

En lo principal, presenta discrepancias; **en el primer otrosí**, indica domicilio para efectos de practicar las notificaciones; **en el segundo otrosí**, acompaña documentos; **en el tercer otrosí**, acredita personería; y, **en el cuarto otrosí**, patrocinio y poder.

HONORABLE PANEL DE EXPERTOS DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Juan Andrés Camus Valdés, ingeniero comercial, en representación de **Espejo de Tarapacá SpA** (en adelante “EDT”), rol único tributario número 76.153.869-1, según se acreditará, sociedad del giro de la industria eléctrica, ambos domiciliados en Parque Antonio Rabat Sur N°6115, comuna de Vitacura, Santiago, al Honorable Panel de Expertos (“H. Panel”) de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”) respetuosamente digo:

Que en virtud de la representación que invisto, estando dentro de plazo legal y de conformidad a lo dispuesto por el artículo 91 de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”) y el artículo 28 letra g) del Reglamento del H. Panel¹, formulo determinadas discrepancias respecto del Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 (“IT Final”), aprobado mediante la Resolución N°163, de 27 de febrero de 2018, de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), domiciliada en Avenida Libertador Bernardo O’Higgins N°1449, Edificio Santiago DownTown, Torre 4, Piso 13, Santiago Centro.

EDT figura inscrita en el registro de participación ciudadana del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2017, constituido mediante la Resolución Exenta N°714, de 12 de diciembre de 2017, de la CNE, cuya copia se acompaña al presente escrito.

I. Índice

I. Índice	1
II. Materias Discrepadas	2
III. Examen de Admisibilidad Formal	2

¹ Aprobado mediante el Decreto Supremo N°44, de 27 de abril de 2017, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial de 5 de enero de 2018.

IV. La Ley N°20.936 de 2016 introdujo la categoría de Sistema de Almacenamiento en la normativa sectorial.....	4
V. Discrepancia sobre la reincorporación de la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento al Sistema de Transmisión Nacional	41
VI. Discrepancia sobre la incorporación de los beneficios ambientales correspondientes al desplazamiento de emisiones de CO2, a la evaluación económica de la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento	64
VII. Discrepancia sobre la incorporación de precisiones técnicas descriptivas respecto de la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento.....	87

II. Materias Discrepadas

Las materias contenidas en el IT Final sobre las cuales EDT discrepa son las siguientes:

- (i) La reincorporación de la Nueva Subestación Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional;
- (ii) La incorporación en el IT Final de determinados efectos económicos como consecuencia de la entrada en operación de la Nueva Subestación Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional; y
- (iii) La incorporación de precisiones técnicas descriptivas respecto de la Nueva Subestación Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional”.

III. Examen de Admisibilidad Formal

Las discrepancias presentadas cumplen con los requisitos exigidos por la LGSE y demás normativa sectorial para admitirlas a tramitación, por lo cual solicito al H. Panel que sean declaradas admisibles, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 210 literal b) de la LGSE y el artículo 32 del Reglamento del H. Panel.

En efecto, las discrepancias se presentan respecto de materias contenidas en el IT Final, según lo previsto por el artículo 28 letra g) del Reglamento del H. Panel.

Asimismo, se trata de discrepancias basadas, tanto en la supresión de una Obra Nueva cuya mantención es solicitada por EDT (como es el caso de la primera discrepancia), como también en observaciones que fueron previamente formuladas por EDT respecto del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 (“IT Preliminar”), aprobado mediante la Resolución Exenta N°770, de 29 de diciembre de 2017 de la CNE, en cuanto dichas observaciones no fueron acogidas (situación que subyace a la segunda y tercera discrepancia contenidas en el presente escrito).

En efecto, a través del documento titulado: “Respuestas a Observaciones realizadas por los usuarios e instituciones interesadas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana al Informe Técnico Preliminar de Expansión Anual de Transmisión año 2017, aprobado mediante la Resolución CNE N°770 de 29 de diciembre de 2017” (“Informe de Respuestas”) y cuya copia también se acompaña, la CNE expresó las razones que la condujeron a suprimir del IT Final la Nueva Subestación Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional (en adelante e indistintamente “S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento” u “Obra Nueva”).

Consecuencialmente, dicho Informe tampoco acogió las observaciones que EDT formuló asumiendo la mantención de dicha Obra Nueva en el IT Final.

De esta manera, el Informe de Respuestas fue comunicado por la CNE a EDT, juntamente con el IT Final, mediante el correo electrónico de fecha 28 de febrero de 2018.

Cabe señalar, a este respecto, que el artículo tercero de la Resolución Exenta N°163, de la CNE, que aprobó el IT Final, dispuso que dicha Resolución se notificaba mediante correo electrónico, contándose el plazo legal de 15 días hábiles para discrepar a partir de dicha notificación.

En consecuencia, las discrepancias contenidas en el presente escrito se han interpuesto dentro del plazo de quince días hábiles previsto por el inciso 6° del artículo 91 de la LGSE.

IV. La Ley N°20.936 de 2016 introdujo la categoría de Sistema de Almacenamiento en la normativa sectorial

IV.1 El cambio de paradigma en la Planificación de la Transmisión

- **Tramitación legislativa de la Nueva Ley de Transmisión**

Ya en el Mensaje de la Presidenta de la República (“Mensaje”), del 4 de agosto de 2015², por medio del cual se dio inicio a la tramitación del Proyecto de Ley (“Proyecto”) que culminó con la aprobación de la Ley N°20.936³ (“Nueva Ley de Transmisión”), se hizo referencia al cambio de paradigma que representaban las nuevas normas que se introducirían para regular los procesos de la Planificación Energética de Largo Plazo⁴ (“PELP”) y de la Planificación de la Transmisión⁵.

En este sentido, el Mensaje hizo referencia a uno de sus documentos fundantes, como fue la Agenda de Energía presentada por el Ministerio de Energía durante el mes de mayo del año 2014.

Expresó al efecto que uno de los ejes estratégicos previstos en dicha Agenda había sido la “Conectividad para el Desarrollo Energético”, conforme al cual se buscaba establecer mecanismos y garantías para la optimización global y futura del sistema eléctrico, teniéndose en especial consideración el surgimiento masivo de nuevas tecnologías de generación eléctrica, de carácter renovable y variable, y la problemática que dichas tecnologías estaban enfrentando para su adecuada incorporación en el mercado eléctrico.

En igual dirección, el Mensaje se refirió al nuevo enfoque para la Planificación de la Transmisión, señalando al respecto⁶:

“(…) la planificación de la transmisión desarrollada por la autoridad de manera vinculante, para permitir el desarrollo de proyectos de transmisión que generen un beneficio nacional que vaya más allá de la simple reducción de los costos operacionales de corto plazo del sistema eléctrico, permitiendo la reducción de barreras de

² Boletín N°10.240-08; pp. 1-2.

³ Publicada en el Diario Oficial de 20 de julio de 2016.

⁴ Artículo 83 de la LGSE.

⁵ Artículo 87 de la LGSE.

⁶ Ibíd., p. 2.

entrada, eliminando desacoples económicos entre distintas zonas del país y facilitando una mayor incorporación de las energías renovables que el país posee en alto potencial (...).”

Así, en cuanto a las variables consideradas en la Planificación de la Transmisión, el Mensaje identificó la necesidad de incorporar elementos que la robustecieran bajo una perspectiva de largo plazo, considerándose alternativas flexibles que permitieran incorporar, por ejemplo, la gestión de la demanda, nuevas tecnologías y la eficiencia energética⁷. Una de esas nuevas tecnologías corresponde precisamente a los sistemas de almacenamiento, cuya conceptualización fue, por vez primera, definida en la letra ad) del artículo 225 de la LGSE, según veremos.

En concreto, el Mensaje explicó que se incorporaban nuevos criterios a tener en cuenta por el planificador de la expansión de la transmisión, a saber: (a) la minimización de los riesgos en el abastecimiento; (b) la creación de condiciones que promoviesen la oferta y facilitaran la competencia; (c) la existencia de instalaciones que resultaran económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico; y (d) la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes en cuanto ello permitiese realizar las ampliaciones necesarias del sistema, evitando eficientemente duplicidades.

Asimismo, entre los objetivos centrales del referido Proyecto se mencionaron⁸: (i) lograr que la transmisión eléctrica favoreciese el desarrollo de un mercado de generación más competitivo, a fin de bajar los precios de energía a los clientes finales; e (ii) incorporar en la planificación de la transmisión una perspectiva de largo plazo que permitiera considerar una visión estratégica del suministro eléctrico, los intereses de la sociedad; el cuidado del medioambiente y el uso del territorio.

Específicamente, señaló el Mensaje que, en cuanto a la Planificación de la Transmisión, se habían recogido las mejores prácticas internacionales, estableciéndose el nuevo proceso quinquenal de PELP, a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de 30 años, el cual debía proveer los lineamientos generales relacionados con escenarios de desarrollo del

⁷ Ibid., p. 8.

⁸ Ibid., p. 18.

consumo y de la oferta de la energía eléctrica que el país podría enfrentar en el futuro⁹.

A su vez, desde un inicio el artículo 72-2 del Proyecto reconoció la categoría de los sistemas de almacenamiento de energía interconectados al SEN, dentro del concepto general de establecimiento de nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica¹⁰ que inspiró al Proyecto, disponiéndose al efecto la obligación de sus titulares de sujetarse a la coordinación del Coordinador Independiente (“Coordinador”) del Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”).

Sin embargo, fue posteriormente, durante el primer trámite legislativo de dicho Proyecto, en donde se realzó la importancia de considerar los sistemas de almacenamiento de energía como parte de la Planificación de la Transmisión¹¹. Así, el señor Director Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables A.G. (“ACERA”), explicó que los sistemas de almacenamiento, y su incorporación creciente, permitirían aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico, generando múltiples beneficios, tales como¹²:

(i) apoyar la integración de una cantidad superior de fuentes de generación renovables en el sistema de transmisión y distribución eléctrica, de manera de reducir los costos de la energía y minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”);

(ii) contribuir a optimizar el uso de la generación de energía eléctrica variable, presente fuera de los horarios de demanda máxima, particularmente en un sistema como el chileno, caracterizado por un crecimiento significativo de ese tipo de generación;

(iii) ahorrar costos a los consumidores de electricidad, al evitar o retrasar la necesidad de nuevas unidades térmicas para abastecer la hora de punta, lo cual, a su vez, repercutía en evitar o retrasar la necesidad de expansiones en el sistema de distribución y transmisión; y

⁹ *Ibíd.*, p. 22.

¹⁰ El Mensaje de la Presidenta se tituló haciendo referencia a: “(...) un Proyecto de Ley que establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”; p. 1.

¹¹ Historia de la Ley N°20.936; Primer Trámite Legislativo ante la Cámara de Diputados; p. 355.

¹² *Ibíd.*, p. 356.

(iv) posibilitar la prestación de Servicios Complementarios (“SSCC”) y el reemplazo de unidades de generación termoeléctrica en la zona norte del SEN, también denominada SEN-SING (“Sistema Interconectado del Norte Grande”).

Señaló asimismo el señor Director, que la regulación en esta materia era incompleta en Chile, donde existían barreras significativas para la obtención de los beneficios resultantes de un mayor uso de sistemas de almacenamiento, incluyendo una evaluación no adecuada de su integración a los sistemas eléctricos en el marco de la planificación de la transmisión troncal, vigente a esa fecha¹³.

En esta línea, expuso que la planificación troncal sólo evaluaba la necesidad de obras de transmisión para abastecer la demanda de manera segura y eficiente, sin considerar que los sistemas de almacenamiento podían cumplir ese mismo objetivo con mayor eficacia, pues, el tiempo necesario para la construcción y puesta en servicio de las instalaciones de almacenamiento era menor que el tiempo requerido para el desarrollo de un nuevo sistema de transmisión¹⁴.

Por último, el Director de ACERA anticipó la relevancia de diferenciar entre almacenamiento puro y almacenamiento asociado a centrales generadoras; como también respecto a la importancia de incorporar los sistemas de almacenamiento en los estudios de planificación como un tipo de infraestructura de red que debía evaluarse, pudiendo ser licitados si resultaba económica y técnicamente eficiente¹⁵.

En paralelo a la tramitación legislativa del Proyecto, en el marco de diversos foros y discusiones acerca del nuevo marco legal de los sistemas de transmisión, se abordaron las falencias de que adolecía la concepción de la Planificación de la Transmisión vigente a esa fecha, así como los énfasis y modificaciones que introduciría la Nueva Ley de Transmisión para superarlas.

Particularmente ilustrativa, en estas dimensiones, fue la exposición del 23 de noviembre de 2015¹⁶, del Secretario Ejecutivo de la CNE, señor Andrés

¹³ *Ibíd.*

¹⁴ *Ibíd.*

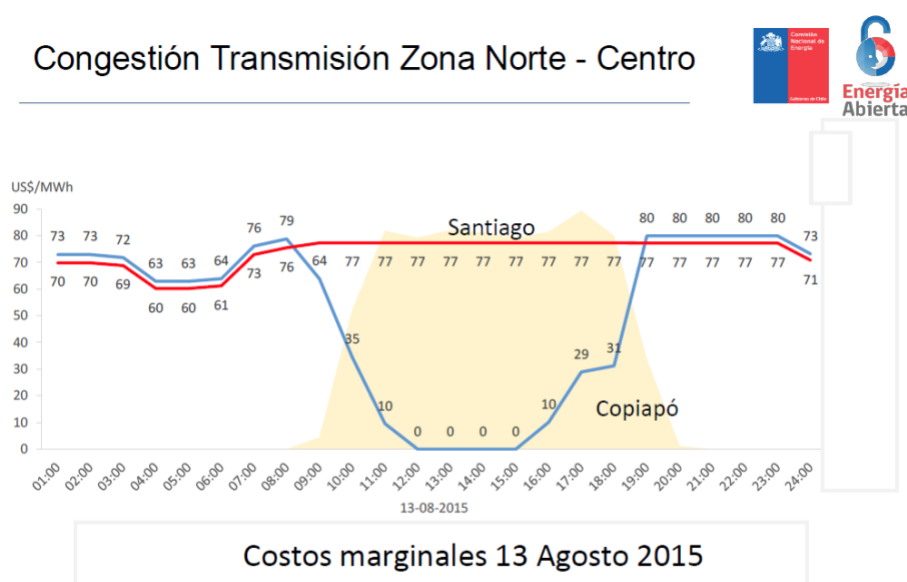
¹⁵ *Ibíd.*, p. 357.

¹⁶ “Redes Nacionales e Internacionales”, presentación efectuada en el marco del seminario VII Bienal de CIGRÉ (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) referido a: “Futuros desafíos para el sector eléctrico chileno”.

Romero, señalando que la transmisión eléctrica del entonces sistema troncal representaba una restricción, debido a factores tales como: (a) la falta de visión estratégica de largo plazo; (b) el mal manejo de las incertidumbres; (c) las congestiones y descargos de costos marginales nodales; y (d) las restricciones a la competencia que ello implicaba, de todo lo cual resultaba una expansión de la transmisión limitada, afecta a restricciones y problemas de congestión.

El punto referido a las congestiones del sistema de transmisión lo ejemplificó exhibiendo la situación operacional de la zona norte del Sistema Interconectado Central (“SEN-SIC”), verificada el día 13 de agosto del año 2015, en donde podía observarse bloques horarios con costos marginales situados en cero USD por MWh, según se aprecia de la siguiente Figura N°1¹⁷:

Figura N°1



Congestión durante las horas de sol, dados los altos niveles de penetración ERNC

Fuente: CDEC-SIC, 2015

12

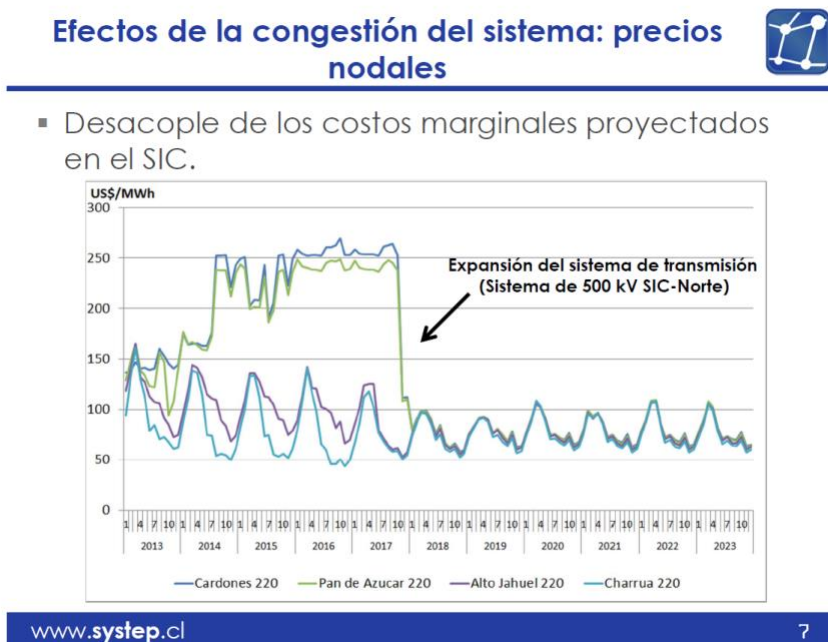
Cabe señalar que la existencia de desacoples en el sistema eléctrico era una de las cuestiones críticas que se abordaba a la hora de analizar los desafíos del desarrollo de la transmisión en Chile. Así, un par de años antes, el 8 de agosto de 2013 el profesor Hugh Rudnick mostraba¹⁸ la proyección de

¹⁷ *Ibíd.*, lámina 12.

¹⁸ Presentación titulada: “Desafíos del desarrollo de la transmisión en Chile”, de 8 de agosto de 2013, efectuada en el marco del 3rd Latam Power Hydro & Renewables Summit; lámina 16.

desacople de los costos marginales en el SIC para el período 2013-2017, según puede observarse en la siguiente Figura N°2:

Figura N°2



Entre las dificultades y desafíos, mencionó el profesor en esa ocasión¹⁹: (i) la existencia de una disociación entre el mercado de la generación y el plan de transmisión centralizado, en cuanto podían surgir conflictos de interés para las compañías de generación al proponer soluciones incrementales para la expansión de la transmisión; (ii) la necesidad de evitar congestiones y desacople de los costos marginales, posibilitándose la evacuación de energía de bajos costos; y (iii) la importancia de una planificación que permitiese un desarrollo a mínimo costo de largo plazo, basada en los beneficios sistémicos que favorecería tanto a los clientes actuales, como a los futuros usuarios del sistema de transmisión.

Dado ese tipo de situaciones -señaló el señor Secretario Ejecutivo- es que el Proyecto incorporaba nuevos criterios para desarrollar la Planificación de la Transmisión, a saber: (a) minimizar los riesgos en el abastecimiento; (b) crear las condiciones que promoviesen la oferta u facilitaran la competencia; y (c)

¹⁹ Ibíd., láminas 16 y 26.

decretar instalaciones que resultasen económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del SEN²⁰.

Se trataba -agregó- de planificar la expansión de la transmisión con holguras, obteniéndose beneficios que consideraban: (i) menores niveles de costos marginales; (ii) menores costos variables de generación; (iii) menor variabilidad esperada de los costos marginales; (iv) menores precios al cliente final; (v) menor uso de franja del territorio y potenciales conflictos con las comunidades; y (vi) mayor competencia en generación e integración de polos de energía renovable no convencional (“ERNC”) en el largo plazo²¹.

Más adelante, el 30 de mayo de 2016²², siendo inminente la aprobación del Proyecto en el Congreso Nacional, y refiriéndose a los elementos destacables de las modificaciones que introduciría la Nueva Ley de Transmisión, el Secretario Ejecutivo de la CNE distinguió conceptualmente entre el mercado de los SSCC y el Almacenamiento de Energía.

Dada la naturaleza y trascendencia de las consideraciones antes reseñadas, entendemos que fue posible que se arribara a un acuerdo transversal en el Congreso Nacional de la República, convergiendo el Ejecutivo y los honorables senadores de la Comisión de Energía y Minería a la presentación de una indicación conjunta, durante el segundo trámite legislativo²³, como consecuencia de cuya aprobación se incorporó la definición de “Sistema de Almacenamiento” en la letra ad) del artículo 225 de la LGSE, en los siguientes términos:

“(…) ad) 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.

²⁰ *Ibíd.*, lámina 13.

²¹ *Ibíd.*, lámina 14.

²² “Modificaciones a la Regulación de la Transmisión”, presentación efectuada en el marco del Seminario CIGRÉ titulado: “Impacto del Nuevo Marco Legal del Sector Eléctrico”; lámina 14.

²³ *Ibíd.*, 517. Indicación formulada por la Presidenta de la República y los senadores señora Allende, señor García-Huidobro, señor Guillier, señor Ossandón y señor Pizarro.

Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros (...)."

Puede apreciarse, entonces, que la definición finalmente adoptada por la LGSE es tecnológicamente neutral, posibilitando que se califique como Sistema de Almacenamiento cualquier tecnología que sea capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía para almacenarla con el objetivo posterior de, en un tiempo distinto, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica de dicho sistema.

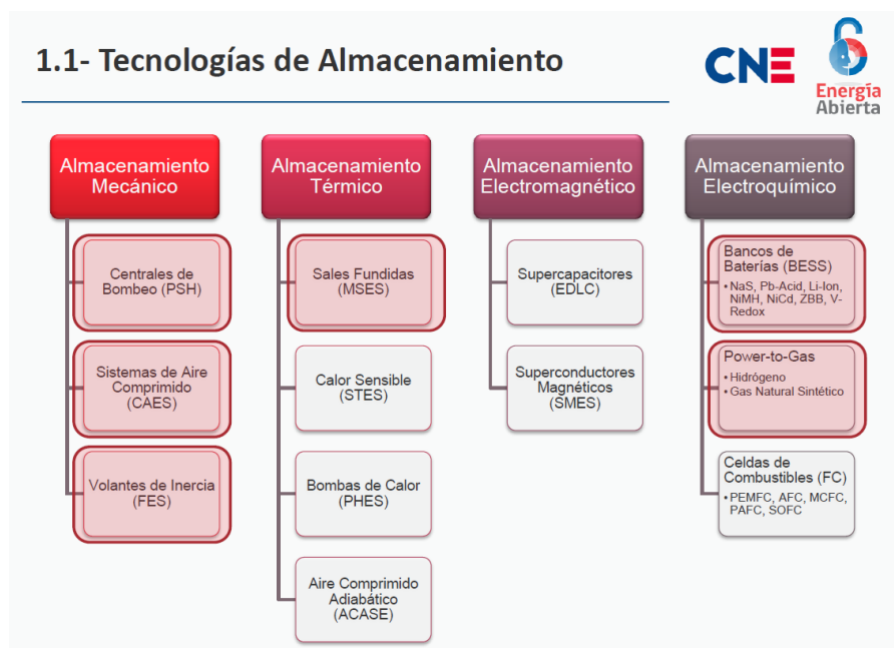
Así, dada la definición de Sistema de Almacenamiento prevista por el artículo 225 letra ad) de la LGSE, la funcionalidad del atributo de almacenamiento puede ser otorgada por las más distintas tecnologías de almacenamiento disponibles actualmente en la industria.

Esa diversidad de tecnologías de almacenamiento que caben en la categoría de Sistema de Almacenamiento, fue graficada por la CNE, en el marco de las mesas de trabajo a que convocó, a partir del mes de abril del año 2017, para trabajar en el proyecto de Reglamento de Coordinación y Operación del SEN ("Reglamento de Coordinación"), proceso que consideró una consulta pública sobre el borrador del respectivo decreto supremo²⁴ que aprobó dicho Reglamento y que, posteriormente, fue ingresado a trámite de toma de razón ante la Contraloría General de la República ("CGR") el pasado 25 de enero de 2018.

En efecto, en la Mesa N°2, realizada durante el mes de abril de 2017, se proyectó la siguiente Figura N°3 sobre las diversas tecnologías de almacenamiento que existen.

²⁴ 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".

Figura N°3



Por su parte, el artículo 72-2 de la LGSE dispuso que todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien operase, a cualquier título, sistemas de almacenamiento de energía, y que se interconectara al SEN, estaba obligado a sujetarse a la coordinación dispuesta por el Coordinador, de acuerdo con la normativa vigente. Agregó ese mismo artículo que el reglamento podría establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos.

En suma, sobre la base de lo dispuesto por los artículos 225 letra ad) y 72-2 de la LGSE, cabe concluir que todo titular de un Sistema de Almacenamiento se encuentra habilitado para 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.

Fue sobre la base de dichas normas, aprobadas como parte de la Nueva Ley de Transmisión, que se desarrollaron las mesas de trabajo y consulta pública que culminaron con la dictación del Reglamento de Coordinación, después de prácticamente un año de análisis y discusiones por parte de todo el sector.

La naturaleza y tratamiento que se dé a esa clase de Sistema dependerá de la funcionalidad y modalidad de negocio con que su titular decida incorporarse al mercado eléctrico nacional, a saber: siendo parte del mercado de energía eléctrica y potencia; o siendo un activo destinado a la prestación de SSCC o, incorporándolo a la infraestructura asociada a los sistemas de transmisión. Bajo cualquiera de esas tres modalidades, el titular del Sistema de Almacenamiento podrá contribuir a las finalidades que la referida letra ad) del artículo 225 asigna a estos sistemas: la seguridad de servicio²⁵, la suficiencia²⁶ o la eficiencia económica²⁷ del SEN.

- Implementación de la Nueva Ley de Transmisión. Mesas de trabajo convocadas por la CNE, durante abril del año 2017, para la elaboración del Reglamento de Coordinación

Después de aprobada la Nueva Ley de Transmisión, los análisis de la operación de los sistemas eléctricos del SING y SIC siguieron aportando evidencia robusta sobre la necesidad de avanzar en la implementación de Sistemas de Almacenamiento, atendida la masiva y acelerada incorporación de energías renovables variables (principalmente de naturaleza solar-fotovoltaica y eólica), particularmente a nivel de los sistemas de transmisión.

Por ejemplo, en una presentación conjunta de los CDEC²⁸-SIC y CDEC-SING, efectuada el 12 de septiembre de 2016²⁹, se expuso acerca de la integración de las ERNC, así como sobre el camino recorrido y los desafíos que debían enfrentarse en ese proceso. En esa línea, se indicó que el foco del estudio desarrollado al efecto, durante el año 2015, se había centrado en el sistema de transmisión, siendo una de sus recomendaciones la evaluación de alternativas tecnológicas que permitiesen flexibilizar el parque generador convencional y el sistema de transmisión.

²⁵ Artículo 225 letra s) de la LGSE: “Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda”.

²⁶ Artículo 225 letra t) de la LGSE: “Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios”.

²⁷ De acuerdo al artículo 72-1 N°2 de la LGSE, la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, debe coordinarse por el Coordinador bajo determinados principios, siendo uno de ellos el garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SEN.

²⁸ Abreviatura que significaba Centro de Despacho Económico de Carga.

²⁹ “Integración ERNC. Camino recorrido y desafíos presentes y futuros”, presentación efectuada por el señor Patricio Valenzuela, Jefe del Departamento de Operaciones del CDEC-SING en el marco del seminario CIGRÉ: “Energías Renovables: Visión de largo plazo ¿Cómo alcanzar las metas?”; lámina 8.

Seguidamente, en esa misma presentación se indicó que los principales focos de trabajo para una mayor flexibilidad correspondían a: (a) la operación del SEN; (b) la generación flexible; y (c) el almacenamiento. Luego, sobre el almacenamiento, se indicó que debían evaluarse las alternativas tecnológicas que permitieran flexibilizar el parque generador convencional y el sistema de transmisión, dentro del respectivo estudio sobre integración de ERNC³⁰.

Dado ese diagnóstico, y demás antecedentes del proceso pre-legislativo³¹ que antecedió al Proyecto de la Nueva Ley de Transmisión y de la propia tramitación legislativa, es que la CNE convocó, a partir del mes de abril de 2017, a una serie de mesas de trabajo en un proceso abierto y público, a fin de recibir opiniones y antecedentes para la elaboración del Reglamento de Coordinación.

En el marco de la Mesa de Trabajo N°1³², realizada durante el mes de abril de 2017, la CNE expuso las grandes áreas temáticas que abordaría el Reglamento de Coordinación, siendo una de ellas los “Sistemas de Almacenamiento”, cuya incorporación al mercado eléctrico nacional podría verificarse: (i) en el mercado de la energía eléctrica y potencia; (ii) en el segmento de SSCC; o (iii) en el segmento de transmisión, según se aprecia de la siguiente Figura N°4:

³⁰ *Ibíd.*, lámina 9.

³¹ Este proceso supuso un diagnóstico participativo de parte de la ciudadanía, academia e industria, extendiéndose durante 1 año, según dio cuenta el Secretario Ejecutivo de la CNE en la presentación que efectuó el 27 de agosto de 2015 en el marco del Seminario CIGRÉ titulado: “Análisis e Impactos de la Nueva Regulación en Transmisión”, lámina 6.

³² Lámina 8.

Figura N°4



A su vez, en la siguiente Mesa N°2, también realizada en abril de 2017, la CNE expuso sobre las aplicaciones y funcionalidades de los Sistemas de Almacenamiento en los distintos segmentos de la industria eléctrica, explicando que ellas se prestaban en el mercado de generación, en los segmentos de distribución y clientes; y también en el mercado de la transmisión, según quedó gráficamente expuesto en la siguiente Figura N°5³³.

³³ Mesa N°2, CNE; lámina 8.

Figura N°5



Fuera del ámbito de las mesas de trabajo ya aludidas, y refiriéndose al estado de avance de la elaboración del Reglamento de Coordinación, durante un seminario realizado en CIGRÉ el 17 de julio de 2017³⁴, la CNE reafirmó que la incorporación de un Sistema de Almacenamiento al mercado eléctrico nacional podría verificarse: (i) en el mercado de la energía eléctrica y potencia; (ii) en el segmento de SSCC; o (iii) en el segmento de transmisión.

En fin, con ocasión de la última Mesa de Trabajo, la N°9, realizada en el mes de septiembre de 2017, se mantuvo que la integración de los Sistemas de Almacenamiento en el SEN podría verificarse mediante: (i) el arbitraje de precios de energía; o (ii) incorporándose como activo de infraestructura del sistema de transmisión; o (iii) para prestar SSCC³⁵.

Con posterioridad a ello, desde el 12 de octubre al 6 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía abrió un proceso de consulta pública para recibir comentarios y opiniones acerca del texto del borrador de Reglamento de Coordinación. Dicho borrador de Reglamento preveía entre sus disposiciones:

³⁴ “Reglamentos Coordinación y Operación del SEN. Servicios Complementarios. Comisión Nacional de Energía”, de 17 de julio de 2017, efectuada por el señor José Carrasco Benavides en el marco del seminario de CIGRÉ titulado: “Avances en la Regulación de la Transmisión y Distribución Eléctrica”; láminas 5 y 16.

³⁵ Lámina 26.

(i) que los Sistemas de Almacenamiento interconectados al sistema eléctrico podrían: (a) destinarse a la prestación de SSCC; (b) incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión; o (c) para el arbitraje de precios de energía³⁶; y

(ii) que la operación de los Sistemas de Almacenamiento que se interconectarán al SEN como parte del proceso de planificación de la transmisión a que se refiere el artículo 87 de la LGSE, sería centralizada y determinada por el Coordinador en función del cumplimiento de la minimización del costo total de operación y falla, y la preservación de la seguridad en el sistema eléctrico. Agregaba dicha disposición que los Coordinados titulares de dichos Sistemas no participarían en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociadas a su operación³⁷.

En esa consulta pública se formularon 490 observaciones por un conjunto de 35 participantes, entre empresas eléctricas, asociaciones gremiales de la industria eléctrica y la minería, clientes libres y personas naturales.

Finalmente, el Ministerio de Energía dictó el Reglamento de Coordinación el 19 de diciembre de 2017, como resultado del minucioso trabajo desarrollado a través de las mesas convocadas por la CNE, y considerando además las observaciones recibidas durante el proceso de consulta pública.

Dicho Reglamento fue ingresado a toma de razón a la CGR el pasado 25 de enero de 2018, y su tenor mantiene el sentido y alcance de las disposiciones que posibilitan³⁸: (i) que un Sistema de Almacenamiento sea incorporado como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión, en el marco de la Planificación de la Transmisión regulada por el artículo 87 de la LGSE; y (ii) que en esa calidad sea operado de manera centralizada por el Coordinador.

Queda expuesto, entonces, que respecto de la incorporación de los sistemas de almacenamiento al SEN ha habido un nivel de análisis acabado y minucioso, que ha tomado prácticamente un año, y ha involucrado no sólo a todo el sector eléctrico, sino que a empresas de la industria minera y también a clientes libres y personas naturales interesadas en participar.

³⁶ Artículo 88.

³⁷ Artículo 107.

³⁸ Artículos 90 y 109 del Reglamento de Coordinación.

IV.2 El Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017 es el primer proceso que debe ajustarse íntegramente a los nuevos criterios de Planificación de la Transmisión previstos por el artículo 87 de la LGSE

El Plan de Expansión de la Transmisión, correspondiente al año 2017, responde al mandato que el artículo 87 de la LGSE establece a la CNE, en el sentido de desarrollar la Planificación de la Transmisión considerando la PELP y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que la LGSE establece para el SEN.

De esta manera, la inclusión o no inclusión de una determinada obra de expansión de la transmisión en el IT Final debe ser evaluada a la luz de las normas del artículo 87 de la LGSE, en particular para determinar si con ocasión de su inclusión o exclusión -según sea el caso- se dio o no observancia a los parámetros de Planificación de la Transmisión previstos en esa norma, a saber:

- “(…) a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86° y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente (…).”

En el caso de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, consideramos que su inclusión en el IT Preliminar se ajustó a cabalidad a

esos nuevos criterios de planificación, cosa que no ocurrió posteriormente, cuando la CNE decidió excluir dicha Obra Nueva del IT Final.

La importancia de observar los nuevos criterios de la Planificación de la Transmisión, fue destacada durante el mes de octubre de 2017, por el Jefe del Departamento Eléctrico de la CNE, señor Iván Saavedra, quien señaló³⁹ que su aplicación suponía una serie de cambios de paradigmas en el funcionamiento de los sistemas de transmisión, yendo desde aspectos como el rol del Estado involucrado en la formulación estratégica de la PELP, hasta los conceptos de sistemas de transmisión robustos, planificados con holguras y una visión de largo plazo, entendiendo a la transmisión como una plataforma para incrementar la competencia y el desarrollo del sector eléctrico.

Tratándose del proceso de Planificación de la Transmisión correspondiente al año 2017, la CNE dictó la Resolución Exenta N°384, de 20 de julio de 2017 (“RE 384/2017”), en cuya virtud estableció los criterios y la metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión⁴⁰ la que, en esencia, mantenía una lógica y objetivos similares a los vigentes antes de la entrada en vigor del mandato contenido en el artículo 87 de la LGSE y sus nuevos criterios de planificación.

Así, dado el escenario de cambio de paradigma en los criterios de Planificación de la Transmisión que introdujo la Nueva Ley de Transmisión, y más allá de haber participado activamente durante el año 2017 en las mesas de trabajo del Reglamento de Coordinación, entre otras medidas, EDT hizo llegar a la CNE una propuesta de modificación de la metodología regulada en la RE 384/2017, a fin de que se pudiera evaluar económicamente el atributo de almacenamiento en el marco de la Planificación de la Transmisión correspondiente al año 2017.

Fue así como, a través de la Carta N°:VAL-0114-2017, de 27 de julio de 2017⁴¹ (Carta 27/J”), EDT hizo llegar a la CNE una propuesta de metodología para la evaluación económica del atributo de almacenamiento en el proceso

³⁹ “Implementación del nuevo proceso de Planificación de la Transmisión Eléctrica”, del Jefe del Departamento Eléctrico de la CNE, señor Iván Saavedra Dote, del 16 de octubre de 2017.

⁴⁰ Publicada en el Diario Oficial de 26 de julio de 2017. La RE 384/2017 sería dejada sin efecto meses más tarde por la CNE a través de la dictación de la Resolución Exenta N°711, de 12 de diciembre de 2017.

⁴¹ Carta suscrita por el señor Francisco Torrealba, Gerente de Estrategia del Proyecto Valhalla, cuya titularidad corresponde a la sociedad Espejo de Tarapacá SpA.

de la Planificación de la Transmisión, en donde expuso -entre otras consideraciones- que bajo los nuevos criterios de Planificación, era pertinente también considerar los sistemas de almacenamiento dentro de los proyectos candidatos para expandir la transmisión, en razón de factores tales como:

- (i) Posibilitar un mejor tratamiento de los riesgos en la volatilidad de los combustibles (energía doméstica);
- (ii) Mejorar la respuesta frente a atrasos, indisponibilidad de infraestructura energética y desastres naturales (capacidad de partida autónoma, aislamiento rápido, provisión de SSCC);
- (iii) Enfrentar de mejor modo la incertidumbre del desarrollo del parque generador y de la demanda futura;
- (iv) Considerar que, así como las líneas de transmisión transportaban energía *desde un lugar a otro*, el almacenamiento transportaba energía *desde un momento a otro* con sus pérdidas asociadas, propendiendo a la formación de un mercado eléctrico común, reduciendo congestiones, disminuyendo el vertimiento de energías renovables variables y estabilizando precios.

Esos objetivos -señaló EDT a la CNE- sólo debían lograrse con instalaciones que resultaran económicamente eficientes y necesarias, según lo exige la disposición de la letra c) del artículo 87 de la LGSE. En ese sentido -agregó EDT- para evaluar sistemas de almacenamiento como una instalación económicamente eficiente y necesaria, debían modificarse ciertos aspectos de la metodología históricamente utilizada para la Planificación de la Transmisión.

De esta manera, mi representada argumentó ante la CNE sobre la necesidad de incorporar una metodología de evaluación económica de sistemas de almacenamiento en la Planificación de la Transmisión, señalando que, en el contexto del mercado eléctrico chileno, un sistema de almacenamiento (constituido en el caso del proyecto de EDT, a esa fecha, por una central hidráulica de bombeo) tendría impactos económicos beneficiosos, tales como:

- (a) Ahorro de combustibles, partidas y paradas (ahorro operacional);

- (b) Provisión de SSCC (ahorro operacional);
- (c) Contribución a la potencia de suficiencia requerida por el SEN (ahorro de costos de inversión);
- (d) Atraso y/o reemplazo de capacidad de las líneas de transmisión (ahorro de costos de inversión);
- (e) Consecución de metas de mitigación de emisiones de GEI (ahorro en su implementación y cumplimiento de objetivos de política pública y compromisos asumidos por el Estado de Chile).

Finalmente, en su Carta 27/J, EDT se refirió a la importancia de que la metodología histórica fuese modificada, en el sentido de implementar un modelo de pre-despacho, en cuanto este último al ser de naturaleza cronológica horaria, resultaba fundamental para evaluar económicamente un sistema de almacenamiento, pues esta última era una tecnología tiempo-dependiente, que funcionaba a partir de diferenciales de precio y restricciones operacionales del sistema.

En contraste con ello, explicó EDT, si se mantenía el uso de un modelo simplificado de bloques, como era el usado por la metodología históricamente aplicada, sólo se percibirían promedios de precios y no se incorporarían las restricciones operacionales del sistema eléctrico.

Para sustentar las mínimas modificaciones a la metodología de la Planificación de la Transmisión a fin de evaluar económicamente sistemas de almacenamiento, EDT hizo llegar también a la CNE, junto a la Carta 27/J, una Minuta⁴² desarrollada por los señores Rodrigo Moreno del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile y Eduardo Pereira, de SPEC Energy Consulting.

En su Minuta, los profesores Moreno y Pereira se refirieron a la importancia de modificar la metodología tradicional de Planificación de la Transmisión a fin de reconocer en ella la participación de activos de almacenamiento, los cuales podrían proporcionar múltiples beneficios al SEN, más allá de la disminución y gestión eficiente de las congestiones del sistema de transmisión.

⁴² Minuta titulada: "Modificaciones Mínimas sugeridas a la Metodología de la Planificación de la Transmisión para Reconocer Activos de Almacenamiento", de 27 de julio de 2017.

Agregaron los profesores que la instalación de capacidad de almacenamiento afectaba el equilibrio del mercado eléctrico en el largo plazo, haciendo al sistema eléctrico en su conjunto menos dependiente de inversiones en unidades de punta para asegurar la suficiencia.

Asimismo, expusieron que la metodología tradicionalmente utilizada para la Planificación de la Transmisión estaba diseñada para, solamente, hacer una selección óptima de infraestructura convencional de la red (por ejemplo, a través de nuevas líneas de transmisión), de tal modo que para evaluar correctamente activos de almacenamiento se requería expandir el alcance y capacidad de dicha metodología. Para ello, sugirieron a la CNE, la implementación de dos cambios mínimos:

En primer lugar, utilizar modelos que pudieran cuantificar más detalladamente los costos de operación, incluyendo resolución horaria, restricciones de reserva, mínimos técnicos, tiempos de encendido y apagado, etc., y que en la industria se les denomina “*modelos de predespacho o unit commitment*”⁴³.

Lo anterior, debido a que las herramientas utilizadas para simular la operación del sistema eléctrico en los procesos de Planificación de la Transmisión no permitían reflejar adecuadamente los costos de operación en presencia de activos de almacenamiento⁴⁴.

A través de una presentación⁴⁵ de ejemplos, efectuada el día 26 de julio de 2017 ante la CNE, los referidos profesores demostraron el error en que se incurría al estimar los costos y beneficios asociados a la incorporación de un activo de almacenamiento si, para medirlos, se utilizaba el modelo tradicionalmente aplicado en la Planificación de la Transmisión.

⁴³ Ibíd., Algunas alternativas de amplio uso que se mencionaron fueron: AMEBA, Aurora xmp, PCP, PLEXOS, PSR; p. 2.

⁴⁴ Ibíd., pp. 1-2. Explicaron en este sentido que los modelos clásicos con un enfoque energético (aquellos de programación hidrotérmica como, por ejemplo, el OSE 2000) no eran adecuados por sí solos para permitir cuantificar los beneficios de este tipo de infraestructura, siendo necesario utilizar modelos más complejos que reconocieran realmente las inflexibilidades del sistema eléctrico, para así evaluar adecuadamente sus costos de operación en presencia de activos de almacenamiento.

⁴⁵ Se trató de una presentación titulada: “Estudio de beneficios sistémicos del proyecto Espejo de Tarapacá”; efectuada ante la CNE por los profesores Rodrigo Moreno, Eduardo Pereira, Francisco Muñoz, Andrés Insunza y Carlos Matamala. Copia de dicha presentación se acompaña al presente escrito.

En segundo lugar, se propuso a la CNE incluir el beneficio de suficiencia en la evaluación económica de proyectos candidatos para la expansión de la transmisión.

Explicaron los profesores que, a diferencia de los activos convencionales de los sistemas de transmisión (v. gr., líneas de transmisión y transformadores), un sistema de almacenamiento podía hacer una contribución significativa a la suficiencia del sistema eléctrico para cubrir de manera segura los períodos de demanda máxima⁴⁶.

Por su parte, además de las referidas mesas de trabajo del Reglamento de Coordinación y la consulta pública de este último, durante el año 2017, la CNE organizó seminarios y talleres de trabajo para evaluar una propuesta metodológica que le permitiese desarrollar la Planificación de la Transmisión conforme a los nuevos criterios de planificación que estableció la Nueva Ley de Transmisión.

En ese marco fue que, con financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo, la CNE encargó un estudio al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Colorado de la ciudad de Denver, Estados Unidos de América. Ese estudio culminó con la publicación del Informe Final titulado: “Recopilación de Experiencia para la Identificación de Metodologías de Expansión de Líneas de Transmisión, en el Marco del Proyecto de Ley de Transmisión” (“Informe de la U. de Colorado”), de 21 de noviembre de 2017, de los profesores señores Fernando Mancilla, Gabriel Olguín y Alejandro Ángulo.

El Informe de la U. de Colorado constituyó, entre otros, uno de los antecedentes fundantes para que la CNE decidiera dejar sin efecto la RE 384/2017 y por ende dejase también sin efecto la metodología histórica de Planificación de la Transmisión, para reemplazarla por una nueva metodología aplicable (“Nueva Metodología”), con carácter permanente, al proceso de planificación anual de la transmisión, la cual fue aprobada por la CNE a través de la Resolución Exenta N°711, de 12 de diciembre de 2017⁴⁷

⁴⁶ Ibidem, “Modificaciones Mínimas...”; p. 2. Dicho en términos equivalentes, la instalación de capacidad de almacenamiento afectaba el equilibrio del mercado eléctrico en el largo plazo, haciendo al sistema en su conjunto menos dependiente de inversiones en unidades de punta para asegurar la suficiencia.

⁴⁷ Publicada en el Diario Oficial de 18 de diciembre de 2017.

(“RE 711/2017”). Así quedó explícitamente establecido en el Considerando N°8⁴⁸ de la RE 711/2017.

Entre otros contenidos, el Informe de la U. de Colorado documenta⁴⁹ la realización de un seminario internacional desarrollado el día 10 de abril de 2017, el cual tuvo por objeto conocer de primera fuente las experiencias y prácticas relacionadas con la Planificación de la Transmisión, a fin de difundirlas entre los actores del sector eléctrico chileno⁵⁰. Dicho seminario sirvió de instancia de debate y trabajo en torno a los nuevos criterios de Planificación de la Transmisión que introdujo la Nueva Ley de Transmisión.

El mismo Informe de la U. de Colorado da cuenta, asimismo, de la realización de tres talleres con académicos y representantes de la industria eléctrica nacional, los que tuvieron lugar los días 14 de julio, 8 de agosto y 12 de septiembre⁵¹, todos del año 2017, cuyo propósito fue socializar los nuevos criterios de Planificación de la Transmisión establecidos en el artículo 87 de la LGSE, como también debatir en torno a los mismos para apoyar el desarrollo de la Nueva Metodología.

Así, en el Taller N°1 sobre Suficiencia, en su Mesa N°2 titulada: “Cartera de Proyectos, Proyectos a considerar y su Factibilidad de Implementación”, se concluyó⁵² que, entre los elementos reconocidos como las bases de sustento de la Planificación de la Transmisión, figuraban entre otros: (a) la generación; (b) la demanda; (c) la compensación de reactivos y (d) el almacenamiento.

⁴⁸ Considerando N°8: “(...) Que, luego de efectuados nuevos análisis y contando con nuevos antecedentes, como los resultados del Estudio ‘Recopilación de Experiencia para la Identificación de Metodologías de Expansión de Líneas de Transmisión, en el Marco del Proyecto de Ley de Transmisión’, realizado por la Universidad de Colorado, Denver, esta Comisión ha estimado necesario dictar una nueva resolución en la cual se establezca la metodología aplicable al proceso de Planificación de la Transmisión en general y no únicamente al proceso correspondiente al año 2017, siendo necesario, además, dejar sin efecto la resolución exenta N°384 (...)”.

⁴⁹ Pp. 92-106.

⁵⁰ Expusieron en dicho seminario: (i) Gustavo Villa Carapia, Subdirector de Planeación CENACE de México, responsable de la Planeación de la Expansión de la Red Nacional de Transmisión; (ii) Dale Osborn, Senior Advisor, Midcontinent Independent System Operator (“MISO”), Estados Unidos de América, responsable de la formulación e implementación de planificación de recursos en MISO; (iii) Alexander Street, Associate Professor, Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro, Brasil; y (iv) David Hurlbut, Senior Analyst and Economist, National Renewable Energy Laboratory, Estados Unidos de América.

⁵¹ Informe de U. de Colorado; p. 107. Los talleres se realizaron en el Centro de Conferencias de la SOFOFA. Entre los invitados se consideró la academia, asociaciones de empresas del sector eléctrico, consultores, representantes de empresas del sector y personeros del Ministerio de Energía, de la CNE y del Coordinador. La asistencia promedio a los talleres fue de 35 personas.

⁵² *Ibíd.*, p. 109.

En la misma Mesa N°2, tratándose del concepto de almacenamiento, se distinguió entre⁵³:

- (i) Almacenamiento Base, referido al almacenamiento de energía por largos períodos de tiempo (por ejemplo, cuando se trata de energía eléctrica generada por centrales hidráulicas de embalse); y
- (ii) Almacenamiento de Reserva, consistente en almacenamiento de energía para el corto plazo. Se agregó que este tipo de proyectos de almacenamiento deberían ser considerados como proyectos candidatos para el proyecto del Plan de Expansión de Transmisión.

Por su parte, la Mesa N°4 titulada: “Tecnologías, cuáles, de qué tipo y su tratamiento en la Suficiencia”, analizó 3 puntos que debían considerarse para evaluar las tecnologías⁵⁴:

- Rapidez de las ejecuciones: tecnologías más rápidas y un poco más caras al final pueden resultar en beneficios de holgura o suficiencia que otras tecnologías que son más baratas, pero con mayor tiempo de ejecución;
- Aprovechamiento del territorio: se deben evaluar estructuras con más circuitos o diferentes niveles de tensión, buscándose tecnologías que aprovechen al máximo el territorio⁵⁵; y
- Considerar sistemas de almacenamiento y equipos FACTS⁵⁶: se indicó que cómo considerarlos era un desafío (tanto como servicios complementarios o como parte de la infraestructura de transmisión), sin embargo, se agregó que dichos sistemas y equipos debían ser evaluados porque eran elementos fundamentales en la Planificación de la Transmisión, dado que promovían la regulación de tensión y transferencia de potencia, entre otros servicios.

Finalmente, como parte del Taller N°1, la Mesa N°5 se refirió al “Equilibrio Inversión-Beneficio, y las formas de evaluarlos”. Bajo esta temática, se

⁵³ Ibid., p. 110.

⁵⁴ Ibid., pp. 111-112.

⁵⁵ Se mencionó como ejemplos el aprovechamiento de los ríos para montar líneas de transmisión o hacer estructuras pensando en desmontar circuitos e instalar líneas de transmisión HVDC (High-voltage direct current), para así aumentar la capacidad de transporte.

⁵⁶ Flexible AC Transmission System.

planteó que el plan de expansión de la transmisión debía evaluar económicamente los proyectos, tanto desde el punto de vista sistémico, como desde el punto de vista del impacto que tenían en la sociedad y el medioambiente⁵⁷.

En esa línea, se propuso considerar la función objetivo como la maximización del valor actualizado neto (“VAN”) de la sumatoria de los beneficios sistémicos sociales y ambientales, menos el costo total (COMA, VI y valores indirectos como mitigaciones ambientales, mitigaciones sociales, compensaciones a la comunidad y externalidades que se pudieran cuantificar). Desde esa perspectiva, los beneficios se visualizaron divididos en dos factores fundamentales⁵⁸:

- (a) Beneficios sistémicos: los cuales son parte de la evaluación clásica y consideran la reducción de costos de operación y falla del sistema, evaluados con modelos de operación económica; y
- (b) Beneficios ambientales: entendiendo que ellos, por su naturaleza, eran difíciles de medir, igualmente debían ser contemplados. Por ejemplo, considerando: el uso territorial eficiente, la medición de GEI y las señales de localización para las distintas tecnologías.

Puede apreciarse, en consecuencia, que este tipo de instancias de trabajo y análisis regulatorio con los actores de la industria, académicos y las autoridades sectoriales, viene a ratificar que la incorporación de los sistemas de almacenamiento como parte de la Planificación de la Transmisión correspondiente al año 2017, ha tenido un nivel de análisis acabado y minucioso, el cual ha tomado prácticamente un año, participando en el mismo todo el sector.

Finalmente, cabe señalar que el Informe de la U. de Colorado propuso una nueva metodología para la expansión de la transmisión, considerando tres capas de análisis, tanto de operación económica de largo plazo, como de estudios de redes eléctricas, y un conjunto de atributos de desempeño del sistema de energía, con el fin de poder listar las obras de expansión en un ranking de proyectos candidatos a ser considerados como obras de expansión de la transmisión.

⁵⁷ Informe de U. de Colorado; p. 112.

⁵⁸ *Ibíd.*

Así, para efectos metodológicos, los criterios de la Planificación de la Transmisión previstos por el artículo 87 de la LGSE fueron agrupados en 3 macro-criterios o conceptos⁵⁹:

- El criterio de Seguridad y Resiliencia, vinculado a la letra (a) del referido artículo 87;
- El criterio de Competencia y Mercado Común, vinculado a la letra (b) del mismo artículo; y
- El criterio de Suficiencia, vinculado a las dimensiones de eficiencia económica y suficiencia referidas en las letras (c) y (d) del artículo 87 de la LGSE.

Por razones prácticas, señaló el referido Informe, en la metodología propuesta, dichos criterios se verificaban de forma progresiva, comenzando con la Suficiencia, continuando con la Seguridad y Resiliencia, para finalmente concluir con el criterio de Mercado Común y Competencia.

Así, en el ámbito del criterio de Suficiencia, el Informe de la U. de Colorado explicó que la Planificación de la Transmisión debía identificar tempranamente las obras de expansión que serían necesarias para abastecer la demanda futura, cumpliendo los criterios establecidos por la LGSE. De este modo, entre los proyectos candidatos para la expansión de la transmisión, dicho Informe señaló que debían considerarse -entre otros- al menos, las siguientes soluciones y tecnologías⁶⁰:

- Soluciones de transmisión HVAC o HVDC;
- Cambios topológicos de la red existente;
- Reemplazo o modificación de instalaciones existentes;
- Soluciones de transmisión basadas en nuevos y/o más elevados niveles de tensión o soluciones de transmisión multitensión;
- Soluciones basadas en almacenamiento de energía para servicios de red, en sus diversas tecnologías tales como estaciones de bombeo,

⁵⁹ *Ibíd.*, pp. 121-122.

⁶⁰ *Ibíd.*, pp. 123-124.

sistemas de baterías de diversos reactivos químicos, volantes de inercia, almacenamiento térmico, aire comprimido, soluciones gas-to-power, entre otras;

- Soluciones basadas en tecnologías FACTS, incluyendo compensación serie y paralelo, fija y controlada, SVC, STATCOMs, reactores saturados, condensadores sincrónicos, transformadores desfasadores y reactores serie para el control del nivel de cortocircuito;
- Tecnologías emergentes debidamente validadas mediante estudios y casos de referencia.

A su vez, para evaluar la Suficiencia, el Informe ya aludido recomendó a la CNE simular la operación económica del sistema eléctrico a lo largo del horizonte de planificación, identificando las necesidades de expansión de la transmisión, suficientes y necesarias, para el desarrollo de dicho sistema, bajo los distintos escenarios de planificación.

Posteriormente, se indicó que los diversos proyectos candidatos a ser obra de expansión de la transmisión debían ser evaluados en base al desempeño esperado del sistema eléctrico con su inclusión, considerándose para ello al menos los siguientes atributos e indicadores⁶¹:

- VAN en millones de USD;
- Emisiones de GEI y CO_{2eq};
- Pérdidas del sistema expresadas en GWh;
- Energía no suministrada expresada en GWh/año;
- Tiempo no suministrado en horas/año;
- Vertimiento de energía expresado en GWh valorizado en USD_{spot};
- Equilibrio de mercado, valorizado en USD_{spot}.

Como resultado de esta etapa del proceso de Planificación de la Transmisión se producirá -señaló el Informe precedente- una cartera de proyectos candidatos a expandir la transmisión y que satisfaga el criterio de Suficiencia en todos los escenarios.

Pues bien, teniendo en vista todo el contexto que hemos descrito, desde las mesas de trabajo del Reglamento de Coordinación y su consulta pública, así como el seminario internacional y talleres locales antes reseñados, y muy

⁶¹ Ibíd., p. 125.

especialmente el Informe de la U. de Colorado, es que la CNE dictó el IT Preliminar el pasado 29 de diciembre de 2017, en cuya elaboración se ajustó a la Nueva Metodología establecida mediante la RE 711/2017.

- Nueva Metodología establecida por la RE 711/2017 de la CNE y el Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017

De conformidad a lo previsto en el inciso primero del artículo 91 de la LGSE, con fecha 23 de enero de 2017, el Coordinador⁶² emitió su “Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional” (“Propuesta CEN”). En ese documento, el Coordinador explicó las diversas metodologías de análisis aplicadas en la elaboración de su propuesta CEN.

Así, al referirse a la “Metodología de Evaluación Económica”, el Coordinador explicó⁶³ que en aquellas instalaciones del sistema de transmisión en que se detectó la necesidad de evaluar una posible expansión, se modelaron los proyectos a considerar como alternativas de solución. A continuación, se realizaron simulaciones de operación, para las situaciones con y sin proyecto, en base a una misma política de gestión de embalses.

Agregó que, de cada simulación se obtuvieron los costos de generación térmica, la energía de falla valorizada a costo de falla de larga duración y el agua embalsada al final del horizonte de planificación valorizada a costo marginal, los cuales se consolidaron como el promedio sobre las hidrologías.

Así, con los resultados obtenidos de ambas simulaciones, se calculó el VAN de realizar el proyecto, restando los beneficios en costo de operación y falla con el costo asociado a cubrir el valor de inversión (“V.I.”) y el costo de operación y mantenimiento de la obra⁶⁴ (“COMA”).

A su vez, en consistencia con lo dispuesto por el artículo 87 de la LGSE, el Coordinador señaló que lo anterior se enmarcaba en un proceso de evaluación social de las alternativas de expansión de la transmisión. De esta manera, como parte de las consideraciones propias de dicha evaluación social de proyectos, señaló que se debía tener en cuenta que el costo

⁶² Específicamente su Dirección de Planificación y Desarrollo.

⁶³ Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional del Coordinador, de 23 de enero de 2017, p. 42. Esta Propuesta fue complementada posteriormente por el Coordinador a través del documento titulado “Informe Complementario”, de 23 de junio de 2017, de la Gerencia de Planificación de Transmisión, cuya copia también se acompaña al presente escrito.

⁶⁴ Ibíd.

asociado a la construcción y operación de las alternativas de expansión recomendadas debía ser financiado por el conjunto de la sociedad.

En consecuencia -añadió- el beneficio de la evaluación del proyecto contabilizaba únicamente aquellos flujos sociales netos que se generaban a partir de la materialización de éste, sin tomar en cuenta los flujos que constituían transferencias internas entre agentes de la sociedad. En vista de ello, el VAN social se debía construir mediante la suma de las evaluaciones de cada uno de los agentes de la sociedad⁶⁵.

Según lo anticipamos, el 20 de julio de 2017, a través de la RE 384/2017⁶⁶, la CNE estableció la metodología que aplicaría para la Planificación de la Transmisión del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017.

Según lo previsto en el artículo 9 de la RE 384/2017, la metodología aprobada por la CNE, a esa fecha, consideró en su artículo en síntesis los siguientes criterios y aspectos metodológicos:

- (a) Criterios para los Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico;
- (b) Criterios para los Análisis Estocásticos, indicándose que la CNE simularía la operación óptima del Sistema Eléctrico utilizando un modelo multimodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos⁶⁷;
- (c) Criterios para el Plan de Obras de Transmisión, señalándose que una vez definido el plan de obras de generación para cada escenario, comenzaría una etapa de adecuación del sistema de transmisión. Así, para determinar las obras de transmisión que requiriera el sistema,

⁶⁵ Ibíd. Añadió en esa parte la Propuesta CEN que: "(...) Para el caso particular del sector eléctrico, el egreso neto social previo a la entrada del proyecto corresponde a los desembolsos empleados para la adquisición de activos y materialización del mismo, mientras que durante el período de operación, los egresos sociales netos corresponden al COMA. De esta forma la rentabilidad de la empresa transmisora constituye únicamente una transferencia interna entre los agentes del mercado de suma neta cero, ya que representa un ingreso para el transmisor equivalente al egreso que significa para los consumidores (...)"

⁶⁶ Dictada de conformidad con lo previsto por el artículo vigésimo transitorio de la Nueva Ley de Transmisión.

⁶⁷ Agregaba la disposición de la letra b) del artículo 9 que: "(...) La combinación de supuestos y consideraciones antes indicadas determinarán los planes de obras de generación necesarios para una expansión de largo plazo, obteniéndose un tren de inversiones que permita cumplir con el abastecimiento de la demanda (...)"

holguras y redundancias, el análisis se desglosaría en las siguientes etapas:

- (i) Suficiencia de los sistemas de transmisión: en esta etapa se detectarían las necesidades de expansión, entregándose un conjunto de proyectos, por cada escenario, los cuales alimentarían la siguiente etapa;
 - (ii) Seguridad y resiliencia: considerando el conjunto de proyectos de la etapa anterior, en esta etapa se realizaría un análisis de las necesidades de obras en el sistema de transmisión para cumplir la normativa vigente. Así, el resultado de esta etapa entregaría un nuevo conjunto de proyectos, por cada escenario, los cuales alimentarían la siguiente etapa.
 - (iii) Mercado eléctrico común: considerando el conjunto de proyectos provenientes de la anterior etapa, la CNE procedería a evaluar un mercado eléctrico común, mediante el análisis de los equilibrios en el mercado spot, entre la valorización de las inyecciones y retiros basados en los contratos de suministro de clientes, regulados y libres, disponibles al momento del análisis. El resultado de esta etapa entregaría un nuevo conjunto de proyectos que permitiera cumplir con los aspectos de mercado eléctrico común.
- (d) Criterios para la Evaluación de los Proyectos. Se disponía, bajo estos criterios que, de las necesidades de expansión detectadas de los análisis previos, la CNE realizaría posteriormente una evaluación de los diferentes beneficios, que el conjunto de proyectos de expansión otorgaba al sistema. Dicha evaluación incluiría la cuantificación de cada beneficio para su posterior utilización en la decisión final de las expansiones que se propondrían como candidatas al sistema de transmisión.
- (e) Criterios para los Análisis de Ingeniería. En este punto la CNE analizaría aspectos de ingeniería a un nivel conceptual.

Cinco meses después, el 12 de diciembre de 2017, mediante su RE 711/2017, la CNE dejó sin efecto la metodología de Planificación de la

Transmisión precedentemente reseñada, estableciendo la Nueva Metodología para desarrollar esa Planificación.

En la Nueva Metodología, sí podemos observar una implementación cabal de los nuevos criterios de Planificación de la Transmisión previstos por el artículo 87 de la LGSE, cuya consecución quedó regulada con mayor eficacia y corrección técnico-económica, particularmente a la luz de los antecedentes que recabó la CNE durante todo el año 2017.

Explicamos entonces, en síntesis, los aspectos que diferencian a la Nueva Metodología establecida por la RE 711/2017, centrándonos en particular en las adecuaciones que posibilitaron una correcta evaluación económica de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento.

En primer lugar, el artículo 15 de la RE 711/2017, expone que el proceso de Planificación de la Transmisión considera las siguientes etapas de análisis:

- (a) Análisis Preliminar;
- (b) Análisis de Suficiencia;
- (c) Análisis de Seguridad y Resiliencia;
- (d) Análisis de Mercado Eléctrico Común;
- (e) Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión; y
- (f) Conformación del Plan de Expansión Anual de la Transmisión.

Más adelante, al referirse al “Análisis de Suficiencia”, en contraste con la metodología antigua, la Nueva Metodología⁶⁸ explicita que se trata de identificar las necesidades de obras de transmisión **“que permitan incorporar oferta que mejora los costos de operación y falla”** del SEN y/o que permitan cumplir con el abastecimiento de la demanda, ante distintos escenarios de oferta y demanda.

Para esa misma etapa de Análisis de Suficiencia, la Nueva Metodología especifica que se trata de determinar necesidades de expansión que permita incorporar esa oferta **“con la finalidad de disminuir los desacoples del Sistema Eléctrico”**⁶⁹.

⁶⁸ Artículo 18 inciso primero.

⁶⁹ Artículo 18, inciso tercero. Salvo que se indique expresamente lo contrario, todos los destacados son nuestros.

Finalmente, siempre para esa etapa, la Nueva Metodología definió⁷⁰ el criterio de holgura, expresamente ordenado por el inciso tercero del artículo 87 de la LGSE, señalando que se someterían a las siguientes etapas “los proyectos que mejoren los costos de operación y falla del sistema, siempre y cuando presenten beneficios de costos de operación y falla del sistema respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios (criterio de holgura) (...)”.

En segundo lugar, la Nueva Metodología regulada profundizó la regulación de la etapa de análisis de Mercado Eléctrico Común⁷¹, analizando el aporte de las obras de expansión resultantes de las etapas anteriores en la medida que reduzcan las eventuales diferencias de costos marginales esperados entre barras del sistema eléctrico, para lo cual se debe comparar el escenario con expansión y sin expansión.

Sobre la base de los resultados de las simulaciones, la CNE debe calcular un indicador representativo de los niveles de diferencia o congestión que existen entre las inyecciones y retiros de energía del sistema.

Luego, la comparación de tales indicadores determinará la contribución de las expansiones de transmisión propuestas para la conformación del Mercado Eléctrico Común, entendiéndose que la obra cumple con este criterio cuando los indicadores que incluyen la condición con expansión de transmisión propuesta sean menores que los indicadores determinados bajo la condición sin expansión de transmisión.

En tercer lugar, la Nueva Metodología profundiza detalladamente al regular⁷² la denominada etapa de “Análisis Técnico Económico de los Proyectos”, cuyo objeto es evaluar la conveniencia económica de las necesidades de expansión resultantes de las etapas anteriores. Esta etapa se subdivide en 2 sub etapas:

(i) Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de Proyectos

El objeto de esta etapa es determinar una estimación de los VI y COMA de cada uno de los proyectos resultantes de las etapas anteriores.

⁷⁰ Artículo 18 inciso cuarto letra b).

⁷¹ Artículo 20.

⁷² Artículo 21.

(ii) Sub Etapa de Evaluación Económica

Para efectos de la evaluación económica de los proyectos, la CNE deberá considerar:

- (a) La tasa de actualización, correspondiente a la tasa social de descuento, según lo ordena el inciso quinto del artículo 87 de la LGSE. Esa será la tasa utilizada para efectos de calcular el valor presente de los flujos esperados de costos, ingresos o beneficios.
- (b) Para cada uno de los proyectos de expansión se debe determinar el valor anual de transmisión por tramos ("VATT"), considerando la suma de la anualidad del VI ("AVI") de la obra, su COMA y el ajuste por efecto al impuesto a la renta.

Así, en lo que resulta relevante para la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, la Nueva Metodología dispone⁷³ que la CNE podrá proponer en el Plan de expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios, de acuerdo con el criterio de holgura.

Para dichos efectos, se debe considerar el VATT de los proyectos analizados, a lo cual se le sumará los costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación para cada uno de los escenarios definidos, junto con las perpetuidades correspondientes.

Luego de ello, se deben comparar los costos totales anteriores con los costos del caso base respectivo, que no considera los proyectos de expansión, determinándose así los beneficios netos para cada escenario y caso analizado.

Por último, y siempre en el marco de la Sub Etapa de Evaluación Económica de Proyectos, la Nueva Metodología reguló específicamente la forma correcta de evaluar económicamente, los proyectos que contemplaran infraestructura que preste múltiples servicios al sistema eléctrico. Señaló al efecto lo siguiente⁷⁴:

⁷³ Artículo 21, Sub Etapa de Evaluación Económica de Proyectos, letra c).

⁷⁴ Artículo 21 inciso final de la RE 711/2017.

“(…) Adicionalmente, en esta etapa se podrán evaluar proyectos que contemplen infraestructura que presten múltiples servicios al sistema eléctrico y que otorguen al sistema nuevas funcionalidades y capacidades, en la medida que esta infraestructura permita optimizar el uso de los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad. Su evaluación técnica económica deberá considerar los múltiples beneficios sistémicos, tales como, su aporte a la potencia de suficiencia del sistema y/o beneficios operacionales. Tratándose de la cuantificación de la potencia de suficiencia, la Comisión podrá considerar inyecciones y retiros esperados, la estimación de la potencia inicial y de la potencia de suficiencia preliminar en consistencia con el resto del sistema eléctrico, entre otros elementos (...)”.

Esta forma de evaluar proyectos de expansión que contemplan infraestructura que presta múltiples servicios al sistema eléctrico y que le otorgan al sistema nuevas funcionalidades y capacidades, constituyó un ajuste significativo a la metodología de Planificación de la Transmisión, dando cumplimiento integral a los objetivos establecidos por la Nueva Ley de Transmisión en el artículo 87 de la LGSE.

Precisamente esa metodología de evaluación permitió que la CNE, con ocasión de su IT Preliminar, pudiese evaluar económicamente el aporte a la Suficiencia de Potencia del SEN, por parte de un proyecto de expansión como es la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, decretada como Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional (“STN”) en el Numeral 3.2.9 de dicho IT, al haber cumplido con todos y cada uno de los criterios de análisis establecidos por la Nueva Metodología, obteniéndose para ella un VAN positivo en todos los escenarios considerados (A, B y E)⁷⁵.

A pesar de ello, dicha Obra Nueva fue suprimida por la CNE del IT Final, circunstancia que motiva la primera de las discrepancias presentadas por EDT, tratada en la siguiente Sección V del presente escrito.

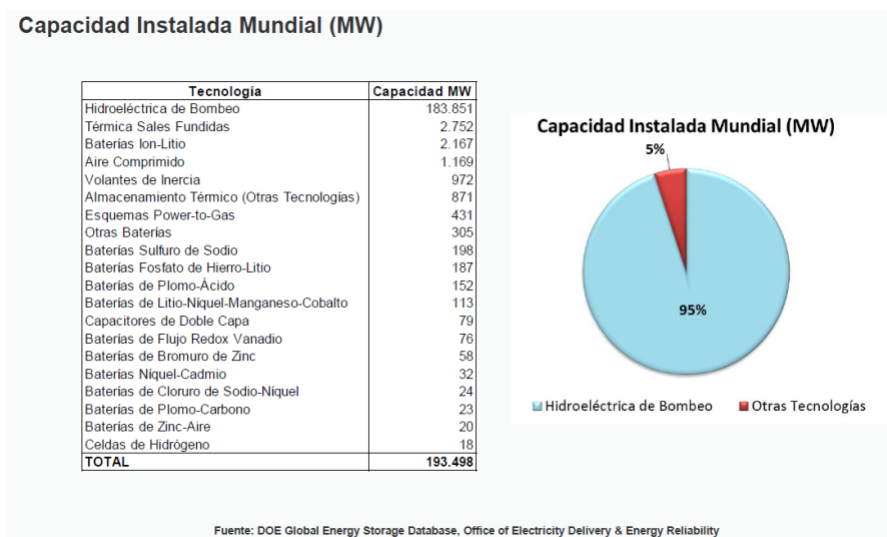
⁷⁵ IT Preliminar; pp. 141-142.

IV.3 La naturaleza y alcance de las modificaciones que introdujo la Nueva Ley de Transmisión se ajustan a las dinámicas de mercado y regulatorias observadas en la generalidad de los países de la OCDE⁷⁶

La introducción de la categoría de Sistema de Almacenamiento en la LGSE constituyó una puesta al día de la normativa sectorial nacional, sintonizando así con las dinámicas de mercado y regulatorias observadas en un contexto mundial de creciente y acelerada penetración de las tecnologías de almacenamiento como parte de los sistemas eléctricos.

Según vimos, en el marco de las mesas de trabajo convocadas por la CNE para trabajar el Reglamento de Coordinación, durante el mes de abril de 2017, la CNE expuso acerca de las diversas tecnologías de almacenamiento de energía desarrolladas por la industria. En esa instancia, también describió la CNE los niveles de capacidad instalada mundial en sistemas de almacenamiento, según se aprecia en la siguiente Figuras N°6⁷⁷.

Figura N°6



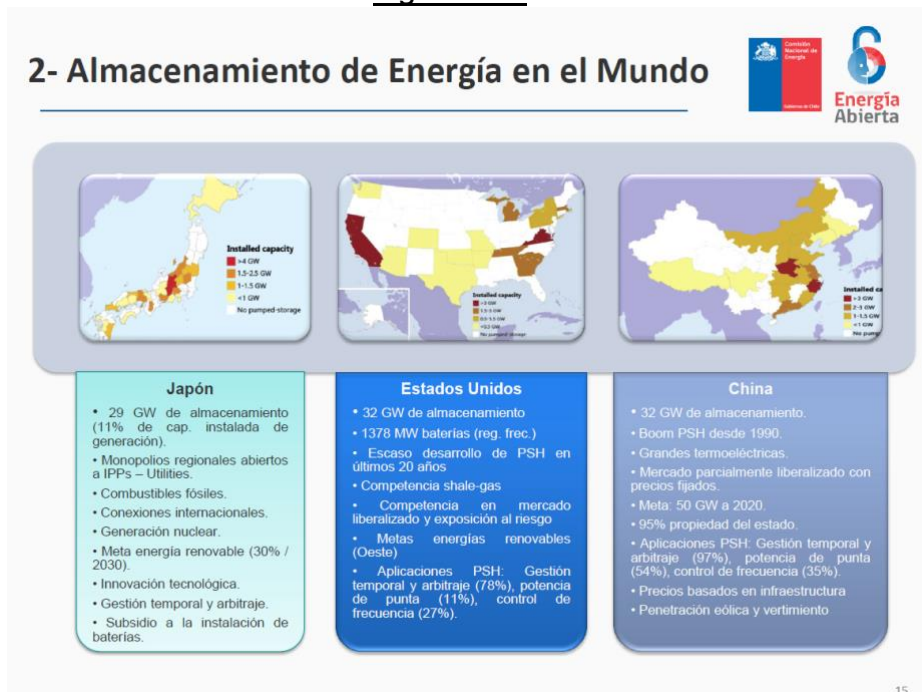
En ese mismo proceso, la CNE ilustró el estado de desarrollo e implementación de los sistemas de almacenamiento en diversos países del mundo, tales como: Japón, Estados Unidos de América, China, Reino Unido,

⁷⁶ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, fundada en el año 1961, y de la cual Chile es parte desde el mes de mayo del año 2010.

⁷⁷ Mesa N°2, CNE, lámina N°6.

Italia, Alemania, España, Suiza y Noruega, según puede apreciarse las siguientes figuras N°7, N°8 y N°9⁷⁸.

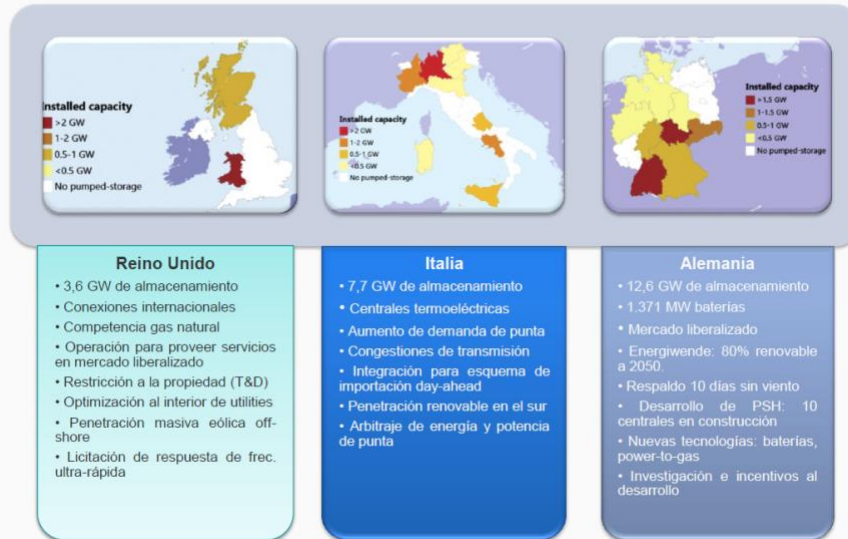
Figura N°7



⁷⁸ Ibíd., láminas 15, 16 y 17.

Figura N°8

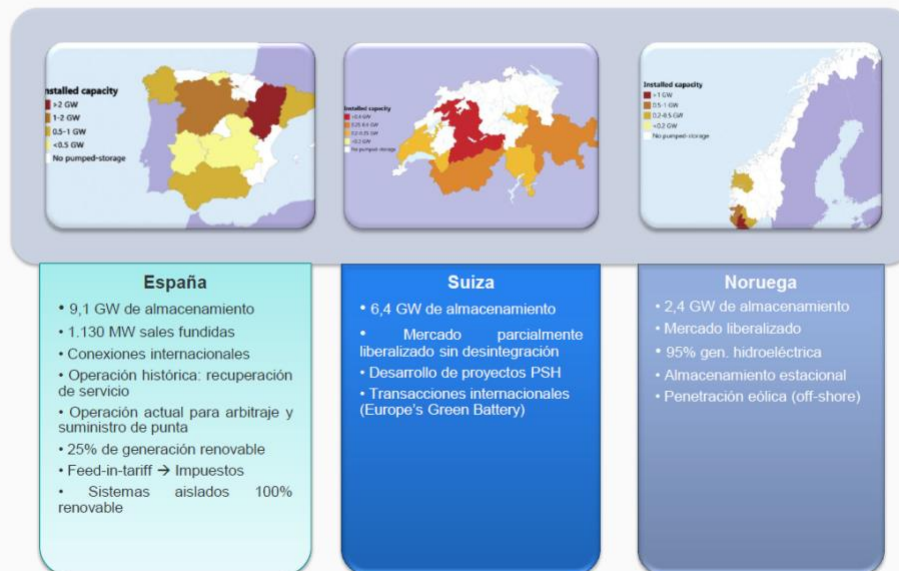
2- Almacenamiento de Energía en el Mundo



16

Figura N°9

2- Almacenamiento de Energía en el Mundo



17

La literatura comparada⁷⁹ ha advertido sobre la importancia de precaver el surgimiento de barreras regulatorias que impidan que activos de infraestructura eléctrica, como los sistemas de almacenamiento de energía no puedan brindar, en plenitud, todas las funcionalidades y beneficios que reportan al sistema eléctrico en que son incorporados.

Las dimensiones clave de valor agregado que puede aportar un Sistema de Almacenamiento apuntan a: la dimensión de arbitraje de precios, los SSCC, la reducción de costos de inversión en potencia de punta para el sistema eléctrico y su incorporación como activo de red en la planificación de sistemas de transmisión⁸⁰.

Así, los ahorros de costos netos que proporciona un Sistema de Almacenamiento se sustentan, entre otras dimensiones, en las siguientes:

- (a) Un ahorro de gastos operativos del sistema eléctrico: la instalación de un sistema de almacenamiento contribuye al mayor uso de las centrales de generación de energía renovable variable, con lo cual se disminuyen las emisiones de GEI y se reduce el nivel de vertimiento de las ERNC.
- (b) Posibilita desplazar capacidad de generación requerida para cumplir con determinados niveles de seguridad de suministro, expresándose ello en menores costos de inversión en unidades generadoras con capacidad para abastecer la hora de punta de los sistemas eléctricos;
- (c) También supone la remuneración de costos de capital y operacionales requeridos para construir y operar la infraestructura que sustenta al sistema de almacenamiento.

En definitiva, y tal como fue recogido por el artículo 21 de la RE 711/2017 que estableció la Nueva Metodología, existen infraestructuras -como los sistemas de almacenamiento- con potencial para prestar múltiples servicios al sistema eléctrico, otorgando al sistema nuevas funcionalidades y capacidades (v. gr., atributo de almacenamiento), en la medida que dicha infraestructura permite

⁷⁹ “Opening the Door to Energy Storage. Challenges for Future Systems” en: “Revista IEEE power&energy magazine, for electric power professionals”; Volumen 15, N°5, Septiembre/octubre de 2017; pp.32-41.

⁸⁰ *Ibíd.*

optimizar el uso de los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad.

Así lo abordaba un artículo de Lazard del año 2015⁸¹, mostrando la importancia de no obstruir las prestaciones de valor agregado inherentes a los sistemas de almacenamiento y sus atributos funcionales.

En el caso que nos convoca, tratándose de un proceso como es la Planificación de la Transmisión correspondiente al año 2017, una premisa crítica pasa por no afectar el círculo virtuoso de la integración de los sistemas de almacenamiento, en su calidad de activos que prestan el atributo de almacenamiento, al mercado eléctrico nacional. Y en esa dirección, la Nueva Metodología establecida por la CNE ha asegurado plenamente las condiciones para que la evaluación sistémica de sus beneficios y costos (cálculo del VAN) cumpla con esa premisa.

Precisamente, que el IT Preliminar de la CNE haya decretado como Obra Nueva del STN a la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, corresponde a una consecuencia de haber efectuado una correcta evaluación técnico-económica de dicho proyecto, pues, de entre sus múltiples beneficios sistémicos, consideró acertadamente su aporte a la suficiencia de potencia del SEN.

Como mostraremos, ello no implica que el titular de dicha Obra Nueva del STN vaya a percibir remuneraciones de otros segmentos del mercado eléctrico nacional (como el mercado de energía y potencia, o de SSCC), sino que, como toda instalación del STN, ese titular percibirá exclusivamente el VATT conforme al cual se haya adjudicado la ejecución y operación de dicha Obra.

Cuestión distinta es que al momento de ser económicamente evaluada esa Obra Nueva se consideren correctamente todos los beneficios sistémicos (ahorros de costos de inversión, operacionales, medioambientales) que implica su incorporación al SEN, atendida su naturaleza de infraestructura con potencial para prestar múltiples servicios al sistema eléctrico, otorgando al sistema nuevas funcionalidades y capacidades (atributo de almacenamiento).

⁸¹ Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 1.0. Noviembre de 2015; p. 3.

V. Discrepancia sobre la reincorporación de la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento al Sistema de Transmisión Nacional

V.1 Antecedentes

La Obra Nueva cuya reincorporación solicita EDT no corresponde aisladamente a un Sistema de Almacenamiento, sino que se trata de una nueva S/E y líneas de transmisión que permitan entregar el atributo y funcionalidad de almacenamiento, atributo que se requiere -según explicó el IT Preliminar- dada la masiva inyección de energías renovables variables en la zona geográfica del SEN en que deberá emplazarse esta Obra Nueva.

En efecto, señaló el IT Preliminar⁸² que las subestaciones del SEN identificadas como puntos para realizar la conexión de una S/E con atributo de almacenamiento de energía eran: la S/E Lagunas, la S/E Carrera Pinto y la S/E Nueva Maitencillo, pues, acorde a los antecedentes del Plan de Expansión, se preveía en ellas una alta inyección de energías renovables, de carácter intermitente, durante el período de análisis.

A su vez, observando la definición prevista por la letra ad) del artículo 225, la descripción que el IT Preliminar hizo de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento es tecnológicamente neutral, pudiendo todo interesado en postular a la adjudicación de dicha Obra Nueva presentar una oferta técnica, libremente configurada respecto a la tecnología de almacenamiento que sustentará el respectivo Sistema de Almacenamiento asociado a dicha S/E.

A la luz de lo explicado en el marco de la Mesa de Trabajo N°6 del Reglamento de Coordinación, de julio de 2017, se trata por cierto de una Obra Nueva cuyo Sistema de Almacenamiento no aporta energía neta al SEN, sino que permite que el Coordinador sea quien centralice en todo momento la gestión temporal de dicha energía⁸³. Así quedó expresamente establecido en el artículo 109 del Reglamento de Coordinación⁸⁴.

⁸² Página 140.

⁸³ Mesa N°6, titulada: "Reglamentos de Coordinación y Operación. Almacenamiento de Energía"; lámina 13.

⁸⁴ Artículo 109: "La operación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que forman parte de la infraestructura de transmisión asociada al proceso de planificación de la transmisión a que se refiere el artículo 87° de la Ley o como resultado de licitaciones de Servicios Complementarios, en la proporción adjudicada que corresponda, será centralizada y determinada por el Coordinador en función del cumplimiento de la minimización del costo total de abastecimiento, y la preservación de la seguridad en el sistema eléctrico.

Asimismo, en consistencia con lo dispuesto por el inciso segundo de la letra ad) del artículo 225 de la LGSE, en la Mesa de Trabajo N°9 del Reglamento de Coordinación, de septiembre de 2017⁸⁵, se explicó que el titular de un Sistema de Almacenamiento: (a) no puede efectuar retiros para comercialización con clientes finales o distribuidoras; (b) sí puede efectuar retiros para almacenamiento; y (c) los retiros que efectúe para almacenamiento no podrán ser destinados a la comercialización de energía con clientes finales.

Todo ello fue debidamente recogido por las disposiciones de los artículos 91⁸⁶, 92⁸⁷ y 93⁸⁸ del Reglamento de Coordinación.

Según dijimos, tratándose de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, esos retiros, almacenamiento y posterior inyección al SEN responderán exclusivamente a la operación centralizada por parte del Coordinador (artículo 109 del Reglamento de Coordinación), en cuanto se tratará de un atributo de almacenamiento incorporado al servicio público de transmisión nacional que se prestará a través de dicha Nueva S/E.

V.2 IT Preliminar de la CNE

Los Coordinados titulares de dichos Sistemas de Almacenamiento de Energía, no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociados a la operación señalada en el inciso anterior. Los saldos que se produzcan a partir de dicha operación deberán ser asignados a las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. Las Empresas Generadoras deberán traspasar los montos a los titulares de los Sistemas de Almacenamiento de Energía o de las obras de expansión de la transmisión, según corresponda, y deberán ser considerados en la determinación del cálculo del cargo único a que se refiere el artículo 115° de la Ley”.

⁸⁵ Lámina 23.

⁸⁶ Artículo 91: “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo estarán habilitados para efectuar retiros desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y demás normativa vigente. Asimismo, las inyecciones de estas instalaciones serán determinadas por el Coordinador en cumplimiento de lo señalado en el artículo 72-1 de la Ley”.

⁸⁷ Artículo 92: En los Sistemas de Almacenamiento de Energía y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos modos de operación, denominados modo retiro y modo inyección, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el Modo Inyección corresponde a aquel en el que se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico”.

⁸⁸ Artículo 93: “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”.

La Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento fue decretada por el IT Preliminar en los siguientes términos:

“(...) 3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

3.2.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de subestaciones y líneas que permitan entregar el atributo y funcionalidad de almacenamiento de energía al sistema eléctrico. El proyecto podrá configurarse de la siguiente manera, a elección del o los oferentes:

- a. Atributo de almacenamiento conectado de manera Individual en un punto del sistema eléctrico: 1x300 MW en S/E Lagunas, ó 1x300 MW en S/E Carrera Pinto, ó 1x300 MW en S/E Nueva Maitencillo; ó
- b. Atributo de almacenamiento conectado de manera distribuida en varios puntos del sistema eléctrico: 1x100 MW en S/E Lagunas y 1x100 MW en S/E Carrera Pinto y 1x100 MW en S/E Nueva Maitencillo.

El proyecto, en cualquiera de las configuraciones descritas precedentemente, deberá cumplir con las siguientes características mínimas:

- a. Capacidad de almacenamiento neto mínimo de, al menos, 1,3 GWh diario para cada subestación con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 100 MW o al menos 3,9 GWh neto diario para subestaciones con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 300 MW.
- b. El tiempo de carga para alcanzar el nivel de almacenamiento neto mínimo solicitado previamente de las subestaciones con atributo de almacenamiento no debe ser superior a 13 horas. El nivel de descarga neto, no deberá ser superior al indicado previamente.

En las respectivas bases de licitación se deberán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir dichas instalaciones, en las diferentes alternativas configuración del proyecto señaladas precedentemente.

3.2.9.2 Equipos de alta tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos.

3.2.9.3 Entrada en operación

En caso de adjudicarse el proyecto como una sola obra de 300 MW, en cualquier de los nodos de conexión definidos, ésta deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

De otra manera, de adjudicarse la alternativa consistente en tres obras de 100 MW cada una en las subestaciones definidas, éstas deberán ser construidas y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

3.2.9.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 500 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 8 millones de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América (...)."

- Aplicación de la Nueva Metodología para evaluar económicamente proyectos de expansión de la transmisión que contemplen infraestructura que presta múltiples servicios al SEN

El N°6 del IT Preliminar titulado: "Metodología Aplicable al Proceso de

Planificación Anual de la Transmisión⁸⁹”, explicó detallada y rigurosamente la elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017, para lo cual la CNE dio estricta aplicación a las normas legales sobre Planificación de la Transmisión y a la Nueva Metodología establecida mediante la RE 711/2017.

En particular, en su Numeral 6.4.5.2 sobre la “Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos”, letra b) “Determinación del V.A.T.T. en Proyectos de Transmisión”, el IT Preliminar se refirió a la aplicación dada al artículo 21 de la RE 711/2017 de la Nueva Metodología.

Señaló a este respecto el IT Preliminar que⁹⁰, de conformidad con el artículo 21 de la Nueva Metodología, se evaluaron proyectos que contemplaran infraestructura que prestase servicios al SEN y que otorgaran al sistema nuevas funcionalidades y capacidades, en la medida que dicha infraestructura permitiera optimizar el uso de los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad.

Específicamente -agregó dicho IT Preliminar- se evaluaron proyectos de expansión que otorgaran al SEN el atributo de almacenamiento de energía conectada en una o más subestaciones. En su evaluación técnico-económica, se consideraron los múltiples beneficios sistémicos de estos proyectos, tales como su aporte a la suficiencia del sistema y sus beneficios de costos operacionales y falla⁹¹.

Explicó asimismo el IT Preliminar que, tratándose de la cuantificación de la potencia de suficiencia, en el horizonte de evaluación, se tuvieron en cuenta los siguientes antecedentes⁹²:

- (i) Las inyecciones y retiros esperados de potencia del Sistema de Almacenamiento de Energía, como resultado de la modelación del proceso de planificación;
- (ii) Una estimación del Factor de Disponibilidad del Sistema de Almacenamiento de Energía, considerando el perfil de operación

⁸⁹ Pp. 91-119.

⁹⁰ Página 118.

⁹¹ *Ibíd.*

⁹² Pp. 118-119.

esperado del mismo en sus modos de inyección y retiro, en los distintos bloques modelados, y considerando simplificaciones en lo referente a sus niveles de carga instantáneos;

- (iii) La estimación de la potencia inicial del Sistema de Almacenamiento de Energía, y de su potencia de suficiencia preliminar;
- (iv) La estimación de la potencia inicial y la potencia de suficiencia preliminar de las restantes instalaciones del sistema que aportan a la suficiencia, utilizando la información existente, y considerando las distintas tecnologías disponibles, a fin de realizar los ajustes de potencia de suficiencia definitiva que indica la normativa vigente;
- (v) La estimación del Factor de Mantenimiento, Factor de Consumos Propios e Indisponibilidad de todas las instalaciones del sistema que aportan a la suficiencia, evaluando las distintas tecnologías disponibles;
- (vi) La previsión de demanda eléctrica del sistema, esto es, la proyección de demanda de clientes libres y clientes regulados; y
- (vii) La estimación de potencia de suficiencia definitiva, tanto de los sistemas de almacenamiento como de todas las instalaciones del sistema.

De este modo, dando estricta aplicación a la Nueva Metodología, y considerando los supuestos y antecedentes reseñados precedentemente, la CNE realizó la cuantificación de la potencia de suficiencia definitiva y su valorización a precio de nudo de potencia de punta para todos los años del horizonte de evaluación del proyecto.

- Evaluación técnica y económica de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento

En su Numeral 7, el IT Preliminar describió las diferentes evaluaciones técnicas y económicas de las obras propuestas como parte del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017.

Tratándose de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento,

su Numeral 7.1.5⁹³ expuso que dicha obra tenía por objetivo otorgar el atributo de almacenamiento de energía al SEN, lo cual permitiría utilizar de manera más eficiente los recursos energéticos de país.

Explicó, asimismo, el IT Preliminar que⁹⁴ las subestaciones del SEN identificadas como puntos para realizar la conexión de una S/E con atributo de almacenamiento de energía (S/E Lagunas, S/E Carrera Pinto y S/E Nueva Maitencillo) correspondían a los puntos en donde se preveía una elevada magnitud de inyección de energías renovables de carácter intermitente, durante el período de análisis.

Finalmente, el IT Preliminar presentó los resultados del análisis estocástico para las dos opciones de configuración de la Obra Nueva. Así, tratándose de la configuración consistente en 3 subestaciones, cada una con atributo de almacenamiento por 100 MW, los resultados de la evaluación económica se expresaron en la Tabla N°61⁹⁵, que a su vez insertamos en la siguiente Figura N°10:

Figura N°10

Tabla 61: Evaluación económica de la Alternativa 3x100 MW

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23.619	23.767	23.457
Costo Operacional Con Proyecto	23.081	23.206	22.933
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.582	23.707	23.434
Reconocimiento de Potencia de Suficiencia	111	124	130
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 7%	148	184	152
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 6%	198	234	202
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 5%	245	282	250

A su vez, tratándose del análisis estocástico para una única S/E con atributo de almacenamiento de energía de 300 MW, se diferenciaron tres proyectos (A, B y C), en donde cada uno representó la alternativa de conexión con nodo en S/E Lagunas, S/E Carrera Pinto y S/E Nueva Maitencillo. Los resultados de dicho análisis se expresaron en la Tabla N°62, que a su vez insertamos en la siguiente Figura N°11:

⁹³ Página 140.

⁹⁴ *Ibíd.*

⁹⁵ Página 141.

Figura N°11

Tabla 62: Evaluación económica de la Alternativa 1x300 MW

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23.169	23.767	23.457
Costo Operacional Con Proyecto A	23.026	23.292	23.075
Costo Operacional Con Proyecto B	23.149	23.237	22.943
Costo Operacional Con Proyecto C	23.166	23.263	22.960
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (7%)	23.392	23.654	23.425
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (7%)	23.519	23.606	23.313
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (7%)	23.537	23.636	23.331
Reconocimiento de Potencia de Suficiencia – Proyecto A	106	112	124
Reconocimiento de Potencia de Suficiencia – Proyecto B	103	104	103
Reconocimiento de Potencia de Suficiencia – Proyecto C	103	101	102
Beneficios (Base – Proyecto A) Tasa 7%	227	114	33
Beneficios (Base – Proyecto B) Tasa 7%	100	161	144
Beneficios (Base – Proyecto C) Tasa 7%	82	132	126
Beneficios (Base – Proyecto A) Tasa 6%	273	160	79
Beneficios (Base – Proyecto B) Tasa 6%	147	208	191
Beneficios (Base – Proyecto C) Tasa 6%	129	178	173
Beneficios (Base – Proyecto A) Tasa 5%	318	206	124
Beneficios (Base – Proyecto B) Tasa 5%	192	253	236
Beneficios (Base – Proyecto C) Tasa 5%	174	223	218

Se puede apreciar en ambas tablas que, en cualesquiera de las dos configuraciones de la Obra Nueva, y para todos los escenarios considerados en la Planificación de la Transmisión, que proceden de la PELP (A, B y E), el VAN es siempre positivo.

Asimismo, en ambas tablas hemos destacado en amarillo el reconocimiento y cuantificación del atributo de Potencia de Suficiencia que la Obra Nueva aportaría a la Suficiencia de Potencia del SEN.

Ese reconocimiento y cuantificación de la Potencia de Suficiencia se ajusta estrictamente a lo dispuesto por la norma prevista por el inciso final del artículo 21 de la Nueva Metodología, establecida por la RE 711/2017, cuando señala que, entre los beneficios sistémicos que debía considerar la evaluación técnico-económica de la CNE figura, entre otros, el aporte a la suficiencia de potencia del SEN.

Se trata, entonces del beneficio sistémico que representa la Obra Nueva, en caso de incorporarse al SEN, en términos de su aporte a la Suficiencia de Potencia⁹⁶ del SEN, en el entendido que parte de su contribución apunta a desplazar la necesidad de instalar nueva capacidad de centrales que abastezcan la potencia de punta del SEN (ahorro de costos de inversión).

En este sentido, entendemos que cuando el IT Preliminar hizo referencia a la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad⁹⁷, existió una impropiedad conceptual, en el sentido que se pretendió hacer referencia a que, según lo dispuesto por el artículo 21 de la Nueva Metodología, tratándose de una infraestructura que incorpora atributo de almacenamiento, corresponde considerar su aporte a la suficiencia de potencia del SEN.

Claro es que, tratándose de una Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional, no cabe participación alguna en la venta de potencia, como sí ocurre tratándose de las empresas generadoras.

Según anticipamos, un sistema de almacenamiento que provee el atributo de almacenamiento como parte de la expansión de la transmisión no participará de los balances de transferencias por las inyecciones y retiros⁹⁸ asociadas a su operación como infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional.

V.3 Observaciones formuladas por EDT al IT Preliminar y dictación del IT Final

Dada la plena coincidencia de EDT, acerca del diagnóstico y las necesidades identificadas por el IT Preliminar de la CNE para decretar la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento como parte del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017, 4 de las observaciones formuladas⁹⁹ por EDT a dicho IT Preliminar, se circunscribieron

⁹⁶ De acuerdo a letra o) del artículo 13 del Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (Decreto Supremo N°62, de 1 de febrero de 2006, del Ministerio de Economía), la “Suficiencia de Potencia” es la: “Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan a la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución”.

⁹⁷ Página 141.

⁹⁸ Artículo 109 del Reglamento de Coordinación.

⁹⁹ Escrito de observaciones al IT Preliminar, pp. 1-2.

específicamente a solicitar precisiones en la descripción técnica de esa Obra Nueva. Dichas observaciones fueron las siguientes:

(1°) Respecto al Numeral 3.2.9.1 sobre “Descripción general y ubicación de la obra”, EDT solicitó que se precisara la letra a. según el siguiente tenor: “(...) a. S/E San Andrés de 300 MW nominales con atributo de almacenamiento, conectada de manera individual en un punto del sistema eléctrico: en S/E Lagunas, ó en S/E Carrera Pinto, ó en S/E Nueva Maitencillo (...)”;

(2°) Respecto al Numeral 3.2.9.1, sobre las dos configuraciones ofrecidas para formular ofertas por esta Obra Nueva, EDT solicitó que se precisara la letra a. conforme al siguiente tenor: “(...) La capacidad de almacenamiento mínima se refiere a la capacidad de guardar una cantidad mínima de energía para ser descargada de forma completa y continua. Es decir, un atributo de almacenamiento de capacidad de 100 MW con 1,3 GWh, podrá inyectar energía al sistema a capacidad de 100 MW durante 13 horas seguidas (...)”;

(3°) Respecto al Numeral 3.2.9.1, sobre las dos configuraciones ofrecidas para formular ofertas por esta Obra Nueva, EDT solicitó que se agregara, en la letra a., la precisión del siguiente tenor: “(...) Capacidad de almacenamiento mínimo de, al menos, 1,3 GWh para cada subestación con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 100 MW o al menos 3,9 GWh para subestaciones con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 300 MW. Lo anterior en consideración a los objetivos de minimizar los impactos ante riesgos de desabastecimiento y contingencias, aporte a la competencia y propensión del mercado común, y aportar a la eficiencia económica ante los distintos Escenarios Energéticos posibles (...)”; y

(4°) Respecto del numeral 3.2.9.1, sobre las dos configuraciones ofrecidas para formular ofertas por esta Obra Nueva, EDT solicitó que se señalara lo siguiente: “que los tiempos de carga y descarga requeridos deberán considerar las pérdidas asociadas al proceso de almacenamiento”.

Desafortunadamente, con ocasión de la dictación del IT Final, la CNE adoptó la decisión de suprimir la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017.

En efecto, refiriéndose a su decisión de suprimir del IT Final la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, el Informe de Respuestas de la

CNE señaló lo siguiente¹⁰⁰:

“(...) Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.

Conforme lo anterior, **esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017 (...)**”.

Dada la decisión de la CNE de excluir del IT Final la Nueva S/E San Andrés con Sistema de Almacenamiento, las cuatro observaciones precedentemente citadas, y que EDT formuló asumiendo la mantención de dicha Obra Nueva, tampoco fueron acogidas.

¹⁰⁰ Página 22. Salvo que se indique expresamente lo contrario, todos los destacados son nuestros.

Por lo tanto, a través de su discrepancia, EDT solicita que se reincorpore la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento en el Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017, junto con acogerse también las 4 observaciones formuladas oportunamente respecto de dicha Obra Nueva y que asumían la mantención de esta última en el IT Final.

V.4 Discrepancia

EDT discrepa de la decisión de la CNE de suprimir la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento adoptada con ocasión de la dictación del IT Final, según los fundamentos que se explican a continuación.

V.4.1. EDT coincide plenamente con la posición de la CNE respecto a que la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento se ajusta a la normativa legal y reglamentaria que introdujo la Nueva Ley de Transmisión en materia de Planificación de la Transmisión

Tal cual se señaló por la CNE¹⁰¹, la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento corresponde a un tipo de infraestructura que otorga al SEN nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, tal cual lo exige el artículo 21 de la RE 711/2017.

Asimismo, se trata de una Obra Nueva que posibilita cumplir con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87 de la LGSE y con los criterios que se deben aplicar a la Planificación de la Transmisión establecidos en ese mismo artículo.

Así quedó demostrado en los análisis técnicos y económicos del IT Preliminar, sobre cuya base fue decretada dicha Obra Nueva, según expusimos en detalle en la Sección V.2 precedente.

A pesar de ello, con ocasión de la dictación del IT Final, la CNE comunicó su decisión de posponer la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, argumentando:

- (i) Haber detectado que sus beneficios se mantienen si dicha Obra

¹⁰¹ Informe de Respuestas; pp. 22-23.

Nueva se pospone para un siguiente plan de expansión; y

- (ii) Que, por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requeriría un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector.

Mostraremos a continuación que, ninguna de las dos razones expuestas por la CNE, son correctas ni tampoco válidas, para suprimir la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del IT Final, debiendo ser reincorporada dicha Obra Nueva en el Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017 en los términos en que lo solicitamos en nuestra Petición Concreta.

V.4.2. De posponerse la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento para un siguiente Plan de Expansión de la Transmisión, los beneficios positivos (VAN) de dicha Obra Nueva no se mantienen en las condiciones y niveles determinados en el IT Preliminar

Si bien la CNE señala que los beneficios de la Obra Nueva se mantienen en caso de posponerla para un siguiente plan de expansión, lo cierto es que la decisión de la CNE implicó reducir el plazo constructivo que había considerado en el IT Preliminar para la configuración (a) de la Obra Nueva, esto es, para la configuración en que el atributo de almacenamiento se oferta en la S/E Andrés con 300 MW nominales en un punto del SEN.

Así lo confirmamos mediante comunicación de correo electrónico sostenida con la CNE¹⁰².

En efecto, de acuerdo con el IT Preliminar, la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento se describió según dos configuraciones posibles, pudiendo el interesado en adjudicársela decidir respecto de cual de ellas presentar su oferta.

A su vez, el Numeral 3.2.9.3 de dicho IT estableció diferentes fechas de entrada en operación para cada una de esas dos configuraciones, a saber:

¹⁰² Mediante correo electrónico de 13 de marzo de 2018, el señor Iván Saavedra, Jefe del Departamento Eléctrico de la CNE nos confirmó que la variación introducida al IT Preliminar fue únicamente un tema de “plazos constructivos”, en el sentido que en el IT Preliminar se consideró un plazo constructivo de 5 años para dicha Obra Nueva, en esa configuración, cosa que en el IT Final varió a 4 años. Se acompaña copia del referido correo al presente escrito.

- (i) Para la Obra Nueva de 1x300 MW con adjudicación proyectada en febrero del año 2020 y comisionamiento (entrada en operación) en el mes de febrero del año 2025, es decir, estableciendo un plazo constructivo de 60 meses (contado desde la fecha de adjudicación de la licitación); y
- (ii) Para la Obra Nueva de 3x100MW con adjudicación proyectada en el mes de febrero del año 2020 y comisionamiento en el mes de febrero del año 2024, es decir, estableciendo un plazo constructivo de 48 meses.

Dada la respuesta obtenida de la CNE, observamos que su estimación apunta a que los beneficios de la Obra Nueva de 1x300 MW se mantendrían de manera equivalente si su adjudicación proyectada se desplaza en un año (o sea al mes de febrero del año 2021), con una reducción correlativa del plazo constructivo a 4 años para dicha Obra, en esa configuración (1x300 MW) y a 3 años para la Obra Nueva en configuración de 3x100 MW.

Es decir, dado que para ambas configuraciones de esta Obra Nueva la decisión de la CNE fue mantener su fecha de entrada en operación (comisionamiento), entonces el ajuste se vería reflejado en las siguientes condiciones:

- (i) Obra Nueva de 1x300MW con adjudicación proyectada para el mes de febrero del año 2021 y comisionamiento para el mes de febrero del año 2025, es decir, un plazo constructivo de 48 meses; y
- (ii) Obra Nueva de 3x100MW con adjudicación proyectada para el mes de febrero del año 2021 y comisionamiento para el mes de febrero del año 2024, es decir, un plazo constructivo de 36 meses.

Pues bien, dadas esas condiciones resultantes de la reducción del plazo constructivo para la Obra Nueva en su configuración (a) [Obra Nueva de 1x300MW], debemos precisar que los beneficios netos positivos no se mantienen en el nivel en que fueron determinado en el IT Preliminar, sino que disminuyen significativamente.

En efecto, que la decisión de la CNE de reducir el plazo constructivo de la Obra Nueva (en su configuración 1x300 MW) de 5 a 4 años genera como

consecuencia que la entrada en operación de dicha Obra Nueva termine verificándose el año 2026.

Decimos lo anterior, pues, un entrante con la tecnología de un sistema de almacenamiento por bombeo, tecnología que representa el 95% de la capacidad mundial instalada en activos de sistemas de almacenamiento, necesariamente enfrentará un tiempo de desarrollo y constructivo de, como mínimo, 5 años. Para sostenerlo, tenemos en vista a lo menos las siguientes consideraciones:

En primer lugar, la puesta en servicio de un proyecto de infraestructura involucra al menos dos etapas previas perfectamente distinguibles, a saber: (a) la etapa de desarrollo (que implica ingeniería, preparación y tramitación de estudio de impacto ambiental, y tramitación de permisos y concesiones sectoriales); y (b) la etapa de construcción.

Así, para un proyecto de inversión como el que se plantea en la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, en cualquiera de sus dos configuraciones, habría que considerar al menos:

- Para el año 1: desarrollo de la Ingeniería y posteriormente preparación del Estudio o Declaración de Impacto Ambiental (con sus respectivas líneas de base en temporadas contrapuestas), según corresponda;
- Para el año 2: la tramitación ambiental;
- Para el año 3: la obtención de permisos sectoriales y concesiones eléctricas correspondientes. Además, durante este año se estructuraría el financiamiento y se iniciaría la construcción,
- Para los años 3 a 5: el proceso de construcción.

Según hemos indicado, la tecnología de almacenamiento basada en centrales hidráulicas de bombeo, que representan el 95% de la capacidad instalada mundial en sistemas de almacenamiento y que dadas las características geográficas de Chile pueden alcanzar niveles de competitividad mayores a sus tecnologías competidoras en términos de costos, plausiblemente tendrán un proceso de tramitación ambiental y período de construcción ligeramente mayor incluso a los 5 años.

La plausibilidad a que nos referimos se basa en evidencia directa y reciente, cómo es el caso de la Nueva Línea Cardones-Polpaico 2x500 kV, respecto a la cual innumerables notas de prensa dan cuenta del atraso en que se encuentra respecto a las fechas establecidas para su entrada en operación, sobre pasando los plazos constructivos estimados por la autoridad.

Se trata de retrasos que generan efectos en el mercado. Por ejemplo, una nota de prensa publicada el 26 de abril de 2017¹⁰³ señalaba que, debido al retraso que se preveía respecto a la entrada en operación de dicha Línea, la empresa Engie Energía Chile se encontraba buscando alternativas que le permitieran cubrir el contrato de suministro eléctrico que se había adjudicado en el mes de diciembre del año 2014.

En segundo lugar, nos parece que las circunstancias que hemos mencionado para no reducir el plazo constructivo de 5 a 4 años, se encuentran en concordancia con las razones dadas por la CNE en su Informe de Respuestas para no disminuir el plazo constructivo de determinadas obras consideradas en el Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017.

Así, por ejemplo, frente a la solicitud de reducir los plazos constructivos de los proyectos Línea 2x500 kV Entre Ríos-Ciruelos y Ciruelos-Pichirropulli), la CNE¹⁰⁴ rechazó dicha petición, exponiendo que existían algunas variables que podrían retrasar la ejecución de los proyectos, como el clima, retraso en la construcción de caminos de acceso producto de las condiciones climáticas, entre otras variables territoriales y medioambientales.

En tercer lugar, nos parece que una reducción del plazo constructivo iría en contra de la finalidad de estimular la posibilidad de que el mayor número de actores posible se presente a la licitación de esta Obra Nueva, cada uno decidiendo libremente la configuración tecnológica de su oferta técnica.

En este sentido, mantener el plazo constructivo de 5 años considerado en el IT Preliminar, se encuentra en sintonía con otras medidas legales que se han adoptado en los últimos años precisamente con el objeto de incrementar la competencia en el número de actores que se presentan a licitaciones que suponen la posibilidad de construir nueva infraestructura eléctrica.

¹⁰³ Diario Financiero, cuya nota se tituló: “Engie Energía analiza tres alternativas para enfrentar atraso de Línea Cardones-Polpaico”.

¹⁰⁴ Informe de Respuestas de la CNE a las observaciones formuladas al IT Preliminar; p. 124.

Ese es el caso de la Ley N°20.805, de 2015, que modificó el sistema de licitaciones de adjudicación de suministro eléctrico para clientes regulados y para cuya elaboración se tuvo en vista que los reducidos plazos otorgados entre la fecha de adjudicación del suministro y la fecha efectiva de inicio del suministro imposibilitaban que se presentasen a las licitaciones entrantes con nuevos proyectos de infraestructura, cuya construcción y puesta en servicio requería de tiempos constructivos mayores.

Para prevenir ese efecto anticompetitivo, la Ley N°20.805 estableció que la licitación de esos suministros debería efectuarse con una antelación mínima de 5 años respecto de la fecha establecida para el inicio del suministro (artículo 131 de la LGSE).

En cuarto lugar y, por último, mostramos en los siguientes gráficos de barras cómo se reduce el nivel de VAN positivo asociado a la Obra Nueva cuando esta última entra en operación el año 2026 (que es lo que ocurre con la reducción del plazo constructivo de 5 a 4 años), en vez de entrar en operación el año 2025 (que es la situación modelada en el IT Preliminar), tanto para la modelación desarrollada por la CNE, como para la modelación propia efectuada por EDT.

Figura N°12

Tabla 14: Resumen Valor presente según año de entrada y promedio de los tres escenarios (en millones de US\$) según resultados CNE modelo bloques

Año entrada	Esc 1 (PELP A)	Esc 2 (PELP B)	Esc 3 (PELP E)	Promedio
2024	268	164	84	172
2025	273	160	79	171
2026	278	156	73	169



Figura 6: Resumen Valor presente promedio según año de entrada para resultados CNE modelo bloques

Figura N°13

Tabla 10: Resumen Valor presente según año de entrada y promedio de los tres escenarios (en millones US\$) según resultados modelo Ameba horario

Año entrada	Esc 1 (PELP A)	Esc 2 (PELP B)	Esc 3 (PELP E)	Promedio
2024	381	893	947	740
2025	395	885	938	739
2026	409	877	926	737



Figura 3: Resumen Valor presente promedio según año de entrada según resultados modelo Ameba horario

Como puede observarse, los niveles del VAN positivo que arroja la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento con entrada en operación el año 2025 es superior en dos (B y E) de los tres escenarios (A, B y E) considerados en la Planificación de la Transmisión del IT Final, respecto a la misma Obra Nueva con entrada en operación el año 2026.

A todo lo ya expuesto, cabe adicionar que el análisis asumido por EDT para desarrollar esos cálculos del VAN es conservador, pues, utiliza el mismo software utilizado para el IT Final (OSE 2000 y no uno de resolución horaria), y tampoco se incluyen en el mismo los beneficios medioambientales y de SSCC que produce la incorporación del atributo de almacenamiento de la Obra Nueva en el SEN.

En suma, de postergarse la incorporación de dicha Obra Nueva en el Plan de Expansión de la Transmisión con entrada en operación el año 2026, la pérdida de eficiencia social (es decir el excedente de los clientes finales y también de los productores) será significativa.

V.4.3. Que se requiera un mayor nivel de análisis de todo el sector respecto a los sistemas de almacenamiento, según sostiene la CNE, no es una razón jurídicamente válida para suprimir la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del Plan de expansión para la Transmisión correspondiente al año 2017

Para justificar la supresión de la Nueva S/E con Sistema de Almacenamiento del IT Final, la CNE ha señalado en su Informe de Respuestas que, dada la reciente introducción de este tipo de infraestructura nueva en la legislación, ha estimado necesario un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector, para lo cual ha resuelto incorporar el análisis de la metodología de evaluación de este tipo de proyectos en las mesas de trabajo que serán convocadas para la elaboración del reglamento de Planificación de la Transmisión.

Nos parece que dicha razón no es jurídicamente válida, ni empíricamente correcta para suprimir la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del IT Final, a lo menos por las consideraciones siguientes:

En primer lugar, si la CNE estima necesario volver a evaluar la metodología de evaluación de proyectos de expansión de la transmisión que contemplan infraestructura que presta múltiples servicios al SEN, ello es perfectamente válido y ajustado a sus potestades normativas.

Sin embargo, esa no es una razón válida para que, con motivo de dicha decisión de política pública, se deje sin efecto una Obra Nueva que fue evaluada económicamente conforme a la Nueva Metodología actualmente vigente de conformidad a la regulación contenida en la RE 711/2017.

Según hemos mostrado latamente, la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento fue evaluada económicamente según lo previsto en dicha Nueva Metodología, particularmente a la luz del artículo 21 de la RE 711/2017.

En consecuencia, si la CNE desea evaluar alguna modificación a dicho cuerpo normativo, de naturaleza reglamentaria, puede hacerlo válidamente, pero con efectos hacia el futuro, pero en ningún caso afectando retroactivamente la evaluación económica de una Obra Nueva que cumplió los requisitos regulados en cada una de las etapas de dicha RE 711/2017.

En segundo lugar, hemos mostrado con detalle en la Sección IV precedente que, con ocasión de la implementación de la Nueva Ley de Transmisión y particularmente de los nuevos criterios de Planificación de la Transmisión, ha habido un largo análisis y debate sectorial, que ha tomado prácticamente un año.

Dicho proceso de análisis ha considerado mesas de trabajo para trabajar sobre el Reglamento de Coordinación, más una consulta pública del texto de este último.

Adicionalmente y, en paralelo ha habido, un seminario internacional y talleres locales con actores de la industria eléctrica nacional participando y opinando, entre otras cosas, sobre la necesidad de evaluar la incorporación de los sistemas de almacenamiento como parte de la Planificación de la Transmisión.

El propio Informe de la U. de Colorado, considerado un antecedente fundante de la RE 711/2017, recomendó explícitamente considerar los sistemas de almacenamiento como parte de los proyectos candidatos para la expansión de los sistemas de transmisión.

En definitiva, nos parece que ha habido un nivel de análisis suficientemente detallado y enriquecedor con todo el sector, entendiendo que su desarrollo no puede mantenerse en el tiempo de mod indefinido, menos aún si en esas mesas o debates existirán, natural y legítimamente, intereses y visiones contrapuestas.

Con todo, si se estimara que aún se requiere mayor análisis, nos parece que esa estimación en caso alguno podría afectar el correcto proceso de evaluación económica de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, el cual se ajustó a cabalidad a todos los requisitos jurídicos, técnicos y económicos que establece la RE 711/2017, actualmente vigente.

En tercer lugar, nos parece importante precisar que la Nueva Ley de Transmisión ya el mes de julio vino a reconocer legalmente la categoría de Sistema de Almacenamiento, habiendo transcurrido desde ello prácticamente un año y medio.

Con todo, a mayor abundamiento, parece pertinente resaltar que, con la entrada en vigor de la Nueva Ley de Transmisión, los Sistemas de

Almacenamiento se encuentran regulados en la LGSE y su funcionalidad y múltiples servicios sistémicos que pueden prestar al SEN los habilita para ser incorporados como activos del Sistema de Transmisión Nacional, en concordancia con lo dispuesto por el artículo 87 de la LGSE y la RE 711, particularmente el artículo 21 de esta última.

Ello es precisamente lo que demanda el cambio de paradigma en la Planificación de la Transmisión, lo cual fue recogido a través de normas legales y reglamentarias expresas para darle ejecución, expresándose finalmente en el IT Preliminar que, ajustándose estrictamente a dicha RE 711/2017, decretó como Obra Nueva la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento.

En este sentido, resulta ilustrativo tener presente que, en el pasado, con ocasión de la evaluación de obras candidatas para la expansión del entonces sistema de transmisión troncal (“STT”), fueron evaluados equipos de compensación estática de reactivos y los denominados equipos FACTS, incorporándose varios de ellos como parte de las alternativas de expansión del STT validadas por la CNE.

En efecto, el Plan de Expansión del STT aprobado por la Resolución exenta N°54, de 13 de enero de 2009, de la CNE, incorporó un banco de condensadores de 50 MAVr en la S/E Alto Jahuel y en la S/E Cerro Navia en calidad de Obras de Ampliación.

Ese mismo Plan de la CNE decretó también la instalación de un CER (equipo de compensación estática de reactivos) en la S/E Diego de Almagro en calidad de Obra Nueva para la expansión del STT. En el caso de esta Obra Nueva, este H. Panel tuvo oportunidad de pronunciarse sobre discrepancias formuladas por empresas eléctricas que cuestionaron su incorporación en el Plan no por razones legales, sino que por razones técnicas en el sentido que existían otras medidas y equipos existentes en el sistema (EDACxCE¹⁰⁵) para cumplir la función de seguridad de servicio tenida en vista por la CNE al decretar la incorporación del referido CER.

Así, en su Dictamen N°1-2009, de 10 de marzo de 2009, este H. Panel consideró que tanto el CER como el EDACxCE eran alternativas válidas para evaluarlas como proyectos candidatos para expandir el STT. Sin embargo, estimó el H. Panel que el EDACxCE resultaba más eficiente que la instalación

¹⁰⁵ Esquema de Desconexión Automática de Carga por contingencia específica.

de un CER en la S/E Diego de Almagro frente a la desconexión intempestiva de una unidad de la Central Guacolda o un circuito de la Línea Maitencillo-Cardones 3x220 kV¹⁰⁶.

En definitiva, este precedente nos permite observar que equipos como un CER o un banco de condensadores que no son ni una línea de transmisión, ni un transformador ni tampoco una S/E, se han evaluado como activos de red idóneos para expandir el sistema de transmisión, en cuanto dichos activos cumplen funcionalmente con el servicio de transmisión de energía eléctrica, observando determinados niveles de seguridad de servicio.

De modo equivalente, un sistema de almacenamiento debe cumplir exactamente con la misma función de transportar la energía, de un momento a otro, sirviendo igualmente a las finalidades que le establece el artículo 225 letra ad) de la LGSE, esto es: contribuyendo con la seguridad, suficiencia y eficiencia económica del SEN, dada su naturaleza prestadora de múltiples servicios.

V.5 Petición concreta

Solicito al H. Panel que, como consecuencia de acoger la presente discrepancia, se disponga que debe reincorporarse en el IT Final de la CNE que contenga el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, a continuación de la obra nueva descrita en su Numeral 3.2.8, la siguiente Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional con las precisiones descriptivas, de carácter técnico que oportunamente hizo presente EDT a la CNE:

“3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

3.2.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de subestaciones y líneas que permitan entregar el atributo y funcionalidad de almacenamiento de energía al sistema eléctrico. El proyecto podrá configurarse de la siguiente manera, a elección del o los oferentes:

¹⁰⁶ Página 21.

a. S/E San Andrés de 300 MW nominales con atributo de almacenamiento, conectada de manera Individual en un punto del sistema eléctrico: en S/E Lagunas, ó en S/E Carrera Pinto, ó en S/E Nueva Maitencillo; ó

b. Atributo de almacenamiento conectado de manera distribuida en varios puntos del sistema eléctrico: 1x100 MW en S/E Lagunas y 1x100 MW en S/E Carrera Pinto y 1x100 MW en S/E Nueva Maitencillo.

El proyecto, en cualquiera de las configuraciones descritas precedentemente, deberá cumplir con las siguientes características mínimas:

a. Capacidad de almacenamiento mínimo de, al menos, 1,3 GWh para cada subestación con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 100 MW o al menos 3,9 GWh para subestaciones con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 300 MW. Lo anterior en consideración a los objetivos de minimizar los impactos antes riesgos de desabastecimiento y contingencias, aporte a la competencia y propensión del mercado común, y aportar a la eficiencia económica ante los distintos Escenarios Energéticos considerados en la Planificación de la Transmisión.

La capacidad de almacenamiento mínima se refiere a la capacidad de guardar una cantidad mínima de energía para ser descargada de forma completa y continua. Es decir, un atributo de almacenamiento de capacidad de 100 MW con 1,3 GWh, podrá inyectar energía al sistema a capacidad de 100 MW durante 13 horas seguidas.

b. El tiempo de carga para alcanzar el nivel de almacenamiento neto mínimo solicitado previamente de las subestaciones con atributo de almacenamiento no debe ser superior a 13 horas. El nivel de descarga neto, no deberá ser superior al indicado previamente. Los tiempos de carga y descarga requeridos deberán considerar las pérdidas asociadas al proceso de almacenamiento.

En las respectivas bases de licitación se deberán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir dichas instalaciones, en las diferentes alternativas configuración del proyecto señaladas precedentemente.

3.2.9.2 Equipos de alta tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos.

3.2.9.3 Entrada en operación

En caso de adjudicarse el proyecto como una sola obra de 300 MW, en cualquier de los nodos de conexión definidos, ésta deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

De otra manera, de adjudicarse la alternativa consistente en tres obras de 100 MW cada una en las subestaciones definidas, éstas deberán ser construidas y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva”.

VI. Discrepancia sobre la incorporación de los beneficios ambientales correspondientes al desplazamiento de emisiones de CO₂, a la evaluación económica de la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento

VI.1. IT Preliminar de la CNE

Conforme al IT Preliminar, la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento produce beneficios netos para el SEN en todas sus alternativas de configuración y en todos los escenarios considerados en la Planificación de la Transmisión, según se puede apreciar de los cálculos realizados en el IT Preliminar.

La Tabla 61¹⁰⁷ del IT Preliminar presenta el análisis estocástico para la

¹⁰⁷ IT Preliminar, p. 141.

expansión llevada a cabo mediante tres S/E con atributo de almacenamiento de energía de 100 MW. En los tres escenarios simulados por la CNE este proyecto genera beneficios netos para el sistema.

Tabla N°1

Tabla 61: Evaluación económica de la Alternativa 3x100 MW

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23.619	23.767	23.457
Costo Operacional Con Proyecto	23.081	23.206	22.933
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.582	23.707	23.434
Reconocimiento de Potencia de Suficiencia	111	124	130
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 7%	148	184	152
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 6%	198	234	202
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 5%	245	282	250

La Tabla 62¹⁰⁸ del IT Preliminar, por su parte, presenta los análisis estocásticos para las distintas alternativas de expansión propuestas que involucran el desarrollo de una sola S/E con atributo de almacenamiento de energía de 300 MW.

El “Proyecto A” supone la alternativa de conexión en Lagunas, el “Proyecto B” la alternativa de conexión en Carrera Pinto, y el “Proyecto C”, la alternativa de conexión en Nueva Maitencillo.

Tabla N°2

Tabla 62: Evaluación económica de la Alternativa 1x300 MW

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23.169	23.767	23.457
Costo Operacional Con Proyecto A	23.026	23.292	23.075
Costo Operacional Con Proyecto B	23.149	23.237	22.943
Costo Operacional Con Proyecto C	23.166	23.263	22.960
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (7%)	23.392	23.654	23.425

¹⁰⁸ IT Preliminar, pp. 141 y 142.

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (7%)	23.519	23.606	23.313
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (7%)	23.537	23.636	23.331
Reconocimiento de Potencia de Suficiencia – Proyecto A	106	112	124
Reconocimiento de Potencia de Suficiencia – Proyecto B	103	104	103
Reconocimiento de Potencia de Suficiencia – Proyecto C	103	101	102
Beneficios (Base – Proyecto A) Tasa 7%	227	114	33
Beneficios (Base – Proyecto B) Tasa 7%	100	161	144
Beneficios (Base – Proyecto C) Tasa 7%	82	132	126
Beneficios (Base – Proyecto A) Tasa 6%	273	160	79
Beneficios (Base – Proyecto B) Tasa 6%	147	208	191
Beneficios (Base – Proyecto C) Tasa 6%	129	178	173
Beneficios (Base – Proyecto A) Tasa 5%	318	206	124
Beneficios (Base – Proyecto B) Tasa 5%	192	253	236
Beneficios (Base – Proyecto C) Tasa 5%	174	223	218

Sin perjuicio de lo anterior, el IT Preliminar subvaloró los beneficios netos de la S/E San Andrés con Sistema de Almacenamiento al no considerar en el análisis económico de dicha Obra Nueva los beneficios medioambientales correspondientes al desplazamiento de emisiones de CO₂.

Al explicar la metodología utilizada para realizar el análisis técnico económico de los proyectos, el IT Preliminar señaló que dicho análisis se dividió en dos sub etapas.

Una primera sub etapa relativa a la factibilidad y valorización de los proyectos y una segunda sub etapa relativa a la evaluación económica de los proyectos¹⁰⁹.

A continuación, nos referiremos exclusivamente a la primera sub etapa, en cuanto sólo en ésta la CNE incorporó un análisis relativo a criterios y variables ambientales y territoriales. Sin embargo, y como explicaremos en detalle en la Sección VI.4 siguiente, la CNE no dio cumplimiento cabal a su obligación de considerar variables y criterios ambientales y territoriales en la Planificación de la Transmisión, en cuanto sólo consideró las variables

¹⁰⁹ IT Preliminar, p. 115.

ambientales como restricciones en la sub etapa de factibilidad y valorización, siendo que, por mandato legal, debía considerar variables y criterios ambientales que promovieran la sustentabilidad ambiental del Plan de Expansión, cuya manifestación más determinante es la inclusión de beneficios ambientales en la etapa de la evaluación económica de los proyectos.

En la primera sub etapa del análisis técnico económico relativa a la factibilidad y valorización de los proyectos, el estudio de factibilidad consistió en la verificación de la información disponible de cada uno de los proyectos de expansión, esto es, de sus características, plazos constructivos, alternativas y condiciones para su realización, entre otros.

En la etapa de valoración, la CNE determinó los Valores de Inversión y COMA referenciales de cada proyecto, en base a diversos elementos, entre los cuales mencionó las: “(...) *variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio* (...)”¹¹⁰, de acuerdo a lo informado por el Ministerio de Energía en el Oficio Ordinario N° 1744 de 15 de diciembre de 2017 (“Of. Ord. N° 1744”) y en el Oficio Ordinario N°1745 de diciembre 2017, relativo a los criterios considerados para la definición de las obras nuevas que deben someterse al Estudio de Franjas¹¹¹.

En concreto, el IT Preliminar señaló que para el estudio de factibilidad y valorización desarrolló la siguiente metodología.

Primero, se obtuvo información técnica de las instalaciones de transmisión para la evaluación del estado actual de las instalaciones, capacidad de transporte para líneas de transmisión, conexiones y espacios disponibles en subestaciones, interferencias con otras instalaciones actuales y proyectadas, entre otros¹¹².

En segundo lugar, se definió y clasificó cada uno de los proyectos evaluados en sub proyectos para: ubicar y valorizar suministros y materiales, mano de obra, montaje, desmontajes, supervisión, faenas e ingeniería, estimación de plazos constructivos, *interferencias medioambientales*, estimación de precios de servidumbres, valorización de costos directos e indirectos y recargos entre

¹¹⁰ Id.

¹¹¹ Id.

¹¹² Id.

otros¹¹³. El IT Preliminar luego continúa detallando la metodología utilizada para el estudio de factibilidad y valorización, en la cual no ahondaremos, al no referirse a variables o criterios medioambientales.

Como se puede apreciar, en la sub etapa de “factibilidad y valorización” del análisis técnico económico de los proyectos, los criterios y variables medioambientales y territoriales son sólo utilizados con el objeto de determinar las “interferencias medioambientales”. Para entender a qué se refiere el IT Preliminar al hablar de “interferencias medioambientales” es necesario hacer referencia al Of. Ord. N° 1744 del Ministerio de Energía.

A través del Of. Ord. N° 1744, el Ministerio de Energía envió a la CNE una sistematización de la información territorial y ambiental en cumplimiento con lo mandado en el inciso tercero del artículo 87 de la LGSE. En dicho Oficio, el Ministerio distinguió entre la información correspondiente a la infraestructura energética nacional existente¹¹⁴, la infraestructura energética nacional proyectada¹¹⁵, y la información correspondiente a las variables ambiental-territoriales relevantes¹¹⁶.

El Of. Ord. N° 1744 clasifica las variables ambiental-territoriales en (i) variables naturales, es decir, aquellas vinculadas a la valorización de ecosistemas, objetos de conservación, preservación y/o resguardo a través de figuras de protección oficiales, tales como parques o reservas nacionales, entre otras¹¹⁷; (ii) variables culturales vinculadas al resguardo o valoración del patrimonio nacional, cultural e indígena del territorio, tales como monumentos históricos, zonas típicas y territorio indígena, entre otras¹¹⁸; y (iii) finalmente variables productivas, vinculadas al valor turístico de una región, tales como las zonas de interés turístico¹¹⁹.

Conforme indica el Of. Ord. N° 1744, y según consta tanto en el Informe Preliminar de PELP del Ministerio de Energía, del 20 de junio de 2017 (“PELP Preliminar”)¹²⁰, que tuvo a la vista la CNE al momento de la elaboración del IT Preliminar¹²¹, como en el Informe Final Corregido del Proceso de

¹¹³ Id, p. 116.

¹¹⁴ Of. Ord. N° 1744, p. 6.

¹¹⁵ Id, p. 14.

¹¹⁶ Id. p. 22.

¹¹⁷ Id.

¹¹⁸ Id., p. 25.

¹¹⁹ Of. Ord. N° 1744, p. 28.

¹²⁰ Según consta en las tablas 5 y 6, pp. 28-29.

¹²¹ IT Preliminar, p. 97.

Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, del 19 de febrero del 2018 (PELP Final)¹²², las variables ambientales-territoriales fueron utilizadas como *restricciones* para la determinación de zonas potenciales de generación eléctrica en base a recursos energéticos renovables¹²³.

Así, en la determinación de las áreas con potencial eólico, solar fotovoltaico y solar CSP se consideraron como “factores ambientales”, las zonas que pertenecen al Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas por El Estado (“SNASPE”), particularmente, los parques nacionales, reservas nacionales y monumentos naturales, y los humedales clasificados como sitios RAMSAR¹²⁴.

En dichas zonas se excluyó la posibilidad de establecer una zona potencial de generación eléctrica. También se consideró como variable ambiental el “inventario de cuerpo de aguas naturales”, en cuyo caso se estableció una restricción de 300 metros¹²⁵. Como “factores territoriales” se consideraron los límites urbanos, los inventarios de cuerpos de agua antropizados, la red hidrográfica, la red vial, la línea de costa, la densidad de potencia y el área mínima contigua, todas las que establecen restricciones específicas para la determinación de potenciales zonas de generación¹²⁶, como consta en la Tabla N°3 siguiente. Este mismo ejercicio se realiza respecto a las zonas potenciales de generación hidroeléctrica y geotérmica¹²⁷.

¹²² Según consta en las tablas 6 y 7, pp. 35-37.

¹²³ Of. Ord. N° 1744, p. 31. El Informe Final de la PELP, por su parte, en la sección Potenciales y Perfiles de generación señala que “Para la definición de las áreas con potenciales, se consideraron los recursos renovables eólico, solar (Fotovoltaico y Concentración Solar de Potencia), hidroeléctrico y geotérmico y se establecieron factores técnicos, ambientales y territoriales con diferentes umbrales y/o tipologías de restricción, que condicionan el aprovechamiento del recursos según se resume en las siguientes tablas”, p. 35.

¹²⁴ La Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional (Ramsar, Irán, 1971), es un tratado intergubernamental cuya misión es la conservación y el uso racional de los humedales mediante acciones locales y nacionales y gracias a la cooperación internacional, como contribución al logro de un desarrollo sostenible en todo el mundo, según el Ministerio de Agricultura, ver <http://www.conaf.cl/parques-nacionales/conservacion-de-humedales/>.

¹²⁵ Of. Ord. N° 1744, p. 32.

¹²⁶ Id.

¹²⁷ Id.

Tabla N°3

FACTORES AMBIENTALES	RESTRICCIÓN		
SNASPE (Parques Nacionales, Reservas Nacionales, Monumentos Naturales)	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia
Sitios Ramsar	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia
Inventario de Cuerpos de Agua Naturales	300 m	300 m	300 m
Factores territoriales	Restricción		
Límites Urbanos	1,000 m	1,000 m	1,000 m
Inventario Cuerpos de Agua Antropizados	300 m	300 m	300 m
Red Hidrográfica	300 m	300 m	300 m
Red Vial	60 m	60 m	60 m
Línea de Costa	100 m	100 m	100 m
Densidad de Potencia	30 ha/MW las regiones del Biobío y La Araucanía, y 20 ha/MW para las regiones restantes ¹⁰	4 ha/MW	7 ha/MW
Área mínima continua	2,000 ha (Zona de Taltal) y 1,000 y 1,500 ha resto de la zona de estudio	200 ha	700 ha

Fuente: <http://pelp.minenergia.cl>, Noviembre 2017.

Tabla 5: Factores y umbrales: Eólico y Solar

FACTORES	EÓLICO	SOLAR FOTOVOLTAICO	SOLAR CSP
FACTORES TÉCNICOS	RESTRICCIÓN		
Factor de planta	Mínimo 0.34 En base a un aerogenerador tipo de 2.3 MW a 100 m de altura	Mínimo 0.24 En base a configuración con seguimiento en un eje	Mínimo 0.75 (con 12hrs. horas de acumulación a plena carga)
Altitud	Máximo 3,000 msnm entre las regiones de Arica y Parinacota, y Antofagasta. Máximo 2,000 msnm para el resto de las regiones	Máximo 4,000 msnm	-
Pendiente del terreno	Máxima 15°	Máximo 10° Orientación norte y 4° para el resto de la	Máxima 3°

En virtud de la información indicada, podemos inferir que el IT Preliminar de la CNE al señalar que consideró “interferencias ambientales” en la sub etapa de factibilidad y valorización del análisis económico de los proyectos del Plan Expansión, está indicando que utilizó los criterios y variables ambientales y territoriales exclusivamente como restricciones para la localización para los proyectos evaluados.

En conclusión, y como es evidente de una lectura de la metodología utilizada para el análisis técnico económico de los proyectos detallada en la sección 6.4.5 del IT Preliminar, la CNE utilizó determinadas variables ambientales y

territoriales como restricciones para la localización de proyectos, sin embargo, en ningún caso consideró criterios y variables ambientales para evaluar los beneficios ambientales producidos por los diferentes proyectos, tales como el desplazamiento de las emisiones de CO₂.

Como argumentaremos en la Sección VI.4, esto cobra particular relevancia en el caso de un proyecto con atributos de almacenamiento como la Nueva S/E Don Andrés Sistema de Almacenamiento, debido al consenso técnico existente respecto a los beneficios ambientales que los sistemas de almacenamiento generan debido al desplazamiento de emisiones de CO₂. En el caso de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, el único beneficio adicional considerado fue el reconocimiento de su aporte a la Suficiencia de Potencia del SEN, tal como consta en las tablas 61 y 62 del IT Preliminar.

VI.3 Observaciones formuladas por EDT al IT Preliminar y dictación del IT Final

Ante la omisión por parte de la CNE de considerar dentro de los beneficios de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, los criterios y variables ambientales, en particular los beneficios ambientales asociados al desplazamiento de emisiones de CO₂, EDT realizó la siguiente observación al IT Preliminar respecto de la S/E San Andrés con Sistema de Almacenamiento:

3.2.9 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión nacional. Pg. 37	<p>El atributo de almacenamiento se caracteriza por una diversidad de cualidades que conllevan importantes beneficios y avances en línea de los objetivos expuestos en la Ley para el sistema de transmisión. Esta consideración ha sido abordada por numerosos países en el desarrollo de sus sistemas de transmisión.</p> <p>Se considera apropiado que se reconozca en el Informe Definitivo que el estudio corresponde a un escenario conservador, al menos en lo que respecta al aporte del atributo de almacenamiento respecto a variables ambientales, en específico a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto del sistema eléctrico.</p> <p>Se estima que 300 MW de almacenamiento en la zona norte permitirían desplazar en promedio 540 mil ton/CO₂ anuales, lo que a un valor de 40 \$/ton CO₂ como precio social definido por el Ministerio de Desarrollo Social (febrero, 2017), representa un aporte relevante al sistema eléctrico.</p>	<p>Se sugiere que en el numeral 3.2.9.4 se agregue:</p> <p>El caso de estudio corresponde a un caso conservador por cuanto no ha contemplado los efectos económicos de la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero en el sistema eléctrico nacional.</p>
--	--	---

Como puede apreciarse de la observación realizada, EDT solicitó a la CNE explicitar que los beneficios asociados a la Nueva S/E San Andrés con Sistema de Almacenamiento fueron conservadores, en cuanto, en contra de lo establecido en la LGSE, que indica que la planificación debe considerar variables ambientales, no se incorporó los beneficios ambientales correspondientes a desplazar en promedio 540 mil ton/CO2 anuales, las cuales valorizadas a un precio social definido por el Ministerio de Desarrollo Social de \$40 USD/tonCO2, representan beneficios importantes asociados a este proyecto.

Sin pronunciarse sobre el mérito de la observación¹²⁸, es decir, sin referirse a si el análisis económico de la S/E Andrés con Sistema de Almacenamiento debe o no incluir los beneficios ambientales asociados al desplazamiento de emisiones de CO2, la CNE rechazó la observación como consecuencia de haber suprimido la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del IT Final.

VI.4 Discrepancia

Conforme a lo establecido en el artículo 87 de la LGSE, la CNE tiene la obligación legal de considerar los criterios y variables medioambientales en el análisis técnico económico de los proyectos.

El artículo 87° de la LGSE, en lo pertinente a esta discrepancia, establece

¹²⁸ La CNE respondió a esta observación en los mismos términos utilizados respecto de toda otra observación referida al proyecto S/E Don Andrés, señalando que: No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.

Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017”.

que en la Planificación Anual de la Transmisión la CNE: (i) debe considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, (...) que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan, y (iii) debe incorporar como tasa de actualización para la planificación, la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N°20.530:

“Artículo 87°.- Planificación de la Transmisión. Anualmente la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

En este proceso se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 83° y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico. Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo

señalado en el artículo 86°, y

d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente. El reglamento establecerá los criterios y aspectos metodológicos a ser considerados en la determinación de las holguras o redundancias de capacidad de transporte.

Asimismo, el proceso a que se refiere el presente artículo deberá considerar la participación ciudadana en los términos establecidos en el artículo 90°.

Para efectos de la planificación de la transmisión deberá considerarse como tasa de actualización la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión de acuerdo a lo dispuesto en la ley N°20.530. En el caso que dicho Ministerio no fije la tasa mencionada, esta deberá ser calculada por la Comisión, en conformidad a lo que señale el reglamento (...).”

La obligación legal de la CNE de considerar los beneficios asociados al desplazamiento de emisiones de CO₂ en el análisis técnico y económico de la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento se fundamenta en una interpretación sistemática del artículo 87 de la LGSE, el cual consagra un nuevo paradigma de planificación y evaluación de proyectos de transmisión, de acuerdo al cual las obras de expansión ya no se determinan exclusivamente a través de un análisis de costos y beneficios operacionales del sistema eléctrico, sino que incorpora a dicho análisis las variables

ambientales y territoriales, asemejándose así a una evaluación social de los proyectos, como lo manifiesta la inclusión de la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social.

Lo anterior, en cumplimiento con los principios de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación establecidos en el inciso segundo del referido artículo 87.

- Los criterios y variables ambientales no pueden considerarse sólo como restricciones para la localización de infraestructura, sino que tienen por objeto propiciar una mayor sustentabilidad ambiental y territorial del Plan de Expansión de la Transmisión, por lo que deben incorporarse asimismo en la evaluación económica de los proyectos

La dictación de la Nueva Ley de Transmisión supuso un cambio de paradigma en la Planificación de la Transmisión del país. Este cambio de paradigma no sólo se refirió a la modificación de procedimientos y criterios netamente técnicos, sino que, por primera vez, y en forma explícita se estableció como objetivo de la nueva regulación de transmisión el lograr una mayor sustentabilidad ambiental.

Así, el Mensaje señaló explícitamente que la sustentabilidad era uno de los objetivos centrales del Proyecto, entendida en una triple dimensión:

“Desde una perspectiva general, el presente proyecto de ley busca alcanzar la maximización del beneficio social, a través de la aplicación de los principios rectores de robustez, flexibilidad, eficiencia económica, planificación de largo plazo, seguridad y calidad de servicio, y sustentabilidad. Ésta última observada en una triple dimensión: uso del territorio, impacto ambiental y entorno social.”¹²⁹

En concordancia con lo anterior, el Mensaje del Ejecutivo establecía en el artículo 87 del Proyecto de Ley, que el proceso de planificación de la transmisión anual de la CNE debía incorporar elementos ambientales y territoriales, señalando, sin embargo, que dichos elementos ambientales y territoriales debían ser utilizados sólo como “restricciones”. Asimismo, señalaba que la información sobre dichas restricciones debía de provenir exclusivamente del Ministerio de Energía.

¹²⁹ Historia de la Ley N° 20.936, elaborada por la Biblioteca del congreso Nacional de Chile, p.8.

En este sentido, la redacción del inciso tercero del artículo 87 en el Mensaje señalaba que:

“El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre restricciones ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, que proporcione el Ministerio de Energía. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga las restricciones señaladas precedentemente.”¹³⁰

Durante el Primer Trámite Constitucional del Proyecto de Ley se rechazó expresamente que los temas ambientales y territoriales sólo pudieran considerarse en la Planificación de la Transmisión anual de la CNE como “restricciones” a la misma, indicándose que uno de los objetivos de la planificación de la transmisión es propender a la sustentabilidad ambiental, por lo que debía dársele una función más amplia a dichos criterios y variables ambientales.

Así, a través de la Indicación N° 9 de los diputados Cicardine, Gahona, Lemus y Provoste se reemplazó en el inciso tercero del artículo 87 la expresión “restricciones” por “criterios y variables” y se incluyó después de la expresión “Ministerio de Energía” la frase “en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan”, quedando así la redacción final del actual inciso tercero del artículo 87 de la LGSE vigente¹³¹.

¹³⁰ Id., p. 27. El destacado es nuestro.

¹³¹ Indicación 9.- De los diputados Cicardini, Gahona, Lemus y Provoste, para modificar el artículo 87° de la siguiente forma:

1.- Para incorporar en el literal b) del inciso segundo, entre las palabras “costo” y el signo de punto y coma (;), la siguiente oración: “con el fin último de abastecer los suministros al mínimo precio”.

8.- De los diputados Gahona y Paulina Núñez, para agregar el siguiente inciso final del artículo 87°: “En el caso de requerirse ampliaciones a líneas dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, y no hubiera acuerdo entre el propietario de esta y el concesionario de distribución, se podrán presentar las divergencias ante el Panel de Expertos, quien decidirá conforme a los antecedentes aportados”.

2.- Para reemplazar en el inciso tercero del artículo 87°, la frase “las restricciones” por “los criterios y variables”, las dos veces que aparecen en el texto.

3.- Para intercalar en el mismo inciso tercero, entre la frase “disponible al momento del inicio de éste,” y la frase “que proporcione”, la siguiente oración: “incluyendo los objetivos de eficiencia energética”.

4.- Para intercalar en el inciso tercero, después de la expresión “Ministerio de Energía”, antes del punto seguido, la siguiente frase “en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan”.

En la Historia de la Ley quedó consignado que el objetivo amplio de sustentabilidad ambiental de la Planificación de la Transmisión realizada por la CNE, se entiende incorporado en la frase “criterios y variables ambientales y territoriales”:

“(…) El proyecto habla de restricciones ambientales y territoriales. Al respecto, el señor Romero manifestó la conformidad del Ejecutivo en que se sustituyera el concepto de “restricciones” y señaló que era aceptable la propuesta de “criterios y variables” que presentaron algunos diputados. La propuesta recoge también planteamientos sobre el envío de los informes de manera coordinada con los organismos sectoriales competentes.

La diputada Daniella Cicardini observó que en los elementos señalados falta el reconocimiento del concepto de sustentabilidad ambiental.

El señor Andrés Romero, Secretario Ejecutivo de la CNE, aclaró que ello estaría recogido con las ideas de “conceptos y variables ambientales”, que es lo que consideraría la indicación.”¹³²

En esa misma instancia, los Diputados Carmona, Cicardini y Lemus a través de la Indicación N° 3 propusieron agregar la siguiente nueva letra a) al inciso segundo del artículo 87°. El encabezado de dicho inciso señalaba, al igual que en la redacción actual, lo siguiente: “Por, tanto la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: a) La confiabilidad técnica y la eficiencia económica, la sustentabilidad ambiental, la participación vinculante y lo más amplia posible de la comunidad nacional, la eficiencia energética y la coherencia con las políticas de ordenamiento territorial nacional.

Al respecto, el Secretario Ejecutivo de la CNE reforzando la afirmación de que la sustentabilidad ambiental como objetivo de la planificación de la transmisión ya estaba consagrada en el artículo 87, señaló que el contenido

5.- Para incorporar el siguiente inciso penúltimo nuevo: “Así mismo, el proceso a que se refiere el presente artículo, deberá considerar la participación ciudadana en los términos establecidos en el artículo 90°.”.

Puesta en votación la indicación N° 9 se aprobó por unanimidad. Votaron los diputados Lemus, Cicardini, Gahona, Kort, Provoste y Ward. (6x0x0). Primer Trámite Constitucional, Cámara de Diputados, Historia de la Ley N° 20.936, p. 151.

¹³² Primer Trámite Constitucional, Cámara de Diputados, Historia de la Ley N° 20.936, p. 152.

de esta indicación “también están recogidas en la nueva indicación [Nº9]”¹³³.

Como queda en evidencia de la Historia de la Ley, la obligación de considerar en el plan de expansión criterios y variables ambientales no puede limitarse a utilizar dichos criterios sólo como restricciones, sino que deben utilizarse de tal manera que la planificación anual de la CNE propenda en forma concreta a la sustentabilidad ambiental, lo cual tiene una manifestación clara en la consideración de beneficios ambientales cuantificables en la evaluación económica de los proyectos.

- La inclusión de beneficios ambientales en el análisis económico de los proyectos evaluados en el Plan de Expansión de la Transmisión de la CNE, es coherente con la utilización de la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social como tasa de actualización del Plan de Expansión de la Transmisión

El inciso penúltimo del artículo 87º señala que la tasa de actualización a utilizar en la evaluación económica de los proyectos del plan de expansión corresponde a la tasa social de descuento, establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley Nº 20.530, que crea el Ministerio de Desarrollo Social (“Ley 20.530”).

La Ley 20.530 establece en su artículo 3º letra g), que le corresponderá al Ministerio de Desarrollo Social “evaluar las iniciativas de inversión que soliciten financiamiento del Estado, para determinar su rentabilidad social (...)”.

Si bien, como es evidente de la lectura del artículo 87º, este no pretende homologar la evaluación económica realizada en el contexto del Plan de Expansión de la Transmisión Anual realizado por la CNE a las evaluaciones de proyectos de inversión que cuentan con financiamiento del Estado, la inclusión de la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social en el proceso de planificación de la transmisión, es coherente con la inclusión de variables o beneficios ambientales en la evaluación económica de las diferentes alternativas de proyectos del plan de expansión.

¹³³ Id.

Ello, pues ambas incorporan en dicha evaluación criterios de beneficios y costos que van más allá de los simples beneficios o costos operacionales y sistémicos que caracterizaban la planificación de la transmisión antes de la Nueva Ley de Transmisión.

Reconociendo este cambio de paradigma, el Coordinador en su Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional para este proceso de Planificación de la Transmisión, en su versión definitiva de enero de 2017, al referirse a la metodología de evaluación económica, señaló expresamente que:

“La evaluación del proyecto de expansión para un tramo en particular se realiza bajo distintas alternativas de ampliación en el resto de los tramos del sistema, por ende la determinación de la solución más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación y combinación de las opciones posibles de desarrollo.

Todo lo anterior se enmarca en un proceso de evaluación social de las alternativas de expansión. De esta forma y en consistencia con lo expuesto en el artículo 87° de la ley 20.936/2016, la tasa de actualización utilizada es 6%, que corresponde a la tasa determinada por el Ministerio de Desarrollo Social para este tipo de inversiones.

Como parte de las consideraciones de una evaluación social de proyectos se debe tener en cuenta que el costo asociado a la construcción y operación de las alternativas de expansión recomendadas deberá ser financiado por el conjunto de la sociedad. En consecuencia, el beneficio de la evaluación del proyecto contabiliza únicamente aquellos flujos sociales netos que se generan a partir de la materialización de éste, sin tomar en cuenta los flujos que constituyen transferencias internas entre agentes de la sociedad. En vista de lo anterior, el VAN social se construye mediante la suma de las evaluaciones de cada uno de los agentes de la sociedad.

Para el caso particular del sector eléctrico, el egreso neto social previo a la entrada del proyecto corresponde a los desembolsos empleados para la adquisición de activos y materialización del

mismo, mientras que durante el periodo de operación, los egresos sociales netos corresponden al COMA. De esta forma la rentabilidad de la empresa transmisora constituye únicamente una transferencia interna entre los agentes del mercado de suma neta cero, ya que esta representa un ingreso para el transmisor equivalente al egreso que significa para los consumidores.”

El hecho de que el Ministerio de Energía no haya remitido a la CNE la información sobre emisiones de CO₂ que poseía, no exime a la CNE del cumplimiento de su obligación legal de considerar dichas variables y criterios ambientales en el IT Preliminar.

En virtud del inciso tercero del artículo 87 de la LGSE, el Ministerio de Energía, en coordinación con los Ministerios sectoriales competentes correspondientes, tiene la obligación de enviar a la CNE al inicio del proceso de planificación información sobre criterios y variables ambientales disponibles, información que –como argumentamos previamente— debe ser utilizada por la CNE no sólo para establecer restricciones ambientales aplicables al Plan de Expansión, sino que también para incluir estos criterios y variables ambientales en la evaluación económica de los proyectos.

Pues bien, el Ministerio de Energía en su Of. Ord. 1744, sólo remitió a la CNE información sobre restricciones ambientales-territoriales, sin remitir información sobre variables ambientales relevantes para efectos de la evaluación ambiental de los proyectos, en particular, información sobre la valorización de emisiones de CO₂.

Esta omisión del Ministerio de Energía en ningún caso habilita a la CNE a no cumplir con el mandato legal de incluir criterios y variables ambientales en la evaluación económica de los proyectos del Plan de Expansión, en cuanto la CNE al momento de la elaboración del IT Preliminar tuvo a la vista la información sobre valorización de las emisiones de CO₂ utilizada por el Ministerio de Energía en el Informe de Planificación Energética de Largo Plazo.

Así, como consta en la sección 6.3.7 del IT Preliminar, la CNE tuvo a la vista y utilizó la información contenida en el Informe Preliminar de la PELP emitido por el Ministerio de Energía (“PELP Preliminar”)¹³⁴ en la elaboración de IT Preliminar.

¹³⁴ IT Preliminar, p. 97.

El PELP Preliminar¹³⁵ consideró expresamente en la elaboración de los escenarios el factor “costos de externalidades ambientales”, los cuales clasificó en dos niveles, el nivel “actual” y nivel “+alto”. En efecto, los escenarios de la PELP utilizados por la CNE para determinar los planes de obras de generación del IT Preliminar fueron los escenarios A, B y E¹³⁶, los cuales tienen una clasificación “Actual”, “+Alto”, y “+Alto” respectivamente, en costos de externalidades ambientales¹³⁷.

En relación con la materia objeto de esta discrepancia, es decir, en relación con los gases efecto invernadero, el Ministerio de Energía en PELP Preliminar¹³⁸ realizó las siguientes distinciones:

En la clasificación “Actual”, es decir, para efectos del escenario A, el Ministerio de Energía valorizó el costo de las emisiones de gases efecto invernadero conforme a los valores establecidos en la Ley 20.780, es decir a 5 USD/TonCO₂e¹³⁹.

En la clasificación “+Alto”, es decir, para los escenarios B y E, el Ministerio de Energía valorizó los costos de las emisiones de gases de efecto invernadero de la siguiente manera:

- (i) Para el año 2016, se considera un costo de 0 USD/TonCO₂e, en virtud de lo establecido en la Ley 20.780;
- (ii) A partir del año 2017 se considera un costo de 5 USD/TonCO₂e, hasta alcanzar un valor de 14 USD/TonCO₂e al año 2030; y
- (iii) Entre el año 2030 y el año 2050, se asume una trayectoria lineal de incremento para alcanzar un valor de 32,5 USD/Ton CO₂e a tal año¹⁴⁰, que corresponde al valor intermedio del precio social del carbono establecido en el Informe “Estimación del Precio Social del CO₂”, elaborado por la División de Evaluación Social del Sistema Nacional de Inversiones, del Ministerio de Desarrollo Social¹⁴¹.

Es necesario destacar que la utilización por parte del Ministerio de Energía

¹³⁵ Al igual que el Informe Final de la PELP emitido el 19 de febrero del 2018.

¹³⁶ IT Preliminar, p. 97.

¹³⁷ PELP Preliminar, p. 44.

¹³⁸ Lo mismo se replica en el PELP Final.

¹³⁹ PELP Preliminar, p. 47, PELP Final pp. 60-61.

¹⁴⁰ PELP Preliminar, p. 48, PELP Final p. 62.

¹⁴¹ Correspondiente al año 2016.

del precio social del CO2 determinado por el Ministerio de Desarrollo Social, es completamente coherente con la inclusión de los beneficios ambientales asociados al desplazamiento de las emisiones de CO2 en la evaluación económica de proyectos del plan de expansión anual de la transmisión elaborado por la CNE, en cuanto, conforme establece el informe respectivo del Ministerio de Desarrollo Social “[e]ste precio se deberá utilizar para valorar los aumentos o disminuciones por tonelada de CO2 en la Evaluación Social de Proyectos de Inversión, cuando se compare la cantidad de emisiones de CO2 de la situación base (optimizada) con las emisiones de las distintas alternativas de proyecto.”¹⁴²

En definitiva, el precio social de CO2 considerado tiene justamente la función de valorar las disminuciones por tonelada de CO2 al evaluar proyectos de inversión.

En consecuencia, la CNE, al momento de elaborar el IT Preliminar tenía en su posesión datos oficiales del Ministerio de Energía que le permitían valorizar las emisiones de gases efectos invernadero, y así incorporar dicha variable ambiental en la evaluación económica de la planificación de la transmisión tal como mandata el inciso tercero del artículo 87° de la LGSE.

Los beneficios ambientales de los sistemas de almacenamiento relacionados con el desplazamiento de emisiones de CO2 se encuentran ampliamente reconocidos en el sector. Asimismo, su incorporación en la evaluación económica de los proyectos de expansión de la transmisión es consistente con la política Energía 2050 y los compromisos asumidos por el Estado de Chile.

Ya durante la tramitación del Proyecto de Nueva Ley de Transmisión, al hablar de sistemas de almacenamiento, se enfatizaba su aporte al medio ambiente al desplazar gases efecto invernadero.

En efecto, durante el primer trámite constitucional, el Director Ejecutivo de ACERA, explicó que los sistemas de almacenamiento, y su incorporación creciente, permitirían aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico, generando múltiples beneficios, tales como apoyar la integración de una cantidad superior de fuentes de generación renovables en el sistema de transmisión y

¹⁴² Informe “Estimación del Precio Social del CO2”, de febrero de 2017, de la División de Evaluación Social de Inversiones, Subsecretaría de Evaluación Social, Sistema Nacional de Inversiones, p. 5.

distribución eléctrica, de manera de reducir los costos de la energía y minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero¹⁴³.

Por su parte, los autores del Informe de la U. de Colorado, que fue uno de los antecedentes fundantes de la Nueva Metodología¹⁴⁴, en el contexto de talleres realizados en el país, destacaron que, la evaluación económica de los proyectos de expansión de transmisión, debía considerar los beneficios ambientales asociados al desplazamiento de emisiones de gases efecto invernadero¹⁴⁵.

Por su parte, los beneficios ambientales de los sistemas de almacenamiento asociados al desplazamiento de emisiones de CO₂, son ampliamente reconocidos por la literatura especializada y en jurisdicciones comparadas. Así por ejemplo, en un artículo de la Revista IEEE power & energy magazine, de octubre de 2017 se indica que “el almacenamiento puede proveer ahorros de emisiones de CO₂ a través de una mejora en la eficiencia operacional de centrales tradicionales y del aumento del uso de generación baja en emisiones.

Como consecuencia directa de lo anterior, la incorporación de almacenamiento puede permitir el logro de metas de reducción de gases efecto invernadero con una capacidad menor de generación baja en emisiones, con los ahorros correlativos en costos de inversión”¹⁴⁶.

Por su parte, la California Public Utilities Commission estableció en el año 2013 un mandato de inversión en 1.3 GW de almacenamiento por parte de Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison, y San Diego Gas & Electric para el año 2020, con las instalaciones requeridas no más allá de fines de 2024. Este mandato tuvo como fundamento (i) la optimización del sistema eléctrico, (ii) la integración de energía renovable, y (iii) la reducción de los gases efecto invernadero a un 80% por debajo de los niveles de 1990 al 2050¹⁴⁷.

Asimismo, la inclusión de beneficios ambientales asociados al

¹⁴³ Historia de la Ley N°20.936; Primer Trámite Legislativo ante la Cámara de Diputados, p. 356.

¹⁴⁴ Como consta en el considerando octavo de la Resolución Exenta N°711, de 12 de diciembre de 2017 de la CNE.

¹⁴⁵ Informe de U. de Colorado; p. 112.

¹⁴⁶ Energy Storage by Goran Strbac, Marko Aunedi, Ionannis Konstantelos, Roberto Moreira, Feit Teng, Rodrigo Moreno, Danny Pudkianto, Adriana Laguna, and Panagiotis Papadopoulos. IEEE power & energy magazine, september/october 2017, p. 33. La traducción es propia.

¹⁴⁷ California Public Utilities Commission, PRes Release, en <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M079/K171/79171502.PDF>.

desplazamiento de emisiones de CO₂ en la evaluación económica de los proyectos del Plan de Expansión es consistente con la Política Energética de Chile Energía 2050 (“Energía 2050”) y con el compromiso internacional asumido por Chile de la COP 21.

De acuerdo con Energía 2050, el sector energético chileno contribuyó con el 75% de las emisiones de gases efecto invernadero del país en el año 2010, y aproximadamente un 28% de ese total, provino del sector de generación eléctrica¹⁴⁸.

Consecuentemente, el lineamiento 26 de Energía 2050 se refiere a la promoción de la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero en el sector energético, siendo una de las metas al año 2035 contribuir al compromiso nacional de la Conferencia de la Partes de la Convención de Cambio Climático, que tuvo lugar en París, en el mes diciembre de 2015 (“COP 21”)¹⁴⁹.

En el contexto de la COP 21, Chile presentó su compromiso (NDA por sus siglas en inglés *Nationally Determined Contribution*) que incluye compromisos sobre mitigación, adaptación, construcción y fortalecimiento de capacidades, desarrollo y transferencia de tecnologías, y financiamiento¹⁵⁰.

El compromiso asociado a la mitigación (reducción o captura de gases de efecto invernadero), consistió en una meta de intensidad de carbono, expresada en toneladas de CO₂ equivalentes por unidad de PIB en millones de CLP\$2011, sin incluir al sector Uso de Tierra, Cambio Uso de Tierra y Silvicultura (UTCUTS) y una meta expresada en toneladas de CO₂ equivalente exclusivamente para el sector UTCUTS.

Chile se comprometió en forma incondicional a reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30% al año 2030, con respecto al valor alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso. Esta meta supone mitigar 18,25 millones de tCO₂¹⁵¹. Asimismo, se comprometió a reducciones de 35% y 45% condicionadas a la entrega de financiamiento.

¹⁴⁸ Energía 2050, Política Energética de Chile, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, p. 79.

¹⁴⁹ Id., p. 113.

¹⁵⁰ Estimación del Precio Social del CO₂, Santiago Febrero 2017, Subsecretaría de Evaluación Social, Sistema Nacional de Inversiones, p. 4.

¹⁵¹ Id., p. 14.

El reconocimiento del desplazamiento de emisiones de CO2 en la evaluación económica de proyectos del plan de expansión de la CNE, por tanto, no sólo cumple con el mandato establecido en el artículo 87 de la LGSE, sino que además es consistente con la política Energía 2050 y el compromiso asumido por Chile en la COP21.

A mayor abundamiento, el precio social del CO2 utilizado por el Ministerio de Energía en el PELP Preliminar y en el PELP Final, es calculado por el Ministerio de Desarrollo Social considerando los costos marginales de abatimiento de dióxido de carbono que permiten cumplir con las metas de Chile en la COP21¹⁵².

La CNE cuenta con datos oficiales para realizar este cálculo, los cuales fueron referenciados por Espejo de Tarapacá en sus observaciones y utilizados por el Ministerio de Energía en la PELP.

La CNE cuenta con datos oficiales utilizados en la PELP para la valorización de los costos evitados asociados al desplazamiento de emisiones de CO2.

Para efectos de determinar la cantidad de emisiones de CO2 desplazadas por la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento, el consultor externo Eduardo Pereira realizó el siguiente ejercicio utilizando el modelo de resolución horaria *Unit Commitment*, el cual permite capturar de manera detallada la operación del sistema eléctrico. Se acompaña a esta presentación una copia de dicho informe.

De acuerdo con lo señalado en el informe, la simulación realizada utilizó principalmente la información pública disponible a la fecha utilizada por la misma CNE en el IT Preliminar.

¹⁵² “De este modo, se propone estimar el precio sombra a partir del análisis de los costos marginales de abatimiento de dióxido de carbono que permiten cumplir con las metas de mitigación de Chile bajo el Acuerdo de París, definidas en 3 niveles: incondicional (reducción del 30% de las emisiones), y condicionadas a financiamiento (35% y 45% de reducción). El análisis de los costos marginales de abatimiento para Chile deriva de la mejor información disponible a la fecha, que consiste en los resultados del proyecto MAPS Chile. Los resultados del análisis arrojan un precio social de carbono que corresponde a 32,5 [USD/ton CO2] con un rango de sensibilidad entre 20,2 [USD/ton CO2] y 43,2 [USD/ton CO2]. Considerando estos valores, se selecciona el valor central de 32,5 [USD/ton CO2]”. Informe “Estimación del Precio Social del CO2”, de febrero de 2017, de la División de Evaluación Social de Inversiones, Subsecretaría de Evaluación Social, Sistema Nacional de Inversiones, p. 5

Conforme consta en el informe, los beneficios ambientales correspondientes a desplazamiento de emisiones de CO2 son los siguientes: para el escenario 1 del IT Preliminar (PELP A), 2.950 toneladas de CO2 evitadas, para el escenario 2 (PELP B), 7.160 toneladas de CO2 evitadas, y para el escenario 3 (PELP E), 8.560 toneladas de CO2 evitadas.

Luego, aplicando la valorización utilizada en la PELP, se estimaron los beneficios ambientales de la S/E Andrés con Sistema de Almacenamiento asociados al desplazamiento de emisiones de CO2, en \$26 millones de dólares en el escenario 1, \$161 millones de dólares en el escenario 2 y \$214 millones de dólares en el escenario 3.

VI.5 Petición concreta

En virtud de lo señalado precedentemente, solicito al H. Panel que, como consecuencia de acoger la presente discrepancia, disponga el reemplazo de las tablas 61 y 62 de la Sección 7.1.5 del IT Final, por las siguientes tablas que incorporan la valorización de los beneficios ambientales asociados al desplazamiento de emisiones de CO2 del proyecto S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento en sus diferentes configuraciones:

Tabla 61

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23,619	23,767	23,457
Costo Operacional Con Proyecto A	23,081	23,206	22,933
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (7%)	23,471	23,583	23,305
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (6%)	23,421	23,534	23,255
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (5%)	23,374	23,486	23,207
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto A	26	161	214
Beneficios (Base - Proyecto A) Tasa 7%	174	345	366
Beneficios (Base - Proyecto A) Tasa 6%	224	395	416
Beneficios (Base - Proyecto A) Tasa 5%	271	443	464

* Por simplicidad el análisis de simulación se realizó para el Proyecto A de 1x300 MW (Conectado a Lagunas 220 kV). Se asume que los impactos medioambientales son similares al proyecto 3x100 MW.

Tabla 62

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23,619	23,767	23,457
Costo Operacional Con Proyecto A	23,026	23,292	23,075
Costo Operacional Con Proyecto B	23,195	23,405	23,155
Costo Operacional Con Proyecto C	23,397	23,572	23,289
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (7%)	23,392	23,654	23,425
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (7%)	23,455	23,661	23,403
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (7%)	23,527	23,700	23,413
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (6%)	23,346	23,607	23,378
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (6%)	23,422	23,628	23,370
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (6%)	23,511	23,683	23,396
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (5%)	23,301	23,562	23,333
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (5%)	23,390	23,596	23,338
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (5%)	23,495	23,667	23,380
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto A	26	161	214
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto B	26	161	214
Ahorros aspectos medioambientales: externalidad CO2 Proyecto C	26	161	214
Beneficios (Base - Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	253	275	247
Beneficios (Base - Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	299	321	293
Beneficios (Base - Proyecto A + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	344	367	338
Beneficios (Base - Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	190	268	268
Beneficios (Base - Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	223	301	301
Beneficios (Base - Proyecto B + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	255	332	333
Beneficios (Base - Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 7%	118	229	258
Beneficios (Base - Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 6%	134	245	275
Beneficios (Base - Proyecto C + Ahorros aspectos medioambientales) Tasa 5%	150	261	291

* Por simplicidad el análisis de simulación se realizó para el Proyecto A (Conectado a Lagunas 220 KV). Se asume que los impactos medioambientales son similares entre proyectos A, B y C.

VII. Discrepancia sobre la incorporación de precisiones técnicas descriptivas respecto de la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento

VII.1 IT Preliminar de la CNE

El IT Preliminar, en la tabla 25 relativa a Coeficientes Indexación Obras Nuevas de Transmisión Nacional¹⁵³, señala un alfa de 0, y un beta de 1, para la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento.

VII.2 Observaciones formuladas por EDT al IT Preliminar y dictación del IT Final

En sus observaciones, EDT solicitó a la CNE modificar el valor de alfa de 0 a 0,4 y el valor de beta de 1 a 0,6. Lo anterior en virtud de que, dado que una parte importante de las tecnologías de almacenamiento requieren inversiones relevantes en obras civiles, que son expresadas en moneda local, solicitó que se consideraran un 40% de los costos en moneda nacional a fin de poder presentar ofertas más competitivas, lo que redundaría en un alfa de 0,4.

¹⁵³ IT Preliminar, p. 89.

Sin pronunciarse sobre el mérito de la observación¹⁵⁴, la CNE rechazó la observación y eliminó la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del Plan de Expansión, según consta en el IT Final.

VII.4 Discrepancia

En virtud de lo señalado, la materia concreta respecto de la cual se discrepa se refiere a los valores de los coeficientes alfa y beta asignados a la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento conforme consta en la tabla 25 del IT Preliminar.

VII.5 Petición concreta

En virtud de lo señalado precedentemente, solicito al H. Panel que, como consecuencia de acoger la presente discrepancia, disponga que los valores de alfa y beta de la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento señalados en la Tabla 25 del IT Preliminar, sean los siguientes: un alfa de 0,4 y beta de 0,6.

POR TANTO,

En mérito de lo expuesto y de los documentos acompañados al presente escrito,

¹⁵⁴ La CNE respondió a esta observación en los mismos términos utilizados respecto de toda otra observación referida al proyecto S/E Don Andrés, señalando que: No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.

Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017”.

Sírvase el H. Panel: tener por formulada las discrepancias antes descritas por parte de Espejo de Tarapacá SpA, admitirlas a tramitación y, en definitiva, acoger las peticiones concretas formuladas en cada una de ellas.

PRIMER OTROSI: A fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 32, letra f), del Reglamento del H. Panel, para efectos de las comunicaciones por parte de este último, informamos las siguientes direcciones de correo electrónico: jacamus@valhalla.cl; sespinoza@valhalla.cl y iquintanilla@qbn.cl

Asimismo, para efectos de las notificaciones referidas en esa misma disposición, informamos como domicilio Avenida Francisco de Aguirre 3720, Oficina 43, comuna de Vitacura, Santiago.

SEGUNDO OTROSI: Dando cumplimiento a lo prescrito por la letra d) del artículo 32 del Reglamento del H. Panel, acompaño los siguientes documentos:

1. Copia del escrito de observaciones de EDT al IT Preliminar de la CNE y del correo electrónico por medio del cual fue remitido.
2. Copia del correo electrónico de fecha 27 de febrero de 2018 de la CNE por medio del cual se comunicó a EDT el IT Final y el Informe de Respuestas de la CNE a las observaciones formuladas al IT Preliminar.
3. Copia del Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, aprobado mediante la Resolución N°163, de 27 de febrero de 2018, de la Comisión Nacional de Energía.
4. Copia del IT Preliminar de la CNE.
5. Copia del documento de la CNE titulado: “Respuestas a Observaciones realizadas por los usuarios e instituciones interesadas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana al Informe Técnico Preliminar de Expansión Anual de Transmisión año 2017, aprobado mediante Resolución CNE N°770 de 29 de diciembre de 2017”.

6. Copia de la Resolución Exenta N°714, de 12 de diciembre de 2017, de la CNE, que constituyó el registro de participación ciudadana del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90 de la LGSE.
7. Copia del Informe Final titulado: “Recopilación de Experiencia para la Identificación de Metodologías de Expansión de Líneas de Transmisión, en el Marco del Proyecto de Ley de Transmisión”, de 21 de noviembre de 2017, desarrollado para la Comisión Nacional de Energía por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Colorado de los Estados Unidos de América.
8. Mesa de Trabajo N°2 de la CNE, de abril de 2017, titulada: “Reglamento de Coordinación y Operación. Sistemas de Almacenamiento”.
9. Copia de la presentación titulada: “Redes Nacionales e Internacionales”, de 23 de noviembre de 2015, del señor Andrés Romero, Secretario Ejecutivo de la CNE.
10. Copia de la presentación: “Modificaciones a la Regulación de la Transmisión”, de 30 de mayo de 2016, del Secretario Ejecutivo de la CNE.
11. Copia del 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”.
12. Copia de “Integración ERNC. Camino recorrido y desafíos presentes y futuros”, presentación de 12 de septiembre de 2016, efectuada por el señor Patricio Valenzuela, Jefe del Departamento de Operaciones del CDEC-SING.
13. Copia de la presentación efectuada por el Secretario Ejecutivo de la CNE en el seminario de CIGRE de 27 de agosto de 2015, titulada: “Proyecto de Ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional”.

14. Mesa de Trabajo N°1 de la CNE titulada: “Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico”, de abril de 2017.
15. Mesa de Trabajo N°6 de la CNE, titulada: “Reglamentos de Coordinación y Operación. Almacenamiento de Energía”; de julio de 2017.
16. Mesa de Trabajo N°9 de la CNE, titulada: “Almacenamiento de Energía en el Sistema Eléctrico Nacional”, de septiembre de 2017.
17. Copia de la presentación titulada: “Reglamentos Coordinación y Operación del SEN. Servicios Complementarios. Comisión Nacional de Energía”, de 17 de julio de 2017, efectuada por el señor José Carrasco Benavides de la CNE.
18. Copia del Borrador de Reglamento de Coordinación, puesto en consulta pública por el Ministerio de Energía el 12 de octubre de 2017.
19. Copia del documento titulado: “Observaciones y/o Comentarios. Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”, de noviembre de 2017.
20. Copia de la presentación del profesor Hugh Rudnick, titulada: “Desafíos del desarrollo de la transmisión en Chile”, de 8 de agosto de 2013.
21. Copia de la Resolución Exenta N°384, de 20 de julio de 2017, de la CNE, en cuya virtud estableció los criterios y la metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2017.
22. Copia de la Carta N°: VAL-0114-2017, de 27 de julio de 2017 que EDT hizo llegar a la CNE y la presentación adjunta (Presentación Estudios de Beneficios Sistémicos Espejo de Tarapacá U de Chile)
23. Copia de la Minuta titulada: “Modificaciones Mínimas sugeridas a la Metodología de la Planificación de la Transmisión para Reconocer Activos de Almacenamiento”, de 27 de julio de 2017, de Rodrigo Moreno y Eduardo Pereira.

24. Copia de la presentación titulada: “Estudio de beneficios sistémicos del proyecto Espejo de Tarapacá”; de 26 de julio de 2017, efectuada ante la CNE por los profesores Rodrigo Moreno, Eduardo Pereira, Francisco Muñoz, Andrés Insunza y Carlos Matamala.
25. Copia de la Resolución Exenta N°711, de 12 de diciembre de 2017 de la CNE.
26. Copia de la “Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017”, del Coordinador Eléctrico Nacional, de 23 de enero de 2017.
27. Copia del Informe Complementario a la “Propuesta de expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional”, de Coordinador Eléctrico Nacional, de 23 de junio de 2017.
28. Copia del Informe titulado: “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis – Version 1.0”, de Lazard.
29. “Opening the Door to Energy Storage. Challenges for Future Systems” en: “Revista IEEE power&energy magazine, for electric power professionals”; Volumen 15, N°5, Septiembre/octubre de 2017.
30. Copia de presentación titulada”: Nuevos Criterios en la Planificación del Sistema de Transmisión Chileno”, de 9 de noviembre de 2017, del Gerente de Planificación de la Transmisión del Coordinador, señor Juan Carlos Araneda.
31. Copia del correo electrónico de 13 de marzo de 2018, mediante el cual la CNE confirma que en el IT Final se redujo el plazo constructivo de la Obra Nueva en su configuración (a) de 5 a 4 años.
32. Copia del Informe “Estimación del Precio Social del CO2”, de febrero de 2017, de la División de Evaluación Social de Inversiones Subsecretaría de Evaluación Social, Sistema Nacional de Inversiones.
33. Oficio Ordinario N° 1744 del 15 de diciembre de 2017 que remite informe sobre criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética dentro del proceso de planificación de la transmisión, del Ministerio de Energía.

34. California Public Utilities Commission, Press reléase, Octubre 17, 2013.
35. Informe Preliminar del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, del 20 de junio de 2017.
36. Informe Final Corregido del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, del 19 de febrero del 2018
37. Informe de Eduardo Pereira, Análisis Independiente de los beneficios sistémicos de una Subestación con atributo de almacenamiento en el contexto de la planificación de transmisión chilena, 21 de marzo, 2018.

TERCER OTROSÍ: Solicito al H. Panel tener presente que mi personería para actuar en representación de Espejo de Tarapacá SpA, consta en la escritura pública otorgada en la Vigésimo Séptima Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha de fecha 19 de diciembre del año de 2013, Repertorio N°31.017-2013, cuya copia autorizada se acompaña en este acto.

Asimismo, acompaño copia del certificado digital de fecha 15 de marzo de 2018, emitido por el Conservador de Bienes Raíces de Santiago que acredita la vigencia del poder antes individualizado.

CUARTO OTROSÍ: Sírvese el Honorable Panel tener presente que confiero patrocinio y poder para obrar en este procedimiento a los abogados habilitados para el ejercicio de la profesión al señor **Jorge Quintanilla Hernández**, señora **Daniela Martínez Gutiérrez** y señor **Bernardo Busel Niedmann**; y asimismo confiero poder a las abogadas **Macarena Riquelme Vidal** y **Rose Marie Longhi**, quienes podrán actuar indistintamente, en forma separada o conjunta, y que firman el presente escrito en señal de aceptación. Para estos efectos, ambos abogados se encuentran domiciliados en Francisco de Aguirre 3720, oficina 43, comuna de Vitacura, Santiago.

