



PANEL DE EXPERTOS
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Dictamen N°29-2024

Discrepancia presentada por Centella Transmisión S.A. respecto del rechazo del Coordinador Eléctrico Nacional de sus solicitudes en relación con las fechas de término de la Puesta en Servicio y de Entrada en Operación del proyecto "Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra-Centella 2x220 kV, 2x580 MVA"

Santiago, 24 de diciembre de 2024

ÍNDICE

| | | |
|------|---|----|
| 1. | ORIGEN DE LA DISCREPANCIA..... | 5 |
| 1.1. | Presentación..... | 5 |
| 1.2. | Documentos acompañados | 5 |
| 1.3. | Admisibilidad | 5 |
| 1.4. | Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel..... | 5 |
| 1.5. | Programa de trabajo..... | 5 |
| 2. | RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES..... | 6 |
| 2.1. | Presentación de Centella | 6 |
| 2.2. | Presentación del CEN | 21 |
| 3. | ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN | 32 |
| 3.1. | Alternativas..... | 32 |
| 3.2. | Análisis..... | 32 |
| 3.3. | Dictamen | 38 |
| 3.4. | Voto de minoría de la integrante Patricia Miranda A. | 38 |

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

| | |
|----------------------------|---|
| Anexo Técnico de la NTSyCS | Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, de la Comisión Nacional de Energía |
| CEM | Carta de Escenarios Mínimos |
| Coordinador o CEN | Coordinador Eléctrico Nacional |
| DS N°18T | Decreto Supremo N°18T, de 2018, del Ministerio de Energía, que "Fija 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', perteneciente al Sistema de Transmisión Nacional a la Empresa Adjudicataria que indica" |
| DS N°422 | Decreto Supremo Exento N°422, de 2017, del Ministerio de Energía, que "Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los Doce Meses Siguietes" |
| ECAP | Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones |
| EO | Entrada en Operación |
| LGSE | Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de febrero de 2007, 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" |
| Neomante | Plataforma Neomante del Coordinador Eléctrico Nacional |
| NTSyCS | Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio, de la Comisión Nacional de Energía |
| NUP | Número Único de Proyecto |
| Pacific Hydro | Pacific Hydro Chile S.A. |
| Panel | Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos |
| PES | Puesta en Servicio |
| PGP | Plataforma de Gestión de Proyectos |
| PI Interconexión | Procedimiento Interno de Interconexión de Proyectos, de 14 de febrero de 2024, del Coordinador Eléctrico Nacional |

| | |
|----------------------|--|
| Proyecto | Obra nueva incluida en el Decreto Supremo Exento N°422, de 2017, del Ministerio de Energía que incluye una 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. Adicionalmente 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 |
| Reglamento del Panel | Decreto Supremo N°44, de enero de 2018, del Ministerio de Energía, que "Aprueba 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" |
| SAT | <i>Site Acceptance Test</i> |
| SEN | Sistema Eléctrico Nacional |
| SIPC | Solicitud de Inicio del Proceso de Conexión del Proyecto |
| SITR | Sistema de Información en Tiempo Real |
| S/E | Subestación |

DICTAMEN N°29 – 2024

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

1.1. Presentación

El 29 de agosto de 2024 ingresó al Panel una presentación de Centella discrepando del rechazo del CEN de sus solicitudes en relación con las fechas de término de la PES y de EO del proyecto "Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra-Centella 2x220 kV, 2x580 MVA", contenido en la carta del Coordinador singularizada como CEN DE 04025-24, de 7 de agosto de 2024.

1.2. Documentos acompañados

El Panel ha tenido a la vista y estudiado, entre otros, los siguientes antecedentes:

- a) Presentación de discrepancia de Centella de 29 agosto de 2024 y presentación complementaria de 25 de octubre de 2024; y
- b) Presentación del CEN de 4 de octubre de 2024 y presentación complementaria de 25 de octubre de 2024

1.3. Admisibilidad

De conformidad al artículo 210, literal b) de la LGSE, la Secretaria Abogada del Panel realizó el examen de admisibilidad formal de la discrepancia, en relación con el cumplimiento de los plazos y la verificación de que la materia discrepada sea de aquellas de competencia del Panel, según lo dispuesto en la LGSE. El Panel conoció dicho informe y, por unanimidad, aceptó a tramitación la discrepancia, emitiendo su declaración de admisibilidad el 4 de septiembre de 2024.

1.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel

Consultados por la Secretaria Abogada, ningún integrante del Panel declaró estar afecto a inhabilidades en esta discrepancia.

1.5. Programa de trabajo

Se dio cumplimiento por el Panel a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 211 de la LGSE, al notificarse oportunamente la discrepancia a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y dar publicidad a la misma en el sitio *web* del Panel. Asimismo, se convocó en el plazo legal a la Sesión Especial N°1 de la discrepancia, en la que se acordó, entre otras materias, el programa inicial de trabajo, sin perjuicio de las actuaciones que posteriormente se estimaran necesarias.

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó el día 18 de octubre de 2024 a partir de las 9:00 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 18 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

2. RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES

2.1. Presentación de Centella

Centella discrepa respecto de los siguientes rechazos del Coordinador: (i) de la solicitud de considerar como término del periodo de PES del Proyecto el 19 de abril de 2024; y (ii) la solicitud de considerar como fecha de EO del Proyecto el 19 de abril de 2024¹.

La empresa plantea que el referido proyecto es de calificación nacional y fue adjudicado al consorcio conformado por Ferrovial Transco Chile SpA y Ferrovial Transco Chile III SpA. En virtud de esto, agrega, el Ministerio de Energía dictó el DS N°18T.

Señala que los adjudicatarios cedieron los derechos y condiciones de ejecución y explotación del Proyecto a Centella y que, por su parte, 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'".

Indica que, de acuerdo con lo dispuesto en la literal e) de la sección 1 del numeral 3 del DS N°18T, el Hito Relevante N°5 del Proyecto, correspondiente al fin del periodo de PES, debía verificarse dentro de los 48 meses de la publicación del DS N°18T, es decir, a más tardar el 30 de noviembre de 2022.

Centella argumenta que, por diversas circunstancias imprevisibles e irresistibles, el Proyecto sufrió retrasos, debido a lo cual solicitó al Ministerio de Energía pronunciarse con respecto a la concurrencia de caso fortuito o fuerza mayor en las causas de dichos retrasos, de manera de habilitar las prórrogas de los plazos para los Hitos Relevantes N°2, N°3, N°4 y N°5.

La discrepante relata que la SIPC fue remitida al Coordinador el 3 de octubre de 2022, contexto en que dicho organismo le asignó al Proyecto el NUP 1136, y notificó a las empresas interesadas en el proceso de conexión (Interchile S.A., Pacific Hydro, Compañía Transmisora La Cebada S.A. y Transelec S.A.).

La empresa incluye el cronograma del Proyecto, que le fuera informado al CEN el 27 de marzo de 2024, en el que se observa una fecha de inicio de las tareas correspondiente al 1 de diciembre 2022, una etapa de PES del 12 al 16 de abril de 2024, y una solicitud de EO el 30 de mayo de 2024.

¹ La solicitud de la discrepante, respecto de la entrada en operación, es distinta a la requerida en la carta discrepada. En dicho instrumento solicita como fecha de entrada en operación el 19 de abril de 2024, sin embargo, en su solicitud al Panel hace referencia al 20 de mayo de 2024.

Agrega que luego de algunas iteraciones, el 26 de diciembre de 2022, el Coordinador le remitió la CEM preliminar a la que se refiere el literal c) del artículo 8 del Anexo Técnico de la NTSyCS. Posteriormente, continúa, con fecha 3 de enero de 2023, Centella presentó observaciones a la CEM preliminar, y el 24 de enero de 2023 el CEN emitió la CEM definitiva.

Agrega que una vez concluidos los periodos de construcción y comisionamiento en las tres subestaciones, en febrero de 2024 se procedió con las pruebas necesarias para el inicio de la PES, las que culminaron exitosamente con la Pruebas SCADA - Centro de Control / CEN realizadas entre el 19 de marzo y el 19 de abril de 2024.

La discrepancia manifiesta que mediante la carta CA CENT 011-2024 de 10 de abril de 2024 solicitó al CEN autorización para iniciar la etapa de PES a partir del 12 de abril de 2024. Señala que las pruebas de señales SITR exigidas por el artículo 19 del Anexo Técnico de la NTSyCS fueron exitosamente realizadas entre el 7 de marzo y el 5 de abril de 2024, pero que, sin embargo, hubo tres señales que no pudieron probarse: PSIERRA_220_BP1_DE_ST; PSIERRA_220_BP2_DE_ST; CENTELLA_SE_FA_LLA_RTU_ST. Afirma que, considerando que el 99% de las señales se habían verificado, quedando pendientes únicamente las señales antes indicadas, que no serían críticas para la operación, y cuya obtención dependía de terceros (en particular, de Pacific Hydro), procedió a solicitar al CEN la autorización de inicio de la PES.

Según la empresa, lo anterior fue aprobado por el Coordinador mediante correo electrónico el 10 de abril 2024, misiva en la que el CEN habría indicado, además, que "las señales deberán encontrarse integradas previo a otorgar la EO del proyecto". El mismo 10 de abril, Centella afirma haberse comprometido a regularizar las señales SITR pendientes antes del hito señalado.

Centella relata que el 19 de abril de 2024 el CEN solicitó su apoyo para normalizar las señales de flujo de potencia activa y reactiva del corredor Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Centella de 220 kV, por presentar valores erróneos. En este contexto, aclara, el CEN incluyó un listado de 25 señales que estaban en esta situación.

En opinión de la discrepancia, los valores erróneos mencionados corresponden a una incidencia posterior al periodo de la PES. Para fundamentar lo anterior, incluye en su escrito los resultados de las pruebas realizadas en las iteraciones N°1, N°2 y N°3 para las 25 señales SITR donde se muestran resultados satisfactorios.

A juicio de la empresa, la PES del Proyecto se inició con fecha de 16 de abril de 2024, con 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 de la NTSyCS. Indica que 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 Centro de Despacho de Carga del Coordinador a partir de esa fecha. De esta forma, afirma, el periodo PES del Proyecto finalizó el 19 de abril de 2024, lo que sería ratificado por la plataforma de seguimiento de ejecución de obras del Coordinador que presenta como comentario general de la obra que esta finalizó el periodo de PES en abril de 2024.

Precisa que, pese a que el Proyecto ya se encontraba energizado, con todas las pruebas requeridas en el Anexo Técnico de la NTSyCS exitosamente realizadas, en reunión del 4 de junio de 2024 el Coordinador le planteó que existían los siguientes tres ítems pendientes, y que debían ser subsanados: (a) Tres señales SITR; (b) Protocolo E SAT (protocolos de pruebas SAT a equipos primarios); y (c) Entrega de *Print Outs* de relés de terceros existentes luego de las modificaciones que tenían que realizar las empresas: Transelec S.A. (3 de mayo); Pacific Hydro (10 de mayo); Interchile S.A. (2 de mayo); y AES Andes S.A. (20 de mayo).

Con respecto a las señales SITR, la empresa argumenta que, dado que ya se habían realizado las pruebas satisfactorias de todas ellas, salvo las tres señales excluidas, la casilla de pruebas SITR de la PGP debió indicar aprobado, al menos, a efectos de la PES, dado el compromiso adquirido por Centella con el Coordinador el 10 de abril de 2024.

Sobre las “fallas de juventud”, Centella indica que todo equipo o instalación está afecto a la posibilidad de falla y que las mantenciones no buscan impedir que ocurran fallas, sino reducir al máximo las probabilidades de que el equipo o instalación no realice su función a lo largo del tiempo. Luego afirma que la denominada “Tasa de Fallos” o frecuencia de fallas a lo largo de la vida del dispositivo o instalación, es mayor en una etapa temprana (“fallas de juventud”) y una etapa tardía (“fallos por envejecimiento”).

Respecto del protocolo de pruebas SAT a equipos primarios, Centella declara haber cargado el 26 de enero de 2024 a la PGP todos los antecedentes relativos a su ejecución satisfactoria. Destaca que en la minuta del CEN de revisión de los referidos protocolos (2 de febrero de 2024) se señaló expresamente que no había observaciones, pero que se encontraban pendientes las pruebas de resistencia de chicotes, que no impedían la energización ni la PES. Al respecto, según la empresa, se habría indicado que una vez que se concretaran dichas pruebas, se requeriría una nueva versión del acta.

La discrepante relata que la citada prueba de resistencia de contacto de los chicotes habría mantenido la casilla “Prot E” de la PGP pendiente de aprobación, pero que de acuerdo con lo indicado por el CEN debió haber quedado aprobada a partir del 2 de febrero de 2024, cuando el CEN emitió la minuta de revisión de los referidos protocolos. En tal sentido, la empresa aclara que para realizar la prueba de chicotes se requiere que los equipos primarios estén conectados a las barras, por lo que se debe llevar a cabo con posterioridad a la energización. En opinión de Centella, esto sería una práctica usual, lo que se podría constatar en otros proyectos en la PGP. Posteriormente, prosigue, el 8 de mayo de 2024, la empresa envió los resultados satisfactorios de las pruebas de chicotes, siendo aprobadas por el CEN el 20 de mayo de 2024. De este modo, concluye, con fecha 19 de abril de 2024 se darían los requerimientos normativos para la finalización del periodo de PES.

Respecto de los *Print Outs* de relés existentes, afirma que en la minuta de revisión del CEN de 3 de junio de 2024 se habría indicado que faltaban los sistemas de protecciones de los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra, para los cuales se habrían propuesto cambios según el último ECAP aprobado. Ante lo anterior, Centella relata haber respondido el 3 de junio de 2024:

“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 establece que esta recomendación 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 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 (...)”.

Sin embargo, indica, el CEN habría insistido con los ajustes referidos, en particular, en el “Documento de Revisión N°2 de Print Out existente” del 14 de junio de 2024:

“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), 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”.

Según Centella, Pacific Hydro realizó los ajustes respectivos los días 16 y 17 de julio de 2024. De esta forma, prosigue, en consideración a que estos ajustes por parte de un tercero no serían imprescindibles para la EO y que, además, dependían de terceros, solicitó con fecha 26 de julio de 2024 considerar que la EO había tenido lugar inmediatamente después del término del periodo de PES, es decir el 19 de abril de 2024. Indica que lo anterior fue rechazado por el CEN, estableciendo este organismo que la EO tuvo lugar el 17 de julio de 2024.

Respecto de la interconexión, PES y EO de nuevas instalaciones, la empresa cita el texto de los incisos séptimo y octavo del artículo 72-17 y el literal g) del artículo 10 del Anexo Técnico de la NTSyCS. De acuerdo con estas normas, plantea, la PES corresponde al periodo entre la energización de las instalaciones y la validación por parte del Coordinador de las pruebas correspondientes. En este sentido, señala, en la normativa no se prevé que el fin de la PES sea simultánea con la EO. Según la empresa, este punto sería relevante, porque el texto del artículo 28 del Anexo Técnico de la NTSyCS aborda ambos hitos en forma conjunta. Al respecto, agrega que la última frase del inciso octavo del referido artículo 72-17 es explícita al señalar que, con posterioridad al término de la PES, el Coordinador debería emitir su aprobación para la EO de la instalación. Según la empresa, lo mismo se desprendería de la definición de EO contenida en la sección 4.1 del PI Interconexión. Indica que, sin perjuicio de lo anterior, sería posible que, cumpliéndose las exigencias establecidas por la normativa aplicable para que proceda la EO en forma coetánea al término de la PES, ambos hitos ocurran simultáneamente.

En virtud de lo expuesto, Centella solicitó al Coordinador declarar que tanto el término de la PES como la EO del Proyecto habían tenido lugar el 19 de abril de 2024. En opinión de la discrepante, a dicha fecha habrían concluido exitosamente las pruebas del Anexo Técnico de la NTSyCS, quedando solo pendiente gestiones de reporte, tanto respecto de los *Print Outs* de relés existentes, como de las tres señales SITR ya referidas.

A pesar de lo antes descrito, prosigue, el CEN informó que la fecha de EO sería el 17 de julio de 2024, fecha en la cual Centella presentó 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, la empresa afirma que el documento “Minuta de aclaraciones. Fecha de inicio de puesta en servicio y fecha de entrada en operación”, que acompañó el Coordinador a la carta DE 04025-24, identifica como cuerpos normativos del proceso de interconexión (i) la LGSE; (ii) el Anexo Técnico de la NTSyCS; y (iii) el PI Interconexión (pese a que este último entró en vigencia el 14 de junio de 2024, con posterioridad al término de PES y la fecha de EO solicitada por Centella).

De la lectura de la citada minuta la empresa colige que el CEN considera el 17 de julio como fecha de EO, atendido que en esa fecha se habrían cargado los *Print Outs* de relés existentes, por lo cual se entendería que no es posible prescindir de estos como requisito para la EO.

La discrepante destaca que antes de la entrada en vigencia del PI Interconexión —el 14 de junio de 2024— la exigencia de las actas de *Print Outs* de relés existentes para la EO de una instalación no era mencionada en ningún cuerpo normativo. Agrega que ninguna de las disposiciones del Anexo Técnico de la NTSyCS alude a las referidas actas como requisito condicionante, ni tampoco las disposiciones de los demás anexos técnicos de la NTSyCS, de otras normas técnicas, ni de las normas reglamentarias y legales aplicables.

En opinión de la empresa, el CEN reconoce implícitamente que no existe una norma que establezca la necesidad remitir las actas de *Print Outs* de relés existentes, al hacer referencia, en su minuta, al artículo 2 del Anexo Técnico de la NTSyCS, cuyos incisos segundo y tercero, disponen:

“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”.

Para la empresa, de esta norma el CEN deduciría que tiene libertad para establecer cualquier requisito como exigencia previa a la EO de una instalación.

A juicio de la discrepante, para que el CEN pueda imponer exigencias es necesario que los requisitos complementarios sean acordes a las características de las instalaciones, lo que implicaría que dichos requisitos deben ser congruentes con esas características, resultados o

antecedentes, pero, además, que exista razonabilidad en las exigencias, es decir, que el Coordinador se mantenga en el marco del proceso de interconexión.

Centella argumenta que la razonabilidad de las exigencias que imponga el Coordinador implica que estas deben fijarse en forma oportuna, lo que se traduce en que deben darse a conocer al interesado lo más temprano posible. De este modo, prosigue, tanto la congruencia como la oportunidad en el ejercicio de esta habilitación que contempla el artículo 2 del Anexo Técnico de la NTSyCS al Coordinador son condiciones exigibles a este, y constituyen un límite a dicho ejercicio.

La empresa hace presente que el artículo 2 del Anexo Técnico de la NTSyCS alude a la facultad del Coordinador de establecer requisitos complementarios respecto de la interconexión de instalaciones al SEN, pero que esto se limita a la PES. En efecto, prosigue, el referido artículo 2 debería interpretarse en armonía con el artículo 1, que establece los objetivos del anexo para la conexión de nuevas instalaciones.

Luego, continúa, el primer inciso del artículo 2 señala que “[l]os 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”, en tanto, el tercer inciso facultaría al CEN a 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 por “...terceros involucrados en la interconexión”.

La discrepante sostiene que de la lectura armónica de ambas disposiciones, se desprende que la posibilidad de que el Coordinador imponga requisitos adicionales sólo procede en la etapa que antecede a la interconexión de una nueva instalación de transmisión, y no en la EO. La empresa concluye que sólo procedería el ejercicio de la mencionada facultad respecto de requisitos asociados a la PES.

Para Centella, tratándose de instalaciones de transmisión, la EO es el hito que habilita al titular de las nuevas instalaciones a percibir remuneración. En este sentido, prosigue, sería un momento relevante principalmente para efectos económicos, pero no significativo desde el punto de vista físico.

Según la empresa, lo anterior implica que el CEN no puede imponer exigencias que no estén en la normativa. En el caso en análisis, para ella esto significa que el condicionamiento de la EO a la entrega de los *Print Outs* de relés existentes sería una extralimitación de las funciones del CEN, dado que esa exigencia no estaba en la normativa a la fecha en que Centella cumplió con la carga en la PGP de las actas de *Print Outs* de relés existentes.

En opinión de la empresa, no sería correcto afirmar que por motivos de seguridad se requieran los *Print Outs* de relés existentes, considerando que desde el inicio de la PES las instalaciones del Proyecto están energizadas y funcionando. En este sentido, indica, la entrega del acta de *Print Outs* de relés existentes corresponde a una obligación de reporte, de carácter documental, cuyo cumplimiento puede ser diferido, incluso, posterior a la PES, sin que ello implique un riesgo para el funcionamiento del sistema.

Para la discrepante, este habría sido el entendimiento del propio CEN, según se desprende del proceso de interconexión de la S/E seccionadora Santa Clara 220 kV (NUP 2432), que entró en operación el 13 de julio de 2023 y que entregó los *Print Outs* de relés existentes con fecha 2 de agosto de 2023.

La empresa luego cita el Dictamen N°2-2012, en el cual el Panel habría considerado los beneficios que las nuevas instalaciones reportan al SEN al resolver respecto de la fecha de EO de la Nueva Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV. En ese caso, precisa, el marco normativo aplicable 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. Según la empresa, en ese dictamen el Panel separa las consideraciones asociadas a la puesta física en servicio de las instalaciones de los efectos económicos o “intangibles”, para efectos de analizar la procedencia de considerar la EO, aun cuando esta no se ajustaba plenamente a las características técnicas con las que debía operar, de acuerdo con el decreto respectivo. En tal sentido, prosigue, 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 de la NTSyCS contravendrían los principios que informan la LGSE en lo relativo a la remuneración de las instalaciones de transmisión, toda vez que dicha aplicación rígida implicaría desconocer los beneficios que la instalación reporta al SEN.

Para Centella, en el presente caso, las gestiones pendientes para la EO no corresponderían a 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 dependía de actividades de terceros), atendido que desde el 20 de mayo de 2024 el Proyecto estaba en condiciones de cumplir el objetivo específico para el cual fue incorporado al DS N°422.

La empresa luego indica que aun interpretando que el CEN está habilitado para imponer requisitos adicionales a los previstos por las normas aplicables como exigencias a la EO de una instalación, y que dichas exigencias correspondan a reportes, y no, por ejemplo, a la subsanación de aspectos técnicos para la operación segura del sistema, dicha facultad, precisa, no podría ser ejercida sin limitaciones. Por el contrario, afirma, se debería ponderar la necesidad, pertinencia, utilidad y razonabilidad de las exigencias, en el entendido de que sean necesarias para garantizar la operación segura del sistema.

Respecto del marco normativo aplicable al proceso de conexión del Proyecto, la empresa plantea que el Coordinador incluye en este ámbito el PI Interconexión. Al respecto, hace presente que la consideración de dicho procedimiento como norma aplicable a la determinación de las fechas de la PES y EO sería imprecisa. En efecto, prosigue, este procedimiento fue publicado el 14 de febrero de 2024, indicando que entraría en vigencia cuatro meses después de su publicación, es decir, el 14 de junio de 2024.

Agrega que el citado procedimiento también indica que solo aplica a requerimientos no iniciados, listándolos (tabla N°30), entre los que se encuentran los *Print Outs* de relés existentes (PO E). De esta forma, Centella insiste, que dado que al 14 de junio de 2024 el

Proyecto ya había iniciado el requerimiento identificado, este procedimiento, en lo que concierne a los referidos *Print Outs*, no le resultaría aplicable.

La empresa indica que atendido que lo relevante para preservar la seguridad en el marco de los procesos de conexión de nuevas instalaciones de transmisión son las pruebas previstas en el respectivo programa acordado con el CEN, la entrega de los *Print Outs* de relés existentes no se ajustaría a las exigencias normativas vigentes a la época en que se cumplieron los requerimientos para la EO. Es más, prosigue, esa entrega podría posponerse para una fecha posterior a dicha EO, sin que ello implique un riesgo para la seguridad del servicio.

Afirma que, una vez finalizada la PES, el Proyecto estaría disponible para la operación coordinada del SEN, implicando que el titular asume tanto las obligaciones que le corresponden en su calidad de coordinado, como los riesgos asociados a las indisponibilidades, el mantenimiento y los costos correspondientes. Esto, continúa, se condeciría con las obligaciones cubiertas por la boleta de garantía entregada el 5 de febrero de 2024 al Coordinador.

Finalmente, la empresa reitera que la entrega de la totalidad de los *Print Outs* de relés existentes no podía concebirse como requisito para la EO bajo la normativa vigente a la época. Es más, declara que habría buscado proporcionar la mayor cantidad de información posible y cumplir con los requerimientos del Coordinador, lo que se produjo, en lo sustancial, el 20 de mayo de 2024, por lo que solicita retrotraer la fecha de EO a dicha fecha.

En su escrito complementario, Centella profundiza en algunos de los temas surgidos durante la Audiencia Pública. Con respecto a los *Print Outs*, la empresa explicita la lista de relés considerados en el Proyecto. Indica, asimismo, que existen dos actividades en la PGP asociadas a esos relés de protección, una vez que el ECAP se encuentra aprobado: (i) "*Print Out* de Relés Nuevos", o PO N, que consiste en cargar el archivo denominado "Acta de *Print Out* Nuevos" para anexar los *Print Outs* en cuestión; y (ii) "Protocolos SAT Protecciones", o PO P, que consiste en cargar el archivo "Acta de Protocolos Pruebas Prot" con la finalidad de declarar la ejecución satisfactoria de pruebas en sitio de equipos de protecciones y control de la empresa solicitante.

Respecto de la actividad PO N, relata que se realizó una única iteración que se inició el 5 de marzo de 2024 por parte de Centella con la carga del acta correspondiente, junto con los *Print Outs* de relés nuevos. Agrega que el CEN habría dado su conformidad a la actividad el día 19 de marzo. En relación con la actividad PO P, señala que se realizó una primera y única iteración el 22 de marzo de 2024, mediante la carga del acta, junto a los respectivos protocolos, y que el CEN habría dado su conformidad a la actividad el día 8 de abril.

Sobre los ajustes que debían realizarse en los relés de protección de terceros (AES Andes S.A., Interchile S.A., Pacific Hydro y Transelec S.A.), Centella dice haber realizado las gestiones correspondientes para que las empresas cumplieran con su obligación de llevar a cabo los ajustes requeridos. Al efecto, destaca que dentro del proceso de interconexión en la PGP existe una actividad denominada "*Print Out* de relés existentes" (PO E), en la cual se

debe cargar un archivo por cada empresa propietaria de equipos cuyos ajustes fueron modificados con la finalidad de declarar la ejecución satisfactoria de pruebas de relés de protección de cada propietario, junto con anexar los respectivos *Print Outs*. Afirma que la primera iteración asociada a la tarea fue iniciada con la carga en la PGP por parte de Centella el 20 de mayo de 2024.

La referida entrega, prosigue, contempló los relés S1 y S2 de los paños J1 y J4, y los BP1 y BP2 de las barras 1 y 2 todos de la S/E Punta Sierra. Indica que, según lo informado por Pacific Hydro, esta empresa no consideró las recomendaciones entregadas por el ECAP respecto de la función SOTF de los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra, y que la carga del documento de la tarea la realizó el Coordinador el 3 de junio de 2024. En este documento, continúa, el CEN observó que Pacific Hydro no había incorporado las protecciones de los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra, los cuales estaban incluidos en el ECAP aprobado.

Posteriormente, en la segunda iteración de la actividad, la empresa dice haber cargado en la PGP una minuta de respuesta a la observación del CEN, señalando que la recomendación del ECAP, aprobado por todas las partes, establecería que las modificaciones correspondían a una recomendación proactiva y que, en caso de no ser acogida por el propietario de la instalación, no debería ser motivo para la no aprobación del ECAP. En este caso, relata, dado que Pacific Hydro decidió no acoger la recomendación, Centella solicitó al Coordinador no iterar la actividad y aprobar la documentación cargada en la primera iteración.

Luego, prosigue, el 14 de junio de 2024 el CEN cargó en la PGP la respuesta a la comunicación de Centella, indicando que toda vez que el estudio incluía los ajustes, estos resultarían vinculantes para la empresa propietaria (Pacific Hydro), considerando que dicha empresa no manifestó su disconformidad en el proceso de revisión, lo que permitió que el ECAP fuera aprobado. Agrega que el CEN reiteró la solicitud del acta que demostrase que los cambios propuestos fueron ejecutados o, de lo contrario, indicó que se debía cargar una nueva versión del ECAP, con el argumento técnico que justifique esa determinación.

Por último, después de gestiones y la ejecución por parte de Pacific Hydro de los cambios de ajustes recomendados en el ECAP, Centella afirma haber realizado la carga de la iteración 3 de la actividad el 17 de julio de 2024, la que fue aprobada por el CEN el 23 de julio de 2024.

En su escrito, Centella incluye el detalle de las gestiones realizadas ante Pacific Hydro, que demostrarían que la empresa desplegó sus esfuerzos para lograr que los terceros involucrados realizaran los ajustes requeridos y cargaran la información correspondiente en la PGP.

Al respecto, la empresa declara que la participación de las empresas involucradas es un deber, motivo por el cual la demora en la entrega de información o en la ejecución de las acciones que les corresponden constituyen infracciones a dicho deber, que escapa del ámbito de acción de la empresa interesada.

La discrepante indica que, aun si el Panel estimara que los mencionados ajustes propuestos en las instalaciones de Pacific Hydro eran obligatorios, condicionando la EO, dicha exigencia no podría condicionar el término de la PES del Proyecto.

Así, prosigue, el CEN se equivocaría al sostener que, luego de haberse cargado los *Print Outs* de relés de la función SOTF de los paños J3 y J6 de la S/E Punta Sierra, ajustados a las observaciones del 14 de junio de 2024, el término de la PES se haya producido el 17 de julio de 2024.

Respecto de lo afirmado por el CEN en la Audiencia Pública, en el sentido de que habrían existido trabajos asociados a la PES con posterioridad al 19 de abril de 2024 —fecha solicitada por la empresa como término de la PES —, la discrepante sostiene que el CEN habría argumentado que el término de la PES y la EO deben ocurrir simultáneamente, en este caso, el 17 de julio de 2024. Para la empresa, el CEN no se haría cargo de su planteamiento, en el sentido de que no existiría disposición normativa que indique que ambas fechas deben coincidir.

La empresa expone que, dentro de las supuestas tareas PES pendientes, se menciona la carga de los *Print Outs* de relés existentes. Al respecto, señala que esa actividad está clasificada como “Otros requerimientos EO” en la PGP del Coordinador, por lo cual podría condicionar la EO, pero no la PES.

Centella hace presente que, según el inciso séptimo del artículo 72-17 de la LGSE, la PES comienza cuando se materializa la interconexión y energización de la instalación, y concluye con el término de las respectivas pruebas. Indica que del citado artículo se colige que el hito que marca el término de la PES es la conclusión de las “respectivas pruebas”, las que corresponderían a las previstas en el cronograma de pruebas asociado.

En consecuencia, y a la luz del citado artículo, argumenta que la verificación de resultados por parte del Coordinador, o la entrega de determinada documentación sobre las pruebas realizadas, no deberían condicionar el término de la PES, puesto que estas actividades corresponderían a requisitos posteriores a esta etapa, que se establecen para la procedencia de la EO.

Según la empresa, lo anterior habría sido validado y aceptado por el CEN, al aprobar el Cronograma de PES, que considera el término de la PES en una fecha anterior a la EO. Dicho cronograma se reproduce a continuación.

| Actividades Generales | AÑOMES | | 2023 | | | | | | | | | | | | 2024 | | | | | | | | | | |
|---|------------------------------|---------------------------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--|
| | Fecha Inicio [dd-mm-aaaa] | Fecha Fin [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 | x | | | | | | | | | | | |
| Estudios Operacionales | 01-03-2023 | 15-02-2024 | | | | x | 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 | x | | | | | |
| Puesta en Servicio (PES) | 12-04-2024 | 16-04-2024 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Otros requerimientos de EO | 17-04-2024 | 30-05-2024 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Solicitud Entrada en Operación (SEO) | 30-05-2024 | 30-05-2024 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Destaca que, entre las supuestas actividades de PES realizadas luego del 19 de abril de 2024, el CEN incluye las actas de Protocolos SAT de equipos primarios, las actas de pruebas *End to End* y la ejecución de intervenciones y desconexiones a través de Neomante. La empresa indica que las dos primeras actividades corresponden a la carga de documentación en la PGP

y no a la realización de pruebas propiamente tal, según lo descrito por el propio CEN. Para la empresa, el artículo 72-17 dispone que la PES concluye con el término de las respectivas pruebas, que fueron realizadas y concluidas el 19 de abril. Afirma que la circunstancia de que existan observaciones de parte del Coordinador a la documentación cargada en la PGP no obsta, por lo tanto, a que se haya producido el término de la PES el 19 de abril de 2024.

Respecto de los denominados "trabajos de PES", la discrepante cita al CEN:

"Durante la PES del proyecto, se desarrollaron 47 trabajos de PES que contemplaron 24 desconexiones y 23 intervenciones a lo largo de las diversas instalaciones del proyecto.

Entre los trabajos fueron ejecutadas labores de terminaciones de obras civiles, numeración e identificación de equipos, verificación de funcionamiento de interruptores, verificaciones mediciones de potencia, intervenciones en armarios GHMI, tendido de cables UTP para las estaciones de operación, trabajos de control por pruebas de señales SCADA, entre otras actividades.

Se aclara que todos los trabajos mencionados se encuentran registrados con una fecha efectiva de inicio posterior al 19 de abril de 2024 (fecha de energización) y anteriores al 17 de julio de 2024".

Según la empresa, considerar estas actividades como "trabajos de PES" no tendría respaldo más allá de la propia afirmación del Coordinador, y advierte que con ese argumento el CEN busca desvirtuar lo que se conoce técnicamente como "fallas de juventud" de las instalaciones, extendiendo la PES a una fecha posterior a la ocurrencia de dichas fallas.

A juicio de la discrepante, los trabajos ejecutados en forma posterior a la PES, detallados en la siguiente tabla, son actividades que responden a la investigación, reparación y verificación del correcto funcionamiento de los equipos que se vieron afectados por fallas de juventud.

| | |
|---|-----------|
| Desconexión | 24 |
| Limpieza y trabajos menores | 9 |
| Verificaciones de correcto funcionamiento | 7 |
| Reparación de falla temprana | 3 |
| Investigación de falla temprana | 5 |
| Intervención | 23 |
| Habilitación de equipamiento fuera del alcance del Proyecto | 1 |
| Limpieza y trabajos menores | 6 |
| Servicios Auxiliares | 1 |
| Verificaciones de correcto funcionamiento | 7 |
| Reparación de falla temprana | 8 |

Asimismo, indica, dentro del listado se incluyen actividades de limpieza, orden y otros trabajos menores que son propios de la fase inicial de la operación de instalaciones de este tipo, pero que en ningún caso impedirían su normal operación, ni menos pueden ser calificadas como limitaciones a su capacidad de transmisión.

Según la empresa, los grupos de trabajos de la tabla anterior corresponden a:

- Limpieza y trabajos menores: trabajos de orden y limpieza de las distintas casetas y gabinetes de las subestaciones, terminación de pinturas, nivelado de caminos, etc. Son trabajos sin riesgo para el sistema.
- Investigación de falla temprana: trabajos destinados a averiguar el motivo del mal funcionamiento de ciertos equipos (equipos probados y protocolizados antes de la PES). Entre estos equipos se encuentran el relé 50 BF de S/E Nueva Pan de Azúcar y las señales SITR que presentaron datos erróneos en la primera etapa de operación.
- Reparación de falla temprana: corresponde a trabajos ejecutados en forma posterior a los de investigación, con el objetivo de corregir la condición que no permitía el correcto funcionamiento de estos equipos o componentes. Entre estos trabajos se encuentran las pruebas de control y señales.
- Verificaciones de correcto funcionamiento: son trabajos destinados a confirmar el correcto funcionamiento de los equipos o componentes que presentaron fallas en la primera etapa de operación, tales como la verificación de medidas de potencia.
- Habilitación de equipamiento fuera del alcance del Proyecto: corresponde a trabajos destinados a habilitar la nueva central telefónica del Centro de Control de Ferrovial (tendido de cable UTP).
- Servicios auxiliares: son trabajos destinados a la habilitación del equipo de mando motorizado del tablero de servicios auxiliares 2 de S/E Centella, por mal funcionamiento del equipo original.

Para Centella, todos los trabajos ejecutados con posterioridad al 19 de abril de 2024 corresponden a tareas propias de la primera etapa de operación del Proyecto, con el objetivo de: (i) dar una pronta respuesta a las distintas fallas tempranas o de juventud de la primera etapa de operación; y (ii) ejecutar las labores normales de limpieza en casetas y terminaciones de obras civiles de espacios comunes. En consecuencia, concluye, no sería efectivo lo afirmado por el Coordinador al señalar que se trataría de "trabajos de PES", todos ocurridos con posterioridad al 19 de abril de 2024.

Respecto a las pruebas SITR realizadas con anterioridad al periodo de PES, la empresa plantea que se realizaron según el Título VII: "Pruebas de Integración de Variables al SITR del Coordinador" del Anexo Técnico de la NTSyCS "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR". En dicho documento, prosigue, se indicaría que para obtener la aprobación por parte del CEN se debe verificar el correcto envío de la magnitud, estado, calidad y edad del dato de cada una de las variables. Por lo anterior, señala,

no sería posible simular un valor con el software de cada IED (*Intelligent Electronic Device*), ya que el bit de calidad no sería el correcto.

De lo expuesto, la discrepante afirma que las señales se deben probar de manera real, tal que: (i) las señales de cambios de estado se generan al modificar de posición los equipos en patio; y (ii) las señales de operación y/o apertura de línea por protecciones se llevan a cabo inyectando de manera secundaria una corriente de falla según el ECAP. Para ello, agrega, se utiliza un equipo de pruebas para la inyección secundaria como la maleta OMICRON 356. De igual manera, continúa, el mencionado anexo exige pruebas de variables analógicas, tales como, flujos de potencias activas y reactivas, frecuencias y tensiones de barra para corroborar sus valores límites, y pruebas para las cuales se aplican tensiones y se inyectan corrientes secundarias en los IED utilizando un equipo de inyección secundaria.

Centella afirma que, considerando el procedimiento descrito, se aseguró de que las señales SITR se encontraran validadas previo a la PES, verificando, asimismo, las vías asociadas, y asegurando, desde el equipo de origen, que las señales fuesen generadas y enviadas al CEN. Indica que el procedimiento descrito es el más utilizado para probar señales analógicas y de funciones de protección, puesto que los equipos de prueba permiten garantizar el correcto funcionamiento de las instalaciones. Dado lo anterior, en opinión de la empresa, las señales se encontraban correctamente validadas, no obstante, el Proyecto experimentó fallas de infancia.

En opinión de la discrepante, el CEN se refiere a las pruebas de la “maleta de pruebas” como si no tuviesen importancia técnica y, con su argumentación, intentaría caracterizar la energización y funcionamiento operacional óptimo de las instalaciones como la única forma en que se podría desarrollar satisfactoriamente la PES. Según la empresa, si se admitiera lo afirmado por el Coordinador, la evaluación de la completitud satisfactoria de las pruebas de la PES dependería de la discrecionalidad del CEN, al margen de parámetros objetivos que hayan podido ser conocidos previamente por el interesado y los intervinientes, desconociéndose las fallas de juventud. Bajo el criterio del Coordinador, prosigue, el éxito de las pruebas y, por lo tanto, el fin de la PES, requeriría del establecimiento de un periodo mínimo en el que la instalación deba funcionar perfectamente, lo que no estaría en la normativa ni se condice con la realidad técnica de las nuevas instalaciones, además de contravenir el artículo 72-17 de la LGSE.

Respecto de los Protocolos SAT de equipos primarios, la empresa relata que los presentó el 26 de enero de 2024, indicándole al Coordinador que quedarían pendientes pruebas de resistencia de contacto de los chicotes de unos activos en las subestaciones Punta Sierra y Centella, debido a que a esa fecha no habían podido ser realizadas. Señala que el Coordinador informó no tener observaciones a los antecedentes presentados, y que la falta de las pruebas de resistencia señaladas no condicionaba la energización ni la PES, indicando que Centella debía cargar una nueva versión del acta, luego de realizadas las pruebas pendientes. Declara que esto fue expresado por el CEN en el Documento de Revisión N°1 —cargado en la PGP con

fecha 2 de febrero de 2024. Además, afirma que la nueva versión del acta fue cargada el 8 de mayo de 2024 y aceptada por el Coordinador el 20 de mayo de 2024.

Según Centella, los protocolos de resistencia de contacto de los chicotes no son pruebas SAT de equipos primarios conforme a la normativa vigente, sino que son antecedentes adicionales que, de manera proactiva, fueron proporcionados por la empresa. Agrega también que sería una práctica del Coordinador no considerar pruebas de contacto de los chicotes como parte de dichos protocolos de equipos primarios.

De este modo, concluye, dado que los Protocolos SAT de equipos primarios se cargaron el 26 de enero de 2024, no sería efectivo lo indicado por el CEN en el sentido de que existan actividades pendientes a este respecto con posterioridad al 19 de abril de 2024.

La empresa luego hace referencia a la mención del CEN al registro en Neomante de una limitación por indisponibilidad del relé de falla interruptor 50 BF en los paños J7 y J10 en S/E Nueva Pan de Azúcar del 17 de abril de 2024, y a otras dos limitaciones en las subestaciones Centella y Punta Sierra del 19 de abril de 2024, subsanadas con posterioridad a esa fecha. Según la empresa, el CEN califica estas limitaciones como anomalías en el desempeño de las instalaciones, en virtud de lo indicado en el Dictamen N°2-2012, que habrían implicado una limitación asociada a la "indisponibilidad de un elemento crítico para la operación segura de las instalaciones ante una falla de operación de un interruptor de poder".

A este respecto, la empresa afirma que si el Proyecto hubiese presentado limitaciones a su capacidad de transmisión, de acuerdo con el criterio del citado Dictamen N°2-2012, respaldaría lo indicado por el Coordinador, pero en el caso en estudio, según reconocería el CEN expresamente en su escrito, no se trataría de una limitación a la capacidad de transmisión, sino de la "operación segura" de las instalaciones, por lo que es claro que, bajo dicho criterio, el Proyecto "prestó el servicio sin limitaciones" desde el 19 de abril de 2024 en adelante.

En efecto, prosigue, la falla del interruptor 50 BF no habría limitado la capacidad de transmisión del Proyecto, ni tampoco podría motivar al CEN a imponer una restricción operacional, según sus propias prácticas. Por lo demás, el Coordinador no habría especificado bajo qué criterios considera "crítica" la limitación a la seguridad de las instalaciones.

Expone que al detectarse la falla en los paños J7 y J10 en S/E Nueva Pan de Azúcar, el Coordinador indicó: "Relé de falla de interruptor 50 BF indisponible en paños J7 y J10 en S/E Nueva Pan de Azúcar, por presentar polaridad de corriente invertida". Sin embargo, según la discrepante, esta condición no implicó un desmedro en la operación en la zona de influencia de las líneas de Centella, puesto que los valores de transferencia se mantuvieron estables entre la PES y los días posteriores a la normalización de la función de protección 50 BF.

Señala que una vez concluidos los trabajos de la SD 2024044793, que dejaron en servicio normal ambas protecciones 50 BF y los interruptores J7 y J10 cerrados, se canceló el Informe de Limitación 2024000565, a las 17:00 horas del 8 de mayo de 2024.

La empresa hace referencia a los datos de los medidores de facturación de los paños J7 y J10 en S/E Nueva Pan de Azúcar para potencia activa (MW) desde la energización hasta la PES (19 de abril), que muestran transferencias de potencia activa (MW) de los paños J7 y J10 de Nueva Pan de Azúcar desde la energización y PES, en una banda de -40 MW a 25 MW. Asimismo, destaca que las transferencias al momento de la cancelación de la limitación de las 50 BF muestran un comportamiento en una banda entre -31 MW a 22 MW.

De esta forma, sobre la base de los antecedentes revisados, la empresa concluye que no habría existido cambios en los niveles de transferencia entre la PES y los días posteriores a la habilitación de la función de protección 50 BF, por lo que, en su opinión, no se podría considerar que la ausencia de esta función de protección representó un perjuicio a la seguridad o a los niveles de transferencia entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Punta Sierra.

Respecto de la diferencia entre la fecha de EO que originalmente solicitó la empresa al CEN, 19 de abril de 2024, y lo incluido en la presente discrepancia, el 20 de mayo de 2024, la discrepante explica que, a diferencia de otras materias susceptibles de ser conocidas por el Panel, ni la ley ni las normas reglamentarias pertinentes exigen que la solicitud planteada ante el Panel y el contenido de la solicitud que fue rechazada por el acto de coordinación discrepado sean idénticas.

Igualmente, Centella señala que no existiría contradicción entre las fechas mencionadas, en virtud del análisis realizado respecto de la carga en la PGP de los *Print Outs* de relés existentes exigibles conforme al ECAP, que, efectivamente, tuvo lugar el 20 de mayo de 2024. En este sentido, y atendido que la discrepante plantea que dicha carga —excluyendo los *Print Outs* ajustados conforme a la recomendación proactiva indicada— no puede ser concebida como un requisito para dar por terminado la PES, sino, únicamente para la EO; la empresa estimó que con la carga de los referidos *Print Outs* el 20 de mayo de 2024 en la PGP no podría haber dudas respecto de que todos los requisitos establecidos para la EO habían sido cumplidos.

Adicionalmente, prosigue, y atendido que su solicitud no se refiere a valores numéricos, en los términos del tercer inciso del artículo 211 de la LGSE, la empresa hace presente que la limitación que dicho inciso impone respecto de la adopción de “valores intermedios” no sería aplicable. En tal sentido, prosigue, el artículo 36 del Reglamento del Panel dispone que este deberá optar por una u otra alternativa, siempre que la naturaleza de la materia y las alternativas sometidas a conocimiento del Panel lo permitan.

En esta línea, argumenta, dado que en la presente discrepancia las partes no discuten respecto de “valores”, sino sobre las fechas en las cuales el Proyecto cumplió con las exigencias aplicables a la PES y la EO, el Panel debería, en opinión de la empresa, abocarse a determinar las fechas correctas “desde una perspectiva técnica, económica y jurídica”, lo que podría resultar en una fecha distinta de las planteadas por las partes, si efectivamente esa fuere la conclusión correcta técnica, económica y jurídicamente, sin que eso contravenga la regla del inciso tercero del artículo 211 de la LGSE.

Respecto del impacto económico de considerar el 17 de julio de 2024 como fecha de término de PES y de EO, como indica el CEN, la empresa reitera que, conforme a los decretos de adjudicación respectivos, la PES debía verificarse el día 15 de enero de 2024. En ese contexto, la empresa señala que existen boletas de garantías por 2% del V.I. referencial del Proyecto, con el fin de caucionar los hitos relevantes establecidos en el DS N°422 y en las bases de licitación.

Por otra parte, continúa, de acuerdo con lo establecido en el numeral 12.2 de las bases de licitación, el adjudicatario quedará sujeto a una multa a beneficio fiscal equivalente al 0,068% del V.I. referencial del proyecto por cada día de atraso en la finalización del periodo de PES de las respectivas etapas de cada proyecto.

De esta forma, y de acuerdo con los antecedentes referidos, el Proyecto debió culminar la PES el 15 de enero de 2024, por lo que, considerar la fecha indicada por el CEN, el 17 de julio de 2024, tendría los siguientes impactos económicos para la empresa: (i) 2.500.480 de USD por el cobro de boleta de garantía para el cumplimiento en tiempo y forma del Hito Relevante 5; y (ii) 15.640.000 de USD por concepto de multa por días de retraso en el término de la PES (184 días). Es decir, un total de 18.140.480 de USD.

Finalmente, la empresa señala que las instalaciones materia de esta discrepancia se encuentran operadas y mantenidas conforme a un contrato de operación y mantenimiento, asumiendo Centella desde el 19 de abril de 2024 dicho costo, sin recibir remuneración por la línea de transmisión energizada y considerada en la programación.

Por lo anteriormente expuesto, la discrepante solicita al Panel:

- “- 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”.

2.2. Presentación del CEN

El Coordinador indica que la presente discrepancia se origina por su respuesta a la solicitud de Centella de considerar el 19 de abril de 2024 como fecha de término del período de PES y EO del Proyecto y, particularmente, respecto la aplicación de las exigencias contenidas en el Artículo 72-17 de la LGSE y en el Anexo Técnico de la NTSyCS, en relación con su proceso de interconexión, PES y EO.

Señala que, para iniciar el proceso de interconexión del Proyecto, la discrepante presentó la SIPC en tres oportunidades. Indica que las primeras dos fueron declaradas no admisibles porque no cumplían con todos los requisitos establecidos en el artículo 7 del Anexo Técnico de la NTSyCS. Acota que la tercera SIPC fue entregada el 25 de noviembre de 2022 y permitió acoger el Proyecto a tramitación del proceso de interconexión. Agrega que generó el registro para el Proyecto en la PGP bajo el NUP 1136, y notificó a las cinco empresas involucradas en

el proceso de conexión: Interchile S.A., Pacific Hydro Chile S.A., Compañía Transmisora La Cebada S.A., Transelec S.A. y Eletrans III S.A.

El Coordinador refiere que el 24 de enero de 2023 emitió la CEM definitiva, fecha a partir de la cual la discrepante debe ejecutar las diversas actividades de interconexión que son requisitos para iniciar el período de PES del Proyecto, conforme lo dispone el artículo 19 del Anexo Técnico de la NTSyCS.

Afirma que autorizó el inicio del período de la PES del Proyecto el 10 de abril de 2024, con un pendiente referido a tres señales del SITR², con el compromiso formal de la discrepante de regularizarlo antes de que sea otorgada la EO. Añade que la energización de las instalaciones fue efectuada por Centella entre el 16 y el 19 abril de 2024, mediante la ejecución de cinco trabajos registrados en Neomante.

Luego sostiene que al 16 de abril de 2024 la discrepante mantenía otras actividades pendientes por subsanar dentro del período de PES. Indica que estas fueron resueltas con posterioridad al 19 de abril del 2024, lo que constaría en las Minutas de Observaciones emitidas por el Coordinador y disponibles en la PGP.

Precisa que el 17 de julio de 2024 la discrepante proporcionó, mediante la PGP, el último antecedente técnico del proceso de conexión, cuya aprobación, a juicio del Coordinador fija el término del período de PES.

Dicho antecedente, prosigue el CEN, corresponde a las actas de *Print Outs* de relés existentes que reflejan la modificación de los ajustes asociados a los paños de línea J3 y J6 de S/E Punta Sierra de propiedad de Pacific Hydro, empresa involucrada en el Proyecto, conforme a los resultados que fueron presentados por la discrepante en el ECAP, aprobado por el Coordinador el 13 de febrero de 2024. Destaca que estas modificaciones de protecciones son parte del alcance del Proyecto, lo que ilustra mediante un diagrama unilíneal de las instalaciones involucradas.

El Coordinador menciona que el 26 de julio de 2024 la discrepante presentó la solicitud de EO de su Proyecto, solicitando:

“[...] establecer que la finalización del periodo de Puesta en Servicio del Proyecto ocurrió efectivamente el 19 de abril de 2024, según ha sido justificado en la presente carta, y que la Entrada en Operación sea establecida con la misma fecha, al haber quedado el Proyecto energizado y disponible para ser considerado en la programación por parte del Coordinador, lo que, de hecho, ha ocurrido”.

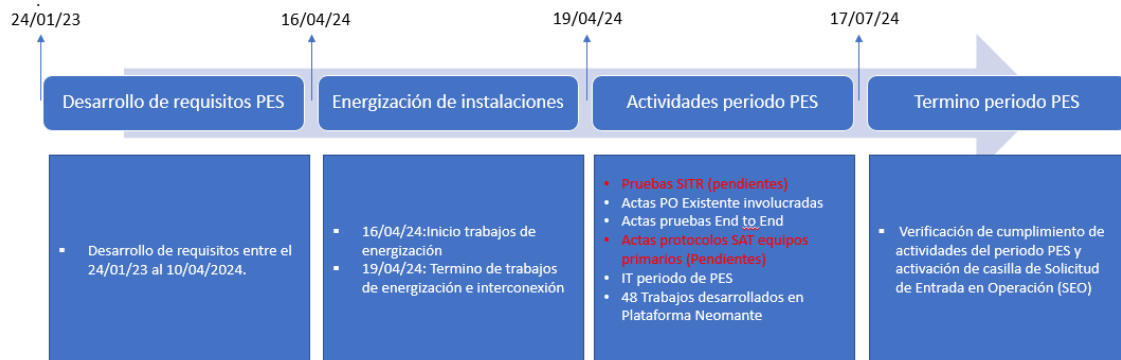
El CEN indica que como respuesta a dicha solicitud le manifestó a Centella que:

² El CEN indica que el artículo 19 literal c) del Anexo Técnico de la NTSyCS señala que la correcta incorporación de las señales SITR del Proyecto es uno de los requisitos para dar inicio al período PES.

“[...] sobre su solicitud indicada en la Ref. [1] respecto de que las fechas de Puesta en Servicio y Entrada en Operación sean establecidas con fecha 19 de abril de 2024, no es posible acoger lo indicado. Luego, se informa que la fecha de entrada en operación del Proyecto NUP 1136 corresponde al día 17 de julio de 2024, fecha que corresponde a la presentación del último entregable del proceso de conexión por parte de su representada, de acuerdo con lo reflejado en la plataforma de gestión de proyectos PGP y conforme a lo señalado por el Coordinador en la minuta adjunta”.

Agrega que a continuación, Centella acude al Panel debido al rechazo a su petición de considerar el 19 de abril de 2024 como término del período PES y fecha de EO del Proyecto. Sin embargo, prosigue, solicita al Panel dictaminar que la fecha de EO del Proyecto corresponde al 20 de mayo de 2024, debido a que es la fecha en que la discrepante cumplió con la carga en la PGP de las actas de *Print Outs* de relés existentes. A juicio del CEN se evidenciaría la inconsistencia y contradicción de Centella respecto de la fecha y argumentos que planteó en la solicitud de EO que presentó formalmente.

Respecto de la fecha de término del período de PES, el Coordinador sostiene que el inciso séptimo del artículo 72-17 de la LGSE establece sus atribuciones relativas a la PES de nuevas instalaciones de transmisión que se interconecten al sistema eléctrico y que el artículo 3 del Anexo Técnico de la NTSyCS define la PES³. Muestra el cuadro siguiente con las fechas y tareas realizadas para el inicio, ejecución y término del período de PES del Proyecto.



La empresa explica que en rojo se indican las actividades de pruebas SITR y Actas de Protocolos SAT de Equipos Primarios, que son tareas requeridas para dar inicio al período de PES pero que fueron ejecutadas por la discrepante durante el período de PES.

El Coordinador destaca que los requisitos para iniciar el período de PES del Proyecto, conforme lo indica el artículo 19 del Anexo Técnico de la NTSyCS, son: i) Revisión de información

³ “Puesta en Servicio: 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”.

técnica; ii) Estudios de interconexión; iii) Integración de Sistemas de Medidas; iv) Definición e Integración al SITR y v) Otros requerimientos de la PES.

En relación con la revisión de información técnica, el CEN acota que el 24 de julio de 2023 aprobó la información técnica de Centella para avanzar a la etapa de estudios de interconexión. Agrega que, no obstante, quedaron diez observaciones para ser resueltas por la discrepante durante el período de PES del Proyecto.

Afirma que solicitó mediante la CEM definitiva, el desarrollo de nueve estudios de interconexión, entre ellos el ECAP, agregando que este fue el último en ser aprobado (13 de febrero de 2024).

Respecto de la integración del Sistema de Medidas de Energía el Coordinador expresa que se definieron 13 esquemas de medidas asociados al Proyecto, para los cuales se desarrollaron pruebas en la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE) el día 28 de marzo de 2024, aprobándose las pruebas el mismo día.

El CEN explica que el artículo 35 del Anexo Técnico de la NTSyCS se refiere a la definición de señales SITR, y que el artículo 19 literal c) del mismo anexo señala que la correcta incorporación de las señales SITR del proyecto es uno de los requisitos para dar inicio al período PES. Agrega que la discrepante tenía pendiente tres señales del SITR y que se le autorizó iniciar la PES con el compromiso formal de incorporar dichas señales previo a la EO. Menciona que la transmisora informó el 10 de abril de 2024 que iniciaría la PES el 12 de abril de 2024.

El Coordinador afirma que entre otros requerimientos de la PES está el desarrollo de diversas tareas como, por ejemplo, la validación de la Guía de Maniobra, validación de actas de declaración de ejecución satisfactoria para configuración de equipos primarios y sistema de protecciones. Añade que el 26 de enero de 2024, Centella comunicó mediante la primera versión del Acta de Protocolos SAT, que dejaría actividades pendientes asociadas a la ejecución de Protocolos de Pruebas en Sitio de Equipos Primarios (pruebas de resistencia de contacto en los chicotes de conexión de los equipos desconectores en 220 kV) en la S/E Punta Sierra, como también pruebas de la misma naturaleza en S/E Centella (transformadores de potencial, transformador de servicios adicionales, trampas de onda y pararrayos, todos en 220 kV), las que serían resueltas en el período de PES del Proyecto. Refiere que determinó que la no ejecución de dichas pruebas no eran impedimento para iniciar la energización y período de PES, no obstante, la discrepante debía presentar mediante una nueva acta los resultados de las pruebas, una vez que estas fueran realizadas.

- Trabajos de Energización

El Coordinador señala que la energización de las instalaciones fue desarrollada por la discrepante entre el 16 de abril y el 19 de abril de 2024, a través de la ejecución de cinco trabajos registrados en Neomante. Agrega que durante dichos trabajos advirtió la falta de supervisión de señales analógicas de potencia activa y reactiva. Sostiene que el 19 de abril de 2024 un grupo de 25 señales del Proyecto, asociadas al SITR, presentaron valores inválidos o

incorrectos, lo que condicionaba la operación segura y confiable del sistema. Acota que estas señales correspondían a las variables de voltaje, potencia y frecuencia. Afirma que, si bien las señales habían sido probadas mediante inyección con maleta de pruebas, la discrepante debió garantizar la correcta integración de las señales SITR al energizar el equipamiento de potencia del Proyecto, por lo que sería erróneo señalar que el 19 de abril de 2024 las señales SITR funcionaban correctamente. Indica que los trabajos para corregir dichos problemas terminaron el 24 de abril de 2024, sin embargo, posteriormente se realizaron otras iteraciones con la discrepante por los problemas de supervisión en las señales analógicas y, finalmente, esta condición pudo considerarse como resuelta el 27 de junio de 2024.

Adicionalmente, prosigue, dentro de las actividades desarrolladas en el período de PES, con fecha 17 de abril de 2024, la discrepante registró una limitación en Neomante, asociada a la indisponibilidad del relé de falla interruptor 50 BF en los paños J7 y J10 en S/E Nueva Pan de Azúcar, la que fue regularizada el 8 de mayo de 2024. Añade que el 19 de abril de 2024 se registraron otras dos limitaciones en las subestaciones Centella y Punta Sierra que fueron resueltas posteriormente.

Señala que también se realizó una intervención entre el 7 y el 10 de mayo de 2024 en la S/E Centella, consistente en el montaje y PES del equipo de mando motorizado del tablero TSA2, asociado a los servicios adicionales de la S/E.

- Trabajos en el período de PES

El Coordinador manifiesta que las actividades desarrolladas por Centella durante el período PES del Proyecto serían: i) Información Técnica del período PES; ii) Actas de Protocolos SAT de equipos primarios; iii) Actas de *Print Out* de relés existentes; iv) Actas de pruebas *End to End*; y v) Ejecución de intervenciones y desconexiones a través de Neomante (47) registradas entre el 19 de abril de 2024 y el 17 de julio de 2024.

A continuación, el CEN presenta un resumen de cada uno de los trabajos y actividades desarrolladas por la discrepante con posterioridad al 19 de abril de 2024, lo que demostraría que aún no había concluido el período de PES.

- Normalización de señales SITR comprometidas

El CEN afirma que la normalización de las tres señales SITR que el 10 de abril de 2024 autorizó a dejar pendientes fueron resueltas el 17 de mayo de 2024. Añade que dicha normalización no ocurrió en las fechas que declara la discrepante, por lo tanto, no era posible que antes de dicha fecha la casilla de pruebas SITR de la PGP reflejara que los requerimientos asociados a las señales SITR se encontraban aprobados.

- Información Técnica del período de PES

El Coordinador menciona que Centella y las empresas involucradas en el proceso de conexión efectuaron la carga de información técnica para efectos de subsanar las diez observaciones pendientes desde julio de 2023. Agrega que el 30 de abril de 2024 la discrepante envió los antecedentes por PGP, los que fueron aprobados el día 23 de mayo de 2024.

- Actas de Ejecución de Protocolos SAT de equipos primarios (Prot P)

Expone que una nueva versión del acta de declaración de ejecución satisfactoria de Protocolos de Pruebas en Sitio de Equipos Primarios, en las cuales se incluyeron las pruebas faltantes según la primera versión de dicha acta, fue proporcionada por la discrepante el 8 de mayo de 2024 en el marco del período de PES y fue aprobada el 20 de mayo de 2024.

Agrega que, para el equipamiento primario del Proyecto, la ejecución de la totalidad de las pruebas requería de su montaje en su posición definitiva, con lo cual se debieron ejecutar durante la PES, tomando los debidos resguardos operacionales que evitasen degradar la seguridad del sistema. Según el CEN la validación final de la información técnica como parte de la revisión previa para otorgar la EO, requirió que se verificara la ejecución satisfactoria de pruebas luego de ser realizadas en sitio durante su PES.

- Actas de *Print Outs* de relés existentes (PO E)

El CEN indica que esta tarea fue cumplida con fecha 17 de julio de 2024, siendo esta la última actividad que es parte del alcance del Proyecto lo que afirma marcaría en definitiva el término del período de PES.

- Actas de pruebas *End to End*

Precisa que Centella realiza la presentación de actas de ejecución satisfactoria de pruebas *End to End* el día 20 de mayo de 2024, no obstante, la entrega la realiza mediante la carga en PGP en la casilla destinada a *Print Outs* existentes (PO E). Posteriormente, añade, dichas actas aprobadas fueron cargadas en la casilla "Pruebas *End to End*" con fecha 1 de julio de 2024.

- Ejecución de intervenciones y desconexiones vía Neomante

El CEN señala que en Neomante hay registrados 47 trabajos de PES con una fecha efectiva de inicio posterior al 19 de abril de 2024 y anteriores al 17 de julio de 2024. Agrega que estos contemplaron 24 desconexiones y 23 intervenciones en las diversas instalaciones del Proyecto. Añade que se trató de labores de terminaciones de obras civiles, numeración e identificación de equipos, verificación de funcionamiento de interruptores, verificaciones de mediciones de potencia, intervenciones en armarios GHMI, tendido de cables UTP para las estaciones de operación, trabajos de control por pruebas de señales SCADA, entre otras.

- Fecha de EO

El Coordinador menciona que los aspectos normativos relacionados con la EO se establecen en el artículo 72-17 de la LGSE y el numeral 43 del artículo 1-7 de la NTSyCS⁴.

⁴ "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 72°-17 de la Ley y el artículo 28 del Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI".

Sostiene que, para proyectos de transmisión, la fecha de EO corresponde al término de la última actividad asociada a las intervenciones, verificaciones y pruebas de PES conforme al alcance del proyecto. Agrega que en atención a la solicitud de EO de los proyectos evalúa lo siguiente: i) la aprobación de todos los requerimientos del proceso de conexión, con relación al alcance del proyecto y sus antecedentes aprobados, según normativa vigente; ii) energización de todos los equipos inherentes al alcance del proyecto; y iii) implementación de todos los ajustes de protecciones en el SEN, de instalaciones nuevas o existentes con relación al ECAP aprobado del proyecto, junto con la aceptación de las pruebas de PES donde se corrobore su correcta ejecución.

Precisa que de acuerdo con las funciones que le competen y, particularmente lo establecido en último inciso del artículo 72-17 de la LGSE, en el literal h) del artículo 4 del Anexo Técnico de la NTSyCS y, específicamente, lo indicado en sus artículos 27 y 28, debe declarar el fin de la PES del Proyecto y su EO una vez que se haya dado cumplimiento a los requisitos de interconexión antes señalados de la totalidad de los alcances de la obra.

El Coordinador hace referencia al Dictamen N°14-2018 del Panel señalando que este resulta plenamente aplicable a las instalaciones tanto de transmisión como de generación, siendo la única diferencia la regla para determinar la fecha a partir de la cual se considerará que la instalación entró en operación, que de acuerdo con el artículo 28 del Anexo Técnico de la NTSyCS, corresponderá, en transmisión, a la fecha en que se recibe el último requisito técnico. Agrega que por lo anterior no era posible otorgar al Proyecto la EO en una fecha distinta al 17 de julio de 2024, por cuanto antes de dicha fecha quedaban aún requerimientos normativos pendientes de subsanar por parte del Proyecto.

- Cierre del período de PES

El Coordinador explica que los *Print Outs* de relés existentes, último requisito llevado a cabo por la discrepante durante el período de PES, son archivos que se extraen directamente de los equipos de protección, en los cuales se puede determinar con que valores y en qué momento fueron ajustados los parámetros de actuación de dichos equipos. Agrega que la carga de los ajustes es ejecutada en fechas cercanas y previas al inicio del período de PES y se realiza una vez verificado el correcto funcionamiento de los equipos de protección, instalados y cableados en su disposición final en las subestaciones. Precisa que dentro del proceso de conexión esta verificación se completa a través de la revisión de actas de declaración de ejecución satisfactoria de la configuración y pruebas de relés de protección, tanto para equipos de protección nuevos propios del Proyecto como para aquellos equipos de protección existentes que deberían ser ajustados según la estrategia propuesta en el ECAP del Proyecto, incluso en instalaciones existentes propiedad de un tercero, como fue en el caso del Proyecto. Destaca que este requisito es informado a las empresas de manera temprana durante el inicio del proceso de conexión en el Anexo 1 (Definición de Estudios, Escenarios y Contingencias Operacionales) de la CEM Definitiva del Proyecto.

A continuación, el Coordinador detalla la cronología de las actividades asociadas a la presentación de *Print Outs* de relés existentes:

- (i) 10 de agosto de 2023: Centella presenta la primera versión del ECAP obteniendo la aprobación de este estudio en su quinta versión tras resolver diversas observaciones. Agrega que en el ECAP aprobado, la discrepante presenta los ajustes de las funciones de protecciones propias y de instalaciones de terceros de su zona de influencia. Dentro de los ajustes de terceros se advierte la inclusión de los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra.
- (ii) 19 de diciembre de 2023: Centella presenta las actividades contempladas en su programa de trabajo en la PGP, en el que se contemplan los trabajos de ajustes de protecciones con empresas involucradas, en particular, en los trabajos N°74 y N°75, en los que la discrepante considera la ejecución de cambio de ajustes de protecciones en los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra de la empresa involucrada Pacific Hydro.
- (iii) 20 de mayo de 2024: Centella presenta actas de *Print Outs* de relés existentes en la PGP, incluyendo a instalaciones de las empresas Compañía Transmisora La Cebada S.A., Interchile S.A., Transelec S.A. y Pacific Hydro Transmisión S.A., con excepción de los correspondientes a los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra de esta última empresa.
- (iv) 3 de junio de 2024: el CEN le observa a Centella que su presentación es incompleta al encontrarse pendiente los sistemas de protecciones de los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra, de propiedad de Pacific Hydro.
- (v) 3 de junio de 2024: Centella presenta una minuta señalando que los ajustes de los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra correspondían a una recomendación proactiva, la cual no fue acogida por el propietario (Pacific Hydro), no siendo vinculantes para la aprobación de la tarea y los antecedentes presentados el 20 de mayo de 2024.
- (vi) 4 de junio de 2024: el Coordinador reitera las observaciones indicando la falta de las respectivas actas, señalando que toda vez que el ECAP presentado y aprobado demuestre la necesidad de cambios de ajustes, resultan vinculantes para la discrepante y para la empresa propietaria (Pacific Hydro), considerando que dicha empresa no manifestó su disconformidad como involucrada en el proceso de revisión a través de la PGP, lo que permitió que el ECAP fuera aprobado.

El CEN acota que, una vez aprobado el ECAP, los resultados del estudio pasan a ser mandatorios de implementar. Menciona que los cambios de ajustes en los paños J3 y J6 de S/E Punta Sierra no poseen en el ECAP una connotación distinta al resto de los paños, como para poder concluir erróneamente que solo en estos paños los cambios de ajustes eran una recomendación, no así en el resto de las instalaciones involucradas. Añade que, como alternativa a la presentación de estas actas incompletas, Centella podía presentar una nueva versión del estudio ECAP junto con los argumentos técnicos que justificaran la modificación, lo que no realizó.

- (vii) 17 de julio de 2024: Centella presenta las actas de *Print Outs* de relés existentes faltantes, específicamente los J3 y J6 de S/E Punta Sierra, de propiedad de Pacific Hydro.
- (viii) 23 de julio de 2024: el CEN emite la minuta de revisión de las actas de *Print Outs* de relés existentes sin observaciones y confirmando la fecha de recepción como el 17 de julio de 2024.

El Coordinador afirma que la cronología muestra que la discrepante habría tenido conocimiento oportuno de la actividad de ajuste de protecciones, y del involucramiento y coordinación con terceros interesados en dichas tareas, al encontrarse todos estos ajustes en el estudio presentado el 10 de agosto de 2023 y siendo incorporado en el programa de trabajos del Proyecto el 19 de diciembre de 2023. Agrega que de la sección "Requisitos EO" de la PGP, se verifica que *Print Outs* Existentes "PO E" posee una casilla específica para la gestión de esta tarea lo que confirma que la discrepante tuvo conocimiento de este requisito desde el momento en que el Proyecto fue registrado en la PGP, esto es, prosigue, desde el 29 de noviembre de 2022.

- Verificación de Ajustes de Protecciones para la EO

El CEN menciona que de acuerdo con la NTSyCS, y en concordancia con lo establecido en la LGSE, debe declarar el fin del periodo de PES una vez verificada la ejecución de las pruebas inherentes a dicho periodo. Agrega que, como parte de las referidas pruebas, se ha considerado la implementación de los ajustes de los sistemas de protección presentados en los estudios de coordinación y ajuste de protecciones de los proyectos, en particular, sobre aquellas protecciones existentes, pudiendo estas ser pertenecientes a otros propietarios.

Presenta, a modo ejemplar, un listado de 20 proyectos a los cuales se ha otorgado la EO desde el año 2018, considerando como hito para el fin del periodo de PES la verificación de la configuración de los sistemas de protección existentes (*Print Outs* de relés existentes) lo que sostiene sería una muestra del actuar coherente que ha aplicado en esta materia.

El Coordinador responde a una argumentación de la discrepante sobre diferencias de criterio en el caso de otros proyectos (S/E seccionadora Santa Clara 220 kV) en relación con la entrega de *Print Outs* señalando que en dicho caso que menciona Centella la energización del proyecto tuvo lugar en diciembre de 2022, sin embargo, la EO se otorgó el 13 de julio de 2023, fecha en la cual se realizó la entrega de la última versión del ECAP del proyecto que fue aprobada, culminando con los pendientes del proceso de conexión.

El CEN sostiene que su actuar no contraviene las disposiciones exigidas por la normativa vigente y, en ningún caso, se extralimitó en sus atribuciones durante el proceso. En particular, prosigue, para el Proyecto fue solicitado el desarrollo de los requerimientos en función de las características particulares de las instalaciones y/o el resultado de eventuales estudios y/o antecedentes técnicos solicitados en la interconexión.

En su presentación complementaria, el Coordinador responde algunas argumentaciones de Centella expresadas en la Audiencia Pública.

Señala que el cronograma del Proyecto (la Carta Gantt) es una herramienta de planificación de actividades que no se limita exclusivamente al periodo de la PES sino que aborda diversas tareas del proceso de interconexión. En particular, agrega, respecto al requerimiento "Print Out de relés existentes", que según la discrepante no se encontraba incluido en el cronograma acordado y aprobado, se debe tener presente que esta actividad forma parte de los requerimientos identificados en la PGP como "Otros Requerimientos de EO", lo que de acuerdo con la última actualización del cronograma del Proyecto presentada por la discrepante el 27 de marzo de 2024, se realizarían entre el 17 de abril de 2024 y el 30 de mayo de 2024. El CEN reproduce el cronograma y destaca la actividad "Otros Requerimientos de EO".

El organismo sostiene que, la normativa vigente es explícita en indicar que es requisito para iniciar el período de PES que la empresa solicitante debe presentar un "Programa de Pruebas". Añade que, en consecuencia, el 19 de diciembre de 2023 la discrepante presentó su programa de pruebas indicando la ejecución de cambio de ajustes en los sistemas de protección asociados a cuatro paños de S/E Punta Sierra de la empresa involucrada Pacific Hydro, incluida la modificación en los paños J3 y J6 según lo indican los trabajos N°74 y N°75 de dicho programa. Concluye señalando que lo anterior no fue impedimento para que la discrepante realizara las pruebas o tareas que forman parte del proceso de interconexión regulado, con independencia de si estos se detallan o no de manera explícita en el cronograma del Proyecto.

- Pertinencia del requisito de los *Print Outs* de relés existentes

El Coordinador indica que la presentación de los *Print Outs* de los relés existentes se encuentra en la normativa técnica⁵ y es un antecedente obligatorio que los proyectos deben disponer dentro de la información técnica de sus instalaciones para poder entrar en operación. Agrega que es una información requerida a todo proyecto, inclusive desde la época de los Centros de Despacho Económico de Carga, y se ha continuado requiriéndola por lo que sostiene no sería atribuible en ningún caso a la publicación del PI Interconexión. En consecuencia, continúa, la exigencia de los *Print Outs* era de conocimiento de la discrepante desde que inició su proceso de interconexión el año 2022. Añade que es un requisito contemplado en la normativa técnica y que debe ser aportado por la empresa solicitante durante el periodo de PES y previo a la EO de la instalación.

- Fundamentos para la EO

El CEN señala que la posición de la discrepante, en orden a que la EO sería una actividad de revisión documental, reflejaría una lectura errada del artículo 72-17 de la LGSE, y que omite toda mención a la demás normativa reglamentaria y técnica, cuyo cumplimiento debe ser verificado por el Coordinador para poder otorgar la EO al proyecto. Lo anterior, agrega, de acuerdo con las funciones que le competen al Coordinador para efectos de preservar la

⁵ Artículo 24 del Anexo Técnico de la NTSyCS.

seguridad del servicio en el sistema eléctrico conforme al primer principio de la coordinación establecido en el artículo 72-1 de la LGSE.

A continuación, el CEN reproduce las definiciones de PES y EO de las versiones de la NTSyCS desde 2016. Entre ellas, las de 2019 y 2020.

Destaca que siempre la PES ha incluido el cumplimiento tanto de las pruebas como de los requisitos establecidos en la NTSyCS y sus restantes anexos, incluido el Anexo Técnico de la NTSyCS, ya que el proceso de interconexión tiene por finalidad que el Coordinador pueda verificar que toda nueva instalación que se interconecta al sistema eléctrico cumpla con la normativa técnica de seguridad y calidad de servicio.

Agrega que, en línea con lo anterior, los artículos 27 y 28 del Anexo Técnico de la NTSyCS, establecen que el Coordinador deberá declarar el fin del período de PES y la EO de aquellas instalaciones en que la empresa solicitante ha cumplido con los requisitos de interconexión antes señalados de la totalidad de los alcances de la obra, lo cual debe además quedar plasmado en una declaración formal por parte de la empresa. Según este organismo la discrepante le ha solicitado que le otorgue el fin del período de la PES y EO a un proyecto en una fecha distinta a la que corresponde al cumplimiento de las pruebas y de todos los requisitos establecidos en la normativa técnica para el período de PES, conforme lo establece expresamente la normativa.

- Tareas de interconexión posteriores al 20 de mayo de 2024

El Coordinador refiere que durante la energización de las instalaciones se advirtió la falta de supervisión de señales analógicas, como lo son potencia activa y reactiva, y además que un grupo de 25 señales del Proyecto asociadas al SITR presentaban valores inválidos o incorrectos, solicitándole la atención de esta situación ya que esto condicionaba la operación segura y confiable del sistema. Lo anterior, agrega, conforme lo dispuesto en el artículo 35 del Anexo Técnico de la NTSyCS "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR"⁶. Añade que la totalidad de las señales del Proyecto estuvieron implementadas y operativas el 27 de junio de 2024.

Según el CEN no existen ajustes de protecciones que tengan el carácter de "sugerencia" o "recomendaciones proactivas", ya que son evaluados como un set de parámetros para dar cumplimiento a las exigencias normativas, en consecuencia, todos y cada uno de los ajustes propuestos y aprobados son obligatorios para acreditar las conclusiones del estudio.

Por lo anteriormente expuesto, el Coordinador solicita que se rechacen ambas peticiones de la discrepante.

⁶ "Las nuevas instalaciones que se interconecten al SI y que de acuerdo con este Anexo Técnico requieran enviar información al SITR del Coordinador, deberán tener implementado y operativo el envío de esas variables al SITR del Coordinador, en forma previa a su Puesta en Servicio y entrada en operación (...)"

3. ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN

3.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes materias con sus correspondientes alternativas:

Materia 1

Alternativa 1: Dictaminar que el periodo de Puesta en Servicio del Proyecto finalizó el 19 de abril de 2024

Alternativa 2: Rechazar la petición de Centella Transmisión S.A.

Materia 2

Alternativa 1: Dictaminar que la Entrada en Operación del Proyecto tuvo lugar el 20 de mayo de 2024

Alternativa 2: Rechazar la petición de Centella Transmisión S.A.

3.2. Análisis

Centella discrepa de la respuesta que dio el Coordinador a su solicitud de considerar el 19 de abril de 2024 como fecha de término del periodo de Puesta en Servicio y Entrada en Operación del proyecto Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Centella (Ex Nueva Los Pelambres) 2x220 kV, 2x580 MVA en adelante “el Proyecto”.

Señala que el Proyecto fue incluido en el Decreto Exento N°422, publicado el 18 de agosto de 2017, que fijó el plan de expansión del sistema de transmisión nacional para los doce meses siguientes, y el Decreto de Adjudicación 18T del Ministerio de Energía, publicado el 30 de noviembre de 2018, el cual fijó los derechos y condiciones de ejecución y explotación del proyecto a la empresa adjudicataria Consorcio Ferrovial Transco Chile SpA - Ferrovial Transco Chile III SpA, posteriormente Centella Transmisión S.A.

La empresa indica que según el Decreto 18T el Hito Relevante N°5 del Proyecto, correspondiente al fin del periodo de Puesta en Servicio, debía verificarse dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de su publicación (a más tardar el 30 de noviembre de 2022). Agrega que solicitó al Ministerio de Energía la ampliación del plazo para dicho hito, argumentando motivos de caso fortuito o fuerza mayor. Señala que esta solicitud fue acogida, prorrogándose el plazo del Hito Relevante N°5 en 11 meses, es decir, este debía verificarse a más tardar el 30 de octubre de 2023 (Decreto Supremo N°12T de 2021 del Ministerio de Energía). Posteriormente, añade, debido a la persistencia de circunstancias constitutivas de caso fortuito o fuerza mayor, la empresa realizó dos nuevas presentaciones frente al ministerio, la primera de las cuales fue acogida, prorrogando el plazo para el Hito Relevante N°5 en 77 días, es decir, este debía verificarse a más tardar el 15 de enero de 2024 (Resolución Ministerial Exenta N°33, de 2024 del Ministerio de Energía). Finalmente, menciona que su segunda presentación aún se encuentra pendiente de resolución por parte de ese ministerio.

La discrepante destaca que el 16 de abril de 2024 se inició la etapa de Puesta en Servicio del Proyecto. Señala que el Tramo 1 fue energizado el 18 de abril y el Tramo 2 el 19 de abril de 2024. Agrega que a partir de esta última fecha habrían quedado disponibles todas las instalaciones para ser operadas por el CDC del SEN. Por lo anterior indica haber solicitado al Coordinador considerar el 19 de abril de 2024 como fecha de término del periodo de Puesta en Servicio y Entrada en Operación del Proyecto.

Centella sostiene que el artículo 72-17 de la LGSE es explícito al señalar que con posterioridad al término del periodo de Puesta en Servicio el Coordinador debe emitir su aprobación para la Entrada en Operación de la instalación de que se trate.

La discrepante refiere que el día 4 de junio de 2024, el Coordinador precisó que aún existían tres ítems pendientes que debían ser subsanados: i) tres señales SITR; ii) protocolo E SAT (Protocolos de pruebas SAT a equipos primarios); y iii) entrega de *Print Outs* de Relés de terceros luego de las modificaciones que debían hacer Transelec, Pacific Hydro, Interchile y AES.

Según la transmisora, antes de la entrada en vigencia del Procedimiento de Interconexión — el 14 de junio de 2024—, la exigencia de las actas de *Print Outs* de relés existentes, como condición necesaria para declarar la Entrada en Operación de una instalación de transmisión, no se encontraba establecida en ningún cuerpo normativo o procedimental. Sostiene que la entrega del acta de *Print Outs* de relés existentes corresponde a una obligación de reporte, de carácter documental, cuyo cumplimiento puede ser diferido para un momento posterior al término de la Puesta en Servicio e, incluso, posterior a la Entrada en Operación del Proyecto, sin que a su juicio ello implique un riesgo para el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico.

Centella afirma que los ajustes de protecciones definitivos de las instalaciones que conforman el Proyecto —los *Print Outs* de relés nuevos— que correspondía llevar a cabo en el marco del proceso de interconexión y Puesta en Servicio del Proyecto conforme a lo aprobado en el ECAP respectivo, fueron íntegramente cargados en la PGP del Coordinador con fecha 5 de marzo de 2024, sin observaciones.

En relación con los ajustes en la función *Switch on to Fault* (SOTF) de los relés existentes en los paños J3 y J6 de la S/E Punta Sierra, cuyos *Print Outs* se entregaron el 17 de julio de 2024, la discrepante sostiene que no correspondían a ajustes necesarios para la correcta operación de las instalaciones, por lo que su materialización no constituyó un requisito para que el Coordinador reconociera la Entrada en Operación del Proyecto. Agrega que estos fueron propuestos proactivamente por Centella en el ECAP atendiendo a que los ajustes existentes no seguían una recomendación del fabricante de los equipos de dichos paños. La empresa destaca que los referidos ajustes, que inicialmente no fueron acogidos por Pacific Hydro, eran sólo una recomendación y que no debían condicionar la aprobación del estudio, lo que no fue objetado ni observado por el Coordinador al aprobar el ECAP.

Centella sostiene que las actividades que realizó luego del 19 de abril de 2024 corresponden a la carga de documentación e información técnica en la PGP y a trabajos que obedecen a la

investigación, reparación y verificación del correcto funcionamiento de los equipos que habrían sido afectados por fallas de juventud. Afirma que ninguna de estas actividades correspondería a “trabajos de PES” como lo habría pretendido establecer el Coordinador.

Respecto de los trabajos, sostiene que estos son propios de la fase inicial de la operación de instalaciones de este tipo, pero que no impidieron la normal operación del sistema de transmisión ni podrían ser calificados como limitaciones a la capacidad de transmisión de este.

La discrepancia manifiesta que, considerando la metodología y el uso de maletas de pruebas, en la etapa previa a la Puesta en Servicio se aseguró que todas las señales SISTR se encontraran validadas y, a su vez, se verificó las vías asociadas, chequeando desde el equipo de origen que las señales fuesen generadas y enviadas correctamente al Coordinador. En consecuencia, agrega, las señales se encontraban validadas. No obstante lo anterior, la discrepancia reconoce que ocurrieron fallas que debieron ser atendidas, pero indica que estas corresponderían a fallas de infancia.

Por otra parte, Centella destaca que el 26 de enero de 2024 presentó la totalidad de los protocolos SAT de equipos primarios, e informó al Coordinador que quedarían pendientes pruebas de resistencia de contacto de los chicotes de un grupo de activos ubicados en las subestaciones Punta Sierra y Centella, debido a que a esa fecha no habían podido ser realizadas. Agrega que el Coordinador informó que no tenía observaciones a los antecedentes presentados, y que la falta de las pruebas de resistencia señaladas no condicionaba la energización y la PES del Proyecto.

La empresa se refiere a una limitación asociada a la indisponibilidad del relé 50 BF en los paños J7 y J10 en S/E Nueva Pan de Azúcar, ocurrida el 17 de abril de 2024 y corregida el 8 de mayo de 2024. Afirma que esta no limitó la capacidad de transmisión del Proyecto, y que tampoco constituyó una anomalía que pudiera motivar al Coordinador a imponer una restricción operacional a la capacidad de éste.

El Coordinador por su parte, señala que, para iniciar el proceso de interconexión del Proyecto, la discrepancia presentó la Solicitud de Inicio del Proceso de Conexión en tres oportunidades. Agrega que las primeras dos solicitudes fueron declaradas no admisibles porque no cumplían con todos los requisitos establecidos en el artículo 7 del Anexo Técnico. Indica que la tercera, entregada el 25 de noviembre de 2022, permitió acoger el Proyecto a tramitación del proceso de interconexión. El Coordinador menciona que generó el registro para el Proyecto en la Plataforma de Gestión de Proyectos (“PGP”) bajo el Número Único de Proyecto (“NUP”) 1136, y procedió a notificar a las cinco empresas involucradas en el proceso de conexión: Interchile S.A., Pacific Hydro Chile S.A., Compañía Transmisora La Cebada S.A., Transelec S.A. y Eletrans III S.A.

El CEN señala que el inciso séptimo del artículo 72-17 de la LGSE establece sus atribuciones relativas a la Puesta en Servicio de nuevas instalaciones de transmisión que se interconecten al sistema eléctrico, las que son ratificadas en el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. Agrega que el artículo 3 del Anexo Técnico establece la definición de Puesta en Servicio.

Afirma que a partir de la emisión de la Carta de Escenarios Mínimos Definitiva la discrepante ejecuta diversas actividades de interconexión que constituyen requisitos para iniciar el periodo de Puesta en Servicio del Proyecto, conforme lo indica el artículo 19 del Anexo Técnico, incluyendo, entre otras: i) revisión de información técnica; ii) estudios de interconexión; iii) integración de Sistemas de Medidas; iv) definición e Integración al SITR; v) otros requerimientos como la validación de actas de declaración de ejecución satisfactoria para configuración de equipos primarios y sistema de protecciones.

El Coordinador indica que autorizó el inicio del periodo de la Puesta en Servicio el 10 de abril de 2024, con un pendiente referido a tres señales del SITR⁷, con el compromiso de la discrepante de regularizarlo antes de que fuera otorgada la Entrada en Operación. Menciona que la energización de las instalaciones fue desarrollada por la discrepante entre el 16 y el 19 abril de 2024, a través de la ejecución de cinco trabajos registrados en la Plataforma Neomante. Agrega que durante dichos trabajos advirtió la falta de supervisión de señales analógicas de potencia (activa y reactiva) y que un grupo de 25 señales del Proyecto asociadas al SITR presentaron valores inválidos (voltaje, potencia y frecuencia).

El CEN afirma que al 16 de abril de 2024 la discrepante mantenía otras actividades pendientes por subsanar dentro del periodo de Puesta en Servicio, las que fueron resueltas con posterioridad al 19 de abril del 2024.

El Coordinador expone que el 26 de julio de 2024 la discrepante presentó la Solicitud de Entrada en Operación ("SEO") de su proyecto, pidiendo establecer el 19 de abril de 2024 como fecha de finalización de la Puesta en Servicio y que la Entrada en Operación fuese definida con la misma fecha. Agrega que no acogió esta solicitud debido a que la fecha de Entrada en Operación del Proyecto correspondería al día 17 de julio de 2024, fecha en que Centella presentó el último entregable del proceso de conexión. Indica que para esta determinación consideró las exigencias del séptimo y octavo inciso del artículo 72-17 de la LGSE, lo indicado en el Capítulo I del Título II del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional y lo dispuesto en el Anexo Técnico de la NTSyCS.

El CEN señala que las disposiciones de la normativa mencionada serían concluyentes respecto de que la Puesta en Servicio corresponde a un periodo o etapa que considera un inicio y un término de actividades, tal que, toda instalación que se interconecta al sistema requiere: que ésta se energice; que se realicen las respectivas pruebas; y, finalmente, que estas últimas se validen como satisfactorias. Precisa que, para proyectos de transmisión, la fecha de Entrada en Operación a otorgar corresponde al término de la última actividad asociada a las intervenciones, verificaciones y pruebas de Puesta en Servicio, conforme al alcance del proyecto aprobado por el Coordinador. Agrega que, según lo indicado en los artículos 27 y 28 del Anexo Técnico de la NTSyCS, se declarará el fin de la Puesta en Servicio del proyecto y

⁷ El Artículo 19 literal c) del Anexo Técnico señala que la correcta incorporación de las señales SITR del proyecto es uno de los requisitos para dar inicio al período PES.

su Entrada en Operación una vez que se haya dado cumplimiento con los requisitos de interconexión señalados.

El Coordinador indica que para la Entrada en Operación de los proyectos, evalúa: i) la aprobación de todos los requerimientos del proceso de conexión, considerando al alcance del proyecto y sus antecedentes, según normativa vigente; ii) la energización de todos los equipos inherentes al alcance del proyecto; y iii) la implementación de todos los ajustes de protecciones en el SEN, de instalaciones nuevas o existentes definidas en el Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones (ECAP) aprobado del proyecto, junto con la aceptación de las pruebas de Puesta en Servicio donde se corrobore su correcta ejecución.

El Panel, con los antecedentes tenidos a la vista, constata que, a la fecha solicitada por la discrepante como término de la Puesta en Servicio del Proyecto, esto es el 19 de abril de 2024, quedaban diversas actividades pendientes, las que fueron finalizadas con posterioridad. A saber:

- i. Diez observaciones que quedaron pendientes desde 2023, a ser resueltas durante el periodo PES del proyecto. Estas terminaron de resolverse el 30 de abril de 2024.
- ii. Limitación verificada el 17 de abril de 2024 asociada a la indisponibilidad del relé falla interruptor 50 BF en los paños J7 y J10 en S/E Nueva Pan de Azúcar. Esta condición se regularizó el 8 de mayo de 2024.
- iii. Limitación verificada el 19 de abril de 2024 asociada a la indisponibilidad del relé falla interruptor 50 BF en el paño J15 en S/E Punta Sierra. Esta condición se regularizó el 30 de abril de 2024.
- iv. Ejecución de ítems pendientes asociados a Protocolos SAT de Equipos primarios (prueba de contacto de los chicotes). Fecha de término, 8 de mayo de 2024.
- v. Actas de ejecución de pruebas *End to End*, las que se cargaron el 20 de mayo de 2024.
- vi. Problemas con señales analógicas y 25 señales con valores inválidos, que se evidenciaron a partir del 18 de abril de 2024. El 27 de junio de 2024 el CEN las dio por verificadas.

Cabe señalar que el Coordinador identificó también un grupo de 47 actividades pendientes al 19 de abril de 2024, que a su juicio serían propias de la Puesta en Servicio. Al respecto, el Panel entiende que parte de esas actividades corresponden a las 25 señales reportadas en el romanillo vi y a la indisponibilidad del relé mencionado en el romanillo ii. Del resto de las actividades, el Panel no dispuso de información que fuera concluyente a los efectos de dimensionar su entidad y poder determinar que constituyesen un impedimento para dar por cumplida la Puesta en Servicio, y la eventual Entrada en Operación del Proyecto.

Por otra parte, se tiene presente que el Coordinador autorizó dejar pendiente la regularización de tres señales SITR, con el compromiso de Centella de completarlas previo a la Entrada en Operación. Esta actividad fue terminada el 17 de mayo de 2024.

Con relación a los ajustes de las protecciones de los paños J3 y J6 en la S/E Punta Sierra, el Panel constata que en el ECAP quedó establecido que los nuevos ajustes de dichas protecciones se incluyeron en este documento de manera proactiva y a modo de recomendación, de suerte que, si bien su realización regularizaba la operación de estos equipos, esta no era necesaria de cara al desarrollo del Proyecto y, por lo tanto, no constituía un requisito para superar la etapa de Puesta en Servicio.

Lo anterior se desprende de lo indicado en el ECAP, cuando en este se señala que “[s]i bien este ajuste resulta independiente de la incorporación del presente proyecto, se recomienda de manera proactiva, modificar el arranque a valores que se encuentren en línea con las recomendaciones de ABB”.

El Panel entiende que al aprobar el Coordinador el mencionado documento, dicho organismo aprobó también la citada consideración. Es decir, que estos ajustes no eran obligatorios a los efectos de la Puesta en Servicio. Ello, sin perjuicio de su potencial obligatoriedad en atención al funcionamiento óptimo y seguro del sistema, materia sobre la cual el Coordinador no se pronunció en su oportunidad.

Por todo lo anterior, el Panel estima que en este caso la realización de estos ajustes y sus correspondientes *Print Outs* no son exigibles para dar por terminada la etapa de Puesta en Servicio, de lo que se deriva que el 17 de julio de 2024 no es la fecha que debiese ser considerada como término de esta etapa, según lo señala el CEN.

El Panel tiene presente que las fechas de término de la Puesta en Servicio y de Entrada en Operación no son necesariamente coincidentes, lo que también se desprende de antecedentes empíricos tenidos a la vista en la PGP, en tanto en diversos proyectos estas fechas no coinciden en los procesos de interconexión al SEN.

Sin perjuicio de ello, estima que, en este caso, dado el análisis *ex post* realizado por el Panel, es pertinente emplear el criterio que utilizó el CEN, es decir, en ausencia de tareas pendientes, otorgar una misma fecha para el fin de la etapa de Puesta en Servicio y para la Entrada en Operación.

En tal sentido, el Panel considera que el término de la Puesta en Servicio corresponde a la fecha más tardía en la que se completaron todas las actividades pendientes pertinentes, que de acuerdo con lo revisado corresponde al 27 de junio de 2024, fecha en la que se terminó de verificar la correcta operación de las 25 señales SITR que fallaron a partir del 18 de abril de 2024.

En el contexto descrito, y teniendo presente además lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 36 en relación con el inciso segundo del artículo 27 del reglamento contenido en el Decreto 44 del Ministerio de Energía de 2017, el Panel no se ceñirá a la literalidad de las solicitudes formuladas por Centella y establecerá una alternativa en la se reconocerá el 27 de junio de 2024 como la fecha en la que el Proyecto contemporáneamente concluyó la etapa de Puesta en Servicio y su Entrada en Operación. Lo anterior, en virtud del análisis y los antecedentes tenidos a la vista.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel dictaminará en los siguientes términos:

3.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por mayoría se acuerda el siguiente Dictamen:

Materia 1

Establecer que la Puesta en Servicio del Proyecto concluyó el 27 de junio de 2024

Materia 2

Establecer que la Entrada en Operación del Proyecto se produjo el 27 de junio de 2024

3.4. Voto de minoría de la integrante Patricia Miranda A.

1. Quien suscribe este voto de minoría considera que la discrepancia en análisis debe ser rechazada, atendido que a las fechas solicitadas por Centella para dar por terminado el periodo de Puesta en Servicio ("PES") del Proyecto y para la Entrada en Operación ("EO") del mismo, todavía no se había dado cabal cumplimiento a las exigencias establecidas al efecto en la normativa y en el respectivo programa de pruebas.
2. Según se advierte, el hito que en definitiva determinó la fecha considerada por el Coordinador para dar por terminada la PES y para la EO (17 de julio de 2024), fue la entrega de los *Print Outs* de relés existentes. En particular, aquellos relativos a los ajustes de protecciones de los paños J3 y J6 de la subestación Punta Sierra, de propiedad de un tercero (Pacific Hydro).
3. Parte importante de la argumentación de Centella se funda en que antes de la entrada en vigencia del Procedimiento Interno de Interconexión de Proyectos del Coordinador ("PI Interconexión"), verificada el 14 de junio de 2024, la exigencia de las actas de *Print Outs* de relés existentes, como condición necesaria para declarar la EO de una instalación de transmisión, no se encontraba establecida en ningún cuerpo normativo o procedimental. Por ello, la empresa considera que este requerimiento no le habría sido exigible, toda vez que a esa fecha ya se había iniciado el respectivo procedimiento de interconexión.

En esta misma línea, la discrepante sostiene que los ajustes de protecciones contenidos en el Estudio de Coordinación de Ajustes de Protecciones ("ECAP"), entre los que se encuentran aquellos relativos a las instalaciones de Pacific Hydro, se incluyeron como sugerencias o recomendaciones proactivas. En otras palabras, para la discrepante dichos ajustes no serían vinculantes.

4. Contrariamente a lo argumentado por la empresa, la obligación de presentar los *Print Outs* de relés existentes para la EO estaba vigente al momento de iniciarse el proceso de interconexión del proyecto (año 2022).

En efecto, el artículo 24 del Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento", de la NTSyCS, ya contemplaba la entrega de los *Print Outs* con los ajustes y parámetros vigentes (en formato pdf) entre la información técnica de instalaciones que debe ser presentada para el periodo de PES.

Así las cosas, el PI Interconexión se limitó a reiterar un requisito ya contemplado en la normativa. No se trata, como alega la discrepante, de una exigencia establecida por el Coordinador pero carente de amparo normativo, sino de un requisito obligatorio vigente, cuyo cumplimiento este organismo debe cautelar.

5. Por otra parte, del tenor de la NTSyCS y del Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI" ("Anexo Técnico de la NTSyCS"), se desprende que no es posible dar por terminado el periodo de PES, en tanto no se haya dado cumplimiento a las correspondientes exigencias establecidas en la normativa técnica, que es precisamente lo que ocurre en la especie.

Al efecto, la NTSyCS dispone:

"Puesta en Servicio: Se entenderá por Puesta en Servicio al período que se inicia una vez materializada la interconexión y energización de una instalación y hasta el término de las respectivas pruebas y demás requerimientos establecidos en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" y demás que correspondan de acuerdo a la presente NT." (art. 1-7, numeral 77).

En el mismo sentido, el Anexo Técnico de la NTSyCS establece:

"Puesta en Servicio: 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" (art. 3, literal g).

Adicionalmente, el artículo 20 del mismo anexo técnico, dispone que durante el periodo de PES, la empresa solicitante:

"(...) deberá realizar las pruebas que permitan verificar la validez de la información técnica de la instalación y el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio exigidos en la presente NT y sus anexos".

6. En el caso en análisis, los respectivos ajustes de protecciones se realizaron con fecha 16 y 17 de julio de 2024. La forma de validar el cumplimiento de este requisito es a través de la carga, en la respectiva plataforma, de las actas de los *Print Outs* de relés existentes. Atendido que los ajustes y las respectivas actas fueron cargadas el 17 de julio de 2024, quien suscribe estima que se debe dar por terminada la etapa de PES con dicha fecha.

7. En opinión de esta integrante, la incorporación de ciertas acciones en el ECAP como “recomendaciones” no significa que ellas constituyan sugerencias, que pueden no ser cumplidas.

De acuerdo con la normativa técnica, el ECAP constituye uno de los estudios que el Coordinador puede exigir a los interesados en interconectar nuevas instalaciones al sistema, para identificar las restricciones o limitaciones que la nueva instalación genera. En particular, el ECAP tiene como objetivo demostrar el correcto ajuste y adecuada coordinación de los sistemas de protección de todas las instalaciones afectadas por la interconexión de nuevas instalaciones, considerando distintos escenarios de operación y contingencias (art. 16, literal d).

8. En este contexto, la referencia que se efectuó en el estudio, en cuanto a que “esta recomendación se propone de manera proactiva, en caso de no ser acogida por el propietario de la instalación, no debiese ser una causal de la no aprobación del presente estudio”, constituye una opinión que excede el objetivo del ECAP y, por tanto, no puede considerarse vinculante para el Coordinador.

De hecho, el capítulo final del estudio se refiere en términos generales a “Conclusiones y Recomendaciones”, incluyendo todas las acciones que debían ser realizadas por las empresas titulares de instalaciones. En este se identifican explícitamente los paños J3 y J6 de la subestación Punta Sierra entre las subestaciones, paños y respectivas funciones de protección “que requieren de alguna modificación tras el seccionamiento tras la incorporación del nuevo enlace Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Centella 2x220kV”. Se establece, asimismo, que la correspondiente modificación de la función SOTF se debe a “cambios en [los niveles de] cortocircuito”.

Con todo, quien suscribe estima que para prevenir controversias como la suscitada en la presente discrepancia, a futuro debiera evitarse en este tipo de estudios la incorporación de formulaciones como las de la especie, de manera de consignar claramente el alcance obligatorio de las acciones que el estudio identifica como necesarias de ejecutar por parte de la empresa interesada en interconectarse, durante las etapas previstas en la normativa.

9. Por último, la inclusión por parte de Centella de los ajustes a las protecciones de las instalaciones de Pacific Hydro en el Programa de Pruebas presentado con fecha 19 de diciembre de 2023, confirma la comprensión de la necesidad de cumplimiento obligatorio de este requisito.

Al efecto, el programa incluido en el plan de energización para el Proyecto, contenido en la plataforma Neomante, hace referencia de manera explícita a la necesidad de realizar los cambios de ajustes en los paños J3 y J6 de la subestación Punta Sierra.

A la luz de lo dispuesto en el Anexo Técnico de la NTSyCS, se observa que el Programa de Pruebas constituye una exigencia normativa para el inicio del periodo de PES, en el

que se establece “el listado de pruebas a realizar” (art. 21, romanillo iii) en esta etapa. Al efecto, el artículo 23 dispone:

“Programa de Pruebas para instalaciones de Transmisión.

Tratándose de instalaciones de transmisión que se requieran interconectar al SI o modificar de manera relevante, la Empresa Solicitante deberá presentar un Programa de Pruebas al Coordinador al menos 15 días hábiles antes de la fecha contemplada para el inicio del período de Puesta en Servicio.

El Coordinador deberá revisar el Programa de Pruebas informado por la Empresa Solicitante y emitir sus observaciones o declarar su aprobación en el plazo de 5 días hábiles contados desde la recepción de dicho programa” (...).

La regulación del Programa de Pruebas, que considera una participación activa del Coordinador y del titular de la instalación para la determinación de su contenido, se explica por el carácter vinculante de las pruebas que allí se establecen. De este modo, se le da al Coordinador la posibilidad de efectuar observaciones y aprobar el programa, como así también al o los titulares de las instalaciones para analizarlas y, eventualmente, controvertirlas.

En este contexto, la integrante que suscribe estima que no puede considerarse voluntario el ajuste de las respectivas protecciones. Por lo anterior, a su juicio la discrepancia debe ser rechazada.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°29-2024 los siguientes integrantes del Panel de Expertos: Fernando Fuentes Hernández, Claudio Gambardella Casanova, Patricia Miranda Arratia, Guillermo Pérez del Río, Eduardo Ricke Muñoz, Carlos Silva Montes y Luis Vargas Díaz.

Santiago, 24 de diciembre de 2024

María Fernanda Quezada Ruiz

Secretaria Abogada