de escala (o rendimientos crecientes a escala) cuando el costo medio a largo plazo disminuye al aumentar la producción". Estas economías de escala generan los denominados monopolios naturales en los segmentos de transmisión y distribución eléctrica. Sin embargo, en los segmentos de generación y comercialización no existen o son escasas, por lo que son potencialmente competitivos.

⁴ Al respecto, vid. OLIVARES 2014, 211-214.

⁵ MARDONES 2020, 210.

⁶ Ídem., 212.

que reformuló sustancialmente la regulación del segmento.

Así, en lo que respecta a la actividad de planificación de la transmisión, se debe tener presente que hasta antes de la implementación de la Ley Corta I, las inversiones que las empresas debían realizar se encontraban limitadas pues las compañías transmisoras recibían los ingresos necesarios para cubrir sus costos con independencia de los niveles de demanda u oferta de energía en el sistema, lo que ocasionaba un desincentivo para el desarrollo de nueva infraestructura, generándose cuellos de botella relevantes en distintos puntos del sistema eléctrico⁷.

A raíz de lo anterior, la Ley Corta I buscó relevar el rol fundamental del segmento de transmisión para el sistema, y la necesidad del regulador de hacerse cargo de generar las correcciones necesarias para el desarrollo y funcionamiento del mercado en su conjunto. Esto se plasmó en modificaciones fundamentales en la regulación de la actividad económica de transmisión, a saber: i) la definición de que se trata de una actividad de servicio público, por lo que debe operar bajo condiciones de confiabilidad y calidad determinadas, quedando sujeta a la obligación de prestación de servicio e inversión; ii) la diferenciación del sistema de transmisión de acuerdo con la funcionalidad y objetivo de las redes, distinguiéndose entre sistema troncal, subtransmisión y transmisión adicional; y iii) mediante el establecimiento de un nuevo mecanismo de expansión de las instalaciones, centralizado para el caso del sistema de transmisión troncal, y unilateral, conforme al criterio del operador, en el caso de la subtransmisión.

III. La Ley de Transmisión: diagnóstico y objetivos

Si bien el mensaje de la Ley de Transmisión indica que la Ley Corta I constituyó un primer esfuerzo relevante por regular sistemáticamente la transmisión en nuestro país⁸, también manifiesta la necesidad de avanzar en la elaboración de una regulación más integral del segmento, señalando que el diagnóstico entre "expertos y actores vinculados al sector eléctrico" era que la Ley Corta I había resultado insuficiente para el adecuado desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto.

En cuanto a la planificación del sector, se estimaba que la transmisión troncal requería de

una visión estratégica de largo plazo, que permitiese incorporar algunas de las variables que enfrentaban los desarrolladores de proyectos de generación y promover un sistema que considerara obras con holguras, es decir, con una capacidad suficiente para soportar en forma segura aumentos futuros en la energía transportada. Asimismo, debido a su relevancia, se consideró necesario incorporar a la subtransmisión en la planificación centralizada, a fin de solucionar los problemas de congestión derivados de la falta de obligatoriedad de su expansión y promover un crecimiento integral de la red.

Otros puntos relevantes que surgieron en la discusión legislativa fueron la carencia de instancias de participación ciudadana en las decisiones de localización de líneas y subestaciones, la falta de criterios territoriales para la expansión de la transmisión, con la consecuente alza en la oposición social al desarrollo de proyectos, y la necesidad de considerar en la expansión de las instalaciones variables con una perspectiva de largo plazo, a fin de incorporar nuevas tecnologías, gestión de la demanda y aspectos asociados a la resiliencia ante situaciones extremas, entre otros⁹.

En definitiva, lo que se buscó con la Ley de Transmisión fue dotar al Estado de facultades suficientes para adoptar un rol preponderante en el desarrollo del sistema eléctrico, siendo responsable de conciliar los objetivos económicos, ambientales y sociales de la industria en beneficio del bien común. Para lograr lo anterior, se reformuló la planificación de la transmisión, relevándose su rol y robusteciéndose su regulación.

1. Reformas implementadas

En conformidad con el diagnóstico existente, la Ley de Transmisión implicó la mayor reestructuración del segmento desde la promulgación de la LGSE. Como se indicó, las modificaciones tuvieron en el procedimiento de planificación la transmisión uno de sus principales ejes, a través del cual se buscó diseñar un procedimiento que permitiera expandir armónicamente las instalaciones de nuestro sistema, con visión de largo plazo y un enfoque eminentemente territorial.

De tal manera, se incorporó un nuevo proceso Planificación Energética de Largo Plazo ("PELP"), a cargo del Ministerio de Energía, a realizarse quinquenalmente y con un horizonte de 30 años. Mediante este nuevo

⁷ ARIZTÍA 2016, 41.

⁸ Historia de la Ley N° 20.936, 5-6.

⁹ Historia de la Ley N° 20.936, 5-6.

instrumento, se buscó entregar los lineamientos generales de los escenarios de largo plazo que muestren el desarrollo de la demanda y oferta de energía en el país, incluyendo en su análisis a la eficiencia energética, las nuevas tecnologías, la generación distribuida, las redes inteligentes, entre otros.

Asimismo, se extendió la planificación anual, a cargo de la CNE, a todo el segmento de transmisión, considerando expansiones vinculantes y con un horizonte de al menos 20 años. Tal como dispone la ley, en este proceso el planificador debe considerar la PELP y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación establecidos para el sistema eléctrico, para lo cual debe ajustarse a los siguientes criterios: i) minimizar los riesgos de abastecimiento; ii) crear condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia; iii) considerar instalaciones económicamente eficiente y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico; iv) posibilitar la modificación de instalaciones existentes a fin de realizar ampliaciones evitando duplicidades. De igual manera, se formalizan distintas instancias de participación ciudadana, en conformidad con el nuevo procedimiento, son aplicables a la planificación de la transmisión.

Por último, se crea la categoría de sistemas de transmisión para Polos de Desarrollo, con el objetivo de facilitar que zonas con alto potencial de generación de energía puedan aprovechar las mismas instalaciones de transmisión bajo criterios de eficiencia y optimización económica, así como un nuevo mecanismo de optimización y facilitación territorial para los grandes proyectos de transmisión denominado estudio de franjas, cuya finalidad es lograr la determinación de trazados de las redes que se puedan imponer legalmente y que, a la vez, sean armónicos desde una perspectiva económica, social y ambiental, para aquellas instalaciones que el regulador considere necesario¹⁰.

2. Resultados de la nueva transmisión

El primer proceso PELP correspondió al del periodo 2018-2022, y fue elaborado por el Ministerio de Energía en febrero de 2018. En este proceso pionero pudo participar toda persona natural o jurídica inscrita en el regis-

¹⁰ El detalle del procedimiento para la realización del Estudio de Franjas se encuentra contenido en el Decreto N° 139 del Ministerio de Energía, de 22 de marzo de 2017, Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión ("Reglamento Estudios de Franjas").

tro establecido en el artículo 83° de la LGSE, quienes contaron con la posibilidad de acceder a las audiencias públicas convocadas al efecto, realizar observaciones a los instrumentos emitidos y ser notificados de las distintas etapas e hitos del proceso. La PELP 2018-2022 incluyó cinco escenarios energéticos, cuyos antecedentes fueron actualizados anualmente a lo largo del período respectivo.

Por su parte, según lo dispuesto en el artículo 84° de la LGSE, en 2021 se inició el segundo proceso PELP, correspondiente al periodo 2023-2027. En esta oportunidad, se definieron tres escenarios energéticos y, como novedad, atendidas las proyecciones de inversión en la zona, las provincias de Antofagasta y Tocopilla, en la Región de Antofagasta, fueron dispuestas como potenciales polos de desarrollo de generación eléctrica, en conformidad con lo establecido en el artículo 85° de la LGSE.

En relación con la planificación anual de la transmisión, tal como se indicó en el acápite precedente, el procedimiento se complejizó pues, a diferencia de la antigua planificación que sólo consideraba al segmento de transmisión troncal –en un proceso simultáneo de expansión y tarificación realizado cuatrienalmente–, con la promulgación de la Ley de Transmisión se extendió la planificación a todo el segmento de transmisión, pasando a realizarse anualmente y mandatando al planificador a considerar una serie de nuevos criterios para el desarrollo del proceso¹¹.

Al respecto, una de las principales dificultades que ha debido enfrentar el nuevo proceso de planificación ha sido el cumplimiento de los plazos de los hitos establecidos en la ley. Así, a modo de ejemplo, los últimos tres pro-

¹¹ La planificación se encuentra establecida en los artículos 87° y siguientes de la LGSE. Sin perjuicio de lo anterior, la regulación de detalle del proceso se encuentra contenida en el Reglamento de Transmisión, específicamente, en su Título III. A modo de síntesis, el procedimiento anual de planificación inicia con el envío, dentro de los primeros quince días de cada año, de una Propuesta de Expansión por parte del Coordinador a la CNE. Posteriormente, existe una etapa de promoción de proyectos por parte de los interesados y la posibilidad de que el Coordinador complemente o modifique su Propuesta de Expansión en base a ellos. Luego, dentro del tercer trimestre del año, la CNE debe emitir el informe técnico preliminar que contiene el Plan de Expansión, el cual podrá considerar o no los proyectos promovidos. Finalmente, una vez transcurrido el plazo para realizar observaciones al informe técnico preliminar, la CNE debe emitir y comunicar el informe técnico definitivo que contiene el Plan de Expansión, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas, momento en el cual comienza a correr el plazo para que los interesados puedan presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos.

cesos de planificación, correspondientes a los años 2020, 2021 y 2022, han tardado 22 meses en promedio desde su inicio, con el envío de la Propuesta de Expansión por parte del Coordinador a la CNE, hasta su finalización, definida por la dictación de los respectivos decretos expansión por parte del Ministerio de Energía, lejos de la anualidad contemplada en la legislación.

En todos los casos, el mayor retraso se ha originado en la emisión del informe técnico preliminar que contiene el Plan de Expansión por parte de la CNE, el cual, en promedio, demora aproximadamente 7 meses desde el vencimiento del plazo para que el Coordinador complemente o modifique su propuesta de expansión anual, y ha sido emitido, en todos los casos indicados en el párrafo anterior, durante el primer trimestre del año siguiente al periodo de planificación¹².

Finalmente, en lo que respecta al nuevo procedimiento de estudio de franjas, cabe señalar que el Decreto Exento N° 4, del Ministerio de Energía, de fecha 3 de enero de 2019, que fijó las obras nuevas del sistema de transmisión nacional y zonal correspondientes al Plan de Expansión el año 2017, definió las primeras y únicas obras de transmisión que hasta ahora han debido someterse al procedimiento en cuestión, a saber, las líneas de transmisión 2x500 kV Entre Ríos- Ciruelos, y 2x500 kV Ciruelos-Pichirropulli, energizada en 220 kV¹³.

3. La vía rápida del artículo 102° de la LGSE

Adicionalmente al nuevo proceso de planificación, la Ley de Transmisión definió un mecanismo especial de ejecución y desarrollo para aquella infraestructura que, por ser necesaria y urgente, requería ser excluida de la planificación con el objetivo de materializarse en forma más expedita.

Así, de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del art. 102° de la LGSE, para la ejecución de este tipo de instalaciones se

requiere una autorización excepcional de la CNE, previo informe que justifique la necesidad y urgencia de la obra, debidamente aprobado por el Coordinador según el procedimiento y los demás requisitos establecidos al efecto en los artículos 38 y siguientes del Reglamento de Transmisión¹⁴.

Otro punto importante es aquel relacionado con la forma en que se remuneran este tipo de instalaciones, pues la normativa dispone que deben ser consideradas como "obras existentes" para efectos de su valorización, por lo que deben ser incluidas en el proceso cuatrienal de calificación y tarificación de las instalaciones de transmisión que lleva a cabo la CNE¹⁵, lo cual hace que pierdan atractivo económico en relación con la remuneración fijada para los proyectos incluidos en la planificación anual, determinada como resultado de una licitación competitiva entre los actores del mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, el mecanismo en cuestión –sin ser su objetivo inicial– se ha transformado en una válvula de escape para la concreción rápida de obras que, por diferentes razones, no pueden sujetarse a los tiempos de la planificación de la transmisión. En tal sentido, la experiencia de los procesos revisados en este trabajo muestra que el procedimiento de planificación, desde su inicio hasta llegar a la dictación de los correspondientes decretos de expansión por parte del Ministerio de Energía, demora aproximadamente dos años, mientras que la aprobación y concreción de una nueva subestación o la ampliación de una línea de transmisión existente por vía del artículo 102° de la LGSE, toma un lapso de entre dos y dos años y medio¹⁶.

¹² El artículo 111 del Reglamento de Transmisión dispone que durante el tercer trimestre de cada año, la CNE deberá emitir el informe técnico preliminar que contenga el Plan de Expansión, el cual deberá ser publicado en su sitio web en la misma oportunidad.

¹³ Este proceso sigue en desarrollo, sin que a la fecha se haya emitido por parte del Ministerio de Energía el respectivo decreto fijando la Franja Preliminar, en conformidad con lo establecido en el artículo 22 del Reglamento de Estudio de Franjas. En tal sentido, con fecha 6 de julio de 2023, se publicó en el Diario Oficial la Res. N° 29 Exenta del Ministerio de Energía, que declaró la procedencia de realizar un proceso de consulta indígena previo a la dictación del referido decreto.

¹⁴ La regulación de detalle de este tipo de obras se encuentra contenida en el Título II, Capítulo 2, Párrafo V del Reglamento de Transmisión. En particular, el artículo 40 de la referida normativa dispone que se considerarán como necesarias y urgentes las obras que se requieran para asegurar el abastecimiento de la demanda o para aumentar la seguridad y calidad del servicio, así como aquellas obras de transmisión asociadas a proyectos de generación, sistemas de almacenamiento de energía o nueva infraestructura para la prestación de servicios complementarios, siempre que se justifique, si corresponde, su exclusión del proceso de planificación respectivo o su ejecución implique una reducción en los costos de operación y otorgue beneficios netos al sistema.

¹⁵ Según lo dispuesto en los Capítulos III, IV y V del Título III de la LGSE.

¹⁶ Dicha estadística es el resultado del análisis propio elaborado a partir de los decretos de expansión emitidos por el Ministerio de Energía y las resoluciones dictadas por la CNE autorizando la ejecución de obras en virtud de lo establecido en el artículo 102° de la LGSE. A mayor abundamiento, entre los años 2017 y 2022, la CNE ha autorizado

IV. Proyecto de ley de transición energética

Durante el segundo semestre de 2023, inició su tramitación legislativa el proyecto de ley transición energética¹⁷, cuyo objetivo es posicionar al segmento de transmisión eléctrica como sector habilitante para lograr el cumplimiento de las metas climáticas y ambientales dispuestas en la Ley Marco de Cambio Climático (el "PdL").

Para lograr lo anterior, la autoridad redefine los roles de los organismos que forman parte del proceso de expansión de la transmisión y modifica el diseño de la planificación del segmento, con el objetivo de hacer más eficiente y coherente el proceso con la operación de un sistema eléctrico bajo en emisiones, y de promover la competencia y fomentar la incorporación de sistemas de almacenamiento a gran escala.

En particular, en materia de planificación de la transmisión, el PdL reformula el proceso PELP haciendo énfasis en su carácter territorial, para lo cual considera tres instrumentos nuevos que reemplazarían a los existentes. En primer lugar, un Plan Nacional de Energía, con vigencia de ocho años y una actualización a la mitad del periodo, con el objetivo de ser congruente con los procesos de planificación anual, y que deberá utilizar como insumo para su elaboración a los Planes Estratégicos de Energía en Regiones y Polos de Desarrollo; en segundo lugar, se incorporan los Planes Estratégicos de Energía en Regiones, cuyo fin es orientar con un enfoque territorial el desarrollo energético local a nivel regional; y, por último, se redefinen los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, los que pasan a ser regionales y no provinciales, facilitando su identificación y el establecimiento de sistemas de transmisión idóneos.

Ahora bien, es en relación con el proceso de planificación anual de la transmisión donde el PdL incorpora las modificaciones más profundas. Así, la planificación es reformulada pasando a tener un carácter bienal, sin perjuicio de la emisión de informes de expansión anuales por parte de la autoridad, en los cuales se incluirían las obras nuevas y de ampliación que formarían parte de cada instancia. Lo señalado, con el objetivo de que las obras de más fácil estructuración –ya sea por su simpleza o por existir análisis avanzados provenientes

de procesos anteriores– sean incluidas en un primer informe anual, dejando para el informe que debe ser dictado al término del segundo año de la planificación, a aquellas instalaciones de mayor complejidad que requieren de un nivel de análisis superior.

Asimismo, el PdL introduce un nuevo régimen para las obras de transmisión necesarias y urgentes que se excluyen del proceso de planificación, el cual presenta dos particularidades en relación con el mecanismo actual. En primer lugar, este nuevo régimen se activa por expreso mandato de la autoridad, iniciando con una propuesta de la CNE, ya sea de oficio o a petición del Ministerio de Energía o del Coordinador, la cual requiere de la aprobación del primero y de un informe técnico favorable del segundo de los organismos mencionados. En segundo lugar, a diferencia del mecanismo establecido en el art. 102° de la LGSE, en este régimen las instalaciones se remuneran de la misma forma que las obras del plan de expansión, lo cual constituye un evidente incentivo para su realización oportuna¹⁸.

V. ¿Reestructurar el fondo de la planificación?

Si bien el PdL busca abordar específicamente los retrasos en la ejecución de las obras de transmisión al reformar la periodicidad del proceso de planificación y establecer un nuevo mecanismo de obras necesarias y urgentes mandatadas, no se debe perder de vista que, tal como se indicó al inicio de su tramitación, esta iniciativa de ley busca introducir modificaciones que cuenten con un amplio consenso de las partes interesadas a fin de agilizar al máximo su tramitación legislativa.

Por lo anterior, las medidas que se introducen están dirigidas a obtener resultados eficaces en el corto plazo, más que a reestructurar el fondo de la planificación del segmento de transmisión con el objetivo de contar con planes que indiquen más precisamente la infraestructura que debe formar parte de la expansión de la red, y faciliten la incorporación de nuevas tecnologías que sean coherentes

38 de este tipo de obras, las que corresponden en forma equilibrada a obras nuevas y de ampliación.

¹⁷ Boletín N° 16.078-08.

¹⁸ Como se indicó, la regulación actual de las obras necesarias y urgentes establece que estas "serán consideradas como obras existentes para efectos de su valorización", siendo adscritas transitoriamente por parte de la CNE a uno de los segmentos del sistema de transmisión hasta la siguiente calificación cuatrienal de las instalaciones. Por su parte, la remuneración de las obras incluidas en la planificación anual de la transmisión se determina a partir del resultado de la licitación pública internacional que le corresponde efectuar al Coordinador.

con los desafíos operacionales que supone la amplia penetración de las energías renovables variables en nuestra matriz energética.

Así, si la finalidad es obtener planes de expansión que permitan un crecimiento armónico de la red y coincidan de mejor manera con las necesidades actuales y futuras del sistema, los cambios regulatorios deberían orientarse a definir ciertos aspectos técnicos de detalle en los cuerpos normativos que rigen la planificación de la transmisión, particularmente, en relación con la modelación de las variables consideradas en el proceso y la realización periódica de estudios especializados, de manera de facilitar reevaluación permanente de las metodologías que lo rigen.

En este orden de ideas, cabe señalar que el actual procedimiento de planificación que contempla nuestra legislación implica un proceso complejo, el cual, según lo dispone el artículo 87° de la LGSE, se encuentra orientado por la eficiencia económica, la competencia, la seguridad y la diversificación de las instalaciones del sistema eléctrico, que debe contemplar holguras y redundancias para la operación de las redes, y cuya metodología en general se encuentra consagrada en el Reglamento de Transmisión, donde se realiza una aproximación secuencial por etapas en las que la planificación debe abordar la inclusión de los conceptos previamente señalados.

En tal sentido, atendida su complejidad y el aprendizaje que se adquiere durante su desarrollo, la normativa que regule la planificación necesariamente debe contar con la flexibilidad suficiente para permitir la inclusión de mejoras continuas, inherentes a procesos en permanente evolución. Por tanto, si bien los referidos aspectos técnicos de detalle podrían normativizarse mediante la inclusión de capítulos específicos en el Reglamento de Transmisión, o incluso mediante la elaboración de una Norma Técnica de Planificación, lo esencial es que su regulación entregue espacio suficiente para la inclusión de avances que faciliten el perfeccionamiento de los procesos.

Por otra parte, si se busca exclusivamente acelerar la planificación y lograr que los proyectos de transmisión cuya materialización es más urgente se ejecuten en forma rápida, medidas como las incluidas en el PdL parecen ir en el camino regulatorio adecuado, aunque no suficiente.

Lo indicado, pues un proceso bienal facilitaría la incorporación de obras más simples o previamente analizadas al término del primer

año, mientras que en el segundo año se impulsarían aquellas obras más complejas y que, por tanto, requieren de un nivel mayor de estudio. A nuestro juicio, esto no sólo ordenaría el proceso de planificación sino que sinceraría los plazos establecidos para el cumplimiento de hitos por parte de la autoridad, los que, como se revisó anteriormente. Adicionalmente, el nuevo mecanismo de obras necesarias y urgentes mandatadas permitiría complementar más profundamente la planificación, otorgando nuevas herramientas a la autoridad para promover en el crecimiento del sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, una materia de la cual no se hace cargo el PdL es de las crecientes complejidades territoriales que enfrentan los grandes proyectos de transmisión y las dificultades que ello implica para la transición energética. Si bien la Ley de Transmisión intentó abordar el asunto mediante la implementación del procedimiento de estudio de franjas, lo cierto es que dicho mecanismo ha resultado lento y poco flexible para los fines que se tuvo a la vista al momento de su incorporación¹⁹. En tal contexto, la implementación de un régimen adecuado que permita la coordinación temprana entre partes interesadas en relación con la localización de la infraestructura, y que unifique criterios en cuanto a la tramitación de los permisos necesarios para la ejecución de los proyectos, continúa siendo un asunto pendiente para nuestra regulación en materia eléctrica.

VI. Desarrollo armónico a nivel de generación

Si bien el presente trabajo se ha centrado en revisar la planificación de la transmisión, con el objetivo de abordar las reformas necesarias para que el segmento actúe como habilitante de la transición energética, no caben dudas de que una correcta sincronización entre el desarrollo de los proyectos de generación y la

¹⁹ Al efecto, lo que el legislador buscaba con este mecanismo era lograr un equilibrio económico, social y ambiental para la definición de trazados, dotando al sistema de mayor certeza para la realización de los proyectos, otorgando un rol preponderante al Estado y reduciendo los riesgos de los inversionistas. Sin perjuicio de lo anterior, la excesiva dilación evidenciada en el primer proceso de Estudio de Franjas, llevó a que el Estudio de Franja determinado inicialmente para la obra de transmisión "Nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", fuese revocado mediante Decreto Exento N° 163 del Ministerio de Energía, de fecha 1 de septiembre de 2020, debido a la trascendencia de la obra para el sistema en general y las dificultades que conllevaría un eventual atraso producto de la ejecución del estudio en cuestión. Al respecto, vid. Historia de la Ley N° 20.936, 11-12.

expansión de las redes de transmisión es fundamental para lograr el crecimiento armónico de nuestro sistema eléctrico, en línea con las metas de descarbonización existentes.

Así, no obstante que el análisis de las reformas para lograr lo anterior excede largamente el propósito de este estudio, cabe señalar que, en tanto no exista una coordinación suficiente entre el desarrollo de la generación y la expansión de la infraestructura de transmisión, cualquier modificación a la planificación no será suficiente para evitar la congestión en zonas altamente saturadas en cuanto a producción de energía y el subsecuente vertimiento de los recursos.

Por lo anterior, un requisito sine qua non para que el segmento de transmisión sea un actor principal en el tránsito hacia la carbono neutralidad, es la implementación de reformas a nivel de generación que permitan que la expansión y ubicación de los proyectos sea coherente con las necesidades del sistema.

Para lograr dicho objetivo, resulta necesario comenzar a plantear y analizar medidas tales como el retorno de las señales de localización para la generación, lo cual podría implicar el fin del traspaso a los clientes finales del pago de los costos del sistema de transmisión, dando paso a una tarificación de nuevas inversiones según quien se beneficia de ellas²⁰, o la implementación de modificaciones al régimen actual de acceso abierto, orientadas a establecer desincentivos para la instalación de nuevos proyectos en zonas del sistema previamente congestionadas.

Conclusiones

El nuevo proceso de planificación implementado por la Ley de Transmisión significó el establecimiento de directrices claras dirigidas a orientar la expansión de las redes de transmisión de nuestro sistema eléctrico con un enfoque de largo plazo, dotando a la autoridad central o planificador de nuevas y mayores herramientas para conseguir dicho objetivo.

Sin perjuicio de lo anterior, el excesivo aumento de los plazos requeridos para desarrollar la infraestructura de red necesaria para evacuar la energía del sistema, pone en riesgo la transición energética y las metas de descarbonización existentes.

Por su parte, si bien los retrasos en el cumplimiento de los plazos legales y regla-

mentarios establecidos para la planificación de la transmisión han contribuido a dicha situación, las reformas en la periodicidad del proceso y el otorgamiento de mayores herramientas al planificador en materia de obras necesarias y urgentes abordan sólo una parte del problema, requiriéndose de modificaciones más profundas para enfrentar eficazmente los desafíos existentes en el actual escenario de transición energética.

Así, en relación con la planificación, dicha reestructuración necesariamente pasa por una evaluación de los resultados obtenidos en materia de expansión de las instalaciones de transmisión, enfocada en la precisión y coherencia de los planes anuales con las necesidades del sistema, y no únicamente en la frecuencia de estos. Por lo anterior, estimamos que una reformulación de mediano plazo del proceso debe enfocarse en la revisión de las metodologías utilizadas para la definición de las obras expansión y en la evaluación de la forma de incorporar aspectos técnicos de detalle en los cuerpos normativos actuales, así como en la consideración sistemática de nuevas tecnologías a lo largo de la planificación. Para lograr lo indicado, resulta esencial definir un mecanismo regulatorio que no sea excesivamente rígido, de manera tal que permita incorporar las mejoras fruto del aprendizaje continuo que es propio de procedimientos en permanente evolución.

Asimismo, otro factor decisivo en los atrasos a nivel de transmisión ha sido la complejidad territorial y la falta de coordinación oportuna en la definición de la ubicación de la infraestructura del sistema. Si bien la Ley de Transmisión buscó hacerse cargo de este punto mediante la implementación del mecanismo de estudio de franjas, dicho procedimiento, hasta ahora, no ha sido una herramienta que facilitadora para el desarrollo de los grandes proyectos del segmento, sino que ha contribuido en el retraso de estos.

Finalmente, cualquier cambio en la regulación del segmento de transmisión orientado a facilitar el desarrollo de la infraestructura necesaria para evacuar la energía del sistema, no será suficiente si es que no existen modificaciones sustanciales relacionadas con la manera en que se desarrollan los proyectos de generación en nuestro país. Para cumplir los desafíos que impone la carbono neutralidad, resulta imprescindible contar con un sistema eléctrico en que la expansión de los segmentos de generación y transmisión se encuentre debidamente coordinada, lo cual implica necesi-

²⁰ Al respecto, vid. HOGAN 2018; Avar 2022.

riamente analizar medidas que aborden directamente el asunto, ya sea mediante el retorno de las señales de localización para la nueva infraestructura de generación y/o a través de la implementación de reformas al modelo actual de acceso abierto a las redes de transmisión, que desincentiven el desarrollo de nuevos proyectos en zonas altamente saturadas.

Bibliografía citada

- AVAR, Ali (2022). A new benefit-based transmission cost allocation scheme based on capacity usage differentiation. *Electric Power System Research* 208. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107880>.
- ARIZTÍA LARRAÍN, María José (2016). Acceso Abierto en los Sistemas de Transmisión Eléctrica [Memoria para optar al Grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de Chile]. Biblioteca del Congreso Nacional (2023). Historia de la Ley N° 20.936. Establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- CAMERON, Peter (2017). Competition in energy markets. Law and regulation in the European Union. Oxford University Press, 9-36.
- HOGAN, William (2018). A primer on transmission benefits and cost allocation. *Economics of Energy & Environmental Policy* 7 (1), 25-46.
- OLIVARES GALLARDO, Alberto (2014). Libre mercado y regulación: la experiencia en el sector eléctrico español. *Revista Chilena de Derecho* (41), 210-219.
- MARDONES OSORIO, Marcelo (2019). Naturaleza jurídica de la planificación de la transmisión eléctrica. *Revista de Derecho Administrativo Económico* (31), 205-229. <https://doi.org/10.7764/redae.31.8>.
- MOLINA VARGAS, Alejandro (2017). Las economías de escala en la industria eléctrica ¿Es la electricidad

un monopolio natural?. *Revista Tiempo Económico* (35), 30-35.

Normativa citada

- Decreto N° 4 [con fuerza de ley]. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado de Ley General de Servicios Eléctricos. 12 de mayo de 2006. D.O. No. 38.681.
- Ley N° 19.940 de 2004. Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. 12 de marzo de 2004. D.O. No. 37.810.
- Ley N° 20.936 de 2016. Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. 11 de julio de 2016. D.O. No. 41.512.
- Decreto N° 163 de 2020 [Ministerio de Energía]. Revoca parcialmente Decreto N° 231 exento, de 2019, del Ministerio de Energía, que 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, del Plan de Expansión del año 2018, en lo referido a la obra que indica. 27 de agosto de 2020. D.O. No. 47.745.
- Decreto N° 37 de 2019 [Ministerio de Energía]. Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión. 06 de mayo de 2019. D.O. No. 42.961.
- Decreto N° 4 de 2019 [Ministerio de Energía]. Fija las obras nuevas del sistema de transmisión nacional y zonal correspondientes al Plan de Expansión el año 2017. 03 de enero de 2019. D.O. No. 42.249.
- Decreto N° 139 de 2017 [Ministerio de Energía]. Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión. 19 de octubre de 2016. D.O. No. 41.715.

La servidumbre eléctrica: pasado, presente y futuro

Electric easment right: past, present and future

Sergio Corvalán Valenzuela*
Luis Felipe Mengual Henríquez†

RESUMEN: El presente trabajo busca relevar algunos puntos sobre las servidumbres eléctricas, el procedimiento para constituir las, y hacer presente algunos problemas de su regulación. Se divide en el *pasado*

* Abogado, Universidad Diego Portales. Magister en Derecho, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. Correo electrónico: corvalanv@gmail.com. Dirección Postal: Ricardo Lyon 2592, Providencia, Santiago.

† Abogado, Universidad de Chile (*Summa cum laude*). Diplomado en Política y Derecho de la Competencia, Universidad de Chile. Correo electrónico: lmengualh@gmail.com Dirección Postal: Alcalá de Henares N° 7487, La Reina, Santiago.

donde se revisa la historia legal de la servidumbre, *presente* donde se resume su tramitación y algunos problemas asociados, y *futuro* donde se sugieren algunos ajustes en su regulación.

Palabras clave: Derecho de servidumbre, concesión eléctrica, procedimiento administrativo, reforma regulatoria.

ABSTRACT: This paper aims to highlight some of the issues related to electric easements rights, the procedure to establish them, and some of the problems associated with their regulation. It is divided into the *past*, where the legal history of easements is reviewed, the *present*, where the procedure and some related problems are summarized, and the *future*, where some adjustments to their regulation are suggested.

Keywords: easement right, electric concession, administrative procedure, regulatory reform.

Introducción¹

El derecho real de servidumbre en materia eléctrica otorga a la instalación beneficiada una serie de prerrogativas respecto de los predios que se verán afectados por un proyecto eléctrico.

Aun cuando su importancia es vital para el desarrollo energético del país, hay ciertos aspectos prácticos que demoran su establecimiento. Para proyectos de transmisión nacional, el promedio de tramitación de la concesión y subsecuente servidumbre es de 25 meses, aproximadamente.

El presente trabajo muestra tres *tiempos* de la servidumbre: su *pasado*, donde hacemos una breve memoria histórica de su establecimiento. Su *presente*, donde se resumen los tiempos de tramitación a los que hemos llegado luego de una revisión de solicitudes de concesión. Además, se esbozan unos problemas asociados a la actual regulación de su establecimiento. Finalmente, en cuanto a su *futuro*, sugerimos algunos ajustes regulatorios para enfrentar las dificultades relevadas anteriormente.

I. Pasado de la servidumbre eléctrica

1. Orígenes de la servidumbre en materia eléctrica y de telecomunicaciones: historia legislativa

El origen de las servidumbres viene del concepto que consagró el CC. El artículo 820 indica: "Servidumbre predial, o simplemente servidumbre, es un gravamen impuesto sobre

un predio en utilidad de otro predio de distinto dueño".

Los primeros antecedentes de la regulación especial de las servidumbres, tanto eléctricas² como de telecomunicaciones³, se remontan a una Ley que data de 1871, en la que se establecía, tangencialmente, el derecho de paso para la postación de líneas telegráficas. El mencionado cuerpo legal otorgaba una serie de subsidios y privilegios a la sociedad Clark y Cía., que pretendía establecer una línea telegráfica entre Chile y Argentina⁴.

Luego, viene la Ley N° 1.665 de 1904. Su título era "Prescripciones para la concesión de permisos para la instalación de empresas eléctricas en la República", y constituyó el primer texto legal que reguló el fenómeno eléctrico⁵. Es interesante destacar que fue también la primera norma de carácter legislativo⁶ que buscó regular de modo general y sistemático a las telecomunicaciones. Desde la dictación de esta norma, y hasta la dictación de la Ley General de Telecomunicaciones, el fenómeno de las telecomunicaciones tendría un lugar accidental en los cuerpos normativos dedica-

² VERGARA 1999, 45.

³ SIERRA 2008, 24.

⁴ Sierra comenta que, respecto del telégrafo, se da una situación particular, que contrastaba con el carácter centralizado del desarrollo de los servicios eléctricos y posteriormente incluso de telecomunicaciones: en el caso del telégrafo, la iniciativa privada fue su principal impulsora. El Estado, por medio de leyes, otorgaba a particulares subsidios o privilegios a empresarios particulares que desarrollaban el negocio. Véase SIERRA 2008, 24.

⁵ VERGARA 2004, 43.

⁶ Existió un hito regulatorio anterior, pero de carácter administrativo, que buscó regular de manera sistemática a las telecomunicaciones: el "Decreto sobre líneas telegráficas, telefónicas y cable sub-marino" de septiembre de 1888 dictado por el Presidente Balmaceda. Lo interesante de este acto administrativo es que reunía en un cuerpo normativo la regulación de las telecomunicaciones, separada de la regulación eléctrica, cosa que posteriormente y hasta 1982 no sería así. Véase SIERRA 2008, 25.

¹ Abreviaturas: Código Civil (CC); Código de Procedimiento Civil (CPP); Contraloría General de la República (CGR); Ley de Bases de los Procedimientos Administrativos (LBPA); Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 (LGSE); Ley General de Telecomunicaciones (LGT); Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado (LOCBGAE); Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

dos al fenómeno eléctrico⁷. Respecto al tema objeto de este artículo, debe indicarse que no se estableció expresamente el concepto de servidumbre, aunque se estableció otro derecho relacionado: el otorgamiento de permisos para la ocupación de bienes nacionales o fiscales con líneas eléctricas.

Después vendría la dictación de una norma fundamental, en materia tanto eléctrica⁸ como de telecomunicaciones⁹: el Decreto Ley N° 252 de 1925. Este Decreto Ley fue dictado por una Junta Militar compuesta por el General Dartnell, el Almirante Ward, y don Emilio Bello Codesido¹⁰. Por primera vez, de forma expresa en su Título III, se regula a la servidumbre en materia eléctrica¹¹ (y de telecomunicaciones). Su artículo 43 señalaba lo siguiente:

“La servidumbre de líneas de transporte y distribución de energía eléctrica y de líneas telefónicas y telegráficas crea en favor del concesionario el *derecho de tender líneas aéreas sobre propiedades ajenas, de ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica desde la estación jeneradora o central hasta los lugares de consumo o de aplicación, por medio de postes o de conductos subterráneos, y para ocupar los terrenos necesarios para las sub-estaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal*”¹².

Luego, se dicta en 1931 el Decreto con Fuerza de Ley 244, que aprueba la Ley General de Servicios Eléctricos, por el gobierno de Carlos Ibáñez del Campo. En materia de servidumbres, siguió en gran medida a su norma antecesora: contiene un título especial para estos gravámenes, aunque algunos perfeccio-

namientos fueron introducidos¹³. Es importante destacar que este cuerpo legal usó por primera vez el concepto de servicio público, en su artículo 3: “Es servicio público la distribución de energía para alumbrado y usos industriales de poblaciones, la comunicación telegráfica entre poblaciones, la comunicación telefónica entre y dentro de poblaciones, la radiocomunicación entre poblaciones y la radiodifusión”¹⁴.

Posteriormente, se dicta el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 de 1959, que fija el texto definitivo de la Ley General de Servicios Eléctricos, en el gobierno de Jorge Alessandri¹⁵. En materia eléctrica, y en lo que respecta a la servidumbre, este cuerpo legal reitera los principios y disposiciones de las normas de 1925 y 1931¹⁶.

Como se ha comentado hasta ahora, las servidumbres para tender líneas, tanto eléctricas como de telecomunicaciones se encontraban íntimamente unidas en su regulación. En este cuerpo legal se puede ver una manifestación de ello, en su artículo 87:

“*Las servidumbres de líneas de transporte y distribución de energía eléctrica de líneas telefónicas, telegráficas, cablegráficas y de otras líneas físicas de telecomunicaciones crean en favor del concesionario el derecho a tender líneas por medio de postes o de conductos subterráneos sobre propiedades ajenas y ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica, desde la estación generadora o central hasta los puntos de consumo o de aplicación, y para ocupar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas incluyendo las habitaciones para el personal.*”

⁷ Esta norma “inauguró una lógica que pervivió casi 80 años, hasta 1982: la regulación conjunta de los servicios de telecomunicaciones y de los servicios eléctricos”. SIERRA 2008, 28.

⁸ “Es la primera ley que trata la materia eléctrica con mayor detalle y sistematización”. VERGARA 1999, 45.

⁹ “Es, en varios sentidos, antecedente del marco regulatorio que hoy rige a las telecomunicaciones”. SIERRA 2008, 30.

¹⁰ Esta fue la segunda Junta Militar que sucedió a Arturo Alessandri, luego del “Ruido de Sables” de 1924. También, fue la que llamó de vuelta a Alessandri para que retomara el poder a fines de marzo de 1925, quien a su vez convocó una Gran Comisión Consultiva para la redacción de un nuevo texto constitucional que se transformaría en la Constitución de 1925.

¹¹ VERGARA 1999, 45.

¹² El artículo 40 de esta norma consagra el principio de que la concesión crea el *derecho de servidumbre en favor de la empresa concesionaria, siendo las gestiones posteriores de ocupación actos dirigidos a hacer efectiva la servidumbre*. Véase VERGARA 2004, 45.

¹³ Véase VERGARA 1999, 47.

¹⁴ Véase SIERRA 2008, 36 para revisar otras innovaciones conceptuales que esta norma incorporó y que hasta hoy perduran.

¹⁵ Una de las innovaciones de este cuerpo legal, en materia de telecomunicaciones, fue la definición de sistema de telecomunicaciones: “todo sistema que permita la transmisión de signos, señales, escritos, imágenes, sonidos, etc., ya sea por medio de conductores, radio, sistemas ópticos u otros sistemas electromagnéticos”. Esta redacción es el antecedente directo del Artículo 1 de la Ley N° 18.168: “Para los efectos de esta ley, se entenderá por telecomunicación toda *transmisión, emisión o recepción de signos, señales, escritos, imágenes, sonidos* e informaciones de cualquier naturaleza, por línea física, radioelectricidad, *medios ópticos u otros sistemas electromagnéticos*”.

¹⁶ Esta norma, para el sector de telecomunicaciones, es bastante relevante, ya que es la base de la Ley N° 18.168. Así lo indica la Historia de la Ley: “En este proyecto, ha parecido conveniente reproducir y actualizar, pero sin complicar, algunas *disposiciones de la antigua Ley General de Servicios Eléctricos* que en su aplicación han demostrado su eficacia, y sugerir nuevas disposiciones aplicables a materias que, como se señaló, en el pasado no fueron tratadas”.. Historia de la Ley N° 18.168, 3.

Las servidumbres de antenas y sistemas irradiantes crean el derecho de ocupar los terrenos necesarios para estas instalaciones incluyendo también las habitaciones del personal”.

Finalmente, en 1982, se dicta la actual LGSE, la que contiene la regulación de servidumbres en su actual Capítulo V del Título II, y cuyas particularidades se comentarán en la sección presente.

2. Breve excurso: separación de la servidumbre de telecomunicaciones y la servidumbre eléctrica

Hemos comentado que, a lo menos durante 80 años, la regulación de telecomunicaciones se realizó *a propósito* o *con ocasión* de la regulación eléctrica. La dictación de la LGT y de la actual LGSE vino a cambiar aquello, separando la regulación de ambos fenómenos en sendos cuerpos normativos sectoriales¹⁷.

La principal razón que encontramos para su separación fue que la regulación conjunta de ambos fenómenos era insuficiente para enfrentar correctamente los avances tecnológicos y normar correctamente los variados servicios de telecomunicaciones¹⁸. Las telecomunicaciones, al menos desde los años 70, comenzaron

¹⁷ “La segunda cuestión tras este cambio de nombre es el fin de la regulación promiscua de telecomunicaciones y electricidad, que fue la tendencia histórica desde la Ley N° 1.665 de 1904. En 1982 esta regulación se separó: una ley específica para las telecomunicaciones y otra específica para la electricidad”. SIERRA 2008, 51.

¹⁸ “Hasta el presente, la labor realizada en el sector de las telecomunicaciones se ha basado en las normas establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus reglamentos, la cual a pesar de contener sabias disposiciones ha quedado sobrepasada por los avances tecnológicos que ha experimentado dicho sector, existiendo vacíos en diversas materias.

Estas son, entre otras, las necesidades que se tratan de llenar por medio del presente proyecto. Además, en él se hace una separación definitiva de los asuntos de telecomunicaciones con los eléctricos que en la ley actual se encuentran tratados conjuntamente”. Historia de la Ley N° 18.168 de 1982, 3 (*énfasis añadido*).

El primer informe técnico de la Ley N° 18.168, de 1982 también menciona algo similar:

“Sin embargo, las características propias del Sector Telecomunicaciones —entre las que cabe señalar la prestación de un servicio final que es el producto de operar sistemas que actúan conjuntamente, los continuos avances e innovaciones tecnológicas y la variada cantidad de servicios de Telecomunicaciones intrínsecamente diferentes han llevado a postular la necesidad de considerarlo separadamente. El primer intento de ello fue la creación de la Subsecretaría de Telecomunicaciones dentro del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones mediante el Decreto Ley N° 1762 de 1977, el que señala explícitamente la obligación de formular una Ley General de Telecomunicaciones”. Historia de la Ley N° 18.168, de 1982, 5 (*énfasis añadido*).

a ser una realidad tan compleja y densa en sí misma, que se vio la necesidad de tener una regulación especial.

Una manifestación anterior a la LGT, que daba cuenta del desarrollo del fenómeno de telecomunicaciones y su consecuente necesidad de regulación particular, fue la dictación del Decreto Ley N° 1.762 que creó la Subsecretaría de Telecomunicaciones:

*“Es evidente que el desarrollo inconmensurable de las telecomunicaciones motivó a la H. Junta de Gobierno a crear la Subsecretaría de Telecomunicaciones como el Organismo Técnico Superior encargado de dirigir, orientar, controlar y desarrollar las telecomunicaciones en el país. Y para el cumplimiento de esas funciones debe dotársele de instrumentos legales adecuados a las necesidades que actualmente existen en este campo de la actividad”*¹⁹.

Ahora bien, respecto de las servidumbres, una revisión de la Historia de la LGT nos da luces sobre su origen. Este fue, en efecto, uno de los aspectos en donde la Ley General de Telecomunicaciones buscó apartarse expresamente de la regulación eléctrica:

*“El artículo 16°, finalmente, señala que las servidumbres que afecten a la propiedad privada deberán constituirse y regirse por las normas generales del derecho común, aspecto éste en que el proyecto modifica substancialmente la legislación vigente. En efecto, el citado decreto con fuerza de ley N° 4, de 1959, en sus artículos 84 y siguientes, regula todo un sistema especial de servidumbres legales que ceden en beneficio de las concesiones regidas por ese cuerpo legal, las que son impuestas obligatoriamente a los particulares afectados, sin perjuicio de adoptarse los resguardos publicitarios indispensables para que éstos puedan hacer valer oportunamente sus correspondientes derechos”*²⁰.

Es interesante hacer notar que en algún momento de la tramitación de la LGT, se criticó este intento de modificar la regulación de las servidumbres en terrenos privados en materia de telecomunicaciones, para supeditarlas a las normas del derecho común. En un oficio de indicaciones de 30 de abril de 1980, una de las observaciones al proyecto de la LGT se refiere a las servidumbres:

“En relación con la norma contenida en el artículo 16°, se discrepa fundamentalmente

¹⁹ Historia de la Ley N° 18.168, 3 (*énfasis añadido*).

²⁰ Historia de la Ley N° 18.168, 31.

de ella, por cuanto al parecer, se confunde el establecimiento de las servidumbres con las indemnizaciones a que pudieren dar lugar.

Se estima imprescindible contemplar las servidumbres legales en forma similar a las establecidas en el DFL. N° 4, de 1959 y en la ley N° 17.377²¹.

Finalmente, se mantuvo la propuesta de la LGT de que las servidumbres en materia de telecomunicaciones se rigieran por el derecho común. La principal razón que la comisión legislativa consideró para diferenciar la regulación de telecomunicaciones, específicamente en materia de servidumbres, era que no se justificaba regulatoriamente el *imponer tantas cargas a los propietarios de predios privados*, nuevamente, por razones de avance tecnológico:

“7) Al artículo 15, 14 en el proyecto sustitutivo. Hubo acuerdo en no considerar la proposición que venía formulada en el sentido de establecer que las servidumbres que puedan hacerse necesarias para un servicio de telecomunicaciones fueran de carácter legal, tal como ocurre en el presente.

La norma del proyecto altera el régimen actual de servidumbres legales en el área de las telecomunicaciones, la que las deja *entregadas al libre convenio de las partes involucradas*. Se apoya el cambio en la *falta de una real justificación técnica* en el presente, para mantener la carga que significan las servidumbres legales sobre los propietarios de los predios sirvientes. En efecto, *el avance tecnológico en materia de telecomunicaciones*, ha hecho y hace cada vez más innecesarios los tendidos de cables y consiguientes postaciones, que eran los que mayoritariamente sustentaban la necesidad que antaño hubo de imponer por ley las servidumbres²².

Posteriormente, en el informe de la Cuarta Comisión Legislativa, se incorporó la idea de que, no obstante dejarse en general la regulación de las servidumbres en terrenos privados, igual debía existir un caso de servidumbre legal, en caso de que no se podía llegar a un acuerdo de las partes y el servicio fuere “imprescindible”. No se ahonda especialmente en este concepto, destacándose sólo el ya comentado hecho de que las servidumbres en terrenos privados se regirán por el derecho común:

“El mismo criterio [la protección del derecho de propiedad] se sigue cuando la naturale-

za del servicio exige constituir servidumbres en predios privados para sus instalaciones disponiéndose que éstas deben ser libremente pactadas por las partes y que sólo se contempla la servidumbre legal en el caso de imposibilidad de lograr un acuerdo y siempre, por cierto, que el servicio resulte imprescindible”²³.

En definitiva, la protección a la propiedad privada y la falta de justificación técnica fueron las razones para diferenciar las servidumbres de telecomunicaciones, de las establecidas en la normativa eléctrica.

II. Presente

1. ¿Para qué sirve hoy la servidumbre eléctrica?

Cuando se piensa hoy en el derecho de servidumbre para ejecutar proyectos eléctricos se hace básicamente por razones de certeza jurídica. Ellas se encuentran íntimamente conectadas con razones financieras, e incluso estratégicas, según veremos a continuación.

La regulación eléctrica distingue dos tipos de servidumbres legales²⁴: aquellas que se establecen en favor de un concesionario para la construcción, establecimiento y explotación de sus instalaciones eléctricas; y un segundo tipo, en favor de terceros y que debe soportar un concesionario o propietario de instalaciones eléctricas para que su infraestructura sea utilizada. En adelante haremos referencia principalmente a las servidumbres eléctricas del primer tipo.

Ser titular de una servidumbre, teóricamente, garantiza la posibilidad de usar una determinada porción de un terreno particular ajeno para establecer e instalar cierta infraestructura, ya sea de generación, de transmisión o transporte, de distribución de energía, o incluso de comunicaciones electrónicas. Es, por decirlo de otra forma, el *remedio jurídico* para resolver el problema de la instalación y explotación de una actividad económica lícita, con ciertos factores de riesgo para la seguridad de las personas o sus cosas²⁵, y que requiere desplegar infraestructura en predios ajenos. Esto nos lleva a profundizar más conforme a la pregunta sobre qué es lo que hay detrás de la situación de hecho que requiere la intervención

²³ Historia de la Ley N° 18.168, 142.

²⁴ Entre otros, ver artículo 71 del Reglamento de la Ley de Servicios Eléctricos.

²⁵ Ley N° 18.410. Artículo 2°: “...el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o sus cosas”.

²¹ Historia de la Ley N° 18.168, 64.

²² Historia de la Ley N° 18.168, 69.

del derecho a través del establecimiento de servidumbres. Indicamos que en principio sería la certeza jurídica, pero eso exige preguntarse nuevamente, ¿certeza jurídica de qué?

Para responder a aquello, primero debemos tener claro que la servidumbre legal eléctrica es el resultado de un proceso administrativo seguido ante la SEC, en una primera instancia, y luego, ante el Ministerio de Energía. Este proceso finaliza con el otorgamiento de un decreto de concesión, al que se suma el reconocimiento de un derecho de servidumbre a favor de su titular, y una obligación de soportarla para quien es propietario del predio que será afectado por la instalación energética. Es decir, la tramitación de una concesión de energía eléctrica da como resultado, entre otras cosas, el establecimiento de una servidumbre en favor del titular de la concesión²⁶.

Muchas veces, por la certeza jurídica que irroga la servidumbre legal, los solicitantes soportan el tener que sortear todo el proceso administrativo de una concesión para llegar a aquel remedio jurídico. Sin embargo, la concesión administrativa es, a su vez, un permiso mucho más amplio y con múltiples efectos distintos a la servidumbre. Uno de ellos, por ejemplo, es el de conferir a su titular la facultad de usar bienes nacionales de uso público, e imponer las servidumbres previamente identificadas a determinados propietarios.

Así entonces, la certeza jurídica de la servidumbre es un pequeño-gran objetivo del proceso de obtención de concesión, que se traduce en la seguridad de que un determinado terreno ajeno se podrá ocupar para establecer instalaciones de energía y luego explotarlas sin que existan perturbaciones que afecten dicho ejercicio²⁷. Aunque, como mencionamos, claramente *no es el único* objetivo.

En los albores de la industria eléctrica, aquella se enfrentaba a una limitación práctica a la hora de ocupar espacios privados para su despliegue. Es interesante pensar que se requirió de una ley que creara una servidumbre especial y ad hoc, debido a que la regulación común existente era insuficiente para permitir el fluido desarrollo de una industria que se orientase a satisfacer necesidades básicas y

comunes²⁸. El uso de la energía eléctrica estaba alocado en la incipiente explotación industrial, en el uso para carros de transporte y en procesos mineros²⁹.

La necesidad de la servidumbre nace, según creemos, como el resultado jurídico para poder otorgar un servicio a la comunidad, especialmente para el reemplazo del transporte público en ese entonces empujado por animales, para la seguridad ciudadana a través de la iluminación de lugares públicos, y en general para el mejoramiento de la calidad de vida en hogares y edificios públicos, etc. Así entonces, la servidumbre del pasado no ha variado ni en su efecto ni en su forma de obtención a la que se requiere hoy. Sin embargo, lo que sí ha variado significativamente es la motivación por la que se requiere dicha servidumbre, la que actualmente apalanca los argumentos legales conforme a los cuales se fuerza el ingreso y la ocupación a un terreno particular para desarrollar una actividad que puede tener un interés público, o una orientación particular.

Basta revisar los objetivos con los que se describen las solicitudes de concesiones de líneas de transmisión para detectar que entre ellas existen algunas con un exclusivo interés particular o dedicado, y hay otras que manteniendo un interés particular también comparten un interés general o zonal-nacional. Esta diferenciación en cuanto al destino que se le dará a la instalación eléctrica y que está definida por el titular de la obra, en la actual regulación, no tiene una diferenciación en cuanto a su tramitación.

Es en este punto en el que quisiéramos detenernos para plantear una interrogante, más allá de que el remedio jurídico es el mismo, ¿no se requerirá un tratamiento diverso entonces, si los objetivos que se buscan son distintos? Nos referimos a un tratamiento que permita diferenciar los motivos o fines perseguidos con la solicitud de concesión y otorgamiento de servidumbre, sin privilegiar a unos sobre otros. Parece razonable que la regulación permitiera dar cabida a procesos diferenciados según sea el impacto de la obra³⁰.

²⁶ O, de otra forma, la servidumbre se le otorga al titular con ocasión del otorgamiento de la concesión.

²⁷ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007. Artículo 57: "El dueño del predio sirviente no podrá hacer plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de las servidumbres establecidas por esta ley".

²⁸ Véase sección 1.2 *supra* para la revisión de la historia de las servidumbres eléctricas.

²⁹ La Central hidroeléctrica Chivilingo fue la primera en Chile y la segunda en Sudamérica (1897), y se construyó por la firma de Thomas Alba Edison, para el desarrollo de la minería de carbón en Lota, gracias a un acuerdo con Isidora Goyenechea.

³⁰ Tómese como ejemplo lo que ocurre en materia de permisos para instalaciones de Pequeños Medios de Ge-

En resumen, no cabe duda que hoy, una servidumbre eléctrica es un remedio relevante frente a potenciales dificultades con las que se deberá lidiar para ejecutar un proyecto eléctrico, y si bien eso se ha mantenido desde los orígenes de la regulación, lo que ha ido cambiando con el tiempo son los objetivos finales de las instalaciones de energía, esto es, el destino que se les atribuye. Tanto el desarrollo del mercado eléctrico como el de la tecnología asociada, ha ido dando espacio a proyectos cuyo principal destino es satisfacer necesidades o intereses *particulares*, lo que a su turno implica revisar si la regulación existente en materia de servidumbres va de la mano con aquellas necesidades y objetivos.

2. Situación de algunas solicitudes de concesión en los últimos 10 años

Al revisar los ingresos de solicitudes de concesión de electricidad en el sitio de la SEC, podemos constatar que en los últimos 10 años dicha repartición registra más de 670 solicitudes³¹.

Con el objetivo de realizar un contraste entre tipo de "instalaciones" y sus objetivos, hemos hecho el siguiente ejercicio: del universo de solicitudes de concesión, seleccionamos 20 proyectos cuyas instalaciones están asociadas a proyectos de generación y en consecuencia, tienen una naturaleza jurídica de instalaciones de transmisión dedicada³².

neración Distribuida, en los que la propia regulación diferencia el tipo de procedimiento administrativo al que se someterán según si tienen o no tienen impacto significativo en la red. El artículo 43 del Decreto Supremo N° 88 de 2019 del Ministerio de Energía señala: "Todo interesado deberá presentar ante la empresa distribuidora correspondiente una SCR junto con un cronograma de la ejecución del proyecto de acuerdo a lo señalado en el artículo 44° del presente reglamento, ambos de acuerdo a los especificados en la normativa técnica vigente, para efectos de permitir la conexión o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación de un PMGD. El interesado deberá indicar en su SCR si requiere que su proyecto sea evaluado como de *impacto no significativo de acuerdo a lo señalado en el artículo 86° del presente Reglamento, en cuyo caso será la empresa distribuidora la encargada de realizar los estudios de conexión necesarios*".

³¹ Ese universo de requerimientos contiene, desde luego, solicitudes que han sido reingresadas a raíz de errores que se contenían en sus antecedentes y que se fueron detectando durante su tramitación.

³² Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007. Artículo 76: "Definición de Sistemas de Transmisión Dedicados. Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico".

Las hemos comparado con otros 20 proyectos de líneas de transmisión que forman parte de obras nuevas o de ampliación del sistema de transmisión nacional o zonal, y que por tanto, tienen una naturaleza jurídica de instalaciones de servicio público de transmisión conforme al artículo 7° de la LGSE.

Como señalamos, el ejercicio de comparar busca reflexionar sobre los esfuerzos y recursos puestos en uno y otro tipo de grupos de proyectos, y los impactos en términos de tiempo, de superficie de afectación gravada con servidumbre y de envergadura económica del proyecto. Creemos que deben implementarse algunos ajustes en el proceso de obtención de la concesión y subsecuente servidumbre, que no solo impactarían en las velocidades de tramitación sino en la eficiencia del uso de los recursos públicos.

Conforme al referido análisis, y promediando los tiempos de tramitación que se han considerado desde que la solicitud del proyecto ingresó a la SEC hasta que se publicó el respectivo decreto de concesión, es posible afirmar que, para los proyectos de transmisión *zonal o nacional* analizados, el tiempo promedio fue de 25 meses; lo que contrasta con los 17 meses que en promedio demoró tramitar proyectos de instalaciones *dedicadas*.

Ahora bien, si esos tiempos son analizados en función de la cantidad de predios que resultaron afectados por servidumbre (uno de los objetivos de la solicitud de concesión), el resultado revela que en promedio se tramitaron *más* predios afectados por proyecto de transmisión *nacional o zonal* que por proyectos de instalaciones *dedicadas*. Es decir, los tiempos de estos últimos, a pesar de que son menores, si se los compara por cantidad de predios gravados con servidumbre, podemos afirmar que toma más tiempo obtener una servidumbre para un predio de una instalación dedicada que para una instalación zonal o nacional.

En el mismo sentido opera la comparación por *superficie* de cada predio, es decir, por superficie afectada con la servidumbre: en esos 17 meses promedio que demoró la tramitación de concesiones para proyectos de instalaciones dedicadas, la superficie de afectación con servidumbre fue casi 3 veces menor (48 hectáreas) que la que se logró afectar con servidumbres en las instalaciones nacionales o zonales analizadas (141 hectáreas).

Finalmente, queda en evidencia respecto de la comparación económica, que el costo de los proyectos de transmisión zonal o nacional es

mayor que la de aquellos dedicados, y es consistente con la envergadura del proyecto, con la cantidad de predios afectados y con la superficie que será afectada con la servidumbre.

Los hallazgos mencionados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 1: Comparación tramitación LAT SSPP/LAT Dedicadas

Criterio de comparación	LAT SSPP	LAT Dedicadas
Tiempo promedio	25 meses	17 meses
Promedio predios afectados	31	6,1
Hectáreas de afectación promedio	141,4	48,1
Promedio de Presupuestos involucrados	US\$ 21,2 millones	US\$ 4,6 millones

Fuente: elaboración propia.

3. ¿Qué ocurre con los plazos de tramitación de una servidumbre legal?

Señalamos que una de las consecuencias³³ de la concesión eléctrica es el establecimiento de servidumbres³⁴. En los casos en que se solicita la constitución de servidumbres, los plazos involucrados se ven seriamente afectados.

Si se descompone el proceso administrativo de obtención de concesión eléctrica, es posible distinguir las siguientes etapas y sus responsables que darán como resultado la servidumbre legal:

Tabla 2: Procedimiento de obtención de concesión eléctrica y servidumbre

Etapas del proceso	Centro de responsabilidad
Solicitud administrativa de concesión	Solicitante
Admisibilidad	Superintendencia
Difusión	Solicitante
Notificación	Solicitante
Observaciones	Terceros
Oposiciones	Terceros
Tasación	Comisión Tasadora
Informe	SEC
Decreto	Ministerio de Energía
Toma de razón	CGR
Proceso judicial de toma de posesión material del terreno	Solicitante

Fuente: elaboración propia.

Ahora bien, si se revisan las distintas etapas y los propósitos asociados a las mismas, es posible detectar ciertas ineficiencias que justificarían un rediseño regulatorio del proceso, tomando en consideración que uno de los principios en estos procesos es precisamente la eficiencia en su tramitación³⁵. Veamos:

(i) *Solicitud de la concesión*. El objetivo aquí es exponer a la autoridad el tipo de instalación eléctrica que se pretende construir y operar, y la superficie y condiciones del terreno que se requiere ocupar, informando expresamente si se requerirá el establecimiento de una servidumbre³⁶. Se busca poner al tanto a la autoridad respecto de las características del proyecto, transparentando los niveles de afectación al derecho de propiedad de terceros que se requiere para su desarrollo³⁷.

³³ Desde otra perspectiva, la Ley no deja margen si se necesita una servidumbre legal que produzca el efecto de imponer forzosamente el uso de una superficie de terreno ajeno al titular de la instalación: se deberá pasar necesariamente por el proceso administrativo solicitud de concesión. Es un tránsito ineludible si lo que se busca es la servidumbre legal.

³⁴ Sin embargo, puede ser que no sea necesario el constituir las, por la naturaleza del proyecto.

³⁵ Así lo dispone el inciso segundo del artículo 3° de la Ley N° 18.575, de 2001: "La Administración del Estado deberá observar los principios de responsabilidad, eficiencia, eficacia, coordinación, impulsión de oficio del procedimiento, impugnabilidad de los actos administrativos, control, probidad, transparencia y publicidad administrativas y participación ciudadana en la gestión pública, y garantizará la debida autonomía de los grupos intermedios de la sociedad para cumplir sus propios fines específicos, respetando el derecho de las personas para realizar cualquier actividad económica en conformidad con la Constitución Política y las leyes".

³⁶ Artículo 25 letra e de la LGSE.

³⁷ El artículo 25 de la LGSE regula el detalle del contenido de la solicitud. De las exigencias contenidas se desprende la necesidad de entregar, principalmente, información del tipo de proyecto y de la ubicación e interacción del mismo con otros titulares u obras.

(ii) *Admisibilidad*. Esta etapa fue regulada a través de la Ley N° 20.701 el año 2013, y conforme a su tramitación legislativa, su objetivo fue verificar que se cumplieran las menciones y requerimientos establecidos en la normativa eléctrica vigente³⁸. Lo cierto es que este objetivo se dirige a una revisión formal de los antecedentes presentados³⁹, pero ello implica entre otras cosas, la revisión de la consistencia de cálculos técnicos y la existencia de la información sobre *superficies de afectación* y demás detalles que la normativa requiere⁴⁰. Puede decirse que esta etapa es precisamente de aquellas destinadas a conferir certeza jurídica en la viabilidad de la solicitud, pues la declaración de admisibilidad implica que los antecedentes revisados cumplen con lo requerido por la normativa vigente.

Luego de la admisibilidad, se inician dos etapas, la difusión y la notificación, donde el solicitante deberá, paralelamente, realizar las comunicaciones requeridas en la difusión y las notificaciones notariales o judiciales en la notificación. Veámoslas a continuación.

(iii) *Difusión*. La normativa dispone que, en esta etapa del proceso, el proyecto⁴¹ se comunique abiertamente a través de medios escritos y radiales⁴². El objetivo es poner en conocimiento a todos aquellos que sean directamente afectados o bien estén interesados en los efectos del respectivo proyecto. Desde luego, entre los directamente afectados aparecen los propietarios titulares de los predios cuyos terrenos serán afectados por servidumbres. El objetivo de comunicar públicamente se cumple al ejecutar las exigencias establecidas en la ley por el solicitante, tanto en la forma como en la oportunidad requerida. Ello sin perjuicio de la etapa siguiente.

³⁸ Historia de la Ley 20.701, 7. Mensaje N° 35-360 del 11 de abril del 2012.

³⁹ Artículo 25 de la LGSE inciso 3°: "La Superintendencia tendrá un plazo de quince días, contado desde la presentación de la solicitud, para revisar los antecedentes presentados por el solicitante, lo que hará sólo en base al cumplimiento de las exigencias señaladas en el inciso anterior. De cumplirse las señaladas exigencias, declarará admisible la solicitud mediante resolución, publicando en su sitio electrónico el texto íntegro de la misma, con indicación de su fecha de presentación".

⁴⁰ Previo a la Ley N° 20.701, al presentar una solicitud de concesión, de inmediato se avanzaba a la fase siguiente, con el riesgo consecuente de que, luego de las publicaciones y notificaciones, se advirtieran y expusieran los vicios o defectos críticos que conllevaran una declaración de nulidad del proceso.

⁴¹ Lo que se difunde es un extracto de la declaración de admisibilidad dictada por la SEC.

⁴² Decreto con Fuerza de Ley N° 4/10018, de 2007. Artículo 27 bis.

Ahora bien, la difusión es la condición previa para el ejercicio de observaciones según veremos *infra*, por lo mismo, cualquier error en la difusión obstaculiza el derecho a observar el proyecto.

(iv) *Notificaciones*. El objetivo de esta etapa es comunicar directamente al afectado⁴³ que sufrirá la afectación de la servidumbre. A diferencia de la etapa de difusión, cuya connotación es más amplia y difusa, en este caso existe un derecho subjetivo potencialmente afectado y, en consecuencia, se exige comunicación directa para permitir la posibilidad que el titular de este derecho impetire las acciones (oposiciones) que la LGSE le reconoce. El incumplimiento del objetivo perseguido en esta etapa llevará indefectiblemente a la indefensión del afectado, por lo que es un trámite esencial dentro del procedimiento. Sin embargo, y tal como lo analizaremos más adelante, la rígida estructura de este procedimiento y el estrecho estatuto de alternativas de oposición que tiene el sujeto afectado por una eventual servidumbre, obligan a preguntarse por el valor sustantivo de esta etapa y por consecuencia, de aquella relacionada a las oposiciones.

(v) *Observaciones*. Esta etapa solo se activará en la medida que, satisfecha la etapa de difusión, existan terceros que conforme a los incisos segundo y cuarto del artículo 27 ter de la LGSE, hagan presentaciones con sus observaciones al respectivo proyecto. La observación, de acuerdo a la LGSE, está dirigida a evidenciar problemas de *forma*, esto es, la errónea identificación del predio que se verá afectado con la instalación, que la franja de seguridad y en parte de servidumbre, abarque predios que no hayan sido incorporados en la solicitud, o bien, el incumplimiento de alguna de las exigencias del artículo 25 de la LGSE que forman parte precisamente de los antecedentes que la SEC debe revisar en la etapa de admisibilidad, entre otros.

Entonces, esta etapa de observaciones se orienta en estricto rigor a satisfacer el estándar formal y/o técnico que en parte la SEC ya revisó, lo que a nuestro entender le hace perder una eficacia sustancial a esta etapa. Este fue un punto de arduo debate en la historia de la Ley N° 20.701 pues precisamente se detectó por ciertos senadores que los cuestionamientos de fondo no serían resueltos por la SEC, y dicho organismo se abocaría únicamente

⁴³ Se le practicará la notificación judicial o notarialmente. Ver artículo 27 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/10018, de 2007.

a constatar si los argumentos expuestos en las observaciones eran o no los que están regulados para observar un proyecto. Y para el caso que no lo fueran, la observación no produciría efecto alguno, siendo desechada de plano, tal cual ocurre en la actualidad⁴⁴. Así entonces, desde la perspectiva de la eficiencia del proceso, esta etapa de observaciones da cuenta de una instancia poco útil de cara a la celeridad y a su revisión, pues por una parte la SEC ya ha hecho revisión de los antecedentes técnicos, y por otra, el universo de derechos afectados no abarca aquellos de carácter colectivo o supraindividual, que puedan o deban ser protegidos por la SEC. Frente a eso, desde un punto de la utilidad de la norma, ella resulta inútil para la observación activa o efectiva del mismo, irrogando de paso un tiempo y un costo administrativo que no tiene un correlato con lo que aporta al interesado.

(vi) *Oposiciones*. El objetivo de esta etapa es informar a la autoridad la existencia de un impedimento de seguridad o de eficiencia económica que tenga la idoneidad legal y técnica que impida la afectación del inmueble o parte del inmueble de propiedad del opositor o futuro afectado por la servidumbre. Esta etapa es consecuencia de las notificaciones, y se hacen valer argumentos *de fondo* por parte del afectado. Corresponde al lapso de mayor impacto en la tramitación del proceso.

⁴⁴ Historia de la Ley N° 20.701, 418. Segundo trámite. Discusión en sala e intervención del senador Zaldivar: "Porque si se va a argumentar la causal de la expresa mención de la ley, para que la Corte después diga que está en la ley, entonces ello será un mero trámite y un gasto en abogados. Alguien podría decir que siempre existe el derecho a recurrir a las respectivas instancias: a la Corte de Apelaciones, con el recurso de protección, y luego, si se pierde, a la Corte Suprema. Pero, claramente, este artículo no solo se conforma con señalar antes cuáles son las observaciones que se podrán formular, sino que en seguida viene el remache, el golpe de gracia: para que no quede duda, el inciso sexto lo señala nuevamente. Se cae en una redundancia, que solo me la explico en el hecho de que es para despejar toda incertidumbre y cerrar todas las posibilidades de defensa. Al final, se vuelve sobre lo mismo; es decir, a lo ya planteado en el inciso cuarto. El Senador señor Zaldivar hizo una aguda observación sobre la materia, porque ya la argumentación estaba dada. La novedad del inciso sexto es establecer que "serán desechadas de plano por la Superintendencia". Entiendo que eso implica no atender los planteamientos de fondo. Es un mero examen de forma: por no cumplir las causales señaladas en el inciso anterior, se desecha. Es decir, si se ha provocado un efecto extremadamente negativo y notorio, la última frase del inciso asegura a la Superintendencia que no tiene que preocuparse si hay daño, si se afectaron los cursos de agua, si se perjudicó a los predios colindantes y si hubo un efecto negativo sobre las casas habitaciones. El que se deseché de plano significa entregar a la Superintendencia un poder de decisión que, claro, apura los plazos, evita la controversia e impide la litis, pero daña, minimiza y jibariza derechos".

(vii) *Tasación*. El objetivo de esta etapa es hacer —en sede administrativa— una evaluación económica tasada o reglada⁴⁵ de los efectos patrimoniales que produce el emplazamiento del proyecto en una superficie determinada sometida a servidumbre, en el caso que no haya acuerdo entre las partes⁴⁶. Esta evaluación administrativa no es conclusiva, y a pesar de que puede considerarse un acto complementario al acto administrativo (decreto), posee mecanismos de impugnación judicial que resulta difícil clasificar a priori como un contencioso administrativo pues, ni la autoridad administrativa ni menos la comisión tasadora son parte del proceso posterior en el que se reclama por la referida evaluación.

(viii) *Informe SEC*. El objetivo de este acto administrativo trámite⁴⁷ que emana de la SEC es dar cuenta de la legalidad y el cumplimiento normativo en la realización de todos los trámites y etapas previos a su emisión, pero también busca comunicar al Ministerio de Energía la opinión técnica y legal respecto del proyecto y las servidumbres requeridas. Por ello es que la SEC resuelve oposiciones que no hayan sido desechadas de plano. Sin embargo, la ley no contempla ninguna exigencia de que dicha información u opinión sobre la oposición analizada sea comunicada al opositor, y ello está asentado precisamente en la naturaleza consultiva del Informe SEC. Es decir, cuando dicho informe es favorable, se deduce la improcedencia de las oposiciones que hayan sido ventiladas por los propietarios afectados. El tiempo máximo para la emisión de estos informes es de 60 días conforme al inciso segundo del artículo 29 de la LGSE⁴⁸.

⁴⁵ El artículo 69 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007 señala 3 ítems a los que el dueño del predio tiene derecho que se le pague. La jurisprudencia de la Corte Suprema en los últimos años ha sido invariablemente restrictiva en torno a reconocer pagos adicionales a los contemplados en ese artículo (*numerus clausus*). Véase *Calderón Rojas Gladys con Chilectra; Sociedad Agrícola El Matico Ltda. con Transelec S.A.; Escobar Middleton Verónica con Interchile S.A.*, entre otras.

⁴⁶ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018. Artículo 63 inciso 1°: "Si no se produjere acuerdo entre el concesionario y el dueño de los terrenos sobre el valor de éstos, el Superintendente, a petición del concesionario o del dueño de los terrenos, designará una o más comisiones tasadoras compuestas de tres personas, para que, oyendo a las partes, practiquen el o los avalúos de las indemnizaciones que deban pagarse al dueño del predio sirviente. En estos avalúos no se tomará en consideración el mayor valor que puedan adquirir los terrenos por las obras proyectadas".

⁴⁷ En ese sentido se expone en el considerando séptimo de la sentencia de la Corte de Apelaciones *Empresa de Ferrocarriles del Estado con Jiménez*.

⁴⁸ Aunque, para la Administración, los plazos no son fatales. Véase los Dictámenes N° 34.291 (2011); N° 53.505

(ix) *Decreto y Toma de Razón*. Aquí, el Ministerio de Energía otorga una concesión para el desarrollo de una actividad de energía (generación, transmisión, o distribución), aprobando los planos que dan cuenta de la superficie que se afectará con servidumbre y constituyéndola conforme a la ley. La concesión otorgada en esta etapa es el acto administrativo terminal donde se consagran los derechos y obligaciones del concesionario. La toma de razón es la subetapa cuyo objetivo se dirige a controlar la legalidad del acto y consecuentemente, la sustanciación del proceso administrativo. Es la propia CGR la que, velando porque no existan vicios durante la tramitación del proceso, analiza cada etapa y el cumplimiento de las exigencias respectivas.

(x) *Proceso judicial de toma de posesión material del terreno*. Esta etapa, en estricto rigor, no forma parte del proceso administrativo. Sin embargo, es la forma legal (y judicial) a través de la cual se ejecuta lo resuelto en el decreto concesional, habilitando forzosamente la ocupación de una superficie de terreno que ha sido afectada con una servidumbre. El objetivo de esta etapa es que el ahora titular de la concesión y servidumbre pueda acceder al terreno y comenzar la construcción de las obras comprometidas en tiempo y plazo. Se debe tener presente que, de acuerdo a la letra f) del artículo 25° de la LGSE, el solicitante debe informar los plazos que tomará para la iniciación de los trabajos y terminación de la obra. Esto es fundamental pues conforme al número 1 del artículo 39° de la LGSE las concesiones caducarán: “Si no se iniciaren los trabajos dentro de los plazos señalados y no mediare fuerza mayor o caso fortuito u otra causal grave y calificada que exima de responsabilidad al concesionario, la que deberá ser fundada por la Superintendencia”.

En resumen, y de acuerdo a la aplicación práctica, algunas de esas etapas conllevan tiempos muy considerables y no satisfacen eficientemente el objetivo perseguido en cada una de ellas, como por ejemplo ocurre en la etapa de observaciones, notificaciones y oposiciones. Tampoco creemos que la etapa de tasación en sede administrativa sea un aporte eficiente para el proceso de concesión y posterior servidumbre, pues es la propia regulación la que le resta valor cuando aquella es controvertida ante tribunales⁴⁹.

(2010); N° 4.000 (2012); y N° 55.336 (2015).

⁴⁹ Tiene poco sentido armar una comisión, pagarle honorarios y tomar tiempo del proceso, para que luego ella pueda ser controvertida judicialmente.

4. Identificación de 4 problemas principales en el presente de la tramitación de servidumbres

A continuación, revisaremos 4 de los principales problemas que hemos detectado al analizar los objetivos de las etapas de tramitación de la servidumbre:

- a. *Ineficacia procesal de los motivos para oponerse u observar un proyecto que persigue imponer una servidumbre*

Al referirnos al objetivo⁵⁰ de la etapa de oposición y de observaciones, anticipamos que aquel no se satisfacía de forma efectiva.

Tratándose de las *observaciones* que terceros pueden hacer respecto de los proyectos de concesión eléctrica, conforme a la LGSE, es inútil centrar aquellas observaciones en cuestiones de fondo, como aspectos ambientales, sanitarios o incluso de derechos fundamentales, pues, tal como quedó en evidencia en la historia de la Ley N° 20.701, las *observaciones* están dirigidas únicamente a advertir a la autoridad examinadora (SEC) inconsistencias *formales* existentes en el escrito de la solicitud o en sus antecedentes. El intenso debate parlamentario referido *supra* a propósito de la mencionada ley, se concentró justamente en el alcance de la efectividad del derecho del interesado. A la luz de la aplicación que la SEC da a esta referencia sobre las observaciones, es posible entender que las mismas impiden resolver cosas de fondo, lo que es consistente con las facultades de la propia SEC, y también con la que la propia LGSE –al menos en materia ambiental– establece en su artículo 11⁵¹.

Así las cosas, la etapa de difusión logra su objetivo de difundir entre los interesados el proyecto y los niveles de afectación que este tendrá, pero como dijimos, aquella comunicación no tiene un correlato en la efectividad de las acciones de las cuales dotó el legislador a los interesados, quienes al observar, si es que lo hacen, en realidad estarían colaborando con el examen formal que debe realizar la SEC, y que permitiría a dicho organismo instruir al solicitante que corrija tal o cual valor o antecedente de forma. En cualquier caso, esas omisiones formales no irrogarían un vicio esencial

⁵⁰ Resguardar intereses (para quienes observen) o derechos (para los propietarios futuros afectados por la servidumbre).

⁵¹ Inciso segundo del artículo 11 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007: “El otorgamiento de las concesiones no eximirá al concesionario del cumplimiento de todas las normas legales y reglamentarias pertinentes, en especial las que regulan materias medioambientales”.

en la tramitación, a menos que se omita algún antecedente que provoque indefensión, como por ejemplo, la inexistencia de plano especial de servidumbre que finalmente se impondrá a determinado propietario⁵².

Por otro lado, respecto de las oposiciones, se advierte que el legislador procuró ser preciso y restrictivo respecto al fin de dicha acción opositora. En ese sentido, indica el inciso 5° del artículo 27 ter de la LGSE: “Las oposiciones deberán fundarse en alguna de las circunstancias establecidas en los artículos 53° y 54°, debiéndose acompañar los antecedentes que las acrediten”. La restricción de la oposición aparece en el siguiente inciso, al indicar: “Las observaciones u oposiciones que presenten tanto los dueños de las propiedades afectadas u otros interesados que no cumplan con lo señalado en los incisos anteriores, en cuanto a las causales en que éstas deben fundarse y al plazo dentro del cual deben formularse, serán desechadas de plano por la Superintendencia”.

El legislador quiso reducir el universo de motivos para oponerse a una futura servidumbre eléctrica a cuestiones muy puntuales⁵³: por un lado, acotó la oposición a casos en los que el futuro afectado ya hubiera sufrido un gravamen de servidumbre eléctrica en su propiedad por otras instalaciones, pudiendo alegar –con un sentido de la eficiencia en el uso de los recursos– que primero se aprovechen las líneas eléctricas ya existentes. Por otro lado, ahora en un sentido de la indemnidad en la que deben permanecer las personas frente a la actividad eléctrica, señaló como causal de oposición la existencia de edificios, corrales, huertos, parques, jardines o patios de edificios que fueran a ser cruzados o atravesados por las futuras líneas eléctricas. En ese caso, el propietario potencialmente afectado puede accionar oponiéndose al proyecto en esa porción que afectaría el edificio existente por evidentes razones de compromiso con la seguridad de las personas.

Creemos que esta etapa se encuentra superada tanto por la propia regulación, como

por la tecnología. Tratándose de oposiciones que versen sobre la existencia de líneas que ya afectan la propiedad, se debe tener en consideración que actualmente la forma en la que natural y orgánicamente va creciendo un sistema de transmisión eléctrica, es a través de los denominados planes de expansión de la transmisión. En dichos planes la LGSE contempla expresamente⁵⁴ que se deben considerar instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico. Es decir, el criterio de la *eficiencia* en la determinación de una nueva obra ya se *considera* al momento de elaborar el crecimiento de las redes e instalaciones, por lo que resulta difícil analizar y resolver favorablemente un caso en el que un futuro afectado por una servidumbre se oponga solicitando que, para ese proyecto que se le pretende imponer, se utilicen redes ya existentes en su predio. Lo cierto es que el futuro proyecto se ordena considerando la existencia de las redes que el afectado *ya tiene instaladas en su predio*: el análisis de eficiencia se ha hecho mucho antes que el propietario intente oponerse alegando la ineficiencia en el uso de las redes.

Por otra parte, tratándose de oposiciones fundadas en edificaciones existentes bajo las instalaciones que se proyectan, creemos que aquello pudo ser un caso de frecuente ocurrencia hace años atrás, especialmente cuando no existía la tecnología de georreferenciación; sin embargo, hoy, ese tipo de tecnología permite conocer la condición puntual de un predio, en un momento de tiempo definido⁵⁵. Así entonces, sin descartar completamente este derecho de oposición fundado en esta causal, nuevamente aparece como poco efectivo frente a la realidad tecnológica: estas situaciones que esta oposición buscaba corregir parecen ocurrir con menos frecuencia.

Lo señalado lleva a reflexionar sobre la idoneidad de esta etapa y la que le da lugar, esto es, la de notificaciones. Si las causales de oposición resultan inconducentes o poco prácticas, no tiene sentido entonces establecer una etapa de notificaciones a esa altura del proceso. Con esto no queremos señalar que deba eliminarse totalmente el propósito perseguido por las observaciones y las oposiciones, sino simplemente replantearse

⁵² La esencialidad del vicio es relevante de cara a lo dispuesto en los incisos segundo y tercero del artículo 13° de la Ley N° 19.880, de 2003: “El vicio de procedimiento o de forma sólo afecta la validez del acto administrativo cuando recae en algún requisito esencial del mismo, sea por su naturaleza o por mandato del ordenamiento jurídico y genera perjuicio al interesado. La Administración podrá subsanar los vicios de que adolezcan los actos que emita, siempre que con ello no se afectaren intereses de terceros”.

⁵³ Establecidas en los artículos 53 y 54 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007 .

⁵⁴ Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20018, de 2007. Artículo 87 letra c.

⁵⁵ Lo que por lo demás, permite probar y dar cuenta por el solicitante –ante la autoridad– que, dentro de los 6 meses previos a su solicitud, no existían edificaciones bajo la línea que proyectó.

el momento en el cual deban gatillarse esas acciones para darle un sentido de urgencia y de velocidad al proceso administrativo y a la ejecución del proyecto.

b. Inexistencia de un tratamiento jurídico diferenciado entre proyectos según su objetivo y el rol de la servidumbre

Una segunda cuestión problemática a la luz del universo de proyectos analizados, es aquella que se refiere a las alternativas procedimentales. En la actual legislación solo existe una sola forma de tramitar proyectos destinados a imponer servidumbre eléctrica predial: la concesión. Lo anterior no obstante que la regulación contempla dos grandes clases de servidumbres, según el artículo 71 del Reglamento de la LGSE. Sin embargo, sólo se determina el proceso de obtención de aquellas que afectan la superficie predial, y para estas, es irrelevante el tipo de infraestructura o el propósito de la misma, ya que al final todas se someterán a las mismas reglas y plazos.

No obstante, como hemos señalado, el orden jurídico eléctrico para otros tipos de procedimientos administrativos de proyectos eléctricos sí ha considerado los impactos, y desde esa consideración ha determinado la carga de exigencias en cada etapa tal como se puede advertir de las normas que regulan los proyectos sobre Pequeños Medios de Generación Distribuida, como se señaló *supra*.

El problema que se provoca con esta falta de categorización y de diferenciación procedimental, es básicamente que, desde las reglas del proceso, todo debe ser sometido al mismo trámite, aun cuando en sus objetivos e impactos para el sistema eléctrico, puedan tener un efecto profundamente distinto. Por lo mismo, si se piensa que hay proyectos de transmisión o de distribución con un alto impacto dada su naturaleza de servicio público (transmisión nacional y zonal, por ejemplo) parece razonable que la regulación contemple un esquema apropiado, diferenciando la tramitación.

c. Problemas en de la etapa de tasación

Un tercer tipo de problema es el que sufre el afectado por la servidumbre. Tal como dijimos, la etapa de tasación que realiza la comisión tasadora se orienta a realizar una evaluación reglada de las indemnizaciones que deban hacerse a causa de la servidumbre, la que luego de ser comunicada a los afectados, puede ser impugnada en tribunales.

El problema de esta tasación no solo está en su naturaleza jurídica que, como tal, ya es difícil de determinar, no pudiendo calificarse como un acto administrativo propiamente tal a la luz del Artículo 3° de la LBPA; sino que, además, sufre de las mismas dificultades de comunicación y trazabilidad que padece la etapa de notificaciones. Para esto se debe tener en consideración que, para imponer una servidumbre que afecte un predio de un tercero, tal como dijimos, se debe notificar la solicitud (un extracto) y acompañar el plano especial de servidumbre al afectado. Sin embargo, la propia ley permite que, tratándose de personas cuya individualidad o residencia sea difícil determinar, o que por su número dificulten considerablemente la práctica de la diligencia, se puede recurrir a un juez de letras para ordenar la notificación regulada en el artículo 54 del CPP, esto es, la notificación por avisos.

Ese acto de notificación judicial es un injerto en el marco de un proceso administrativo y cuyo control o esquema de impugnabilidad altera cualquier regla de mínima certeza, pues precisamente la existencia de un vicio en la notificación por avisos es un vicio de naturaleza "judicial" pero que indudablemente provoca efectos en la tramitación administrativa. No se puede alegar ese vicio judicial para que sea ponderado y resuelto por la SEC⁵⁶ por lo que, junto a los problemas sustantivos de eficacia que ya vimos para la etapa de oposiciones, se suman estos problemas procesales de tipo judicial que inyectan mayor incerteza en estos casos⁵⁷.

Adicionalmente, identificamos otro problema de fondo en esta etapa y que tiene que ver con la extensión de las partidas que deben ser evaluadas para ser indemnizadas. La LGSE estableció en el artículo 69 a qué tendría derecho el dueño del predio afectado por la servidumbre. Ese artículo, como se mencionó *supra*, ha sido interpretado sistemáticamente de manera restringida, sin que sea posible alegar la afectación de otros daños distintos a los que allí se determinan.

⁵⁶ Ya que este organismo, según su Ley Orgánica, no tiene facultades para declarar la existencia de un vicio que invalide una notificación judicial, eso solo lo puede hacer el juez ante quien se llevó adelante la gestión judicial de notificación.

⁵⁷ Una situación asociada a un presunto vicio judicial en la notificación se ventiló ante tribunales, pidiendo la nulidad de derecho del acto que otorgó la concesión. Finalmente, la justicia ordinaria resolvió desechar la demanda de nulidad sin analizar referirse al supuesto vicio judicial cometido en el marco de la notificación. Considerando 9°, 10° y 11° de la sentencia del 6° juzgado civil de Santiago / *Inversiones Ltda. con Ministerio de Energía*.

Otra cosa ocurre en el régimen de servidumbres en materia de telecomunicaciones o de concesiones de geotermia o incluso en materia de servidumbres para instalaciones de combustibles. En el primer caso, el artículo 19° de la LGT señala expresamente la procedencia de la "indemnización que corresponda"⁵⁸, lo que desde luego permite alegar y demostrar otros daños. Por su parte, el artículo 26° de la Ley 19.657 sobre concesiones de energía geotérmica señala expresamente la posibilidad que el dueño afectado sea indemnizado por todo perjuicio que se le cause. Finalmente, el artículo 3° del Decreto Supremo N° 263 de 1995 que aprobó el Reglamento sobre concesiones provisionales y definitivas para la distribución y el transporte de gas, señala que el juez determinará las indemnizaciones a que tienen derecho por los perjuicios que le provoquen los permisos en sus predios.

Este es un problema no solo desde la asimetría regulatoria que revela una inconsistencia entre figuras de similar naturaleza en sectores similares al del ordenamiento jurídico eléctrico, sino que lo es también desde la perspectiva de un derecho a la indemnidad patrimonial a la que aspira cualquier propietario que es afectado por una instalación eléctrica.

d. *Falla en los esquemas de interconexión de información y publicidad*

Un cuarto y último problema detectado en el presente de la servidumbre eléctrica radica en las evidentes fallas que existen entre la información que se administra a nivel del proceso concesional y los efectos prácticos de la falta de suficiente publicidad.

Pensemos en un caso que hipotético, pero bastante probable: sucede que un solicitante "X" requiere una servidumbre que afecte el predio de "Y". El solicitante "X" ya ha definido el trazado y ha preparado el trazado que afectará a "Y", pero "Y" no lo sabe, tampoco lo sabe el Ministerio de Energía ni la SEC, y solo lo sabrán el día que se ingrese formalmente la solicitud a la SEC. Sin embargo, la regulación eléctrica antes de aquel ingreso, ya le da un valor a esa decisión de "X" de afectar el inmueble de "Y", y lo hace señalando en el inciso tercero del artículo 72 del Reglamento de la LGSE lo siguiente: "Los planos deberán indicar las condiciones actuales de

los predios sirvientes...". Luego agrega: "Para los efectos de este inciso, se considerarán actuales las condiciones existentes dentro de los 6 meses anteriores a la fecha de la solicitud".

Con esa disposición, queda en evidencia que los *planos especiales de servidumbre* deben explicitar una condición del predio y la superficie que se afectará. Esa condición o situación es aquella que existía 6 meses antes del ingreso a tramitación ante la SEC pero que, además, es la información que da cuenta al propietario del lugar específico al interior de su predio sobre el cual se emplazará la instalación eléctrica y, por ende, se verá gravado con servidumbre. Por consecuencia, todo lo que "Y" pueda hacer 6 meses antes de que "X" ingrese la solicitud, y hasta el momento en que efectivamente tome noticia de la afectación (notificación judicial o notarial) es susceptible de ser legalmente afectado. Es decir, "Y" podría vender su propiedad sin tener noticia del futuro gravamen, aun cuando por ejemplo la solicitud ya fue ingresada a la SEC. Podría construir una edificación justamente en la superficie que será afectada sin tener ningún tipo de información respecto de aquello. En ambos casos, sus decisiones, de venta o de construcción, serán irremediamente afectadas, y de paso, impactará a terceros.

El problema detectado en este caso es que no existe ningún tipo de conexión entre las bases de datos que procesa solicitudes de concesión con potenciales servidumbres, y un esquema registral como el que administran los conservadores de bienes raíces. Tampoco lo hay en las bases de datos de las respectivas direcciones de obras municipales. Por lo mismo, una venta que realice "Y" antes de ser notificado, irá cargada con un elemento desconocido y silencioso que las normas civiles deberán resolver posteriormente, pero que, sin duda, no contribuye a la certeza que en general se espera del derecho, y en especial respecto de la propiedad sobre un inmueble. Es decir, se produce en la práctica un problema de certeza jurídica, y la afectación de la facultad de disposición que otorga el dominio *sin si quiera un aviso "previo"* al titular, quien recién se vendrá a enterar 6 meses después de la limitación a sus facultades.

III. Futuro

A continuación, expondremos algunas ideas que podrían traducirse en eventuales reformas al establecimiento de servidumbres. Intenta resolver parte de los problemas evidenciados

⁵⁸ Recordemos que, en materia de telecomunicaciones, la excepción es la servidumbre legal. En ese especial caso, la indemnización "que corresponda" será fijada por los Tribunales de Justicia. Véase *supra*, sección I.

en el capítulo anterior, respetando los verdaderos objetivos del proceso de concesión y de la servidumbre en materia eléctrica.

1. Desacople de la servidumbre eléctrica respecto de la solicitud de concesión

Esta primera idea se sustenta en el análisis que hemos hecho del tratamiento que el legislador y regulador han dado a la figura de la servidumbre como herramienta para la instalación de infraestructura en espacios privados. En el caso de las instalaciones de gas, de geotermia y de telecomunicaciones, la figura o herramienta de la servidumbre ha sido separada de la solicitud de concesión propiamente tal.

Esta separación permite distinguir con claridad los "tiempos administrativos" de aquellos que son judiciales y de aquello que dependen del propio solicitante. En materia eléctrica, más del 50% del tiempo de tramitación de una concesión que pretende imponer una servidumbre se emplea en las etapas de notificaciones y oposiciones, y, tal como hemos señalado y explicado, el objetivo resulta ser habitualmente el mismo: oposiciones u observaciones desechadas.

Adicionalmente a este desacople, y de cara al principio de eficiencia y eficacia en los procedimientos que lleva adelante la administración del Estado, parece necesario relocalizar las etapas de observaciones, notificaciones, oposiciones y tasación, en sede judicial. Ello descargaría el proceso de concesión y agilizaría su otorgamiento, permitiendo que con los mismos remedios que ya existen en otras regulaciones se avance con el acto administrativo que otorgue la concesión y reconozca el derecho a imponer la servidumbre, dejando las cuestiones de ejercicio y tasación de la misma para un momento posterior.

Se piensa en este caso en un proceso administrativo que revise técnicamente el proyecto, y determine la procedencia de las superficies de afectación conforme a la normativa de seguridad. Luego, se expida el acto administrativo que, además de otorgar la concesión, reconozca el derecho a imponer las servidumbres forzosas, pero que supedita su aplicación y pormenores a un proceso concentrado ante tribunales. Esto permitiría tratar las notificaciones y sus eventuales vicios en la sede que corresponden, manteniendo las causales de oposición y los esquemas de revisión o rechazo pero ahora en manos de los tribunales.

2. Tasación: en sede judicial y sin límite de partidas indemnizables

Una segunda idea sobre mejora para la servidumbre eléctrica la identificamos en la tasación de los perjuicios sufridos por el propietario. Tal como dijimos en el punto anterior, estimamos que llevar completamente el proceso de la tasación, entre otros, a sede judicial no solo es armónico con lo que sucede en otras regulaciones sectoriales, sino que además, es consistente con la naturaleza jurídica de lo discutido.

Como describimos en el capítulo anterior, la etapa de tasación implica que una comisión de personas expertas, en el marco del proceso administrativo, realicen una tarea que la regulación eléctrica les ha encomendado. Sin embargo, estos tasadores no son funcionarios públicos y sus actos no cumplen con las condiciones del artículo 3° de la LBPA para ser calificados como actos administrativos, con todo lo que ello conlleva. Las exigencias que el artículo 2° del reglamento que los regula indica que forman parte de un registro público y que deben acreditar el cumplimiento de ciertas experiencias⁵⁹. Sin embargo, la LGSE nada dijo respecto a vicios o errores que se puedan cometer en dicho proceso de evaluación, y la SEC tampoco tiene facultades para indagar el fondo del informe, el razonamiento económico, o la determinación de una u otra partida indemnizada. Su rol solo queda supeditado a cuestiones formales, como la constatación del cumplimiento de plazos y estructura formal de los informes de tasación, y la constatación de instancias de audiencia para las partes afectadas. Por eso mismo, el artículo 68 de la LGSE señala que los concesionarios o dueños afectados pueden reclamar de los avalúos practicados por las respectivas comisiones tasadoras. Agrega que, desde el momento del reclamo, "las cuestiones que se susciten se ventilarán de acuerdo con las reglas establecidas en el Título XI del Libro Tercero del Código de Procedimiento Civil", o sea, las normas del procedimiento sumario.

Así entonces, la tasación puede finalmente ser objeto de un proceso de reclamo en sede judicial. Parece razonable entonces que esa etapa tasación en general, que es un "anexo" al proceso de tramitación administrativa de concesión y consecuente servidumbre, se reubique íntegramente en sede judicial, manteniendo el esquema de registro de tasadores y sus exigencias. Es decir, que

⁵⁹ Decreto Supremo N° 113, de 2007.

ese avalúo sea presentado en tribunales en el marco del proceso de la imposición de la servidumbre que siga al proceso de concesión. Eso evitaría un proceso de intervención administrativa más bien formal como el actual, en las que la intervención de la SEC no es en su rol fiscalizador.

Por otro lado, es necesario volver a considerar el alcance de los daños indemnizables con la tasación, pues no resulta consistente que solo sean indemnizables ciertos efectos indeseados provocados por las instalaciones que ampare una servidumbre, y otros efectos sean desestimados. Aquello no solo es distinto a lo que se ha regulado en otros sectores, sino que además es inconsistente con lo que la propia regulación eléctrica establece como uno de sus propósitos, a saber, que el uso de los recursos energéticos no cause daño a las personas y sus cosas.

- 3) Creación de sistema electrónico que permita interacción entre registros públicos y procesos de concesión

Una tercer y última idea sobre ajustes al proceso que deviene en una servidumbre eléctrica, se refiere a los ajustes que estimamos debiesen implementarse a nivel de publicidad o comunicación de la solicitud. Tal como advertimos, la regulación vigente da espacio a la intromisión de elementos de gran incerteza respecto de actos que el propietario y futuro afectado por una servidumbre puede, legítimamente, hacer en y con su terreno.

Los actuales registros electrónicos de la administración del Estado, en particular de la SEC, en los que se incorporan las solicitudes de concesión y el listado de propietarios afectados por servidumbres con las superficies e inmuebles respectivos, deberían ser conocidos e interconectados con el sistema registral de propiedad. En efecto, el sistema electrónico de la SEC da cuenta que las listas de propietarios afectados y el detalle de sus predios como foja, número, año, y conservador respectivo es informado y público. Así también es publica la información que ese mismo listado da acerca de la superficie de afectación para la servidumbre. Pensamos que los datos de los listados de predios y superficies afectadas de toda solicitud que sea declarada admisible pueden y debiesen ser incorporados en sistemas registrales como los del Conservador de Bienes Raíces respectivo. Ello daría una alerta temprana a los propietarios y desde luego a futuros compradores respecto de la situación de la solicitud, que insistimos, ya contaría con

un acto de la administración que la habría declarado admisible.

Conclusiones

1. Las servidumbres han sido una herramienta central en el despliegue de infraestructura eléctrica. La historia legislativa eléctrica muestra que aquella ha estado presente consistentemente.

2. La servidumbre busca entregar certeza jurídica, y ser un remedio en el caso de una colisión de derechos: el del dueño del predio afectado y del concesionario.

3. Existe una serie de problemas prácticos en la aplicación de las servidumbres. Esto se manifiesta especialmente en el tiempo toman las etapas relativas a la servidumbre, en el proceso de otorgamiento de la concesión eléctrica.

4. Más concretamente, existen 4 problemas específicos: 1) la etapa de observaciones a las servidumbres proyectadas en el otorgamiento de la concesión tiende a no tener efectos prácticos, por temas regulatorios y tecnológicos; 2) no se diferencia el tratamiento jurídico de los proyectos según su objetivo y rol de la servidumbre, lo que genera demoras en la tramitación; 3) existen una serie de inconsistencias regulatorias en la etapa de tasación, relacionadas con su ubicación en el procedimiento administrativo de otorgamiento de la concesión, y con las partidas indemnizables; y 4) existen fallas en la publicidad relativa a una solicitud de servidumbre, lo que puede causar situaciones que terminen limitando el legítimo ejercicio de las facultades del dominio del dueño del predio afectado.

5. Los problemas que presenta actualmente la servidumbre eléctrica requiere una revisión de la regulación aplicable. Este documento sugiere 3 medidas que pueden adoptarse: 1) Desacoplar la servidumbre eléctrica de la solicitud de concesión; 2) Tasación en sede judicial y no acotar las partidas indemnizables; y 3) creación de un sistema que integre los registros públicos de propiedad y los procesos de concesión y servidumbres eléctricas.

6. La regulación del fenómeno de la servidumbre eléctrica se enfrenta a una necesidad de ajuste a la realidad. Este trabajo sólo busca iniciar esa discusión, ya que seguramente pueden surgir otros elementos que deben analizarse u otras soluciones más eficaces incluso a los problemas que se asocian a la regulación de la servidumbre.

Bibliografía citada

- CASSANGE, Juan Carlos (2019). Los grandes principios del Derecho Público (Constitucional y Administrativo). Ediciones Olejnik.
- CORTÉS CAMPOS, Josefina (2007). Derecho administrativo y sector eléctrico. Editorial Porrúa.
- EVANS ESPÍNEIRA, Eugenio y YAÑEZ REBOLLEDO, Eduardo (2017). Derecho y regulación económica de la energía eléctrica. Thomson Reuters.
- LEIVA LÓPEZ, Alejandro (2020) La regulación jurídica de las redes de electricidad. Thomson Reuters Aranzadi.
- OVALLE YRARRÁZAVAL, José Ignacio (2001). Las Telecomunicaciones en Chile. Editorial Jurídica Conosur.
- PAREJO ALFONSO, Luciano (2018), Lecciones de Derecho Administrativo. Tirant Lo Blanch.
- SAN MARTÍN DEVOTO, Diego (2020). Las Servidumbres. Editorial Libromar.
- SANTAMARÍA PASTOR, Juan Alfonso (2001). Principios de Derecho Administrativo General II. Iustel.
- SEPULVEDA RODRIGUEZ, Enrique (2010). Sistema y Mercado Eléctrico. LegalPublishing
- SIERRA IRIBARREN, Lucas (2008). Regulación de las Telecomunicaciones en Chile: Potestades normativas, tradición divergente y desafíos de la convergencia. Telecomunicaciones: convergencia y nuevos desafíos SUBTEL. 15-74.
- VERGARA BLANCO, Alejandro (1999). Servidumbre de paso de energía eléctrica en sistemas regulados por precios de nudo e interconectados a centrales generadoras. Revista de Derecho y Jurisprudencia. 43-68.
- VERGARA BLANCO, Alejandro (2004). Derecho Eléctrico. Editorial Jurídica de Chile.

Jurisprudencia Citada

- Contraloría General de la República. Dictamen N° 4.000-2012, de 20 de enero de 2012.
- Contraloría General de la República. Dictamen N° 34.291-2011, de 27 de mayo de 2011.
- Contraloría General de la República. Dictamen N° 53.505-2010, de 10 de septiembre de 2010.
- Contraloría General de la República. Oficio Ordinario N° 54.642 del 4 de septiembre del 2012, dirigido a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Contraloría General de la República. Dictamen N° 55.336-2015, de 10 de julio de 2015.
- Calderón Rojas Gladys con Chilectra (2010): Corte Suprema, 29 de abril de 2010 (Rol 4.767-2008). Tercera Sala. [Recurso de casación].
- Empresa de Ferrocarriles del Estado con Jiménez (2018): Corte de Apelaciones de Santiago, 7 de agosto de 2018 (Rol 35.078-2018). Primera Sala. [Recurso de protección]
- Escobar Middleton Verónica con Interchile S.A. (2022): Corte Suprema, 24 de marzo de 2022 (Rol 30.191-2020). Cuarta Sala Mixta. [Recurso de casación].
- I Inversiones Ltda. con Ministerio de Energía (2019): Sexto Juzgado Civil de Santiago, 29 de noviembre de 2019 (Rol 9.123-2017). [Nulidad de Derecho Público]
- Sociedad Agrícola El Matico Ltda. con Transelec S.A. (2018): Corte Suprema, 2 de abril de 2018 (Rol 82.497-2016). [Recurso de casación].

Normativa Citada

- Código Civil [CC]. Decreto N°1 de 2000 [con fuerza de ley]. 30 de mayo de 2000. D.O. N°36.676.
- Código de Procedimiento Civil [CPP]. Ley N° 1.552. 28 de agosto de 1902. D.O. N° 7.840.
- Decreto Ley N° 1.762 de 1977 [Ministerio de Transportes]. Crea la subsecretaría de telecomunicaciones dependientes del ministerio de transportes y organiza la dirección superior de las telecomunicaciones del País. 15 de abril de 1977. D.O. N° 29.747.
- Decreto Ley N° 252 de 1925 [Ministerio de Obras y Vías Públicas]. De instalaciones eléctricas. 18 de febrero de 1925.
- Decreto N° 1 de 2000 [con fuerza de ley]. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 18.575, orgánica constitucional de bases generale de la Administración del Estado. 13 de diciembre de 2000. D.O. N° 37.113.
- Decreto N° 4 de 1959 [con fuerza de ley]. Aprueba el texto de la ley general de servicios eléctricos. 24 de julio de 1959. D.O. N° 24.431.
- Decreto N° 4 de 2006 [con fuerza de ley]. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica. 12 de mayo de 2006. D.O. N° 38.681.
- Decreto N° 88 de 2019 [Ministerio de Energía]. Aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala. 17 de septiembre de 2019.
- Decreto N° 113 de 2007 [Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción]. Aprueba el reglamento sobre integración y funcionamiento de las comisiones tasadoras establecidas por la ley general de servicios eléctricos. 3 de abril del 2007.
- Decreto N° 244 de 1931 [con fuerza de ley]. Ley general de servicios eléctricos. 15 de mayo de 1931. D.O. N° 15.985.
- Decreto N° 263 de 1995 [Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción]. Aprueba reglamento sobre concesiones provisionales y definitivas para la distribución y el transporte de gas. 5 de mayo de 1995.
- Decreto N° 327 de 1997 [Ministerio de Minería]. Fija reglamento de la ley general de servicios eléctricos. 12 de diciembre de 1997.
- Ley N° 18.168 de 1982. General de telecomunicaciones. 15 de septiembre de 1982. D.O. N° 31.382.
- Ley N° 18.410 de 1985. Crea la superintendencia de electricidad y combustibles. 26 de abril de 1985. D.O. N° 32.176.
- Ley N° 19.657 de 1999. Sobre concesiones de energía geotérmica. 21 de diciembre de 1999. D.O. N° 36.556.
- Ley N° 19.880 de 2003. Establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado. 22 de mayo de 2003. D.O. N° 37.570.
- Ley N° 1.665 de 1904. Fija las prescripciones para la concesión de permisos i para hacer las instalaciones eléctricas en la República. 4 de agosto de 1904. D.O N° 7.971.

