

Despliegue de los sistemas de almacenamiento en Chile: Avances y retos regulatorios

Deployment of Energy Storage Systems in Chile: Progress and Regulatory Challenges

Felipe Fruhling Knapp*
Joaquín Rojas Olivares**

RESUMEN: El presente trabajo analiza los avances en la legislación vigente aplicable a los sistemas de almacenamiento en Chile, y se examinan los desafíos regulatorios que existen en los procesos normativos que se encuentra liderando el Ministerio de Energía, los cuales resultan clave para seguir impulsando esta tecnología en nuestro sistema eléctrico.

Palabras clave: Sistema de almacenamiento de energía, energías renovables no convencionales, coordinación de la operación, mercado eléctrico.

ABSTRACT: This paper analyzes the progress in current legislation applicable to energy storage systems in Chile and examines the regulatory challenges present in the normative processes led by the Ministry of Energy, which are crucial for continuing to promote this technology within our electrical system.

Keywords: Energy storage system, non-conventional renewable energy, operation coordination, electric market.

Introducción

En los últimos años, nuestro país ha experimentado una modificación significativa en la composición de su matriz energética, con una alta participación de las energías renovables no convencionales, en adelante *ERNC*.

De esta manera, y conforme al Reporte Energético de noviembre de 2024, que contiene los principales indicadores del Sistema Eléctrico Nacional del mes de octubre pasado, la capacidad instalada de las centrales *ERNC*

asciende a 18.205,3 MW, lo que representa casi un 50% de la totalidad de unidades generadoras en el Sistema Eléctrico Nacional, en adelante *SEN*. En lo que respecta a la generación de energía eléctrica, las centrales *ERNC* durante el mes de octubre sumaron un total de 2.861 GWh, lo que corresponde a un 41.7% de la participación de generación en el mes de octubre¹.

En virtud de los cambios producidos, se han generado diferentes desafíos y complejidades operacionales para el Sistema Eléctrico Nacional. Sumado a una mayor penetración de *ERNC*, Chile ha asumido un compromiso de descarbonizar su matriz energética, que tiene como objetivo retirar o reconvertir todas las centrales de generación eléctrica a carbón antes del año 2040². Adicional a ello, y dentro de

* Abogado, Universidad Diego Portales. Máster en Derecho (LL.M.) por la Universidad de Columbia, Nueva York, EE.UU. Diplomado en Derecho de los Recursos Naturales, con mención en energía, de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Dirección postal: Avenida Vitacura 2939, piso 12, Las Condes, Santiago de Chile. Correo electrónico: ffruhling@guerrero.cl.

** Abogado, Universidad de Chile. Diplomado de Derecho Administrativo Sancionador por la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso (2020), y con un Diplomado en Regulación del Sector Eléctrico, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile (2022). Postgrado de la Academy of American and International Law of Southwestern, del Institute for International and Comparative Law, Texas, EE.UU. Dirección postal: Avenida Vitacura 2939, piso 12, Las Condes, Santiago de Chile. Correo electrónico: jrojas@guerrero.cl.

¹ Reporte Energético de noviembre de 2024, emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/11/CEN_Reporte_Energético_SEN_Nov24.pdf

² Nuestro país se encuentra trabajando en un Plan de Descarbonización que pretende darle continuidad al compromiso adquirido en el año 2019 respecto al retiro o reconversión de centrales a carbón antes del año 2024. Actualmente, se encuentra en consulta pública un Plan de Descarbonización que tiene como objetivo alcanzar la

los retos de la operación del SEN, en los últimos años se han agudizado las restricciones en el sistema de transmisión en nuestro país.

En dicho contexto, los Sistemas de Almacenamiento de Energía, en adelante SAE, han empezado a jugar un rol clave para robustecer la operación del SEN de cara al futuro. En este contexto, se requiere contar con certeza regulatoria para habilitar a los SAE a participar en el mercado eléctrico y permitir su total despliegue, dando las señales correctas para la inversión en este tipo de proyectos.

En el presente trabajo, revisaremos en detalle los avances en el marco regulatorio vigente que han permitido el desarrollo de los SAE. Desde la Ley N° 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante Ley N° 20.936, que introdujo la definición de SAE en nuestra regulación, hasta la reciente entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 70, que modifica el Decreto Supremo N° 62, que Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras e Introduce Modificaciones a los Decretos que Indica, adelante DS N° 70, que tuvo como objetivo actualizar y armonizar el marco regulatorio vigente para habilitar a los SAE a participar en el Mercado de Corto Plazo "y, con ello, fomentar la participación de energías renovables en la matriz eléctrica mediante la promoción de tecnologías de almacenamiento"³.

En ese contexto, se analizarán los procedimientos normativos en curso que el Ministerio de Energía está liderando para actualizar la regulación e incentivar el desarrollo de los SAE, entre otros, y se revisarán algunos desafíos regulatorios pendientes, efectuándose propuestas de ajustes para impulsar el almacenamiento en nuestro país.

I. Marco regulatorio vigente

El almacenamiento de energía corresponde al proceso mediante el cual se acumula la energía, ya sea como electricidad o en otra forma de energía, en un momento en el tiempo, para luego poder utilizarla cuando se estime necesario. Existen diferentes tipos de almacenamiento de energía. Algunas tecnologías

han sido utilizadas en el mundo hace mucho tiempo, como por ejemplo el almacenamiento hidráulico, mientras otras tecnologías han emergido recientemente, en un boom de desarrollo, como el almacenamiento de hidrógeno, CHEX SPA (*Compressed Hydro Energy Storage*), entre otras.

En dicho contexto, y por medio de la Ley N° 20.936, una de las últimas modificaciones relevantes al DFL 4/20018 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción que Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante LGSE, se definió a los SAE como: "*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*".

Así, se establecieron los SAE como instalaciones diferentes a las de generación, incluyendo la obligación para estos sistemas de sujetarse a la coordinación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante Coordinador o CEN. Todo lo anterior, en el contexto de las modificaciones normativas introducidas por la referida Ley N° 20.936, que, entre otros aspectos, reemplazó el tratamiento regulatorio del segmento de la transmisión eléctrica y creó un nuevo organismo, a cargo de la coordinación de la operación del SEN y del mercado eléctrico, CEN.

El mismo año se promulgó el Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica por medio del Decreto Supremo N° 128/2016. En dicho cuerpo reglamentario, se incluyen a los sistemas de almacenamiento hidráulicos, que corresponde a aquellos que son capaces de gestionar grandes bloques de energía en diferentes escalas de tiempo.

Posteriormente, el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, aprobado por medio del Decreto Supremo N° 125/2019, del Ministerio de Energía, en adelante DS N° 125, reconoció a nivel reglamento a los SAE de las centrales renovables variables que incorporan almacenamiento en esquemas detrás del medidor. Este reglamento estableció también la posibilidad de que los sistemas de almacenamiento puedan integrarse para el arbitraje de precios de energía, para la prestación de

descarbonización del SEN, de manera eficiente, segura y oportuna, el cual presente 45 medidas concretas para fortalecer la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20241108_plan_descarbonizacion.pdf.

³ Considerando N° 4 del Decreto Supremo N° 70.

servicios complementarios, o como parte de la infraestructura de transmisión. Adicionalmente, se incluyó al SAE en el concepto de costo de oportunidad de la energía almacenada, el cual se había restringido anteriormente sólo al agua almacenada en los embalses. Por último, se regularon las excepciones de cargos que aplican sobre los retiros realizados por sistemas de almacenamiento, las cuales habían sido señaladas en la definición introducida por la Ley N° 20.936 antes comentada.

Paralelamente, el Reglamento de Servicios Complementarios, promulgado por medio del Decreto Supremo N° 113/2019, habilitó explícitamente a los sistemas de almacenamiento de energía para la prestación de servicios complementarios; cuya regulación detallada se encuentra contenida en el Título V "*Participación de la demanda y sistemas de almacenamiento de energía para la prestación de servicios complementarios*".

En línea con las modificaciones al DS N° 125, el Decreto Supremo N° 37/2019, Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en adelante DS N° 37, incluyó la posibilidad de que los SAE puedan ser incorporados en el Proceso de Planificación de la transmisión, cuyas reglas y procedimiento en lo referido a este tipo de tecnología se detallan en los artículos 102 y siguientes del DS N° 37. Posteriores a dichas modificaciones reglamentarias y legales, en el año 2022 se aprobó la ley más relevante para el despliegue de los SAE en Chile, que correspondió a la Ley N° 21.505 de 2022, que habilitó a los SAE a nivel legal a participar del mercado eléctrico, y que ha impulsado los diversos cambios a nivel así como el trabajo que actualmente se encuentra liderando el Ministerio de Energía; todo lo cual será revisado en los próximos apartados.

II. Contexto de la Ley N° 21.505 de 2022 y sus aspectos relevantes

Conforme a la historia de la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, particularmente en su mensaje 393-369, de 23 de noviembre de 2021, su objetivo central fue combatir el cambio climático, impulsando las referidas tecnologías. Según cifras contenidas en dicho mensaje, el sector energía es el responsable del 77% de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel nacional por lo que la transformación acelerada de la matriz energética nacional a una más limpia sería una medi-

da apropiada para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Para tal cometido, en el mensaje se identifican cuatro áreas temáticas en las que sería posible avanzar para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, dentro de las cuales destacamos la de transitar progresivamente a una matriz energética renovable. Lo anterior permitirá, conforme se declara en el mensaje, descarbonizar nuestra economía e incrementar nuestra independencia energética toda vez que Chile es principalmente importador de combustibles fósiles.

Dicho esto, la habilitación de una mayor participación de energías renovables implica desafíos operacionales pues las energías renovables son variables y, por ende, no siempre existe suficiente recurso para abastecer la demanda. En ese contexto, la necesidad de incorporar flexibilidad a la matriz energética se hace indispensable. Nos referimos a la posibilidad de incorporar herramientas que permitan gestionar de mejor forma los recursos renovables eminentemente variables, siendo el almacenamiento de energía una herramienta fundamental.

Tal como se indicaba previamente, el almacenamiento de energía fue regulado por primera vez por medio de la Ley N° 20.936. Sin embargo, dicha ley no introdujo las modificaciones legales necesarias respecto a los sistemas puros de almacenamiento, conocidos en el mercado anglosajón como sistemas *stand alone*. Se trata de sistemas capaces de almacenar energía sin estar asociados a una central de generación eléctrica.

Es así como la Ley N° 21.505 vino en regular por primera vez a los sistemas de almacenamiento puros de energía, permitiendo que puedan participar en el mercado de corto plazo, esto es, en el mercado de transferencias económicas entre empresas coordinadas, tanto en las transferencias de energía como de potencia.

III. Modificaciones regulatorias implementadas en materia de almacenamiento de energía

- a. Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos por parte de Ley 21.505 de 2022

La principal modificación legal implementada por la Ley N° 21.505 correspondió a que se modificó el artículo 149 de la LGSE, permitien-

do que los sistemas puros de almacenamiento pudieran participar en las transferencias económicas de energía y potencia entre empresas eléctricas.

Por otro lado, se modificó el artículo 72-2 de la LGSE estableciendo que están sujetos a la coordinación del CEN los sistemas de almacenamiento conectados a instalaciones de distribución. Esta norma además abrió la puerta para la incorporación de sistemas de almacenamiento a los segmentos de pequeños medios de generación distribuida. Asimismo, la Ley N° 21.505 complementó el artículo 72-17 de la LGSE estableciendo que los sistemas de almacenamiento también deben ser declarados en construcción, además de aplicarle la normativa que regula dicho precepto referido a su construcción, interconexión, puesta en servicio y operación.

La ley también complementó el artículo 72-18 de la LGSE estableciendo los plazos y procedimientos para el retiro, modificación y desconexión de sistemas de almacenamiento, entre otras incorporaciones. Finalmente, la Ley N° 21.505 vino a permitir el uso de sistemas de almacenamiento para autoconsumo, incluso aquellos que forman parte de un vehículo eléctrico y que, bajo ciertas condiciones, éstos puedan inyectar la energía almacenada a la red y ser remunerado por ello.

- b. Modificación al Decreto Supremo N° 62, Reglamento de Transferencias de Potencia, por parte del DS N° 70

Tal como se señaló anteriormente, el DS N° 70 modificó, entre otros reglamentos, el Decreto Supremo 62 de 2006, Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, en adelante *DS N° 62*. En materia de almacenamiento de energía, una primera modificación que es posible destacar es el ajuste e incorporación de nuevas definiciones tales como la de Sistema de Almacenamiento de Energía, Sistemas de Generación-Consumo y de Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.

Asimismo, se les reconoce suficiencia de potencia a los sistemas de almacenamiento de energía. Es decir, se les reconoce su capacidad para abastecer la Demanda de Punta conforme este concepto se define en el DS N° 62 y, por ende, la posibilidad de ser remunerados por la potencia que aportan al sistema.

Ligado a lo dicho en el párrafo anterior, se establece un régimen transitorio de 10 años, contados desde la publicación del DS

N° 70 en el Diario Oficial, esto es, desde el 5 de junio de 2024, en el que el cálculo de la potencia de suficiencia de los sistemas de almacenamiento y de la componente de almacenamiento de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, se calculará como la multiplicación de la potencia máxima y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial determinado según una tabla que se incorpora en el artículo primero transitorio del DS N° 70. Posterior a dicho plazo de 10 años, se les aplicará el cálculo de potencia de suficiencia conforme se determina en los nuevos artículos 34 bis, 37, 37 bis y 38 contenidos en el DS 70 que son incorporados al DS N° 62.

Por último, destacamos que el DS N° 70 modificó el artículo 64 del DS N° 62 estableciendo que los retiros realizados por sistemas de almacenamiento de energía o por la componente de almacenamiento de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento para su carga, no serán considerados retiros de potencia.

- c. Modificación al Decreto Supremo 125, Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, por parte del DS N° 70

Podemos advertir que las modificaciones realizadas por el DS N° 70 al DS N° 125 tuvieron por objeto dar consistencia a la regulación vigente y armonía con otras disposiciones legales. Así, al igual que con las modificaciones introducidas en el DS N° 62, se plasmó que los sistemas de almacenamiento pueden participar de las transferencias de potencia, se permitió que los sistemas de almacenamiento y las centrales renovables con capacidad de almacenamiento puedan realizar retiros de energía del sistema eléctrico para su almacenamiento y se modificaron ciertas definiciones como la de *central renovable con capacidad de almacenamiento* para hacerlas consistentes con la misma definición contenido en otras disposiciones normativas.

Una contribución relevante por parte del DS N° 70 al DS N° 125 fueron las modificaciones a los artículos 98 y 99 de este último para establecer que los titulares de sistemas de almacenamiento de energía destinados al arbitraje de precios y de centrales renovables con capacidad de almacenamiento o centrales de almacenamiento con bombeo deben comunicar al Coordinador Eléctrico Nacional un programa de retiros. Esto es crucial pues con ello se establece que son los titulares de dichas instalaciones los que determinan cuándo reti-

rar energía del sistema eléctrico nacional con el fin de cargar sus sistemas de almacenamiento, lo que deberán efectuar conforme al programa de retiros informado. La contracara de esto es que el Coordinador Eléctrico Nacional deberá incorporar en la programación de la operación el programa de retiros informado.

IV. Procedimientos normativos en Curso

Durante el presente año, el Ministerio de Energía comenzó trabajos de diagnósticos del DS N° 125, y del Decreto Supremo N° 88, Reglamento para Medios de Pequeña Escala, en adelante, *DS N° 88*, para avanzar en el proceso de incorporación de energía renovables en nuestro sistema eléctrico, abordar los desafíos actuales y la incorporación de la nueva tecnología, en particular de los SAE, con el objetivo de adecuar la regulación vigente para su impulso y desarrollo.

a. Proceso de modificación del DS N° 125

En enero de 2024, el Ministerio de Energía inició un proceso de modificación del DS N° 125, con el objetivo de continuar adecuando la normativa vigente, alineándola con lo estipulado en la Ley N° 21.505, lo que se efectuará por medio de diversos tópicos, tales como la programación de la operación, el mercado de corto plazo, y el tratamiento que se le dará a la inserción de esta nueva tecnología.

Durante abril y mayo de este año, el Ministerio de Energía trabajó con la industria en grupos de trabajo para la redacción de los artículos. En estas sesiones, las asociaciones gremiales de la industria presentaron sus respectivas propuestas respecto de los temas incluidos en el diagnóstico realizado por el Ministerio de Energía. Los temas revisados fueron los siguientes: (i) Nuevas Tecnologías: Sistemas Generación-Consumo y Sistemas de Almacenamiento; (ii) Mercado de Corto Plazo: Medidas de salvaguardia para la cadena de pagos; (iii) Coordinación de la Operación: Asignación de generación, despacho económico automático y esquemas de control automático; (iv) Actualización del proceso de declaración de construcción⁴.

⁴ En el siguiente enlace se encuentran las presentaciones realizadas por el Ministerio de Energía y por las diferentes asociaciones gremiales en el procedimiento de modificación regulatorio: <https://energia.gob.cl/panel/reglamento-de-coordinacion-y-operacion-del-sistema-electrico-nacional>.

b. Proceso de modificación del DS N° 88

En julio de este año, el Gobierno inició el proceso de modificación del DS N° 88, y del Decreto Supremo N° 57, Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo, en adelante *DS N° 57*. En este proceso, el Ministerio de Energía presentó su diagnóstico.

Entre julio y septiembre de 2024, se han concretado reuniones de trabajo con las diversas asociaciones gremiales, cuyos temas revisados –conforme al diagnóstico efectuado por el Ministerio de Energía– corresponden a los siguientes: (i) Procedimiento de Conexión y Declaración en Construcción; (ii) Gestión y Prevención de Congestionamientos, y Monitoreo y Control; (iii) Incorporación de Almacenamiento; (iv) Regulación de Costos; y (v) Precio Estabilizado⁵.

c. Próximos etapas de los procesos

Si bien los cronogramas propuestos por el Ministerio de Energía contenían plazos más acotados, ambos procesos actualmente se encuentran en la misma etapa, y se está a la espera de la publicación por parte del Ministerio de Energía de la propuesta conceptual preliminar de las modificaciones que se pretenden implementar en el DS N° 125, así como en el DS N° 88 y en el DS N° 57.

Posterior a ello, existirá un período para recibir comentarios de la industria, y luego, el Ministerio debiese presentar una propuesta conceptual final con el articulado que se pretende incorporar o modificar de los aludidos reglamentos. Estas propuestas serán sometidas a consulta pública, en la cual todas las empresas y partes interesadas podrán participar presentando observaciones. Posteriormente, las observaciones recibidas serán revisadas y analizadas por la autoridad para elaborar los respectivos decretos que serán enviados a la Contraloría General de la República. Finalmente, estos decretos deberán ser publicados en el Diario Oficial para su entrada en vigencia.

V. Retos regulatorios: Ajustes necesarios para impulsar el almacenamiento de energía

Si bien existen una serie de materias relevantes que deben ser actualizadas en los procesos normativos que se encuentra liderando

⁵ En el siguiente enlace se encuentran las presentaciones realizadas por el Ministerio de Energía y por las diferentes asociaciones gremiales en el procedimiento de modificación regulatorio: <https://energia.gob.cl/Reglamento%20D.S.%20N%C2%B0%2088%20D.S.%20N%C2%B057>

el Ministerio de Energía, en este apartado hemos identificado algunos ajustes necesarios requeridos para promover los SAE en nuestro sistema eléctrico.

- a. Contratación de los sistemas de almacenamiento puros de energía

El artículo 93 del DS N° 125 establece que *“Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados para el proceso de almacenamiento, estarán destinados exclusivamente a la operación en Modo Retiro, y no podrán ser destinados a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres”*. A mayor abundamiento, el artículo 95 del Decreto Supremo 125 señala que *Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres*.

A nuestro juicio, estas normas impiden que titulares únicamente de SAE puedan contratarse, es decir, suscribir acuerdos de venta de potencia y energía con empresas distribuidoras o clientes libres, pues se establece que los retiros que realicen del sistema eléctrico sólo pueden usarse para cargar sus sistemas de almacenamiento y se prohíbe su comercialización con empresas distribuidoras o clientes libres.

Sin lugar a duda esto representa un desincentivo para la inversión en SAE puros que arbitran precios. Lo anterior, dado que sus titulares no pueden predecir con certeza los flujos de sus contratos –al no poder contratar su energía– quedando sometidos a la variabilidad del sistema costo marginalista que por definición es fluctuante.

De esta manera, se limitan las posibilidades de que inversionistas puedan financiar este tipo de proyectos en la banca nacional o internacional, pues este tipo de instituciones no financian proyectos cuyos flujos dependan únicamente del mercado marginalista o *spot*, siendo indispensable contar con contratos que permitan predecir los flujos y efectuar los modelos económicos necesarios para llegar a la convicción que el proyecto recibirá los ingresos necesarios para pagar los compromisos crediticios en tiempo y forma.

Asimismo, esta restricción impide que titulares únicamente de SAE puedan participar en las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, lo que no es deseable pues impide incorporar nuevos oferentes a dichos procesos y conseguir precios más competitivos para clientes regulados.

Advertimos que esta limitante tiene una explicación temporal. Los artículos 93 y 95 del DS N° 125 fueron dictados en el año 2019, previo a la dictación y entrada en vigencia de la Ley N° 21.505 que permitió que los proyectos de almacenamiento puros pudieran participar del mercado de corto plazo. Es habilitante para participar del mercado de contratos, el poder participar del mercado de corto plazo. Dicho de otro modo, quienes no están habilitados para participar del mercado de corto plazo, no pueden participar del mercado de contratos.

En efecto, y conforme al artículo 162 del DS N° 125, en el caso que una empresa generadora no pueda participar en el mercado de corto plazo, el Coordinador Eléctrico Nacional deberá: (a) En el caso de clientes libres, dar aviso a dicho cliente para proceder a su desconexión, y; (b) en el caso de clientes regulados implementar los mecanismos establecidos en el artículo 135 quinquies de la LGSE, para efectos de cubrir esa falta de suministro. En otras palabras, la norma establece la incompatibilidad entre no participar del mercado de corto plazo y tener contratos vigentes.

Dado que ahora nivel legal la limitante se levantó, pues la Ley N° 21.505 permite a los SAE participar del mercado de corto plazo, no vemos impedimentos para que puedan modificarse los artículos 93 y 95 del DS N° 125 en términos de levantar la restricción comentada.

- b. Cargos asociados a los retiros de energía de los sistemas de almacenamiento de energía

El artículo 97 del DS N° 125 establece que los retiros de energía que se efectúen para el proceso de almacenamiento de la misma, *“no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales”*. Esto es de toda lógica pues esos retiros no se están reconociendo para el suministro de un cliente final, sino que se trata de energía que se almacenará para ser inyectada nuevamente al sistema eléctrico.

Dicho esto, el referido artículo 97 establece un listado taxativo de cargos sistémicos sin incluir varios que a nuestro juicio debiesen incorporarse pues también son cargos asociados a retiros de energía para el suministro a clientes finales.

Nos referimos a: (i) Sobrecostos de energía producto de la operación de centrales de generación fuera del orden de mérito que según lo dispuesto en el artículo 167 del DS N° 125, deben ser pagados por las empresas

generadores que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía; (ii) Pagos realizados por concepto de sobrecostos de partida y detención de unidades generadoras, que conforme lo dispone el artículo 63 inciso segundo del DS N° 125, deben ser pagados por las empresas generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía; (iii) Compensaciones del impuesto a las emisiones que conforme al artículo 8° de la Ley N° 20.780, Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario, deberán ser pagados por todas las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía del sistema, a prorrata de sus retiros, y; (iv) Pagos realizados por concepto de constitución y uso de reserva hídrica que conforme al artículo 291-13 del Decreto N° 327, Reglamento de la LGSE, deben ser realizados por los generadores a prorrata de sus retiros de energía para el suministro a clientes finales.

Lo anterior genera incertidumbre pues no es claro si a los titulares de sistemas de almacenamiento puros de energía les aplican estos cargos, que siguiente lo lógica del artículo 97 del Decreto Supremo 125, no les debieran aplicar dado que no están habilitados para contratarse y, por ende, no pueden reconocer retiros en favor de clientes finales.

A *contrario sensu*, si se levanta la restricción, entonces los retiros realizados por sistemas de almacenamiento para otorgar suministro a clientes finales sí deberán estar sujetos a los cargos del artículo 97, así como a los cargos adicionales identificados.

c. Despacho de los SAE por motivos de seguridad

En el marco regulatorio vigente, los SAE tienen 2 modos de operación: (i) Modo Retiro; y (ii) Modo Inyección; y ambos deben efectuarse a través del mismo punto de conexión, conforme lo prescribe el artículo 92 del DS N° 125.

Sin perjuicio del programa de retiros informado por el respectivo titular del SAE, el artículo 96 del referido reglamento establece que el CEN puede modificar el modo de operación para preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Sobre esta materia, la regulación no contempla cómo se debe remunerar al Coordinado –titular del SAE respectivo– los costos que dichas instrucciones del Coordinador impliquen por el cambio de

modo de operación de su instalación por motivos de seguridad. Lo anterior, especialmente considerando que este tipo de instalaciones sufren degradaciones por modificaciones en los cambios que se produzcan en su modo de operación, dependiendo de la cantidad de ciclos que se produzcan.

De esta manera, en el proceso de modificación reglamentaria se debiese considerar a lo menos lo siguiente (i) Las instrucciones de cambio de operación deben efectuarse, una vez que se hayan utilizado las reservas de servicios complementarios; y (ii) En caso de activarse las instrucciones - debiendo el titular del SAE modificar su modo de operación - se deben valorizar y remunerar el costo de oportunidad que signifique dicho cambio, así como cualquier otro costo que se produzca en la instalación, teniendo en cuenta la prolongación del modo de operación instruido por el Coordinador al SAE.

d. Régimen tarifario de SAE en distribución y PMGD con componente de almacenamiento

Actualmente, el DS N° 88 no regula expresamente a los SAE conectados en distribución, ni a los medios de generación de pequeña escala con componente de almacenamiento. En relación a estos últimos proyectos, la regulación existente a la fecha se encuentra en la Norma Técnica de Coordinación y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión aprobado por la Resolución Exenta N° 42 de 2 de febrero de 2024. y en pronunciamientos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles⁶.

En este último caso –proyectos híbridos– sólo se permite almacenar energía producida desde el medio de generación de pequeña escala, no contemplándose que se puedan efectuar retiros de la red de distribución. En el proceso normativa, resulta relevante que se discuta si se permitirá que estos proyectos puedan retirar desde la red distribución, y en qué condiciones se podría realizar aquello.

Aclarada esta situación, será relevante para el debido impulso de este tipo de proyectos que se aclare el régimen tarifario que aplicará a los retiros de energía para los SAE en distribución y para los PMGD con componente de almacenamiento, y cuál será el régimen que debiese aplicar a las inyecciones que efectúen estas instalaciones. Si bien re-

⁶ Entre otros, en el Oficio Ordinario Electrónico N° 231322, de 18 de junio de 2024 y en el Oficio Circular Electrónico N° 232140, de 24 de junio de 2024.

cientemente se ha debatido sobre el precio estabilizado al cual acceden este tipo de proyectos e independiente de lo que se resuelva sobre dicha materia, resulta trascendental que se aclare el régimen tarifario que aplicará a esta nueva tecnología que se conecte en el segmento de distribución.

Conclusión

En conclusión, la incorporación de los SAE será para mejorar la flexibilidad del SEN en nuestro país, especialmente con el creciente desarrollo de las ERNC. Las recientes modificaciones regulatorias, como la Ley N° 21.505 y el DS N° 70, permiten una mayor integración

de los SAE al mercado, promoviendo su desarrollo y contribuyendo a la transición hacia una matriz energética más sostenible.

Las modificaciones normativas en curso, lideradas por el Ministerio de Energía, debiesen fomentar el desarrollo de los SAE y su participación en el mercado eléctrico, resolviendo desafíos operacionales y de remuneración, entre los cuales se debe considerarse la posibilidad de levantar la restricción que impide que los SAE se contraten, aclarar los cargos asociados a sus retiros cuando estos tengan por objeto la carga del sistema de almacenamiento, y considerar en su remuneración todos los costos aplicables en caso de que el CEN requiera su operación por razones de seguridad.

Distribución, mantenimiento y realismo mágico: El extraño caso de jibarización del artículo 57 de la Ley General de Servicios Eléctricos

Distribution, Maintenance, and Magical Realism: The Strange Case of the Diminishment of Article 57 of the General Law on Electric Services

Ernesto Olivares Rodríguez*

RESUMEN: El presente trabajo problematiza la forma tradicional de determinar la *gestión del riesgo* y atribuir responsabilidad al concesionario del servicio público eléctrico frente a eventos de la naturaleza y actos de terceros que dañan las instalaciones eléctricas y afectan la calidad y continuidad del suministro, proponiendo una solución matizada con base en la actual normativa sectorial y, en especial, en el reciente Oficio Circular de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles N° 204702, publicado con fecha 27 de diciembre de 2023.

Palabras clave: instalaciones eléctricas, mantenimiento, gestión del riesgo, franja eléctrica.

ABSTRACT: This study critically examines the traditional approach to determining risk management and attributing liability to the concessionaire of the public electricity service in the context of natural events and third-party actions that damage electrical installations and affect the quality and continuity of supply. It proposes a nuanced solution grounded in current sector-specific regulations and, notably, the recent Circular Memorandum issued by the Superintendency of Electricity and Fuels No. 204.702, published on December 27, 2023.

Keywords: electrical installations, maintenance, risk management, electrical easement zone.

* Abogado de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Máster en Derecho Penal de la Universidad de Talca-Universitat Pompeu Fabra. Correo electrónico: ernesto@olivaresrodriguez.cl. Dirección postal: Avenida Vitacura 2939, oficina N° 803, Las Condes, Santiago, Chile. Código Postal N° 7550000.