



UNIVERSIDAD
Finis Terrae

UNIVERSIDAD FINIS TERRAE

FACULTAD DE DERECHO

MAGISTER EN DERECHO DE LOS RECURSOS NATURALES Y MEDIO AMBIENTE

MARCO REGULATORIO DE LOS PMG Y PMGD: CAMBIOS Y DESAFÍOS DE LA NUEVA NORMATIVA

ANDRES IGNACIO CHAPARRO ESPINOSA

Artículo Académico presentado a la Facultad de Derecho de la Universidad Finis Terrae,
para optar al grado de Magister en Derecho de los Recursos Naturales Y Medio Ambiente

Profesor Guía: FRANCISCO IRARRAZABAL

Santiago, Chile

2021

Resumen

El presente artículo tiene como objetivo en principio, ser una primera aproximación para los desarrolladores, propietarios, operadores o simplemente para interesados en lo que es la nueva norma que regula a los Medios de Generación de Pequeña Escala, el Decreto Supremo No. 88, que viene a modificar el Decreto Supremo No. 244.

Esta aproximación consta de un breve contexto histórico de lo que ha sido el mercado de los pequeños medios de generación, de las principales novedades que incorpora la nueva normativa, los desafíos a los que se enfrenta a casi un año de haber entrado en vigencia y finalmente algunas propuestas de mejoras al mercado de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (en adelante “PMGD”) y Pequeños Medios de Generación (en adelante “PMG”), el cual se ha posicionado como un elemento clave en la meta de la carbono-neutralidad.

Palabras clave: PMGD, PMG, Decreto Supremo N°88, Precio Estabilizado, Energía Renovable

Abstract

The present article aims in principle, to be a first approximation for developers, owners, operators or simply for those interested in what is the new regulation applicable to Small-Scale Generation Media, Supreme Decree number 88, which comes to replace the Supreme Decree No. 244. This approach consists of a brief historical context of what the market for small means of generation has been, of the main novelties that the new regulation incorporates, the challenges that it faces almost a year after it came into force and finally some proposals for improvements to the PMGD and PMG market, which has positioned itself as a key element in the goal of carbon-neutrality.

Key words: PMGD, PMG, Supreme Decree N°88, Stabilized Price, Renewable energy

Introducción:

La búsqueda de una nueva matriz energética basada en energías renovables es uno de los principales desafíos que tiene la humanidad, en este contexto es que Chile en los últimos años ha puesto muchos esfuerzos en el desarrollo de proyectos de energías renovables, traducidos en la meta de lograr la descarbonización de la matriz para el año 2030¹. Ha sido fundamental para alcanzar esta meta el boom del desarrollo de proyectos de Pequeños Medios de Generación (PMG) y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), los cuales, al ser principalmente plantas fotovoltaicas, han logrado aumentar considerablemente el aporte de la energía solar en la matriz energética², hecho que hace más posible el lograr la meta impuesta por Chile.

Parte fundamental para llevar a cabo la meta de descarbonización ha sido la de establecer normativa que permita e incentive el desarrollo de las energías renovables y sobre todo las energías renovables o convencionales, parte de esta es la normativa, el Decreto Supremo N° 88, de 17 de septiembre de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (DS n°88), el que será motivo de análisis de este artículo jurídico.

El objetivo de este artículo es que sirva para la industria de los PMG y PMGD como un primer aporte al nuevo Decreto Supremo n°88, en el que puedan identificar las principales modificaciones y su actualidad a casi un año de haber entrado en vigencia. Por lo tanto, este trabajo se va a basar en un análisis de la nueva normativa, haciendo un breve repaso de lo que ha sido la historia de las normas que rigen a los PMG y PMGD, analizar las principales modificaciones que introduce el DS n°88, que posibles problemas o desafíos presenta este nuevo decreto supremo y proponer mejoras ante estos problemas, en concreto lograr establecer que va a significar esta nueva norma. Para realizar este trabajo me apoyaré en doctrina, experiencia de los desarrolladores de este tipo de proyectos y análisis propio.

¹ <https://energia.gob.cl/mini-sitio/plan-de-descarbonizacion-de-la-matriz-electrica>

² ALE MOORE, Lorenzo.

Desarrollo:

1. Historia de la normativa de los Pequeños Medios de Generación

La normativa relativa a estos medios de generación es más bien reciente, las primeras apariciones en la ley constan recién en el año 2004, en que la denominada *Ley Corta 1* (ley 19.940) se incorpora el concepto de medio de generación con fuente no convencional en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). En este sentido, Mauricio Olivares en su libro “*Simetría: El mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, e institucionalidad*”, señala que este es un hecho que no sorprende ya que, en la época de dictación de la ley, por allá en la década de 1980, no se pensaba en el desarrollo de pequeñas plantas de generación, el modelo más bien apuntaba a grandes centrales.³

Ya en el año 2006 y como un interés por parte de la autoridad de que se desarrolle esta actividad, es que se promulga el Decreto Supremo n° 244 (DS n°244), en el cual se definen los medios de generación de fuentes renovables no convencionales y con excedente de potencia suministrada que no sea mayor a 20.000kW (Medios de Generación No Convencionales o MGNC) y a los pequeños medios de generación con potencia instalada menor a 9.000kW, estos son los Pequeños Medios de Generación (PMG) y los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), diferenciándose el uno del otro en si se conectan directamente en la transmisión (PMG) o en el sector de distribución (PMGD).⁴

El mismo Olivares señala que el DS n°244, no tiene por objeto el incentivo de desarrollo de este tipo de centrales⁵, si no de generar un marco regulatorio de las condiciones de conexión y fijación de precios de inyección. Y establece un proceso único de conexión y operación para los PMGD, donde estos interactúan con las distintas empresas de distribución, lo que impulso en el año 2007 el desarrollo de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO).⁶

³ OLIVARES, Mauricio (2020) pp. 302-303

⁴ OLIVARES, Mauricio (2020) pp. 302-303

⁵ Ya que esto sería materia de las leyes n° 20.257 y n° 20.698.

⁶ OLIVARES, Mauricio (2020) pp. 304

El año 2015 se introduce una modificación al DS n° 244, mediante el Decreto Supremo n°101, la cual tuvo por objetivo mejorar los procesos de conexión y establecer una nueva categoría de PMGD, los cuales cuentan con una capacidad instalada menor a 1.500kW, y que quedan catalogados como generadores con Impacto No Significativo (INS) a la red de distribución, permitiéndoles que no tengan la obligación de hacer estudios eléctricos, obras extras a la red de distribución o modificar el punto de conexión.⁷

Finalmente, el año 2020, el Ministerio de Energía ingresa a la contraloría el Decreto Supremo N°88 el cual entra a derogar el DS n°244 y se publicó el día 8 octubre, pero no entró en vigencia sino hasta el día 8 de noviembre. El ministro de Energía, Juan Carlos Jobet, señaló que los cambios que introduce la norma tienen por objeto mejorar la ejecución de estos proyectos y darles a los proyectos PMG y PMGD una mayor certeza jurídica, además de señalar la importancia de la promoción de este tipo de fuentes energéticas.⁸

Las principales modificaciones que introduce el DS n°88 son:

- i. Forma de cálculo del precio estabilizado.
- ii. El Fraccionamiento Eléctrico.
- iii. Nueva vigencia del ICC.
- iv. Obligaciones de los desarrolladores.

También parece importante señalar que el DS n°88, establece una serie de disposiciones transitorias, de las cuales lo más importante que establece es la posibilidad de acogerse al régimen de precio estabilizado del DS n°244, pero de esto se profundizará cuando se trate el nuevo régimen de precio.

⁷ OLIVARES, Mauricio (2020) pp. 304

⁸ SANCHEZ, Pilar (2020)

2. Principales modificaciones que introduce DS n°88

2.1. Forma de cálculo del precio estabilizado:

2.1.1 Contexto jurídico del Régimen de Precio Estabilizado

Como bien se expuso en el punto anterior la Ley Corta 1 fue de gran importancia para el surgimiento de las pequeñas generadoras, les abrió un espacio en el mercado eléctrico, ya que por un lado le permitió a este tipo de generadoras entrar al mercado spot y así poder vender la energía directamente al mercado, pero no solo eso sirvió de incentivo, sino que también se estableció un mecanismo de estabilización de precios⁹ y así poder mitigar las posibles fluctuaciones de precio.¹⁰

2.1.2 Régimen de precios del DS n°244:

Una buena forma para entender la modificación del régimen de precios es ver como lo como lo contemplaba el DS n°24, norma que por primera vez establece regímenes de precios en los cuales los desarrolladores de estos proyectos de generación de menor envergadura. Sobre lo anterior, Marcelo Mardones señala en su artículo “*Los pequeños medios de generación distribuida ante el derecho de energía. Régimen vigente, interpretaciones y prospectiva*”, que el nuevo régimen que introduce el decreto supremo 244 es probablemente de las medidas más importante, la posibilidad que establece el artículo 39, de que los desarrolladores puedan optar por distintos sistemas de precios.¹¹

Mardones ordena en el mismo artículo previamente señalado estos sistemas de precio como¹²:

a) Costo Marginal Instantáneo:

Este sistema de precio se caracteriza por ser calculado por el Coordinador Eléctrico y según señala el artículo 40 del decreto supremo 244: “El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el

⁹ Artículo 4 de la 19.940, denominada como Ley corta 1.

¹⁰ FISCALÍA NACIONAL ECONÓMICA (2021), pp 5-6

¹¹ MARDONES, Marcelo (2019) pp. 76-77

¹² MARDONES, Marcelo (2019) pp. 77-78

artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponda de acuerdo a lo indicado en el inciso cuarto del artículo 38° del presente reglamento’’. Y como indica Mardones en concordancia con lo que dice el artículo señalado, este sería el régimen de precio de regla general, ya que como se verá, si no se optaba explícitamente por el Precio Estabilizado, el régimen de Costo Marginal Instantáneo era la forma de cálculo.

b) Precio Estabilizado:

El artículo 41 del DS n°244 señala: “En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dichos precios, **corresponderán al precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD, determinado semestralmente por la Comisión**¹³ en el decreto de precio de nudo de corto plazo.”¹⁴

Mardones destaca algunas dudas que genera el precio estabilizado, por un lado, señala que hay un cuestionamiento a la legalidad, “debido a la remisión legal genérica para la fijación del mecanismo de estabilización de precios’’. La otra crítica referida a si el resto de los participantes del sistema deben soportar la diferencia de precios en los dos regímenes en favor de los pequeños generadores. Al final Mardones destaca que hay proyectos que, con tal de poder regirse bajo ese régimen, se dividieron ya que la estabilidad que les otorgaba facilitaba el financiamiento.¹⁵

¹³ El Coordinador Eléctrico Nacional.

¹⁴ Corresponde al Decreto Supremo número 86 del año 2012, donde se establece un precio único para las 24 horas del día.

¹⁵ MARDONES, Marcelo (2019) p. 78

2.1.3 Nuevo régimen de precios que introduce el DS n°88:

Esta es quizás la modificación más relevante que introduce el DS n°88, ya que cambia el régimen de precios al cual los dueños de proyectos PMG y PMGD se pueden acoger, pasando de un sistema de precio único durante todo periodo horario a un sistema que se divide el día en 6 bloques horarios.

Dentro de las principales motivaciones para cambiar este sistema de precios, nace a raíz de quejas de ciertos sectores gremiales del mercado de la energía, los cuales aludían a una especie de sesgo hacia los PMGD, sobre todo, los que generan energía en base a paneles fotovoltaicos, ya que éstos se benefician de un precio estabilizado sin franja horaria producto que pueden ganar sin considerar las fluctuaciones de precio en horas de menor producción, como lo es durante la noche, hecho que a consideración de los distintos sectores, terminaba siendo una especie de subvención por parte del Estado a este tipo de generadoras. Es en este contexto que el ministerio se abre a analizar la normativa y a través de distintas propuestas es que se termina formando la nueva normativa.¹⁶

Ya entrando en el análisis propiamente tal del nuevo régimen, se debe observar lo que señala el artículo 9° del DS n°88, establece los regímenes que van a poder acoger los propietarios de los PMG y PMGD señalando:

*“Los **propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios, de acuerdo a lo establecido entre los párrafos 2° y 5° del presente Capítulo, y a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149° de la Ley, de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente reglamento y en la normativa vigente.**”*

Donde destaca el hecho que se mantiene el sistema de costo marginal instantáneo y se puede acceder un mecanismo de estabilización de precios, el consiste en la modificación principal sobre esta materia.

¹⁶ GPM AG (2019) pp. 3 y 5

El artículo 12 primero señala que todo propietario u operador de un PMG o PMGD deberá optar por vender su energía por el sistema de Costo Marginal Instantáneo o por el régimen de Precios Estabilizado, teniendo que informar al coordinador con al menos un mes de antelación por cual sistema de precio se regirá. También el artículo señala que el periodo de permanencia en el régimen elegido es de mínimo 4 años y la opción de cambio tiene que ser comunicada al Coordinador con al menos 6 meses de anticipación a la entrada en operación, lo cual constituye una modificación con respecto a la norma anterior que eran 12 meses.

El nuevo mecanismo se encuentra descrito en los artículos 17 y siguientes de la norma. El inciso primero del artículo 17 señala lo siguiente:

“Los precios estabilizados a los que se refiere el Artículo 9º del presente reglamento serán fijados por el Ministerio de Energía, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial (...).”

En el primer inciso se estipula que será el Ministerio de Energía quien mediante decreto va a fijar los precios, el cual se va a basar a un informe técnico de la Comisión¹⁷, estableciendo en los incisos siguientes el proceso que va a seguir la elaboración del Informe Técnico, señalando que los antecedentes en los cuales se van a basar los cálculos de los precios, siendo esto en base a la simulación de la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional realizada con ocasión de la fijación de precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente, de esto sale un informe técnico definitivo sobre el cálculo de los precios de Nudo de Corto Plazo y un mes después de este informe debe elaborar el Informe Técnico Preliminar con el cálculo de los Precios Estabilizados al Ministerio de Energía, el cual lo pone a disposición de los coordinados, teniendo también la Comisión la obligación de publicar este informe preliminar en su página web¹⁸. El inciso cuarto señala ciertos requisitos que debe tener el informe preliminar, pero más importante es el último inciso en el cual se estipula que después de un proceso de estudio del Informe técnico

¹⁷ Artículo 3º del DS N°8 señala que se entenderá para los efectos de norma como “Comisión” a la Comisión Nacional de Energía

¹⁸ <https://www.cne.cl/>

Preliminar, la Comisión debe elaborar el Informe Técnico Definitivo, el cual deberá publicar y comunicar al Ministerio para que este lo publique en los términos que se señalan en el inciso primero del artículo.

Por último parece importante mencionar en éste examen básico al nuevo régimen de Precios Estabilizado, el artículo 18, ya que se indican los bloques horarios que vienen a reemplazar al único precio estabilizado de 24 horas como era en el DS 244, señalando que la Comisión determinará precios básicos de energía por intervalo temporal para cada una de las barras del sistema de transmisión nacional donde se terminen los Precios de Nudo de Corto Plazo, quedando estos intervalos horarios comprendidos entre 00:00 y las 3:59 horas; las 4:00 y las 7:59 horas; las 8:00 y 11:59 horas; las 12:00 y las 15:59 horas; las 16:00 y las 19:59 horas; y las 20:00 y las 23:59 horas.

2.1.4 Artículos Transitorios del DS n°88:

Ahora, el DS n°88 entra en vigencia dejando una situación particular producto de lo señalado en sus disposiciones transitorias, donde cumpliendo ciertos requisitos, se podrán acoger al régimen de precios estipulado en el DS n°244 por un plazo de 165 meses. Los requisitos son los siguientes:

- a) Que el proyecto PMG o PMGD se encuentre operativo al momento de la publicación del DS n°88. Deben comunicar la intención de regirse por el régimen anterior hasta 48 meses desde el 8 de octubre del 2020. Una vez terminado el plazo solo podrán regirse por el nuevo régimen de Precio Estabilizado.
- b) Que los PMGD hayan obtenido el ICC dentro de los 7 meses siguientes a la publicación del DS n°88 y su declaración en construcción dentro de los 18 meses al DS n°88. Tienen 1 mes hasta su operación para comunicar al Coordinador, de lo contrario se regirán por el nuevo régimen.
- c) O que los PMG o PMGD hayan presentado la carta de pertinencia, la declaración de impacto ambiental (DIA) o el estudio de impacto ambiental (EIA) dentro de los 7 meses a la entrada en vigencia del DS n°88 y que además haya sido declarado en construcción dentro de los 18 meses. Tienen 1 mes hasta su operación para comunicar al Coordinador, de lo contrario se regirán por el nuevo régimen.

La particularidad de esta situación consiste en que, para estos efectos, durante 165 meses sigue vigente el régimen de precios del DS n°244, por lo que cabe preguntarse si esta modificación de reglamento se puede considerar como una buena política ya que producto a estas condiciones se puede provocar un sobre incentivo en un determinado periodo de tiempo para que luego ya nadie quiera acogerse al sistema de precios del DS n°88.

2.1. El Fraccionamiento Eléctrico:

En la normativa ambiental existía el concepto de fraccionamiento para proyectos de impacto ambiental con el objeto de evitar que los proyectos no tengan la evaluación que corresponde. El DS n°88 introduce esta nueva figura que, si bien antes había una especie de fraccionamiento eléctrico, salido principalmente de criterios a la hora de evaluar el fraccionamiento de proyectos de energía por parte de la Superintendencia de Energía.

La norma exige a la Comisión Nacional de Energía (en adelante “CNE”) el no otorgar la declaración en construcción de los proyectos PMG y PMGD que no cumplan con las condiciones propias de estas plantas de generación, específicamente el hecho de que se supere el límite de 9.000kW. Por lo tanto, el fraccionamiento ocurre cuando un proyecto hecho en dos o más etapas¹⁹ o cuando dos o más proyectos debiesen considerarse uno solo y en ambos casos se supere el límite de los 9.000kW, esto para evitar que proyectos que en realidad no sean PMG o PMGD eludan los procesos administrativos ambientales que les corresponderían o se acojan a los sistemas de precio que reserva la ley para estos.

La normativa aplicable al fraccionamiento:

- i. Decreto Supremo N° 88, de 17 de septiembre de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala:
 - a) Artículo 6°: Artículo en que se le otorgan las facultades a la CNE para determinar si existe el fraccionamiento eléctrico o no.

¹⁹ El instructivo de la CNE señala que se entenderá que un proyecto no cumple con lo establecido en el artículo N° 149 de la Ley General de Servicios Eléctricos cuando un proyecto se declare en dos o más etapas y la suma de los excedentes de potencia de todas las etapas supere los 9 MW.

- b) Artículo 69°: Referido a los requisitos para la declaración en construcción, que se señala en la letra k)
- ii. Decreto Supremo N° 125, de 19 de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

La CNE, desarrolló un instructivo en febrero de 2021, que entrega desde definiciones hasta los criterios con los que se evalúa el fraccionamiento eléctrico. Los criterios²⁰ entregados son los siguientes:²¹

- a) **Cercanía geográfica:** El informe señala que se entenderá por proyectos cercanos geográficamente a todos aquellos proyectos que eventualmente podrían alcanzar un cierto grado de dependencia, en términos físicos, territoriales y de la topología del punto de conexión. Esta revisión se extiende a todos los proyectos ubicados dentro de un radio de 2.500 metros con respecto del proyecto en estudio. También señala el informe, que un criterio para determinar el fraccionamiento, cuando la distancia directa entre los proyectos de generación sea superior a 250 metros, se procederá a realizar un análisis de los predios en los cuales éstos se ubican.

Bajo las condiciones que se señalan anteriormente se seguirán los siguientes criterios:

- i. Proyectos ubicados en predios colindantes, con excepción a los predios que sean colindantes, pero se encuentren separados por una falla geográfica que hagan imposible que los proyectos se hagan de manera conjunta.
- ii. Proyectos ubicados en terrenos que compartan el mismo N° Rol Predial o que posean un mismo propietario.
- iii. Proyectos que estando ubicados en terrenos con diferente N° de Rol Predial, su origen sea un mismo predio subdividido de manera reciente (24 meses) y artificiosa.

²⁰ La CNE en el instructivo presenta esquemas que sirven para orientarse en el modo de evaluar estos criterios.

²¹ COMISION NACIONAL DE ENERGÍA (2021)

- b) **Potencia y tecnología:** se revisará la tecnología de cada proyecto en análisis, y se entenderá que un conjunto de proyectos independientes funcionalmente no constituirá fraccionamiento, siempre y cuando se traten de tecnologías de tipo complementario.

- c) **Punto de conexión en la red de distribución (a nivel de alimentador):** La CNE señala que la pregunta a hacerse en este caso es si los proyectos comparten el alimentador o línea de conexión. El criterio en este caso para los PMGD es que cuenten con un Informe de Criterios de Conexión diferentes entre los proyectos y para los PMG, los proyectos se tienen que diferenciar en las autorizaciones de conexión que emita el Coordinador Eléctrico Nacional.

- d) **Independencia Funcional:** Los proyectos para que no incurran tienen que ser funcionalmente independiente, esto quiere decir que su equipamiento eléctrico, electromecánico y electromagnético deben ser independientes y sobre todo el funcionamiento del proyecto nunca puede depender de otro, ya sea en su operación o construcción.

- e) **La estructura de propiedad de los titulares:** Aquí el examen es sobre que sean proyectos de personas relacionadas, las cuales se encuentran señaladas en el artículo 100 de la Ley de Mercado de Valores.

- f) **RCA y permisos sectoriales:** La pregunta relevante es si los proyectos comparten o no la RCA o el ICC. En esencia el criterio consiste en que proyectos que quieran ser considerados como independientes no pueden presentar una RCA o permisos sectoriales de manera conjunta o pretender compartirlos cuando estos se hayan tramitado de manera separada.

Cabe señalar que este examen realizado por la CNE se da cuando el interesado en el desarrollo de un proyecto PMG o PMGD comienza la tramitación de la solicitud de declaración en construcción, pero en caso de que se logre detectar el fraccionamiento de forma posterior al proceso de declaración en construcción, las autoridades competentes para

evaluar este fraccionamientos serán, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la Fiscalía Nacional Económica y Tribunal de la Libre Competencia.²²

2.2. Nuevos requisitos y plazos para el proceso de conexión, cambios en el ICC:

El informe de Criterios de Conexión es uno de los presupuestos básicos en el desarrollo y ejecución de los proyectos PMG y PMGD. Es este informe emanado de la distribuidora correspondiente el que, siendo favorable, le permite al medio de generación conectarse a la subestación y así que la energía generada sea inyectada al sistema por la empresa distribuidora.

Dicho lo anterior, un aspecto clave de este informe son los plazos que se deben cumplir para la vigencia de este informe y por lo tanto poder conectarse a la subestación que corresponde, es en este aspecto que el DS n°88 introduce importantes cambios. Para entender mejor lo cambios es importante ver los plazos y requisitos en el DS n°244, sobre todo debido a que la norma actual considera disposiciones transitorias que mantiene los plazos y requisitos anteriores.

2.3.1 Régimen DS n°244:

Un repaso breve de los aspectos más importantes de la normativa anterior en materia de ICC:

- a) El ICC de proyectos de carácter de Impacto Significativo debe ser emitido dentro de los 4 meses a la respuesta de la Solicitud de Conexión a la Red (SCR).
- b) El ICC debe acompañar un borrador del contrato de conexión e informe de costos.
- c) La vigencia del ICC hace distinción entre la tecnología del proyecto para los efectos de su extensión
 - Para los proyectos en base a energía solar y eólica tienen una vigencia de 9 meses prorrogables por 9 meses más

²² COMISION NACIONAL DE ENERGÍA (2021)

- Para proyectos que ocupen otra fuente de energía son 9 meses prorrogables por 18 meses más.
- d) El ICC mantiene su vigencia mientras haya ejecución de obras adicionales.

2.3.2 Régimen DS n°88:

El régimen que viene a introducir el DS n°88, se traduce en una mejora en los plazos de conexión de proyectos que cumplan ciertas condiciones, hace más diferencias entre proyectos de impactos no significativos y los que no tengan esta categoría y le da más importancia a la declaración en construcción.

a) **Nuevos plazos para la respuesta de la SCR:**

El artículo 58 señala que:

- PMGD de Impacto No Significativo (INS)²³: 20 días²⁴
- PMGD de NO INS: 5 meses
- PMGD de NO INS en Alimentador de Alto Impacto²⁵: 7 meses

Es de importante señalar que el artículo 61, le faculta al interesado, recurrir ante la SEC en caso de que la empresa distribuidora no cumpla con los plazos para la respuesta.

b) **Contenido del ICC:**

Como se vio anteriormente, la normativa anterior solo indicaba que el ICC debía contener el borrador del contrato de conexión e informe de costos, pero con la nueva norma, además de ese borrador se debe acompañar el borrador de contrato de obras adicionales, esto como medida que busca solucionar los conflictos entre los interesados y la empresa distribuidora.

c) **Nueva vigencia del ICC:**

Primero hay que señalar que en esta nueva normativa no se hace diferencia entre la fuente de energía o tecnología que se utilice para la producción de energía, la

²³ Concepto definido en el artículo 86 del DS n°88.

²⁴ Artículo 8 del DS n°88 señala sobre los días: Los plazos de días señalados en el presente reglamento son de días hábiles, entendiéndose que son inhábiles los días sábados, domingos y festivos.

²⁵ Artículo 60 del DS n°88.

diferencia viene dada por el Impacto Significativo (IS) o no (INS) y la capacidad de generación del proyecto:

El artículo 64 señala:

- Para proyectos INS: 9 meses
- Para proyectos de IS con capacidad menor a 3MW: 12 meses
- Para proyectos de IS con capacidad mayor a 3MW: 18 meses

En este caso y a diferencia de la normativa anterior no se contempla un plazo de prórroga de la vigencia del ICC.

d) La Declaración en construcción:

Probablemente una de las cosas relevante que tiene la nueva normativa en esta materia es la de la relevancia que gana la declaración en construcción ya que mantiene la vigencia del ICC, o sea estando declarada la construcción el plazo no se acaba. Pero, de la misma manera si la declaración en construcción es revocada, la vigencia del ICC se pierde.

2.3. Obligaciones de los desarrolladores de PMGD:

La nueva normativa establece una serie de deberes u obligaciones a los propietarios de proyectos PMGD y PMG, a lo largo de la norma se refiere a ellos como “propietarios” o “interesados”, dependiendo del momento que se está tratando. Para los efectos de este artículo se revisará principalmente algunas de las obligaciones comunes y, puesto a la relevancia que ocupan en el número de desarrollo de proyectos, se verán las obligaciones de los desarrolladores en los PMGD a lo largo del desarrollo del proyecto, desde las primeras gestiones de comunicación con la autoridad, hasta las obligaciones en la operación.

En el caso de los PMG, tienen varias obligaciones similares a los PMGD y principalmente se tratan de la entrega de información y establecer comunicación con la autoridad.

A continuación, una tabla que resumen las obligaciones de los desarrolladores en distintas etapas:

OBLIGACIÓN	Artículo
------------	----------

DISPOSICIONES COMUNES	
Deber de sujeción a órdenes que emita el CEN.	Art. 4
Deber de entrega total y oportuna a Coordinador Eléctrico Nacional, Comisión Nacional Eléctrica, Superintendencia de Energía y Combustibles.	Art. 5
Comunicar régimen de precio 1 mes antes de su entrada en operación.	Art. 12
Deber de informar, sus retiros o compromisos de energía y potencia, al CEN para ser incluidos en el balance de transferencias de energía y potencia, conforme a lo dispuesto en la normativa vigente	Art. 16
Inc 1: Contar con equipos de medición y facturación para registrar lecturas de energía y potencia suministradas y retiradas del sistema, y además contar con medios de comunicación con CEN y Distribuidoras Inc 2: Entregar la información a la CEN de manera oportuna según los tiempos que defina la norma técnica.	Art. 27
Deberán participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del Coordinador.	Art. 28
Deber de pagar peaje de distribución cuando se suministra a usuarios no sometidos a la regulación de precios dentro de la zona de concesión de una Distribuidora.	Art. 30
DE LOS PMGD	
CONSIDERACIONES GENERALES	
Entregar toda la información técnica relativa al PMGD que se desea conectar y que les sea solicitada por la distribuidora.	Art. 32 inc 5
Desarrollar especificaciones de conexión y operación de sus proyectos conforme a la información dada por la distribuidora y norma vigente	Art. 35
Si es auto productor, debe contar con equipos de medición de las inyecciones y retiros que se realicen del empalme	Art. 39
Informar de manera inmediata el desistimiento de SCR o de cualquier otro trámite para la conexión de PMGD	Art. 41

<p>Inc 1: Presentación completa de SCR a Distribuidora con sujeción a cronograma requerido por norma.</p> <p>Inc 2: Señalar en la SCR si el proyecto sea evaluado como INS según la norma o si no señalar si los estudios de conexión necesarios los van a realizar personalmente o los hará la empresa distribuidora.</p> <p>Inc 3: Contenido de la SCR</p>	Art. 42
EVALUACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE LOS PMGD	
Consignación de 20% de costos de estudios al presentar SCR	Art. 45
Solicitar complementación o rectificación de SCR. 5 días para solicitar a la Distribuidora para que rectifique.	Art. 47
Manifiestar conformidad de SCR a Distribuidora dentro de los cinco días contado desde la comunicación de la señalada respuesta.	Art. 53
<p>Inc 1: Entregar los Estudios de Conexión con todos los antecedentes y respaldos necesarios y suficientes para su revisión.</p> <p>Inc 2: El Interesado que realice los estudios con la Empresa Distribuidora deberá, dentro de los cinco días siguientes a la recepción de la respuesta de la SCR, pagar el saldo de lo adeudado de acuerdo a lo señalado en el Artículo 45°.</p> <p>Inc 3: Los que hayan realizado los estudios por su propia cuenta, al momento de entregarlos a la Distribuidora, deberá pagar lo adeudado para dicho fin de acuerdo al artículo 45°.</p> <p>Inc 4: No pago se entiende como desistimiento.</p>	Art. 55
Manifiestar conformidad de ICC a Distribuidora. De no existir manifestación se entiende por desistido el interés.	Art. 62
Si el ICC deja de estar vigente, se debe presentar una nueva SCR.	Art 64 inc 2
Obligación permanente de informar sobre avances y cumplimiento de hitos a Disco.	Art. 65
DECLARACIÓN EN CONSTRUCCIÓN	

<p>Inc 1: Mantener vigencia de Declaración en Construcción (DEC) y haberla obtenido previo a interconexión.</p> <p>Inc 2: Presentar a la Comisión una DEC</p>	Art. 68
<p>Requisitos de la presentación que señala el artículo 68. Deber de enviar a la CNE los antecedentes asociados a la declaración.</p>	Art. 69
<p>Inc 1: Efectuar tramitación ambiental conforme a cronograma.</p> <p>Inc 2: Obligación de informar a CEN modificaciones a cronograma original</p>	Art. 71
<p>INTERCONEXIÓN, PUESTA EN SERVICIO Y ENTRADA EN OPERACIÓN DE LOS PMGD</p>	
<p>Informar a CEN, CNE y SEC dentro del plazo de vigencia del ICC de la fecha estimada a la interconexión en un mínimo de 3 meses anteriores a la misma.</p> <p>Esto será en la forma que la autoridad determine</p>	Art. 75
<p>Inc 1: Informar a la SEC en la forma que esta determine sobre la interconexión</p> <p>Inc 2: La comunicación se hará por intermedio de las personas señaladas en el art 73</p>	Art. 76
<p>Junto con la notificación de fecha estimada de interconexión, al CEN se le debe comunicar una solicitud de autorización de puesta en servicio (Art detalla requisitos de la presentación) (Tramite necesario para iniciar la puesta en servicio)</p>	Art. 77
<p>Dentro de vigencia del ICC, el deber de presentar ante la Distribuidora una Notificación de Conexión</p>	Art. 78
<p>Corregir lo que la Distribuidora señale sobre la NC.</p>	Art. 79
<p>Fijar con la distribuidora un cronograma de puesta en servicio en conformidad con la norma técnica vigente</p>	Art. 81
<p>Inc 1: Realizar la Interconexión en la fecha acordada con la Distribuidora</p> <p>Inc 2: Comunicar eventuales retrasos en interconexión a CEN.</p> <p>Inc 3: Recurrir a la SEC en caso de discrepancias con Distribuidora</p> <p>Inc 4: Informar las modificaciones a las autoridades</p>	Art. 82

Deber de enviar al Coordinador los antecedentes que permitan verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en los protocolos de prueba a los que se someten los PMGD a fin de verificar las condiciones de su interconexión a la red, junto con una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente	Art. 83
Deber de notificar a las autoridades en caso de que la interconexión no se haya materializado la interconexión. 5 días desde la fecha que estaba acordada.	Art. 84
PLAZOS Y COSTOS DE LAS OBRAS ADICIONALES, ADECUACIONES O AJUSTES	
Pagar las obras adicionales	Art. 89 inc 2
OPERACIÓN Y COORDINACIÓN	
Determinar la potencia y energía a inyectar a la red de distribución.	Art. 93
Acatar las instrucciones de la Empresa Distribuidora que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución	Art. 94
Deber de coordinar operación e intervención del PMGD con Distribuidora	Art. 95
Contar con los medios de comunicación adecuados con la Distribuidora	Art. 96
Aquellos que no hayan sido calificados como INS deben entregar un informe anual de sus proyecciones de operación mensual	Art. 98
El día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMGD, deberá enviar un informe de su operación mensual a la Empresa Distribuidora y al Coordinador	Art. 99
El propietario u operador de un PMGD deberá informar a la Empresa Distribuidora el plan de mantenimiento del respectivo PMGD, para el siguiente año calendario, en los tiempos, plazos y formatos que establezca la norma técnica respectiva.	Art. 100
Los propietarios u operadores de PMGD cuya operación no sea en base a recursos primarios variables (...) deberán declarar al Coordinador los costos	Art. 101

variables de sus respectivas unidades generadoras de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica	
RETIRO, MODIFICACIÓN Y DESCONEXIÓN DE PMGD	
<p>Inc 1: El retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, del PMGD y sus instalaciones, deberán comunicarse por escrito al CEN, CNE, la SEC y Distribuidora. 24 meses De antelación.</p> <p>Inc 2: Las modificaciones de instalaciones que no tengan el carácter de relevante, de acuerdo a la norma técnica, deberán ser comunicadas por escrito, en un plazo no inferior a 30 días, al CEN y a la Distribuidora.</p>	Art. 104

Fuente: DS 88 y elaboración propia

Al realizar un análisis general de las obligaciones a los desarrolladores se pueden advertir que predominan dos tipos de obligaciones, por un lado las que apuntan a gestiones que significan la existencia y subsistencia del proyecto o de presupuestos necesarios para este (ej. La del artículo 62°) y aquellas que corresponden a la entrega de información a la autoridad (ej. La del artículo 75°), esto con el objetivo que la ejecución de estos pequeños medios de generación sea ejecutada de la mejor manera posible, en la cual todos los actores tengan claridad de los procesos que se siguen y ejecutan, esto debido a la importancia que significa el proceso del mercado de la energía.

3. Desafíos del DS n°88

Toda implementación de una nueva normativa tiene desafíos en su ejecución, sobre todo una normativa que regula un elemento importante de un mercado como los son los pequeños medios de generación para el mercado de la energía. En principio y lo que parece más evidente es que la normativa venga a significar una mejoría del sistema que regula o que al menos lo mantenga. En este punto se van a indicar dos desafíos que en principio identifico de la nueva normativa, por una parte, mantener el atractivo del mercado de desarrollo de los PMGD en razón de la dictación del nuevo Precio Estabilizado y por otro que la normativa se

logre a adecuar al desarrollo de nuevas tecnologías que se proyectan como alternativas para el mercado de la energía.

3.1. Mantener el mercado de los Pequeños Medios de Generación atractivo y la situación del nuevo régimen de Precio Estabilizado

Tal como se señala anteriormente uno de los desafíos que se puede advertir que tendrá el DS N°88 va a ser como opera el nuevo régimen, ya que como se vio en el punto 2.1.4 de este artículo, va a haber un periodo de casi 14 años donde la inmensa mayoría de proyectos en desarrollo y en ejecución se van a estar rigiendo por el sistema de precio estabilizado del DS 244, por lo que va a pasar un tiempo desde la entrada en vigencia del DS 88, en que haya proyectos que se sujeten (y elijan) el nuevo régimen.

De lo anterior ya hay ciertas dudas en el mercado²⁶ de que el nuevo régimen no es tan atractivo que el anterior, ya que antes se podía recibir un precio a toda hora, pudiendo de esta forma tener ganancias en horas que no son ideales, sobre todo, para las generadoras que su tecnología base es la de paneles solares, lo cual podría indicar que la idea del legislador de cierta forma fue incentivar medidas como lo es el almacenamiento de energía, que da la oportunidad de del “Arbitraje de energía”, que consiste en “aprovechar las diferencias del precio marginal a lo largo de un período de tiempo, precisando que se obtiene un beneficio al cargar el sistema de almacenamiento en momentos en que el precio sea bajo (como en horas de mayor generación renovable, o en horas de menor demanda) y descargarlo en momentos en que el precio sea alto (horas peak)”²⁷, lo que podría significar dar un complemento a los precios que se van a dar en los distintos bloques del nuevo régimen.

3.2. Orientar regulación al Desarrollo de Nuevas Energías

En este punto no es tanto un desafío del DS N°88, si no del marco regulatorio en general de los pequeños medios de generación, es como adecuarse a las nuevas tecnologías en materia de energía, sobre todo por la búsqueda que hay a nivel de estado por lograr la carbono-

²⁶ ELECTRICIDAD (2021)

²⁷ ELECTRICIDAD (2019)

neutralidad. El ejemplo más probable va a ser la inminente entrada del Hidrogeno Verde (en adelante H₂) al mercado de la energía en Chile²⁸.

Frente a esto, los pequeños medios de generación pueden cumplir un rol fundamental para el desarrollo del H₂, puesto que para producirlo se necesita una fuente renovable de energía para producir la electrolisis, el cual constituye el efecto físico que logra separar las moléculas de agua y así producir hidrogeno. Esto más bien apuntado para plantas pequeñas que estén dirigidas más bien a consumos locales y en especial al sector agrícola para ayudar a que los procesos agrícolas sean sostenibles.

Y como se señaló en el punto anterior, es analizar cómo puede funcionar el DS N°88 con lo que va a significar el almacenamiento de energía, al ser estos pequeños generadores una de las fuentes más comunes de producción de energía renovable, para que, luego de lograr la carbono-neutralidad en materia energética, el próximo desafío será poder exportar la energía que Chile produzca, es ahí donde el almacenamiento y la capacidad que los que estos proyectos puedan almacenar y vender la energía en otra fuente, no solo va a significar una mejora para el mercado, puesto a un renovado interés por invertir en PMG o PMGD, si no que transformase en un activo económico sustentable para el país.

4. Propuestas de mejora.

Para este punto, surge la dificultad de que parece un poco temprano para sugerir mejoras para la nueva normativa ya que ha tenido poca aplicación y por ende no se puede definir concretamente los puntos que en realidad se debe mejorar, por lo tanto el ejercicio va a consistir en propuestas de mejoras que corresponden más bien problemáticas del mercado actual de los pequeños medios de generación, más que de la normativa misma, pero que podrían incorporarse a través de modificaciones a la ley o con una ley complementaria.

4.1 Tasar las Obras Adicionales

²⁸ MINISTERIO DE ENERGÍA (2020)

Una actual traba que está teniendo el desarrollo de los PMGD, es las diferencias que hay con algunas de las Empresas Distribuidoras en la tasación de las Obras Adicionales²⁹, lo que está ocasionando demoras en el desarrollo y en algunos casos transformando proyectos pequeños en proyectos inviables por el costo que se les asigna.

Si bien, el Decreto Supremo N° 88 incorpora medidas como el deber de las Empresas Distribuidoras la entrega de información de sus estándares de diseño y construcción de sus instalaciones necesarios para el diseño de conexión y operación de los PMGD para que se puedan estimar las Obras Adicionales³⁰ o el deber del interesado de acompañar un contrato de Obras Adicionales al momento de declararse conforme con el ICC³¹, medidas que parecen una mejora en el tratamiento del problema ya que por una parte, producto de la entrega de información se pueden justificar las obras adicionales de mejor manera y por otra, la posibilidad de que el interesado acompañe el contrato lo pone en cierta posición en la negociación. Pero creo que no son suficientes para solucionar el conflicto, ya que desde la perspectiva del desarrollador es complejo tener el criterio si lo informado por la Distribuidora refleja realmente el costo de estas obras³² o si estas están realmente dirigida al proyecto en particular o también servirán para que se pueda ampliar la capacidad del empalme en cuestión.

Por lo tanto una de las soluciones que puede haber para este problema es que exista un proceso externo, ya sea por parte de la autoridad o un tercero imparcial privado, que realice una tasación a nivel de zonas geográficas, de forma que se considere como factor zonas que están más saturadas y que de la misma forma se incentive a través de mejores precios sectores que quizás no son tan atractivos, así pudiendo descongestionar ciertos sectores, y que los resultados de estas tasaciones sean de público conocimiento, con el objetivo que los desarrolladores puedan considerar con la mayor información posible los presupuestos para

²⁹ El DS N° 88 define el concepto de Obras Adicionales en su artículo 7 letra O), donde señala ‘‘Obras físicas y trabajos en la red de distribución eléctrica, que no califiquen como Adecuaciones, necesarias para la conexión de un PMGD’’

³⁰ Artículo 32 inciso 3 del DS N°88.

³¹ Artículo 62 del DS N°88.

³² Esto sin interpretar mala fe de las Empresas Distribuidoras, pero son precios que se pueden generar por la falta de competencia del sector.

el desarrollo de los proyectos. También parece importante que forme parte de la evaluación en los precios de las Obras Adicionales el tamaño el proyecto, para que exista una correlación en la inversión.

4.2 Incorpora el desafío del Almacenamiento a la normativa de los PMGD

Muy en relación con el ítem de desafíos de la nueva normativa, si hay algo que le falta al DS N°88 es un incentivo que venga desde la perspectiva de la incorporación de otras alternativas de tecnología, como lo es el almacenamiento que sin duda significaría una mejora en el aspecto del Arbitraje de Energía y un mejor uso de la energía renovable que se produce en los pequeños generadores.

Esta mejora debe venir no solo como una posible reforma del DS N°88 sino que, del marco legal, que signifique un real incentivo en pensar proyectos no solo de generación, pero también de almacenamiento.

Conclusiones

Luego de identificar las principales novedades que incorpora el Decreto Supremo N°88, se puede concluir que, el nuevo precio estabilizado constituye una modificación sustancial a la normativa de los PMGD y PMG, cambio, que como se vio anteriormente, viene de una moción por mejorar el mecanismo de precio, puede poner en jaque el gran atractivo económico que han sido hasta ahora el desarrollo de este tipo de proyectos, debido a que, producto de los nuevos bloques horarios ya no se asegura una ganancia fija durante todo período de generación de energía. Por otro lado, hay una mejora en materia de los tiempos y condiciones para la conexión, lo cual puede significar una especie de balance a la posible pérdida del gran atractivo económico, entendiendo que mejores tiempos de conexión significan y una puesta en operación de forma más expedita. También cabe destacar que el hecho de que los temas de fraccionamiento ahora sean visto por la autoridad con especialidad en materia energética, puede inducir a que haya un desarrollo de proyecto que sea más responsable y que ayude a prevenir malas prácticas en el desarrollo de proyectos que busquen fraccionarse para acceder a los beneficios que tienen los pequeños medios de generación de energía. Y como último punto en el análisis de las novedades que incorpora el DS N°88, destaca la importancia que se le ha otorgado a la entrega de información y el establecimiento

de canales de comunicación entre la Autoridad-Propietario, Autoridad-Empresa Distribuidora y Propietario-Empresa Distribuidora, apuntan claramente a un mejor, más seguro y más responsable desarrollo del mercado de la energía.

Para finalizar, en relación con desafíos y propuestas de mejoras, radica una de las dificultades de este artículo, puesto que a casi un año de haber entrado en vigencia y producto principalmente los artículos transitorios, son probablemente muy preliminares, pudiendo no reflejarse a la realidad de cuando la nueva normativa ya entre plenamente en vigencia, por lo que un análisis a futuro tanto de los desafíos, las mejoras y cómo evolucionan las novedades que se incorporan, serán necesarios para definir cuál es la realidad de la nueva normativa.

Bibliografía

- ALE MOORE, Lorenzo (2021): Energía Solar: La ERNC que Liderará la Agenda Energética y El Crecimiento En Chile, En: Santo Tomás en línea. Disponible en: <https://enlinea.santotomas.cl/blog-expertos/energia-solar-la-ernc-que-liderara-la-agenda-energetica-y-el-crecimiento-en-chile/#:~:text=En%20el%20a%C3%B1o%202016%20de,total%20de%20energ%C3%ADa%20en%20Chile>. (visitado el 28-4-21)
- COMISION NACIONAL DE ENERGÍA (2021): “Instructivo: Criterios de Fraccionamiento de Medios de Generación de Pequeña Escala en el Proceso de Declaración en construcción”. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/02/Instructivo-Criterios-de-Fraccionamiento.pdf> (visitado el 27-4-21).
- ELECTRICIDAD (2019): “Las seis oportunidades que tienen los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico”. Disponible en: <https://www.revistaei.cl/2019/08/13/las-seis-oportunidades-que-tienen-los-sistemas-de-almacenamiento-en-el-sistema-electrico/> (visitado el 28-9-21)
- ELECTRICIDAD (2021): “PMGD: El poco interés de los inversionistas por proyectos que no estén bajo el DS 244”. Disponible en: <https://www.revistaei.cl/2021/04/08/pmgd-el-poco-interes-de-los-inversionistas-por-proyectos-que-no-estén-bajo-el-ds-244/> (visitado el 28-9-21)

- GPM AG (2019): “Propuesta preliminar de perfeccionamiento reglamento D.S. 244/2005 del Ministerio de Energía, abril 22, 2019”. Disponible en: https://gpm-ag.cl/wp-content/uploads/2019/08/MinutaGPM_PrecioEstabilizado_20190705.pdf (visitado el 22-10-21)
- MARDONES, Marcelo (2019): “Los pequeños medios de generación distribuida ante el derecho de energía. Régimen vigente, interpretaciones y prospectiva”, en: Revista de Derecho Administrativo Económico (No 29 enero-junio 2019) pp. 53-83. Disponible en: https://1library.co/document/yjern4pq-pequenos-generacion-distribuida-derecho-energia-regimen-interpretaciones-prospectiva.html?utm_source=user-action&utm_medium=email&utm_campaign=downloaded-document (visitado el 16-9-21)
- MINISTERIO DE ENERÍA (2020): “Estrategia Nacional Hidrógeno Verde”. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- FISCALÍA NACIONAL ECONÓMICA (2021): “Aporte de antecedentes en causa rol ERN-27-2021 del Tribunal de la Libre Competencias sobre Expediente de recomendación normativa sobre el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala”. Disponible en: https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2021/07/ERN-27-21_FNE_Aporte-antecedentes.pdf (visitado el 28-9-21)
- OLIVARES, Mauricio (2020): “Simetría: El mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, e institucionalidad” (Santiago, Editorial USACH).
- SANCHEZ, Pilar (2020): “Chile publica el reglamento para PMGD”. En: PV Magazine. Disponible en: <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/10/08/chile-publica-el-reglamento-para-pmgd> (visitado el 27-4-21)