

**EN LO PRINCIPAL:** Presenta discrepancias con el Coordinador Eléctrico Nacional, respecto del acto de coordinación que se indica. **PRIMER OTROSÍ:** Acompaña documentos. **SEGUNDO OTROSÍ:** Personería. **TERCER OTROSÍ:** Designa apoderado para recibir notificaciones. **CUARTO OTROSÍ:** Patrocinio y poder.

## HONORABLE PANEL DE EXPERTOS

**CENTECLA TRANSMISIÓN S.A. (“Centella”)**, rol único tributario N°76.930.823-7, sociedad de giro de transmisión de electricidad, representada por **Víctor Carvajal Vieyte**, cédula nacional de identidad N°15.972.187-6, ambos domiciliados para estos efectos en Avenida Apoquindo 4700, piso 13, comuna de Las Condes, Provincia de Santiago, Región Metropolitana, al H. Panel de Expertos respetuosamente decimos:

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 208°, inciso segundo, del Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General De Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica (en adelante e indistintamente “**Ley Eléctrica**” o “**LGSE**”), en el artículo 27, inciso segundo, del Decreto Supremo N°44, de 2017, que aprueba el Reglamento del Panel de Expertos Establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, Deroga el Decreto Supremo N°181, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, e Introduce Modificaciones a los Decretos que Indica (en adelante, “**Reglamento del Panel de Expertos**”), y en el artículo 60 del Decreto Supremo N°52, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (“**Reglamento del Coordinador**”), presentamos a este H. Panel de Expertos las discrepancias de Centella, formuladas respecto de la decisión del Coordinador Eléctrico Nacional (“**Coordinador**”), domiciliado en Av. Parque Isidora 1061, comuna de Pudahuel, de rechazar la solicitud de entrada en operación formulada por mi representada mediante carta CA CENT 31-2024, de fecha 26 de julio de 2024, rechazo que fue informado a Centella a través de la carta DE 04025-24, de fecha 7 de agosto de 2024.

A continuación, y dentro del plazo dispuesto en el segundo inciso del artículo 31 del Reglamento del Panel de Expertos, y el segundo inciso del artículo 60 del Reglamento del Coordinador, se exponen los argumentos que sustentan las discrepancias de Centella con respecto al acto de coordinación del Coordinador que rechazó la solicitud referida, y se fundamentan las solicitudes que por este medio se realizan al H. Panel de Expertos.

## **1. CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS DE ADMISIBILIDAD**

Centella discrepa del rechazo por parte del Coordinador de la solicitud formulada mediante carta CA CENT 31-2024, remitida el 26 de julio de 2024, consistente en dar por finalizado el período de Puesta en Servicio del proyecto “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Centella (Ex Nueva Los Pelambres) 2x220 kV, 2x580 MVA” (el “**Proyecto**”), y, en definitiva, establecer que tanto la Puesta en Servicio (“**PES**”) como la Entrada en Operación del Proyecto ocurrieron el día 19 de abril de 2024, comunicado mediante la referida carta DE 04025-24, de fecha 7 de agosto de 2024, remitida a Centella en la misma fecha.

Al respecto, el artículo 208° de la LGSE, señala lo siguiente:

*“Serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las materias que se señalen expresamente en la presente ley y en otras leyes en materia energética.*

*Asimismo, serán sometidas a dicho dictamen, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación con los procedimientos internos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones”.*

Asimismo, el inciso segundo del artículo 27 del Reglamento del Panel de Expertos<sup>1</sup> y el artículo 60 del Reglamento del Coordinador<sup>2</sup> contienen disposiciones del mismo tenor.

Las discrepancias de Centella versan sobre materias de competencia del H. Panel de Expertos, de conformidad con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 208° de la LGSE, toda vez que se discrepa respecto de un acto de coordinación del Coordinador, consistente en el rechazo de la solicitud de Centella respecto del fin de la PES y la Entrada en Operación del Proyecto.

En efecto, atendido que el Coordinador rechazó las solicitudes formuladas por Centella respecto de las fechas de término de la PES y de Entrada en Operación del Proyecto —mediante el acto de coordinación expresado mediante la carta DE 04025-24, de 7 de agosto de 2024—, Centella plantea al H. Panel de Expertos para su dictamen las siguientes discrepancias, cuyos fundamentos serán abordados en forma conjunta en la sección 3 siguiente:

- **Primera discrepancia:** Centella discrepa del rechazo del Coordinador a la solicitud consistente en considerar como fecha de término del período de PES del Proyecto el 19 de abril de 2024.
- **Segunda discrepancia:** Centella discrepa del rechazo del Coordinador a la solicitud consistente en considerar como fecha de Entrada en Operación del Proyecto el 19 de abril de 2024

---

<sup>1</sup> Artículo 27 del Reglamento del Panel de Expertos: “Serán sometidas al del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las materias que se señalan expresamente en la Ley General de Servicios Eléctricos y en otras leyes en materia energética, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 208° de la Ley General de Servicios Eléctricos y en los artículos 28, 29 y 30 del presente reglamento. Asimismo, podrán ser sometidas al dictamen del Panel, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación a los procedimientos internos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones. (...)”

<sup>2</sup> Artículo 60 del Reglamento del Coordinador: “Serán sometidas al dictamen del Panel, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y los Coordinados en relación a los procedimientos internos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones (...)”.

Por otra parte, en lo que se refiere al plazo de presentación de las discrepancias, éstas se interponen dentro del plazo establecido en el inciso primero del artículo 31° del Reglamento del Panel de Expertos, el cual dispone que:

*“Las discrepancias y conflictos deberán presentarse al Panel de Expertos dentro del plazo de quince días contado desde que se verifica el hecho o acuerdo al que se refieran (...)”.*

En el mismo sentido, el inciso segundo del artículo 60 del Reglamento del Coordinador señala:

*“Las discrepancias referidas anteriormente deberán ser presentadas al Panel dentro del plazo de quince días contado desde la comunicación del procedimiento interno, de la instrucción o del acto de coordinación de que se trate (...)”.*

En consecuencia, atendido que el rechazo de las solicitudes de Centella fue comunicado por el Coordinador el 7 de agosto de 2024, la presentación de estas discrepancias se efectúa dentro del plazo de 15 días hábiles previsto en la normativa aplicable.

De acuerdo con las disposiciones enunciadas, las discrepancias de Centella cumplen con todos los requisitos exigidos por la LGSE y el Reglamento del Panel de Expertos para admitirlas a tramitación, por lo que se solicita al H. Panel de Expertos que sean declaradas admisibles, en conformidad con lo indicado por el artículo 210° literal b) de la LGSE y en el artículo 32 del Reglamento del Panel de Expertos.

## **2. ANTECEDENTES DE LAS DISCREPANCIAS**

### **2.1. Sobre el proyecto**

El Proyecto corresponde a la obra nueva comprendida en la sección 1.2 del artículo segundo del Decreto Exento N°422, de 2017, del Ministerio de Energía, que Fija Plan de Expansión del Sistema

de Transmisión Nacional para los Doce Meses Siguientes (“**Decreto 422**”)<sup>3</sup>, la que consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar, Punta Sierra y Centella (ex Nueva Los Pelambres), con una capacidad mínima de 580 MVA por circuito y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones existentes, y se emplaza en las comunas de Coquimbo, Ovalle, Canela, Illapel y Salamanca, todas de la Región de Coquimbo.

Adicionalmente, el Proyecto contempla la construcción de una nueva subestación denominada Centella (ex S/E Nueva Los Pelambres), ubicada en un punto cercano al segmento de línea 2x220 kV Tap Mauro – Piuquenes.

Por lo tanto, el Proyecto desarrolla instalaciones de transmisión nacional de servicio público y representa un valioso y necesario aporte a la robustez, resiliencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (“**SEN**”).

La obra referida fue adjudicada al consorcio formado por las sociedades Ferrovial Transco Chile SpA y Ferrovial Transco Chile III SpA, como resultado del proceso de licitación desarrollado conforme a lo dispuesto en los artículos 95° y siguientes de la LGSE, en su texto vigente con anterioridad a la publicación de la Ley N°20.936 que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional<sup>4</sup>, en atención a lo dispuesto por el artículo octavo transitorio de esta última.

En conformidad con dichas reglas, la Comisión Nacional de Energía remitió al Ministerio de Energía su Resolución Exenta N°574, de 2018, mediante la cual aprobó el Informe Técnico de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de la Obra Nueva Denominada “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA”, en virtud de la cual el Ministerio de Energía dictó, a su vez, el Decreto Supremo N°18T, de 2018, que Fija Derechos y

---

<sup>3</sup> Publicado en el Diario Oficial el 18 de agosto de 2017.

<sup>4</sup> Publicada en el Diario Oficial el 20 de julio de 2016.

Condiciones de Ejecución y Explotación de la Obra Nueva Denominada: “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA”, Pertenciente al Sistema de Transmisión Nacional a la Empresa Adjudicataria que Indica (“**Decreto 18T**”), el que fue publicado en el Diario Oficial de fecha 30 de noviembre de 2018.

En paralelo, para dar cumplimiento a lo dispuesto en la sección 4.2.1 del Decreto 422 y la sección 7.1 de las respectivas bases de licitación, las sociedades integrantes del consorcio adjudicatario constituyeron “Centella Transmisión S.A.”, sociedad anónima cerrada de giro exclusivo de transmisión<sup>5</sup>. Los derechos y condiciones de ejecución y explotación del Proyecto, contenidos en el Decreto 18T, fueron posteriormente cedidos por el referido consorcio a Centella, luego de lo cual, el Ministerio de Energía dictó el Decreto Exento N°290 de 2019, que Cambia Titularidad de la Empresa Adjudicataria de los Derechos y Condiciones de Ejecución y Explotación de la Obra Nueva Denominada “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA”, Pertenciente al Sistema de Transmisión Nacional, Contenidos en el Decreto Supremo N°18T, de 11 de octubre de 2018, del Ministerio de Energía.

De acuerdo con lo dispuesto en la letra e) de la sección 1 del numeral 3° del Decreto 18T, el Hito Relevante N°5 del Proyecto, correspondiente al fin del período de Puesta en Servicio, debía verificarse dentro de los 48 meses siguientes a la publicación del Decreto 18T, es decir, a más tardar el 30 de noviembre de 2022.

Sin embargo, y atendidas diversas circunstancias externas a Centella, imprevisibles e irresistibles, el desarrollo del Proyecto sufrió retrasos significativos. Dichas circunstancias motivaron que Centella solicitara al Ministerio de Energía pronunciarse con respecto a la concurrencia de caso

---

<sup>5</sup> Escritura pública de 24 de septiembre de 2018, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Diez Morello, bajo el repertorio N°18.458-2018. Un extracto de la referida escritura se encuentra inscrito a fojas 73016, N°37516 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, correspondiente al año 2018.

fortuito o fuerza mayor en las causas de dichos retrasos y modificar, en consecuencia, el Decreto 18T, prorrogando el plazo para el cumplimiento de los Hitos Relevantes N°2, N°3, N°4 y N°5<sup>6</sup>.

En lo que respecta al cumplimiento de los demás Hitos Relevantes del Proyecto, de acuerdo con el documento titulado “Estado de cumplimiento de Hitos Relevantes Puesta en Servicio” emitido por el Departamento de Control y Supervisión de Obras de la Subgerencia de Licitaciones de Transmisión del Coordinador —disponible en la Plataforma de Gestión de Proyectos (“PGP”) del Coordinador—, el Hito Relevante N°1 (estudio que determina las especificaciones de detalle del Proyecto) fue cumplido el 27 de agosto de 2019; el Hito Relevante N°2 (emisión de órdenes de compra de suministros, obtención de la Resolución de Calificación Ambiental, permisos sectoriales, seguros contratados y admisibilidad de la solicitud de concesión definitiva) fue cumplido el 19 de noviembre de 2020; el Hito Relevante N°3<sup>7</sup> (construcción de las fundaciones) fue cumplido el 15 de septiembre de 2021, y el Hito Relevante N°4 (prueba de equipos) fue cumplido el 14 de diciembre de 2021.

---

<sup>6</sup> El Ministerio de Energía acogió parcialmente la solicitud, mediante su Resolución Ministerial Exenta N°47 de 2021, prorrogando el plazo para el cumplimiento de los referidos Hitos en 11 meses, mediante el Decreto Supremo N°12T, de 2021 (publicado en el Diario Oficial el 19 de abril de 2022), de modo tal que para el cumplimiento del Hito Relevante N°5 se fijó como plazo máximo el 30 de octubre de 2022.

Adicionalmente, hacemos presente que, debido a la persistencia de circunstancias constitutivas de caso fortuito o fuerza mayor que siguieron afectando la ejecución del Proyecto con posterioridad a la modificación del Decreto 18T, Centella solicitó nuevamente al Ministerio de Energía (mediante dos solicitudes separadas) declarar la concurrencia de fuerza mayor y prorrogar el plazo para el cumplimiento del Hito Relevante N°5 por un total de 190 días adicionales. Con fecha 27 de agosto de 2024, Centella fue notificado de la Resolución Ministerial Exenta N°33, de 2024, del Ministerio de Energía, que Acoge Solicitud de Ampliación de Plazo, por Motivos de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, Respecto del Hito Relevante N°5 de la Obra Nueva “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA”, mediante la cual el Ministerio de Energía acogió una de las referidas solicitudes, prorrogando el plazo para el cumplimiento del Hito Relevante N°5 en 77 días. La segunda de estas solicitudes se encuentra aún pendiente de resolución a esta fecha.

<sup>7</sup> Respecto de este Hito Relevante se encuentra en tramitación un recurso de reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, vinculado a una solicitud de interpretación normativa relativa a la facultad del Coordinador de dejar sin efecto solicitudes de prórroga otorgadas conforme a las Bases de Licitación por haber devenido en ineficaces, producto de la modificación de la fecha del mismo Hito Relevante con ocasión de la declaración de Fuerza Mayor por parte del Ministerio de Energía.

## 2.2. Desarrollo de proceso de conexión del proyecto

La Solicitud de Inicio del Proceso de Conexión del Proyecto (“SIPC”) fue remitida por mi representada al Coordinador, en un primer momento, mediante carta de fecha 3 de octubre de 2022. El Coordinador le asignó al Proyecto el Número Único de Proyecto (“NUP”) 1136, y la notificó a las empresas interesadas en el proceso de conexión del proyecto (Interchile S.A., Pacific Hydro Chile S.A., Compañía Transmisora La Cebada S.A. y Transelec S.A.).

A continuación, se incluye el cronograma del Proyecto, informado por Centella el 27 de marzo de 2024:

| Actividades Generales                        | AÑOS  |                           | 2023       |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 2024 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|--|---|---------------------------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|  | Fecha Inicio<br>(dd-mm-aaaa)                            | Fecha Fin<br>(dd-mm-aaaa) | NOV        | DIC | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV  | DIC | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO |
|  | CEM y Requerimientos (planos, revisión de diseño, etc.) | 01-12-2022                | 31-03-2023 |     | x   | x   | x   | x   |     |     |     |     |     |     |      |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| Información Técnica para Estudios (IT-E)     | 02-01-2023  | 31-07-2023                |            |     | x   | x   | x   | x   | x   | x   | x   |     |     |     |      |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| Estudios de Diseño                           | 01-03-2023  | 31-10-2023                |            |     |     |     | x   | x   | x   | x   | x   | x   | x   | x   |      |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| Estudios Operacionales                       | 01-03-2023  | 15-02-2024                |            |     |     |     | x   | x   | x   | x   | x   | x   | x   | x   | x    | x   | x   | x   |     |     |     |     |     |     |
| Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) | 01-07-2023  | 05-04-2024                |            |     |     |     |     |     |     |     | x   | x   | x   | x   | x    | x   | x   | x   | x   | x   |     |     |     |     |
| Esquemas de Medidas de Energía (EME)         | 03-10-2023  | 05-04-2024                |            |     |     |     |     |     | x   | x   | x   | x   | x   | x   | x    | x   | x   | x   | x   | x   |     |     |     |     |
| Otros requerimientos de PES                  | 01-06-2023  | 05-04-2024                |            |     |     |     |     |     |     |     | x   | x   | x   | x   | x    | x   | x   | x   | x   | x   |     |     |     |     |
| Puesta en Servicio (PES)                     | 12-04-2024  | 16-04-2024                |            |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |      |     |     |     |     |     | x   |     |     |     |
| Otros requerimientos de EO                   | 17-04-2024  | 30-05-2024                |            |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |      |     |     |     |     |     | x   | x   |     |     |
| Solicitud Entrada en Operación (SEO)         | 30-05-2024  | 30-05-2024                |            |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |      |     |     |     |     |     |     | x   |     |     |

Luego de algunas iteraciones, y de que Centella complementara la información solicitada por el Coordinador en el marco de este proceso<sup>8</sup>, el Coordinador remitió a Centella, el 26 de diciembre de 2022, la Carta de Escenarios Mínimos (“CEM”) preliminar a la que se refiere el literal c) del artículo 8 del Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” (“Anexo Técnico”) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (“NTSyCS”).

El 3 de enero de 2023, Centella presentó observaciones a la CEM preliminar, y el 24 de enero de 2023 el Coordinador emitió la CEM definitiva, conforme al artículo 9 del Anexo Técnico.

Una vez concluidos los periodos de construcción y comisionamiento en las tres subestaciones involucradas en el desarrollo del Proyecto (Subestación Centella, Subestación Punta Sierra y

<sup>8</sup> Mediante carta CA CENT 052-2022, de 25 de noviembre de 2022.

Subestación Nueva Pan de Azúcar), las pruebas necesarias para el inicio de la PES del Proyecto fueron realizadas exitosamente, de acuerdo con el siguiente cronograma:

| <b>PRUEBAS</b>                                       | <b>PERIODO</b>                          |
|--|---|
| Protocolo de pruebas SAT Armarios de Control         | Entre febrero y marzo de 2024           |
| Protocolo de pruebas SAT Armarios de Protección      | Entre febrero y marzo de 2024           |
| Protocolo de pruebas SAT Equipos de Telecomunicación | Entre enero y marzo de 2024             |
| Pruebas End to End                                   | Entre 01 al 10 de abril de 2024         |
| Pruebas SCADA - Centro de Control / CEN              | Entre 19 de marzo y 19 de abril de 2024 |

Por otra parte, en cuanto a los resultados y análisis de las pruebas realizadas, hacemos presente que la totalidad de dichas pruebas fueron exitosas y arrojaron resultados dentro de los rangos esperados, según se detalla a continuación:

| <b>PRUEBAS</b>                                       | <b>RESULTADOS</b>  |
|--|--|
| Protocolo de pruebas SAT Armarios de Control         | Los resultados permitieron verificar el correcto comportamiento de los enclavamientos de acuerdo con los diagramas lógicos del Proyecto.   |
| Protocolo de pruebas SAT Armarios de Protección      | Las pruebas SAT permitieron verificar la correcta actuación de las protecciones.   |
| Protocolo de pruebas SAT Equipos de Telecomunicación | Se verificó la correcta comunicación del enlace entre subestaciones de los canales de comunicaciones, así como la transmisión y recepción de información con el sistema SCADA, los equipos de tele-protecciones y relés de protección.   |
| Pruebas End to End                                   | Por otro lado, las pruebas End to End resultaron satisfactorias para ambos circuitos y para todas las fallas simuladas tanto para el enlace vía fibra óptica como para el enlace vía onda portadora, para los dos tramos de la línea 2x220kV (Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Punta Sierra - Centella).   |
| Pruebas SCADA - Centro de Control / CEN              | Las pruebas de Nivel 03 y 04 permitieron verificar el correcto funcionamiento de comandos y su correspondencia en terreno. Se probaron señales (digitales y analógicas, enclavamientos y alarmas) de los sistemas SCADA desde las subestaciones Centella, Punta Sierra y Nueva Pan de Azúcar hacia el Centro de Control de Centella Transmisión y con el Centro de Control del Coordinador Eléctrico Nacional. |

Mediante carta CA CENT 011-2024, de 10 de abril de 2024, Centella informó al Coordinador que daría inicio a la etapa de PES del Proyecto a partir del día 12 de abril del mismo año, solicitando al Coordinador para dichos efectos que autorizase el inicio de la PES, pese a que existían a esa fecha tres señales SITR pendientes, en atención a que ya se había verificado el 99% de las señales, y que las referidas señales faltantes (i) no eran críticas para la operación del sistema y (ii) su obtención dependía, en parte, de actuaciones de terceros (en particular, de Pacific Hydro Transmisión S.A.).

A este respecto, se debe notar que las pruebas de señales SITR exigidas por el artículo 19 del Anexo Técnico, en conformidad con los Anexos Técnicos “Sistema de Monitoreo” y “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR” de la NTSyCS, fueron exitosamente realizadas —de acuerdo con lo acordado previamente con el Coordinador— entre el 7 de marzo y el 5 de abril de 2024, tal como consta en las iteraciones N°1, 2 y 3 de la “Solicitud de fecha de pruebas SITR” disponible en la PGP. Sin embargo, hubo tres señales que no pudieron probarse, a saber, PSIERRA\_220\_BP1\_DE\_ST; PSIERRA\_220\_BP2\_DE\_ST; CENTELLA\_SE\_FA\_LLA\_RTU\_ST.

Dada esta situación, Centella solicitó al Coordinador, mediante correo electrónico de fecha 8 de abril de 2024, que estas tres señales SITR no fueran una condicionante para el inicio del periodo de PES del Proyecto. Esta solicitud fue aprobada por el Coordinador mediante correo electrónico de fecha 10 de abril 2024<sup>9</sup>, en el que sostuvo lo siguiente:

*“...informo que el DCST acoge vuestra solicitud del correo de arrastre, para formalizar vuestra solicitud agradeceremos que el compromiso de regularización de señales sea presentado mediante carta a través del sistema de correspondencia. Por su parte, informamos que las señales deberán encontrarse integradas previo a otorgar la EO del proyecto”* (énfasis añadido).

---

<sup>9</sup> Correo electrónico de Manfredo Tombolini Jeria, ingeniero del Departamento de Conexiones del Coordinador. La cadena de correos electrónicos correspondiente se acompaña en un otrosí de esta presentación.

Cumpliendo con lo requerido por el Coordinador para estos efectos, la solicitud de Centella fue formalizada mediante la referida carta CA CENT 011-2024, enviada el mismo 10 de abril al Coordinador, en la que se expresa el compromiso de Centella de regularizar las señales SITR pendientes antes de la Entrada en Operación del Proyecto.

Posteriormente, el día 19 de abril de 2024, a las 11:06 horas, es decir, con posteridad a la energización del Tramo 2 del Proyecto, el Coordinador remitió un correo a Centella solicitando *“su apoyo para normalizar a la brevedad las señales de flujo de potencia activa y reactiva del corredor Nva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Centella de 220 kV por presentar valores erróneos”*, listando 25 señales.

Sin embargo, la presentación de valores erróneos de estas señales SITR corresponde a una incidencia que ocurre con posteridad a la finalización del período de PES y no como parte de los resultados de las pruebas que ya habían sido exitosamente superadas y aprobadas por el propio Coordinador a esa fecha.

En efecto, según dan cuenta los resultados de las pruebas realizadas en las iteraciones N°1, N°2 y N°3, que se detallan a continuación, las pruebas de dichas 25 señales SITR obtuvieron —en la etapa de pruebas— resultados satisfactorios, cumpliendo con los parámetros evaluados:

## Señales SITR S/E Nueva Pan de Azúcar

| TAG ICCP                | Variable SCADA                                 | Fecha      | Estamp | Calidad | Edad d | Valores |
|-------------------------|--|------------|--------|---------|--------|---------|
| NVAPAZU_220_52J7_ST     | NVAPAZU 220 J7 INT LINEA PUNTA SIERRA 1 L/BP1  | 07-03-2024 | OK     | OK      | OK     | OK      |
| NVAPAZU_220_89J7\$1_ST  | NVAPAZU 220 J7 DESC1                           | 07-03-2024 | OK     | OK      | OK     | OK      |
| NVAPAZU_220_89J7\$2_ST  | NVAPAZU 220 J7 DESC2                           | 07-03-2024 | OK     | OK      | OK     | OK      |
| NVAPAZU_220_J7_P_AN     | NVAPAZU 220 J7 P                               | 07-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| NVAPAZU_220_J7_Q_AN     | NVAPAZU 220 J7 Q                               | 07-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| NVAPAZU_220_52J10_ST    | NVAPAZU 220 J10 INT LINEA PUNTA SIERRA 2 L/BP2 | 07-03-2024 | OK     | OK      | OK     | OK      |
| NVAPAZU_220_89J10\$1_ST | NVAPAZU 220 J10 DESC1                          | 07-03-2024 | OK     | OK      | OK     | OK      |
| NVAPAZU_220_89J10\$2_ST | NVAPAZU 220 J10 DESC2                          | 07-03-2024 | OK     | OK      | OK     | OK      |
| NVAPAZU_220_J10_P_AN    | NVAPAZU 220 J10 P                              | 07-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| NVAPAZU_220_J10_Q_AN    | NVAPAZU 220 J10 Q                              | 07-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |

## Señales SITR S/E Punta Sierra

| TAG ICCP             | Variable SCADA    | Fecha      | Estamp | Calidad | Edad d | Valores |
|----------------------|-------------------|------------|--------|---------|--------|---------|
| PSIERRA_220_J10_P_AN | PSIERRA 220 J10 P | 15-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| PSIERRA_220_J10_Q_AN | PSIERRA 220 J10 Q | 15-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| PSIERRA_220_J12_P_AN | PSIERRA 220 J12 P | 15-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| PSIERRA_220_J12_Q_AN | PSIERRA 220 J12 Q | 15-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| PSIERRA_220_J13_P_AN | PSIERRA 220 J13 P | 15-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| PSIERRA_220_J13_Q_AN | PSIERRA 220 J13 Q | 15-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| PSIERRA_220_J15_P_AN | PSIERRA 220 J15 P | 15-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| PSIERRA_220_J15_Q_AN | PSIERRA 220 J15 Q | 15-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |

## Señales SITR S/E Centella

| TAG ICCP              | Variable SCADA    | Fecha      | Estamp | Calidad | Edad d | Valores |
|-----------------------|-------------------|------------|--------|---------|--------|---------|
| CENTELLA_SE_TEMP_AN   | CENTELL TEMP      | 05-04-2024 | OK     | OK      | OK     | OK      |
| CENTELLA_220_J7_P_AN  | CENTELL 220 J7 P  | 27-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| CENTELLA_220_J7_Q_AN  | CENTELL 220 J7 Q  | 27-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| CENTELLA_220_J10_P_AN | CENTELL 220 J10 P | 27-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| CENTELLA_220_J10_Q_AN | CENTELL 220 J10 Q | 27-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| CENTELLA_220_BP1_F_AN | CENTELL 220 BP1 F | 27-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |
| CENTELLA_220_BP2_F_AN | CENTELL 220 BP2 F | 27-03-2024 | N/A    | OK      | N/A    | OK      |

Así, al 19 de abril de 2024, las señales SITR funcionaban correctamente, además de haber sido exitosamente probadas.

De este modo, el 16 de abril de 2024 se inició la etapa de PES del Proyecto<sup>10</sup>, es decir —de acuerdo con la definición de este concepto contenida en la letra g) del artículo 3 del Anexo Técnico— al período que comprende desde la energización de las instalaciones, su interconexión, la realización de las respectivas pruebas y la validación de las pruebas a las que se refiere el artículo 27 del Anexo Técnico. En particular, el Tramo 1 del Proyecto fue energizado el 18 de abril 2024 y el Tramo 2 el 19 de abril 2024, quedando todas las instalaciones disponibles para ser operadas por el CDC del Coordinador a partir de esa fecha.

---

<sup>10</sup> De ello da cuenta el Informe Mensual N°56 emitido por el auditor técnico del Proyecto en marzo de 2024 —que se acompaña en un otrosí de esta presentación, en su sección 4.

En consecuencia, el período de PES del Proyecto finalizó el 19 de abril de 2024. A este respecto, la plataforma de seguimiento de ejecución de obras del Coordinador indica como comentario general de la obra que el Proyecto finalizó el período de PES en abril de 2024<sup>11</sup>.

Sin perjuicio de lo anterior, y pese a que el Proyecto ya se encuentra energizado y se realizaron exitosamente todas las pruebas requeridas por el Anexo Técnico, en reunión sostenida el día 4 de junio de 2024, el Coordinador señaló a Centella que, en su parecer, a dicha fecha aún existían tres ítems pendientes que debían ser subsanados, y que corresponden a los siguientes:

- (a) Tres señales SITR.
- (b) Protocolo E SAT (Protocolos de pruebas SAT a equipos primarios).
- (c) Entrega de *Print Out* de Relés de terceros existentes luego de las modificaciones que tenían que hacer las siguientes empresas:
  - Transelec: 03 de mayo.
  - Pacific Hydro: 10 de mayo.
  - Interchile: 02 de mayo.
  - AES: 20 de mayo.

Con respecto a las señales SITR, y, dado que ya se habían realizado las pruebas satisfactorias de todas las otras señales SITR (con excepción de las tres señales excluidas), la casilla de pruebas SITR de la PGP debió reflejar que los requerimientos asociados a las señales SITR se encontraban aprobados, al menos, para el inicio y término de la PES del Proyecto, dado el tenor expreso del compromiso adquirido por Centella con el Coordinador en la referida carta de 10 de abril de 2024.

A este respecto, es relevante hacer referencia al concepto de “fallas tempranas” o “fallas de juventud”. Desde un punto de vista técnico, todo equipo o instalación está afecto a una posibilidad de falla y, por lo mismo, el objetivo de las mantenciones no es impedir que ocurran fallas con una

---

<sup>11</sup> Se acompaña en un otrosí de esta presentación el Acta Diligencia suscrita por Patricia Manríquez Huerta, Notario Público Titular de la Cuadragésimo Octava Notaría de Santiago, con fecha 8 de agosto de 2024, además de una imagen de la información disponible en la referida plataforma a la fecha de presentación de las presentes discrepancias.

eficacia absoluta o igual a 0%, sino reducir al máximo las probabilidades de que un equipo o instalación no realice adecuadamente su función a lo largo del tiempo, cuando opera en el entorno y bajo las condiciones para las cuales fue diseñado.

Luego, se utiliza la denominada “Tasa de Fallos” para calcular la frecuencia de fallas a lo largo de la vida del dispositivo o instalación, e ilustrar las distintas etapas de vida del equipo o instalación, que presentan mayores frecuencias de falla. En efecto, existe una etapa temprana y una etapa tardía, que manifiestan las “fallas de juventud” y “fallos por envejecimiento”, respectivamente.

Por otra parte, en lo que respecta al protocolo de pruebas SAT a equipos primarios, el 26 de enero de 2024 fueron cargados a la PGP por parte de Centella la totalidad de los antecedentes relativos a la ejecución satisfactoria de dichos protocolos.

En la minuta de revisión de los referidos protocolos, emitida por el Coordinador el 2 de febrero de 2024, se señaló expresamente que:

*“No hay observaciones con respecto a los antecedentes recibidos. Sin perjuicio de lo anterior, según lo declarado en el acta, se encuentran pendientes algunas pruebas (resistencia de contacto de los chicotes) que no impiden la energización y puesta en servicio de los equipos primarios, para lo cual, se requerirá remitir una nueva versión del acta cuando dichas pruebas se hayan concretado de forma satisfactoria (...)”* (el subrayado es nuestro).

En este sentido, destacamos que la referencia a las pruebas de resistencia de contacto de los chicotes (que no son pruebas de equipos primarios) y que habrían mantenido la casilla “Prot E” de la PGP pendiente de aprobación, no condicionan ni la energización ni la PES, lo cual, además, fue indicado expresamente por el Coordinador en su observación.

De esta forma, la casilla “Prot E” debió haber quedado aprobada a partir del 2 de febrero de 2024 cuando el Coordinador emitió la minuta de revisión de los referidos protocolos con resultado

satisfactorio, ya que no se requirió una nueva iteración en relación con las pruebas de resistencia de contacto de los chicotes.

Es importante hacer presente que la razón por la que las pruebas de resistencia de contacto de los chicotes no forman parte de las pruebas de equipos primarios que se realizan antes de la energización, se debe a que, para realizar esta prueba (la de chicotes), se requiere que los equipos ya estén conectados a las barras.

En efecto, la no consideración de las pruebas de contacto de los chicotes como parte de los protocolos de equipos primarios es una práctica usual por parte del Coordinador, lo cual se puede constatar del análisis de otros proyectos cargados en la PGP, tales como:

| <b>NUP</b> | <b>Resistencia de contacto</b> | <b>Respaldo</b>  |
|------------|--------------------------------|--|
| 781        | No                             | 3040-02-EN-PT-004-3TPJ16                                   |
| 1569       | No                             | No aplica, solo presentó acta vía PGP.                     |
| 2284       | No                             | PT-SANTACRUZ-PE-EQ-002 PRUEBAS DE EQUIPOS<br>PPRR B2_6333. |

Pese a que, como se indicó, no corresponden a pruebas de equipos primarios, Centella diligentemente envió, el 8 de mayo de 2024, los resultados de las pruebas de resistencia de los chicotes, las que igualmente arrojaron resultados satisfactorios, siendo aprobadas por el Coordinador el 20 de mayo de 2024.

De este modo, y como se desprende de lo señalado precedentemente, los requerimientos normativos para la finalización del período de PES del Proyecto fueron debidamente cumplidos por Centella con fecha 19 de abril de 2024.

Finalmente, en lo que se refiere a los Print Out de relés existentes, en la minuta de revisión emitida por el Coordinador el 3 de junio de 2024, éste señaló que faltaba incorporar los sistemas de protecciones de los paños J3 y J6 de la S/E Punta Sierra, en los cuales también se habrían propuesto

cambios de ajustes según la última versión del ECAP aprobado. Ante lo anterior, Centella respondió mediante carta de fecha 3 de junio de 2024 que:

*“En el documento 7ED-000-EL-GN-RP-02 Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones, Rev.5’, en el punto ’10.1.2.6 (SOTF) Cierre contra falla – Paño J3 y J6 (hacia S/E Las Palmas’, se estable que esta recomendación [la incorporación de los sistemas de protecciones] es proactiva y que, en caso de no ser acogida por el propietario de la instalación, no debería ser motivo para la no aprobación del Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones (ECAP). En este caso particular, la empresa propietaria [Pacific Hydro Chile S.A.] no ha acogido la recomendación mencionada, por lo que, de nuestra consideración, no debería ser motivo de iterar la actividad asociada a print out existentes toda vez que, como se indica en el párrafo anterior, correspondía a una recomendación proactiva y no vinculante con la aprobación del ECAP, por lo cual solicitamos la aprobación de la documentación cargada en la iteración 1 de la actividad, manteniendo las fechas asociadas para efectos del proceso de interconexión”.*

Sin embargo, dado que el Coordinador insistió con la ejecución de los sistemas de protecciones referidos, a dicha la fecha solamente se encontraba pendiente la ejecución por parte de Pacific Hydro Chile S.A. de la modificación en las protecciones de los paños J3 y J6 en la S/E Punta Sierra, según le fue ordenado con fecha 14 de junio de 2024 por el Coordinador, mediante el “Documento de Revisión N°2 de Print Out existente”, que señala expresamente en la sección de observaciones lo siguiente:

*“En relación con las protecciones de los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra, es importante señalar que, toda vez que el estudio demuestre la necesidad de cambios de ajustes resulta vinculante para la empresa propietaria (Pacific Hydro Chile S.A.), considerando que dicha empresa no manifestó su disconformidad como involucrada en el proceso de revisión a través de la plataforma PGP, lo que permitió que el ECAP fuera aprobado. Por lo tanto, se reitera la solicitud del acta que demuestre la ejecución exitosa de los cambios de ajustes propuestos, de lo contrario, se deberá cargar una nueva versión de este estudio, junto con el argumento técnico de la empresa involucrada que justifique esta determinación.*

| Subestación         | Nivel de tensión | Paño   | Función de protección | Tipo de Modificación   |
|---------------------|------------------|--|-----------------------|--|
| Nueva Pan de Azúcar | 220 kV           | BBA  | 87B                   | Modificación de la corriente de normalización I <sub>no</sub>        |
|                     |                  |  | 50BF                  | Incorporación de la función 50BF de los nuevos paños                 |
|                     |                  | J8 y J11                                       | 50BF                  | Incorporación de 50BF en los relés 7VK87                             |
| Punta Sierra        | 220 kV           | BB1/BB2  | 87B                   | Modificación en la corriente mínima diferencial "Ik <sub>min</sub> " |
|                     |                  | J1   | 21/21N                | Modificación de alcance de zona 3                                    |
|                     |                  |  | SOTF                  | Modificación debido a cambios en cortocircuito                       |
|                     |                  | J4   | 21/21N                | Modificación de alcance de zona 3 y temporización                    |
|                     |                  |  | SOTF                  | Modificación debido a cambios en cortocircuito                       |
|                     |                  | J3   | SOTF                  | Modificación debido a cambios en cortocircuito                       |
| J6                  | SOTF             | Modificación debido a cambios en cortocircuito |                       |  |
| La Cebada           | 220 kV           | J4   | 21/21N                | Eliminación del ángulo de inclinación zona 1 (grupo 2)               |
|                     |                  | J1 y J2  | SOTF                  | Modificación debido a cambios en cortocircuito                       |
| Los Vilos           | 220 kV           | J3 y J4  | SOTF                  | Modificación debido a cambios en cortocircuito                       |
|                     |                  | J1 y J2  | SOTF                  | Modificación debido a cambios en cortocircuito                       |
| Las Palmas          | 220 kV           | J7 y J8  | SOTF                  | Modificación debido a cambios en cortocircuito                       |
|                     |                  | J3 y J4  | SOTF                  | Modificación debido a cambios en cortocircuito                       |

Al respecto, Pacific Hydro Chile S.A. realizó los ajustes respectivos los días 16 y 17 de julio de 2024. En consideración a que Centella había dado cumplimiento oportuno a todos los requisitos y condiciones solicitados por la normativa eléctrica, y que la realización de estos ajustes por parte de un tercero no constituían gestiones imprescindibles para la Entrada en Operación del Proyecto, sino únicamente obligaciones de reporte pendientes, cuyo cumplimiento, además, dependía de la actividad de terceros ajenos a Centella, mediante la carta ya referida de fecha 26 de julio de 2024, Centella solicitó al Coordinador considerar que la Entrada en Operación del Proyecto había tenido lugar inmediatamente después del término del período de PES, es decir el 19 de abril de 2024.

Sin embargo, mediante el acto de coordinación objeto de estas discrepancias, el Coordinador rechazó tanto la solicitud de constatar que el término del período de PES había tenido lugar el 19 de abril de 2024, como la solicitud consistente en considerar la Entrada en Operación del Proyecto con esa misma fecha, indicando que esta última tuvo lugar el 17 de julio del presente año.

### 3. FUNDAMENTOS DE LAS DISCREPANCIAS

En relación con la interconexión, puesta en servicio y entrada en operación de nuevas instalaciones, el artículo 72º-17 de la LGSE dispone, en sus incisos séptimo y octavo, lo siguiente:

*“Sólo podrán iniciar su puesta en servicio, aquellas instalaciones que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión y que cuenten con la respectiva autorización por parte del Coordinador para energizar dichas instalaciones. (...). Se entenderá que una*

instalación se encuentra en etapa de puesta en servicio, una vez materializada su interconexión y energización y hasta el término de las respectivas pruebas, adquiriendo desde el inicio de esta etapa la calidad de coordinado en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-2. En todo caso, de manera previa a la puesta en servicio de un proyecto, el interesado deberá acordar con el Coordinador un cronograma de puesta en servicio en el que se establecerán las actividades a realizar y los plazos asociados a dichas actividades. Cualquier modificación de dichos plazos deberá ser comunicada al Coordinador quien podrá aprobar o rechazar justificadamente dicha modificación. Todo incumplimiento en los plazos establecidos para el período de puesta en servicio deberá ser comunicado por el Coordinador a la Superintendencia pudiendo aplicarse las sanciones que correspondan. Concluida la etapa de puesta en servicio, el coordinado titular de la respectiva instalación deberá presentar al Coordinador una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente, pudiendo éste último verificar tal circunstancia. Posteriormente, el Coordinador emitirá su aprobación para la entrada en operación del respectivo proyecto, en los plazos que establezca la Norma Técnica respectiva” (énfasis agregado).

Por su parte, el Anexo Técnico define la PES en su artículo 10, letra g), en los siguientes términos:

*“Se entenderá por Puesta en Servicio al período que comprende desde la energización de las instalaciones, su interconexión, la realización de sus respectivas pruebas y hasta la validación de las pruebas a las que se refiere el Artículo 27 del presente Anexo, y demás que correspondan de acuerdo a la NT”.*

Como se puede advertir de las normas transcritas, la PES corresponde a un período de tiempo que inicia con la energización de las instalaciones y finaliza con la validación por parte del Coordinador de las pruebas correspondientes. En este sentido, se debe notar que ni la definición legal de la PES ni aquella contenida en el Anexo Técnico consideran que el fin de la PES y la fecha de Entrada en Operación de una instalación sean eventos simultáneos ni inmediatamente consecuente la segunda respecto de la primera. Este punto es relevante, porque el texto del artículo 28 del Anexo Técnico aborda ambos hitos en forma conjunta, lo que podría llevar al lector a concluir —erradamente, atendido que la definición de PES de la LGSE y del propio literal g) del artículo 10 del Anexo Técnico los consideran de forma separada— que éstos tendrían lugar en una misma fecha.

En efecto, sobre lo anterior, la última frase del inciso octavo del artículo 72º-17 citado es explícita al señalar que posteriormente —es decir, con posterioridad al término del período de PES— el Coordinador debe emitir su aprobación para la Entrada en Operación de la instalación de que se trate (en los plazos que establece el Anexo Técnico), lo que implica que necesariamente admite que entre el fin de la PES y la Entrada en Operación transcurra un período de tiempo (acotado al plazo máximo establecido por el Anexo Técnico). Lo mismo se desprende de la definición de Entrada en Operación contenida en la sección 4.1 del Procedimiento Interno de Interconexión de Proyectos del Coordinador (“**Procedimiento de Interconexión**”), cuya versión definitiva fue publicada el 14 de febrero de 2024, y que entró en vigencia el pasado 14 de junio, atendida su remisión al artículo 72º-17 de la LGSE:

*“Entrada en Operación: Se entenderá como tal la operación de una instalación respecto de la cual el Coordinador haya declarado el término efectivo del Período de Puesta en Servicio, en los términos que señala el artículo 72º-17 de la Ley y el artículo 28 del Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SF”.*

Así, sin perjuicio de que es claro en las normas citadas que el fin de la PES y la fecha de Entrada en Operación de una nueva instalación pueden tener lugar en momentos diferentes, se debe también considerar que el plazo al que se refiere la última frase del citado inciso octavo del artículo 72º-17 de la LGSE es concebido por dicha disposición como un plazo máximo, por lo que también es posible que, cumpliéndose las exigencias establecidas por la normativa aplicable para que proceda la Entrada en Operación en forma coetánea al término de la PES, ambos hitos ocurran simultáneamente.

En virtud de lo anterior, Centella solicitó al Coordinador declarar que tanto el término de la PES como la Entrada en Operación del Proyecto habían tenido lugar el 19 de abril de 2024, fecha en que concluyeron exitosamente las pruebas requeridas por el Anexo Técnico, quedando pendiente únicamente gestiones de reporte, tanto respecto de los Print Out de relés existentes como de las tres señales SITR ya referidas.

Sin embargo, mediante su carta DE 04025-24 el Coordinador rechazó las solicitudes formuladas por Centella, informando que la fecha de Entrada en Operación del Proyecto corresponde al día 17 de julio de 2024, fecha en la cual Centella presentó al Coordinador el último entregable del proceso de conexión “*de acuerdo con lo reflejado en la plataforma de gestión de proyectos PGP y conforme lo señalado por el Coordinador en la minuta adjunta*”. A este respecto, se debe notar que en el documento titulado “Minuta de aclaraciones. Fecha de inicio de puesta en servicio y fecha de entrada en operación” (“**Minuta**”), acompañado por el Coordinador a la referida carta DE 04025-24, el Coordinador identifica como cuerpos normativos y procedimentales aplicables al proceso de interconexión del Proyecto (i) la LGSE, (ii) el Anexo Técnico, y (iii) el Procedimiento de Interconexión, pese a que este último entró en vigencia, como se indicó, el 14 de junio de 2024, es decir, con posterioridad al término del período de PES y a la fecha solicitada por Centella como fecha de Entrada en Operación del Proyecto.

Abordaremos las implicancias del errado entendimiento del Coordinador respecto de la aplicación del Procedimiento de Interconexión al proceso de conexión del Proyecto en la sección 3.2 siguiente, pero, primero, nos referiremos a las exigencias establecidas en la normativa vigente para la Entrada en Operación de una nueva instalación de transmisión que se interconecta al SEN, y al alcance de las atribuciones del Coordinador con respecto a la imposición de exigencias que no se encuentran expresamente previstas en las normas positivas vigentes.

### **3.1. Requisitos normativos para la procedencia de la Entrada en Operación**

Como se advierte de la lectura de la Minuta, el Coordinador considera el 17 de julio de 2024 como la fecha de Entrada en Operación del Proyecto atendido que en esa fecha fueron cargadas en la PGP las actas de Print Out de relés existentes, gestión que —bajo el entendimiento del Coordinador— correspondía a una exigencia que debía necesariamente ser cumplida por Centella para que procediera la Entrada en Operación del Proyecto.

Como fundamento de este entendimiento, la Minuta señala que no es posible prescindir de los Print Out de Relés existentes como requisito para la Entrada en Operación del Proyecto,

*“...toda vez que está asociada al correcto desempeño de las protecciones tanto del proyecto como de las instalaciones de la zona, debiendo estas ser ajustadas conforme al Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones aprobado por el Coordinador”.*

Sin embargo, como podrá constatar este H. Panel de Expertos, antes de la entrada en vigencia del Procedimiento de Interconexión —el 14 de junio de 2024—, la exigencia de las actas de Print Out de relés existentes como condición necesaria para declarar la Entrada en Operación de una instalación de transmisión no se encontraba establecida —ni siquiera mencionada— en ningún “cuerpo normativo o procedimental”.

En efecto, ninguna de las disposiciones del Anexo Técnico alude a las referidas actas en el sentido que les asigna el Coordinador en la Minuta (es decir, como requisito condicionante de la Entrada en Operación), ni tampoco puede inferirse dicho sentido de ninguna de las disposiciones de los demás anexos técnicos de la NTSyCS, de otras normas técnicas, ni de las normas reglamentarias y legales aplicables.

Reconociendo implícitamente la ausencia de una norma que establezca la entrega de actas de Print Out de relés existentes como condicionante de la Entrada en Operación de una instalación de transmisión, el Coordinador alude en su Minuta al artículo 2 del Anexo Técnico, que, en sus incisos segundo y tercero, dispone lo siguiente:

*“Los requisitos técnicos mínimos establecidos en el presente Anexo Técnico no limitan ni reemplazan los requisitos, exigencias, o cualquier tipo de responsabilidad establecida en la normativa vigente, en particular la NT.*

*Asimismo, no limitan la facultad del Coordinador de establecer requisitos complementarios, en función de las características particulares de las instalaciones y/o el resultado de eventuales estudios y/o antecedentes técnicos solicitados por el Coordinador o terceros involucrados en la interconexión” (énfasis agregado).*

De esta norma el Coordinador parece entender que tiene absoluta libertad para establecer cualquier requisito como exigencia previa a la Entrada en Operación de una instalación.

Sin embargo, para que pueda imponer exigencias que no están previstas en la normativa aplicable, de acuerdo con la disposición transcrita, es necesario que los requisitos complementarios que se establezca el Coordinador efectivamente sean acordes a las características particulares de las instalaciones y/o el resultado de eventuales estudios y/o antecedentes técnicos, lo que implica, por una parte, que dichos requisitos deben ser congruentes con dichas características, resultados o antecedentes, pero, además, que debe existir razonabilidad en las exigencias que impongan, la que está dada por los fines por los que el Coordinador debe velar en el marco del proceso de interconexión de nuevas instalaciones al SEN. Profundizaremos sobre esta exigencia en el apartado 3.1.2 siguiente.

En el mismo sentido, la razonabilidad de las exigencias que imponga el Coordinador para la Entrada en Operación de una nueva instalación implica, a su vez, que dichas exigencias deben fijarse en forma oportuna, lo que se traduce en que deben fijarse y darse a conocer al interesado lo más temprano posible en el *iter* del proceso de conexión.

De este modo, tanto la congruencia como la oportunidad en el ejercicio de esta habilitación que contempla el artículo 2 del Anexo Técnico al Coordinador son condiciones exigibles a éste y que constituyen un límite a dicho ejercicio, propio de la necesidad de dotar al procedimiento de conexión de la suficiente certeza jurídica requerida para la construcción y conexión de nuevas instalaciones al sistema eléctrico, atendidos los mecanismos de financiamiento propios de la industria y de la importancia que reviste la certeza jurídica para dichos mecanismos.

#### 3.1.1. Etapa en la que procede el ejercicio de la facultad del artículo 2 del Anexo Técnico

Además de lo señalado en el párrafo precedente, se debe tener presente que el artículo 2 del Anexo Técnico, que se refiere a los alcances de dicho instrumento, alude a la facultad del Coordinador de establecer requisitos complementarios respecto de la interconexión de instalaciones al SEN, circunstancia fáctica que, como se evidencia de la definición de PES analizada precedentemente, forma parte de la etapa de PES. En efecto, el referido artículo 2 debe interpretarse en armonía con el artículo 1 del mismo Anexo Técnico, que señala como objetivos del Anexo Técnico los siguientes:

- Establecer las etapas y definir el proceso de interconexión al SI de Nuevas Instalaciones declaradas en construcción y/o aquellas que, estando ya interconectadas, deban ser modificadas.
- Especificar los requerimientos técnicos que el Coordinador podrá solicitar a todo propietario de instalaciones de generación y transmisión, interesado en interconectar Nuevas Instalaciones al SI y/o modificar instalaciones existentes.
- Establecer la información técnica que deberá entregar la Empresa Solicitante al Coordinador, en el marco del proceso de interconexión o modificación de instalaciones del SI.

Luego, el primer inciso del artículo 2 señala que *“Los requerimientos establecidos en el presente Anexo Técnico aplican a todo tipo de instalaciones que estén sujetas a la coordinación del Coordinador o Nuevas Instalaciones que deseen interconectarse al SI, según lo establecido en la normativa vigente. Y, finalmente, el tercer inciso —citado precedentemente— faculta al Coordinador para establecer requisitos complementarios, en función de las características de las instalaciones y/o el resultado de estudios y antecedentes técnicos solicitados por el Coordinador o ...terceros involucrados en la interconexión”*.

De la lectura armónica de ambas disposiciones del Anexo Técnico se desprende que la posibilidad de que el Coordinador imponga requisitos adicionales a los previstos en la normativa vigente sólo procede en la etapa que antecede a la interconexión de una nueva instalación de transmisión, dado que es la energización e interconexión de ésta la que producirá impactos en la operación del SEN, y no la Entrada en Operación, que corresponde a una actividad de revisión documental y de emisión de declaraciones formales que sólo son relevantes para efectos de carácter económico o comercial, asociados a la remuneración de las instalaciones respectivas, pero que no tienen una incidencia relevante en relación con la operación segura de las instalaciones del SEN.

De este modo, de acuerdo con el propio alcance establecido por el referido artículo 2, sólo procede el ejercicio de dicha facultad respecto de requisitos asociados a la PES (tanto para el inicio de dicha etapa como para su desarrollo), sin que pueda extenderse esa habilitación a etapas posteriores al término de la PES.

En efecto, tratándose de instalaciones de transmisión, la Entrada en Operación es el hito que habilita al titular de las nuevas instalaciones a percibir la remuneración que le corresponde. En este sentido, es un momento relevante principalmente para efectos económicos, pero lo relevante desde el punto de vista físico y de las interacciones e impactos de la nueva instalación en el resto del sistema es su energización e interconexión.

Lo anterior es congruente con la caracterización de la PES efectuada por el H. Panel de Expertos en su Dictamen N°14-2018:

*“La Puesta en Servicio es un período que tiene por objetivo verificar que una instalación (central, línea de transmisión u otra) cumple con sus especificaciones de diseño y que su operación es segura –en el contexto de las normativas y estándares exigidos- tanto para el sistema al que se conecta como para la misma instalación. En este período se inspeccionan y prueban sus diferentes componentes y sistemas.*

*Sólo una vez que la instalación ha concluido satisfactoriamente las pruebas y se ha verificado por el Coordinador que la instalación cumple con los requisitos impuestos por la normativa técnica, procede dar la aprobación para su Entrada en Operación”<sup>12</sup> (énfasis añadido).*

Así, en concordancia con el primer principio de la operación coordinada establecido en el artículo 72°-1 —la preservación de la seguridad del servicio en el sistema eléctrico—, el Anexo Técnico faculta al Coordinador para imponer exigencias para la interconexión y energización de nuevas instalaciones; pero no hace lo mismo con respecto a la Entrada en Operación de dichas nuevas instalaciones, precisamente porque los impactos de la nueva instalación desde el punto de vista de la operación segura del sistema se producen al momento de su energización e interconexión, y no con su Entrada en Operación.

---

<sup>12</sup> Dictamen N°14-2018, del H. Panel de Expertos, página 33.

Lo anterior implica que, para efectos de la Entrada en Operación, el Coordinador no puede imponer a los interesados exigencias que no estén previamente establecidas en la normativa aplicable. A su vez, en el caso del Proyecto, esto implica que el condicionamiento de la Entrada en Operación a la entrega de los Print Out de relés existentes constituye una extralimitación del Coordinador con respecto al marco que rige sus actuaciones, atendido que dicha exigencia no estaba establecida en la normativa vigente al momento en que Centella cumplió con las exigencias aplicables para la Entrada en Operación del Proyecto, es decir, el 20 de mayo de 2024, fecha en que Centella cumplió con la carga en la PGP de las actas de Print Out de relés existentes.

Por otra parte, la alusión del Coordinador en la Minuta respecto a la procedencia de exigir los Print Out de relés existentes como requisito de la EO por motivos de seguridad del sistema no son coherentes con el hecho de que los impactos de la nueva instalación en el sistema se producen con su interconexión, por lo que no es cierto que la ausencia de dichos Print Out de relés existentes implique afectaciones a la seguridad del sistema, considerando que desde el inicio de la PES las instalaciones del Proyecto están energizadas y funcionando.

En este sentido, la entrega del acta de Print Out de relés existentes corresponde a una obligación de reporte, de carácter documental, cuyo cumplimiento puede ser diferido para un momento posterior —ciertamente— al término de la PES, e, incluso, posterior a la Entrada en Operación del Proyecto, sin que ello implique un riesgo para el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico.

Este entendimiento ha sido validado por el propio Coordinador, por ejemplo, en el caso del proceso de interconexión de la Subestación Seccionadora Santa Clara 220 kV (NUP 2432). En efecto, la Entrada en Operación de dicha obra fue reconocida por el Coordinador como acaecida el 13 de julio de 2023, pese a que la documentación asociada a los ajustes de Print Out de relés existentes fueron cargados en la PGP con fecha 2 de agosto de 2023, lo que da cuenta en forma inequívoca de que dicha documentación puede, efectivamente, ser remitida al Coordinador con posterioridad al reconocimiento de la Entrada en Operación de una obra, sin que ello comprometa los principios de la coordinación del artículo 72º-1 de la LGSE.

Lo anterior es congruente con el Dictamen N°2-2012 de este H. Panel de Expertos, particularmente cuando se analiza el razonamiento que expresa a la luz de los beneficios que las nuevas instalaciones reportan al SEN. En efecto, resolviendo una discrepancia entre Transelec S.A. y el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central respecto de la fecha de Entrada en Operación de la Nueva Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, el H. Panel de Expertos expuso las siguientes consideraciones:

*“...es razonable suponer que, dentro de las situaciones posibles en la puesta en servicio de una nueva instalación, queden aspectos pendientes o se recurra a soluciones temporales con el objeto de cumplir con un hito determinado, para comenzar a recibir la remuneración correspondiente por la obra y evitar multas por atraso. Esta consideración no implica necesariamente que tal proceder sea negativo o inapropiado ya que en determinadas circunstancias la conexión de la instalación produce beneficios o mejoras operacionales evidentes a todo el sistema eléctrico, lo que desde el punto de vista técnico podría justificar tal proceder” (énfasis agregado)<sup>13</sup>.*

Corresponde precisar que el marco normativo aplicable a la época del dictamen citado no contenía una norma que condicionara el derecho a percibir la remuneración asociada a una obra nueva de transmisión al cumplimiento de características técnicas determinadas, por lo que el H. Panel de Expertos analizó la discrepancia planteada bajo las siguientes consideraciones estimadas como relevantes para adoptar una decisión:

- “a) El grado en que la característica no ajustada a proyecto al momento de la puesta física en servicio influye en las características de operación prevista de la obra.*
- b) En el período comprendido entre el 8 de noviembre y el 8 de diciembre, la operación del doble circuito Nogales-Polpaico 2x220 kV no presentó restricciones o limitaciones a la capacidad de transmisión del doble circuito atribuibles a la condición del interruptor 52J12.*

---

<sup>13</sup> Dictamen N°02-2012 del H. Panel de Expertos, p. 22.

*c) Por lo anterior, se puede considerar que la condición del interruptor abierto no alteró la operación de la línea, aunque representara una condición subóptima con relación a la especificación de la obra.*

*d) La condición en que el interruptor 52J12 y sus respectivos desconectores están abiertos con el doble circuito operando no es una condición anómala o imprevista en la operación de la línea, si bien se supone esporádica. Cada vez que a futuro sea necesario realizar un mantenimiento preventivo o correctivo al mencionado interruptor -como ocurre con cualquier interruptor- dicha condición operacional se repetirá, sin producir consecuencias en la remuneración de la línea.*

Como se puede advertir de la enumeración transcrita, el H. Panel de Expertos es claro en separar las consideraciones asociadas a la puesta física en servicio de las instalaciones —y los impactos asociados a ésta— de los efectos económicos o “intangibles” para efectos de analizar la procedencia de considerar la Entrada en Operación de la instalación, aún cuando ésta no se ajustaba plenamente a las características técnicas con las que debía operar, de acuerdo con el decreto respectivo.

Desde esta perspectiva el razonamiento expresado en el texto transcrito es plenamente aplicable a la Entrada en Operación del Proyecto. En este sentido, y sin perjuicio de que a esta fecha la normativa aplicable sí especifica una regla para determinar cuándo debe entenderse que se ha producido la Entrada en Operación de una nueva instalación<sup>14</sup>, las consideraciones expresadas por el H. Panel de Expertos respecto de los impactos de la energización e interconexión física de las nuevas instalaciones no pueden desatenderse, especialmente si se tienen cuenta que el Coordinador no sólo define discrecionalmente las exigencias técnicas que impondrá al interesado para la PES —en virtud del artículo 2 del Anexo Técnico—, sino que también la regla contenida en el Anexo Técnico para definir la fecha de Entrada en Operación también depende de actuaciones propias del Coordinador.

---

<sup>14</sup> Artículo 28 del Anexo Técnico.

Por lo anterior, es especialmente relevante lo señalado por el H. Panel de Expertos en el último párrafo de la sección 3.1.3 del referido Dictamen N°02-2012:

*“Finalmente, como elemento central para resolver en esta discrepancia, el Panel considera que un proyecto de transmisión es definido y diseñado para cumplir un objetivo específico y con una capacidad determinada. Es básico que la obra ejecutada esté en condiciones de demostrar que puede cumplir ese objetivo específico antes de tener derecho a recibir la remuneración establecida previamente. En el caso de la línea Nogales-Polpaico 2x220 kV, el objetivo fundamental es permitir la transmisión de hasta 1.500 MVA por circuito con temperatura de conductores a 75° C y temperatura ambiente 30° C con sol. No se han presentado en este procedimiento antecedentes que demuestren que en el lapso entre el 8 de noviembre y el 8 de diciembre de 2011, la línea no estuviera en condiciones de realizar dichas transferencias. La indisponibilidad de un interruptor producto de una falla de juventud no es irrelevante, pero a juicio del Panel, no es elemento suficiente para suspender el derecho a percibir la remuneración comprometida una vez que la instalación se puso en servicio sin limitaciones”* (énfasis agregado).

Lo anterior evidencia que, en consideración a los beneficios que reporta al SEN la energización e interconexión de una nueva instalación de transmisión, la aplicación inflexible o excesivamente formalista de las disposiciones del Anexo Técnico conduce a conclusiones que contravienen los principios que informan la LGSE en lo relativo a la remuneración de las instalaciones de transmisión, toda vez que dicha aplicación rígida implica desconocer los beneficios que reporta al SEN la instalación que se interconecta.

En este sentido, y considerando que, en el caso que motiva las presentes discrepancias, las gestiones pendientes para la Entrada en Operación ni siquiera corresponden al cumplimiento de exigencias técnicas “físicas” de las instalaciones, sino únicamente a documentación que se encontraba pendiente de ser cargada a la PGP (y que, además, su obtención depende de actividades que deben ser ejecutadas por terceros) es aún más cuestionable que se pretenda imponer esta interpretación excesivamente rígida del Anexo Técnico, a la luz de lo razonado por el H. Panel de Expertos en el dictamen citado, atendido que desde el 20 de mayo de 2024 el Proyecto estaba en condiciones de cumplir el objetivo específico para el cual fue incorporada al Decreto 422.

### 3.1.2. Exigencia de razonabilidad y congruencia

En línea con lo anterior, aun cuando se interpretara extensivamente el sentido del artículo 2 del Anexo Técnico y se entendiera que el Coordinador está habilitado para imponer requisitos adicionales a los previstos por las normas aplicables como exigencia previa al reconocimiento de la Entrada en Operación de una instalación —y/o que dichas exigencias adicionales correspondan a meras obligaciones de reporte, y no, por ejemplo, a la subsanación de aspectos técnicos físicos relevantes para la operación segura del sistema—, esa facultad no puede ser ejercida sin limitaciones, sino por el contrario, debe ponderar la necesidad, pertinencia, utilidad y razonabilidad de las exigencias que imponga, en relación con la finalidad de dicha imposición.

Estas exigencias adicionales deben ser necesarias para garantizar la operación segura del sistema, pertinentes y congruentes con dicha finalidad (es decir, deben ser útiles para la consecución del fin “seguridad”), y deben ser razonables, en el sentido de no constituir obstáculos que impidan al interesado obtener la Entrada en Operación por causas que son ajenas a su voluntad y control, o por no haberse cumplido con requisitos de carácter esencialmente documental, asociados a obligaciones de información y reporte cuyo cumplimiento puede razonablemente ser exigido con posterioridad a la Entrada en Operación, atendido que éste no es esencial para asegurar la correcta operación de la nueva instalación.

### **3.2. Sobre el marco normativo aplicable al proceso de conexión del Proyecto**

Como se indicó en el último párrafo de la sección 3, el Coordinador incluye el Procedimiento de Interconexión en la enunciación de las normas aplicables a la interconexión del Proyecto que hace en la sección 2 de la Minuta.

Sin embargo, cabe hacer presente que la consideración de dicho Procedimiento de Interconexión como parte de las normas aplicables a la determinación de la fecha del fin de la PES del Proyecto y de la fecha de su Entrada en Operación es imprecisa.

En efecto, como se indicó precedentemente, el Procedimiento de Interconexión, en su versión definitiva, fue publicado el 14 de febrero de 2024, y, en su sección 3 éste dispuso expresamente que entraría en vigencia cuatro meses después de su publicación, es decir, el 14 de junio de 2024.

Asimismo, en la misma sección 3 el Procedimiento de Interconexión señala que “...*aplica sobre todo requerimiento no iniciado del proyecto, los cuales se detallan en la tabla N°30 del Anexo N°2 Requerimientos del Proceso de Interconexión de Proyectos de Nuevas Instalaciones, Modificaciones Relevantes y Modificaciones no Relevantes*”.

La referida tabla N°30 del Anexo 2, contenida en la sección 7.11, denominada “Requerimientos de Detalle” enumera todos los requerimientos que considera como requisitos para la gestión de la interconexión de proyectos, según su clasificación. Entre dichos requerimientos, la tabla N°30 incluye los Print Out de relés existentes (PO E).

De este modo, y atendido que al 14 de junio de 2024 —fecha en que entró en vigencia el Procedimiento de Interconexión— el Proyecto ya había iniciado el requerimiento identificado en la tabla N°30 como PO E<sup>15</sup>, éste corresponde a un requerimiento ya iniciado, por lo que, de acuerdo con lo dispuesto en la sección 3 del mismo Procedimiento, éste no le resulta aplicable. Por consiguiente, el requerimiento asociado a los Print Out de relés existentes se rige por las normas existentes con anterioridad a la entrada en vigencia del Procedimiento de Interconexión, las que, como ya se indicó, no establecen como requisito previo a la Entrada en Operación la carga de la totalidad de las actas de Print Out de relés existentes, ajustadas a las observaciones que pueda haber planteado el Coordinador.

En consecuencia, el Coordinador yerra en este punto, al asumir que el Procedimiento de Interconexión se aplica, sin distinciones, al proceso de conexión del Proyecto, confundiendo, por lo tanto, el marco normativo aplicable, en particular, a la Entrada en Operación del Proyecto, atendido que, conforme a la referida sección 3 del Procedimiento de Interconexión, este

---

<sup>15</sup> De acuerdo con la información disponible en la PGP, la gestión identificada como “Solicitud de revisión de Print Out existentes” fue cargada en dicha plataforma el 20 de mayo de 2024.

instrumento no es aplicable al requerimiento asociado a los Print Out de relés existentes, lo que implica, a su vez, que la carga del acta de Print Out de relés existentes no es parte de los requisitos aplicables a la Entrada en Operación del Proyecto en los términos que se desarrollan en la Minuta.

Adicionalmente, se debe tener presente que, tampoco procede la imposición de la referida acta de Print Out de relés existente como “exigencia complementaria” en virtud de la facultad que el artículo 2 del Anexo Técnico otorga al Coordinador, toda vez que —como se indicó precedentemente—, ésta sólo puede ejercerse respecto de requisitos o exigencias para la etapa de PES, por lo que no es legítima su imposición en la etapa de Entrada en Operación.

Por consiguiente, y atendido que lo relevante para efectos de la preservación de la seguridad del SEN en el marco de los procesos de conexión de nuevas instalaciones de transmisión es la realización de las pruebas previstas en el respectivo programa de pruebas acordado con el Coordinador, no se ajusta a las exigencias normativas vigentes a la época en que se cumplieron los requerimientos para la Entrada en Operación del Proyecto el condicionamiento que el Coordinador hace de la Entrada en Operación a la entrega de la totalidad de los ajustes a los Print Out de relés existentes, entrega que puede posponerse para un momento posterior a dicha Entrada en Operación sin que ello implique un riesgo para la seguridad del servicio, lo que procede especialmente considerando el aporte que implica la operación de las instalaciones ya energizadas y disponibles para el sistema desde el 19 de abril de 2024.

En efecto, la operación correcta y segura de las instalaciones se verifica una vez finalizado el período de PES, fecha desde la cual el Proyecto está disponible para la operación coordinada del SEN, y, por consiguiente, a partir de la cual su titular asume las obligaciones que le corresponden como coordinado, asume los riesgos asociados a las indisponibilidades, despliega acciones de mantenimiento y asume los costos correspondientes, todo lo cual se condice con las obligaciones cubiertas por la boleta de garantía N°12460502, emitida por el Banco de Estado de Chile, en

beneficio del Ministerio de Energía, por un monto de USD 3.750.720,00 entregada el 5 de febrero de 2024 al Coordinador<sup>16</sup>.

Finalmente, hacemos presente a este H. Panel de Expertos que, pese a que, como se indicó, la entrega de la totalidad de los Print Out de relés existentes (incluidos los ajustes derivados de las observaciones a las actas cargadas por Centella en la PGP el 20 de mayo de 2024) no podían concebirse como requisitos condicionantes de la Entrada en Operación bajo la normativa vigente a esa época, Centella buscó en todo momento proporcionar la mayor cantidad de información posible y cumplir con todos los requerimientos impuestos por el Coordinador—incluso aquellos que no tenían pleno respaldo normativo—, cumplimiento que se produjo, en lo sustancial, el 20 de mayo de 2024, por lo que es a dicha fecha a la que debe retrotraerse la Entrada en Operación del Proyecto.

---

<sup>16</sup> La cual tiene como objeto garantizar la operación del Proyecto conforme a las condiciones técnicas adjudicadas en el correspondiente proceso de licitación. En efecto, la entrega de la boleta de garantía antedicha fortalece aún más la seguridad del correcto funcionamiento del Proyecto, pues esta no solo asegura que el Proyecto cumpla con las condiciones técnicas adjudicadas en el correspondiente proceso de licitación, sino que también demuestra el compromiso financiero y técnico de Centella para abordar cualquier contingencia que pudiera surgir durante la operación inicial del Proyecto.

#### 4. SOLICITUD AL HONORABLE PANEL DE EXPERTOS

De acuerdo con lo expuesto precedentemente, y en virtud de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 208° de la LGSE, y el segundo inciso del artículo 27 del Reglamento del Panel de Expertos, Centella solicita al H. Panel de Expertos como peticiones concretas:

1. Dar curso al procedimiento ante el H. Panel de Expertos para resolver las discrepancias, y declarar su admisibilidad.
2. Acoger las discrepancias de Centella, y, por consiguiente;
  - **Respecto de la primera discrepancia:** dictaminar que el período de PES del Proyecto finalizó el 19 de abril de 2024.
  - **Respecto de la segunda discrepancia:** dictaminar que la Entrada en Operación del Proyecto tuvo lugar el 20 de mayo de 2024.

**PRIMER OTROSÍ:** Solicitamos al H. Panel de Expertos tener por acompañados a esta presentación los siguientes documentos:

1. Acta Diligencia suscrita por Patricia Manríquez Huerta, Notario Público Titular de la Cuadragésimo Octava Notaría de Santiago, con fecha 8 de agosto de 2024.
2. Acta suscrita por Magdalena Latorre Larraín, Notario Público Interino de la Quinta Notaría de Santiago, con fecha 9 de agosto de 2024.
3. Carta DE 04025-24, de 7 de agosto de 2024, remitida por el Coordinador a Centella y Minuta de Aclaraciones adjunta.
4. Carta CA CENT 31-2024, de 24 de julio de 2024, remitida por Centella al Coordinador.
5. Carta DE 03551-24, de 12 de julio de 2024, remitida por el Coordinador a Centella.
6. Carta CA CENT 025-2024, de 9 de julio de 2024, remitida por Centella al Coordinador.
7. Carta CA CENT 013-2024, de 30 de abril de 2024, remitida por Centella al Coordinador.
8. Carta CA CENT 011-2024, de 10 de abril de 2024, remitida por Centella al Coordinador.

9. Correo electrónico de fecha 10 de abril 2024, remitido desde la casilla [manfredo.tombolinij@coordinador.cl](mailto:manfredo.tombolinij@coordinador.cl), dirigido a la casilla de correo electrónico del representante de Centella, [jiperez@ferrovial.com](mailto:jiperez@ferrovial.com).
10. Informe Mensual N°56 (Documento PLC-836-422-ONN03-IM56-0), de marzo de 2024, emitido por PLC Asesorías Ltda. para el Coordinador.
11. Carta CA CENT 052-2022, de 25 de noviembre de 2022, remitida por Centella al Coordinador.
12. Carta DE 05588-22, de 18 de noviembre de 2022, remitida por el Coordinador a Centella.
13. Carta CA CENT 038-2022, de 4 de noviembre de 2022, remitida por Centella al Coordinador.
14. Carta DE 05101-22, de 21 de octubre de 2022, remitida por el Coordinador a Centella.
15. Carta CA CENT 009-2022, de 3 de octubre de 2022, remitida por Centella al Coordinador.

**SEGUNDO OTROSÍ:** Sírvase el H. Panel de Expertos tener presente que mi personería para actuar en representación de Centella consta en escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2022, otorgada ante don Patricio Raby Benavente, Notario Público Titular de la Quinta Notaría de Santiago, cuya copia simple se acompaña en este segundo otrosí.

**TERCER OTROSÍ:** Sírvase H. Panel de Expertos tener presente que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 211° de la LGSE y en el artículo 32 del Reglamento del Panel de Expertos, señalo como domicilio dentro de la ciudad de Santiago, al cual deberán practicarse las notificaciones que correspondieren, el de mi representada, ubicado en Avenida Apoquindo N°4.700, piso 13., comuna de Las Condes, y seré el representante de Centella para que se efectúen las comunicaciones del H. Panel de Expertos, las que deberán dirigirse a mi correo electrónico, [vcarvajal@ferrovial.com](mailto:vcarvajal@ferrovial.com) y a Eduardo Escalona Vásquez, a las siguientes direcciones de correo electrónico: [eduardo.escalona@ppulegal.com](mailto:eduardo.escalona@ppulegal.com) y [antonia.jorquera@ppulegal.com](mailto:antonia.jorquera@ppulegal.com).

**CUARTO OTROSÍ:** Sírvase H. Panel de Expertos tener presente que, en mi calidad de abogado, asumiré personalmente el patrocinio de estas discrepancias; y que designo abogados y les confiero poder para representar a Centella con todas las facultades necesarias, al abogado Eduardo Escalona Vásquez y a las abogadas Antonia Jorquera Cruz, e-mail [antonia.jorquera@ppulegal.com](mailto:antonia.jorquera@ppulegal.com), y

Magdalena Aninat Verdugo, e-mail [magdalena.aninat@ppulegal.com](mailto:magdalena.aninat@ppulegal.com), quienes podrán actuar en forma individual o conjunta con el suscrito.